

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO
PREVENTIVO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE 10MVA DE LA
UNIDAD MINERA ARCATA**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

NINO FREDY ESTEBAN CASTRO

PROMOCIÓN 1998-I

LIMA-PERU

2 011

ÍNDICE

	Pág.
PRÓLOGO.....	1
CAPÍTULO I : INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 GENERALIDADES.....	3
1.2 PROBLEMÁTICA.....	3
1.3 OBJETIVO.....	3
1.4 ALCANCE.....	4
CAPÍTULO II: CONSIDERACIONES DEL ASPECTO CONSTRUCTIVO DEL TRANSFORMADOR.....	5
2.1 PARTES PRINCIPALES.....	5
2.1.1 Núcleo Magnético.....	5
2.1.2 Bobinado.....	5
2.1.3 Sistema Aislante.....	6
2.1.4 Sistema De Refrigeración.....	6
2.2 PARTES SECUNDARIAS.....	7
2.2.1 Aisladores de Alta Tensión.....	7
2.2.2 Aisladores de Neutro a Tierra.....	7
2.2.3 Aisladores de Baja Tensión.....	7
2.2.4 Cuba.....	7
2.2.5 Tanque De Expansión.....	7
2.2.6 Desecador.....	8

ÍNDICE

	Pág.
PRÓLOGO.....	1
CAPÍTULO I : INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 GENERALIDADES.....	3
1.2 PROBLEMÁTICA.....	3
1.3 OBJETIVO.....	3
1.4 ALCANCE.....	4
CAPÍTULO II: CONSIDERACIONES DEL ASPECTO CONSTRUCTIVO DEL TRANSFORMADOR.....	5
2.1 PARTES PRINCIPALES.....	5
2.1.1 Núcleo Magnético.....	5
2.1.2 Bobinado.....	5
2.1.3 Sistema Aislante.....	6
2.1.4 Sistema De Refrigeración.....	6
2.2 PARTES SECUNDARIAS.....	7
2.2.1 Aisladores de Alta Tensión.....	7
2.2.2 Aisladores de Neutro a Tierra.....	7
2.2.3 Aisladores de Baja Tensión.....	7
2.2.4 Cuba.....	7
2.2.5 Tanque De Expansión.....	7
2.2.6 Desecador.....	8

2.2.7	Conmutador Bajo Carga.....	8
2.2.8	Válvulas De Filtrado y Drenaje De Aceite.....	8
2.3	PROTECCIÓN.....	8
2.3.1	Válvula de Alivio de Presión Súbita.....	8
2.3.2	Indicador De Nivel De Aceite.....	9
2.3.3	Relé Buchholz.....	9
2.3.4	Relé de Presión Súbita.....	10
2.3.5	Indicador Temperatura de Aceite.....	10
2.3.6	Indicador Temperatura Devanado.....	10
CAPITULO III: FUNDAMENTO TEÓRICO RELACIONADO CON EL		
	PROCESO DE MANTENIMIENTO.....	13
3.1	IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO.....	13
3.2	TIPOS DE MANTENIMIENTO.....	14
3.2.1	Mantenimiento Correctivo.....	14
3.2.1.1	Ventajas del Mantenimiento Correctivo.....	14
3.2.1.2	Desventajas del Mantenimiento Correctivo.....	16
3.2.2	Mantenimiento Preventivo.....	16
3.2.2.1	Principios Básicos del Mantenimiento Preventivo.....	18
3.2.2.2	Ventajas del Mantenimiento Preventivo.....	19
3.2.2.3	Limitaciones del Mantenimiento Preventivo.....	20
3.2.2.4	Procedimiento para la Implementación del Programa de Mantenimiento Preventivo.....	21
3.2.2.5	Recomendaciones para la Implementación del Programa de Mantenimiento Preventivo.....	26

3.2.3	Mantenimiento Predictivo.....	28
3.2.3.1	Desventajas del Mantenimiento Preventivo.....	28
3.2.3.2	Ventajas del Mantenimiento Preventivo.....	29
3.2.3.3	Técnicas de Mantenimiento Predictivo.....	29
3.2.3.4	Efectividad del mantenimiento Predictivo.....	30
3.2.3.5	Pasos para la Implementación del Mantenimiento Predictivo.....	31
CAPITULO IV: DIAGNÓSTICO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL		
	PARA SU MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	33
4.1	PRUEBA DE RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.....	33
4.1.1	Objetivo de la Prueba.....	33
4.1.2	Principio de Operación.....	34
4.2	PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACIÓN.....	34
4.2.1	Objetivo de la Prueba.....	34
4.3	PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....	34
4.3.1	Procedimiento de la Prueba.....	34
4.4	MEDICIÓN DE FACTOR DE POTENCIA.....	34
4.4.1	Factores que Afectan la Prueba.....	41
4.4.2	Método de Medición.....	41
4.4.3	Interpretación de Resultado.....	41
4.5	PRUEBA DE TERMOGRAFÍA.....	41
4.5.1	Termografía en Equipo Eléctricos.....	42
4.5.2	Ventajas de la Prueba.....	43
4.5.3	Interpretación de la Prueba.....	44

4.6 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO.....	44
4.6.1 Ventajas del Análisis Físicoquímico.....	45
4.6.2 Índice de Neutralización.....	45
4.6.3 Pérdidas Dieléctricas (Factor de Potencia).....	46
4.6.4 Rigidez Dieléctrica.....	46
4.6.5 Tensión Interfacial.....	47
4.6.6 Contenido de Agua.....	47
4.7 ENSAYO CROMATOGRÁFICO GASES DISUELTOS.....	47
4.7.1 Identificación de Fallas.....	48
4.7.2 Diagnostico a Través de los Gases Medidos.....	48
4.7.3 Reacondicionamiento del Aceite Aislante.....	52
4.7.4 Regeneración del Aceite Aislante.....	52
4.8 PRUEBAS COMPLEMENTARIAS Y CONTROL DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	53
CAPÍTULO V: PLANEAMIENTO Y PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO.....	54
5.1 INVENTARIO DE EQUIPOS.....	54
5.2 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS CRÍTICOS.....	54
5.3 SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES CRÍTICOS.....	59
5.4 ELABORACIÓN DEL PLAN MAESTRO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA EL TRASFORMADOR DE 10MVA.....	59
5.5 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ANUAL, TRIMESTRAL Y MENSUAL.....	61
CAPÍTULO VI: COSTOS DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	68
CONCLUSIONES	71

RECOMENDACIONES.....	72
BIBLIOGRAFÍA.....	73
ANEXOS.....	75

PRÓLOGO

El centro minero Arcata, considera el suministro eléctrico una prioridad para garantizar su programa de producción, identifica al transformador principal de 10MVA un equipo crítico dentro de su sistema de potencia. El presente informe detalla el programa de mantenimiento preventivo implementado al transformador principal de 10MVA para garantizar su operatividad y elevar su confiabilidad.

Para dar una adecuada presentación al informe se ha visto por conveniente dividir en seis (06) capítulos:

En el capítulo I, denominado Introducción, se detalla las generalidades del informe, la problemática, objetivos y los alcances.

En el capítulo II, Consideraciones del aspecto constructivo, detallamos la forma constructiva de las partes principales del transformador, resumimos de forma sucinta las partes secundarias y elementos de protección.

En el capítulo III, designado Fundamento teórico del proceso de mantenimiento, citamos la importancia del mantenimiento dentro del proceso productivo, los tipos de mantenimiento y el proceso de implementación del mantenimiento preventivo.

En el capítulo IV, Diagnostico del transformador principal para su Mantenimiento preventivo, detallamos las pruebas, análisis y ensayos que se practican al transformador principal para diagnosticar y evaluar la condición del equipo.

En el Capítulo V, Planeamiento y programación del mantenimiento preventivo del transformador principal, citamos los pasos para la implementación del mantenimiento preventivo, los planes de mantenimiento y desarrollamos las cartillas de mantenimiento anual, trimestral y mensual

En el Capítulo VI, Costos del mantenimiento preventivo, cuantificamos el costo de ejecutar un mantenimiento preventivo, y su implicancia en las pérdidas de proceso.

Finalmente damos a conocer las conclusiones y recomendaciones de la implementación.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

El centro minero Arcata, se encuentra ubicado en el departamento de Arequipa, Provincia de Condesuyos, Distrito de Cayarani a 4640 msnm. Es una empresa dedicada principalmente a la explotación de plata y oro mediante un sistema de minado subterráneo (socavón). Para garantizar su proceso productivo requiere de un suministro eléctrico confiable, debido a su método de explotación subterráneo.

Cabe señalar que la paralización de su sistema de ventilación genera deficiencia en el suministro de aire fresco para sus operaciones, poniendo en riesgo la vida de sus colaboradores.

El centro minero Arcata mediante sus dos líneas de transmisión en 66KV se encuentra interconectado al Sistema Interconectado Nacional (SEIN), en la sub estación principal de Callalli.

En el Centro Minero existe un transformador principal de 10MVA, que transforma el nivel de tensión de 66KV a 10KV que a su vez alimenta a su barra principal en 10KV

1.2 PROBLEMÁTICA

La carencia de un eficaz programa de mantenimiento en el transformador principal de 10MVA, 66/10KV genera paralizaciones en el proceso productivo,

como consecuencia pérdidas económicas y un alto riesgo en la integridad de sus colaboradores.

1.3 OBJETIVO

Implementar un programa de mantenimiento preventivo que garantice la confiabilidad y disponibilidad del transformador de 10MVA

1.4 ALCANCE

Planificación del Mantenimiento Preventivo

Programación del Mantenimiento Preventivo

Costos del Mantenimiento Preventivo

CAPÍTULO II

CONSIDERACIONES DEL ASPECTO CONSTRUCTIVO DEL TRANSFORMADOR

2.1 PARTES PRINCIPALES

2.1.1 Núcleo Magnético

El núcleo constituye el circuito magnético que transfiere la energía de un circuito a otro y su función principal es la de conducir el flujo magnético. Está formado por láminas de acero al silicio de grano orientado de bajas pérdidas y una alta permeabilidad magnética.

Todas las laminas están aisladas en ambas caras por medio de un aislante inorgánico llamado "CARLITE" que consiste de una capa de aislante especial aplicada en el proceso final de planchado y recocido.

2.1.2 Bobinado

Los bobinados o devanados constituyen los circuitos de alimentación y carga.

La función principal de los devanados (primarios) es crear un flujo magnético para inducir en los devanados (secundarios) una fuerza electromotriz, y transferir potencia eléctrica del primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética, este proceso se desarrolla con una pérdida de energía muy pequeña.

2.1.3 Sistema Aislante

Constituido principalmente por el Papel de Celulosa y el Aceite Aislante. El aislamiento Papel-Aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno en el interior del transformador.

1.- Papel Presspan, es un cartón prensado, fabricado de fibras de celulosa, con elevadas propiedades aislantes.

Clase	: B
Espesor	: 0.1 mm
Rigidez Dieléctrica	: 1.3 Kv (en aire)

2.- Aceite Aislante, derivado del petróleo con base de parafina, con buenas propiedades de aislamiento, viscosidad y absorción térmica. La materia prima utilizada en la producción de aceite, es el crudo de petróleo con base de parafina, crudo de petróleo con base de nafteno o crudo de petróleo con bases mezcladas

Marca	: Nynas Transformer Oil – Nytro Orion I
Norma Control	: ASTM D3487 Type I

2.1.4 Sistema De Refrigeración

Su misión es disipar el calor que se pueda producir en las carcasas del transformador y evitar así que el aceite se caliente en exceso, cuenta con ocho radiadores para disipar el calor.

2.2 PARTES SECUNDARIAS

2.2.1 Aisladores de Alta Tensión

Conecta el bobinado primario del transformador con la red eléctrica de entrada al transformador, controlando mediante aisladores la gradiente de tensión. (ver fig. 2.1 - Item 1)

Marca : ABB

Tipo : GOB 550/800

LF 1231189 – K

2.2.2 Aisladores de Neutro a Tierra

Conecta el punto neutro del bobinado con el sistema de puesta a tierra. (ver fig. 2.1 - Item 2)

Marca : ABB

Tipo : GOB 325/800

LF 123177 - K

2.2.3 Aisladores de Baja Tensión

Conecta el bobinado secundario del transformador con la red eléctrica de salida del transformador (ver fig. 2.1 – Item 3)

Marca : CEDASPE

Tipo : DIN 20 Kv / 1000 A

2.2.4 Cuba

Depósito de metal que contiene el líquido refrigerante (aceite), y en el cual se sumergen los bobinados y el núcleo metálico del transformador.

2.2.5 Tanque De Expansión

Deposito metálico cilíndrico ubicado en la parte superior del transformador que sirve para la expansión del aceite aislante, ante las

variaciones se volumen que sufre debido a la temperatura. (ver fig 2.1 – Item 5)

2.2.6 Desecador

Su misión es secar el aire que entra en el transformador como consecuencia de las variaciones del nivel de aceite. (ver fig 2.2 – Item 1)

2.2.7 Conmutador Bajo Carga

Permite adaptar el bobinado primario del transformador para mantener un nivel de tensión a la salida del transformador (+/- 1%) de la tensión fijada.

Marca : ABB

Tipo : UBBRN 350/150

Nº Pasos : 17

2.2.8 Válvulas De Filtrado y Drenaje De Aceite

Permite introducir el aceite dieléctrico, tomar muestra de aceite y realizar tratamientos fisicoquímicos del aceite (filtrado). (ver fig. 2.2 – Item 4)

Marca : Niagara

Tipo : 2"

2.3 PROTECCION

2.3.1 Válvula De Alivio De Presión Súbita

La Válvula de alivio de presión súbita, es un accesorio del transformador que se instala en la parte superior del mismo, diseñada para operar en el momento de producirse una presión positiva en el interior del tanque del transformador, y poder liberarla sin mayor riesgo.

Estas presiones pueden ser generadas por alguna falla en sus componentes internos, como devanados, cambiadores, aislamientos.

Marca : QUALITROL ABB

Tipo : 208 – 60Z

2.3.2 Indicador De Nivel De Aceite

El indicador de nivel de aceite esta instalado en el tanque de expansión del transformador, permite visualizar desde el exterior el nivel de aceite en la cuba

Marca : COMEM

Tipo : LB22 XON

2.3.3 Relé Buchholz

El relé de Buchholz es usado como un dispositivo de protección sensible al efecto de fallas dieléctricas dentro del equipo.

El relé tiene dos formas de detección, en caso de una pequeña sobrecarga, el gas producido por la combustión se acumula en la parte de arriba del relé y fuerza al nivel de aceite a que baje. En caso de producirse un arco, la acumulación de gas es repentina, y el aceite fluye rápidamente dentro del conservador. Este flujo de aceite opera sobre el switch adjunto a una veleta ubicada en la trayectoria del aceite en movimiento. Este switch normalmente activa un circuito interruptor automático que aísla el aparato antes de que la falla cause un daño adicional. (ver fig 2.1 - Item 4)

Marca : CEDASPE

Tipo : RPS 114B

2.3.4 Relé De Presión Súbita

Los relés de presión súbita son equipos de protección para transformadores de tipo sellado, instalados arriba del nivel máximo del líquido aislante, en el espacio comprendido entre el líquido aislante y la tapa del transformador.

El relé actúa cuando ocurre una súbita presión interna, independientemente de la presión de trabajo del transformador.

Este Relé no opera por cambios lentos de presión, resultantes de rayos, sobretensiones de maniobra y cortocircuitos, desde que no ocasionen falla en el transformador

Marca : Indubras

Tipo : RPS 114B

2.3.5 Indicador Temperatura De Aceite

Mide la temperatura interna del transformador y emite alarmas en caso de que esta no sea la normal. (ver fig. 2.2 – Item 2)

Marca : AKM

Tipo : 34301.12X – 5.0

2.3.6 Indicador Temperatura Devanado

Es un relé de protección contra sobrecargas. Detecta la temperatura del punto más caliente del bobinado del transformador; siendo, por tanto, la mejor protección. Sirve para controlar la temperatura de los devanados y para el control de la ventilación forzada.

El calentador se conecta al secundario de un transformador de intensidad a través de un autotransformador el primario del Transformador de intensidad lo constituye la fase de salida del Transformador de Potencia, por tanto la corriente del calentador es

proporcional a la corriente de bobinado. El detector de temperatura esta instalado dentro del calentador y ambos en la parte superior de la cuba del transformador en contacto con el aceite, por tanto la temperatura del detector representa la suma de la temperatura de la parte superior y de la temperatura de la parte más caliente del bobinado.(ver fig.2.2–Item 3)

Marca : AKM

Tipo : 35401.12X – 5.0

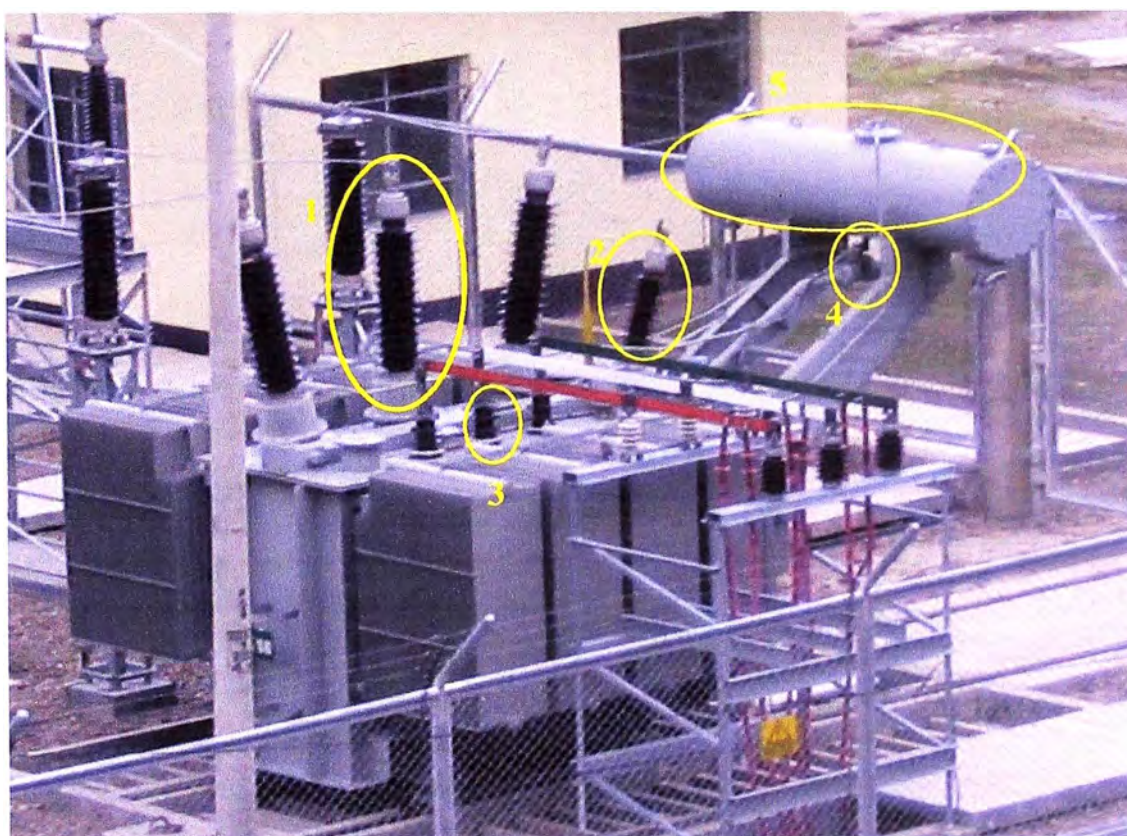


Fig. 2.1 Componentes Transformador 10MVA – Centro Minero Arcata

1. Aislador Alta Tensión
2. Aislador Neutro a Tierra
3. Aislador Baja Tensión
4. Relé Buchholz
5. Tanque de Expansión

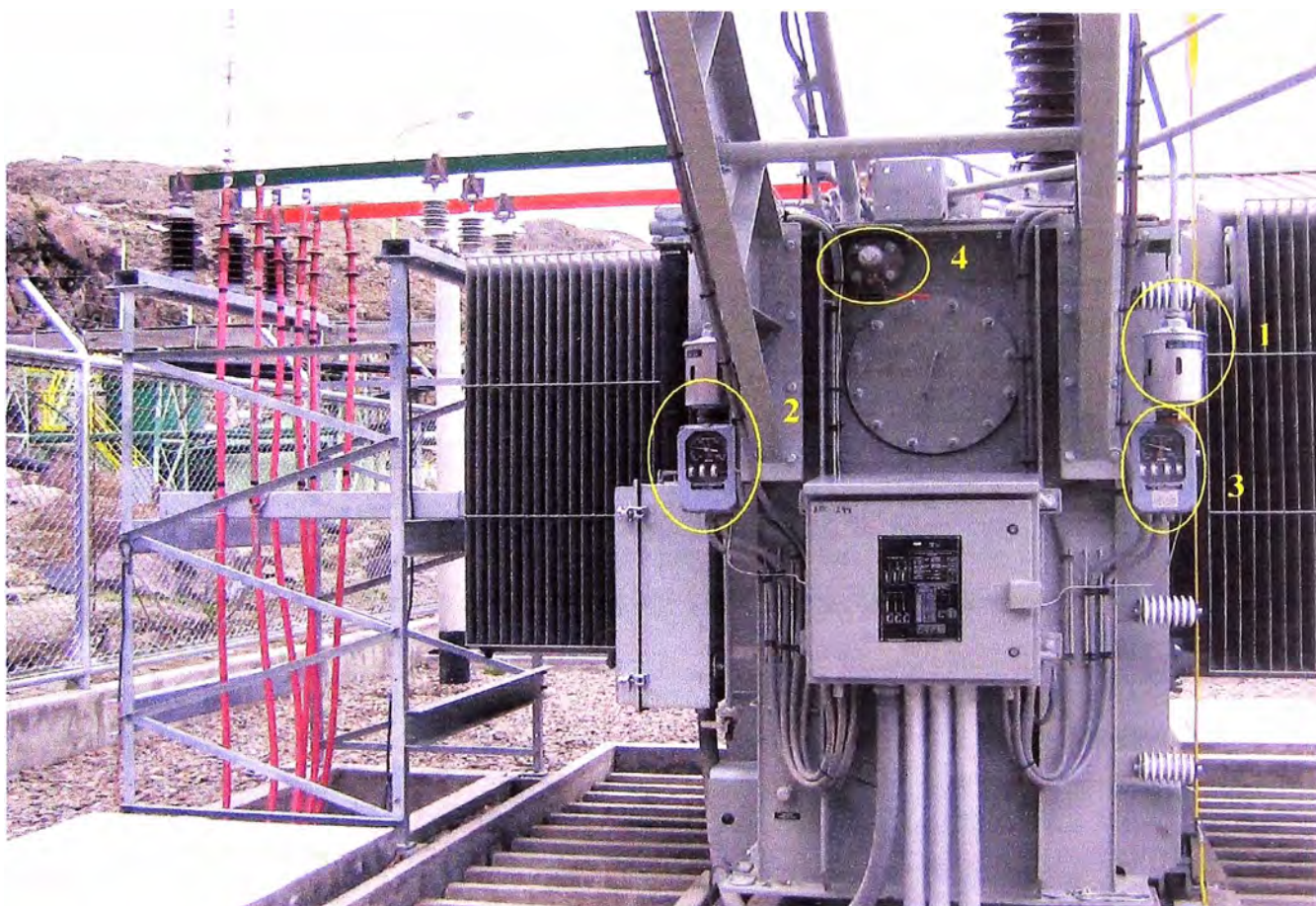


Fig. 2.2 Componentes Transformador 10MVA – Centro Minero Arcata

1. Desecador
2. Indicador de Temperatura Aceite
3. Indicador de Temperatura Devanado
4. Válvula de Filtrado

CAPÍTULO III

FUNDAMENTO TEÓRICO DEL MANTENIMIENTO

3.1 IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO

Mantenimiento es la acción eficaz para mejorar aspectos operativos relevantes de una instalación, equipo, tales como funcionalidad, seguridad, productividad, confort, imagen corporativa, salubridad e higiene. Otorga la posibilidad de racionalizar costos de operación.

El mantenimiento es la segunda rama de la conservación y se refiere a los trabajos que son necesarios hacer con objeto de proporcionar un servicio de calidad estipulada. Es importante notar que, basados en el servicio y su calidad deseada, debemos escoger los equipos que nos aseguren obtener este servicio; el equipo queda en segundo termino, pues si no nos proporciona lo que pretendemos, debemos cambiarlo por el adecuado. Por ello, hay que recordar que el equipo es un medio y el servicio es el fin que deseamos conseguir.

Mantenimiento es la actividad humana que garantiza la existencia de un servicio dentro de una calidad esperada. Cualquier clase de trabajo hecho en sistemas, subsistemas, equipos maquinas, etc., para que estos continúen o regresen a proporcionar el servicio con calidad esperada, son trabajos de mantenimiento, pues están ejecutados con este fin.

Cuanto más se progrese en la automatización y la mecanización del proceso productivo y se establezca un mercado más exigente y competitivo, se hace imperante operar con equipos eficientes y confiables.

Solo un mantenimiento efectivo, podrá garantizar una alta disponibilidad de los equipos, eliminar las paradas de proceso por falla de equipos y como consecuencia mejorar la rentabilidad de la empresa.

3.2 TIPOS DE MANTENIMIENTO

3.2.1 Mantenimiento Correctivo

Se entiende por mantenimiento correctivo la corrección de las averías o fallas, cuando éstas se presentan. Es la habitual reparación tras una avería que obligó a detener la instalación o máquina afectada por el fallo.

Históricamente, el mantenimiento nace como servicio a la producción. Lo que se denomina Primera Generación del Mantenimiento cubre el periodo que se extiende desde el inicio de la revolución industrial hasta la Primera Guerra Mundial.

En estos días la industria no estaba altamente mecanizada, por lo que el tiempo de paro de maquina no era de mayor importancia. Esto significaba que la prevención de las fallas en los equipos no era una prioridad para la mayoría de los gerentes.

A su vez, la mayoría de los equipos eran simples, y una gran cantidad estaba sobredimensionada. Esto hacía que fueran fiables y fáciles de reparar. Como resultado no había necesidad de un

mantenimiento sistematizo mas allá de limpieza y lubricación, y por ello la base del mantenimiento era puramente correctiva.

Las posteriores generaciones del mantenimiento trajeron el preventivo sistemático, el predictivo, el proactivo, el mantenimiento basado en fiabilidad, etc. Y aún así, una buena parte de las empresas basan su mantenimiento exclusivamente en la reparación de averías que surgen, e incluso algunas importantes empresas sostienen que esta forma de actuar es la más rentable. En otras muchas, las tareas correctivas suponen un alto porcentaje de su actividad y son muy pocas las empresas que han planteado como objetivo reducir a cero este tipo de tareas (objetivo cero averías) y muchas menos las que lo han conseguido.

Existen dos formas diferenciadas de mantenimiento correctivo: el programado y no programado. La diferencia entre ambos radica en que mientras el no programado supone la reparación de la falla inmediatamente después de presentarse, el mantenimiento correctivo programado o planificado supone la corrección de la falla cuando se cuenta con el personal, las herramientas, la información y los materiales necesarios y además el momento de realizar la reparación se adapta a las necesidades de producción. La decisión entre corregir un fallo de forma planificada o de forma inmediata suele marcarla la importancia del equipo en el sistema productivo: si la avería supone la parada inmediata de un equipo necesario, la reparación comienza sin una planificación previa. Si en cambio, puede mantenerse el equipo o la instalación operativa aún con ese fallo presente, puede posponerse la reparación hasta que llegue el momento más adecuado.

La distinción entre correctivo programado y correctivo no programado afecta en primer lugar a la producción. No tiene la misma afección el plan de producción si la parada es inmediata y sorpresiva que si se tiene cierto tiempo para reaccionar.

Por tanto, mientras el correctivo no programado es claramente una situación indeseable desde el punto de vista de la producción, los compromisos con clientes y los ingresos, el correctivo programado es menos agresivo con todos ellos.

3.2.1.1 Ventajas del Mantenimiento Correctivo

- No genera gastos fijos
- No es necesario programar ni prever ninguna actividad
- Sólo se gasta dinero cuando está claro que se necesita hacerlo
- A corto plazo puede ofrecer un buen resultado económico
- Hay equipos en los que el mantenimiento preventivo no tiene ningún efecto, como los dispositivos electrónicos

3.2.1.2 Desventajas del Mantenimiento Correctivo

- La producción se vuelve impredecible y poco fiable. Las paradas y fallos pueden producirse en cualquier momento. Desde luego, no es en absoluto recomendable basar el mantenimiento en las intervenciones correctivas en plantas con un alto valor añadido del producto final, en plantas que requieren una alta fiabilidad (p. ej, empresas que utilizan el frío en su proceso), las que tienen unos compromisos de producción con clientes sufriendo importantes penalizaciones en caso de incumplimiento (p.ej la

industria auxiliar del automóvil o el mercado eléctrico) o las que producen en campañas cortas (industria relacionada con la agricultura).

- Supone asumir riesgos económicos que en ocasiones pueden ser importantes
- La vida útil de los equipos se acorta
- Impide el diagnóstico fiable de las causas que provocan la falla, pues se ignora si falló por mal trato, por abandono, por desconocimiento del manejo, por desgaste natural, etc. Por ello, la avería puede repetirse una y otra vez.
- Existen tareas que siempre son rentables en cualquier tipo de equipo. Difícilmente puede justificarse su no realización en base a criterios económicos: los engrases, las limpiezas, las inspecciones visuales y los ajustes. Determinados equipos necesitan además de continuos ajustes, vigilancia, engrase, incluso para funcionar durante cortos periodos de tiempo.
- Los seguros de maquinaria o de gran avería suelen excluir los riesgos derivados de la no realización del mantenimiento programado indicado por el fabricante del equipo.
- Las averías y los comportamientos anormales no sólo ponen en riesgo la producción: también pueden suponer accidentes con riesgos para las personas para el medio ambiente
- Basar el mantenimiento en la corrección de fallos supone contar con técnicos muy cualificados, con un stock de repuestos importante, con medios técnicos muy variados, etc.

La mayor parte de las empresas que basan su mantenimiento en las tareas de tipo correctivo no han analizado en profundidad si esta es la manera más rentable y segura de abordar el mantenimiento y actúan así por otras razones.

3.2.2 Mantenimiento Preventivo

El Mantenimiento Preventivo es un método, basado en principios básicos que se adecua, diseña y aplica a las propias necesidades de cada usuario, según tipo de empresa de máquinas o equipos, siguiendo unos principios:

3.2.2.1 Principios Básicos del Mantenimiento Preventivo

- Inspecciones programadas para buscar evidencia de falla de equipos o instalaciones, para corregirlas en un lapso de tiempo que permita programar la reparación, sin que haya paro intempestivo.
- Actividades repetitivas de inspección, lubricación, calibraciones, ajustes y limpieza.
- Programación de esas actividades repetitivas en fechas calendario perfectamente definidas, siguiendo la programación de frecuencias de actividades, que deberán respetarse o reprogramarse en casos excepcionales (Ajuste de Programa Preventivo por reciclaje de actividades).
- El control de esas actividades repetitivas se realiza en base a los siguientes formatos: Ficha Técnica – Ordenes o solicitud de Trabajo – Hoja de Vida o Registro Histórico – Programa de

Inspección - Programa de Lubricación - Programa de
Calibradores – Programa de Operaciones Programa de
Renovaciones, etc.

3.2.2.2 Ventajas del Mantenimiento Preventivo

- Con el tiempo se disminuyen los paros imprevistos de equipos ocurridos en un escenario de Mantenimiento Reactivo y/o Correctivo, los que son reemplazados por paros programados.
- Se mejora notoriamente la eficiencia de los equipos y por lo tanto de la producción.
- Mejora notablemente la imagen del Departamento de Mantenimiento, al entregar reparaciones más confiables.
- Después del tiempo de estabilización del programa, se obtiene una reducción real de costos:
- Por disminuir las fallas repetitivas.
- Por disminución de duplicación de reparaciones: una para desmontar el equipo y otra para repararlo adecuadamente.
- Por disminución de grandes reparaciones, al programar oportunamente las fallas incipientes.
- Por un mejor control del trabajo debido a la utilización de programas y procedimientos adecuados.
- Por menores costos de producción, al tener menor cantidad de productos defectuosos, debido a la correcta graduación de los equipos.
- Por disminución de los pagos por tiempo extra al disminuir los paros intempestivos.

- Por disminución de accidentes durante la ejecución de mantenimientos, debido al trabajo programado según procedimiento escrito y no trabajos de emergencia bajo alta presión, para entregar el quipo lo más pronto posible.

3.2.2.3 Limitaciones del Mantenimiento Preventivo

- Inicialmente pueden aumentarse aparentemente los costos de mantenimiento debido a que se deben seguir programas de frecuencias y fechas calendario que antes no se llevaban a cabo, sino que se trabajaba, hasta que el equipo se dañara.
- Igualmente los costos de lubricantes y otros insumos posibles aumenten, ya que anteriormente no se gastaban con la frecuencia requerida para lograr el correcto funcionamiento del equipo.
- Se generan costos administrativos por el diseño de formatos, registro de equipos, búsqueda de información consignación de datos, programación., etc. Posiblemente se requiera personal adicional para encargarse de esas labores.
- Cuando se requieran operarios para desarrollar trabajos de Mantenimiento Correctivo, al comienzo del Programa de Mantenimiento Preventivo, éstos pueden estar ocupados en trabajos programados preventivos.
- Posiblemente se debe parar más veces la producción que antes, al menos inicialmente, para cumplir los programas de inspecciones, lubricación etc. Sin embargo estos paros serán

programados, permitiendo a producción adecuar sus propios programas con la debida anticipación.

- Como no todos los equipos se pueden incluir inicialmente en un Programa de Mantenimiento Preventivo, cuando fallen algunos y se deba realizar Mantenimiento Correctivo, se pueden generar críticas destructivas del programa.
- Si no se respetan las fechas y frecuencias programadas, el programa no funcionará eficazmente.
- El líder de un Programa de Mantenimiento Preventivo debe tener una excelente comunicación y relaciones con todos los departamentos de la empresa, si no se cumple ésta condición será muy difícil sacar adelante el programa.
- No se pueden esperar resultados importantes hasta después del un año de implementación de un Programa de Mantenimiento Preventivo.

3.2.2.4 Procedimiento para la Implementación de un Programa de Mantenimiento Preventivo.

Personal de Mantenimiento conjuntamente con el personal de dirección, planificación y procesos de la empresa deben aprobar su implementación y definir en que flota, o línea de proceso se inicia la implementación del mantenimiento preventivo.

Definido la flota o proceso establecer las siguientes etapas de implementación:

- Inventario de Equipos

- Clasificación de los equipos críticos
- Selección de los componentes y/o partes de los equipos críticos
- Establecer la frecuencia y tiempo de ejecución de las actividades de inspección, reemplazo, prueba, ensayo, etc.
- Determinar el personal técnico

1. Inventario de Equipos

Esta etapa consiste en el relevamiento de los equipos, maquinas, etc. Es importante recabar información de su función en el proceso, su estado, antecedentes de mantenimiento y aspectos generales de su conformación. Adicionalmente debemos abarcar datos propios de identificación, de diseño, marca y toda información necesaria para la descripción del equipo.

2. Clasificación de los Equipos Críticos

Proceso que ayuda a determinar la “importancia” del equipo bajo la óptica de las distintas partes interesadas de la organización y posteriormente establecer prioridades. Los criterios que se utilizan están en función de la gravedad de las fallas que puedan ocurrir en las áreas de producción (volumen de producción o plazos de entrega), valor económico, seguridad, probabilidad de falla, flexibilidad en el sistema, dependencia logística, mantenibilidad, se detalla algunas recomendaciones:

- Los equipos que se consideren más críticos del proceso y que estén presentando más fallas, los cuales al parar pueden detener

toda la línea de producción o puedan dañar gran cantidad de materia prima, materiales o producto en o proceso.

- Los equipos básicos de servicios y que estén presentando más fallas, tales como: Calderas, compresoras, bombas de agua, suministro eléctrico, o que alimentan la materia prima del proceso, etc.
- Los equipos que al fallar podrían poner en riesgo la vida humana, como: equipos a alta presión, equipos que controlen procesos riesgosos, ascensores, sistemas de conducción de líquidos peligrosos, sistemas eléctricos en media y baja tensión, etc.

3. Codificación y Selección de los Componentes Críticos

Proceso que determina el componente o componentes críticos del equipo. Mediante manuales de operación, historial de fallos, entrevistas con los operadores, recomendaciones de los proveedores y basado en el criterio del personal de mantenimiento se define las actividades a implementar para garantizar la operatividad y confiabilidad de los equipo. Tales como inspecciones visuales, análisis, ensayos, pruebas etc, detallamos recomendaciones:

- Leer detenidamente el manual de operación del equipo, y si no existe, tratar de conseguir otro manual, con el proveedor o con otras empresas que tengan equipos similares.
- Consultar con lo proveedores del equipo o de quipos similares.

- Revisar detenidamente las hojas de vida del equipo y las Órdenes de Trabajo que se le hayan hecho, para determinar los puntos más frecuentes de fallas.
- Consultar con el personal técnico de la empresa, de más conocimientos y experiencia técnica confiable.
- Emplear el sentido común, para incluir los puntos de más desgaste mecánico o con mayor tiempo de funcionamiento

4. Frecuencia y Tiempo de Ejecución de las Actividades

Determinar la frecuencia de cada una de las actividades de mantenimiento para efectos de control, coordinación con las áreas involucradas (producción), coordinaciones logísticas, y poder cuantificar los costos.

Para el caso del tiempo de ejecución tener en consideración tres escenarios operación, parada y renovación.

Operación.- Actividades de la más alta intensidad de ejecución (por turnos, diarias, semanales o por equivalentes horas) caracterizadas por ser básicamente de inspección y control, no interrumpen la producción y su tiempo de ejecución es el más corto de realizar (duración 1 a 20 minutos)

Parada.- Actividades de mediana intensidad de ejecución (quincenal, mensual, bimensual trimestral, semestral o por equivalentes horas) se caracteriza por ser de revisiones o cambios de materiales o partes no estructurales, pueden o no interrumpir la producción y su tiempo de ejecución es de mediana duración relativa (30 minutos a 2 horas o más)

Renovación.- Actividades de más baja intensidad de ejecución (anual, bianual o por equivalentes horas) caracterizadas por ser de recambio de partes y piezas estructurales, sí interrumpen la producción y su tiempo de ejecución es el máximo (no tiene escala o parámetro de referencia) su duración será establecida por el tipo de equipo y complejidad de su estructura.

5. Personal Técnico Ejecutor

Es el personal asignado a realizar las tareas programadas, el que se selecciona dentro del personal técnicamente muy bien calificado y con predisposición a emprender actividades que impliquen orden, limpieza y puntualidad con capacidad de administrar un reporte de sus actividades (si no existe se debe de capacitar internamente) se deberá consignar la clasificación del tipo de labor a realizar por el personal especialista que ejecuta dichas labores en las máquinas o equipos.

En principio se debe valorizar solo el costo directo del personal (realmente para fines de costeo ABC es necesario consignar el valor directo más indirecto sin embargo para sus inicios no es necesario efectuar ello).

Colocar el tiempo utilizado en cada tarea consignando el tiempo que demora para ejecutar dicho trabajo adicionando de ser necesario tiempos de traslados o esperas necesarios de ejecutar Cada trabajo a efectuarse en el programa deberá ser separado por su tipo de frecuencia y duración, luego se acumulan en forma mensual hasta reunir el reporte anualizado.

3.2.2.5 Recomendaciones para la Implementación del Programa de Mantenimiento Preventivo

Para establecer con éxito un Programa de Mantenimiento Preventivo, se deberán tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Recoger toda la información histórica posible de tiempo de paro de las máquinas, para poder establecer bases contra las que se puedan comparar los beneficios del programa preventivo a desarrollar.
- Realizar un examen detallado de todos los equipos para determinar:
- Que equipos requieren tanto Mantenimiento Correctivo programado, que justifiquen más bien su reemplazo u obsolescencia.
- Que equipos formaran parte del Programa inicial de Mantenimiento Preventivo.
- Que trabajos se deben efectuar.
- Cual sería el costo del Mantenimiento Correctivo programado para los equipos seleccionados.
- Cual sería el tiempo y las necesidades del personal para realizar el correctivo programado y el Programa de Mantenimiento Preventivo programado.
- Realizar mantenimiento correctivo programado inicial, a los equipos seleccionados, para que una vez iniciado el Programa de mantenimiento Preventivo, no empiecen a fallar

intempestivamente y alteren totalmente las frecuencias y fechas programadas de trabajos.

- Establecer Costos separados del programa de actualización de equipos o mantenimiento correctivo programado inicial.
- Realizar la Codificación o sea, dar un número de identificación a todos los equipos de la planta, de acuerdo a normas previamente establecidas, de preferencia en concordancia con el Sistema Nacional contable, que apertura códigos o pre fijos a los activos de las empresas productivas.
- Seleccionar los equipos que entrarán en el Programa de Mantenimiento Preventivo, dejando el resto de equipos, con la forma tradicional de mantenimientos que se esté llevando hasta ese momento.
- Diseñar los formatos de Ficha Técnica – Ordenes de Trabajo – Registro Histórico – Formato de Inspección – Programación de Inspecciones – Programación de Lubricación – Programación de Operaciones – Parada y Renovación – Programa de – calibraciones.
- Estructurar un programa inicial de Frecuencias y Fechas Calendario para las actividades repetitivas de Mantenimiento Preventivo, para los equipos seleccionados, de unos 6 meses de duración a final de los cuales se evaluarán los resultados del programa contra el histórico de paros de los equipos, para introducir los ajustes correctivos necesarios (Ajuste de Programa Preventivo). O para incluir nuevos equipos.

3.2.3 Mantenimiento Predictivo

Mantenimiento basado fundamentalmente en detectar una falla antes de que suceda (predecir), para dar tiempo a corregirla sin perjuicios, ni detención de la producción, etc. Está conformado por una serie de acciones que se toman y las técnicas que se aplican con el objetivo de detectar las fallas y defectos de maquinaria en sus etapas incipientes. Estos controles pueden llevarse a cabo de forma periódica o continua, en función de tipos de equipos, sistema productivo etc.

Para ello, se usan instrumentos de diagnóstico, aparatos y pruebas no destructivas, como análisis de lubricantes, comprobaciones de temperatura de equipos eléctricos, etc.

3.2.3.1 Desventajas del Mantenimiento Predictivo

- El mantenimiento preventivo tradicional, basado en tiempo de operación (horas, ciclos, RPM's, etc.) y el cuál es la base de los programas de mantenimiento de casi la mayoría de las plantas tiene gran desventaja de que únicamente es aplicable a aproximadamente el 11% del total de modos de falla que se presentan en la maquinaria de la industria actual y que tienen una edad de envejecimiento predecible.
- El 89% de los modos de falla restantes no tienen una edad predecible y por lo tanto no funciona el aplicar tareas de mantenimiento preventivo para prevenir fallas en operación.

3.2.3.2 Ventajas del Mantenimiento Predictivo

- Las faltas se detectan en sus etapas iniciales por lo que se cuenta con suficientes tiempo para hacer la planeación y la programación de las

acciones correctivas (mantenimiento correctivo) en paros programados y bajo condiciones controladas que minimicen los tiempos muertos y el efecto negativo sobre la producción y que además garanticen una mejor calidad de reparaciones.

- Las técnicas de detección del mantenimiento predictivo son en su mayor parte técnicas “on-condition” que significa que las inspecciones se pueden realizar con la maquinaria en operación a su velocidad máxima.
- Reduce los tiempos de parada.
- Permite seguir la evolución de un defecto en el tiempo.
- Optimiza la gestión del personal de mantenimiento.
- La verificación del estado de la maquinaria, tanto realizada de forma periódica como de forma accidental, permite confeccionar un archivo histórico del comportamiento mecánico,
- Conocer con exactitud el tiempo límite de actuación que no implique el desarrollo de un fallo imprevisto. Toma de decisiones sobre la parada de una línea de máquinas en momentos críticos.
- Confección de formas internas de funcionamiento o compra de nuevos equipos. Permitir el conocimiento del historial de actuaciones, para ser utilizada por el mantenimiento correctivo.
- Facilita el análisis de las averías.
- Permite el análisis estadístico del sistema.

3.2.3.3 Técnicas de Mantenimiento Predictivo

El requisito par aunque se pueda aplicar una técnica predictiva es que la falta incipiente genere señales o síntomas de su existencia,

tales como: alta temperatura, ruido, ultrasonido, vibración, partículas de desgaste, alto amperaje, etc.

Las técnicas para detección de fallas en maquinarias varían desde la utilización de los sentidos humanos (oído, vista, tacto y olfato), la utilización de datos de control de proceso y de control de calidad, el uso de herramientas estadísticas, hasta las técnicas de moda como: el análisis de la vibración, la termografía, la tribología, el análisis de círculos de motores y el ultrasonido.

Categoría de las técnicas:

Partícula: pequeñas partículas de distintas formas y tamaños son liberadas.

Química: Liberación de ciertas cantidades de elementos químicos, posibles de rastrear.

Física: Cambios en la apariencia o estructuras física, generalmente asociados con grietas, rupturas, efectos visibles del uso y cambios en las dimensiones.

Monitoreo Dinámico:

Análisis de vibraciones.

Emisiones acústicas.

Detector ultrasónico de escapes (ultrasonido).

3.2.3.4 Efectividad del mantenimiento Predictivo

Para que un programa de mantenimiento predictivo se considere efectivo este debe incrementar la confiabilidad (reliability) y el desempeño operacional de la maquinaria mientras que al mismo tiempo se reducen costos de producción incluyéndose los costos de mantenimiento. Para diseñar e implementar un programa de

mantenimiento predictivo efectivo es necesario determinar en qué; Equipos, Máquinas o Procesos se justifica la implementación del programa técnica como económicamente.

Para lograr esto se requiere;

Primero.- conocer los diferentes modos de falla y los efectos negativos que estos causan sobre la maquinaria – Análisis RCM

Segundo.- conocer las ventajas y limitaciones de las diferente técnicas de mantenimiento predictivo para así seleccionar la técnica mas aplicable y justificable económicamente.

Tercero.- Contar con un equipo de técnicos altamente competentes en las técnicas de mantenimiento predictivo.

Cuarto.- Cambiar la cultura de mantenimiento reactivo a cultura de mantenimiento proactivo.

3.2.3.5 Pasos para la Implementación del Mantenimiento Predictivo

- Seleccionar el equipo crítico. (Análisis de Criticidad).
- Efectuar análisis de fallas y efecto FMEA o RCM.
- Determinar los parámetros factibles a monitorear.
- Seleccionar la técnica y el método de mantenimiento predictivo.
- Definir quien tendrá la responsabilidad de llevar a cabo el mantenimiento predictivo.
- Elaborar la justificación económica del programa de mantenimiento predictivo.
- Elaborar los procedimientos detallados de las rutinas de mantenimiento predictivo.

- Capacitar y entrenar al personal en la metodología y técnicas del mantenimiento predictivo.
- Dar el inicio oficial al programa de mantenimiento predictivo.
- Realizar el seguimiento e informes de control.

CAPÍTULO IV

DIAGNOSTICO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL PARA SU MANTENIMIENTO PREVENTIVO

4.1 PRUEBA DE RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS

La medición de la resistencia de los bobinados asegura que las conexiones sean correctas y la medición de la resistencia indica que no hay desajuste grave.

Muchos transformadores tienen toma de regulación incorporada, estas tomas facilitan el incremento ó la reducción de la relación en fracciones de porcentaje. Todos los cambios de relación suponen un movimiento mecánico de un contacto de una posición a otra, estos cambios de toma también se comprobarán durante las Medidas de Resistencia de Bobinado.

A pesar de la configuración en estrella ó triángulo, las mediciones se hacen fase a fase y las comparaciones se hacen para determinar si las lecturas son comparables.

Tenga en cuenta que el objetivo de la prueba es de evaluar diferencias brutas entre los Bobinados y aperturas en las conexiones. Las pruebas no se hacen para duplicar la lectura del dispositivo fabricado, el cual se comprobó en la fábrica bajo condiciones controladas y posiblemente a otras temperaturas.

4.1.1 Objetivo de la Prueba

La medición de resistencia de bobinado de transformadores tiene importancia fundamental, a fines de:

- Cálculos del componente I^2R en pérdidas del conductor.
- Cálculo de temperatura de bobinado al finalizar un ciclo de prueba de temperatura.
- Como base para asesorar posible daño en el campo.

4.1.2 Principio de Operación

La idea básica es inyectarle una corriente CC al Bobinado a medir, y después leer la caída de voltaje a lo largo de ese Bobinado.

Los Instrumentos de Verificación Eléctrica se aplican a la corriente cc atravesando el Bobinado y un derivador interno de corriente estándar. Tras la medición de las caídas de voltaje CC se tasan y el visualizador se lee como resistencia en el contador del panel delantero. Este método permite que se omita la resistencia de cable ya que la lectura es independiente de la corriente. Adicionalmente, no se necesitan factores de multiplicación al cambiar los rangos de corriente.

La fuente de corriente CC tiene que ser extremadamente estable. Refiriéndose a la formula de voltaje CC de un transformador abajo indicado:

$$v = I * R + (L di/dt)$$

Donde :

v_{dc} = Voltaje de un Bobinado de transformador

I = corriente CC por Bobinado de transformador

R = resistencia del Bobinado de transformador

L = inducción del Bobinado de transformador

di/dt = valor cambiante del corriente (corriente de rizado)

Suponemos que el probador tiene una fuente muy estable (es decir, sin rizado), entonces di/dt es cero y el término L di/dt se convierte en cero.

Actualmente existen equipos idóneos para la medición ya que el instrumento se puede dejar encendido mientras se cambia de un conmutador a otro. (ver figura 4.1)



Fig. 4.1 – Medidor de Resistencia Devanados WRM 10P

Esto le permite al operador tomar mediciones muy rápidamente sin descarga, y después cargar el transformador de nuevo para cada toma. El probador de resistencia de Bobinado se reequilibra tras cada cambio de toma. Si la toma es defectiva (abierta) ó si hubiera incluso una fracción de tiempo con el circuito abierto, el probador de resistencia de Bobinado automáticamente empezará su ciclo de descarga. Esto le da al operador una indicación evidente por medio de una luz de pantalla de un posible fallo dentro del conmutador de toma. Con esta condición de apertura, el equipamiento de prueba no le hará ningún daño al transformador.

- **Procedimiento de la Prueba**

Norma ANSI/IEEE - C57.12.90

Guía de ensayos de campo Ministerio de Energía y Minas – Anexo A

- **Conversión de las Mediciones de Resistencia a 20°C**

Las mediciones de resistencia fría de Bobinados normalmente se convierten a la temperatura estándar de referencia igual a la subida de la temperatura clasificada promedio de Bobinados más 20°C. Adicionalmente, quizás sea necesario convertir las mediciones de resistencia a la temperatura por la que se hicieron las mediciones de pérdida de impedancia. Las conversiones se logran con la siguiente fórmula:

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

Donde:

R_s : Resistencia a tiempo deseado T_s

R_m : Resistencia medida

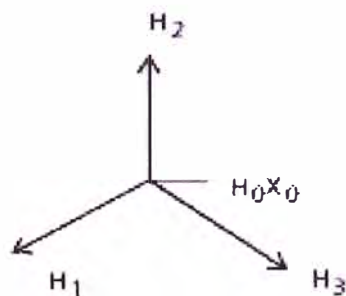
T_s : Temperatura deseada de referencia

T_m : Temperatura al cual se ha medido la resistencia

T_k : 234.5 (cobre)

T_k : 225 (aluminio)

Tabla 4.1 – Colección de Datos



Terminales	Resistencia C.C.
H ₁ H ₂	
H ₂ H ₃	
H ₃ H ₁	
H ₁ - H ₀ X ₀	
H ₂ - H ₀ X ₀	
H ₃ - H ₀ X ₀	

4.2 PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

Tiene como objetivo determinar la relación entre el número de vueltas de las bobinas de alta tensión y las de baja tensión de un transformador se conoce como “la relación de un transformador”, nos determina si la tensión suministrada puede ser transformada fielmente a la tensión deseada

En primer lugar, las pruebas de la relación de vueltas sirven para confirmar la relación de transformación y polaridad de transformadores nuevos y usados e identificar desviaciones en las lecturas de la relación de vueltas, indicando problemas en uno o ambos bobinados en el circuito magnético del núcleo.

Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (taps) para modificar su relación de voltaje, la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al que está referido. La relación de transformación de estos transformadores se deberá determinar para todos los taps y para todo el devanado.



Fig. 4.2 - Medidor de Relación de Transformación
Modelo TTR Trifásico

4.2.1 Objetivo de la Prueba

La medición de relación de transformación tienen como objetivo identificar:

- Espiras cortocircuitadas
- Circuitos abiertos
- Conexiones incorrectas
- Fallas internas o defectos en el valor de la relación de vueltas de los cambiadores de tap, así como en transformadores.
- Problemas en los bobinados y en el núcleo, como parte de un programa de mantenimiento regular.

Interpretación del Resultado

$$\% \text{ Diferencia} = (\text{Valor Inicial} - \text{Valor Medido}) / \text{Valor Inicial}$$

Valor no debe ser mayor a 5%

4.3 PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La prueba de resistencia de aislamiento en transformadores sirve no solo para verificar la calidad del aislamiento en transformadores, también permite verificar el grado de humedad y en ocasiones defectos severos en el aislamiento.

La resistencia de aislamiento se mide por medio de un aparato conocido como "MEGGER". El megger consiste de una fuente de alimentación en corriente directa y un sistema de medición. La fuente es un pequeño generador que se puede accionar en forma manual o eléctricamente. El voltaje en terminales de un megger varía de acuerdo al fabricante y a si se trata de accionamiento manual o eléctrico, pero en general se pueden

encontrar en forma comercial megger de 250 volts, 1000 volts y 2500 volts. La escala del instrumento está graduada para leer resistencias de aislamiento en el rango de 0 a 10,000 mega ohms.



Fig 4.3 - Medidor Resistencia de Aislamiento
Modelo MB26

La resistencia de aislamiento de un transformador se mide entre los devanados conectados todos entre sí, contra el tanque conectado a tierra y entre cada devanado y el tanque, con el resto de los devanados conectados a tierra.

Para un transformador de dos devanados se deben tomar las siguientes medidas:

Devanado de Alto Voltaje y Masa

Devanado de Bajo Voltaje y Masa

Devanado de Alto Voltaje y Bajo Voltaje

4.3.1 Procedimiento de la Prueba

El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador esta descrito en la norma IEEE C57.12.90 y contiene básicamente los siguientes puntos claves:

- La temperatura de los devanados y del liquido aislante deben estar cercanos a 20° C
- Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante
- Todos los devanados deben estar cortocircuitados
- Todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar
- Todos los terminales que no se consideran en la prueba así como la masa y el tanque deben conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba

4.4 MEDICION DE FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia es el criterio principal para juzgar las condiciones del aislamiento de devanados de un transformador y es particularmente recomendado para detectar humedad en los mismos.

El factor de potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional expresada en porcentaje, se obtiene de la resultante formada por la potencia de perdidas (miliwatts) entre la potencia aparente de carga (milivoltamperes)

El valor obtenido será independiente del área o espesor del aislamiento y dependerá únicamente de la humedad y de la temperatura. Todas las lecturas deben corregirse a una temperatura base de referencia que es 20°C

4.4.1 Factores que Afectan la Prueba

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a aumentar el valor de factor de potencia de los aislamientos de una manera notable son la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética.

4.4.2 Método de Medición

La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y medir la carga del mismo en Volts – Ampere. El factor de potencia se calcula dividiendo los watts en los Volts – Amperes y el resultado se multiplica por 100 (Norma IEEE C57.12.90 – 2006)

4.4.3 Interpretación de Resultado

Para transformadores bañados en aceite

Transformadores Nuevos < 0.5%

Transformadores en Uso < 2.0%

Para una buena interpretación, es necesario el conocimiento de los valores iniciales de fábrica o reparación.

4.5 PRUEBA DE TERMOGRAFIA

Todo equipo y/o elemento emite energía desde su superficie. Esta energía se emite en forma de ondas electromagnéticas que viajan a la velocidad de la luz a través del aire o por cualquier otro medio de conducción.

La cantidad de energía esta en relación directa con su temperatura. Entre más caliente esta el objeto, más energía tiende a radiar.

La diferencia entre un cuerpo caliente y uno frío es el grado en el cual ambos cuerpos emiten y absorben energía. Si el objeto absorbe más energía

que la que radia se le considera frío. Si el objeto emite mas energía que la que absorbe se considera que está caliente.

La temperatura de los cuerpos determina el tipo de luz que emite, entre mas frío sea el objeto mayor es la longitud de onda en la que brilla.

Esta es la energía infrarroja, la cual es invisible al ojo humano, pero a través de equipos apropiados, "cámaras de termografía", podemos "ver" esta energía y transformarla en imágenes visibles.



Fig. 4.4 – Espectro Infrarrojo

4.5.1 Termografía en Equipo Eléctricos

En general, una falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se pueden detectar fallas que comienzan a gestarse y que pueden producir en el futuro cercano o a mediano plazo una parada de planta y/o un siniestro afectando personas e instalaciones.

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia óhmica. Las causas que originan estos defectos, entre otras, pueden mencionarse:

- Conexiones flojas
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en conexiones y/o en contactos
- Degradación de los materiales aislantes

4.5.2 Ventajas de la Prueba

- La inspección se realiza a distancia sin contacto físico con el elemento en condiciones normales de funcionamiento. Es decir no es necesario poner fuera de servicio las instalaciones.
- Se trata de una técnica que permite la identificación precisa del elemento defectuoso, a diferencia de la pirometría que es una medida de temperatura de un punto.
- Es aplicable a los diferentes equipos eléctricos: bornes de transformadores, transformadores de intensidad, interruptores, cables y piezas de conexión, etc.
- Es utilizable para el seguimiento de defectos en tiempo "cuasi real", lo que permite cuantificar la gravedad del defecto y la repercusión de las variaciones de carga sobre el mismo para posibilitar programar las necesidades de mantenimiento en el momento más oportuno (que puede ir desde el simple seguimiento a una limitación de carga o a una intervención inmediata antes de que el defecto pueda producir el colapso de la instalación).

- En relación con el mantenimiento tradicional, el uso de la inspección termográfica propicia la reducción de riesgos para el personal, la reducción de indisponibilidades para mantenimiento y su menor costo.
- Ayuda en el seguimiento de las reparaciones

4.5.3 Interpretación de la Prueba

TPC : Temperatura de Punto Crítico o Caliente (°C)

TCN : Temperatura equivalente en Condiciones Normales de trabajo (°C)

TPC – TCN ≤ 10°C	Relevancia Normal
10°C < TPC – TCN ≤ 20°C	Relevancia Leve
20°C < TPC – TCN ≤ 40°C	Relevancia Grave
40°C < TPC – TCN ≤ 70°C	Relevancia Crítica
TPC – TCN > 70°C	Relevancia Muy Crítica

Cada material tiene una emisividad diferente, siempre es necesario comparar temperaturas de elementos formados por el mismo material.

Existe un margen de error de +/- 2% debido a factores de temperatura ambiente, humedad relativa y la distancia.

4.6 ANALISIS FISICOQUIMICO

El ensayo físico – químico del aceite es un conjunto de pruebas, mediante el cual se determina el porcentaje de agua en el papel aislante, la calidad química del aceite y el grado de impregnación de productos de oxidación en el papel

aislante, para diagnosticar el estado del sistema de aislamiento papel – aceite y determinar el procedimiento adecuado del mantenimiento a seguir.

4.6.1 Ventajas del Análisis Fisicoquímico

Conocimiento de la condición exacta del sistema de aislamiento papel-aceite del transformador y así poder mantener la operación en condiciones confiables o planear el mantenimiento preventivo o correctivo requerido según el resultado obtenido del diagnóstico.

Pruebas Normalizadas

Índice de Neutralización	: Norma ASTM D- 974:01
Perdidas Dieléctricas	: Norma ASTM D-924:04
Rigidez Dieléctrica	: Norma ASTM D-877:00.
Tensión Interfacial	: Norma ASTM D.971:99a.
Contenido de Humedad	: Norma ASTM D-1533:00.
Gravedad Específica	: Norma ASTM D-1298:99.
Color	: Norma ASTM D-1500:98.

4.6.2 Índice de Neutralización

Indica el total de compuestos ácidos presentes en el aceite aislante, los ácidos aceleran el deterioro del aceite y del papel, los ácidos atacan a las partes metálicas del transformador.

En aceite nuevo, el índice de miligramos de hidróxido de potasio por gramos de aceite debe ser menor a 0,03 mgKOH/g aceite.

Para aceite en servicio considerar hasta 0,15 mgKOH/g aceite, sobre este valor se debe programar un posible cambio o regeneración del aceite en un periodo de 6 meses.

No permitir que este valor sobrepase a 0,4 mgKOH/g aceite, que origina la formación de sedimento insoluble.

4.6.3 Pérdidas Dieléctricas (Factor de Potencia)

El factor de potencia indica las pérdidas dieléctricas por corrientes de fuga en el aceite, un alto factor de potencia indica deterioro y/o contaminación por productos como el agua, carbón u otras partículas.

Es la medida de la tangente del ángulo de fase entre la tensión y la corriente, al aplicarse una diferencia de potencial predeterminado a dos electrodos entre los cuales se coloca el aceite aislante.

Es extremadamente sensible a contaminaciones y puede indicar si los valores obtenidos en los ensayos provienen de contaminantes o del propio deterioro del aceite.

El factor de potencia de un aceite nuevo y en buenas condiciones es de 0,05% o menos a 25° C.

En aceite usado el factor de potencia hasta 0,5% a 25°C es aceptable, de 0,5% a 2% a 25°C, el aceite debe ser analizado detalladamente para determinar las causas.

4.6.4 Rigidez Dieléctrica

Es la medida de la resistencia que el aceite aislante presenta al impacto eléctrico. Esta prueba es la indicada para comprobar la presencia de agentes contaminantes como el agua, impurezas, fibras celulósicas húmedas, partículas metálicas o conductoras en el aceite, pudiendo existir concentraciones significativas cuando se presenta bajo tensión.

Aceite Nuevo : ASTM D 1816 – 48 kV mínimo

Aceite Usado : ASTM D 1816 – 32 kV mínimo

4.6.5 Tensión Interfacial

Es la medida de la fuerza necesaria para que un anillo plano de platino rompa la interfase formada por el agua y el aceite.

Una disminución de la tensión interfacial indica la presencia de productos que son el resultado de un deterioro del aceite.

Para aceites nuevos el valor mínimo es de 30 mN/m.

Para aceites en servicio, el valor mínimo es de 23 mN/m, la formación de lodos comienza cuando la tensión interfacial alcanza valores inferiores a 23 mN/m.

4.6.6 Contenido de Agua

Las características eléctricas del aceite son fuertemente influenciadas por la presencia de agua. Un alto contenido de agua en el aceite puede reducir su Rigidez Dieléctrica al punto de volverlo inutilizable.

Se consideran como valores máximos aceptables para servicio continuo:

35 ppm para equipos con tensión hasta 69 kV.

25 ppm para equipos con tensión mayor a 69 kV y menor a 230 kV

20 ppm para equipos con tensión mayor a 230kV y menor a 345kV

4.7 ENSAYO CROMATOGRÁFICO DE GASES DISUELTOS

Cuando el transformador presenta problemas o fallas incipientes (conexiones flojas, descargas parciales, arcos, etc.) que no pueden ser

detectadas por las pruebas eléctricas de campo, el análisis de gases disueltos en el aceite (Cromatografía de gases) es una herramienta que proporciona información valiosa acerca del tipo de falla presente.

Los gases claves formados por la degradación del aceite aislante son:

Hidrógeno (H₂)

Metano (CH₄)

Etano (C₂H₆)

Etileno (C₂H₂)

Los gases formados por la degradación del papel aislante son:

Monóxido de Carbono (CO)

Dióxido de Carbono (CO₂)

Oxígeno (O₂)

El Dióxido de Carbono (CO₂), Oxígeno (O₂), Nitrógeno (N₂) y la humedad pueden ser absorbidos desde el aire que se encuentra en el exterior, es decir desde el medio ambiente al que normalmente se encuentra expuesto el transformador, los canales de contaminación pueden ser desde una fuga en la carcasa o que el filtro de sílica gel no se encuentre en condiciones normales para la operación a plena carga del transformador.

Las descargas de energía parciales, de bajo nivel, en forma de arco eléctrico producen Hidrógeno junto con cantidades significativas de Metano y Etano. Las descargas de energía parciales, de alto nivel, son capaces de generar todos los gases incluyendo Acetileno, los cuales requieren de más energía.

4.7.1 Identificación de Fallas

Basados en los resultados que se obtengan de la cromatografía de gases disueltos, es posible identificar problemas como:

1. Efecto Corona

Esta es una falla eléctrica de baja energía, resultado de la ionización del fluido dieléctrico que la rodea. Típicamente se incrementan los niveles de hidrogeno.

2. Saltos de Corriente (Sparking)

Son descargas intermitentes de alto voltaje, sin alta corriente. Esta caracterizado por incrementos en los niveles de hidrogeno, metano y etano, sin un incremento simultaneo de acetileno.

3. Sobre Calentamiento

El calentamiento puede ser causa de varias razones, como sobre carga, corrientes circulando, una mala conexión de tierra y falsos contactos. Esta caracterizado por incrementos en los niveles de hidrogeno, metano, etano y etileno.

4. Arcos Eléctricos

Son los procesos de falla más severos, en los que se ven altas corrientes y altas temperaturas. Estos se pueden producir principalmente a fallas de corto circuito. Esta caracterizado por incrementos en los niveles de acetileno.

Como se mencionó en el principio, hay más pruebas para aceites dieléctricos, como el análisis de furanos, que sirve para determinar el grado de descomposición del papel aislante.

4.7.2 Diagnostico a Través de los Gases Medidos

Una vez obtenida la concentración de cada gas a través de la cromatografía, se pueden utilizar las técnicas de:

Método de Roger

Método del Total de Gases Disueltos

1. Método de Rogers

Los valores de las relaciones entre gases, utilizadas por el método de Rogers se visualizan en la tabla 4.1

Tabla 4.1 – Análisis de Relación Entre Gases

CASO	FALLA CARACTERISTICA	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	EJEMPLO TIPICO
0	No hay falla	0	0	0	Envejecimiento Normal
1	Descargas Parciales de baja energía	0	1	0	Descargas en cavidades rellenas gas, resultado de una impregnación incompleta o alta humedad
2	Descargas parciales de alta energía	1	1	0	Descargas en cavidades rellenas gas, resultado de una impregnación incompleta o alta humedad, pero presentando degradación o perforación de aislamiento sólido
3	Descargas de baja energía	1 a 2	0	1 a 2	Arqueos continuos en el aceite debido a malas conexiones de diferente potencial, ruptura de aceite entre materiales sólidos

Donde :

- Acetileno / Etileno : (C₂H₂/C₂H₄)
- Metano / Hidrógeno : (CH₄/H₂)
- Etileno / Etano: (C₂H₄/C₂H₆)
- Dióxido de carbono / Monóxido de carbono : (CO₂/CO)

2. Método del Total de Gases Disueltos

El Standard IEEE C57.104-1991 clasifica en cuatro niveles de condición a los transformadores de acuerdo al Total de Gases Combustibles Disueltos (TDGC):

En la tabla se describe los rangos en que las relaciones de gases pueden indicar que existan fallas en el transformador, se encuentre dentro de los parámetros aceptables o sea necesario programar un monitoreo más frecuente del transformador; la relación entre los gases se mide en partes por millón (ppm). En la tabla se observa que el CO₂ no está incluido en el valor total debido que no es un gas combustible.

Para efectuar el análisis se debe tener en cuenta los siguientes condiciones:

CONDICION 1: Si el TDGC < 720 ppm. Indica que el transformador está operando satisfactoriamente.

CONDICION 2: 721 < TDGC < 1,920 ppm. Indica un nivel de gases más alto que lo normal. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla anterior, debe tener una investigación adicional.

CONDICION 3: 1,921 < TDGC < 4,630 ppm. Indica un alto nivel de descomposición de la celulosa y/o aceite. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla, debe tener una investigación adicional. Una falla (o fallas) está probablemente presente.

CONDICION 4: TDGC > 4,630 ppm. Indica una excesiva descomposición de celulosa y/o aceite. La operación continua del transformador puede resultar en una falla del mismo.

Tabla 4.2 – Total de Gases Combustibles Disueltos

COND.	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	C0	C02	TDGC
1	100	120	35	50	65	350	2500	720
2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4360
4	> 1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4360

4.7.3 Reacondicionamiento del Aceite Aislante

El proceso de reacondicionamiento tiene como objeto restaurar las propiedades Físico-Químicas y Eléctricas del aceite dieléctrico, de modo que su comportamiento en el Interior del transformador sea el normalizado para su buen funcionamiento.

Las técnicas físicas que se emplean en este tratamiento de reacondicionamiento son:

- Micro-filtración, para eliminar partículas sólidas.
- Deshidratación bajo vacío y aplicando temperatura.
- Desgasificación bajo vacío

4.7.4 Regeneración del Aceite Aislante

El objetivo de este tratamiento es el de restaurar las propiedades Físico, Químicas y Eléctricas del aceite dieléctrico, eliminando o reduciendo las sustancias coloidales en suspensión productos de oxidación, los compuestos polares y las trazas de ácidos orgánicos.

Las técnicas que se emplean en el tratamiento de Regeneración son:

- Absorción por contacto de productos de oxidación a través de tierras absorbentes (tierras Füller) o filtros de carbón activado.
- Micro-filtración, para eliminar partículas sólidas.
- Deshidratación bajo vacío y aplicando temperatura.
- Desgasificación bajo vacío.

4.8 PPRUEBAS COMPLEMENTARIAS Y CONTROL DE ELEMENTOS DE PROTECCION

Se debe tener la certeza que los elementos de protección del transformador funcionen correctamente, al menor signo de deterioro deben ser reparados o de ser el caso reemplazarlos, los accesorios y partes del equipo deben permanecer limpios se deben revisar periódicamente rastros de carbón, abombamientos, fugas de aceite. Lo eficiente del servicio dependerá de la frecuencia de las inspecciones y de mantener un buen registro de las mismas, en nuestras inspecciones y/o operaciones de mantenimiento debemos verificar el buen funcionamiento de lo siguiente.

Relé Buchholz

Relé de Presión

Válvula de Seguridad de la Cuba

Válvula de Seguridad del Conmutador

Relé de Presión Súbita

Indicador de Nivel de Aceite - Transformador

Indicador de Nivel de Aceite – Conmutador

Indicador de Temperatura de Aceite

Indicador de Temperatura de Aceite

CAPÍTULO V

PLANEAMIENTO Y PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL

En el presente capítulo tomaremos como caso de estudio la flota de transformadores del centro minero Arcata, así mismo de forma práctica seguiremos el procedimiento expuesto en el Capítulo III - “Procedimiento para la Implementación de un Programa de Mantenimiento Preventivo”

5.1 INVENTARIO DE EQUIPOS

La flota consta de 74 transformadores, (ver tabla 5.2) segmentados en dos grupos, transformadores ubicados en la Zona Industrial y transformadores ubicados en interior mina (socavón).

5.2 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS CRITICOS

A cada uno de los transformadores inventariados lo evaluamos de acuerdo a la tabla de criticidad (ver tabla 5.1), y determinamos su nivel de “importancia”, como resultado podemos identificar quienes tienen prioridad en la implementación del programa de mantenimiento preventivo.

De la tabla 5.2 podemos observar que tenemos 8 transformadores críticos a los cuales debemos dar importancia en la implementación del programa.

Para el presente estudio elegimos el transformador de 10000KVA, ubicado en la Sub Estación Principal – N°1, perteneciente a la zona industrial, se detallan los datos:

Marca	ABB
Número de Serie	770045-01
Tipo	TD2LN
Potencia	AT 10 MVA BT 10 MVA
Alta Tensión	66 000 +/- 8 x 1.25% V.
Baja Tensión	10 000 V.
Grupo de Conexión	YNd5
Frecuencia	60 Hz
Pesos de:	
Núcleo y Bobinas	8 650 Kgs.
Tanque y Accesorios:	8 950 Kgs.
Aceite	6 400 Kgs.
Peso Total	24 000 Kgs.

TABLA 5.1 - MATRIZ DE CRITICIDAD

ITEM	VARIABLE	CONCEPTO	PONDERACION	OBSERVACIONES
1	Efecto sobre el servicio que proporciona :			
		Para	6	
		Reduce	3	
		No para	0	
2	Valor Técnico - Económico			
	considere el costo de Adquisición, Operación y Mantenimiento	Alto	3	Más de U\$ 20000
		Medio	2	
		Bajo	1	Menos de U\$ 1000
3	La falla Afecta			
	a. Al equipo en si	SI	1	Deteriora otros componentes?
		NO	0	
	b. Al Servicio	SI	1	Origina problemas a otros equipos?
		NO	0	
	c. Al operador	SI	1	Posibilidad de accidente del Operador?
		No	0	
	d. A la seguridad en general	SI	1	Posibilidad de accidente a otras personas
		NO	0	o equipos cercanos
4	Probabilidad de Falla (Confiabilidad)			
		Alta	2	Se puede asegurar que el equipo va a trabajar
		Baja	0	correctamente cuando lo necesite
5	Flexibilidad del Equipo en el Sistema			
		Unico	2	No existe otro igual o similar
		By pass	1	El sistema puede seguir funcionando
		Stand By	0	Existe otro igual o similar instalado
6	Dependencia Logística			
		Extranjero	2	Repuestos se tienen que importar
		Loc /Ext.	1	Algunos repuestos se compran localmente
		Local	0	Repuestos se consiguen localmente
7	Dependencia de la mano de obra			
		Terceros	2	El mantenimiento requiere contratar a terceros
		Propia	0	El mantenimiento se realiza con personal propio
8	Facilidad de Reparación (Mantenibilidad)			
		Baja	1	Mantenimiento difícil
		Alta	0	Mantenimiento fácil

ESCALA DE REFERENCIA		
A	CRITICA	16 A 20
B	IMPORTANTE	11 A 15
C	REGULAR	06 A 10
D	OPCIONAL	00 A 05

5.3 SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES CRÍTICOS

En un transformador el sistema de aislamiento (papel – aceite) es el componente más importante y es al que se le debe mantener en óptimas condiciones:

Existen cuatro factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador en aceite; La humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación externa, motivo por el cual se considera al mantenimiento del transformador en términos de:

- Los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador
- Cuales son las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador.
- Que significado tienen los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico.
- Que medidas correctivas deberán tomarse en el caso de que se detecte alguna anomalía en el mantenimiento preventivo.

5.4 ELABORACIÓN DEL PLAN MAESTRO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA EL TRANSFORMADOR DE 10MVA

De la información de los manuales de operación, historial de fallos, entrevistas con los operadores, recomendaciones de los proveedores y basado en el criterio del personal de mantenimiento se define las actividades a implementar (ver tabla 5.4).

En cada una de las pruebas se detalla la frecuencia, tener presente que los equipos de transformación muy pocas veces pueden dejar de operar motivo por el cual se deben realizar actividades en simultáneo.

TABLA 5.3 - PLAN MAESTRO MANTENIMIENTO PREVENTIVO**TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA****Datos Generales**

Equipo :	300045008	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10 Kv, 60Hz
Ubicación :	HPE - ARE - ARC - AI - 03 - 001 - 05 - 01	SUBESTACION N°2 - AREA INDUSTRIAL
Ce.Co :	AC94000024	

PARTES Y/O COMPONENTES DEL EQUIPO ACTIVIDAD**FRECUENCIA****OBSERVACION****PARTES PRINCIPALES**

Nucleo Magnetico	Prueba de Ruido	Anual	
Bobinado	Prueba Resistencia Devanado	Anual	Inmediata a una falla, Reparación
	Prueba Relación de Transformación	Anual	Inmediata a una falla, Reparación
	Prueba Resistencia de Aislamiento	Anual	Inmediata a una falla, Reparación
	Prueba de Factor de Potencia	Anual	Inmediata a una falla, Reparación
	Prueba de Termografía	Trimestral	Inmediata a una falla, Reparación
Aceite Dielectrico	Analisis Fisicoquímico	Anual	Inmediata a una falla, resultado de la prueba
	Analisis Cromatográfico	Anual	Inmediata a una falla, resultado de la prueba
Sistema de Refrgeración	Inspección Visual	Mensual	
Sistema Conmutación Bajo Carga	Prueba Termografía	Trimestral	Inmediata a una reparación
	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla

PARTES SECUNDARIAS

Aisladores lado AT	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
	Prueba de Termografía	Trimestral	Inmediata a la reparación
Aisladores lado NAT	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
	Prueba de Termografía	Trimestral	Inmediata a la reparación
Aisladores lado BT	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
	Prueba de Termografía	Trimestral	Inmediata a la reparación
Cuba	Inspección Visual	Mensual	
Tanque Expansión	Inspección Visual	Mensual	
Deseccador	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
Valvula de Llenado	Inspección Visual	Mensual	
Valvula de Drenaje Aceite	Inspección Visual	Mensual	

PROTECCION

Rele de Presión	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
Rele Buchholz	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
Rele de Presión Subita	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
Indicador Nivel de Aceite Conmutador	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
Indicador Temperatura Aceite	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
Indicador Temperatura Devanado	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
Valvula Seguridad Cuba	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
Valvula Seguridad Conmutador	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla
Indicador Nivel Aceite Conmutador	Inspección Visual	Mensual	Inmediata a una falla

	Superintendente Mantenimiento	Jefe Mantenimiento Electrico	Jefe de Planeamiento Mantenimiento
Fecha			
Firma			
Nombre			

5.5 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ANUAL, TRIMESTRAL Y MENSUAL

Considerando como plantilla el plan maestro de mantenimiento y en coordinación con las áreas involucradas (gerencia, operaciones, planeamiento y mantenimiento) podemos fijar las fechas tentativas para ejecutar los mantenimientos preventivos de frecuencia anual, semestral y mensual.

El programa semestralmente tendrá un primer ajuste, tratando de enmarcar en una fecha posible para su ejecución, ya podemos asegurar que semana se ejecuta la intervención al equipo, esto permite coordinar los trabajos con terceros involucrados, ejemplo:

Empresas de suministro eléctrico.

Empresas y/o comunidades que también son dependientes del equipo

Empresas de apoyo para las pruebas preventivas.

El programa tiene un ajuste final mensualmente, donde ya podemos asegurar la fecha de ejecución del servicio y el tiempo de ejecución. El programa mensual también será actualizada en sus actividades para dar cumplimiento a las órdenes de trabajo emitidas por las áreas ajenas a área de mantenimiento.

Al momento de emitir la orden de trabajo debemos adjuntar las cartillas de mantenimiento (mensual, trimestral o anual) dependerá del servicio programado.

Datos Generales

Equipo : 300045008 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10 Kv, 60Hz
 Ubicación : HPE - ARE - ARC - AI - 03 - 001 - 05 - 01 SUBESTACION N°2 - AREA INDUSTRIAL
 Ce.Co : AC94000024

PARTES Y/O COMPONENTES DEL EQUIPO ACTIVIDAD		FREC.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Nucleo Magnetico	Prueba de Ruido	Anual											1	
Bobinado	Prueba Resistencia Devanado	Anual											4	
	Prueba Relación de Transformación	Anual											4	
	Prueba Resistencia de Aislamiento	Anual											4	
	Prueba de Factor de Potencia	Anual											4	
	Prueba de Termografía	Trimestral		2			5			4			1	
	Prueba de Termografía	Trimestral		2			5			4			1	
Aceite Dielectrico	Analisis Físicoquímico	Anual											1	
	Analisis Cromatográfico	Anual											1	
Sistema de Refrgeración	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	4	
Sistema Conmutación Bajo Carga	Prueba Termografía	Trimestral		2			5			4			1	
	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	4	
Aisladores lado AT	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	4	
	Prueba de Termografía	Trimestral		2			5			4			1	
Aisladores lado NAT	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	4	
	Prueba de Termografía	Trimestral		2			5			4			1	
Aisladores lado BT	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	4	
	Prueba de Termografía	Trimestral		2			5			4			1	
Cuba	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	4	
Tanque Expansión	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	1	
Desecador	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	1	
Valvula de Llenado	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	1	
Valvula de Drenaje Aceite	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	1	
Rele de Presión	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	4	
Rele Buchholz	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	4	
Rele de Presión Subita	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	4	
Indicador Nivel de Aceite Conmutador	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	1	
Indicador Temperatura Aceite	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	1	
Indicador Temperatura Devanado	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	1	
Valvula Seguridad Cuba	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	4	
Valvula Seguridad Conmutador	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	1	
Indicador Nivel Aceite Conmutador	Inspección Visual	Mensual	5	2	3	1	5	4	5	4	3	3	1	

	Superintendente Mantenimiento	Jefe Mantenimiento Electrico	Jefe de Planeamiento Mantenimiento
Fecha			
Firma			
Nombre			

TABLA 5.5 - RESUMEN DE EVALUACION DE PRUEBAS

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA

Detos Generales

Equipo 300045008
 Ubicación HPE - ARE - ARC - AI - 03 - 001 - 05 - 01
 Ce Co AC94000024

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10 Kv, 60Hz
 SUBESTACION N°2 - AREA INDUSTRIAL

COMPONENTE O PARTE	PRUEBA / ANALISIS PRACTICADO				FRECUENCIA	PRUEBA INICIAL			PRUEBA INICIAL			PRUEBA INICIAL			VALORES DE REFERENCIA			UNIDAD MEDIDA			
						FECHA	RESULTADO		FECHA	RESULTADO		FECHA	RESULTADO								
Nucleo Magnetico	Ruido				Anual	28/06/2008	62.50										80.00	db			
Bobinado	Resistencia Devanado	AT POS 1	U - O	Anual	28/06/2008	1.101400								< 1.126935	1.126935 - 1.156470	> 1.156470	Ohms				
			V - O	Anual	28/06/2008	1.108200									< 1.150780	1.130780 - 1.158360	> 1.158360	Ohms			
			W - O	Anual	28/06/2008	1.102600										< 1.150185	1.130185 - 1.157730	> 1.157730	Ohms		
		AT POS 9	U - O	Anual	28/06/2008	1.008900									< 1.036148	1.055148 - 1.060896	> 1.060896	Ohms			
			V - O	Anual	28/06/2008	1.040700										< 1.066718	1.066718 - 1.082735	> 1.082735	Ohms		
			W - O	Anual	28/06/2008	1.010500										< 1.035765	1.035763 - 1.081025	> 1.081025	Ohms		
		AT POS 17	U - O	Anual	28/06/2008	1.087900										< 1.126946	1.125348 - 1.152795	> 1.152795	Ohms		
			V - O	Anual	28/06/2008	1.098300										< 1.126783	1.126783 - 1.154265	> 1.154265	Ohms		
			W - O	Anual	28/06/2008	1.100100										< 1.127603	1.127603 - 1.155105	> 1.155105	Ohms		
		BT	u - v	Anual	28/06/2008	0.037013										< 0.037638	0.037638 - 0.038864	> 0.038864	Ohms		
	v - w		Anual	28/06/2008	0.037083										< 0.038020	0.038020 - 0.038948	> 0.038948	Ohms			
	w - u		Anual	28/06/2008	0.037340										< 0.037900	0.037900 - 0.038207	> 0.038207	Ohms			
	Relación de Transformación	POS 1	U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	-0.01	0.01	0.01								0.50	%		
		POS 2	U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	-0.01	-0.02	-0.02									0.50	%	
		POS 3	U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.05	0.04	0.04									0.50	%	
		POS 4	U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.05	0.05	0.04										0.50	%
		POS 5	U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.05	0.05	0.04										0.50	%
		POS 6	U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.05	0.05	0.04										0.50	%
		POS 7	U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.05	0.05	0.04										0.50	%
		POS 8	U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.05	0.05	0.05										0.50	%
POS 9		U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.06	0.06	0.05										0.50	%	
POS 10		U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.06	0.06	0.05										0.50	%	
POS 11		U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.06	0.06	0.06										0.50	%	
POS 12		U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.06	0.06	0.05										0.50	%	
POS 13		U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.06	0.06	0.06										0.50	%	
POS 14		U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.07	0.06	0.06										0.50	%	
POS 15		U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.07	0.07	0.06										0.50	%	
POS 16		U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.07	0.07	0.06										0.50	%	
POS 17		U - V	V - W	W - U	Anual	28/06/2008	0.07	0.07	0.06										0.50	%	
Factor de Potencia	AT	CH + CHL		Anual	28/06/2008	0.22								< 0.5	0.5 - 1.0	> 1	%				
		CH		Anual	28/06/2008	0.23									< 0.5	0.5 - 1.0	> 1	%			
		CHL		Anual	28/06/2008	0.21									< 0.5	0.5 - 1.0	> 1	%			
	BT	CL + CLH		Anual	28/06/2008	0.27									< 0.5	0.5 - 1.0	> 1	%			
		CL		Anual	28/06/2008	0.30									< 0.5	0.5 - 1.0	> 1	%			
		CLH		Anual	28/06/2008	0.21									< 0.5	0.5 - 1.0	> 1	%			
Aceite Dielectrico	Fisico Quimico	Indice de Neutralización			Anual	02/07/2008	< 0.01							< 0.05	0.05 - 0.1	> 0.1	mgKOH/g Aceite				
		Pérdidas Dielectricas			Anual	02/07/2008	0.007								< 0.05		> 0.05	%			
		Rigidez Dielectrica			Anual	02/07/2008	72.000								> 30	25 - 30	< 25	Kv/2.0mm			
		Tensión Interfacial			Anual	02/07/2008	44.000								> 32	28 - 32	< 28	mN/m			
		Contenido de Agua			Anual	02/07/2008	11.000								< 30	30 - 35	> 35	ppmp			
	Cromatografia	Hidrogeno			Anual	02/07/2008	ND											150	ppmv		
		Oxigeno			Anual	02/07/2008	17889												ppmv		
		Nitrogeno			Anual	02/07/2008	36170												ppmv		
		Metano			Anual	02/07/2008	ND												130	ppmv	
		Monóxido de Carbono			Anual	02/07/2008	20													800	ppmv
Dioxido de Carbono			Anual	02/07/2008	102														14000	ppmv	
Etileno			Anual	02/07/2008	ND														260	ppmv	
Etano			Anual	02/07/2008	ND														90	ppmv	
Acetileno			Anual	02/07/2008	ND														20	ppmv	
Total de Gases Combustibles			Anual	02/07/2008	20															720	ppmv

Cartilla de Mantenimiento Preventivo

TRANSFORMADOR 10MVA

COD. INTERNO : TDP 1046

Tipo

Frecuencia : 12 meses

N° de Plan SAP:

H. Ruta :

Estrategia :

O.T. :

Datos Generales

Equipo:	300045008	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz	Supervisor:	JME	<input type="checkbox"/>
Ubicación:	HPE-ARE-ARC-PL-01-001-05-01	SUB ESTACION N°2 - ZONA INDUSTRIAL		SEM	<input checked="" type="checkbox"/>
				SEP	<input type="checkbox"/>
Fecha Inicio Planif:	___/___/___	Fecha Fin Planif:	___/___/___	Tiem. Planif:	___
Fecha Real Inicio :	___/___/___	Fecha Real Fin:	___/___/___	Tiem. Real:	___
Hora Real Inicio:	___	Hora Real Fin:	___		

Personal Planificado	Nombre y Apellido	Qty Planif:	Horas Planif:
TEC_E_MI	TECNICO ELECTRICISTA MINA	2	6 HRS
SUP_E_MI	SUPERVISOR ELECTRICO MINA	1	6 HRS

Descripción del Trabajo TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz, TIPO , FREC. 12 meses

TID Pto. Trab.	Descripción	Hecho	Observaciones
***** GENERAL *****			
1 TEC_E_MI	Detectar fugas de aceite por las uniones, empaques, valvulas etc	<input type="checkbox"/>	
2 TEC_E_MI	Detectar presencia de sobrecalentamiento	<input type="checkbox"/>	
3 SUP_E_MI	Prueba de Termografía	<input type="checkbox"/>	
***** SISTEMA DE REFRIGERACION *****			
4 TEC_E_MI	Inspeccion de temperatura en cada uno de los radiadores	<input type="checkbox"/>	
***** ASILADORES AT. ANT Y BT *****			
6 TEC_E_MI	Detectar presencia de carbon, evidencias de descargas atmosfericas	<input type="checkbox"/>	
***** CUBA Y TANQUE DE EXPACION *****			
8 TEC_E_MI	Detectar grietas y/o abolladuras	<input type="checkbox"/>	
***** DESECADOR *****			
7 TEC_E_MI	Cambio deshumedecedor	<input type="checkbox"/>	
***** VALVULA DE LLENADO Y DRENAJE *****			
8 TEC_E_MI	Inspección de grietas y/o impactos	<input type="checkbox"/>	
***** RELE DE PRESION Y PRESION SUBITA *****			
9 TEC_E_MI	Inspeccion de empaques y ajuste de contactos	<input type="checkbox"/>	
***** RELE BUCHHOLZ *****			
10 TEC_E_MI	Inspeccion de nivel de aceite	<input type="checkbox"/>	
11 TEC_E_MI	Inspeccion de presencia de gases	<input type="checkbox"/>	
12 TEC_E_MI	Ajuste de Contactos	<input type="checkbox"/>	
***** REGISTROS *****			
13 TEC_E_MI	Registrar Nivel de Aceite del Transformador	<input type="checkbox"/>	
14 TEC_E_MI	Registrar Temperatura del Aceite	<input type="checkbox"/>	
15 TEC_E_MI	Registrar Temperatura del Devanado	<input type="checkbox"/>	
16 TEC_E_MI	Registrar Nivel de Aceite del Conmutador	<input type="checkbox"/>	
***** PRUEBAS Y MUESTRAS *****			
17 TEC_E_MI	Prueba de Ruido	<input type="checkbox"/>	
19 TEC_E_MI	Prueba Resistencia Devanados	<input type="checkbox"/>	
19 TEC_E_MI	Prueba Relación de Transformación	<input type="checkbox"/>	
20 TEC_E_MI	Prueba deAislamiento	<input type="checkbox"/>	
21 TEC_E_MI	Prueba Factor de Potencia	<input type="checkbox"/>	
22 TEC_E_MI	Toma de Muestra Aceite (Análisis Fisicoquímico y Cromatográfico)	<input type="checkbox"/>	

Otros Trabajos Relacionados TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz, TIPO , FREC. 12 meses

Task ID	Trabajo	Tipo de Trabajo	Hora	Hora Fin

Lista de Materiales TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz, TIPO , FREC. 12 meses

N° Parte	Código	Materiales	Plan Qty.	Real Qty.	Observaciones

Observaciones :

	Tecnico Electricista	Supervisor Elec. Mina	Planner Mantenimiento	Jefe Mantto Eléctrico
Fecha :				
Firma :				
Nombre :				

Cartilla de Mantenimiento Preventivo

TRANSFORMADOR 10MVA

COD. INTERNO : TDP 1046

Tipo

Frecuencia : 03 meses

N° de Plan SAP:

H. Ruta :

Estrategia :

O.T. :

Datos Generales

Equipo:	300045008	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz	Supervisor:	JME	<input type="checkbox"/>
Ubicación:	HPE-ARE-ARC-PL-01-001-05-01	SUB ESTACION N°2 - ZONA INDUSTRIAL		SEM	<input checked="" type="checkbox"/>
				SEP	<input type="checkbox"/>
Fecha Inicio Planif:	____/____/____	Fecha Fin Planif:	____/____/____	Tiem. Planif:	____
Fecha Real Inicio :	____/____/____	Fecha Real Fin:	____/____/____	Tiem. Real:	____
Hora Real Inicio:	____:	Hora Real Fin:	____:		

Personal Planificado

Personal Planificado	Nombre y Apellido	Qty Planif:	Horas Planif:
TEC_E_MI	TECNICO ELECTRICISTA MINA	2	2 HRS
SUP_E_MI	SUPERVISOR ELECTRICO MINA	1	2 HRS

Descripción del Trabajo

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz, TIPO , FREC. 03 meses

TID	Pto. Trab.	Descripción	Hecho	Observaciones
***** GENERAL *****				
1	TEC_E_MI	Detectar fugas de aceite por las uniones, empaques, valvulas etc	<input type="checkbox"/>	_____
2	TEC_E_MI	Detectar precencia de sobrecalentamiento	<input type="checkbox"/>	_____
3	SUP_E_MI	Prueba de Termografía	<input type="checkbox"/>	_____
***** SISTEMA DE REFRIGERACION *****				
4	TEC_E_MI	Inspeccion de temperatura en cada uno de los radiadores	<input type="checkbox"/>	_____
***** ASILADORES AT, ANT Y BT *****				
5	TEC_E_MI	Detectar precencia de carbon, evidencias de descargas atmosfericas	<input type="checkbox"/>	_____
***** CUBA Y TANQUE DE EXPACION *****				
6	TEC_E_MI	Detectar grietas y/o abolladuras	<input type="checkbox"/>	_____
***** DESECADOR *****				
7	TEC_E_MI	Cambio deshumedecedor	<input type="checkbox"/>	_____
***** VALVULA DE LLENADO Y DRENAJE *****				
8	TEC_E_MI	Inspección de grietas y/o impactos	<input type="checkbox"/>	_____
***** RELE DE PRESION Y PRESION SUBITA *****				
9	TEC_E_MI	Inpeccion de empaques y ajuste de contactos	<input type="checkbox"/>	_____
***** RELE BUCHHOLZ *****				
10	TEC_E_MI	Inspeccion de nivel de aceite	<input type="checkbox"/>	_____
11	TEC_E_MI	Inspeccion de presencia de gases	<input type="checkbox"/>	_____
12	TEC_E_MI	Ajuste de Contactos	<input type="checkbox"/>	_____
***** REGISTROS *****				
13	TEC_E_MI	Registrar Nivel de Aceite del Transformador	<input type="checkbox"/>	_____
14	TEC_E_MI	Registrar Temperatura del Aceite	<input type="checkbox"/>	_____
15	TEC_E_MI	Registrar Temperatura del Devanado	<input type="checkbox"/>	_____
16	TEC_E_MI	Registrar Nivel de Aceite del Conmutador	<input type="checkbox"/>	_____

Otros Trabajos Relacionados

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz, TIPO , FREC. 03 meses

Task ID	Trabajo	Tipo de Trabajo	Hora	Hora Fin

Lista de Materiales

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz, TIPO , FREC. 03 meses

N° Parte	Codigo	Materiales	Plan Qty.	Real Qty.	Observaciones
	718 00036	Silica Gel	2 kg		

Observaciones :

	Tecnico Electricista	Supervisor Elec. Mina	Planner Mantenimiento	Jefe Mantto Eléctrico
Fecha :				
Firma :				
Nombre :				

Cartilla de Mantenimiento Preventivo

TRANSFORMADOR 10MVA

COD. INTERNO : TDP 1046

Tipo

Frecuencia : 01 mes

N° de Plan SAP:

H. Ruta :

Estrategia :

O.T. :

Datos Generales

Equipo:	300045008	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz	Supervisor:	JME	<input type="checkbox"/>
Ubicación:	HPE-ARE-ARC-PL-01-001-05-01	SUB ESTACION N°2 - ZONA INDUSTRIAL		SEM	<input checked="" type="checkbox"/>
				SEP	<input type="checkbox"/>
Fecha Inicio Planif:	____/____/____	Fecha Fin Planif:	____/____/____	Tiem. Planif:	____ : ____
Fecha Real Inicio :	____/____/____	Fecha Real Fin:	____/____/____	Tiem. Real:	____ : ____
Hora Real Inicio:	____ : ____	Hora Real Fin:	____ : ____		

Personal Planificado	Nombre y Apellido	Qty Planif:	Horas Planif:
TEC_E_MI	TECNICO ELECTRICISTA MINA	2	2 HRS
SJP_E_MI	SUPERVISOR ELECTRICO MINA	1	2 HRS

Descripción del Trabajo TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz, TIPO , FREC. 01 mes

TID	Pto. Trab.	Descripción	Hecho	Observaciones
GENERAL				
1	TEC_E_MI	Detectar fugas de aceite por las uniones, empaques, valvulas etc	<input type="checkbox"/>	_____
2	TEC_E_MI	Detectar presencia de sobrecalentamiento	<input type="checkbox"/>	_____
SISTEMA DE REFRIGERACION				
3	TEC_E_MI	Inspeccion de temperatura en cada uno de los radiadores	<input type="checkbox"/>	_____
ASILADORES AT, ANT Y BT				
4	TEC_E_MI	Detectar presencia de carbon, evidencias de descargas atmosfericas	<input type="checkbox"/>	_____
CUBA Y TANQUE DE EXPACION				
5	TEC_E_MI	Detectar grietas y/o abolladuras	<input type="checkbox"/>	_____
DESECADOR				
6	TEC_E_MI	Inspección deshumedecedor	<input type="checkbox"/>	_____
VALVULA DE LLENADO Y DRENAJE				
7	TEC_E_MI	Inspección de grietas y/o impactos	<input type="checkbox"/>	_____
RELE DE PRESION Y PRESION SUBITA				
8	TEC_E_MI	Inpeccion de empaques y ajuste de contactos	<input type="checkbox"/>	_____
RELE BUCHHOLZ				
9	TEC_E_MI	Inspeccion de nivel de aceite	<input type="checkbox"/>	_____
10	TEC_E_MI	Inspeccion de presencia de gases	<input type="checkbox"/>	_____
11	TEC_E_MI	Ajuste de Contactos	<input type="checkbox"/>	_____
REGISTROS				
12	TEC_E_MI	Registrar Nivel de Aceite del Transformador	<input type="checkbox"/>	_____
13	TEC_E_MI	Registrar Temperatura del Aceite	<input type="checkbox"/>	_____
14	TEC_E_MI	Registrar Temperatura del Devanado	<input type="checkbox"/>	_____
15	TEC_E_MI	Registrar Nivel de Aceite del Conmutador	<input type="checkbox"/>	_____

Otros Trabajos Relacionados TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz, TIPO , FREC. 01 mes

Task ID	Trabajo	Tipo de Trabajo	Hora	Hora Fin

Lista de Materiales TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10Kv, 60Hz, TIPO , FREC. 01 mes

N° Parte	Codigo	Materiales	Plan Qty.	Real Qty.	Observaciones

Observaciones :

	Técnico Electricista	Supervisor Elec. Mina	Planner Mantenimiento	Jefe Mantto Eléctrico
Fecha :				
Firma :				
Nombre :				

ORDEN DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO

Versión 2.0

N° : _____

Datos Generales

Solicitante _____	Fecha Emisión _____
Area / Sección _____	Hora Emisión _____
Equipo _____	
Código Equipo _____	Fecha Disponibilidad _____
Centro Costos _____	Hora Disponibilidad _____

Descripción de la Falla y/o Actividad

Causa Posible

TRABAJOS CON PERSONAL UNIDAD

ESPECIALIDAD	CANTIDAD	FECHA INICIO/FIN	HORA INICIO/FIN	COMENTARIOS - OBSERVACIONES
--------------	----------	------------------	-----------------	-----------------------------

SUP_E_PL				
SUP_E_MI				
TEC_E_PL				
TEC_E_MI				

REPUESTOS / MATERIALES

CANT.	COSTO	OBSERVACIONES
-------	-------	---------------

TRABAJOS TERCEROS

ESPECIALIDAD	CANTIDAD	FECHA INICIO/FIN	HORA INICIO/FIN	COMENTARIOS - OBSERVACIONES
--------------	----------	------------------	-----------------	-----------------------------

NOTAS

	Supervisor Electrico Mina	Supervisor Elect. Planta	Planner Mantenimiento	Jefe Mantenimiento Electrico
Fecha :				
Firma :				
Nombre :				

CAPÍTULO VI

COSTOS DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Para desarrollar un informe de costos en referencia al mantenimiento debemos considerar una serie de variables que son imputables a la operatividad del equipo.

Personal	Directos	Sueldos y Comisiones
	Indirectos	Cargas sociales y Beneficios
	Administrativos	Prorratio de gastos de las áreas de Recursos Humanos y Capacitación
Material	Directos	Repuestos y Material
	Indirectos	Capital Inmovilizado, Vectores Energéticos y Personal
	Administrativos	Prorratio del área de compra y administración del material
Contratación	Directos	Valor de Contrato
	Indirectos	Servicios utilizados por los terceros y pagado por la empresa
	Administrativos	Prorratio de gastos de las diversas áreas involucradas con los contratos de mantenimiento
Depreciación	Directos	Valor de reposición
	Indirectos	Capital Inmovilizado
	Administrativos	Prorratio de las áreas involucradas en la gestión del activo de la empresa
Pérdidas de Facturación	Directos	Pérdidas de Producción, por falla de equipo
	Indirectos	Pérdidas de materia prima, por falla de equipo.
	Administrativos	Prorratio de los gastos de las áreas involucradas en el control administrativo

La experiencia á demostrado que los mayores costos están en las pérdidas de facturación, seguido de los materiales y personal.

Debido a la naturaleza del negocio (minería) por día paralizado alcanzamos a un valor de 400,000 USD, el cual incluye pérdidas de producción y gastos de paralización (salarios y servicios del personal paralizado).

Si comparamos el valor de pérdida de facturación contra el valor de costo de mantenimiento preventivo (ver tabla 6.1), resulta que la inversión en mantenimiento resulta ser menor al 1% de las pérdidas de facturación. Razón suficiente para sustentar una ampliación en el presupuesto para la implementación de un programa de mantenimiento preventivo.

Un costo muy criticado a mantenimiento resulta ser el capital inmovilizado (repuestos, partes, equipos en stand by) cuando desconocemos del estado de los equipos, incurrimos en protegernos con repuestos, la incertidumbre de las fallas en los equipo termina por llenar nuestro almacén de repuestos, la implementación de análisis, pruebas que permitan conocer el estado actual de los equipos, permitirá un manejo responsable de los repuestos. Con certeza podemos garantizar la operatividad de nuestros equipos así mismo podemos coordinar con los involucrados la paralización de equipos cuando necesitemos intervenir.

TABLA 6.1 - COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Datos Generales

Equipo : 300045008 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10 Kv, 60Hz
 Ubicación : HPE - ARE - ARC - AI - 03 - 001 - 05 - 01 SUBESTACION N°2 - AREA INDUSTRIAL
 Ce.Co : AC94000024

ACTIVIDAD Y/O ENSAYO		FREC.	N° INTER. ANUAL	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO TOTAL (USD)
Nucleo Magnetico	Prueba de Ruido	Anual	1	35	35
	Prueba Resistencia Devanado	Anual	1	120	120
Bobinado	Prueba Relación de Transformación	Anual	1	120	120
	Prueba Resistencia de Aislamiento	Anual	1	120	120
	Prueba de Factor de Potencia	Anual	1	120	120
	Prueba de Termografia	Trimestral	4	10	40
	Analisis Fisicoquímico	Anual	1	250	250
Aceite Dielectrico	Analisis Cromatográfico	Anual	1	250	250
	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Sistema de Refrigeración	Prueba Termografia	Trimestral	4	10	40
Sistema Conmutación Bajo Carga	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
	Inspección Visual	Mensual	1	10	10
Aisladores lado AT	Prueba de Termografia	Trimestral	4	10	40
	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Aisladores lado NAT	Prueba de Termografia	Trimestral	4	10	40
	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Aisladores lado BT	Prueba de Termografia	Trimestral	4	10	40
	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Cuba	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Tanque Expansión	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Desecador	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Valvula de Llenado	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Valvula de Drenaje Aceite	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Rele de Presión	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Rele Buchholz	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Rele de Presión Subita	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Indicador Nivel de Aceite Conmutador	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Indicador Temperatura Aceite	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Indicador Temperatura Devanado	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Valvula Seguridad Cuba	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Valvula Seguridad Conmutador	Inspección Visual	Mensual	12	10	120
Indicador Nivel Aceite Conmutador	Inspección Visual	Mensual	12	10	120

COSTO TOTAL ANUAL (USD)	3385
--------------------------------	-------------

CONCLUSIONES

1. Analizadas y estudiadas las diferentes pruebas eléctricas, físicas y químicas se concluye que el análisis cromatográfico del aceite de un transformador constituye una herramienta poderosa a la hora de emitir un diagnóstico del estado del transformador, pasando a ser la prueba más importante dentro del mantenimiento preventivo periódico de un transformador en aceite
2. El mayor costo por la falla del transformador, son los atribuidos a la pérdida de proceso y lucro cesante (pérdida de facturación) resultando ser el costo de mantenimiento menor al 1% del valor de las pérdidas de facturación.
3. Con el sistema de monitoreo periódico de las condiciones del transformador se logró :
 - Crear un historial de datos
 - Un respaldo en la toma de decisiones.
 - Reducir el riesgo de fallas catastróficas y los costos asociados a la reparación.
4. De acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico realizadas al transformador en aceite, concluimos que la mayor avería se produce en su sistema de aislamiento. Sin embargo esta tendencia a disminuir al fortalecer el mantenimiento preventivo orientado a combatir la humedad, oxígeno, calor y contaminación, factores que inciden en el deterioro del aislamiento del transformador

RECOMENDACIONES

- 1.** Involucrar al personal de operaciones, planeamiento, gerencias y mantenimiento para el éxito de los programas de mantenimiento preventivo
- 2.** Es preciso realizar ensayos de puesta a cero, para asegurar el buen funcionamiento de los equipos y generar una base de datos confiable.
- 3.** Para eliminar fallas por efecto de la medición de deben realizar las pruebas con el mismo equipo u otro similar, así como mantener las condiciones ambientales.
- 4.** Generar los procedimientos para la administración (almacenamiento) de los datos producto de las pruebas, caso contrario corremos el riesgo de perder o manipular la información.
- 5.** Agrupar equipos (generar rutas de trabajo) para la aplicación simultanea de los ensayos, análisis, con la finalidad de disminuir los costos por la paralización de equipos.

BIBLIOGRAFIA

1. MANTENIMIENTO INDUSTRIAL
Autor : Iván Gallara
Editorial : Editorial Científica Universitaria
País : Colombia
Año : 2005

2. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TEORIA, CALCULO, CONSTRUCCIÓN Y PRUEBAS
Autor : Pedro Avelino Pérez
Editorial : Reverte SA
País : México
Año : 2001 (Segunda Edición)

3. MANTENIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA, ENSAYOS DE CAMPO
Autor : Andrés Taberner García
Publicación : Unitronics SA
País : España
Año : 2008

4. GUIA PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA
Autor : Juan Núñez Forestieri
Gustavo Bermúdez F.
Publicación : Escuela Superior Politécnica del Litoral - ESPOL
País : Ecuador
Año : 2008

5. MONITOREO EN LINEA PARA LA DETECCION Y PREVENCION DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA
Autor : Alfredo Lopez Tagle
Hugo Equihua Tapia
Roberto Liñan García
Publicación : Boletín IIE
País : México
Año : 2000

6. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA MT/MT
Autor : Rubén Marrón
Marcelo Murra
Juan Pertusso
Publicación : Congreso Iberoamericano de Mantenimiento
País : Uruguay
Año : 2008

7. MANTENIMIENTO MODERNO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA
Autor : J.R. Artero
Publicación : XIII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE
País : Argentina
Año : 2009

8. MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN DE TRANSFORMADORES DE ACUERDO CON LAS NORMAS ANSI IEEE
Autor : Sandra Vega Gómez
Publicación :
País : Costa Rica
Año : 2008

9. PLANIFICACION Y CONTROL DEL MANTENIMIENTO
Autor : Francis Paredes R.
Publicación : Seminario Taller – IDIA
País : Perú
Año : 2009

10. GUIA DE ENSAYOS DE CAMPO PARA EL DIAGNOSTICO DE EQUIPOS DE POTENCIA
Autor : Ministerio de Energía y Minas
País : Perú
Año : 2008

ANEXOS

ANEXO 1 : NIVELES MINIMOS DE AISLAMIENTO

**Resistencia mínima de aislamiento de un transformador en aceite a 20°C
1 minuto y 1000 volts de prueba**

Clase de Aislamiento KV	M ohms	Clase de Aislamiento KV	M ohms
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5.0	135	138	3720
8.7	230	161	4350
15.0	410	196	5300
25.0	670	230	6200
34.5	930	287	7750
46.0	1240	345	9300
69.0	1860		

Fuente : Tabla 6.2 - Libro Transformadores de Distribución Teoría, Cálculo, Construcción y Pruebas
Segunda Edición - Autor: Pedro Avelino Pérez

**Condiciones de Aislamiento basadas en la relación de índice de absorción
dielectrica y el índice de polarización**

Condiciones	Relación 60/30 seg.	Relación 10/1 min.
Peligro	—	menos de 1
Pobre	menos de 1.1	menos de 1.5
Dudoso	1.10 a 1.25	1.5 a 2
Regular	1.25 a 1.40	2 a 3
Bueno	1.40 a 1.60	3 a 4
Excelente	arriba de 1.60	arriba de 4

Fuente : Tabla 6.3 - Libro Transformadores de Distribución Teoría, Cálculo, Construcción y Pruebas
Segunda Edición - Autor: Pedro Avelino Pérez

ANEXO 2 : NORMAS APLICABLES

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA

Datos Generales

Equipo : 300045008 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10MVA, 66/10 Kv, 60Hz
 Ubicación : HPE - ARE - ARC - AI - 03 - 001 - 05 - 01 SUBESTACION N°2 - AREA INDUSTRIAL
 Ce.Co : AC94000024

COMPONENTE O PARTE	PRUEBA / ANALISIS PRACTICADO	NORMA DE ANALISIS	VALOR MAX/MIN	NORMA DIAGNOSTICO	
Nucleo Magnetico	Ruido	Guia Ensayos MEM 2008	82 Db	Guia Ensayos MEM 2008	
Bobinado	Resistencia Devanado Resistencia Devanado	IEEE C57.12.90 - 2006	Variación de 5%	IEEE 62 - 95	
	Resistencia Aislamiento lado Baja (10KV)	IEEE C57.12.90 - 2006	410 Mega Ohms	Anexo 1	
	Resistencia Aislamiento lado Alta (73KV)	IEEE C57.12.90 - 2006	2480 Mega Ohms	Anexo 1	
	Relación de Transformación	IEEE C57.12.90 - 2006	+/- 0.5%	Guia Ensayos ABB	
	Factor de Potencia	IEEE C57.12.90 - 2006	1.00%	Guia Ensayos MEM 2008	
Aceite Dielectrico	Fisico Quimico	Indice de Neutralización	ASTM D - 3612 - 02	0.015 mgKOH/g Aceite	IEC 60599 :2007
		Perdidas Dielectricas	ASTM D - 3612 - 02	0.05%	IEC 60599 :2007
		Rigidez Dielectrica	ASTM D - 3612 - 02	72 Kv / 2.0 mm	IEC 60599 :2007
		Tensión Interfacial	ASTM D - 3612 - 02	44 mN/m	IEC 60599 :2007
		Contenido de Agua	ASTM D - 3612 - 02	11 ppmp	IEC 60599 :2007
	Cromatografia	Hidrogeno	ASTM D - 3612 - 02	150 ppmv	IEC 60599 :2007
		Oxigeno	ASTM D - 3612 - 02		IEC 60599 :2007
		Nitrogeno	ASTM D - 3612 - 02		IEC 60599 :2007
		Metano	ASTM D - 3612 - 02	130 ppmv	IEC 60599 :2007
		Monoxido de Carbono	ASTM D - 3612 - 02	600 ppmv	IEC 60599 :2007
		Dioxido de Carbono	ASTM D - 3612 - 02	1400 ppmv	IEC 60599 :2007
		Etileno	ASTM D - 3612 - 02	280 ppmv	IEC 60599 :2007
		Etano	ASTM D - 3612 - 02	90 ppmv	IEC 60599 :2007
		Acetileno	ASTM D - 3612 - 02	20 ppmv	IEC 60599 :2007
Total de Gases Combustibles		720	IEC 60599 :2007		

	Superintendente Mantenimiento	Jefe Mantenimiento Electrico	Jefe de Planeamiento Mantenimiento
Fecha			
Firma			
Nombre			

COMPAÑÍA MINERA ARES S.A.C.

Transformador Trifásico de Potencia con Conmutación Bajo Carga

Potencia :

AT 10 MVA

BT 10 MVA

Tensión :

AT 66 +/- 8 x 1.25% kV

BT 10 kV

Frecuencia : **60 Hz.**

Altitud : **5 000 m.s.n.m.**

N° de Serie : **770045 - 01**

INDICE

1. Datos Técnicos
2. Lista de Planos
3. Accesorios Suministrados
4. Transporte, Instalación, Puesta en Servicio, Operación y Mantenimiento
5. Aceite Dieléctrico. Características técnicas
6. Protocolo de Pruebas del Transformador

1ra. Parte:

DATOS TÉCNICOS

Número de Serie	770045-01
Tipo	TD2LN
Potencia	AT 10 MVA BT 10 MVA
Alta Tensión	66 000 +/- 8 x 1.25% V.
Baja Tensión	10 000 V.
Grupo de Conexión	YNd5
Frecuencia	60 Hz
Pesos .-	
Núcleo y Bobinas	8 650 Kgs.
Tanque y Accesorios	8 950 Kgs.
Aceite	6 400 Kgs.
Transporte	16 000 Kgs.
Peso Total	24 000 Kgs.

2da. Parte:

LISTA DE PLANOS

- | | |
|---|----------------------------|
| * Croquis de Dimensiones | 1LPE770045D10M
Pag. 1 |
| * Placa de Características | 1LPE770045DFP |
| * Caja de Bornes
Conexión de Accesorios | 1LPE770045DFX
Pag. 1, 2 |
| * Caja de Bornes Transformadores
de Corriente - Baja Tensión | 1LPE770045DFX
Pag. 3 |
| * Cúpulas para Transf. de Corriente :
Baja Tensión | 1LPE770045DFX
Pag. 4 |
| * Numeración de Radiadores | 1LPE770045DFX
Pag. 5 |

* Panel de Regulación

770045E 10 0A

770045E 10 0B

770045E 10 01

770045E 10 02

770045E 10 03

770045E 11 01

770045E 11 02

770045D 10 01

3ra. Parte:

ACCESORIOS SUMINISTRADOS

- * Conmutador Bajo Carga
Fabricante ABB
Tipo UBBRN 350 / 150, 17 Pos

- * Accionamiento a Motor
Fabricante ABB
Tipo BUL

- * Regulador de Tensión
Fabricante MR
Tipo TAPCON 230

- * Aisladores lado AT
Fabricante ABB
Tipo GOB 550/800
LF 123189 – K

- * Aisladores lado NAT
Fabricante ABB
Tipo GOB 325/800
LF 123 177 – K

- * Aisladores lado BT
Fabricante CEDASPE
Tipo DIN 20 kV / 1000 A

* Relé Buchholz
Fabricante CEDASPE
Tipo RELE BUCHHOLZ 50MA

* Réle de Presión Súbita
Fabricante INDUBRAS
Tipo RPS 114 B

* Desecador de Aire (Tanque Principal)
Fabricante COMEM
Tipo EM3DB

* Desecador de Aire (Conmutador)
Fabricante COMEM
Tipo EM3DB

* Indicador de Temperatura de Aceite
Fabricante AKM
Modelo 34301.12X- 5.0

* Indicador de Temperatura de Devanado
Fabricante AKM
Tipo 35.4.01.12X-5.0

* Indicador de Nivel de Aceite (Transformador)
Fabricante COMEM
Tipo LB22 XON

* Indicador de Nivel de Aceite (Conmutador Bajo Carga)
Fabricante COMEM
Tipo LA14 XON

* Bolsa flexible para tanque conservador de Aceite
Fabricante PRONAL
Tipo STP 750 -700

* Válvulas para Radiadores
Fabricante MARANGONI
Tipo DT – 3772 – I

* Válvula de alivio de presión
Fabricante QUALITROL
Tipo 208 – 60Z

* Válvulas para filtrado y drenaje de aceite
Fabricante NIAGARA
Tipo 2"

* Aceite dieléctrico
Fabricante NYNAS
Tipo ORION I

4ta. Parte:

TRANSPORTE E INSTALACIÓN

TRANSPORTE

Revisión del transformador al momento del arribo.

Comprobar la presión del gas

Inspección exterior

Inspección interior

INSTALACIÓN

Radiadores, aisladores, conservador

Tratamiento en vacío

Llenado de aceite

Purga de aire

ALMACENAJE

Almacenaje lleno de aceite

Almacenaje lleno de gas nitrógeno

Recomendaciones durante el almacenaje

Almacenaje de accesorios

TRANSPORTE

Para el transporte del transformador se han desmontado los radiadores, aisladores, tanque conservador y sus tuberías de conexión. Teniendo las dimensiones de transporte indicadas en el plano Croquis de Dimensiones.

El aceite ha sido retirado y se ha llenado el tanque con Nitrógeno Seco. Un sistema compuesto de botella de nitrógeno, válvulas y manómetro mantienen una presión positiva de aprox. 0.2 Kg/cm^2 para impedir la entrada de humedad a su interior. Este sistema se mantendrá conectado hasta efectuar el llenado de aceite bajo vacío.

El aceite será transportado en cilindros o tambores por separado. Al momento del arribo cada cilindro debe ser examinado por fugas o daños. Se deberán tomar todas las precauciones con el fin de evitar la contaminación del aceite.

Nota: Todos los accesorios han sido embalados y registrados en la lista de despacho correspondiente.

Las aberturas de los aisladores han sido selladas con una brida ciega para impedir el ingreso de humedad.

REVISIÓN DEL TRANSFORMADOR AL MOMENTO DEL ARRIBO

Inmediatamente después de llegar al sitio de montaje, se debe efectuar la siguiente revisión, a fin de comprobar cualquier daño eventual producido durante el transporte así como verificar si hay pérdidas de piezas componentes. Si los daños y maltratos son evidentes presente la reclamación en el menor tiempo posible.

COMPROBAR LA PRESIÓN DE GAS

Con el fin de evitar la impregnación de humedad, el tanque principal está lleno de nitrógeno seco (aprox. 0.2 Kg/cm^2 a 20°C).

Remueva la cubierta protectora del manovacuómetro montado en el tanque, abra la válvula de conexión y compruebe la presión del gas. Después de revisada cierre fuertemente la válvula. Una indicación positiva señalará que no ha entrado aire o agua al interior del tanque. Si la aguja indica cero, podría ser a raíz de una entrada de agua. En este caso mida la resistencia de aislamiento de los devanados con el objeto de establecer el grado de humedad que ha penetrado al interior del transformador y tomar las medidas correctivas necesarias.

INSPECCIÓN EXTERIOR

- Comprobar si el transformador ha sufrido golpes, caídas accidentales o presenta refuerzos o tuberías rotas o torcidas.
- Si la pintura está dañada o presenta piezas metálicas oxidadas. Utilice papel de lija y retoque con pintura anticorrosiva adecuada.
- Compruebe que la tornillería no se encuentre floja.
- Comprobar el buen estado de los instrumentos de protección que van adosados al tanque principal.

INSPECCIÓN INTERIOR

Normalmente no se requiere de una inspección interior; en caso de ser requerida, tomar en cuenta el tiempo de exposición permisible de la parte activa.

INSTALACIÓN

Si para la realización del montaje, las obras civiles no estuvieran totalmente terminadas, ABB recomienda tomar las siguientes precauciones:

- Viento con partículas de arena o tierra.
El responsable del montaje debe disponer una protección tipo carpa para evitar el ingreso de esos elementos extraños al interior del tanque del transformador, radiadores, conservador, tuberías etc. a los que están expuestos durante las operaciones de montaje.
- Movimiento de máquinas / vehículos en el entorno del transformador.
Estos deben evitarse durante las labores de montaje de aisladores, radiadores, conservador, tuberías, para evitar el polvo, arena y partículas en suspensión que puedan causar contaminación al interior del transformador.

El Croquis de Dimensiones, muestra la ubicación de los accesorios suministrados y deberá tomarse en cuenta para el montaje de éstos.

Para su manipulación, el transformador está provisto de Pivotes de Izaje para levantar la unidad, se proveen también apoyos para gatos en el tanque

Atención:

No usar gatos en ningún otro sitio del transformador que no sea el mencionado.

Durante la instalación de los aisladores, conmutador, radiadores etc., se deberán tomar todas las previsiones que eviten la entrada de humedad y elementos extraños al interior del tanque principal.

RADIADORES

Los radiadores deben inspeccionarse cuidadosamente por daños o humedad en su interior. Si hubiera ingresado agua, deben secarse con aire caliente o aceite caliente. El objetivo es tenerlos limpios y secos al momento de su instalación.

Identificar los radiadores y ventiladores, ver plano 1LPE760063DFX “NUMERACIÓN DE RADIADORES” en página siguiente.

Para instalar un radiador, retirar la brida ciega superior e inferior en el tanque correspondiente al radiador a instalar asegurando previamente que las válvulas estén totalmente cerradas (Ver plano de válvula Marangoni DT – 3772 – I en Parte 3 de este manual).

Poner empaquetaduras nuevas suministradas e instalar el radiador. Empernar las bridas del radiador y la válvula. Ajustar hasta el tope los 4 pernos–tuercas superiores e inferiores.

NOTA.-

Retirar las bridas ciegas sólo del radiador que se está montando ya que las válvulas no son completamente herméticas y pueden darse fugas de aceite.

AISLADORES

Para desembalar y manipular los aisladores de Alta y Baja tensión, seguir las indicaciones del fabricante que se adjuntan.

Para instalar un bushing, retirar con cuidado la brida ciega que sella el agujero correspondiente en la tapa del transformador. Dicha brida ciega tiene fijado en su parte inferior el conductor con terminal en su extremo, que se hará pasar por el interior del buje.

Colocar empaquetaduras nuevas suministradas entre las bridas de los aisladores y sus asientos de fijación.

TANQUE CONSERVADOR DE ACEITE

Levantar el conservador de las orejas de suspensión y montar sobre sus brazos de suspensión con tirantes de amarre al tanque, tal como muestra el Croquis de Dimensiones. Ajustar los pernos suministrados.

Una vez montado el Conservador, se conectará la tubería conteniendo el Relé Buchholz y las válvulas mariposa NW80 a cada lado del mismo, retirando las bridas ciegas tanto en el conservador como en la tapa del estanque.

LLENADO DEL TRANSFORMADOR CON ACEITE BAJO VACÍO

Antes de empezar el llenado, se deben tomar muestras de aceite de los cilindros para comprobar la Rigidez Dieléctrica que debe cumplir con los valores indicados en la tabla "Aceite Dieléctrico".

TRATAMIENTO DE VACÍO

Este tratamiento se realiza al estanque estando los radiadores montados con sus válvulas abiertas. Las aberturas para los bushings y tuberías de conexión a los conservadores se encuentran herméticamente sellados.

- Expulse el gas Nitrógeno seco del transformador durante más de 12 horas mediante una bomba de vacío y compruebe si el grado de vacío dentro del transformador es menor de 3 mmHg mediante un vacuómetro
- Después de confirmar el grado de vacío, detenga temporalmente la bomba de vacío y efectúe la prueba de parada.

El criterio para la prueba de parada es por medio del grado de vacío, y el incremento de éste a los 15 minutos después de la parada, como está especificado en la tabla adjunta. Si el resultado de la prueba de parada es satisfactorio, proceda al llenado de aceite.

Tensión de régimen del Transformador	Incremento del grado de vacío
Más de 220 kV.	Menos de 1.0 mmHg.
Más de 110 kV.	Menos de 1.5 mmHg.

LLENADO DE ACEITE

- Después que se ha efectuado el tratamiento de vacío descrito anteriormente al transformador, mantenga el vacío durante una hora. Luego, abra la válvula de drenaje de aceite y bombee aceite desgasificado dentro del tanque. Este llenado continuará hasta alcanzar un nivel de 100 a 120 mm por debajo de la tapa, asegurando así que toda la parte activa se encuentre sumergida en aceite. El aceite aislante debe pasar a través del filtro prensa de aceite y el preacondicionador del aceite al vacío. Con el objeto de hacer más ágil el llenado de aceite, se recomienda colocar el contenido de los cilindros en un tanque metálico cuya capacidad sea tal que permita un flujo constante de aceite durante el proceso de llenado. La superficie interna del tanque de aceite debe estar limpia y libre de polvo y humedad. Debe ser un tanque sellado que evite la infiltración de la lluvia o el aire, cuando se instale al exterior. Si se filtra aire al tanque del aceite, ponga un recipiente con silicagel en el sitio donde se pase el aire, con el objeto de prevenir la entrada de aire húmedo. Es conveniente poner un indicador de nivel del aceite o un tubo transparente.
- Durante el llenado de aceite, continúe la operación de la bomba de vacío. Cuando el grado de vacío sea superior a 3 mmHg, suspenda temporalmente el llenado de aceite, y opere solamente la bomba de vacío para obtener el grado requerido de vacío.

Teniendo la parte activa sumergida en aceite (100 o 120 mm por debajo de la tapa), se procederá a la instalación de los bushings, conservadores de aceite, desecadores, etc.

Terminada esta tarea se procede a completar la dotación de aceite del transformador.

- Cuando el indicador de nivel de aceite señale la escala de nivel a 85°C, suspenda la operación de llenado de aceite.
- Después de llenado el transformador con aceite aislante se instalará el desecador de aire de silicagel.
- Purgar el aire retenido en los diferentes puntos como: radiadores, aisladores, tuberías de desfogue, etc.
- Tome una nueva muestra de aceite, efectúe las pruebas al aceite aislante. Registre los valores medidos.
- Espere durante más de 12 horas para permitir que el aceite penetre dentro de las diversas partes sumergidas. Vuelva a purgar el aire atrapado y luego efectúe el drenaje hasta alcanzar el nivel de aceite normal.

PURGA DE AIRE

Luego de completar la dotación de aceite, debe purgarse el aire atrapado en:

- Relé Buchholz: Abriendo su perno de purga hasta que aparezca el aceite.
- Bushings

ALMACENAJE DE LOS TRANSFORMADORES

ALMACENAJE LLENO DE ACEITE

Un transformador completamente lleno de aceite se puede guardar en almacén durante un tiempo indeterminado y esta alternativa es preferible a aquella en que el transformador está lleno de gas.

Se comprobará el color del silicagel del desecador de aire cada 2 semanas. Puede secarse en un horno a 130°C – 160°C o cuando más de la mitad presente decoloración se procederá a cambiar el contenido de silicagel.

ALMACENAJE LLENO DE GAS NITRÓGENO

La presión interna debe mantenerse en 0.2 atm (3Psi). Se empleará gas nitrógeno de una pureza de 0.3% de su volúmen y un grado de humedad máximo de 250 ppm. En estas condiciones, el transformador puede almacenarse por un período de 3 meses.

Cada 3 semanas se comprobará la presión interna del tanque del transformador y de la botella de nitrógeno.

RECOMENDACIONES DURANTE EL ALMACENAJE

- Durante el almacenaje se revisará constantemente el transformador a la búsqueda de fugas de aceite:
- Por empaquetaduras: Ajustar los elementos de fijación (pernos, bridas, etc)
Por válvulas de estrangulación: Proceder de igual manera.
Por poros o fisuras: Para evitar que penetre humedad al interior del tanque, se inyecta gas nitrógeno seco hasta obtener una presión de 2 Psi. Proceder a comunicar a ABB.

- Debe observarse si la pintura presenta puntos de oxidación. Si hubieran, deben limpiarse de grasa, lijarse, volver a limpiarse y aplicar pintura epóxica. Dejar secar, aplicar otra capa de pintura, dejar secar y así hasta conseguir el espesor uniforme con el área restante.

ALMACENAJE DE LOS ACCESORIOS

Los accesorios deberán almacenarse debidamente embalados en local cerrado, protegidos contra el polvo, humedad, daños mecánicos por golpes o choques.

OPERACION Y MANTENIMIENTO

PUESTA EN SERVICIO, OPERACIÓN

Controles de montaje

Controles eléctricos

Pruebas del aceite

MANTENIMIENTO

Aceite aislante

Accesorios

FRECUENCIA DE INSPECCIONES Y PRUEBAS

PUESTA EN SERVICIO, OPERACION

CONTROLES DE MONTAJE

Luego del montaje o llenado del transformador con aceite, recomendamos controlar y hacer constar en un protocolo lo siguiente:

- Estanqueidad: Ausencia total de fugas de aceite.
- Nivel de Aceite en el conservador del transformador .
- Los desecadores de aire pueden respirar libremente.
- Válvula de seguridad en buen estado.
- Conmutador de tomas bajo carga, accionamiento a motor.
Ver Instrucciones del fabricante.
- Las válvulas de los circuitos de circulación de aceite (radiadores, conservador, etc) se encuentran completamente abiertas.
- El tanque del transformador, gabinete de control y transformadores de corriente puestos a tierra.
- Los secundarios de los transformadores de corriente cortocircuitados, en caso de no estén conectados a un circuito de medida o protección.
- Purgar el aire en los aisladores, radiadores, relé buchholz, etc.
- Pozos termométricos llenos de aceite.
- Pernos de anclaje instalados.
- Si se tienen ventiladores, comprobar el correcto sentido de giro con flecha indicadora.
- Pintura en correcto estado.

CONTROLES ELÉCTRICOS

Antes de la puesta en servicio, recomendamos controlar por lo menos los puntos siguientes y hacer constar en un protocolo los resultados.

Dispositivo de Protección

Se comprobará el correcto funcionamiento de todos los dispositivos de protección del transformador tales como: protección diferencial de sobrecorriente, puesta a tierra, etc. así como los dispositivos en el transformador como Relé Buchholz, relés térmicos, etc.

Medida de la relación de Transformación

Recomendamos efectuar esta medida por medio de un puente de medida de transformación, o si se hace con voltímetros, con una tensión por lo menos de 5% de la tensión de servicio.

Medida de la Resistencia de los Devanados

Esta medida es al mismo tiempo un control en la medida de la bobina de baja tensión, puesto que utilizando el método del amperímetro-voltímetro, la resistencia de la bobina depende de la temperatura. El resultado de la medida se comparará al del protocolo de pruebas.

PRUEBAS DE ACEITE

Antes de la puesta en servicio, se tomará una muestra de aceite para someterla a un ensayo de rigidez dieléctrica. Si el ensayo no cumpliera con las especificaciones del aceite, habrá que secar y desgrasar el aceite haciéndolo circular por una instalación de preparación de aceite.

Seguidamente se repetirá el ensayo de rigidez.

Si alguno de los valores medidos, incluso en pruebas repetidas se desvía en más de un 15% de los valores especificados, es señal de que la parte activa se ha humedecido o que el aceite se ha contaminado.

OPERACIÓN

Conmutador de tomas bajo Carga.

Ver Instrucciones de servicio del fabricante del conmutador .

Instrucciones cuando funciona el Relé Buchholz

(De no contar con Relé Buchholz, omitir este párrafo)

➤ La señal de alarma funciona:

Desconectar de inmediato el transformador y efectuar el análisis del gas. Hay que distinguir los casos siguientes:

1. Gas no inflamable, con resultado negativo del análisis del acetileno.
2. Gas inflamable, con resultado positivo del análisis del acetileno.
3. El transformador tiene un defecto al interior que debe ser atendido antes de conectarlo nuevamente.
4. No sale ningún gas, el nivel del aceite desciende en el relé y el aire es aspirado por la espita abierta.

El nivel de aceite está por debajo del mínimo y hay pérdidas de aceite.

Reparar los eventuales defectos de estanqueidad (fugas de aceite) y completar la dotación de aceite.

➤ El circuito de desconexión funciona:

El transformador se ha calentado excesivamente. Después de determinar la causa del sobrecalentamiento y del tiempo requerido para su enfriamiento, se podrá volver a conectar.

➤ Los circuitos de alarma y desconexión funcionan casi simultáneamente.

Las causas son las mismas que las descritas en a, b, y c. Hacer el análisis del gas y luego proceder como en los casos precedentes.

El ensayo de inflamabilidad del gas recogido en el relé debe completarse con el análisis sobre su contenido de acetileno.

Para este efecto se hará pasar el gas a través de una solución de nitrato de plata. Si el gas contiene acetileno, se formará un precipitado blanco en dicha solución, indicando así que en el interior del transformador hay un defecto.

Indicador de Nivel

La rotura de la luna dial no pone en contacto el aceite con el exterior, por lo que la estanqueidad queda asegurada.

La indicación se efectúa mediante un sistema flotador (al interior del conservador) conectado magnéticamente con la aguja en el dial exterior.

Desecador de Aire

Si el contenido de silica-gel tiene color anaranjado, está en buen estado. Si hubiera perdido color, está saturado y es necesario secarlo al horno a una temperatura de 130°C – 160°C debiendo retornar a su color anaranjado para utilizarla.

MANTENIMIENTO

ACEITE

El punto más importante del programa de mantenimiento consiste en el muestreo y prueba del aceite dieléctrico del transformador. Las muestras deben tomarse de la parte inferior del tanque. Si éstas son tomadas libres de contaminación, serán representativas del aceite al interior del estanque del transformador.

Las siguientes pruebas realizadas a cada muestra, reflejarán la condición del aceite dieléctrico:

- Número de Neutralización
- Tensión interfacial
- Rigidez dieléctrica
- Factor de potencia

Es muy importante mantener un registro con los resultados de estos análisis al aceite, porque el valor de la prueba no está dado por un resultado individual sino por la variación de los resultados a lo largo del tiempo.

El registro de eventos de la instalación, juntamente con el de los resultados de las pruebas periódicas al aceite y las inspecciones regulares, ayudarán considerablemente en el análisis y diagnóstico de cualquier problema que se presente durante la operación del transformador.

ACCESORIOS

Bushings

Requieren muy poco mantenimiento. Las porcelanas se mantendrán limpias y libres de polución del ambiente y deberán ser revisadas regularmente buscando rajaduras o bordes desportilladas. Si se tuviera indicadores de nivel en los bushings, estos deberán ser revisados periódicamente.

Ensayo de funcionamiento del Relé Buchholz

Empalmar el grifo de ensayo a una manguera de aire comprimido. Introduciendo éste lentamente se puede comprobar el funcionamiento de la señal de alarma.

Si el aire comprimido se deja ingresar con gran presión súbitamente en cortos intervalos, el flotador inferior es empujado haciendo actuar así el circuito de desconexión.

- Es importante no dañar mecánicamente el tubo capilar del sensor de temperatura. Evitar pisarlo, golpearlo o doblarlo.
- Durante el servicio es necesario controlar periódicamente la temperatura del aceite, así como el nivel de aceite del conservador o del tanque si no hubiera conservador.
- Se controlará también el estado del Silica Gel de los desecadores. Si tuviese color naranja, su estado es seco; si hubiese adquirido un color blanco, se ha humedecido y deberá secarse al horno a 130° - 160° C hasta que recupere su color naranja original, o si es posible se cambiará por sílicagel nuevo.

FRECUENCIA DE INSPECCIONES Y PRUEBAS

TRANSFORMADOR		INTERVALO RECOMENDADO				
OBJETO	PARA CONTROL	DURANTE LA INSTALACION	MESES	AÑOS	CUANDO REQUIERA	NOTAS
ACEITE AISLANTE	Resistencia Dieléctrica	X		1		Inspección diaria a la búsqueda de manchas que revelen fugas de aceite por empaquetaduras soldaduras etc.
	Factor de Potencia	X		3		
	Número de Neutralización			3		
	Tensión Interfacial			3		
	Lodo			3		
	Contenido de Agua	X		3		
	Análisis Cromatográfico				X	
	Tanque del Transformador	X	2			
	T. Expansión de Aceite	X	2			
	Válvulas de Aceite	X	2			
	Radiadores	X	2			
	Aisladores AT.	X	2			

FRECUENCIA DE INSPECCIONES Y PRUEBAS

TRANSFORMADOR		INTERVALO RECOMENDADO				
OBJETO	PARA CONTROL	DURANTE LA INSTALACION	MESES	AÑOS	CUANDO REQUIERA	NOTAS
Temperatura de Arrollamientos	Transform. de Corriente	X		3		
	Contactos B. Alarm-Desconx.	X		3		Ver Instrucciones particulares
	Aceite en Pozo (sensor)	X		3		
Temperatura de Aceite	Contactos B. Alarm-Desconx.	X		3		Ver Instrucciones particulares
	Aceite en Pozo (sensor)	X		3		
Válvula de Seguridad	Contactos B. Serv-Desconx.	X		1		
	Empaquetadura	X		1		
Indicador de Nivel de Aceite	Contactos B. (Nivel máx-mín)	X		1		Nivel mín.
	Visor	X		1		
Desecador de Aceite	Silica Gel	X	1			Naranja = Seco Blanco = Húmedo
	Empaquetadura	X		1		

FRECUENCIA DE INSPECCIONES Y PRUEBAS

TRANSFORMADOR		INTERVALO RECOMENDADO				
OBJETO	PARA CONTROL	DURANTE LA INSTALACION	MESES	AÑOS	CUANDO REQUIERA	NOTAS
	Radiadores	X		1		
	Válvula de Seguridad	X		1		
	Relé Buchholz	X		1		
	Aisladores AT.	X		1		
Válv en Servic.	Cerrado	Vaciado de Aceite	X			X
		Filtro de Aceite	X			X
		Muestreo	X			X
		Purga de Aire en Radiador	X			X
	Abierto	Radiador-Tanq.	X			X
	Relé Buchholz	X			X	

FRECUENCIA DE INSPECCIONES Y PRUEBAS

TRANSFORMADOR		INTERVALO RECOMENDADO				
OBJETO	PARA CONTROL	DURANTE LA INSTALACION	MESES	AÑOS	CUANDO REQUIERA	NOTAS
Conexión a Tierra	Transformador a Tanque	X			X	
	Neutro Alta Tensión	X			X	
	C. Transform.	X			X	
	Gabinete de Control	X			X	
Relé Buchholz	Sentido Circul. De Aceite	X		1		
	Flotador	X		1		Con Aire comprimido
	Contactos B. Alarm-Desconx.	X		1		
	Gas	X			X	

FRECUENCIA DE INSPECCIONES Y PRUEBAS

TRANSFORMADOR		INTERVALO RECOMENDADO				
OBJETO	PARA CONTROL	DURANTE LA INSTALACION	MESES	AÑOS	CUANDO REQUIERA	NOTAS
Limpieza	Aisladores	X		1	X	
	Radiadores	X		1	X	
	Gabinete de Control	X		1	X	
	Accesorios	X		1	X	
Acabado	Pintura	X			X	Areas Oxidadas

5ta. Parte:

ACEITE DIELECTRICO

1. Prescripciones de aceite

2. Ensayos de aceite
 - 2.1. Toma de muestras
 - 2.2. Ensayos de instalación
 - 2.3. Pruebas de laboratorio

3. Especificaciones del fabricante

ACEITE DIELECTRICO

1. PRESCRIPCIONES DE ACEITE

El transformador ha sido llenado con Aceite seco y tratado.

Antes de la puesta en servicio, el aceite aislante deberá cumplir con las condiciones de las tablas 1 y 2. Si no cumpliera con estas condiciones, deberá ser tratado en una instalación adecuada. También es necesario este tratamiento cuando estando en servicio, los valores medidos a las muestras de aceite son inferiores a los indicados en las tablas.

2. ENSAYOS DEL ACEITE

2.1 TOMA DE MUESTRAS

Se deben utilizar exclusivamente recipientes limpios y secos para tomar la muestra.

Estos recipientes no deben presentar ningún resto de productos de limpieza. Antes de tomar la muestra se limpiará cuidadosamente el grifo de vaciado del transformador y se dejarán salir lentamente unos 5 litros de aceite. Se lavará finalmente el recipiente con 1/2 litro de aceite. Se protegerá de la luz la muestra de aceite.

Como recipientes se recomiendan:

- Botellas de vidrio de color oscuro con tapón de cristal esmerilado.
- Botellas de vidrio transparente si inmediatamente después de llenar se protegen de la luz con una funda adecuada.

La muestra del aceite debe contener por lo menos 2 litros. Para pruebas en laboratorio se necesitan 5 litros.

Se debe tomar una muestra de aceite para mediciones exactas de su contenido de agua, gas o aire, se utilizarán botellas especiales, bajo vacío.

2.2 ENSAYOS DE INSTALACIÓN

- **CONTROL DE IMPUREZAS SÓLIDAS**

Se llena una probeta con el aceite de la muestra y se observa al trasluz. Si se observan impurezas sólidas, se deberá filtrar el aceite.

- **ENSAYO DEL CONTENIDO DE AGUA**

Se lleva a cabo con el método llamado de "fritura", esto es, se calienta en una probeta el aceite hasta una temperatura de 105 – 110 °C

El agua contenida en el aceite se pone de manifiesto por precipitación chirridos, o espumas de aceite. Un calentamiento demasiado elevado del aceite puede dar la ilusión de agua libre, por ello no debe sobrepasarse la temperatura indicada.

- **ENSAYO EXACTO DEL CONTENIDO DE AGUA**

Para poder realizar el ensayo con la exactitud deseada, hay que tomar la muestra de aceite en un recipiente especial. La medida del contenido de agua se puede hacer por medio de uno de los métodos siguientes:

a) Hidrógeno modelo 1000

Fabricante: Panametrics Co. Waltham, Mass, 02154, USA.

b) Método de Karl Fischer (juego transportable).

- **RIGIDEZ DIELECTRICA**

a) **ENSAYOS CEI**

De acuerdo con las recomendaciones de la CEI No. 156, se prueba la rigidez del aceite entre electrodos a bolas de 12.5 mm. de diámetro y 2.5 mm. de descarga o con electrodos semiesféricos (llamados discos VDE) igualmente con 2.5 mm. de descarga de chispa.

Se llenará el recipiente de prueba limpio vertiendo el aceite (a 15-25°C) lentamente (para evitar burbujas) y se efectuará inmediatamente el ensayo.

Se aumentará regularmente la tensión de kV/seg hasta la descarga, 6 veces seguidas; después de cada descarga se limpiará el espacio

entre los electrodos de restos quemados por medio de un bastoncito de vidrio de 2 mm. de diámetro haciéndolo ir y venir lentamente entre los electrodos.

Como valor de rigidez se tomará la media aritmética de los 6 valores de descarga obtenidos (suma de los 6 valores divididos por 6). Ninguno de los 6 valores de descarga debe ser menor que un 85% del resultado medio; en caso contrario se deberá repetir la prueba con una nueva muestra de aceite.

b) ENSAYO ASTM – D 1816

Este método es comparable al de CEI. El ensayo se lleva a cabo con semiesferas VDE y distancias de ruptura de 0.08 o 0.04". Para cada muestra de aceite se hacen 6 ensayos que, con excepción del primero se utilizarán para determinar el valor medio de la descarga.

c) ENSAYO ASTM – D 877

Para este método se utilizan electrodos planos con cantos vivos de 1" de diámetro y 0.1" de distancia de ruptura. Se emplean 5 muestras de aceite con una descarga para cada una.

No aconsejamos el empleo de este método para las pruebas de aceite, ya que ensayos repetidos han mostrado que los electrodos empleados son insensibles a impurezas sólidas así como al agua contenida en el aceite.

En los métodos arriba descritos se aumentará siempre la tensión hasta lograr la ruptura.

Los valores obtenidos sin alcanzar la descarga no son de interés alguno. En caso de necesidad se puede disminuir la distancia entre los valores de 1.5 y 2.5 mm.

La rigidez dieléctrica no es ningún criterio del envejecimiento del aceite. La rigidez dieléctrica se mejora filtrando y secando el aceite.

2.3 PRUEBAS DE LABORATORIO

Para juzgar exactamente la calidad de un aceite aislante es necesario un examen de las propiedades físico-químicas y dieléctricas (medida de la tangente delta). Los dispositivos e instrumentos necesarios para ello generalmente no se encuentran en los puntos de montaje; normalmente deben hacerse en un laboratorio preparado especialmente para esos ensayos.

Allí se examinan los factores tales como el color (según escala de colores), peso específico, número de neutralización, contenido en lodos, tensión superficial, factor de pérdidas (tangente delta) bajo 20 y 90 °C; si se desea, se mide así mismo la viscosidad, contenido en inhibidores y contenido en hidrocarburos aromáticos.

TABLA 1:

Contenido en agua y gas

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR	METODO DE ENSAYO
Contenido en agua	ppm	10	ASTM D – 1533
Contenido en gas	ppm	5000	En preparación

TABLA 2:

Rigidez Dieléctrica en función de la tensión de Servicio del Transformador

TENSION MAX. DE SERVICIO DEL TRANSF. (kV.)	TRANSFORMADORES NUEVOS			TRANSF. YA EN SERVICIO		
	CEI 156 kV/2, 5mm	ASTM D – 1816 kV/0.08”	ASTM D – 877 kV/0.1”	CEI 156 kV/2, 5mm	ASTM D – 1816 kV/0.08”	ASTM D – 877 kV/0.1”
Hasta 36	≥ 50	≥ 40	≥ 28	≥ 40	≥ 32	≥ 25
37 – 170	≥ 55	≥ 45	≥ 29	≥ 45	≥ 36	≥ 26
171 – 300	≥ 60	≥ 50	≥ 30	≥ 50	≥ 40	≥ 28
Más de 300	≥ 65	≥ 55	≥ 32	≥ 55	≥ 45	≥ 38

Naphthenics Product Data Sheet

Nynas Transformer Oil - Nytro Orion I

2006-08-21

PROPERTY	UNIT	TEST METHOD ASTM	GUARANTEED DATA		TYPICAL DATA
			Min	Max	
<u>1. Physical</u>					
Appearance		D 1524	Clear and Bright		C&B
Density, 15°C	kg/dm ³	D 1298		0.91	0.885
Viscosity, 40°C	mm ² /s	D 445		12	9.0
Viscosity, 100°C	mm ² /s	D 445		3.0	2.2
Viscosity, 0°C	mm ² /s	D 445		76	59
Flash Point, COC	°C	D 92	145		150
Pour Point	°C	D 97		-40	-60
Aniline Point	°C	D 611	63	84	73
Colour		D 1500		0.5	<0.5
Interfacial tension at 25°C	mN/m	D 971	40		50
<u>2. Chemical</u>					
Total Acid no	mg KOH/g	D 974		0.03	<0.01
Corrosive sulphur		D 1275A	Non corrosive		Non corrosive
Corrosive sulphur		D 1275B	Non corrosive		Non corrosive
Antioxidant, phenols	Wt %	D 2668		0.08	≤0.08
Water content	ppm	D 1533		35	<20
PCB content	ppm	D 4059	Not detectable		Not detectable
<u>3 Electrical</u>					
Dielectric dissipation factor at 100°C	%	D 924		0.3	0.1
Dielectric dissipation factor at 25°C	%			0.05	<0.01
Breakdown voltage - Before treatment	kV	D 877	30		55
Breakdown voltage - After treatment	kV	D 1816 (0.04" gap)	28		36
Impulse breakdown	kV	D 3300	145		>300
Gassing tendency	µl/min	D 2300B		+30	+20
<u>4. Oxidation Stability</u>					
After 72 h:		D 2440			
Sludge	wt%			0.15	<0.01
Neutralization No	mg KOH/g			0.5	<0.02
After 164 h:					
Sludge	wt%			0.3	<0.01
Neutralization No	mg KOH/g			0.6	0.10

Nytro Orion I is an trace inhibited transformer oil, meeting ASTM D3487 type I.

6ta. Parte:

PROTOCOLO DE PRUEBAS

- * Medida de Resistencia en Frío de Arrollamientos
- * Relación en Vacío y Control de la Polaridad
- * Pérdidas sin carga y Corriente de Excitación
- * Pérdidas en carga e Impedancias
- * Nivel de Ruido
- * Medición de Factor de Potencia y Capacitancias
- * Pruebas Dieléctricas
- * Pruebas Complementarias y Control de Accesorios
- * Pruebas de Calentamiento
- * Pruebas de Impulso
- * Verificación de precisión en Transf. de Corriente y Curvas de Saturación
- * Informe de Ensayos Físico Químico
- * Informe de Ensayos Cromatográfico



**Medida de Resistencia en Frio
del Arrollamiento**

O. P. = 770045

N° serie = 770045 - 01

Bornes	Tensión			Corriente			Resistencia (Ohms)	
	Lectura	CTE		Lectura	CTE	Amperios	Medida a 20.0°C	
AT								
Pos. 1								
U - 0	16.52	1	16.52	15.00	1	15.00	1.101400	
V - 0	16.55	1	16.55	15.00	1	15.00	1.103200	
W - 0	16.54	1	16.54	15.00	1	15.00	1.102600	
						Promedio	1.102400	
Pos. 9								
U - 0	15.15	1	15.15	15.00	1	15.00	1.00990	
V - 0	15.61	1	15.61	15.00	1	15.00	1.04070	
W - 0	15.16	1	15.16	15.00	1	15.00	1.01050	
						Promedio	1.02037	
Pos. 17								
U - 0	16.47	1	16.47	15.00	1	15.00	1.09790	
V - 0	16.49	1	16.49	15.00	1	15.00	1.09930	
W - 0	16.50	1	16.50	15.00	1	15.00	1.10010	
						Promedio	1.09910	
BT								
u - v	1.851	1	1.85	50.00	1	50.00	0.0370130	
v - w	1.855	1	1.85	50.00	1	50.00	0.0370930	
w - u	1.867	1	1.87	50.00	1	50.00	0.0373400	
						Promedio	0.0371487	

Instrumentos utilizados : TETTEX INSTRUMENT OHMMETRO-TIPO 2292

Fecha : 28-06-2008

Probado: Roger Coronado

Cliente:PTPS - MINERA ARES SA



PROTOCOLO DE PRUEBAS

PERDIDAS SIN CARGA Y CORRIENTE DE EXCITACION

OP: 770045 N°SERIE 770045 - 01 CLIENTE:PTSY- MINERA ARES SA

Alimentado por el bobinado B. T. , bornes u , v , w.

Tensión nominal (Unom.) = 10000 V .

%	VALORES MEDIDOS					RESUMEN			
	Tensión (V)	Corriente (A)			Potencia (W)	Corriente (Amp.)		Pérdidas (W)	
		Unom.	I _u	I _v		I _w	Medida	Garantizada	Medidas
90	9000	0.7570	0.7841	0.9664	5965	0.8358	5965
95	9500	0.9421	0.9788	1.1948	6670	1.0386	6670
100	10000	1.2538	1.3094	1.5754	7617	1.3795	7617	9200
105	10500	1.6932	1.7658	2.0864	8678	1.8485	8678
110	11000	2.4936	2.5664	2.9350	10033	2.6650	10033

Instrumentos utilizados :

Analizador de Potencia YOKOGAWA WT 1600

Tolerancia admisible : Según IEC PUB 60076



ABB S A

PAG.N° 5 de 27

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PERDIDAS EN CARGA E IMPEDANCIAS

OP: 770045 N°SERIE 770045 - 01 CLIENTE:PTSY- MINERA ARES SA

ENTRE AT - BT , POTENCIA BASE = 10000 KVA

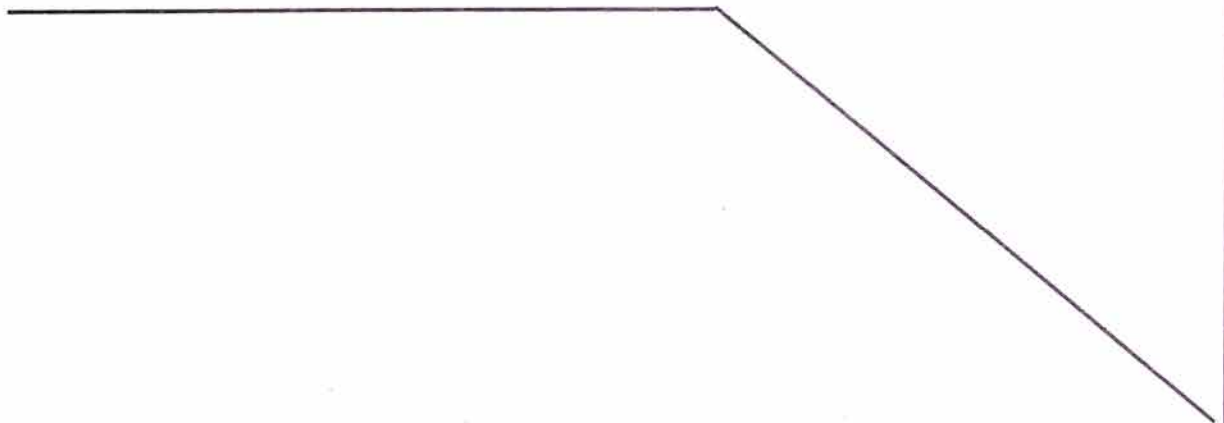
Posición Conmutador	Pérdidas Medidas (kW)		Impedancia Medida (%)		Garantías a 75.0 °C	
	21.0°C	75.0° C	21.0°C	75.0° C	Pérdidas(kW)	Impedancia(%)
1	48.090	54.982	8.240	8.244
9	49.044	56.650	7.886	7.891	68.000	8.00
17	56.490	65.878	7.782	7.789

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO :

Pos 1 = 7.551 %

Pos 9 = 7.365 %

Pos 17 = 7.364 %



Instrumentos utilizados :

Analizador de Potencia YOKOGAWA WT 1600

Tolerancia admisible : Según IEC PUB 60076

Fecha : 28-06-2008

Probado: Roger Coronado

Cliente:PTPS - MINERA ARES SA



Protocolo de Pruebas: Nivel de Ruido

N° 770045 - 01

OP: 770045

Fabricante: _ABB S.A._ Lugar de Medida: LIMA Fecha de Medida: 28-06-2008

Detalles del Transformador:

Marca: ABB S.A. MVA: 10.0 Tensión: 66 / 10 kV Grupo: YNd5

Rango de Conmutación: 66000 ± 8 x 1.25 % Volts

Detalles del Instrumento de Medida:

Marca: _BRÜEL&KJAER_ Modelo _ 2238-D-002_ Tipo: _1_ # de Serie: _2359441_

Micrófono: _Modelo_ 4158 _ Tipo Condensador _____ # de Serie: _2346428_

Calibrador del instrumento y micrófono: _Calibrador Brüel&Kjaer, Tipo 4231 , N° 2351191

Condiciones de Prueba:

Voltaje de excitación: 10000 V, Pos. conmutador : 9

Transformador tiene ventiladores NO

Posición	db		Posición	db	
	1)	3)		1)	3)
1	62.4		13		
2	64.0		14		
3	62.2		15		
4	62.8		16		
5	62.1		17		
6	62.0		18		
7	62.2		19		
8	62.5		20		
9	62.9		21		
10	62.6		22		
11	61.5		23		
12			24		
Promedio	62.5		Promedio		
				1)	3)
			Resultado	62.5	

1) Nivel de ruido promedio a 0.30 mt y 1/2 de altura

Ruido de fondo: Antes de las medidas: 62.5 db. Después de las medidas: 62.5 db.



PROTOCOLO DE PRUEBA

OP: 770045

PRUEBAS DIELECTRICAS

N° 770045 - 01

1) ENSAYO DE TENSION APLICADA CON FUENTE INDEPENDIENTE , A 60 Hz , DURANTE 60 seg.

BOBINADO EN PRUEBA	TENSION APLICADA (kV)	RESULTADO
ALTA TENSION	140	BIEN
BAJA TENSION	28	BIEN

2) ENSAYO DE TENSION INDUCIDA DE CORTA DURACION A 120 Hz

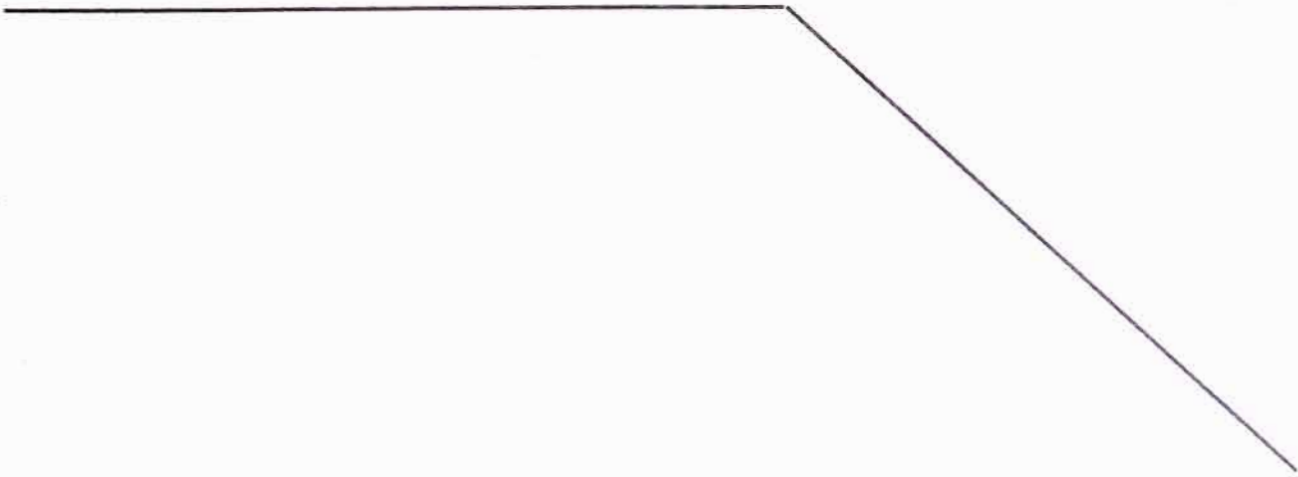
TENSION APLICADA AL BOBINADO BAJA TENSION : 20 000 Volts
 DURACIÓN : 60 Seg
 FRECUENCIA : 120 Hz

RESULTADO : BIEN

3) MEDIDA DE AISLAMIENTO CON MEGGER , 5000 / 1000 VDC :

AT - MASA = 9100 Mohm 60 seg 5000 V
 BT - MASA = 5600 Mohm 60 seg 5000 V
 AT - BT = 14200 Mohm 60 seg 5000 V
 NUCLEO- MASA = 9600 Mohm 60 seg 1000 V

RESULTADO : BIEN



Instrumentos utilizados : Multmetro FLUKE 189
 MEGOMETRO NORMA UNILAP 5000 Vdc



**PRUEBAS COMPLEMENTARIAS
Y CONTROL DE ACCESORIOS
SEGUN 1LPE 770045 DFX
CLIENTE : PTPS - CIA MINERA ARES SA**

O.P. : 770045

N° 770045 - 01

CONTROL DEL CABLEADO DE LOS ACCESORIOS	BIEN
FUNCIONAMIENTO DE LOS ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR :	
- RELE BUCHHOLZ INDUBRAS TC-3	BIEN
- RELE DE PRESION COMEN DEL CONMUTADOR BAJO CARGA	BIEN
- VALVULA DE SEGURIDAD QUALITROL 208-60Z	BIEN
- VALVULA DE SEGURIDAD COMEN DEL CONMUTADOR BAJO CARGA	BIEN
- RELE DE PRESION SUBITA INDUBRAS RPS-114B	BIEN
- INDICADOR DEL NIVEL DEL ACEITE (TRANSFORMADOR)	BIEN
- INDICADOR DEL NIVEL DEL ACEITE (CONMUTADOR)	BIEN
- INDICADOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE AKM	BIEN
- INDICADOR DE TEMPERATURA DEL BOBINADO BT AKM	BIEN
- FUNCIONAMIENTO DEL CONMUTADOR BAJO CARGA	BIEN
- RELACION Y POLARIDAD DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	BIEN
- FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO DE REGULACION DE TENSION	BIEN
- PRUEBA DE TENSION A LOS CIRCUITOS DE CONTROL	BIEN

Instrumentos utilizados : Multmetro FLUKE 189



ABB S.A.

Protocolo de Prueba

N° 770045-01

Prueba de Calentamiento ON AN

Pág.N° 10 de 27

OP: 770045

EBT :

Esquema : 1LPE770045

Cliente:PTPS-MINERA ARES SA

Instalación

Prueba de Entrega ...SI.....

Marcha en//con transf. N°.....

Conexión de Entrega

Fases

3

Transformador

N° 770045-01

kVA

10000

V

66000

A

87.5

577.4

Tipo

TD2LN

2008

Conexión

Grupo

AT-BT

YNd5

T.c.c(%)

f(Hz)

7.9%

60

1. Potencia Disipada :**Para 10.0 MVA**

Pérdidas en el Fierro : 7617 W

Pérdidas en el Cobre a 75 °C : 56650 W

Suma : 64267 W

2. Calentamiento del Aceite Superior, a 1 000 msnm

Sobre la temperatura ambiente : 43.6 °C

3. Calentamiento de los Arrollamientos

Sobre la temperatura ambiente, a intensidad nominal, a 1 000 msnm

Alta Tensión 46.1 °C

Baja Tensión 44.8 °C

Prueba realizada los días 30/06 y 01/07/08 con temperatura ambiente de 19.3 a 24.0 °C

Evaluación según Norma IEC Pub - 76

Lima:01-07-2008

ABB : Roger Coronado

Cliente:PTPS-MINERA ARES SA



ABB S.A.

Transformador N° 770045-01

Protocolo de Calentamiento AT / BT , ON-AN

Pág. N° 11 de 27

Medidas de Resistencias y Evaluación de Resultados

Resistencia de los Arrollamientos en Frio

Baja Tensión	V	A	Ω	Alta Tensión	V	A	Ω
Conmutador Pos :				Conmutador Pos: 9			
Bornes: u - w				Bornes: U - 0			
Temperatura: 20.0 °C				Temperatura: 20.0 °C			
Resistencia: 0.037013 Ω				Resistencia: 1.009900 Ω			

Arrollamiento en Caliente	Seg.	V	A	Ω	ta.	Pe.ft	tc
Baja Tensión							
Conmutador: Pos :..... Bornes: u - w							
para: In: 577.40 [A]							
para: Ip: 618.40 [A]							
Alta Tensión							
Conmutador: Pos: 9 Bornes: U - 0							
para: In: 87.50 [A]							
para: Ip: 87.50 [A]							

Resultados [°C]		Baja Tensión			Alta Tensión		
Conversión 2):		Prueba	Conversión		Prueba	Conversión	
- Disp. Pd= Pérdidas a 75°C 64267 W		1	2	3	1	2	3
Intensidad en el Arrollamiento [A]	I	618.40	577.40	87.50	87.50
Temperatura de Arrollamiento	tc	67.8	63.8
Temperatura del Aceite Medio	tAm	58.2	52.9
Calentamiento Cobre/Aceite medio	$\vartheta_{c/A}$	9.6	9.6	10.9	10.9
Calentamiento Aceite medio/Aire	ϑ_{AM}	35.2	35.2
Calentamiento Cobre/Aire	ϑ_c	44.8	46.1
- Para una disipación de: Pd 64300 W - Evaluación según CEI	Resumen °C	Aceite		Baja Tensión	Alta Tensión		
		ϑ_{AS}	ϑ_{AM}	$\vartheta_{c/A}$	ϑ_c	$\vartheta_{c/A}$	ϑ_c
	Garantizado	60.0	65.0	65.0
	Calculado
	Medido	43.6	35.2	9.6	44.8	10.9	46.1

Temperatura Ambiente en la Medida de RAT = 24.0 °C

Temperatura Ambiente en la Medida de RBT = 23.1 °C

Fecha:01-07-2008

ABB: Roger Coronado

Cliente:PTPS-MINERA ARES SA



ABB S.A.

Prueba de Calentamiento ON / AN - Datos

N° 770045 - 01

Pág. N° 12 de 27

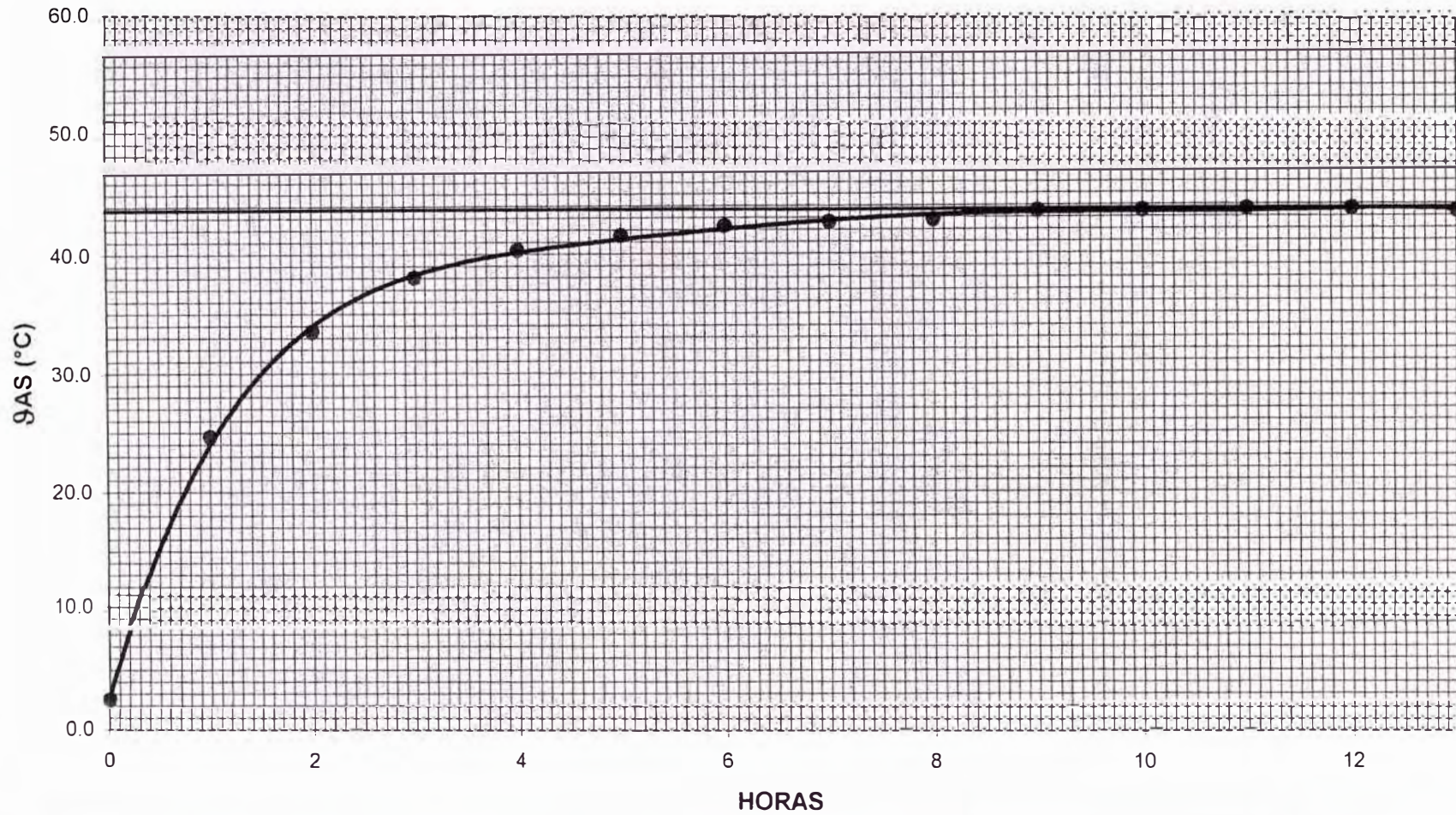
Hora	Intensidad B.T.	[A] A.T.	P [kW]	Tamb. [°C]	tAS [°C]	Temperatura de la Superficie externa °C			Δ H	ϑ_{AS}	ϑ_{am}	Observaciones
						Superior	Med	Inferior				
07:00 p.m.	98.86	64.30	19.5	22.0	20.7	20.7	20.7	0	2.5	2.5	POTENCIA BASE
08:00 p.m.	96.18	64.30	19.3	43.9	37.9	31.9	25.8	1	24.6	18.6	10000 KVA
09:00 p.m.	95.27	64.30	19.6	53.1	45.4	38.0	30.6	2	33.5	26.1	
10:00 p.m.	94.68	64.30	20.1	58.1	49.1	41.4	33.6	3	38.0	30.3	
11:00 p.m.	94.35	64.30	20.5	60.8	51.5	43.7	35.9	4	40.3	32.5	
12:00 a.m.	94.80	64.30	21.3	62.8	53.3	45.4	37.5	5	41.5	33.6	
01:00 a.m.	93.97	64.30	21.8	64.1	54.3	46.1	37.9	6	42.3	34.1	
02:00 a.m.	93.74	64.30	22.2	64.8	54.8	46.6	38.4	7	42.6	34.4	
03:00 a.m.	93.76	64.30	22.5	65.3	55.3	47.2	39.1	8	42.8	34.7	
04:00 a.m.	93.71	64.30	22.8	66.3	56.1	48.0	39.9	9	43.5	35.4	
05:00 a.m.	93.69	64.30	23.0	66.5	56.2	48.1	39.9	10	43.5	35.4	
06:00 a.m.	93.68	64.30	23.2	66.8	56.2	47.7	39.2	11	43.6	35.1	
07:00 a.m.	93.72	64.30	22.9	66.5	56.3	47.9	39.4	12	43.6	35.2	
08:00 a.m.	618.4	93.72	64.30	23.1	66.5	56.1	47.8	39.4	13	43.4	35.1	MEDIDA R BT
10:00 a.m.	577.4	87.50	54.40	24.0	59.9	51.2	44.2	37.1	15	35.9	28.9	MEDIDA R AT

Fecha: 01/07/2008

ABB : Roger Coronado

Cliente:PTPS-MINERA ARES SA

PRUEBA DE CALENTAMIENTO AT / BT



KVA :	10000	Tanque Liso	X		Prueba			
Tipo :	TD2LN	Tanque Ondulado		Potencia Disipada	Pd [kW]	64.300	64.267	
Refr. :	ONAN	Con Tubos		Calentamiento Aceite superior	θAS [°C]	43.6	43.6	
N° :	770045 - 01	Con Radiadores	X	Calentamiento Aceite medio	θAM [°C]	35.2	35.2	



Protocolo de Calentamiento ON / AN

OP: 770045

Temperatura del Arrollamiento de B.T. DATOS

N° 770045-01

Método : Medición de Resistencia, Bornes u - w

Cliente:PTPS-MINERA ARES SA

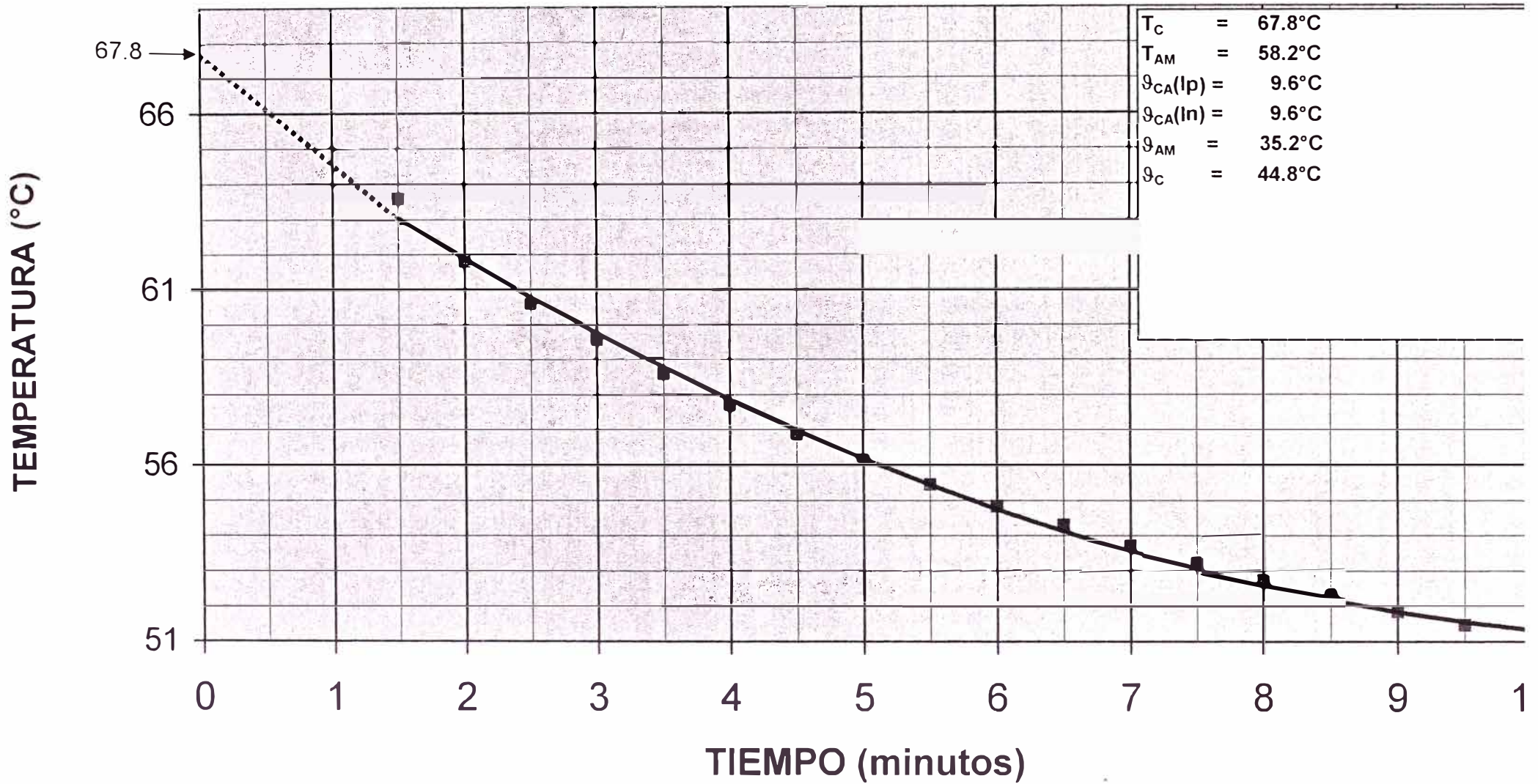
1. Equipo Empleado

TETTEX INSTRUMENT MICRO OHMMETRO
TIPO 2292- Resi.u - w : 0.03701300 Ω 20 °C

2. Cuadro de Valores Medidos:

	Tiempo (minutos)	V		I		tc ° C
		Lectura	C= 1	Lectura	C= 1	
1	1.5	2.16690	2.16690	50.00	50.00	63.6
2	2.0	2.15395	2.15395	50.00	50.00	61.8
3	2.5	2.14530	2.14530	50.00	50.00	60.6
4	3.0	2.13770	2.13770	50.00	50.00	59.6
5	3.5	2.13060	2.13060	50.00	50.00	58.6
6	4.0	2.12420	2.12420	50.00	50.00	57.7
7	4.5	2.11820	2.11820	50.00	50.00	56.9
8	5.0	2.11295	2.11295	50.00	50.00	56.1
9	5.5	2.10785	2.10785	50.00	50.00	55.4
10	6.0	2.10345	2.10345	50.00	50.00	54.8
11	6.5	2.09955	2.09955	50.00	50.00	54.3
12	7.0	2.09515	2.09515	50.00	50.00	53.7
13	7.5	2.09150	2.09150	50.00	50.00	53.2
14	8.0	2.08820	2.08820	50.00	50.00	52.7
15	8.5	2.08470	2.08470	50.00	50.00	52.2
16	9.0	2.08175	2.08175	50.00	50.00	51.8
17	9.5	2.07900	2.07900	50.00	50.00	51.5
18	10.0	2.07630	2.07630	50.00	50.00	51.1
19						
20						

TEMPERATURA DEL BOBINADO BT BORNES :u - w ON / AN N° 770045-01





Protocolo de Calentamiento ON / AN

OP: 770045

Temperatura del Arrollamiento de A.T. DATOS

N° 770045-01

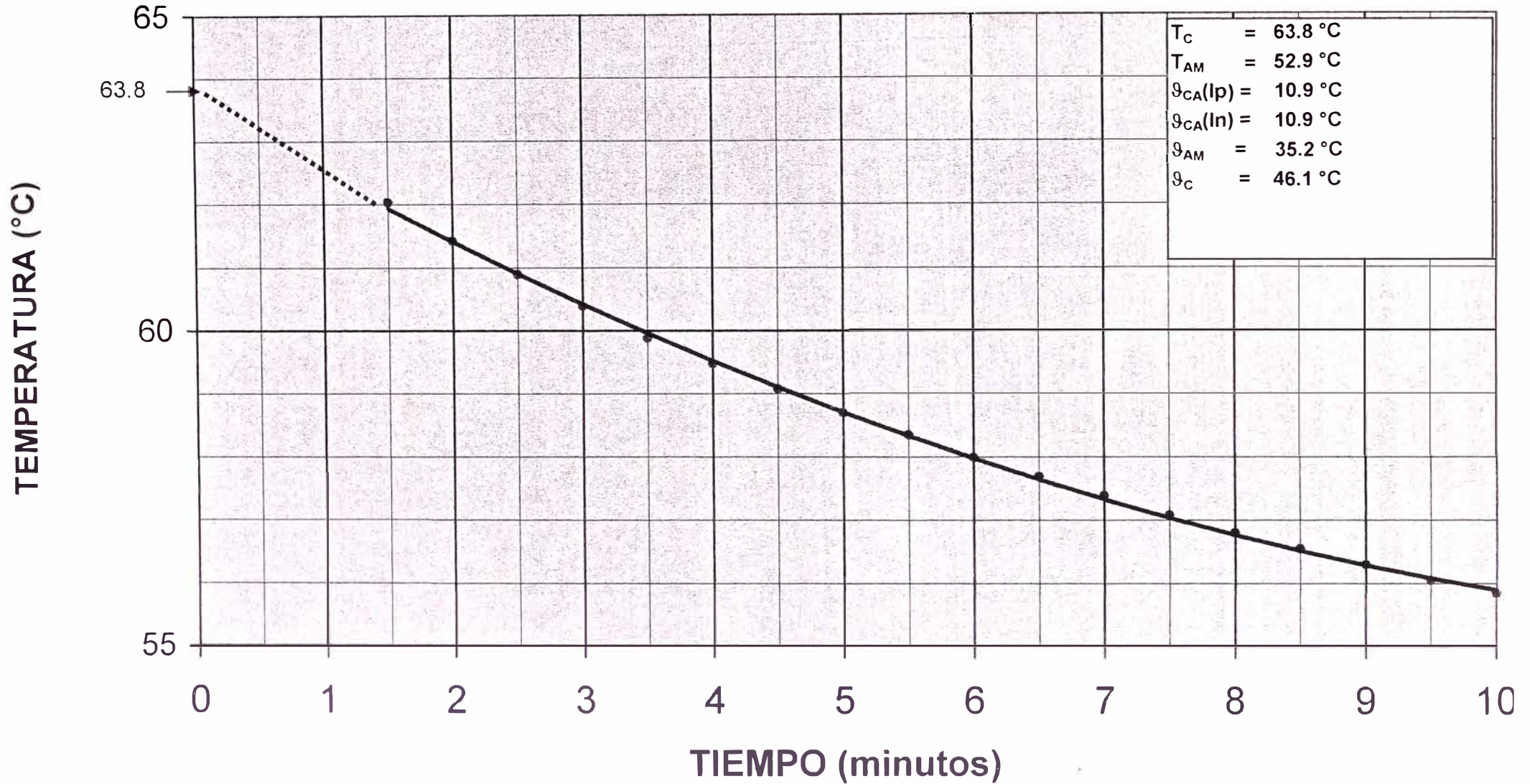
Método : Medición de Resistencia, Bornes U - 0

Cliente:PTPS-MINERA ARES SA

1. Equipo EmpleadoTETTEX INSTRUMENT MICRO OHMMETRO
TIPO 2292- Res U - 0: 1.00990000 Ω 20 °C**2. Cuadro de Valores Medidos:**

	Tiempo (minutos)	V		I		tc ° C
		Lectura	C= 1	Lectura	C= 1	
1	1.5	17.6450	17.6450	15.00	15.00	62.0
2	2.0	17.6090	17.6090	15.00	15.00	61.4
3	2.5	17.5775	17.5775	15.00	15.00	60.9
4	3.0	17.5475	17.5475	15.00	15.00	60.4
5	3.5	17.5175	17.5175	15.00	15.00	59.9
6	4.0	17.4935	17.4935	15.00	15.00	59.5
7	4.5	17.4695	17.4695	15.00	15.00	59.1
8	5.0	17.4470	17.4470	15.00	15.00	58.7
9	5.5	17.4260	17.4260	15.00	15.00	58.3
10	6.0	17.4050	17.4050	15.00	15.00	58.0
11	6.5	17.3870	17.3870	15.00	15.00	57.7
12	7.0	17.3690	17.3690	15.00	15.00	57.4
13	7.5	17.3510	17.3510	15.00	15.00	57.1
14	8.0	17.3345	17.3345	15.00	15.00	56.8
15	8.5	17.3195	17.3195	15.00	15.00	56.5
16	9.0	17.3045	17.3045	15.00	15.00	56.3
17	9.5	17.2895	17.2895	15.00	15.00	56.0
18	10.0	17.2775	17.2775	15.00	15.00	55.8
19						
20						

TEMPERATURA DEL BOBINADO AT BORNES : U - 0 ON / AN N° 770045-01



PROTOCOLO DE PRUEBA DE IMPULSO N° 770045 - 01
CLIENTE : PTPS - MINERA ARES SA
OP : 770045
POTENCIA : 10.0 MVA , TENSION: 66 / 10 KV, 60 Hz , YNd5
1. PRUEBA SEGUN NORMAIEC - 60076

Secuencia		Tolerancia de Tiempos
1	Ondas reducidas	Frente + / - 30% Cola + / - 20%
.....	Onda cortada reducida	
.....	Ondas cortadas plenas	
3	Ondas plenas	

2. VALORES DE PRUEBA

AT325.....KV

BT75.....KV

3. CIRCUITO DE PRUEBA SEGUN Pag. N° 19 / 27

4. PROCEDIMIENTO DE MEDIDA

Divisor de tensión capacitivo , de las siguientes relaciones :

AT : 854.54

BT : 85.74

Equipo conectado a la salida del divisor de tensión y del shunt de medida :

- Sistema de Análisis de Impulso DIAS 733, Serie N° 150346 , con canal 1 para medida de tensión , Serie N° 154151 y canal 2 para medida de corriente , Serie N° 154152.

5. RESULTADOS DE LA PRUEBA

Formas de Onda

AT 1.2 / ... 43 ...us;

BT 1.5 / ... 37 ...us;

6. CONCLUSION

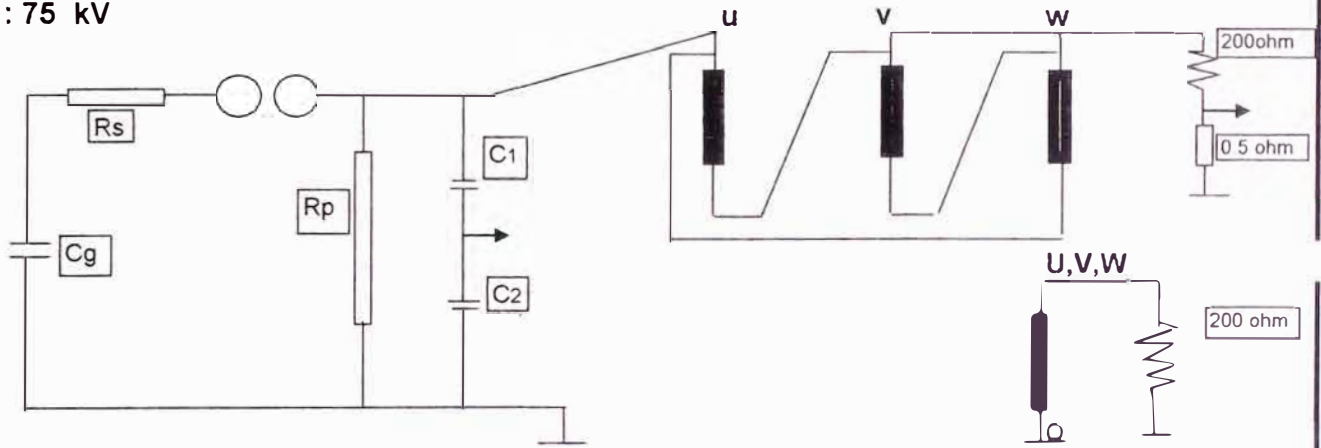
El examen de todos los registros de corriente y tensión y su comparación con los primeros registros de referencia de las pruebas de cada fase en particular muestran que no ha habido ningún cambio en las ondas salvo su amplitud . Por lo tanto se considera que el transformador ha pasado satisfactoriamente las pruebas .



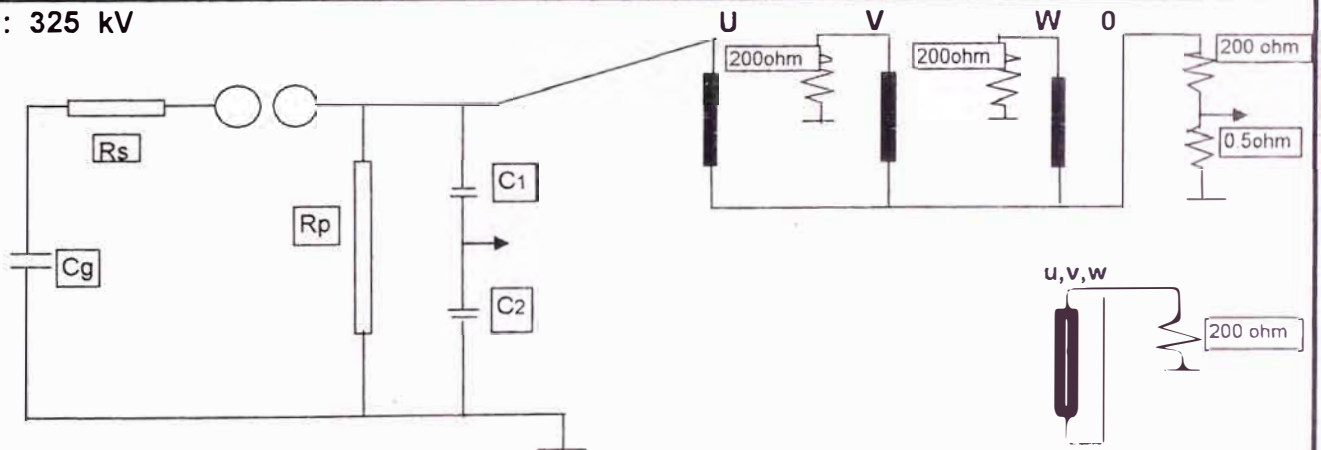
Protocolo de Prueba de Impulso Transformador N° 770045 - 01

CIRCUITO DE PRUEBA

BT : 75 kV



AT : 325 kV





Protocolo de Prueba de Impulso Transformador N° 770045 - 01

RELACION DE IMPULSOS

Borne	Oscilograma N°	Polaridad	Voltmetro de Pico kV	Tipo de Onda	% de Plena	Observaciones
U	1	NEGATIVA	165.750	REDUCIDA		
U	2	NEGATIVA	324.846	PLENA		
U	3	NEGATIVA	325.066	PLENA		
U	4	NEGATIVA	325.375	PLENA		
V	5	NEGATIVA	166.169	REDUCIDA		
V	6	NEGATIVA	325.878	PLENA		
V	7	NEGATIVA	325.391	PLENA		
V	8	NEGATIVA	325.247	PLENA		
W	9	NEGATIVA	166.228	REDUCIDA		
W	10	NEGATIVA	326.027	PLENA		
W	11	NEGATIVA	324.820	PLENA		
W	12	NEGATIVA	324.702	PLENA		
u	13	NEGATIVA	56.813	REDUCIDA		
u	14	NEGATIVA	74.999	PLENA		
u	15	NEGATIVA	74.997	PLENA		
u	16	NEGATIVA	76.034	PLENA		
v	17	NEGATIVA	56.919	REDUCIDA		
v	18	NEGATIVA	74.969	PLENA		
v	19	NEGATIVA	75.992	PLENA		
v	20	NEGATIVA	76.028	PLENA		
w	21	NEGATIVA	56.732	REDUCIDA		
w	22	NEGATIVA	75.968	PLENA		
w	23	NEGATIVA	75.889	PLENA		
w	24	NEGATIVA	74.926	PLENA		

Fecha : 30-06-2008

Probado : Roger Coronado L.

Cliente: PTPS - MINERA ARES SA

**TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
VERIFICACION DE LA CLASE DE PRECISION**

Potencia 12.5
I prim. 650
I sec. 5
Terminal S1-S2
Clase: 3

VA
A
A

Cliente: POWER SYSTEM-ARES
O.P. 770045
Tipo MED RIT-CBC BT
Probado: Sr. G. ROSARIO.
Fecha: 15/04/2008

Transfor. N°	Terminal	Prueba		Relación	Cos φ	Tensión Voltios		Corriente			Pérdidas			Error		
		I prim.	I sec.	Medida		Eficaz	Medio	Lectura	Factor	Amperes	Lectura	Factor	Vatios	Relación	Angulo	Carga
				Np / Ns										%	Minutos	%
CT01	S1-S2	325	2.5	130.03	0.8	0.6		3.6914	0.001	0.00369	1.8457	0.001	0.00185	-0.16	1.42	50
		780	6.0	130.03	0.8	1.5		6.2431	0.001	0.00624	7.49172	0.001	0.00749	-0.12	1.00	
		325	2.5	130.03	0.8	1.3		5.7375	0.001	0.00574	5.7375	0.001	0.00574	-0.24	2.21	100
		780	6.0	130.03	0.8	3		9.820	0.001	0.00982	23.568	0.001	0.02357	-0.18	1.58	

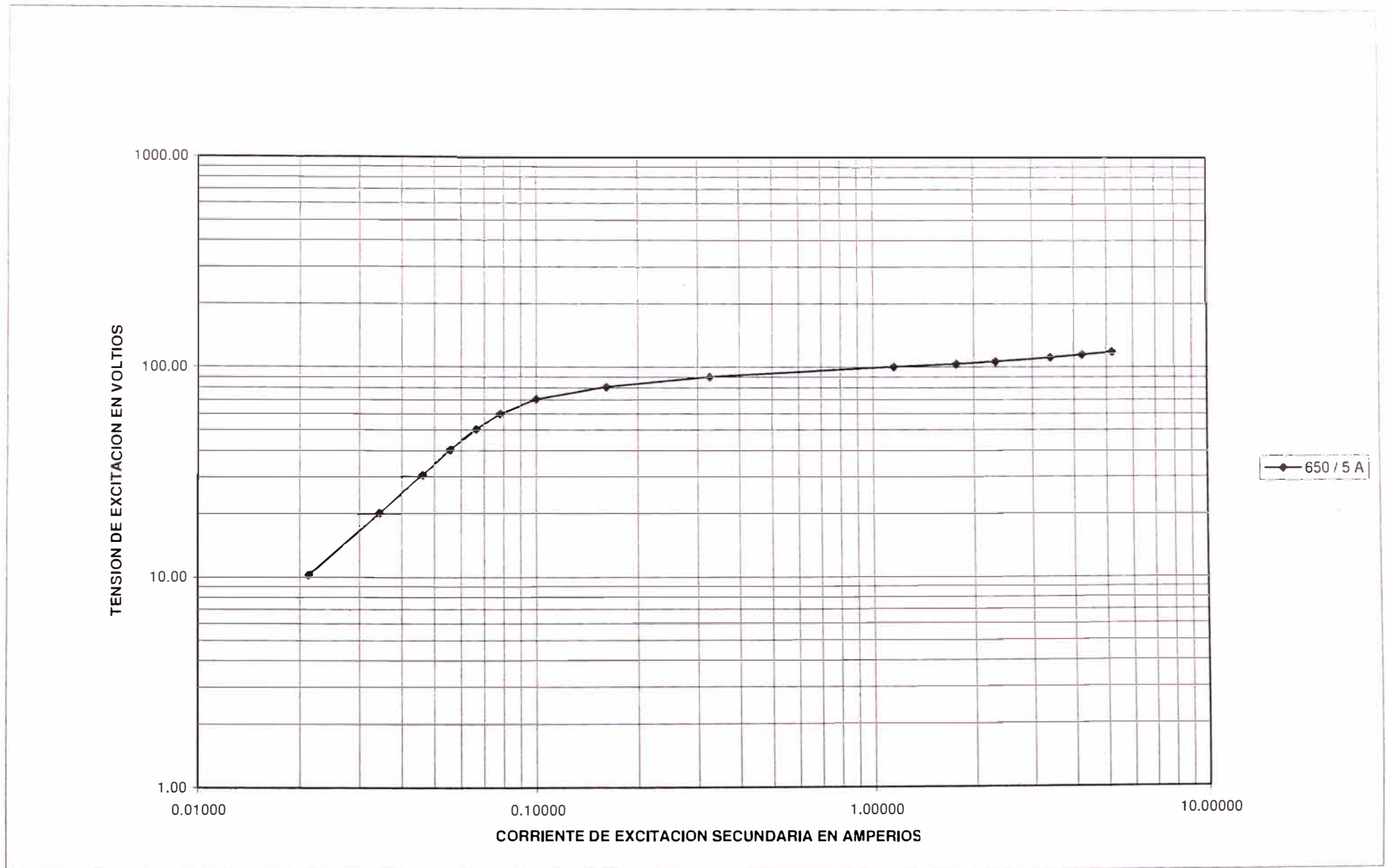
**TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
VERIFICACION DE LA CLASE DE PRECISION**

Potencia 12.5
I prim. 650
I sec. 5
Terminal S1-S2
Clase: 3

VA
A
A

Cliente: POWER SYSTEM-ARES
O.P. 770045
Tipo MED RIT-CBC BT
Probado: Sr. G. ROSARIO.
Fecha: 15/04/2008

Transfor. N°	Terminal	Prueba		Relación	Cos φ	Tensión Voltios		Corriente			Pérdidas			Error		
		I prim.	I sec.	Medida		Eficaz	Medio	Lectura	Factor	Amperes	Lectura	Factor	Vatios	Relación	Angulo	Carga
				Np / Ns										%	Minutos	%
CT02	S1-S2	325	2.5	130.02	0.8	0.6		3.2780	0.001	0.00328	1.639	0.001	0.00164	-0.14	1.26	50
		780	6.0	130.02	0.8	1.5		5.7670	0.001	0.00577	6.9204	0.001	0.00692	-0.11	0.93	
		325	2.5	130.02	0.8	1.3		5.2530	0.001	0.00525	5.253	0.001	0.00525	-0.22	2.02	100
		780	6.0	130.02	0.8	3		9.2610	0.001	0.00926	22.2264	0.001	0.02223	-0.16	1.49	



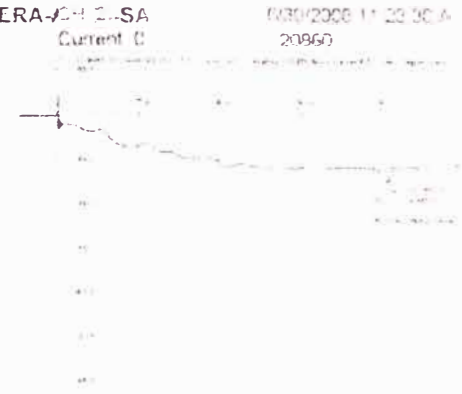
Test Report

TX,3F,10MVA,66/10KV,OP:7700445

Test Information

Test manager Roger
 Test engineer Manuel
 Inspector PTPS
 Standards CEI-60076
 Air pressure
 Air humidity
 Air temperature

N°770045-01-MINERA-JCH 21-SA
 No. 2
 LI full
 Ipk max: -123.468 A
 Ipk min: 37.509 A
 Accuracy Adjust range

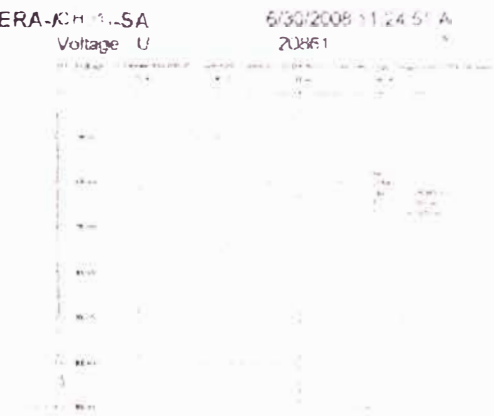


Measurements:

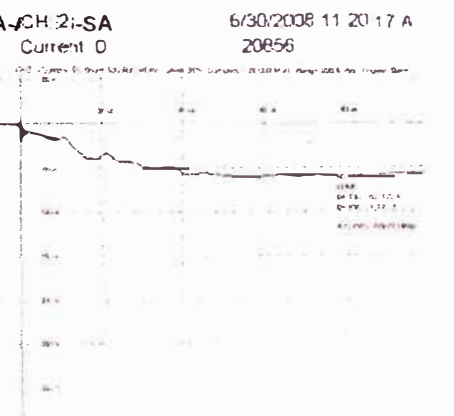
N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA
 No. 1
 LI full
 Upk: -165.750 kV
 T1 : 1.175 us
 T2 : 42.690 us



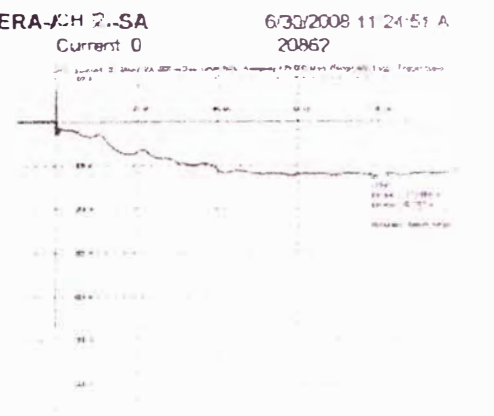
N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA
 No. 3
 LI full
 Upk: -325.066 kV
 T1 : 1.191 us
 T2 : 42.957 us



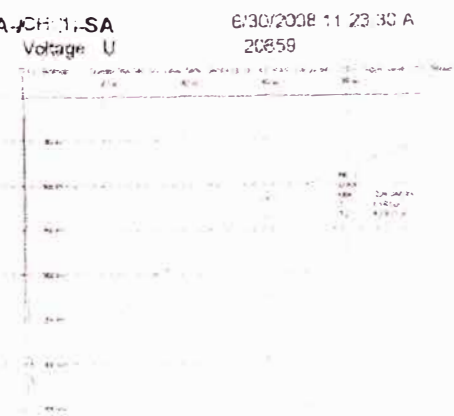
N°770045-01-MINERA-JCH 21-SA
 No. 1
 LI full
 Ipk max: -62.125 A
 Ipk min: 7.033 A
 Accuracy Adjust range



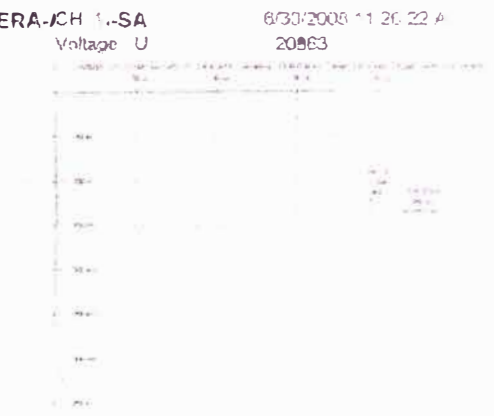
N°770045-01-MINERA-JCH 21-SA
 No. 3
 LI full
 Ipk max: -122.686 A
 Ipk min: 68.767 A
 Accuracy Adjust range



N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA
 No. 2
 LI full
 Upk: -324.846 kV
 T1 : 1.193 us
 T2 : 42.911 us

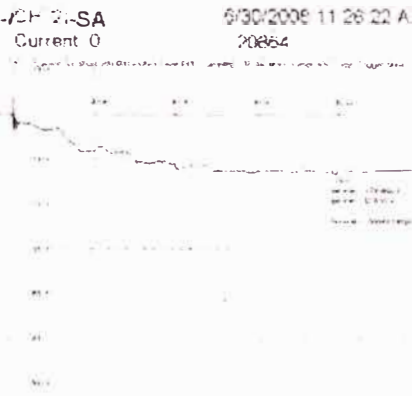


N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA
 No. 4
 LI full
 Upk: -325.376 kV
 T1 : 1.188 us
 T2 : 42.967 us

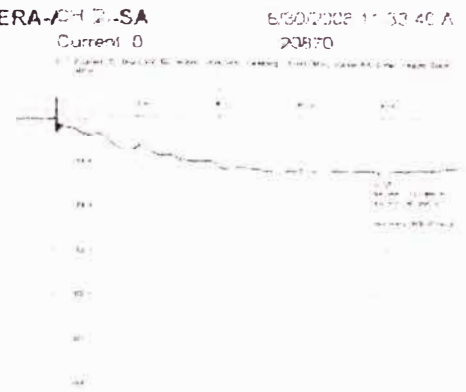


Test Report

N°770045-01-MINERA-CH: 2I-SA
 No. 4
 LI full
 Ipk max: -123.458 A
 Ipk min: 32.038 A
 Accuracy. Adjust range



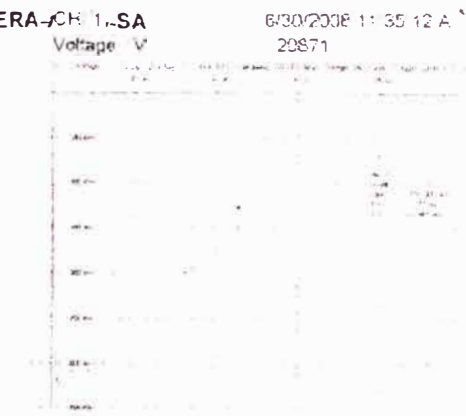
N°770045-01-MINERA-CH: 2I-SA
 No. 6
 LI full
 Ipk max: -122.686 A
 Ipk min: 48.886 A
 Accuracy. Adjust range



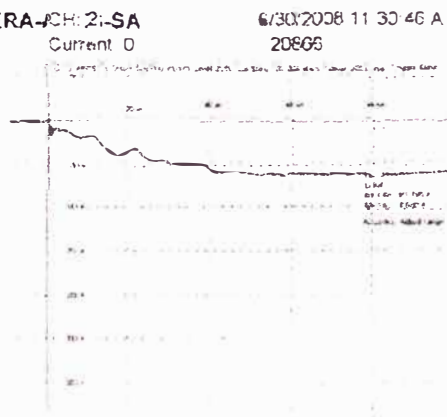
770045-01-MINERA-CH: 1I-SA
 No. 5
 LI full
 U_{pk}: -166.169 kV
 T1: 1.126 us
 T2: 42.921 us



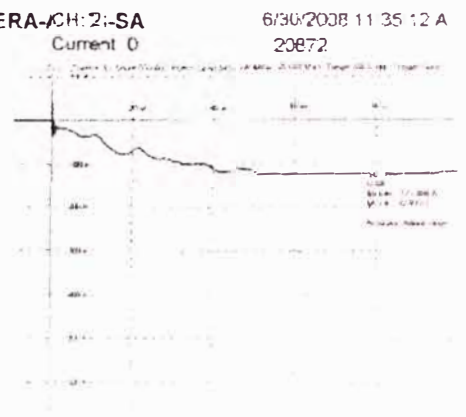
N°770045-01-MINERA-CH: 1I-SA
 No. 7
 LI full
 U_{pk}: -325.391 kV
 T1: 1.177 us
 T2: 43.161 us



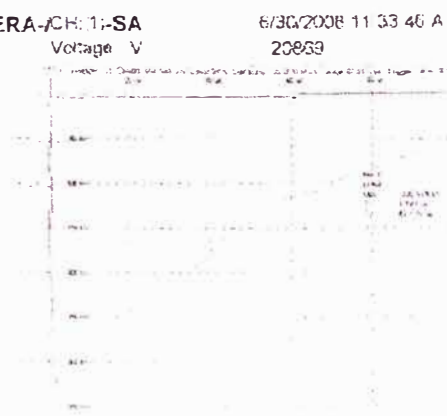
N°770045-01-MINERA-CH: 2I-SA
 No. 1
 LI full
 Ipk max: -61.734 A
 Ipk min: 8.596 A
 Accuracy. Adjust range



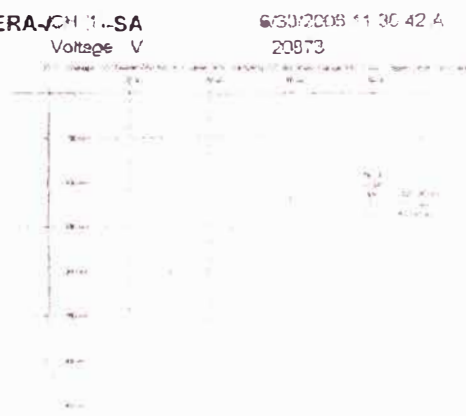
N°770045-01-MINERA-CH: 2I-SA
 No. 7
 LI full
 Ipk max: -121.905 A
 Ipk min: 42.978 A
 Accuracy. Adjust range



N°770045-01-MINERA-CH: 1I-SA
 No. 1
 LI full
 U_{pk}: 25.878 kV
 T1: 181 us
 T2: 1.119 us

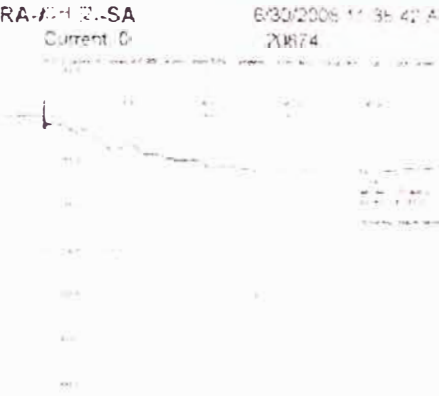


N°770045-01-MINERA-CH: 1I-SA
 No. 8
 LI full
 U_{pk}: -325.247 kV
 T1: 1.177 us
 T2: 43.154 us

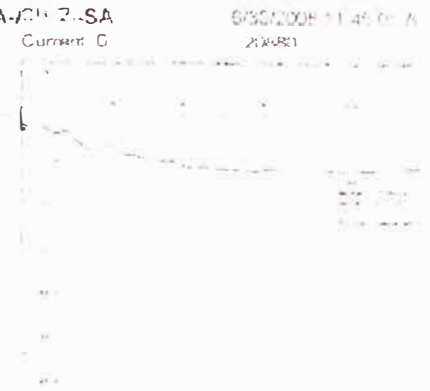


Test Report

N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA
 No. 8
 LI full
 Upk max: -122.686 A
 Upk min: 35.165 A
 Accuracy. Adjust range



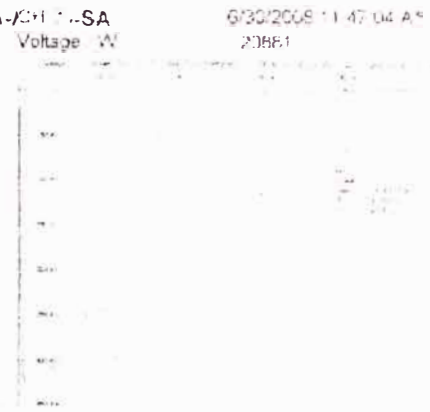
N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA
 No. 10
 LI full
 Upk max: -122.686 A
 Upk min: 34.363 A
 Accuracy. Adjust range



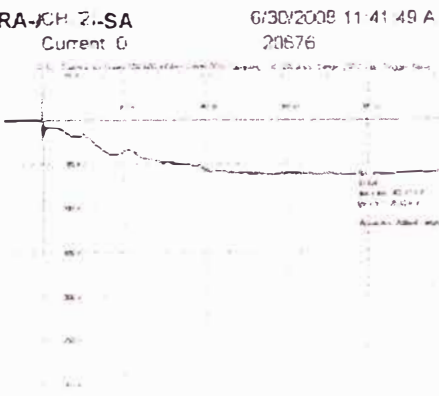
N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA
 No. 9
 LI full
 Upk: -166.228 kV
 T1: 1.120 us
 T2: 42.563 us



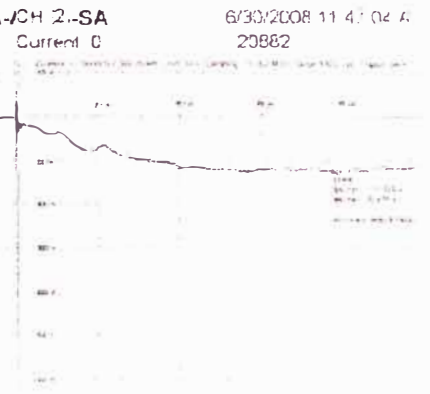
N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA
 No. 11
 LI full
 Upk: -324.820 kV
 T1: 1.165 us
 T2: 42.610 us



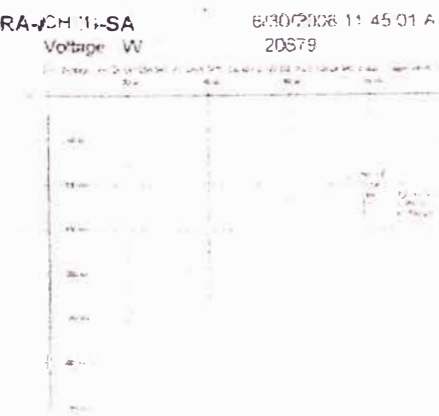
N°770045-01-MINERA-JCH 21-SA
 No. 10
 LI full
 Upk max: -62.515 A
 Upk min: 25.006 A
 Accuracy. Adjust range



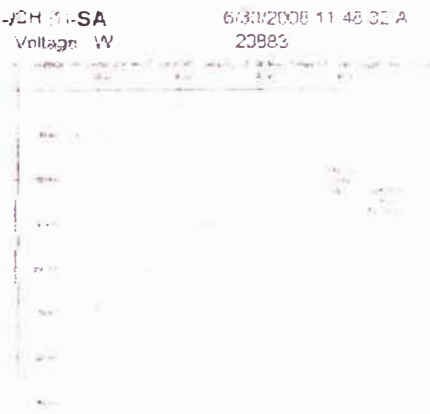
N°770045-01-MINERA-JCH 21-SA
 No. 11
 LI full
 Upk max: -122.686 A
 Upk min: 30.476 A
 Accuracy. Adjust range



N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA
 No. 12
 LI full
 Upk: -326.027 kV
 T1: 1.166 us
 T2: 42.799 us



N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA
 No. 12
 LI full
 Upk: -324.702 kV
 T1: 1.164 us
 T2: 42.769 us

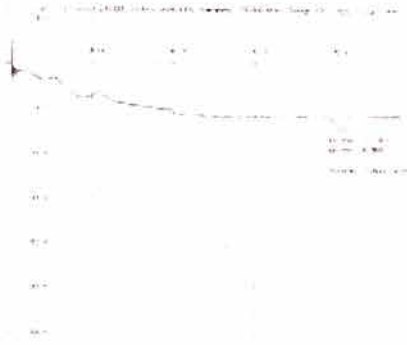


Test Report

N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA 6/30/2009 11:48:32 A 20884

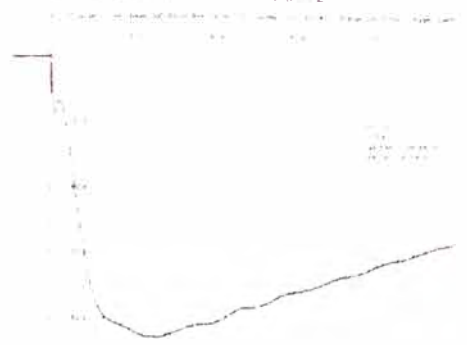
No. 12
LI full
Upk max: -121.905 A
Ipk min: 46.886 A

Accuracy Adjust
Range



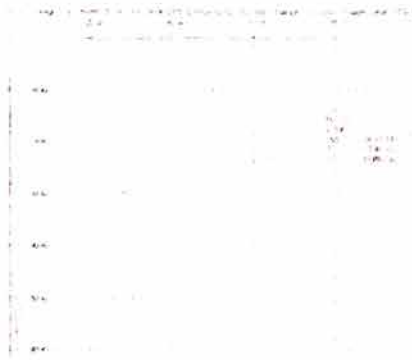
N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA 6/30/2009 11:48:10 PM 20890

No. 14
LI full
Upk max: -214.896 A
Ipk min: 9.762 A



770045-01-MINERA-JCH 11-SA 6/30/2009 11:16:16 PM 20895

No. 13
LI full
Upk: -56.813 kV
T1: 1.536 us
T2: 36.885 us



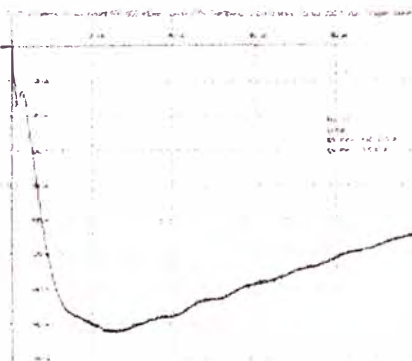
N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA 6/30/2009 11:20:02 PM 20893

No. 15
LI full
Upk: -74.997 kV
T1: 1.533 us
T2: 36.911 us



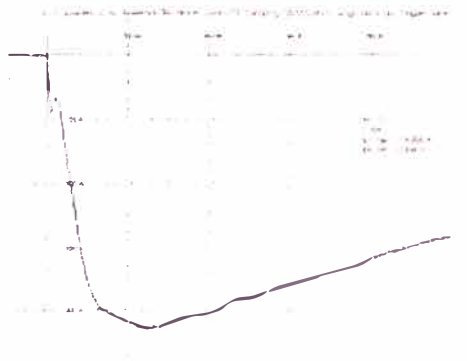
N°770045-01-MINERA-JCH 21-SA 6/30/2009 11:16:16 PM 20890

No. 3
LI full
Upk max: -165.275 A
Ipk min: 3.516 A



N°770045-01-MINERA-JCH 21-SA 6/30/2009 11:20:02 PM 20894

No. 15
LI full
Upk max: -214.896 A
Ipk min: 12.698 A



N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA 6/30/2009 1:18:10 PM 20891

No. 7
LI full
Upk: 4.999 kV
T1: 1.531 us
T2: 1.861 us



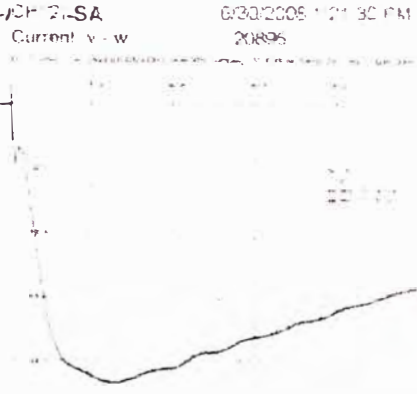
N°770045-01-MINERA-JCH 11-SA 6/30/2009 1:21:30 PM 20895

No. 16
LI full
Upk: -76.034 kV
T1: 1.528 us
T2: 36.800 us

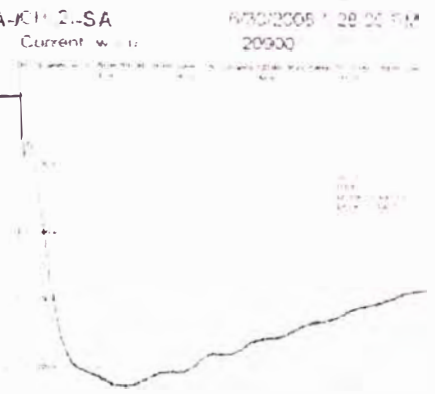


Test Report

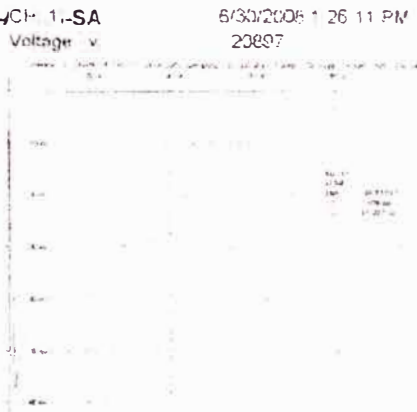
N°770045-01-MINERA-JCH 2I-SA
No. 16
LI full
Upk max: -217.827 A
Upk min: 13.167 A



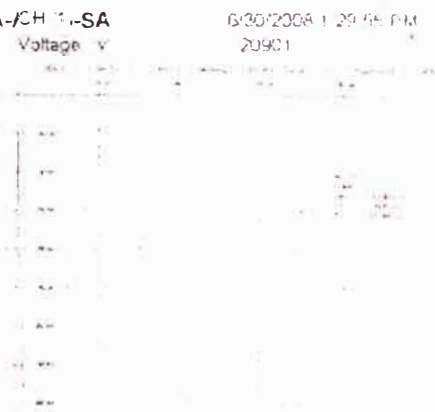
N°770045-01-MINERA-JCH 2I-SA
No. 18
LI full
Upk max: -215.673 A
Upk min: 2.930 A



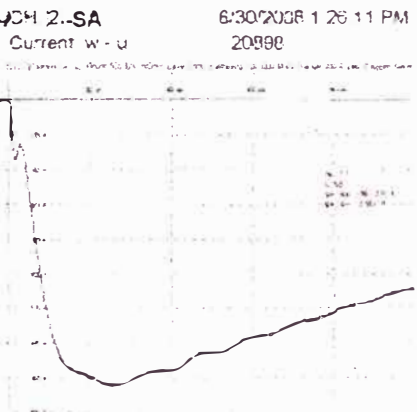
N°770045-01-MINERA-JCH 1I-SA
No. 17
LI full
Upk: -56.919 kV
T1 : 1.508 us
T2 : 37.007 us



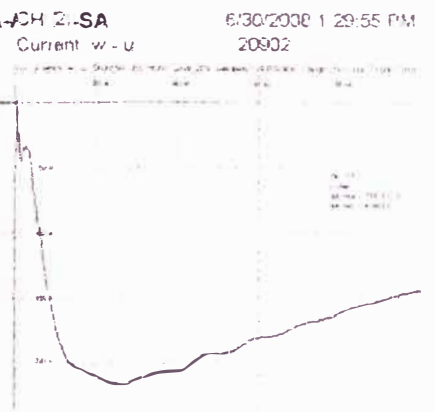
N°770045-01-MINERA-JCH 1I-SA
No. 19
LI full
Upk: -75.992 kV
T1 : 1.505 us
T2 : 37.065 us



N°770045-01-MINERA-JCH 2I-SA
No. 17
LI full
Upk max: -165.275 A
Upk min: 3.907 A



N°770045-01-MINERA-JCH 2I-SA
No. 19
LI full
Upk max: -218.315 A
Upk min: 6.349 A



N°770045-01-MINERA-JCH 1I-SA
No. 18
LI full
Upk: -74.968 kV
T1 : 1.503 us
T2 : 37.160 us



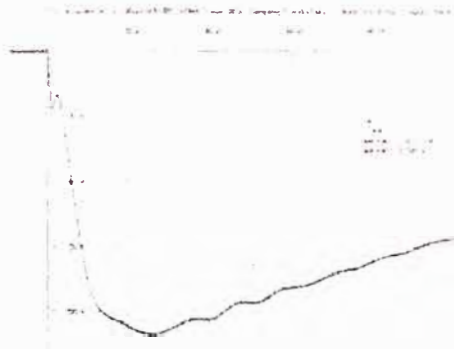
N°770045-01-MINERA-JCH 1I-SA
No. 20
LI full
Upk: -76.028 kV
T1 : 1.503 us
T2 : 37.015 us



Test Report

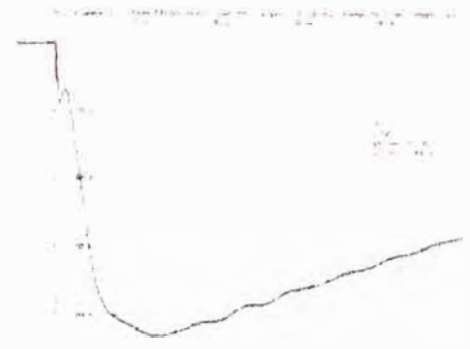
N°770045-01-MINERA-CH 21-SA 6/30/2008 1:31:35 PM
20904

No. 20
I full
pk max: -218.315 A
pk min: 0.766 A



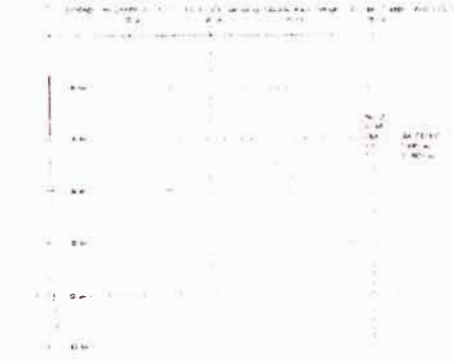
N°770045-01-MINERA-CH 11-SA 6/30/2008 1:38:59 PM
20908

No. 22
I full
Ipk max: -217.827 A
Ipk min: 1.465 A



N°770045-01-MINERA-CH 11-SA 6/30/2008 1:37:13 PM
20905

No. 21
I full
Upk: -56.732 kV
T1: 1.549 us
T2: 37.069 us



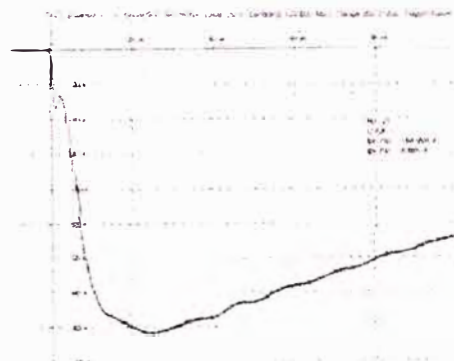
N°770045-01-MINERA-CH 11-SA 6/30/2008 1:40:41 PM
20909

No. 23
I full
Upk: -75.889 kV
T1: 1.550 us
T2: 36.866 us



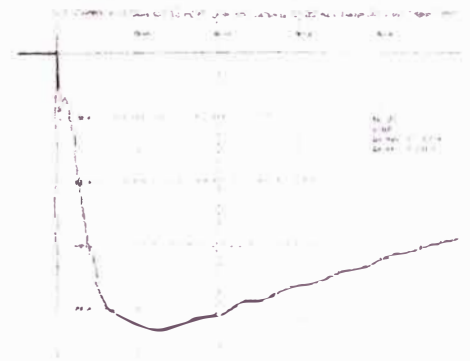
N°770045-01-MINERA-CH 21-SA 6/30/2008 1:37:13 PM
20906

No. 21
I full
pk max: -164.884 A
pk min: 4.689 A



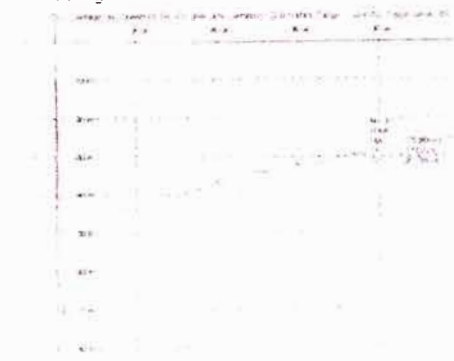
N°770045-01-MINERA-CH 21-SA 6/30/2008 1:40:41 PM
20910

No. 23
I full
Ipk max: -217.827 A
Ipk min: 11.233 A



N°770045-01-MINERA-CH 11-SA 6/30/2008 1:38:59 PM
20907

No. 22
I full
Upk: -75.968 kV
T1: 1.552 us
T2: 36.789 us



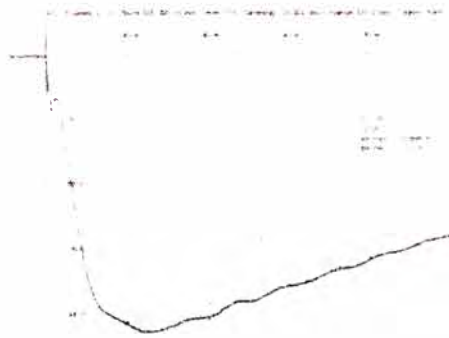
N°770045-01-MINERA-CH 11-SA 6/30/2008 1:42:31 PM
20911

No. 24
I full
Upk: -74.926 kV
T1: 1.554 us
T2: 36.905 us



Test Report

Nº770045-01-MINERA-ARÉS SA 0/30/2006 14:31:11
so. 24 Current u - v 20912
J full:
ok max: -214.896 A
ok min: 11.722 A



INFORME DE ENSAYOS FISICO QUIMICOS N° 08/0673

TIPO DE INFORME: PRIMERA PARTE (Norma ISO/IEC 17025:2005)

CLIENTE INTERNO: FÁBRICA ABB

OP LAB: 470626 OP FABRICA: 770045

USUARIO FINAL: CÍA. MINERA ARES S.A.C

DATOS DEL USUARIO FINAL:

SUBESTACIÓN:

N° DE SERIE: L 770045-01

FABRICANTE: ABB

TENSIÓN: 66 / 10 kV

POTENCIA: 10 MVA

CONMUTADOR BAJO CARGA?: SI

TANQUE SEPARADO?: SI

AÑO DE FABRICACION: 2008

CANTIDAD DE ACEITE: 6400 Kg

TEMPERATURA DEL ACEITE: 20 °C

TEMPERATURA AMBIENTE: 20.8 °C

HUMEDAD RELATIVA 64 %

FECHA DE EXTRACCIÓN: 30-06-2008

EN OPERACIÓN? NO

MUESTRA EXTRAIDA POR: Laboratorio de Aceites ABB

PROCEDIMIENTO DE MUESTREO: 5FPE-9374-001 (propio del Laboratorio ABB)

SERVICIO REALIZADO: Análisis del aceite aislante, antes de las pruebas eléctricas

EQUIPOS USADOS PARA LOS ENSAYOS: SA03, SA04, SA05, SA07 Y LAB 10

ENSAYOS FISICO-QUÍMICOS	NORMA	RESULTADOS	VAL. ORIENTACIÓN * ACEITE NUEVO
ÍNDICE DE NEUTRALIZACIÓN	ASTM D-974-07	<0.01 mgKOH/g.aceite	0.015 máximo
PÉRDIDAS DIELECTRICAS @ 25 °C	ASTM D-924-04	0.006 %	0.05 máximo
RIGIDEZ DIELECTRICA	ASTM D-1816-04	75 kV/2.0mm	45 mínimo
TENSIÓN INTERFACIAL	ASTM D-971-99a (2004)	46 mN/m	38 mínimo
CONTENIDO DE AGUA KFISHER	ASTM D-1533-00 (2005)	11 ppmp	20 máximo

(*) Norma de diagnóstico: IEEE C57.106-2006

CONCLUSIONES:

- Los resultados obtenidos de las pruebas de índice de neutralización (acidez), pérdidas dieléctricas, rigidez dieléctrica, tensión interfacial y contenido de agua están dentro de los valores recomendados por la Norma IEEE C57.106-2006 para un aceite nuevo.

ABB - LABORATORIO DE ACEITES AISLANTES
TELÉFONO (51-1)415-5100 ANEXO 1263 TELEFAX (51-1)561-3040

ANALISTA: J. RAMOS

RESPONSABLE: M. BENITES

FECHA: 02/07/08

INFORME DE ENSAYOS FISICO QUIMICOS N° 08/0674

TIPO DE INFORME: PRIMERA PARTE (Norma ISO/IEC 17025:2005)

CLIENTE INTERNO: FÁBRICA ABB

OP LAB: 470626 OP FABRICA: 770045

USUARIO FINAL: CÍA. MINERA ARES S.A.C

DATOS DEL USUARIO FINAL:

SUBESTACIÓN:

N° DE SERIE: L 770045-01

FABRICANTE: ABB

TENSIÓN.: 66 / 10 kV

POTENCIA: 10 MVA

CONMUTADOR BAJO CARGA? SI

TANQUE SEPARADO?: SI

AÑO DE FABRICACION: 2008

CANTIDAD DE ACEITE: 6400 Kg

TEMPERATURA DEL ACEITE: 25.5 °C

TEMPERATURA AMBIENTE: 23.6 °C

HUMEDAD RELATIVA 57 %

FECHA DE EXTRACCIÓN: 01-07-2008

EN OPERACIÓN?: NO

MUESTRA EXTRAIDA POR: Laboratorio de Aceites ABB

PROCEDIMIENTO DE MUESTREO: 5FPE-9374-001 (propio del Laboratorio ABB)

SERVICIO REALIZADO: Análisis del aceite aislante, después de las pruebas eléctricas.

EQUIPOS USADOS PARA LOS ENSAYOS SA03, SA04, SA05, SA07 Y LAB 10

ENSAYOS FISICO-QUÍMICOS	NORMA	RESULTADOS	VAL. ORIENTACIÓN * ACEITE NUEVO
ÍNDICE DE NEUTRALIZACIÓN	ASTM D-974-07	<0.01 mgKOH/g aceite	0.015 máximo
PÉRDIDAS DIELECTRICAS @ 25 °C	ASTM D-924-04	0.007 %	0.05 máximo
RIGIDEZ DIELECTRICA	ASTM D-1816-04	72 kV/2.0mm	45 mínimo
TENSIÓN INTERFACIAL	ASTM D-971-99a (2004)	44 mN/m	38 mínimo
CONTENIDO DE AGUA KFISHER	ASTM D-1533-00 (2005)	11 ppmp	20 máximo

(*) Norma de diagnóstico: IEEE C57.106-2006

CONCLUSIONES:

- Los resultados obtenidos de las pruebas de índice de neutralización (acidez), pérdidas dieléctricas, rigidez dieléctrica, tensión interfacial y contenido de agua están dentro de los valores recomendados por la Norma IEEE C57 106-2006 para un aceite nuevo.

RECOMENDACIONES:

- De acuerdo al punto 8.2 de la Norma IEEE C57.106-2006 se recomienda un nuevo muestreo dentro de doce meses.

ABB - LABORATORIO DE ACEITES AISLANTES
TELÉFONO (51-1)415-5100 ANEXO 1263 TELEFAX (51-1)561-3040

ANALISTA: J. RAMOS

RESPONSABLE: M. BENITES

FECHA: 04/07/08

INFORME DE ENSAYO CROMATOGRÁFICO N° 08/0570

TIPO DE INFORME: PRIMERA PARTE (Norma ISO/IEC 17025:2005)

CLIENTE INTERNO: FÁBRICA ABB

OP LAB: 470626 OP FABRICA: 770045

USUARIO FINAL: CÍA. MINERA ARES S.A.C

DATOS DEL USUARIO FINAL:

SUBESTACIÓN:

N° DE SERIE: L 770045-01

FABRICANTE: ABB

TENSIÓN: 66 / 10 kV

POTENCIA: 10 MVA

CONMUTADOR BAJO CARGA?: SI

TANQUE SEPARADO?: SI

AÑO DE FABRICACION: 2008

CANTIDAD DE ACEITE: 6400 Kg

TEMPERATURA DEL ACEITE: 20 °C

TEMPERATURA AMBIENTE: 20.8 °C

HUMEDAD RELATIVA: 64 %.

FECHA DE EXTRACCIÓN: 30-06-2008

EN OPERACIÓN?: NO

MUESTRA EXTRAÍDA POR: Laboratorio de Aceites ABB

PROCEDIMIENTO DE MUESTREO: 5FPE-9374-001 (propio del Laboratorio ABB)

SERVICIO REALIZADO: Análisis de gases disueltos en el aceite aislante, antes de las pruebas eléctricas.

EQUIPOS USADOS PARA LOS ENSAYOS: SA08

GASES ANALIZADOS		RESULTADOS	VAL. REFERENCIA (*)
		ppmv	ppmv
HIDRÓGENO	(H ₂):	ND	150 (máximo)
OXÍGENO	(O ₂):	17989	
NITRÓGENO	(N ₂):	36170	
METANO	(CH ₄):	ND	130 (máximo)
MONÓXIDO DE CARBONO	(CO):	20	600 (máximo)
DIÓXIDO DE CARBONO	(CO ₂):	102	14000 (máximo)
ETILENO	(C ₂ H ₄):	ND	280 (máximo)
ETANO	(C ₂ H ₆):	ND	90 (máximo)
ACETILENO	(C ₂ H ₂):	ND	20 (máximo)
TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES:		20	
TOTAL GENERAL DE GASES:		54281	

NOTA: ND = No Detectado

Norma de análisis: ASTM D 3612 -02

(*) Norma de diagnóstico IEC60599:1999+A1:2007

CONCLUSIONES

- Las cantidades de gases detectados se encuentran dentro de los valores de referencia dados por la Norma IEC60599:1999+A1:2007.

ABB - LABORATORIO DE ACEITES AISLANTES
TELÉFONO (51-1)415-5100 ANEXO 1263 FAX (51-1)561-3040

ANALISTA: J. RAMOS

RESPONSABLE: M. BENITES

FECHA: 02/07/08

INFORME DE ENSAYO CROMATOGRAFICO N° 08/0571

TIPO DE INFORME: PRIMERA PARTE (Norma ISO/IEC 17025:2005)

CLIENTE INTERNO: FÁBRICA ABB

OP LAB: 470626 OP FABRICA: 770045

USUARIO FINAL: CÍA. MINERA ARES S.A.C

DATOS DEL USUARIO FINAL:

SUBESTACIÓN:

N° DE SERIE: L 770045-01

FABRICANTE: ABB

TENSIÓN.: 66 / 10 kV

POTENCIA: 10 MVA

CONMUTADOR BAJO CARGA?:SI

TANQUE SEPARADO? SI

AÑO DE FABRICACION 2008

CANTIDAD DE ACEITE: 6400 Kg

TEMPERATURA DEL ACEITE: 25.5 °C

TEMPERATURA AMBIENTE: 23.6 °C

HUMEDAD RELATIVA 57 %

FECHA DE EXTRACCIÓN: 01-07-2008

EN OPERACIÓN?: NO

MUESTRA EXTRAIDA POR: Laboratorio de Aceites ABB

PROCEDIMIENTO DE MUESTREO 5FPE-9374-001 (propio del Laboratorio ABB)

SERVICIO REALIZADO: Análisis de gases disueltos en el aceite aislante, después de las pruebas eléctricas

EQUIPOS USADOS PARA LOS ENSAYOS SA08

GASES ANALIZADOS		RESULTADOS ppmv	VAL. REFERENCIA (*) ppmv
HIDRÓGENO	(H ₂):	ND	150 (máximo)
OXÍGENO	(O ₂):	11506	
NITRÓGENO	(N ₂):	19250	
METANO	(CH ₄):	ND	130 (máximo)
MONÓXIDO DE CARBONO	(CO):	45	600 (máximo)
DIÓXIDO DE CARBONO	(CO ₂):	221	14000 (máximo)
ETILENO	(C ₂ H ₄):	ND	280 (máximo)
ETANO	(C ₂ H ₆):	ND	90 (máximo)
ACETILENO	(C ₂ H ₂):	ND	20 (máximo)
TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES:		45	
TOTAL GENERAL DE GASES		31022	

NOTA: ND = No Detectado

Norma de análisis: ASTM D 3612 -02

(*) Norma de diagnóstico: IEC60599:1999+A1:2007

CONCLUSIONES

- Las cantidades de gases detectados se encuentran dentro de los valores de referencia dados por la Norma IEC60599 1999+A1:2007.

RECOMENDACIONES:

- De acuerdo al punto 10 de la Norma IEC60599:1999+A1:2007 se recomienda un nuevo muestreo cuando el transformador este en operación.

ABB - LABORATORIO DE ACEITES AISLANTES
TELÉFONO (51-1)415-5100 ANEXO 1263 FAX (51-1)561-3040

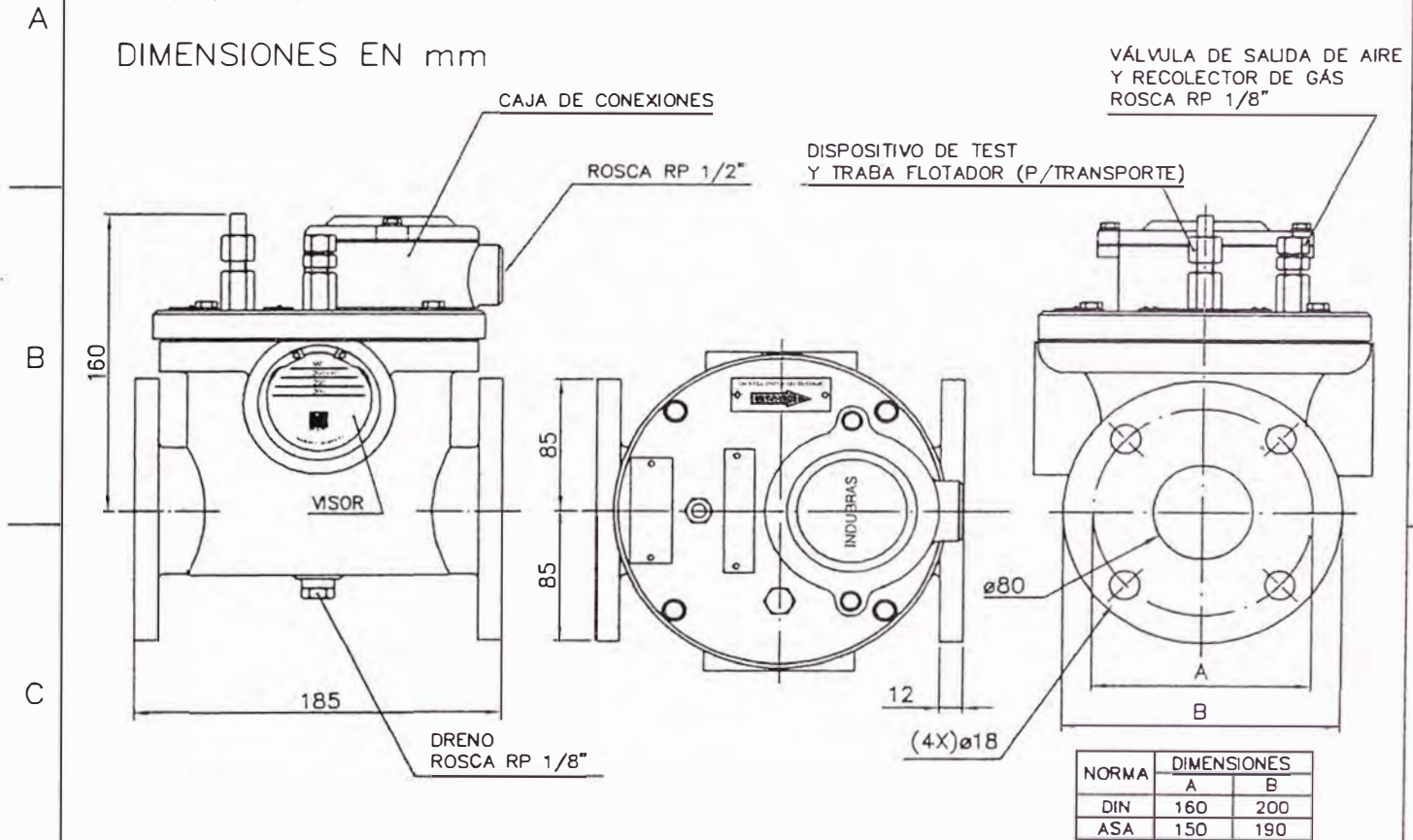
ANALISTA: J. RAMOS

RESPONSABLE: M. BENITES

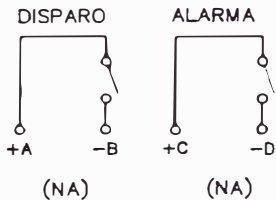
FECHA: 04/07/08

RELE BUCHHOLZ
PARA TRANSFORMADORES ARRIBA 10000KVA
MODELO TC-3

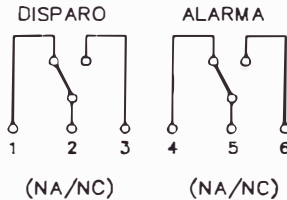
DIMENSIONES EN mm



PADRON



ESPECIAL



CARACTERISTICAS TECNICAS:

- 1- CARCAZA: Aluminio on hierro
- 2- VISORES: Dos visores con escala indicativa de volumen de gas de 150 a 300cm³.
- 3- CAJA DE CONEXIÓN: Salida con rosca RP 1/2" interna conforme NBR 6416.
- 4- FLOTADOR: Nitropil.
- 5- EMPAQUETADURA: Goma nitrílica.
- 6- ELEMENTOS DE FIJACIÓN: Acero inoxidable.
- 7- ACABAMIENTO: INTERNA- Epóxi bicomponente en la collar blanco; EXTERNA- Color gris claro notación Munsell N.6,5.
- 8- ALARMA: Con volumen de gas acumulado de 220 ± 40 cm³ o nivel bajo de liquido.
- 9- DISPARO: Velocidad de 1,0 ± 0,15 m/s o nivel bajo de liquido.
- 10- TIEMPO DE DISPARO: 0,5 segundos para flujo de liquido velocidad de 1,0 ± 0,15 m/s.
- 11- ESTANQUEIDAD: Estanco a una presion de 0,2 MPa en liquido.
- 12- GRADO DE PROTECCIÓN: IP-65, conforme NBR 6146, contra entrada de agua y polvo.
- 13- CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LOS CONTACTOS TIPO MERCURIO:
 CONDUCCIÓN: 2 A en 250 Vdc y 250Vac
 INTERRUPCIÓN: 0,5 A en 125 Vcc y 220Vca
 NÚMERO DE OPERACIONES: Mayor o igual a 10000.
 AISLACIÓN: 1500 V 60Hz en 1 minuto



INDUBRAS INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.

DIBUJO N°

DV-152E

BUCHHOLZ GAS SAMPLING DEVICE RG3

(see the following page 5.10)

1.0 Instructions for installation

The Buchholz gas sampling device "RG3" must be fitted on the transformer tank, from the ground level, within handy height.

A copper tube (size 8 mm OD/ 6 mm ID) must be used to connect the "RG3" device, from the cock "12", to the top of the Buchholz relay, cock "R"; for connecting the tube to the cocks, special unions "14" shall be used.

For filling the "RG3" device with oil, open the cocks "R" and "12", open the cock "2" and wait until oil has entirely filled the "RG3" device, then close the cock "2"; oil level inside "RG3" may be controlled through the inspection windows located on the two sides.

After the gas sampling device "RG3" has been oil filled, the cock "R" of the relay must stay in open position (unless it has been previously removed).

In the normal operating conditions, the gas sampling device, the Buchholz relay and the connecting tube between them should be oil filled.

2.0 Operating Instructions

2.1 Gas sampling from the Buchholz relay

Open oil drain cock "11" and watch through the "RG3" windows until gas is seen to have flown into the "RG3" device; then close "11".

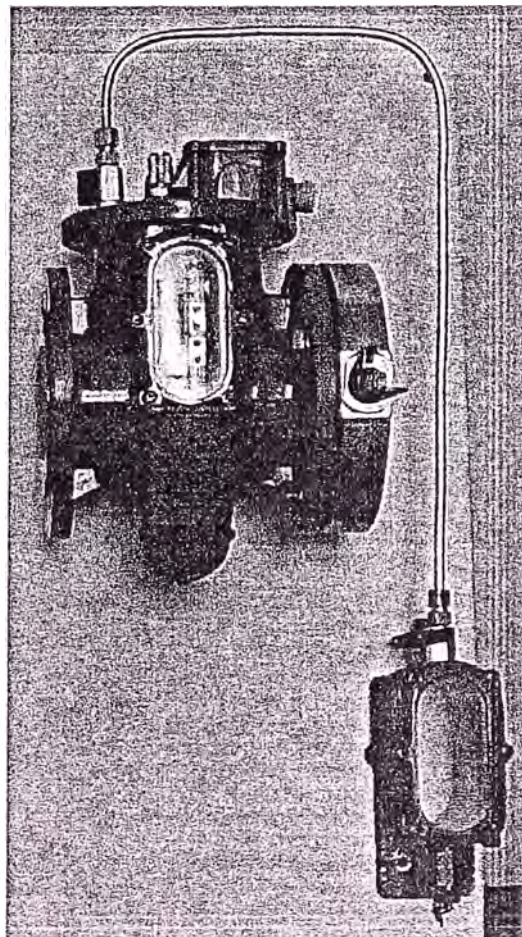
Now, the gas, formerly accumulated inside the Buchholz relay due to some electrical failure inside the transformer, may be sampled for examination or released, by opening the cock "2".

The gas should be totally released (i.e. until the "RG3" is completely filled again with oil) to reset the Buchholz relay in normal operating conditions; in the case it is necessary to maintain the gas inside the "RG3", the shut-off cock "12" must be closed; it may be reopened for sampling the gas for examination, or for gas release.

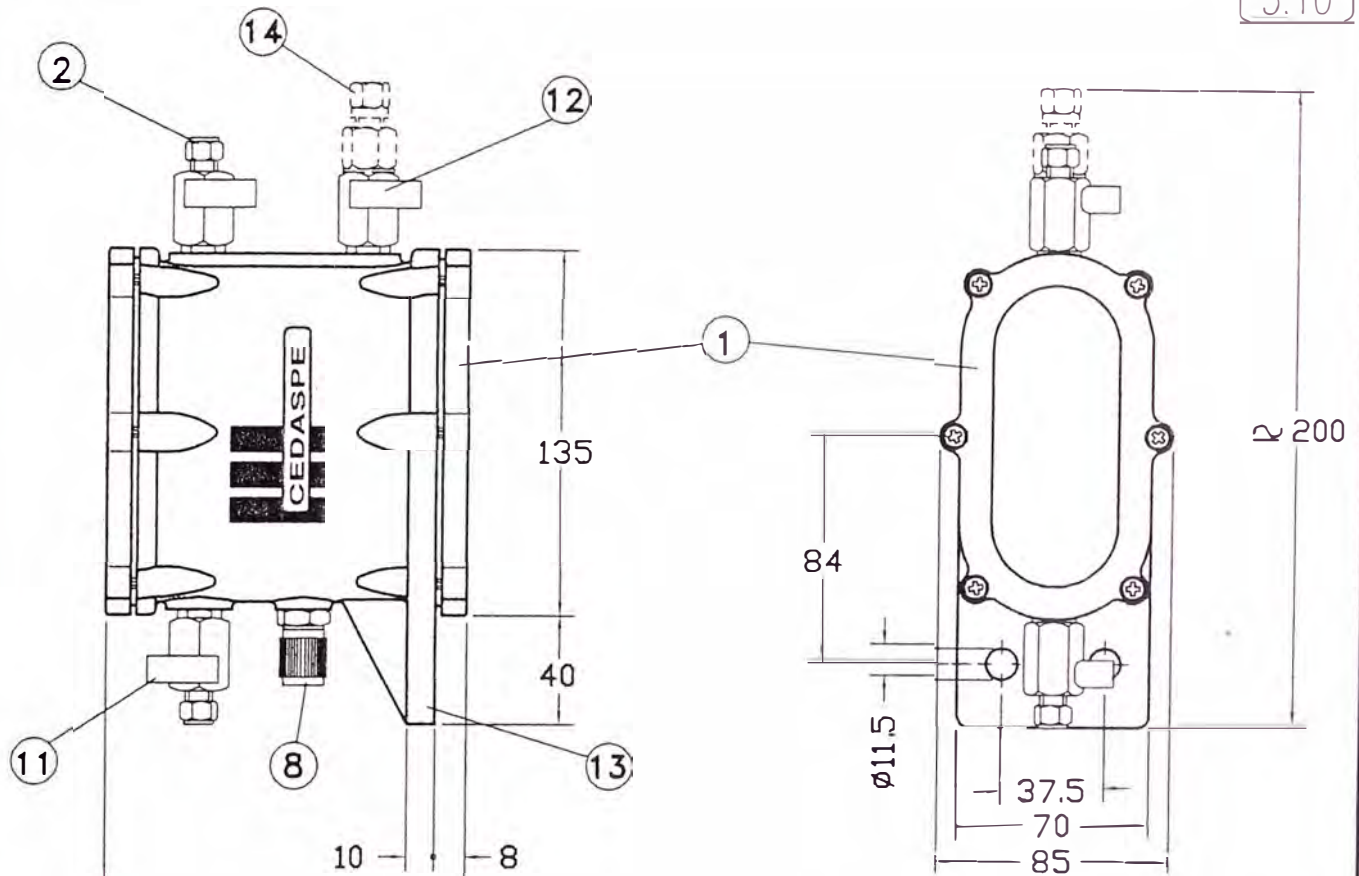
2.2 Checking alarm circuits

Inject air inside "RG3" through the bottom valve "8" (after removing the knurled protecting cap), using a normal bicycle tyre pump, until the alarm signal (or signals) have been set in operation.

To reset the Buchholz relay in normal operating conditions, follow above instructions for gas sampling and release.

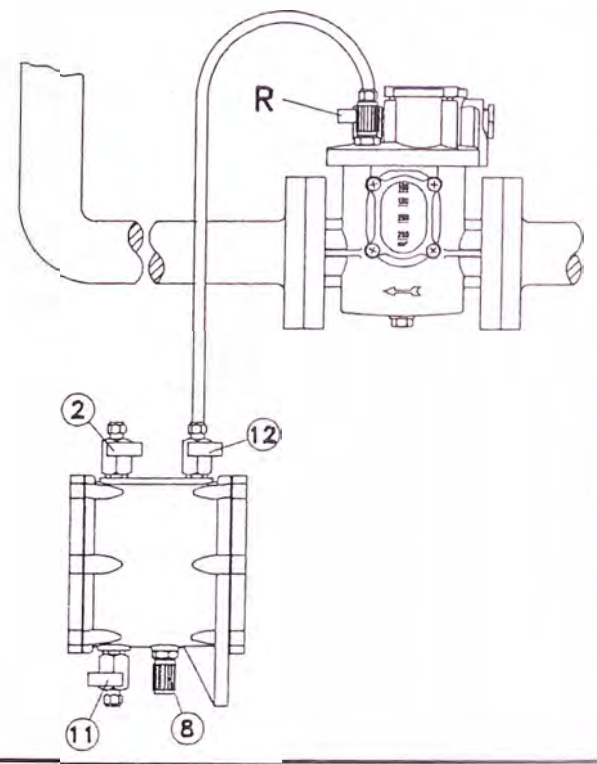


FILE = P A G 3 - U . J W G UR [(0,0) (86,286)] A4 (210x297)
 REV 02 UTD 28/03/04 REV 02 UTD 28/03/04
 La CEDASPE S.p.A. si riserva a termini di legge la proprietà del presente disegno con divieto di riprodurlo o comunicarlo a terzi senza sua autorizzazione.



dim in mm; scala 1:3

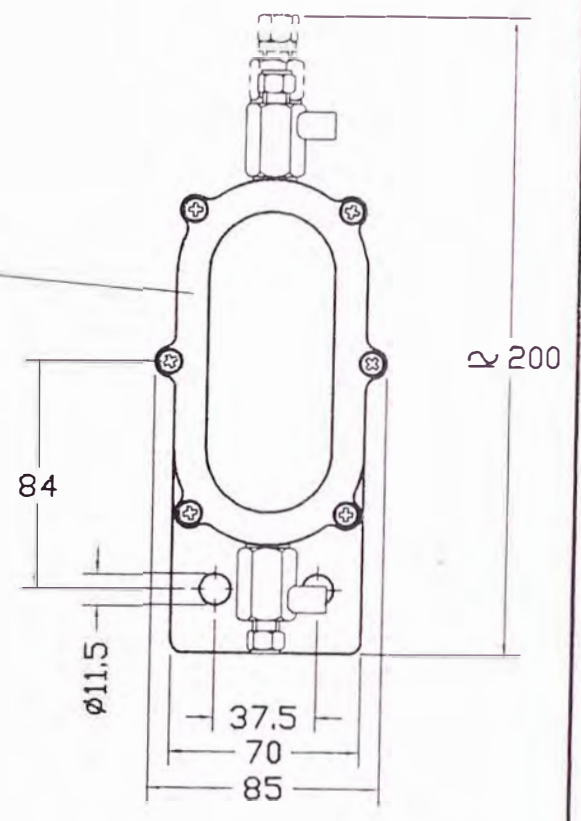
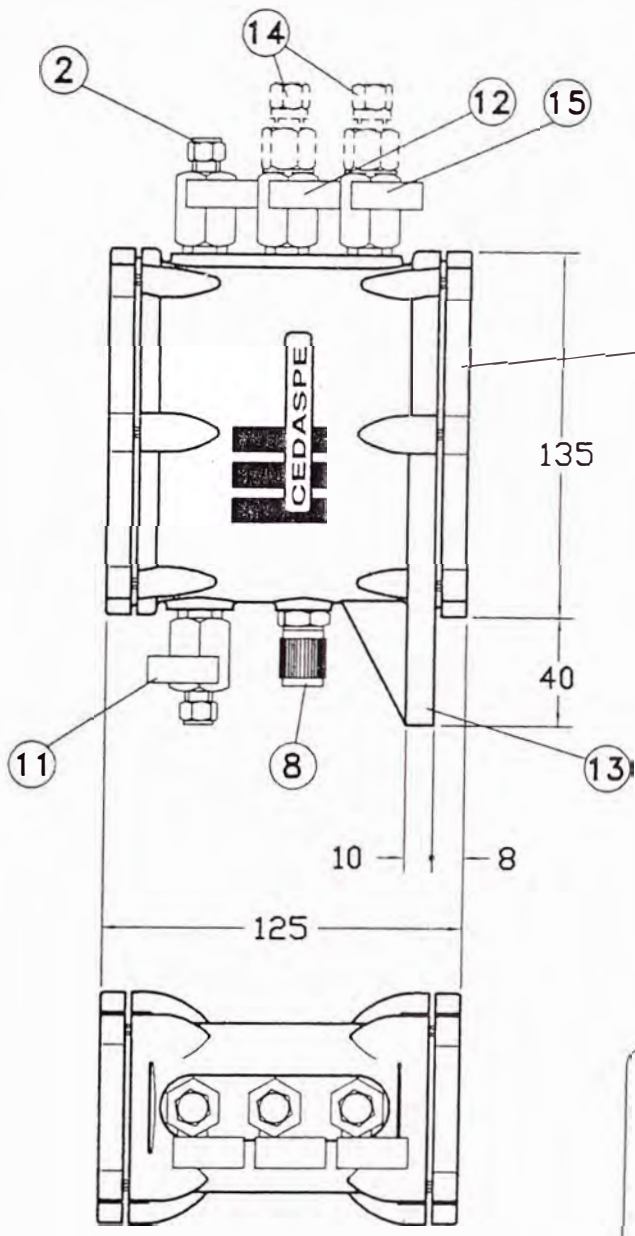
Schema di montaggio
Mounting instructions



Pos	Descrizione/Description
1	Finestre contrapposte per Ispezione <i>Inspection windows</i>
2	Rubinetto prelievo gas <i>Gas release cock</i>
8	Valvola prova pneumatica <i>Pneumatic test device</i>
11	Rubinetto scarico olio <i>Oil drain cock</i>
12	Rubinetto di chiusura <i>Stop cock</i>
13	Piastra di fissaggio <i>Fixing plate</i>
14	Giunto Ermeto <i>Ermeto joint</i>

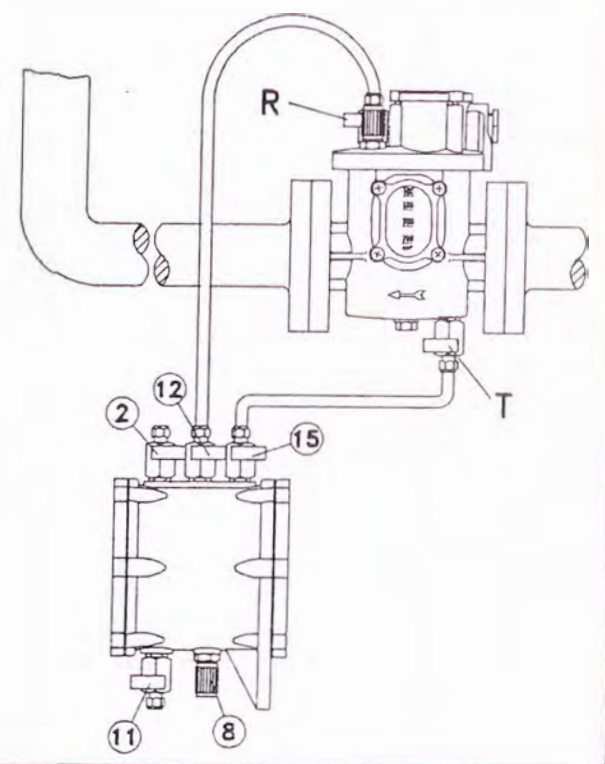


Dispositivo di prelievo gas tipo RG3
Gas draining device type RG3



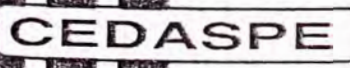
dim in mm; scala 1:3

Schema di montaggio
Mounting instructions



Pos	Descrizione/Description
1	Finestre contrapposte per ispezione <i>Inspection windows</i>
2	Rubinetto prelievo gas <i>Gas release cock</i>
8	Valvola prova pneumatica <i>Pneumatic test device</i>
11	Rubinetto scarico olio <i>Oil drain cock</i>
12	Rubinetto di chiusura <i>Stop cock</i>
13	Piastra di fissaggio <i>Fixing plate</i>
14	Giunto Ermeto <i>Ermeto joint</i>
15	Rubinetto di chiusura <i>Stop cock</i>

Dispositivo di prelievo gas tipo RG3.3
Gas draining device type RG3.3



REV 02 OTD 28/03/04
 a terzi senza sua autorizzazione.
 FILE = PAUC-IUA-LWLG
 LM (0,0) (196,266)
 A4 (210x297)

RELÉ DETECTOR DE GAS TIPO BUCHHOLZ PARA TRANSFORMADORES INDUBRAS

GENERALIDADES

Este Relé de Gas tiene por objeto proteger equipamientos sumergidos en líquido, a través de la supervisión del flujo anormal o su ausencia, y la formación anormal de gases en el equipamiento. Normalmente se utilizan en transformadores que poseen tanque de expansión. Este tipo de Relé detecta de forma precisa, por ejemplo, los siguientes problemas: pérdidas, cortocircuito interno en el equipamiento que ocasione gran desplazamiento de líquido, formación de gases internos por fallas intermitentes o continuas que estén ocurriendo en el interior del equipamiento.

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El Relé Detector de Gas Tipo Buchholz se instala normalmente entre el tanque principal y el tanque de expansión de aceite de transformadores.

El Relé de Gas posee dos contactos independientes acoplados a la boya y al deflector / boya respectivamente.

Uno de los contactos opera por la acumulación de gas y el otro por la variación súbita del flujo del líquido aislante.

Posee dos visores opuestos con escalas (graduadas en cm^3) indicativas del volumen de gas acumulado.

Alarma: cuando haya una acumulación de gas en el interior del Relé de $100 \pm 20 \text{ cm}^3$ para TC-1 o de $220 \pm 40 \text{ cm}^3$ para TC-2, TC-3 y TC-4 se producirá la actuación del contacto (bornes +C -D).

Desconexión: cuando haya un desplazamiento súbito de aceite pasando por el Relé en dirección al tanque de expansión, a una velocidad de $1,0 \pm 0,15 \text{ m/s}$, se producirá la actuación del contacto (bornes +A -B). Tanto el contacto de alarma como el contacto de desconexión actuarán cuando haya nivel de aceite bajo.

INSTALACIÓN

Antes de energizar el transformador, se debe proceder a efectuar las siguientes verificaciones:

- 1- Verificar el correcto montaje del Relé, con relación al flujo de aceite, que deberá estar con la flecha orientada hacia el tanque de expansión.
- 2- Verificar posibles pérdidas resultantes del montaje del Relé en el transformador.
- 3- Purgar el aire del Relé a través de la válvula localizada en la tapa.
- 4- Retirar la tapa del dispositivo de prueba del Relé, retirar el inserto y volver a colocar la tapa.

PRUEBA DE LOS CONTACTOS

El Relé de Gas posee un dispositivo para prueba y trabado de las boyas. Para verificar el funcionamiento de los contactos del Relé, estando el mismo instalado en el transformador y debidamente lleno de aceite, proceder de la siguiente forma:

Alarma:

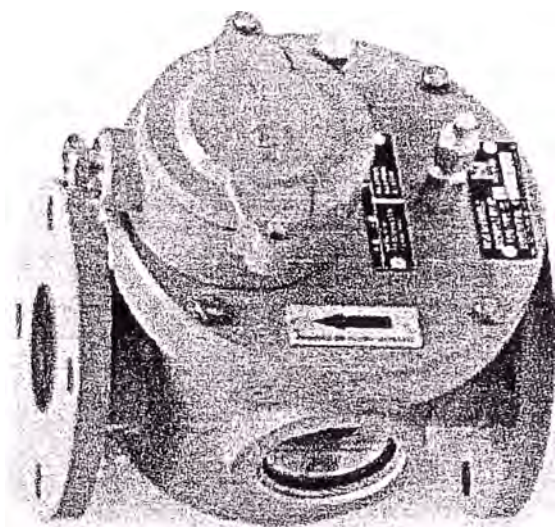
- Conectar un ohmiómetro a los terminales +C -D. Deberá indicar circuito abierto.

- Retirar la tapa del dispositivo de prueba e introducirlo al contrario bajando al máximo en todo su largo. El ohmiómetro deberá indicar circuito cerrado.

Desconexión:

- Conectar un ohmiómetro a los terminales +A -B. Deberá indicar circuito abierto.

- Retirar la tapa del dispositivo de prueba e introducirlo al contrario bajando al máximo en todo su largo. El ohmiómetro deberá indicar circuito cerrado.



Modelo: TC-2



RELÉ DE PRESSÃO SÚBITA

GENERALIDADES

Os Relés de Pressão Súbita tipo RPS-114 e RPS-114.A e RPS-114.B são equipamentos de proteção para transformadores do tipo selado ou com tanque de expansão. Os modelos RPS-114 e 114.A são instalados em transformadores selados e localizados acima do nível máximo do líquido isolante, no espaço compreendido entre o líquido isolante e a tampa do transformador. O modelo RPS-114.B é instalado em transformadores com tanque de expansão de óleo em qualquer parte do transformador.

MODELO RPS-114 E MODELO 114.A :

O relé atua quando ocorrer uma súbita pressão interna, independentemente da pressão de trabalho do transformador. Não opera por mudanças lentas de pressão, decorrentes de raios, sobre tensões de manobra e outros circuitos, desde que não ocasionem falha no transformador. Quando a mudança de pressão no interior do transformador ocorrer lentamente em funcionamento normal, ocorre a equalização interna do relé necessária para igualar a pressão do interior do relé com a pressão do interior do tanque do transformador fazendo com que o relé não atue. Quando a mudança de pressão no interior do transformador ocorrer subitamente, a equalização interna do relé, como ocorre lentamente, não será igual à interna do transformador permitindo com isto que a pressão no transformador seja maior que a do relé fazendo com que o relé atue.

MODELO RPS-114.B:

O relé atua quando ocorrer uma súbita pressão interna ou uma pressão ascendente no transformador superior a $0,25 \pm 0,03 \text{ kgf/cm}^2$. Depois de atuado, o relé só retornará à condição de operação quando a pressão precedente for totalmente eliminada. Sua atuação ocorre também quando houver uma obstrução indevida na circulação que ocasione sobre-pressões no transformador. Diferentes regulagens de pressão de atuação poderão ser fornecidas mediante previa consulta ao fabricante.

ESCRITURA E MONTAGEM:

MODELO RPS-114 E MODELO 114.A :

Os Relés de Pressão Súbita RPS-114 e RPS-114.A são compostos de (ver figuras 1 e 2):

- 1- Caixa de Ligações
- 2- Tampa da Caixa de ligações
- 3- Válvula de alívio manual
- 4- Corpo do relé de pressão súbita
- 5- Placa de Identificação

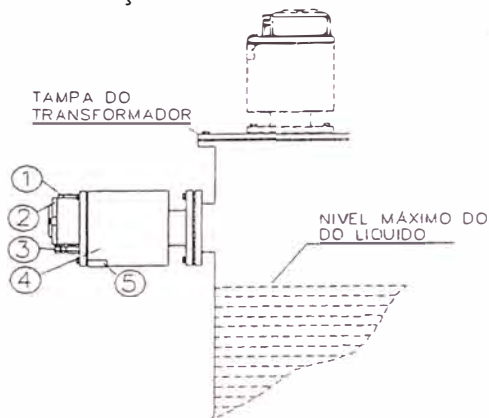


FIGURA 1
RELÉ DE PRESSÃO SÚBITA RPS-114 A

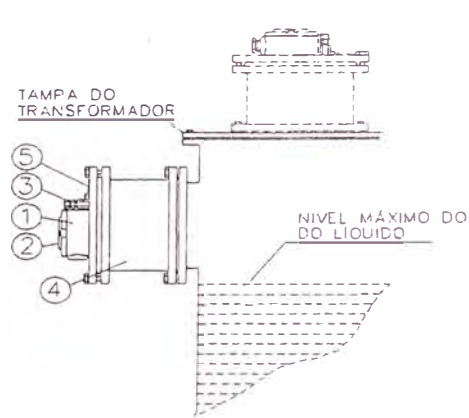


FIGURA 2
RELÉ DE PRESSÃO SÚBITA RPS-114 B

RELE MODELO RPS-114.B:

O Relé de Pressão Súbita RPS-114.B é composto de (ver figura 3):

- 1- Caixa de ligações
- 2- Tampa da caixa de ligações
- 3- Válvula de teste.
- 4- Corpo do relé de pressão súbita
- 5- Placa de Identificação
- 6- Bujão de aeração.

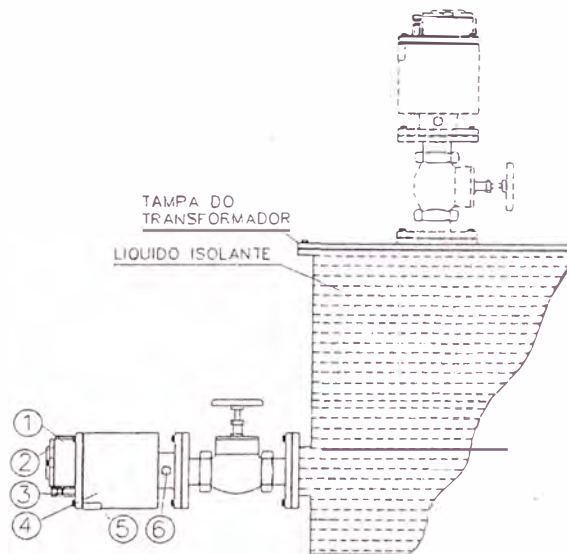


FIGURA 3
RELE DE PRESSÃO SÚBITA RPS-114 B

TRANSPORTE:

Para os modelos RPS 114 e 114.A recomenda-se que, no transporte do transformador, seja instalado um anel cego no lugar do relé e só após a montagem do transformador em campo e seu total enchimento com líquido isolante, seja então instalado o Relé de Pressão Súbita.

MANUTENÇÃO:

Recomendamos que sejam realizados ensaios de simulação de funcionamento do Relé de Pressão Súbita com periodicidade de 1 a 2 anos, conforme procedimentos a seguir:

ELES MODELOS RPS-114 E 114.A :

- 1- Verificar a pressão de atuação.
- 2- Verificar o tempo de equalização da pressão, representada pela relação entre a pressão interior do transformador e o tempo necessário para a equalização de pressão entre o transformador e o relé através do gráfico 1. Poderá ser feita com o transformador energizado desde que a pressão interna do mesmo não seja inferior a 0,04 kgf/cm².
- 3- Medir a pressão interna do transformador.
- 4- Desligar a tensão de alimentação do relé auxiliar (se possuir).
- 5- Ligar um ohmímetro ou lâmpada série nos bornes 2 e 3 do Relé de Pressão Súbita.
- 6- Abrir a válvula de teste. O rele irá atuar e indicar no ohmímetro, circuito aberto.



- 7- Fechar novamente a válvula de teste e medir o tempo necessário para a equalização da pressão que se dará quando o relé voltar a posição normal indicando, no ohmímetro, circuito fechado.

Os valores medidos deverão estar dentro ou próximos à área de operação do gráfico 1. Grandes desvios de valores medidos indicam problemas existentes no relé que devem ser corrigidos.

SELE MODELO RPS-114.B:

- 1- Verificar se a pressão esta abaixo de 0,2 kgf/cm².
- 2- Desligar a tensão de alimentação do relé auxiliar (se possuir).
- 3- Ligar um ohmímetro ou lâmpada série nos bornes 2 e 3 do Relé de Pressão Súbita.
- 4- Instalar um dispositivo de vácuo na válvula de teste e abrir lentamente a aspiração do mesmo. O relé deverá atuar até 5 polHg e indicar no ohmímetro, circuito aberto.
- 5- Quebrar o vácuo. O relé irá desligar e indicar no ohmímetro, circuito fechado.

Caso ocorram discrepâncias nos itens 4 e 5 indicará problemas existentes no relé que devem ser corrigidos.

13/2008

INSTRUÇÕES DE LIMPEZA DO TRANSFORMADOR

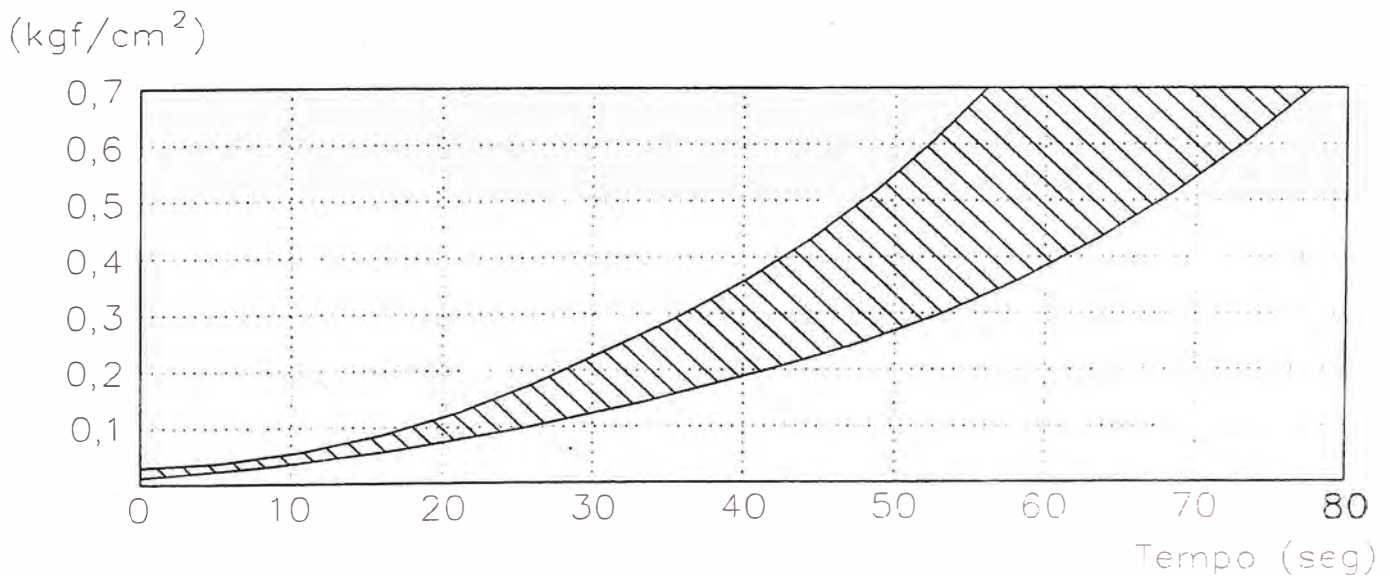
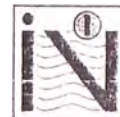


GRÁFICO 1



FICHA TÉCNICA

EQUIPAMENTO: Relé de Pressão Súbita para uso acima do nível de óleo.

MODELO: RPS-114

CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS

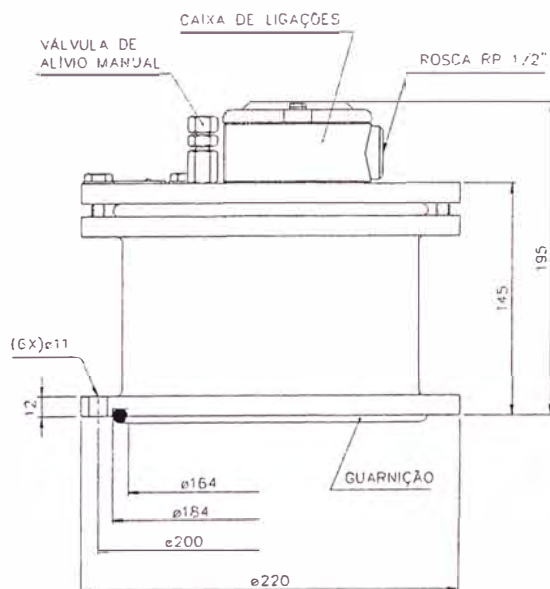
- 1- **Corpo:** Ferro fundido.
- 2- **Tampa:** Aço.
- 3- **Caixa de ligação:** Saída com rosca RP 1/2" interna conforme NBR 6416.
- 4- **Juntas:** Borracha nitrílica.
- 5- **Elementos de fixação:** Aço inox.
- 6- **Pintura:** Cinza claro notação Munsell N. 6,5.
- 7- **Grau de proteção:** IP-65, conforme NBR 6146, quanto à entrada de água e poeira.
- 8- **Peso:** 12,5 Kg.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E ELÉTRICAS

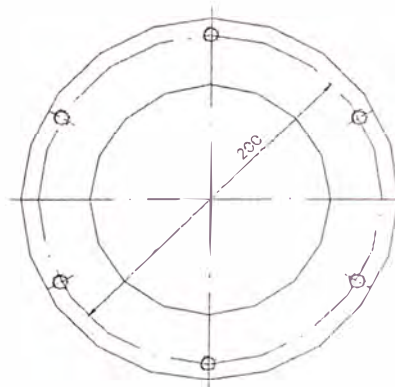
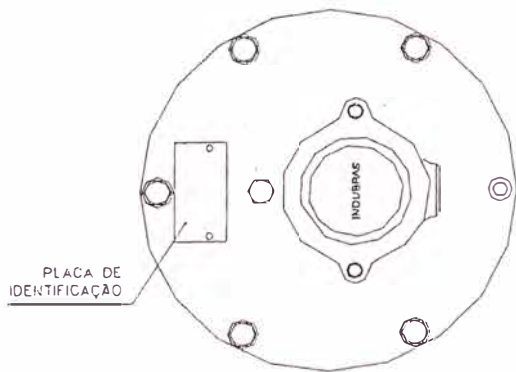
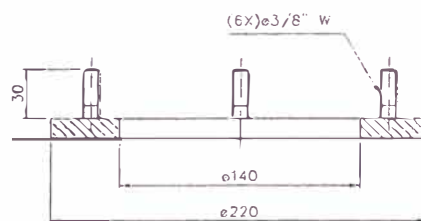
- 1- **Pressão mínima de atuação do microrruptor:** 0,03 kgf/cm².
- 2- **Pressão máxima de retorno à posição de repouso:** 0,02 kgf/cm².
- 3- **Pressão máxima a ser aplicada ao fole, para não danificá-lo:** 0,70 kgf/cm².
- 4- **Estanqueidade:** aplicada à carcaça, sem o fole: 2,0 kgf/cm².
- 5- **Tensão aplicada.** – 60 Hz – 1 minuto: 1500V
- 6- **Capacidade dos contatos tipo Microrruptor:**
Condução: 0,5 A em 125Vcc e 6 A em 220 Vca
Interrupção: 0,5 A 125Vcc e 0,5 A em 220 Vca

RELE DE PRESSÃO SÚBIDA MODELO RPS-114

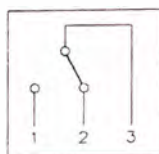
DIMENSÕES EM mm



FLANGE PARA FIXAÇÃO DO RELÉ
NO TRANSFORMADOR



ESQUEMA ELÉTRICO





FICHA TÉCNICA

DESCRIÇÃO: Relé de Pressão Súbita para uso acima do nível de óleo.

MODELO: RPS-114.A

CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS

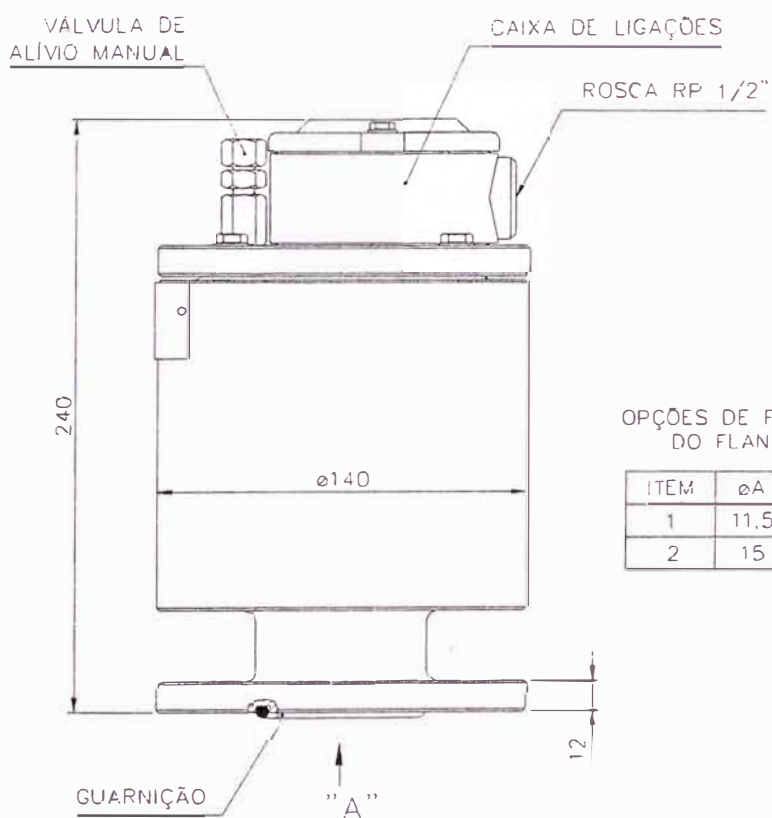
- 1- **Corpo:** Alumínio fundido.
- 2- **Tampa:** Alumínio fundido.
- 3- **Caixa de ligação:** Saída com rosca RP 1/2" interna conforme NBR 6416.
- 4- **Juntas:** Borracha nitrílica.
- 5- **Elementos de fixação:** Aço inox.
- 6- **Pintura:** Cinza claro notação Munsell N. 6,5.
- 7- **Grau de proteção:** IP-65, conforme NBR 6146, quanto à entrada de água e poeira.
- 8- **Peso:** 3,2 Kg.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E ELÉTRICAS

- 1- **Pressão mínima de atuação do microrruptor:** 0,03 kgf/cm².
- 2- **Pressão máxima de retorno à posição de repouso:** 0,02 kgf/cm².
- 3- **Pressão máxima a ser aplicada ao fole, para não danificá-lo:** 0,70 kgf/cm².
- 4- **Estanqueidade:** aplicada à carcaça, sem o fole: 2,0 kgf/cm².
- 5- **Tensão aplicada.** – 60 Hz – 1 minuto: 1500V
- 6- **Capacidade dos contatos tipo microrruptor:**
Condução: 0,5 A em 125 Vcc e 6 A em 220 Vca
Interrupção: 0,5 A em 125 Vcc e 0,5 A em 220 vca

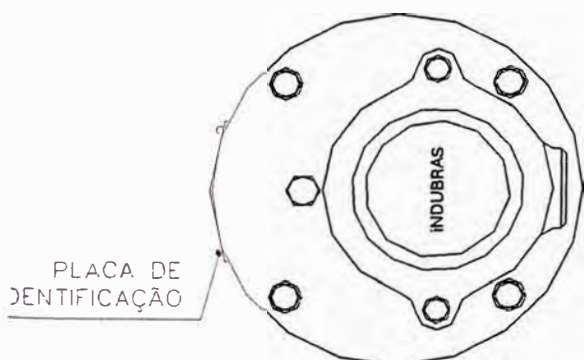
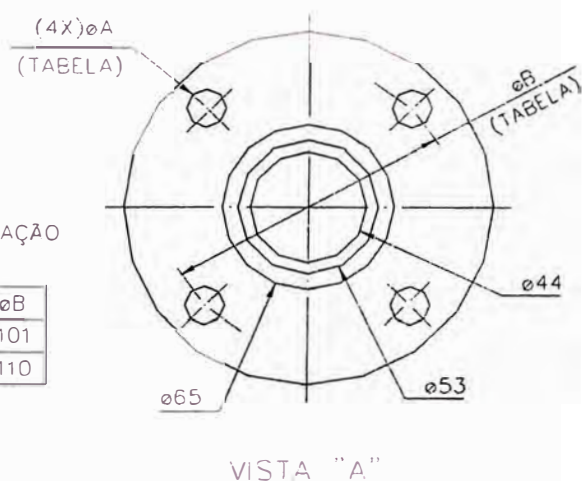
RELE DE PRESSÃO SÚBIDA MODELO RPS-114.A

DIMENSÕES EM mm

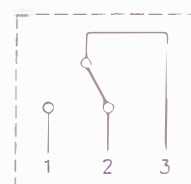


OPÇÕES DE FURAÇÃO DO FLANGE

ITEM	øA	øB
1	11,5	101
2	15	110



ESQUEMA ELÉTRICO





FICHA TÉCNICA

EQUIPAMENTO: Relé de Pressão Súbita para uso submerso em óleo

MODELO: RPS-114.B

CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS

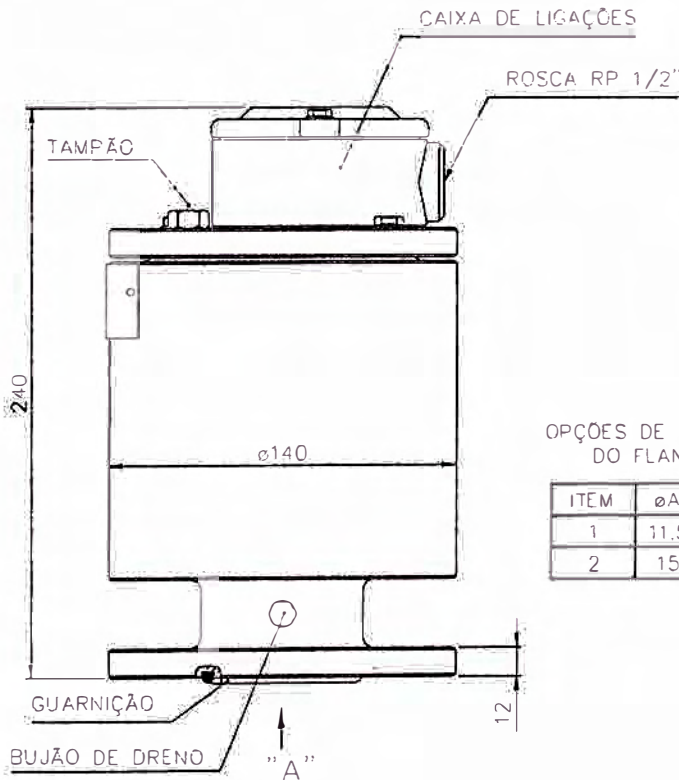
- 1- **Corpo:** Alumínio fundido.
- 2- **Tampa:** Alumínio fundido.
- 3- **Caixa de ligação:** Saída com rosca RP 1/2" interna conforme NBR 6416.
- 4- **Juntas:** Borracha nitrílica.
- 5- **Elementos de fixação:** Aço inox.
- 6- **Pintura:** Cinza claro notação Munsell N. 6,5.
- 7- **Grau de proteção:** IP-65, conforme NBR 6146, quanto à entrada de água e poeira.
- 8- **Peso:** 3,3 Kg.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E ELÉTRICAS

- 1- **Pressão mínima de atuação do microrruptor:** $>0,2 \text{ kgf/cm}^2$.
- 2- **Pressão máxima de retorno à posição de repouso:** $<0,2 \text{ kgf/cm}^2$.
- 3- **Pressão máxima a ser aplicada ao fole, para não danificá-lo:** $0,70 \text{ kgf/cm}^2$.
- 4- **Estanqueidade:** aplicada à carcaça, sem o fole: $2,0 \text{ kgf/cm}^2$.
- 5- **Tensão aplicada.** – 60 Hz – 1 minuto: 1500V
- 6- **Capacidade dos contatos tipo microrruptor:**
Condução: 0,5 A em 125 Vcc e 6 A em 220 Vca
Interrupção: 0,5 A em 125 Vcc e 0,5 A em 220 vca

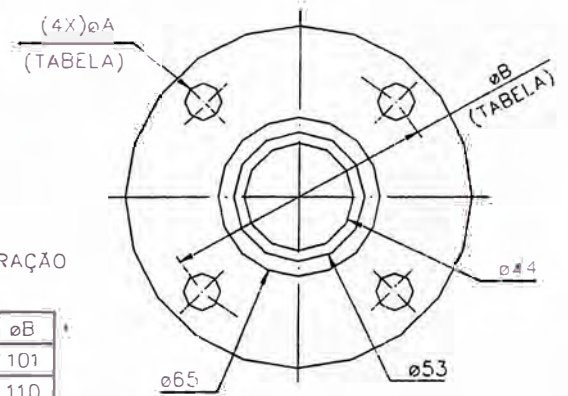
RELE DE PRESSÃO SÚBIDA
MODELO RPS-114.B

DIMENSÕES EM mm

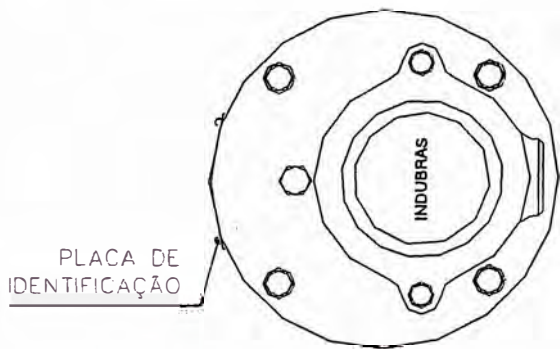


OPÇÕES DE FURAÇÃO DO FLANGE

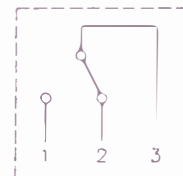
ITEM	øA	øB
1	11.5	101
2	15	110



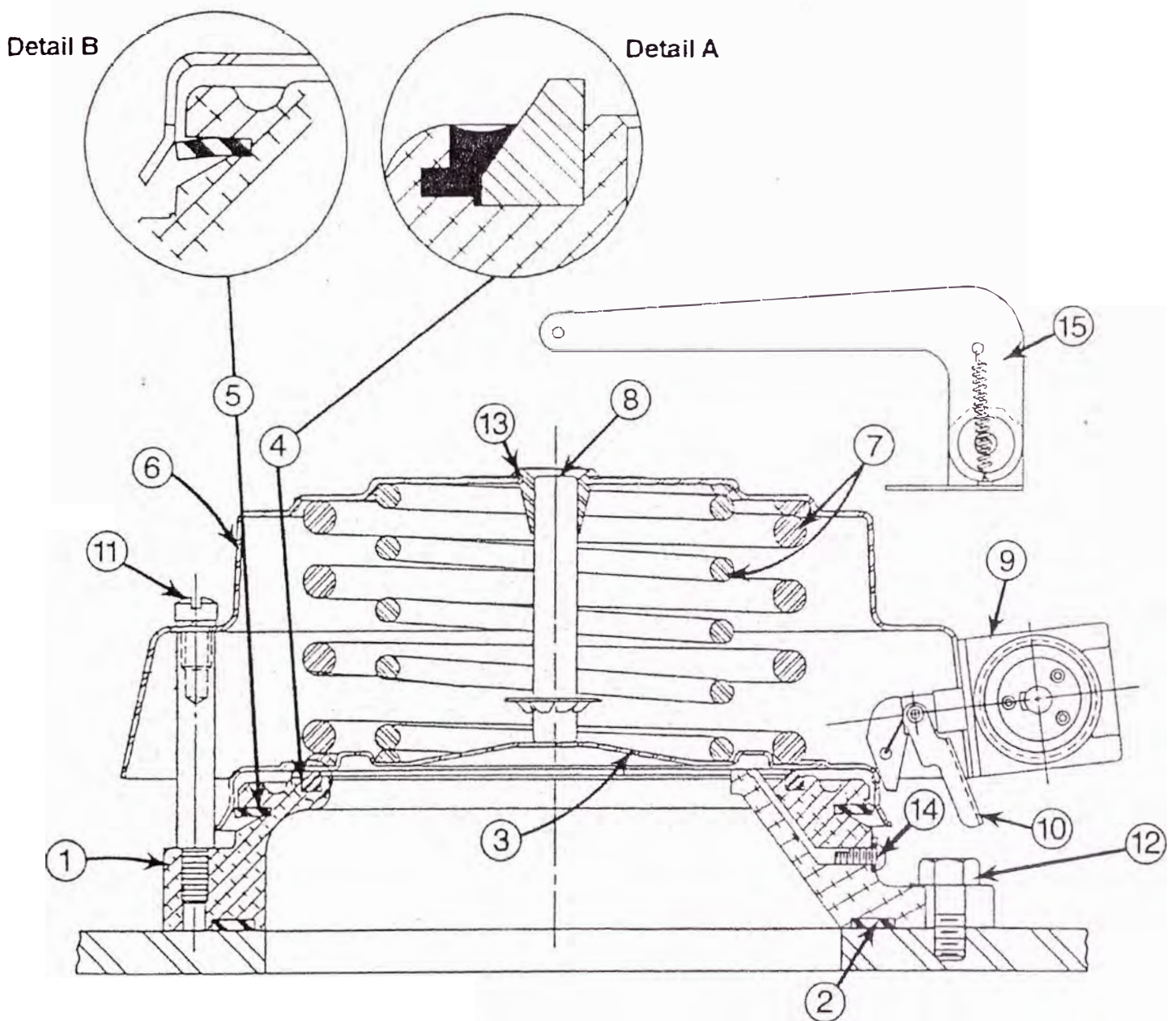
VISTA "A"



ESQUEMA ELÉTRICO



DESIGN AND OPERATION:



The pressure relief device is essentially a spring-loaded valve having a unique means of providing instantaneous amplification of actuation force. In the above cutaway drawing, the unit is shown mounted on the transformer by customer supplied $\frac{1}{2}$ " hex bolts (12) through flange (1) and sealed by mounting gasket (2). Operating disc (3) is spring-loaded and sealed against **Nitrile** top gasket (4) and side wiper gasket (5) by springs (7). Cover (6) provides spring (7) compression and is held in place by six screws (11). These cover mounting screws (11) must never be removed without the use of extreme caution.

Operation is effected when the pressure acting against the area defined by top gasket (4) exceeds the opening pressure established by

springs (7). As operating disc (3) moves slightly upward from top gasket (4), the transformer pressure then quickly becomes exposed to the disc area of the diameter of **Nitrile** side gasket (5), resulting in a greatly increased force and causing extremely rapid opening of the operating disc corresponding to the closed height of the springs (7). The transformer pressure is rapidly reduced to normal values and springs (7) return disc (3) to the sealed position.

A brightly colored-coded mechanical indicator pin (8) in cover (6), although not fastened to disc (3), moves with it during operation and is held in raised position by the pin bushing guide (13). This pin is clearly visible from a great distance, indicating that the unit has functioned. Pin

(8) may be reset by manually pushing it downward until it rests on disc (3). A long-armed semaphore (15) can also be supplied, for visual indication from even greater distances.

The relief device can be provided with a sealed, weather-proof alarm switch assembly (9) mounted on the cover. The switch assembly includes a single-pole, double-throw switch having a 3-conductor cable for connection to a remote alarm or signal device. Actuated by movement of disc (3), the switch is latched and must be manually reset by arm (10).

An optional gas bleed system (14) can be provided when device is mounted below oil level or used on conservator style transformers and solid liquid filling is required.



4.0 Operation, installation and maintenance

Operation

The float arm detects an increase (due to heating) or a decrease (due to an oil loss) of oil inside the conservator, giving a visible indication (analogic type) through the arrow and when the oil reaches the presetted value for alarm and/or trip a microswitch is activated and an electric signal is provided inside the terminal box.

Installation

Use one magnetic oil level indicator for the conservator of the main tank and one for OLTC conservator (if present); the oil level indicator can be fixed to the conservator using studs & nuts (type B) or screws (type V) M6 (6 pcs) or M10 (8 pcs) with washer and spring washer (see the page 6 for B and V fixing sketches).

Adjusting float arm length

NFG form Y are supplied with adjustable float arm length; this in order to have an optimal calibration of the instrument. Adjustment is very easy: you need only to unloose screw A (please refer to page 9 & 11), adjust float arm to desired length and close screw A again.

Maintenance

Magnetic oil level gauges NFG don't need specific maintenance; we suggest to check regularly contacts during the normal maintenance of the transformer.

5.0 Electric contacts

The contacts are microswitches changeover type and are mechanically operated by a cam.

Following main characteristic of micro switches:

Lever	Stainless steel
Body and pushbutton	Thermosetting composition
Contact material	Silver
Mechanical endurance of contact	1×10^7 cycles
Temperature range	-40°C - +125°C
Standard interruption power AC	AC 250V-5A
Standard interruption power DC	see diagram at page 6
Insulation to earth at 20°C	2.000V
Protection degree of terminal box	IP 55

6.0 Wiring diagrams

Available wiring diagram are (see page 6):

wiring diagram type C1 : gives a signal when oil reaches low level inside conservator

wiring diagram type C2 : gives a signal when oil reaches low or max level inside conservator

wiring diagram type D1 : gives an alarm signal when oil reaches low level and trip signal for very low level inside conservator

wiring diagram type D2 : gives a double signal when oil reaches low level inside conservator

All contacts are operated 3/5 degrees before the arrow reaches the minimum or the maximum level of oil.

3 Mantenimiento

Los aisladores GOB no requieren mantenimiento. En los aisladores con indicador del nivel de aceite, es recomendable anotar el nivel de aceite durante las revisiones rutinarias normales en la central.

PELIGRO

No efectúe tarea alguna en el aislador mientras está bajo tensión. Tampoco lo haga si no está conectado a tierra.

3.1 Tareas de mantenimiento y supervisión recomendadas

1. Limpieza de la superficie del aislador
2. Medición de la capacidad y del factor de disipación dieléctrica ($\tan \delta$)
3. Control por termovisión (cámara de infrarrojos) para detectar puntos de sobrecalentamiento en los conectores
4. Control de fugas
5. Comprobación y ajuste del nivel de aceite

3.1.1 Limpieza de la superficie del aislador

***PRECAUCIÓN:** El disolvente no debe entrar en contacto con la junta del aislador y las uniones de la porcelana.*

En entornos con un índice muy elevado de contaminación, puede ser necesario limpiar la superficie del aislante de porcelana. La limpieza se puede realizar al chorro de agua o con un paño humedecido. Si es necesario, también se puede utilizar alcohol etílico o acetato de etilo.

3.1.2 Medición de la capacidad y del factor de disipación dieléctrica ($\tan \delta$)

Consulte la sección 2.

3.1.3 Control por termovisión (cámara de infrarrojos) para detectar puntos de sobrecalentamiento en los conectores

A la corriente nominal máxima, el terminal externo del aislador suele alcanzar una temperatura de 35-40 °C por encima de la temperatura ambiente. Si las temperaturas son mucho más altas, sobre todo a corrientes de carga bajas, pueden ser síntoma de conexiones deficientes.

3.1.4 Control de fugas

Compruebe visualmente si hay alguna fuga de aceite durante el control rutinario de la central.

3.1.5 Comprobación y ajuste del nivel de aceite

PRECAUCIÓN: Muestras de aceite y análisis de gases disueltos en aceite.

Normalmente desaconsejamos tomar muestras de aceite o abrir nuestros aisladores. El aislador se sella y su estanqueidad se comprueba durante el proceso de fabricación. Dado que para tomar una muestra de aceite es preciso abrirlo, se corre el riesgo de que no quede bien sellado después. Con todo, en el caso de algunos problemas conocidos, por ejemplo, un factor de potencia superior a C_1 , o una fuga visible, puede ser imprescindible extraer una muestra de aceite y analizar los gases o comprobar el nivel de aceite. En tales casos, consulte nuestra ficha de información de producto 2750 515-142: "Diagnóstico y acondicionamiento de aisladores".

En los aisladores equipados con un indicador del nivel de aceite, a $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ éste debe encontrarse en el centro del visor. Las variaciones del nivel de aceite son de unos 3 mm por cada $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Los modelos GOB 750 y 1050 incorporan dos visores; el nivel de aceite a $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ debe situarse a la altura del tapón entre los dos visores. Las variaciones del nivel de aceite son de unos 6 mm por cada $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

En los aisladores sin indicador del nivel de aceite, el nivel se puede comprobar introduciendo una varilla limpia y seca por uno de los dos orificios de llenado de la parte superior. Uno de los orificios lleva un tapón de goma. Empujándolo hacia el interior del aislador se puede comprobar el nivel de aceite. El nivel de aceite correcto es el que se indica en la tabla 5. En el caso de los aisladores montados en ángulo puede ser necesario efectuar la comprobación en ambos orificios y hacer la media. Si el nivel de aceite es demasiado alto, extraiga parte aspirándolo con una manguera fina; si es demasiado bajo, añada aceite de transformador limpio. Tenga en cuenta que solamente se puede ajustar el nivel de aceite cuando el aislador se encuentra entre $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ de temperatura y que después de cada comprobación es recomendable cambiar la junta del tapón. Asegúrese también de apretar el tapón con un par de 20 Nm. Si desea más información sobre la extracción de muestras de aceite, consulte el documento 2750 515-142.

El nivel de aceite del aislador se puede completar con cualquier aceite de transformador limpio y seco disponible en el emplazamiento.

Tabla 5. Nivel de aceite de los aisladores sin indicador de nivel

Tipo GOB	Nivel de aceite A (mm) a $20 \pm 10\text{ }^{\circ}\text{C}$		Variación en el nivel de aceite en mm/ $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ *)
	Fig. 1a	Fig. 1b	
250	110 \pm 8	165 \pm 10	4
325	110 \pm 8	165 \pm 10	5
380	110 \pm 8	165 \pm 10	5
450	110 \pm 8	165 \pm 10	6
550	170 \pm 10	270 \pm 15	7
650	175 \pm 10	275 \pm 15	9
750	275 \pm 15	330 \pm 15	11

*) Aislador en posición vertical.

3.1.6 Desmontaje de aisladores instalados en horizontal

Cuando se extrae del transformador, el aislador está totalmente lleno de aceite. Deje salir una pequeña cantidad y luego tape el orificio de la brida con la junta y la tapa o tapón. Ponga el aislador en posición vertical y ajuste el nivel de aceite como se indica en la sección 3.1.5.

3.2 Eliminación al término de la vida útil

Los aisladores incluyen componentes de los materiales siguientes.

Conductor: cobre o aluminio de baja aleación.

Terminales: cobre, latón o aluminio de baja aleación, en ocasiones chapados en plata, estaño, oro o níquel hasta un espesor máximo de 20 μm .

Aceite de transformador: según IEC 60296, clase 2.

Cuerpo capacitivo: papel y un 1% de hojas de aluminio, impregnado de aceite de transformador.

Tubo central, en el que está devanado el cuerpo capacitivo: aleación de aluminio.

Arandela superior, alojamiento superior, brida, tuerca superior, extensión de la brida y coraza: aleación de aluminio.

Anillo de presión del indicador del nivel de aceite y modelo antiguo del tapón de la toma de pruebas: latón chapado. Modelo nuevo de toma de pruebas: acero inoxidable.

Indicador de nivel de tipo prismático: cristal.

Aislantes: porcelana con base de cuarzo o silicato de aluminio.



**ABB Power Technologies AB
Components**

Dirección para visitas: Lyviksvägen 10

Dirección postal: SE-771 80 Ludvika, SUECIA

Tel: +46 240 78 20 00

Fax: +46 240 121 57

Correo electrónico: sales@se.abb.com

www.abb.com/electricalcomponents

El factor de disipación depende de la temperatura en el cuerpo del aislador, por lo que el valor medido debe multiplicarse por el factor de corrección (multiplicador) indicado en la tabla 4

Tabla 4. Variaciones del factor de disipación en función de la temperatura.

Temperatura en el cuerpo del aislador °C	Factor de corrección a 20 °C
0-2	0,80
3-7	0,85
8-12	0,90
13-17	0,95
18-22	1,00
23-27	1,05
28-32	1,10
33-37	1,15
38-42	1,20
43-47	1,25
48-52	1,30
53-57	1,34
58-62	1,35
63-67	1,35
68-72	1,30
73-77	1,25
78-82	1,20
83-87	1,10

2.9.4 Comprobación de la resistencia de paso

Este método permite detectar fallos muy importantes, tales como disrupciones, en el paso de la corriente, y no es un procedimiento de diagnóstico del aislador.

El método de medición de la resistencia de paso depende del diseño del transformador. Por lo general, se aplica corriente de aislador a aislador y se mide la caída de tensión entre sus terminales externos. La resistencia se calcula aplicando la ley de Ohm $U = R \cdot I$ (donde U es la caída de tensión medida; I es la corriente de paso y R es la resistencia total del circuito).

La resistencia de paso total es la suma de la resistencia del bobinado y los conductores del transformador y la resistencia del conductor y de contacto del aislador. La resistencia adicional provocada por el conductor del aislador no debe ser superior a 150 mΩ. Dado que la resistencia de paso del bobinado de alta corriente de un transformador de potencia típico es del orden de 0,1 a 1 Ω, este método resulta muy poco preciso.

La única manera de detectar contactos imperfectos es efectuando una medición en cada punto de conexión, o bien midiendo el aumento de temperatura durante el funcionamiento con una cámara de infrarrojos (termovisión).



MANUAL

Indicador de la temperatura del aceite OTI Serie 34 Indicador de la temperatura del devanado WTI Serie 35

1. Generalidades

Son indicadores resistentes a condiciones ambientales adversas y han sido diseñados y fabricados para su instalación en lugares externos bajo todo tipo de condiciones ambientales y para funcionar durante mucho tiempo de forma fiable. Para que funcionen de forma fiable, la instalación en el transformador debe efectuarse cuidadosamente.

2. Instalacion

- 2.1. Antes de instalar el indicador, comprobar los daños que pudieran haber sucedido durante el transporte.
- 2.2. No sujetar el indicador por el tubo capilar. No doblar el tubo capilar al desenrollarlo ni torcerlo excesivamente - radio mínimo: 25 mm. Sujetar con abrazaderas el tubo capilar en todo su longitud colocándolas en intervalos de 400 mm aprox. Se puede enrollar el tubo capilar restante en forma espiral con un diámetro mínimo de 100 mm.
- 2.3. Dejar un espacio mínimo del 15% en el termopozo del aceite para la expansión.
- 2.4. Se deben utilizar los accesorios de montaje antivibratorio para evitar el desgaste mecánico que ocasionan las vibraciones del transformador.
- 2.5. Evitar que la caja del indicador instalado esté sometida a temperaturas mayores que 70°C, para los indicadores estándar.

3. Comprobacion de la calibracion

- 3.1. Se ha calibrado en fábrica cada indicador y no es necesario recalibrarlo.
- 3.2. Para comprobar la calibración colocar el bulbo en agua hirviendo (100°C) o en baño de agua con temperatura homogénea y utilizando un termómetro para controlar la temperatura. Medir la temperatura después de transcurridos 15 minutos. Si fuera necesario, ajustar la aguja girando con cuidado el tornillo de la aguja. Si el error es mayor que 5 °C recomendamos contactar con el distribuidor o fabricante.

4. Ajuste de los interruptores

- 4.1. Los microinterruptores se calibran en fábrica.
- 4.2. Se puede ajustar cada microinterruptor de forma independiente utilizando la escala del microinterruptor.
 - 4.2.1. Aflojar el tornillo situado en la aguja roja.
 - 4.2.2. Sujetar el tornillo y girar la escala hasta que la aguja roja, situada debajo del tornillo, se sitúe sobre el punto de la escala correspondiente al punto de contacto elegido.
 - 4.2.3. Apretar el tornillo en esta posición.
- 4.3. Comprobar que la posición de contacto es correcta girando lentamente el eje de la escala, de tal forma que la aguja indicadora de la temperatura apunte a valores de la escala más altos. No se debe girar el eje de la escala en la otra dirección, ya que se puede descalibrar el indicador. Para efectuar la comprobación, el indicador debe estar colocado en posición vertical.

5. Esquema de conexiones

Ver las últimas páginas.

6. Datos técnicos

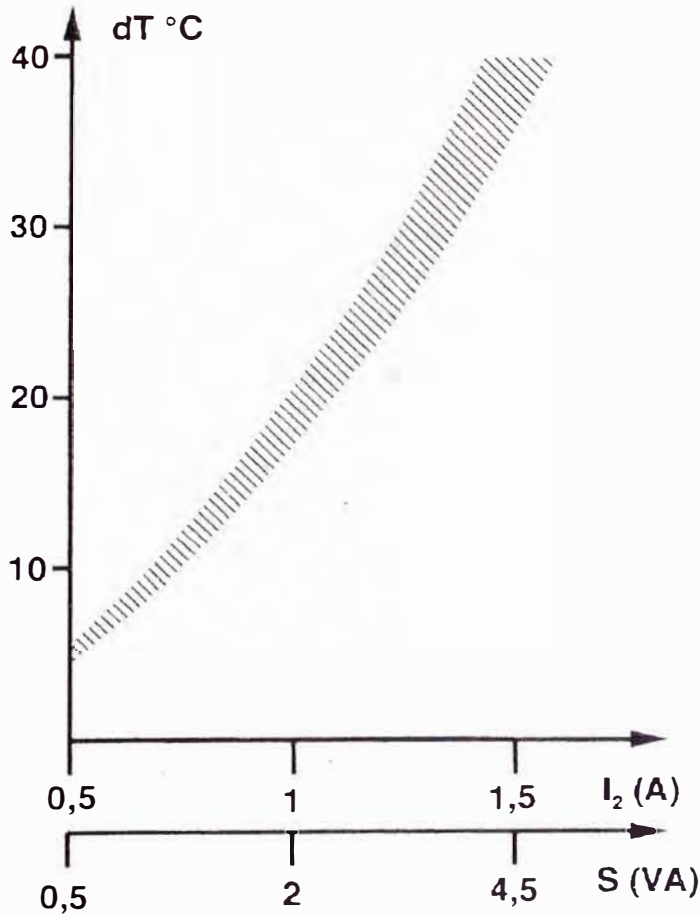
Ver el Boletín 345.



MANUAL/MANUEL

Winding Temperature Indicator WTI Series 35

Gradient



Bulb in oil filled well:
Approximate temperature rise
above oil temperature.

$I_{max} = 2,3$ A continuously
 $I_{max} = 10$ A, 5 s
Thermal time constant (63,2%
value) ca. 9 min.

Guideline for adjustment of heating current.

Keep cover mounted, feed a stable current and wait 45 min.
before reading winding temperature.

Gradient °C for bulb type 11,12,15 and 18.											
	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
Oil temp. 30°C	0,72	0,79	0,86	0,92	0,99	1,04	1,10	1,15	1,21	1,26	1,31
Oil temp. 60°C	0,71	0,78	0,85	0,91	0,97	1,03	1,08	1,14	1,19	1,24	1,29
Heating Current Amp. $I_2 \pm 5\%$											

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD
DIRECCIÓN NORMATIVA DE ELECTRICIDAD**

GUIA DE ENSAYOS DE CAMPO PARA EL DIAGNOSTICO DE EQUIPOS DE POTENCIA



2008

GUÍA ENSAYOS DE CAMPO PARA EL DIAGNÓSTICO DE EQUIPOS DE POTENCIA

INDICE

1. OBJETIVO
 2. BASE LEGAL
 3. ALCANCE
 4. RESPONSABILIDADES Y COMPETENCIAS
 5. DEFINICIONES
 6. ENSAYOS DE CAMPO PARA EL DIAGNOSTICO DE EQUIPOS DE POTENCIA Y COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO
 - 6.1 Ensayos de Devanado
 - 6.2 Ensayos en Bushing
 - 6.3 Ensayos a aceites
 - 6.4 Tap
 - 6.5 Núcleo
 - 6.6 Tanque y Dispositivos asociados
 7. Disposiciones Transitorias
- Anexo A: Métodos para la medición de resistencia de devanado
- Anexo B: Métodos para medir la polaridad
- Anexo C: Bushing
- Anexo D: Procedimientos de Muestreo
- Anexo E: El ensayo ITF
- Anexo F: Procedimiento de inspección general de LTCs
- Anexo G: Especificaciones Tecnicas de Equipos
- Anexo H: Procedimiento Generales previo a ensayos

GUÍA ENSAYOS DE CAMPO PARA EL DIAGNÓSTICO DE EQUIPOS DE POTENCIA

1. OBJETIVO

Establecer los requerimientos mínimos necesarios para el diagnóstico de campo de los equipos de potencia que conforman el sistema eléctrico, tales como transformadores de potencia, reguladores y reactores en aceite.

Así mismo, establecer las actividades necesarias por parte de las empresas concesionarias que desarrollan las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, en cuanto se refiere al mantenimiento de dichos equipos de potencia.

2. ALCANCE:

La presente Guía cubre los ensayos a ser realizados en los diferentes sectores típicos de distribución, dentro de la zona de concesión de los concesionarios de distribución, transmisión y generación de electricidad, en todo el territorio nacional.

La presente norma es de aplicación imperativa para todas las empresas que desarrollan actividades en el sector electricidad orientadas al servicio público, tanto generadoras, transmisores y distribuidoras a nivel nacional y cuyas instalaciones incluyan equipos de potencia tales como transformadores de potencia, reguladores y reactores en aceite (en adelante LAS EMPRESAS).

3. BASE LEGAL

Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.S. N° 009-93-EM.

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - D.S. N° 020-97-EM.

Código Nacional de Electricidad - Suministro.

4. IV.- RESPONSABILIDADES Y COMPETENCIAS:

4.1.-Responsabilidades de los Concesionarios:

4.1.1.-LAS EMPRESAS son responsables de garantizar la aplicación de la Norma, en todas sus instalaciones.

Esta responsabilidad es aplicable también a los ensayos realizados por terceros y aprobados por LAS EMPRESAS, así como a los ensayos realizados por LAS EMPRESAS.

4.1.2.-LAS EMPRESAS brindarán las facilidades y los medios necesarios que le permitan a la Autoridad la verificación del cumplimiento de la norma, cuando ésta así lo requiera.

4.2.-Competencias de la Autoridad:

4.2.1.-El OSINERG establecerá un mecanismo que permita verificar el cumplimiento por parte de LAS EMPRESAS, en relación a la aplicación de la presente norma, así mismo establecerá las sanciones que se aplicarán a los concesionarios por el incumplimiento de la presente norma.

V. DEFINICIONES:

5.1 Bushing (Transformadores de Distribución y Potencia): Estructura aislante que incluye un conductor central o provee un ducto central para un conductor, provisto para montar en una base, conduciendo o de otra manera con el propósito de aislar al conductor de la base y conduciendo la corriente de un extremo de la base a la otra.

Es una boquilla terminal que permite la transición entre la parte conductora externa a la parte conductora interna o viceversa de los equipos de potencia, controlando mediante aisladores los gradientes de tensión.

5.2 Descarga parcial (PD): La descarga eléctrica que sólo puentea parcialmente el aislamiento entre conductores. Es una descarga cuyo trayecto se desarrolla únicamente sobre una parte del aislamiento entre conductores. Se puede producir en el mismo aislamiento o a partir de un conductor.

5.3 Ensayos y medidas de Campo (Equipos de Potencia): Procedimientos que se realizan en el sitio sobre el equipo completo o partes de este, para determinar su conformidad para el servicio.

NOTA - Los parámetros medidos difieren de equipo a equipo y pueden incluir cantidades e eléctricas, mecánicas, químicas, térmicas, etc. La interpretación de los resultados es usualmente basada sobre un cambio en las medidas características y/o por la comparación con un criterio preestablecido. Los ensayos normalmente son llevados a cabo en intervalos regulares basados en la experiencia de usuarios y/o recomendaciones del fabricante. Estos ensayos también pueden realizarse en un equipo defectuoso para determinar su estado y/o causa de falla.

5.4 Factor de Dispersión (Dieléctrico): Es la cotangente del ángulo entre la tensión sinusoidal aplicada a través de un dieléctrico (o combinaciones de dieléctricos) y la corriente resultante a través del sistema dieléctrico.

5.5 Factor de potencia (Dieléctrico): Es el coseno del ángulo entre una tensión sinusoidal aplicada a través de un dieléctrico (o combinaciones de dieléctricos) y la corriente resultante a través del sistema dieléctrico. Relación de la potencia activa y la potencia aparente. Para una máquina es también, el cociente de la resistencia y la impedancia de la misma.

VI- Ensayos de campo para el diagnostico de equipos de potencia y componentes del sistema eléctrico.-

Los ensayos para el diagnóstico de equipos de potencia, son diversos, sin embargo la presente norma cubre los ensayos de campo de transformadores, reguladores y reactores los cuales se describen a continuación.

6.1 Ensayos de Devanado

Los devanados son revisados para evidenciar un desplazamiento físico o distorsión, roturas de conexiones o hilos, espiras cortocircuitadas, o defectos en el aislamiento.

6.1.1 Resistencia de devanado

Objetivo: Comprobar si hay anomalías debido a conexiones flojas, conductores rotos, y alta resistencia en los contactos de los Cambiadores de Tap.

Método: Se mide usando cualquier técnica con puentes o mediante el método Voltamperimétrico. Cuando se usan puentes, un puente de Wheatstone se usa para resistencias $\geq 1 \Omega$. Un puente de Kelvin o un micro-ohmiómetro se usa para resistencias $< 1 \Omega$.

Equipos: Voltímetro, Amperímetro digital, una fuente de alimentación de 12 V (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: Comparar los valores obtenidos por separado en cada fase con los datos originales medidos en fábrica, o con mediciones anteriores. Las variaciones dentro del 5,00 % son consideradas aceptables.

Frecuencias:

- Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.
- Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV.

Para mayor detalle sobre las técnicas de medición de resistencia de aislamiento véase el Anexo A: Métodos para la medición de la resistencia de devanado.

6.1.2 Relación/ Polaridad /Fase

Objetivo: Medir el valor de la relación de espiras del transformador y su polaridad correspondiente.

Métodos:

Para la determinación de la polaridad

Determinación de la polaridad por impulso inductivo.

Determinación de la polaridad por Tensión alterna.

Para la medición de la relación de transformación:

Método Voltimétrico.

Medida de la relación usando una Capacitancia y Puente Adhoc.

Equipos:

Para la medición de polaridad: Dos voltímetros DC y una fuente DC o una fuente Ac y un voltímetro.

Para la medición de la relación de vueltas del transformador: Dos voltímetros AC o una Capacitancia y un puente de factor de potencia.

Actualmente existen muchos equipos integrados que miden la relación y la polaridad (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: La tolerancia de la relación de vueltas debe estar dentro de $\pm 0.50\%$ de los datos en placa (se requieren 200 vueltas para dicha precisión).

Frecuencias:

a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .

b) Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV .

Para mayor información sobre métodos de medición de polaridad véase el Anexo B

6.1.3 Corriente de Excitación

Objetivo: Localizar problemas, defectos en la estructura del núcleo magnético, cambio de los devanados, fallas de aislamiento entre espiras, o problemas en el dispositivo de cambio de Tap.

Método: Comprende una medición de corriente monofásica sobre un lado del transformador. El ensayo se debe realizar a la tensión más alta posible sin exceder la tensión nominal del devanado excitado.

Equipos: Fuente de tensión DC dependiente de la tensión nominal del lado de alta de transformador y un amperímetro DC (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: Consiste en comparar los resultados con un ensayo previo, o con un transformador similar.

Los ensayos iniciales incluyen medidas en la posición media del LTC (Cambiador de Tap bajo carga), la posición neutral, y un paso en dirección opuesta. El resultado puede diferir para varias posiciones de LTC, pero la relación entre las fases debe permanecer sin variar.

Frecuencias:

a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .

b) Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV .

6.1.4 Resistencia de Aislamiento

Objetivo: Verificar el grado de sequedad del aislamiento de los devanados y buen aislamiento del núcleo. También da información sobre daños ocultos en los Bushings.

Método: Es muy importante que la temperatura del sistema del aislamiento sea conocida al realizar el ensayo. La resistencia de aislamiento es muy sensible a la temperatura del aislamiento y varía inversamente proporcional con la temperatura. En algunos sistemas de aislamiento un incremento del 10 °C causará que la resistencia de aislamiento caiga aproximadamente en la mitad. Las mediciones de la resistencia de aislamiento son generalmente corregidas a una temperatura estándar (usualmente 20 °C) usando ábacos o las tablas que han sido preparadas para este propósito.

El tanque y el núcleo deben ser puesto a tierra para este ensayo y los devanados deben ser cortocircuitados. Los devanados que no están siendo probados deben ser puesto a tierra. Los bushings deben ser limpiados cuidadosamente para remover rastros de condensación o contaminación.

Equipos: Megometro hasta 5 000 V (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: Los resultados del ensayo de resistencia del aislamiento pueden ser engañosos a menos que sean tomados en el contexto de ensayos de equipos similares. Se debe revisar los ensayos anteriormente efectuados para establecer una tendencia.

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.1.4.1 Índice de Polarización

Objetivo: Comprobar el buen estado del aislamiento.

Método: Duración de 10 minutos. La resistencia de aislamiento es registrada después de 1 minuto, de nuevo después de 10 minutos. El índice de polarización es el cociente de las lecturas de los 10 minutos y de 1 minuto.

Equipos: Megometro hasta 5 000 V, mas un cronometro.
También puede usarse un equipo portátil e integrado que da el IP exacto. (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: Para transformadores pequeños el índice de polarización es igual a 1 o levemente más alto. Para transformadores grandes puede ser de 1,10 – 1,30. En general, un valor alto indica que el sistema de aislamiento esta en buenas condiciones. Un índice de polarización de menor que 1 indica que debe tomarse una acción correctiva.

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.1.5 **Capacitancia/Factor de potencia/ Factor de Disipación**

Objetivo: Calcular la perdidas dieléctricas debido al envejecimiento normal en un sistema de aislamiento.

Método: El equipo eléctrico a ser probado debe ser aislado, se realiza una inspección visual del equipo para identificar daños externos o condiciones inusuales y registrar los datos de placa.

Las medidas deben ser realizadas siguiendo las instrucciones de operación del equipo de ensayo. Los terminales de conexión deben ser cambiados muchas veces, dependiendo de la complejidad del equipo.

Equipos: Instrumento de medición tipo puente como el puente Schering, una fuente de potencia AC (10-12kV) y un capacitor estándar.
Actualmente existen equipos de ensayos integrados y portátiles.

Interpretación: En caso de transformadores y reactores llenos de aceite nuevos, los factores de potencia no deben exceder 0,50% (20 °C) .
Mientras el factor de potencia para los transformadores antiguos será <0,50% (20°C), el factor de potencia entre 0,50% y 1,00% (20°C) puede ser aceptable; sin embargo factores de potencia >1,00% (20°C) deben ser investigados.

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV .

6.1.6 Descarga Parcial

Objetivo: Localizar averías. Los eventos de PD ocurren dentro del aislamiento en un lugar de vacío o un material extraño como el agua, o en una ubicación donde ha ocurrido daño o deterioro. Este tipo de descarga puede causar una gran degradación del aislamiento y conducir a una eventual falla del equipo.

Método: Una técnica consiste en medir los niveles de ruido en micro voltios (RIV) el otro método es medir las descargas parciales en micro Coulombs.

Equipos: Medidor de Radio ruido (RIV) y/o Medidor de Descargas Parciales.

Interpretación:

RIV: La interpretación de los resultados de este tipo de ensayos se lleva lo mejor posible en el contexto de medidas previas, incluyendo ensayos en fábrica.

PD: Algunos tipos de señales de PD pueden ser fácilmente identificables si se tiene experiencia previa en PD.

Frecuencias:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.2 Ensayos en Bushing

Los bushings varían ampliamente en construcción y son elementos esenciales de un transformador. Estos son relativamente baratos comparados con el costo de un transformador. Sin embargo, su falla puede producir la destrucción total del transformador. Para mayor detalle sobre los tipos de bushing y el ensayo de factor de potencia véase el Anexo D.

6.2.1 Inspección Visual

Objetivo: Revelar defectos tales como porcelanas fisuradas, fugas de aceite y el nivel de aceite.

Método: Examen visual. Un examen más detallado puede revelar roturas en filamentos de la línea, deterioro de uniones cementadas, y contaminación superficial.

Equipos: No se requiere.

Interpretación: Si la cubierta de porcelana esta rota. Las rajaduras que parecen extenderse dentro de cuerpo principal pueden crecer y eventualmente causar fallas. En tal caso, el bushing debe ser reemplazado ya que ninguna reparación en campo es posible.

Frecuencia: Semestral.

6.2.2 Factor de potencia y Factor de Disipación

Objetivo: Detectar la presencia de humedad u otros contaminantes por incremento del factor de potencia.

Método: El ensayo de collar caliente es un procedimiento muy usado para evaluar la condición de una pequeña sección del aislamiento entre la porcelana superior y el conductor central.

Equipos: Collar de caucho, Fuente de alta tensión de 10-12kV. (Para mayor detalle véase el Anexo G)

Interpretación: Los límites de factor de potencia son publicados por los fabricantes y algunos bushing tienen los factores de potencia de fábrica escritos en los datos de placa, las mediciones de campo se deben comparar con los valores de placa. En la práctica, si el factor de potencia del bushing excede el 1,00%, el usuario debe buscar ayuda especializada.

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.2.3 Descarga parcial

Objetivo: Detectar la actividad de descargas parciales en el interior del aislamiento del bushing y así evitar alguna falla.

Método: La presencia de descargas parciales (corona) se mide con PD y RIV, por tanto se debe remover el bushing del transformador y probarlo solo. En un tanque especial.

Equipos: Una fuente de alta tensión (puede ser un transformador o un equipo de ensayo de resonancia serie libre de descargas parciales), detector de descargas parciales o medidor de radio ruido, un capacitor de acoplamiento para acoplar el instrumento de medición a la barra de tensión y un sistema de calibración (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: Depende del equipo de medición por ejemplo el DP con pantalla de osciloscopio, da información relativa a la fase que es útil para la interpretación.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.3 Ensayos a aceites

El aceite mineral se usa como un fluido aislante en la mayoría de los equipos de potencia. Este actúa como aislante y como un medio de transferencia de calor.

Para realizar los siguientes ensayos, es necesario retirar la cantidad necesaria de muestra de aceite.

En la siguiente tabla se indica la cantidad de fluido necesario para realizar el ensayo.

Tabla 1 – Mínimos volúmenes de fluidos para cada ensayo

Ensayo	Norma de referencia	Cantidad de Fluido (mL)
Acidez	ASTM D 974-92	20
Color (campo)	ASTM D 1524-84	10
Resistencia Dieléctrica	ASTM D 877-87	75
Resistencia Dieléctrica	ASTM D 1816-84a	500 ¹
Gas disuelto	ASTM D 3612-93	50 ¹
Tensión Interfacial	ASTM D 971-91	20
Tensión Interfacial	ASTM D 2285-85	15
Conteo de partículas	N/A	100
Factor de potencia	ASTM D 924-92	250
Policlorobifenilos (PCB)	ASTM D 4059-91	10
Lodo	ASTM D 1698-84	50
Contenido de agua	ASTM D 1533-88	50
Visual	Igual que color anterior	
Gravedad específica	ASTM D 1298-85	125
Color (Laboratorio)	ASTM D 1500-91	125
Total:		1400

Los aceites en servicio pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- a) *Grupo I.* Aceites que están en condición satisfactoria para uso continuo.
- b) *Grupo II.* Aceites que requieren reacondicionamiento para servicio adicional.
- c) *Grupo III.* Aceites en condición pobre (el aceite debe ser regenerado o deshecho dependiendo en consideraciones económicas)
- d) *Grupo IV.* Aceites en tan pobre condición que es técnicamente aconsejable deshacerse de estos.

Para mayor detalle sobre las técnicas de muestreo véase el Anexo D

6.3.1 Acidez, Numero de Neutralización

Objetivo: Determina la presencia de componentes ácidos en aceites envejecidos. Indica el cambio relativo en el aceite durante las condiciones de oxidación. La acidez es medida por un Número de Neutralización (NN).

Método: No descrito

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio

Interpretación:

Para una adecuada interpretación de los resultados ver la siguiente Tabla

Tabla 2

Tipo de Aceite	Nivel de Tensión (kV)	Número de Acidez (NN) (mg KOH/g, max)
Aceite Nuevo, como recibido de la refinería		0,03
Aceite envejecido por el servicio - Grupo I	< 69	0,20
	69-288	0,20
	> 345	0,10
Aceite envejecido por el servicio - Grupo II		0,20
Aceite envejecido por el servicio - Grupo III		0,50

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 1 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.2 Rigidez Dieléctrica

Objetivo: Determinar la tensión de ruptura dieléctrica del aceite.

Métodos:

- ASTM D 1816-/84a, utiliza electrodos tipo esféricos aislados, recomendada para el aceite filtrado, desgasificado y deshidratado.
- ASTM D 877-87, utiliza electrodos planos, recomendada para todos los otros equipos.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Interpretación:

Utilizando electrodos Planos

Tabla 3

Mínima Tensión de Ruptura Dieléctrica (kV)	Clase de Equipo (kV)
26	≤69
26	>69-288
26	≥345

Utilizando electrodos esféricos de la VDE

Tabla 4

Mínima Tensión de Ruptura Dieléctrica (kV)	Clase de Equipo (kV)
23	≤69
26	>69-288
26	≥345

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.3 Color

Objetivo: Determinar el color del aceite, indica un cambio relativo en el aceite durante su uso.

Método: No descrito.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Interpretación:

Para una adecuada interpretación de los resultados ver la siguiente Tabla:

Tabla 5

Número comparador de color	Color ASTM	Condición del Aceite
0,00-0,50	Claro	Aceite nuevo
0,50-1,00	Amarillo pálido	Buena condición
1,00-2,50	Amarillo	Aceite envejecido en servicio
2,50-4,00	Amarillo brillante	Condición marginal
4,00-5,50	Ámbar	Condición mala
5,50-7,00	Marrón	Condición severa (regenerar aceite)
7,00-8,50	Marrón oscuro	Condición extrema (desechar aceite)

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.4 Gas Disuelto

Objetivo: Determinar la cantidad de gases específicos generados en el transformador lleno de aceite en servicio. Ciertas combinaciones y cantidades de este gas generado son la primera indicación de un posible mal funcionamiento que eventualmente puede conducir a una falla si no es corregida.

Método: La muestra debe ser obtenida usando jeringas especiales que garanticen una muestra libre de contaminación externa. Este ensayo se debe realizar en un ambiente de laboratorio.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Interpretación:

Considerar los siguientes criterios de evaluación, junto a las tablas 6, 7 y 8.

Cuatro niveles de consideración han sido desarrollados para clasificar los riesgos para el transformador, cuando no hay un historial previo de gases disueltos.

Condición 1 TDCG indica que el transformador esta operando satisfactoriamente.

Condición 2 TDCG indica que el nivel de gas combustible es mayor que el normal.

Condición 3 TDCG indica un alto nivel de descomposición.

Condición 4 TDCG indica una excesiva descomposición. La continua operación podría resultar en una falla del transformador.

La Tabla 6 lista las concentraciones de gases disueltos para los gases individuales y TDCG para las condiciones del 1 hasta el 4. Esta tabla es usada para hacer el acercamiento original de la condición del gas en un nuevo equipo o un transformador recientemente reparado o usado si no hay ensayos anteriores de gases disueltos o si no hay un historial reciente.

Tabla 6 – Concentración de gases disueltos

Estatus	Límites de concentración de referencia de gases disueltos (ppm)							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDCG
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

La Tabla 7 indica los intervalos de muestreo y el procedimiento de funcionamiento iniciales recomendados para varios niveles de TCG (en porcentaje).

Tabla 7 – Acciones basadas en el TCG

Condición	Niveles de TCG (%)	Proporción de TCG (%/Día)	Intervalos de muestra y procedimientos de operación	
			Intervalos de muestra	Procedimiento de operación
Condición 4	≥5	> 0,03	Diario	Considerar fuera de servicio. Consultar al fabricante.
		0,03 – 0,01	Diario	
		< 0,01	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
Condición 3	< 5 a ≥ 2	> 0,03	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
		0,03 – 0,01	Semanal	
		< 0,01	Mensual	
Condición 2	< 2 a ≥ 0,05	> 0,03	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		0,03 – 0,01	Mensual	
		< 0,01	Trimestral	
Condición 1	< 0,05	> 0,03	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		0,03 – 0,01	Trimestral	
		< 0,01	Anual	Continuar operación normal.

La Tabla 8 recomienda los intervalos de muestra iniciales y procedimientos de operación de varios niveles de TDCG (en ppm). Un incremento en la proporción de generación de gas indica un problema de incremento de severidad; por lo tanto, un intervalo más cortó entre muestras.

Tabla 8 – Acciones basadas en el TDCG

Condición	Niveles de TDCG (ppm)	Proporción de TDCG (ppm/Día)	Intervalos de muestra y procedimientos de operación para proporción de gases generados	
			Intervalos de muestra	Procedimiento de operación

Condición 4	>4630	> 30	Diario	Considerar fuera de servicio. Consultar al fabricante.
		10 - 30	Diario	
		< 10	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
Condición 3	1921 - 4630	> 30	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
		10 - 30	Semanal	
		< 10	Mensual	
Condición 2	721 - 1920	> 30	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		10 - 30	Mensual	
		< 10	Trimestral	
Condición 1	≤ 0,05	> 30	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		10 - 30	Trimestral	
		< 10	Anual	Continuar operación normal.

Frecuencia:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 1 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.5 Tensión Interfacial (ITF)

Objetivo: Indicar la tensión superficial entre un aislamiento eléctrico de aceite y el agua. Proporcionar un medio de detección de contaminantes polares solubles y productos del deterioro del aceite.

Método: Esta ensayo puede ser realizada satisfactoriamente en el campo, como también en un ambiente de laboratorio.

Equipo: Tensiómetro.

Interpretación:

Tabla 9

Tipo de Aceite	Nivel de tensión (kV)	Tensión Interfacial dinas/cm, mínimo
Aceite nuevo como recibido de la refinería		40
Nuevo aceite recibido en nuevo equipo		35

Aceite de envejecido por el servicio	≤69	24
	69-288	26
	>345	30
Aceite reacondicionado o regenerado - Grupo II		24

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

Para mayor detalle sobre las técnicas de medición de ITF del aceite véase el Anexo E .

6.3.6 Conteo de Partículas

Objetivo: Determinar el número, tamaño, grado de la composición de partículas presentes en el aceite en servicio.

Indica contaminación del aceite con partículas: la cantidad de partículas en un aceite puede ser correlacionado con factores tales como la tensión de ruptura dieléctrica y puede afectar el factor de potencia del aceite.

Método: La muestra debe tomarse cuando la humedad relativa es < 50%. Esta muestra debe ser transportada a un laboratorio para el análisis.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Interpretación:

Tabla 10

Número relativo de partículas por 10 mL de aceite	Condición Relativa
<1500	Normal
1500-5000	Marginal
>5000	Contaminado

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.3.7 Factor de Potencia

Objetivo: Indicar las pérdidas dieléctricas en el aceite cuando es usado en un campo eléctrico alterno e indica la energía disipada como calor.

Método: Este ensayo se puede realizar en el campo, así como en el laboratorio. Un ensayo visual debe realizarse para asegurar que la muestra no contiene burbujas.

Equipo: Medidor de factor de potencia de aceite.

Interpretación:

Tabla 11

Tipo de Aceite	Nivel de	% Factor de	% Factor de
----------------	----------	-------------	-------------

	tensión (kV)	Potencia a 25°C	Potencia a 100 °C
Nuevo aceite como recibido de refinería		0,05	0,30
Nuevo aceite recibido en nuevo equipo	<69	0,15	1,50
	69-230	0,10	1,00
Nuevo aceite después de llenar y estar parado, antes de la energización		0,10	-
Aceite envejecido por el servicio - Grupo I	<69	0,50	
	69-288	0,50	
	≥345	0,50	
Aceite envejecido por el servicio - Grupo II	<69	0,50	
	69-288	0,50	
	≥345	0,30	
Aceite envejecido por el servicio - Grupo III	<69	1,00	
	69-288	0,70	
	≥345	0,30	

Frecuencia:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 1 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.8 Contenido de Bifenil Policlorado (PCB)

Objetivo: Conocer la condición presente de todos los equipos de potencia considerando la concentración de PCB.

Método: Este ensayo puede hacerse en el campo, como también en el laboratorio. En el campo, existen equipos comerciales disponibles.

Equipos:

Para los ensayos de campo existen kits comerciales que determinan la presencia de cloro en sus diversas formas.

Interpretación: Una baja concentración de PCB (<50 ppm) generalmente indica un riesgo bajo y el aceite es clasificado como no contaminante. Una moderada concentración de PCB (≥50 ppm pero <500 ppm) causa que el aceite sea clasificado como contaminado. Cualquier concentración ≥500 ppm es considerada como si fuera PCB puro.

Frecuencia:

Como mínimo una vez cada 5 años para transformadores todos los transformadores.

6.3.9 Condición de Sedimentación

Objetivo: Determinar si existe sedimento pentano-insoluble presente en el aceite. Este ensayo generalmente no es realizada a menos que el IFT sea <0,26 N/m (<26 dyn/cm) o el NN es >0,15 mg KOH/g de aceite. La presencia de sedimento soluble debe ser una indicación de deterioro del aceite, presencia de contaminantes, o ambos. Esto sirve como advertencia que puede haber formación de sedimento.

Método: Se debe obtener una muestra de 50 mL, se debe añadir 10 mL de n-pentano, la muestra se almacena en un área oscura y fresca por 24 horas. Después se realiza el examen inclinando lentamente el frasco, si existe sedimento aparecerá como una masa oscura en el fondo del frasco. De acuerdo a esto se registra como: a) Sin sedimento, b) Sedimento liviano y c) Sedimento pesado.

Equipo: Recipiente hermético contenedor del aceite.

Interpretación:

Tabla 12

Nivel de Sedimento / sedimento soluble en muestra	Acción Requerida
Ninguno	No requiere acción. Continuar monitoreo.
Liviano	Regenerar el aceite.
Pesado	El aceite debe ser desechado. El sistema debe ser completamente vaciado y nuevo (o regenerado) aceite debe ser adicionado.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.3.10 Inspección Visual

Objetivo: Determinar agua libre o sedimentos tales como partículas metálicas, sedimento insoluble, carbón, fibras, suciedad, etc, en aceites envejecidos, el análisis y diagnostico de estos resultados.

Método: Un examen visual de aceite para colores ASTM y la presencia de sedimento. El aceite debe ser brillante, luminoso, y claro.

Equipos: No se requiere.

Interpretación: Si se observa oscuridad, partículas de aislamiento, productos metálicos corrosivos, así como un cambio inusual de color se debe realizar un examen de laboratorio mas preciso.

Frecuencia: Semestral.

6.3.11 Contenido de Agua

Objetivo: Conocer y controlar la humedad. El agua siempre esta presente en cualquier transformador en forma de humedad. Una vez que el contenido de humedad del aceite es determinado para una temperatura dada, la correspondiente humedad contenida por el papel puede ser estimada.

Método: No descrito.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Interpretación:

Interpretación de % de saturación de agua en aceite

Tabla 13

% Saturación de Agua en el aceite	Condición
0-5	Aislamiento seco
6-20	Humedad moderada Números bajos indican niveles bastante secos a niveles moderados de agua en el aislamiento, mientras que los valores hacia el límite superior indican que el aislamiento es moderadamente húmedo.
21-30	Húmedo
>30	Extremadamente Húmedo

Interpretación de % de humedad por peso de papel seco

Tabla 14

% Humedad por peso seco en papel	Condición
0-2	Papel seco
2-4	Papel húmedo
> 4.5	Papel Excesivamente húmedo

Frecuencia:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.12 Gravedad Especifica

Objetivo: Determinar la densidad relativa de aceite del transformador que es la relación de masa de un volumen dado de aceite con la masa de un volumen igual de agua a la misma temperatura (15 a 60 °C).

Método: No descrito.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Frecuencias:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.4 Tap

6.4.1 Inspección para Load Tap Changer

Objetivo: Comprobar el estado del cambiador de tap.

Método: Véase el Anexo F: Procedimientos de inspección general para LTCs

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Frecuencia:

Los equipos que son utilizados como un dispositivo interruptor de corriente requieren una inspección y mantenimiento periódico. La frecuencia de las inspecciones deberá estar basada en el tiempo de servicio, alcance de uso, y número de operaciones.

Una inspección inicial debe ser hecha sobre el cambiador de tap al final del primer año de operación. Inspecciones posteriores deben ser basadas sobre los resultados obtenidos de la inspección inicial al final del primer año de servicio. Sin tener en cuenta de la medida de los contactos usados, los intervalos de inspección no deben de exceder los cinco años. Realizadas de acuerdo a las instrucciones del fabricante de los Tap.

Para mayor detalle sobre procedimientos de inspección de tap véase el Anexo F.

6.5 Núcleo

6.5.1 Resistencia de Aislamiento

Objetivo: Determinar la resistencia de aislamiento del núcleo.

Método: No descrito.

Equipo: Megometro.

Interpretación:

Tabla 15

Tipo de Equipamiento	Resistencia de aislamiento del núcleo	Condición de aislamiento
Nuevo	> 1000 MΩ	
Viejo en servicio	> 100 MΩ	Normal
	10-100 MΩ	Indica deterioración del aislamiento
	< 10 MΩ	Suficiente para causar la generación de corrientes circulantes destructivas y necesita ser investigado

Frecuencia:

La resistencia de aislamiento del núcleo debe ser medida en intervalos regulares. Este ensayo se debe realizar antes que la unidad sea colocada en servicio o después de modificaciones en el transformador que podrían afectar la integridad del aislamiento del núcleo. Este ensayo también puede ser realizado en otro momento, usualmente durante una inspección mayor.

6.6 Tanque y Dispositivos asociados

6.6.1 Conservadores

Objetivo: Comprobar el buen estado del conservador.

Método: Se debe registrar el nivel de aceite en un lado del recipiente del conservador. Esta lectura se realiza con respecto a la marca 25°C, La temperatura máxima leída debe ser usada para corregir la lectura del nivel de aceite del medidor.

Interpretación: Si el nivel corregido es normal, no es necesaria ninguna acción adicional. Si el nivel corregido es superior o inferior al nivel normal, las mediciones y los cálculos deben ser rechazados.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.2 Sistemas de Enfriamiento

El sistema de enfriamiento consiste de combinaciones de radiadores, bombas y ventiladores.

6.6.2.1 Control del ventilador de enfriamiento

Objetivo: Verificar el estado del ventilador de enfriamiento.

Método:

Control de Temperatura: Se debe ajustar el control maestro en automático.

Control de Carga: Se debe verificar la operación del transformador de corriente.

Interpretación: Si se observa una operación inapropiada se debe de corregir para asegurar un funcionamiento satisfactorio.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.2.2 Rotación de Ventiladores de enfriamiento

Objetivo: Asegurar que el aire fluye en la dirección apropiada.

Método: No descrito.

Interpretación: Correcciones a la rotación debe ser hecha como es indicado por inspección.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.2.3 Inspección visual de ventiladores de enfriamiento

Objetivo: El ventilador debe estar adecuadamente dimensionado con respecto al diseño del sistema de enfriamiento, es importante para asegurar que estos estén operando a su velocidad de diseño y que los ductos de aire no estén bloqueados y los protectores y las aspas no estén dañados.

Método: No descrito.

Equipo: No se requiere.

Interpretación: El flujo de aire irregular puede reducir la eficiencia del sistema de enfriamiento, causando calentamiento. Todos los ventiladores que no trabajen a su velocidad de diseño deben ser reemplazados.

Frecuencia:

Como mínimo una vez al año si son transformadores de 75 kV a más.
La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.3 Sistema de enfriamiento de intercambiadores de calor

Objetivo: Verificar el sistema de enfriamiento de intercambiadores de calor.

Método: Agua de refrigeración: Se debe ajustar la presión del regulador de la bomba de agua. Cualquier cantidad de agua visible en la muestra de aceite es una llamada para sacar fuera de servicio el equipo.

Aire refrigerante: Se examina la superficie de las aspas refrigerantes para buscar señales de contaminación.

Radiadores: Remover desechos que llegan a alojarse entre las aspas o tubos del enfriador de aire.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.4 Sistemas de bombeo de enfriamiento

Objetivo: Verificar el estado de las bombas de enfriamiento.

Método: Presión de bombas: El retiro de una bomba de enfriamiento requiere un preciso conocimiento del arreglo del sistema de enfriamiento.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.5 Fallas de Reles

Objetivo: Verificar el estado de los reles de presión.

Método: Las recomendaciones del fabricante deben ser tomadas en cuenta para el ajuste, reparación, o reemplazo de dispositivos de operación inapropiada.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.6 Medidores

Objetivo: Verificar el estado de los medidores de flujo y de temperatura.

Método:

Medidores de Flujo:

Si la bomba esta encendida y se indica que no hay flujo, la unidad de envío puede estar defectuosa. Si la bomba esta apagada y el medidor de flujo continua indicando flujo, el medidor esta probablemente atracado en la posición de flujo y la unidad de envío o el medidor entero necesita ser reemplazado.

Medidores de Temperatura:

- a) *Calibración de la temperatura superior del aceite:* El medidor debe ser removido del transformador y el bulbo sensor debe ser puesto en unos baños controlado de aceite caliente.
- b) *Calibración del devanado del medidor de punto caliente:* Basado en aumentos de la temperatura medida, o datos de ensayo de un transformador térmicamente duplicado, corriente perjudicial para el calentamiento del devanado del indicador de temperatura del devanado es ajustado en fabrica para simular la misma gradiente en grados Celsius sobre el máximo aumento de aceite como será experimentado por los puntos calientes en el devanado del transformador.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

VII- Disposiciones Transitorias.-

Primera.-

La vigencia de las frecuencias y obligatoriedad de los ensayos, será de cuatro años. Concluida dicha vigencia, deberá efectuarse la actualización correspondiente.

Anexo A

Métodos para la medición de la resistencia de devanado

1.- Método del Voltímetro-amperímetro

El método del voltímetro-amperímetro es a veces más conveniente que el método del puente. Debe ser empleado sólo si la corriente en el devanado del transformador es $> 1 \text{ A}$. Un voltímetro y amperímetros digitales de exactitud apropiada son comúnmente usados. La medida es hecha con corriente directa, y se toman lecturas simultáneas de corriente y tensión usando las conexiones de la Figura 2. La resistencia requerida es calculada de las lecturas de acuerdo con la ley de Ohm.

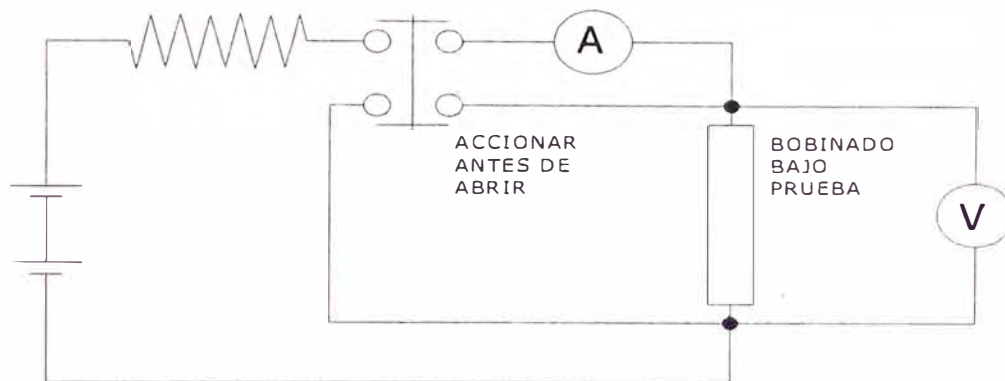


Figura 1 – Medida de la resistencia usando el método de voltímetro - amperímetro

Normalmente se usa como fuente de alimentación una batería de 12 V. Sin embargo, una fuente de alimentación de regulación electrónica también puede ser usada proveyendo un contenido de rizado (ondulación) que es $< 1,00\%$ de la tensión media.

Para minimizar los errores de la medición deben tomarse las siguientes precauciones:

- a) Los instrumentos de medición deben tener tales rangos que las lecturas puedan hacerse tan cerca de la máxima escala como sea posible, y en cualquier caso encima del 70,00% de la máxima escala.
- b) La polaridad de los núcleos de magnetización deben conservarse constantes durante la medición de todas las resistencias.

NOTA - Una inversión en el núcleo de magnetización puede cambiar la constante de tiempo y producir lecturas erróneas.

- c) Los terminales del voltímetro deben ser independientes de los terminales de corriente y deben conectarse lo más cerca como sea posible a los terminales del devanado a ser medido. Esto evita incluir las resistencias de los terminales de corriente, de sus contactos y las resistencias de longitudes extras de los terminales en la lectura.

En general, la bobina mostrará una gran constante de tiempo DC.

Las lecturas no deben ser tomadas hasta que la tensión y la corriente han alcanzado valores estables. Para reducir el tiempo requerido para que la corriente alcance su valor del estado estable, una resistencia externa no inductiva debe ser agregada en serie con la fuente DC. La resistencia debe ser grande comparada a la resistencia del devanado. Será entonces necesario aumentar la tensión de la fuente para compensar la caída de tensión en la resistencia en serie. El tiempo también será reducido asegurando que todos los otros devanados del transformador estén en circuito abierto durante estos ensayos.

Las corrientes normalmente usadas para estas medidas no exceden 15,00% de la corriente nominal. Esto evita el calentamiento del devanado y por tanto se evita el cambio de su resistencia de esta manera. La variación de resistencia no debe excederse en 5,00% de fase a fase.

Precauciones: Si la corriente se apaga de repente, una alta tensión se generará por el devanado. La corriente debe apagarse por un interruptor adecuadamente aislado antes que el personal entre en contacto con el circuito a probar. Alternativamente, el devanado del transformador debe ser cortocircuitado antes de apagar el interruptor de corriente. Esto evita que sea dañada la fuente de potencia o cualquier resistencia conectada en serie.

Para prevenir dañar el voltímetro este debe ser desconectado del circuito antes de prender o apagar el interruptor de corriente.

2.- Puente o Método del micro-ohmiómetro

La conexión del puente y el micro-ohmiómetro del circuito en ensayo es básicamente el mismo. Usando el manual de instrucciones como una guía, los cuatro terminales deben conectarse al circuito que es medido. Dos terminales, uno de potencial y uno de corriente, deben conectarse a cada terminal del circuito a ser medido. Se debe tener cuidado en asegurar el buen contacto de todos los terminales conectados y asegurarse que todos los conductores de ensayo sean iguales (es decir, longitud, medida, y material).

Se debe tener cuidado de conectar los terminales de corriente fuera de los terminales de tensión en los puntos de conexión del circuito de ensayo (ver Figura 3).

Cuando usemos un puente, debe estar balanceado, comenzando el ajuste con el dígito más significativo seguido por el siguiente más significativo, etc, hasta que el puente este balanceado en el punto cero. La medida de la resistencia del conductor se lee directamente en los ajustes del puente. Cuando usamos el micro-ohmiómetro, solamente se necesita hacer una selección de "rango" y la lectura medida es directamente mostrada en el instrumento. Después de obtener la resistencia "medida", R_m , del puente balanceado o del micro-ohmiómetro, ese valor debe corregirse por temperatura, usando el procedimiento dado en 6.1.1.

Este valor de resistencia corregido puede ahora ser comparado con los valores anteriores que fueron corregidos a las mismas condiciones estándar.

Interpretación: La interpretación de resultados es muy dependiente del tipo de conductor que es medido. Algunos conductores consisten en varios alambres paralelos trenzados y detectar un problema con un solo trenzado puede estar más allá de la resolución del puente o micro-ohmiómetro. Si más de un trenzado esta

roto o si hay una conexión interna con alta resistencia, el puente kelvin o el micro ohmiómetro debe detectar la alta resistencia resultante.

Son recomendables las comparaciones de lecturas con otras fases, transformadores iguales, de las medidas anteriores en campo. Las variaciones bajo las condiciones de campo no deben exceder 5,00%.

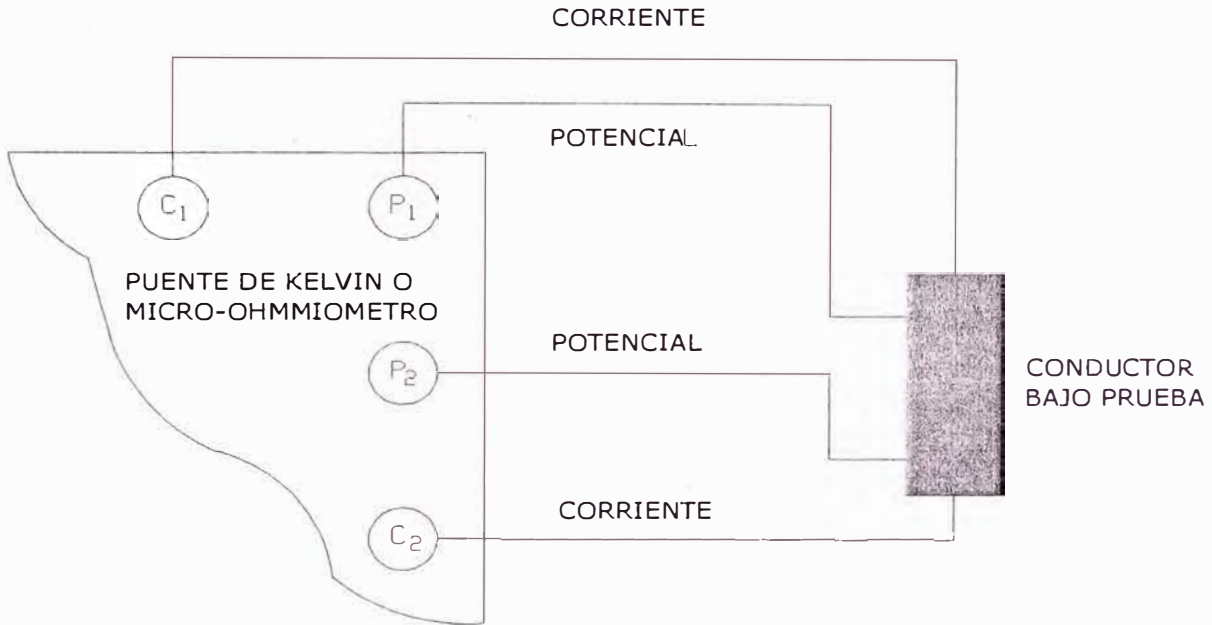


Figura 2 – Típica conexión de medición de baja resistencia

Anexo B

1. Métodos para medir la polaridad

1.1 Medida de polaridad del transformador por impulso inductivo

Puede medirse polaridad por impulso inductivo usando dos voltímetros DC y una fuente de corriente DC. Por razones de seguridad es preferible aplicar la fuente DC por el devanado de alta-tensión.

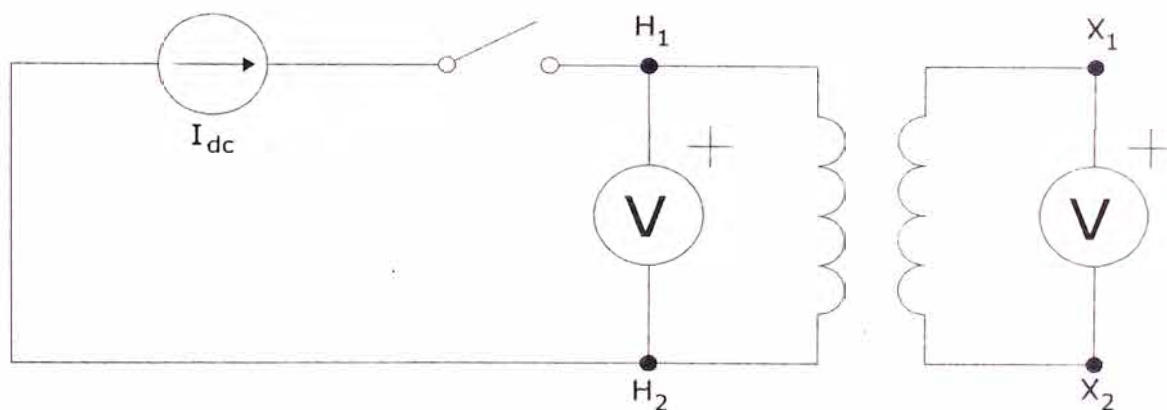


Figura 1 – Polaridad por impulso inductivo

Un voltímetro DC debe ser colocado a través de los terminales H_1-H_2 , con el terminal positivo conectado al terminal H_1 .

Un voltímetro DC debe ser colocado a través de los terminales X_1-X_2 , con el terminal positivo conectado en X_1 .

Una fuente de baja tensión, como una batería, debe ser conectada en los terminales H_1-H_2 , esto causara una pequeña, pero notable deflexión en el voltímetro DC conectado a través de los terminales H_1-H_2 . La conexión de la fuente DC debe ser tal que la indicación de voltímetro DC debe ser positiva. La magnitud de la deflexión no es de interés.

Si la deflexión del voltímetro conectado a través de los terminales X_1-X_2 , es positiva entonces el transformador es aditivo, si la deflexión es negativa entonces el transformador es sustractivo. La polaridad, no la magnitud de la deflexión, es de interés.

Este ensayo debe ser repetido para cada fase del transformador polifásico.

1.2 Medida de Polaridad del Transformador por Tensión Alterna

Si la relación del transformador es < 30 entonces la polaridad puede ser medida usando una fuente adecuada AC, con un voltímetro AC, como se muestra en la Figura 2 .

El transformador debe ser conectado como se muestra en la Figura 2 .

Una pequeña tensión alterna (medida en decenas de voltios), provisto con un transformador de fusible variable, debe ser colocado a los terminales H_1-H_2 .

Si el voltímetro AC indica un valor menor que la fuente de tensión entonces la polaridad será sustractiva. Si el voltímetro indica un valor mas grande que el valor de la fuente de tensión entonces la polaridad del transformador es aditiva.

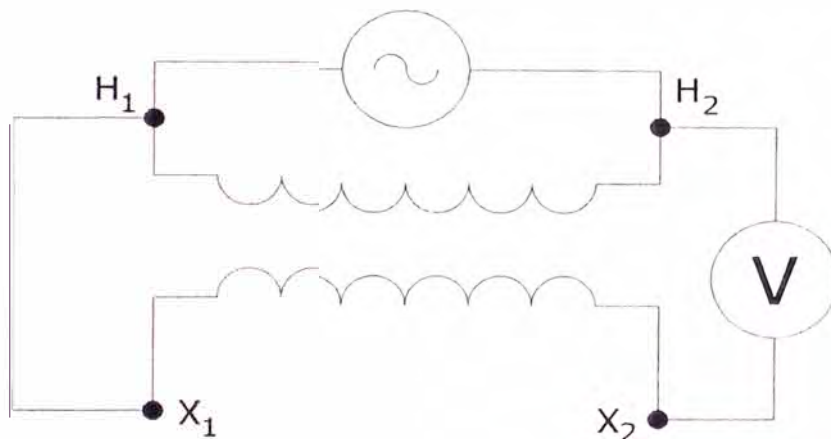


Figura 2 – Polaridad por el método AC

2. Métodos para la medición de la relación de vueltas del transformador

2.1 Método de Voltímetro

Dos voltímetros AC son usados, uno conectado al devanado de alta tensión y el otro conectado al devanado de baja tensión. El devanado de alta tensión es excitado a una tensión que no exceda el rango del voltímetro. Ambos voltímetros son leídos simultáneamente. Un segundo juego de lecturas deben ser tomadas con los instrumentos intercambiados. Los valores indicados deben ser promediados para calcular la relación.

Una medida significativa de la relación puede ser efectuada usando solo unos pocos voltios de excitación. El transformador debe ser excitado desde el devanado de más alta tensión para evitar posibles altas tensiones inseguras. Se debe tener cuidado durante la aplicación de la tensión durante la medida. Es importante efectuar la lectura simultánea de ambos voltímetros.

Los voltímetros usados deben tener la precisión correspondiente a los requerimientos de 0,50% del cálculo de la relación.

2.2 Medida de la Relación usando una Capacitancia y Puente de Factor de Potencia

La relación de transformación puede ser medida con una capacitancia y un puente de factor de potencia (a veces llamado puente de factor de dispersión). Este método proveerá tan buenos resultados con transformadores de potencia como también con transformadores de potencial donde el error del ángulo de fase puede

ser medido. Además, ensayos de alta tensión puede ser realizados hasta el nominal del instrumento, lo cual es frecuente en 10 kV o 12 kV .

Hay muchos excelentes instrumentos disponibles para este propósito. Las instrucciones del fabricante deben ser consultadas para un exacto procedimiento para el puente usado.

Anexo C

Bushings

Los bushings pueden ser generalmente clasificados por su diseño como se muestra a continuación:

a) Tipo Condensador

- 1) Aislamiento de celulosa impregnada de aceite.
- 2) Aislamiento de celulosa adherida con resina.

b) Tipo no condensador

- 1) Núcleo sólido o capas alternadas de aislamiento sólido y líquido
- 2) Masa sólida de material aislante (ejemplo, porcelana sólida)
- 3) Lleno de gas

Para bushing al exterior, el principal aislamiento es contenido en una cubierta impermeable, usualmente porcelana. El espacio entre el aislamiento primario y la porcelana exterior es generalmente aislado con un aceite aislante o compuesto (también, plástico o de espuma). Cualquiera de los tipos de sólidos homogéneos pueden usar aceite para llenar el espacio entre el conductor y la pared interna de la porcelana exterior. El bushing puede usar también el gas SF₆ como un medio aislante entre el centro del conductor y el exterior de la porcelana.

Los bushing pueden ser clasificados generalmente como si estuvieran equipados con un tap de potencial o no, con un tap de potencial o tap de prueba de factor de potencia o electrodo.

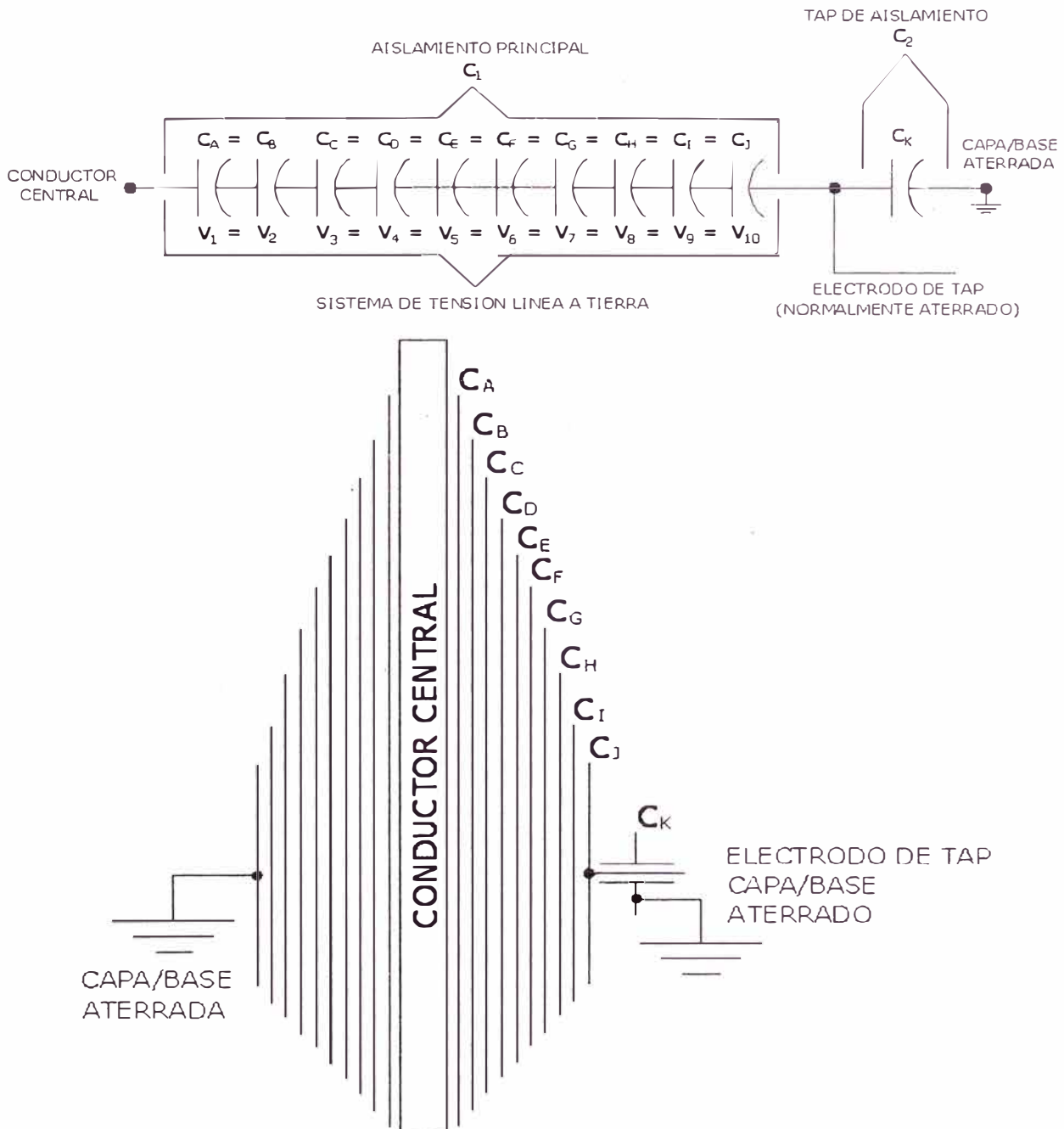
Nota - Tap de potencial son algunas veces también referidos como "capacitancias" o tap de "tensión".

Los bushing sin tap de potencial o tap de factor de potencia que es un dispositivo de dos terminales que es generalmente probado en conjunto (conductor central a base) por el método de GST. Si el bushing es instalado en un equipo, como un circuito interruptor, la medida total del GST incluirá todos los componentes aislantes conectados y energizados entre el conductor y tierra.

Un bushing condensador es esencialmente un condensador concéntrico en serie entre el conductor central y manga a tierra o base. Una capa conductora cerca de la manga de tierra puede ser sacada o llevada fuera a un terminal de tap para proporcionar un espécimen de tres terminales. El bushing sacado es esencialmente un divisor de tensión, de diseño de más alta tensión, el tap de potencial puede ser utilizado para suministrar un dispositivo de bushing de potencial para relés y otros propósitos. En el diseño de tap de potencial también actúa como un terminal de prueba de baja tensión de factor de potencia para el aislamiento principal del bushing, C₁. Referirse a la Figura 1.

Los bushing modernos de valor de alrededor de 69 kV son usualmente equipados con tap de potencial como en la Figura 1. (En algunas raras instancias los bushing de 69 kV son equipados con tap de potencial). Los bushing de 69 kV y menores

pueden ser equipados con un tap de factor de potencia como en la Figura 2. En el diseño de un tap de factor de potencia, la tapa de tierra del núcleo del bushing es removida y terminando en un bushing miniatura en una base de un bushing principal. El tap es conectado a la base aterrada por la tapa enroscable sobre la envoltura del bushing miniatura. Con el casquillo a tierra removido, el terminal del tap esta disponible con un terminal de baja tensión para mediciones de UST sobre el asilamiento principal de un bushing, C_1 , conductor a la tapa cerrada.



NOTAS

- 1 - Capacitancias iguales. C_A hasta C_J , produce igual distribución de tensión del conductor central energizado a la capa aterrada del capacitor y la base.
- 2 - El electrodo del tap esta normalmente puesto a tierra en servicio excepto en ciertos diseños usados con dispositivo de potencial.
- 3 - Para bushing con tap de potencial, la capacitancia C_2 es mas grande que C_1 . Para bushing de factor de potencia. C_1 y C_2 .

Figura 1 – Diseño típico de bushing tipo capacitor.

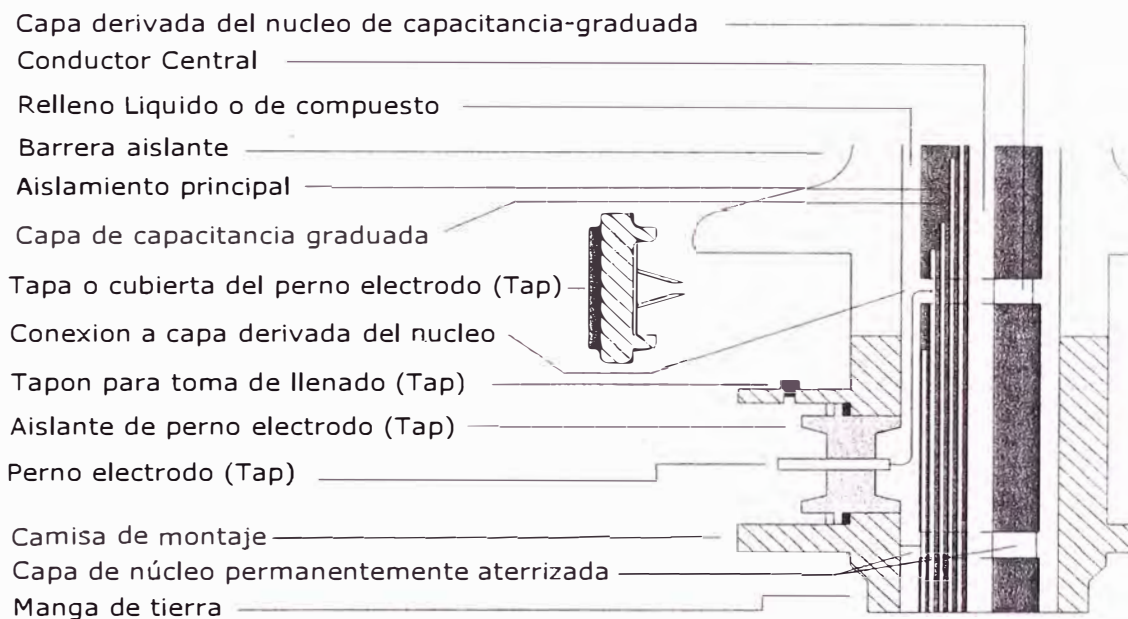


Figura 2 - Bushing Típico con Tap de potencial (>69 kV)

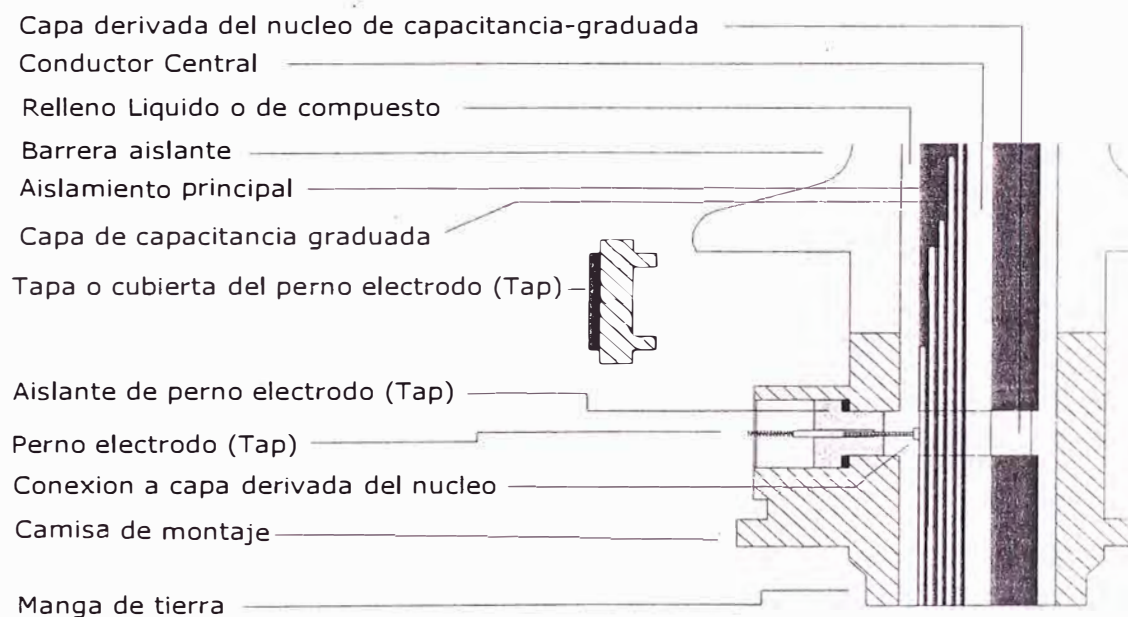


Figura 3 – Bushing Típico con tap de prueba

Anexo D

Procedimientos de Muestreo

La validez del resultado de un ensayo depende en la seguridad que la muestra de aceite es verdaderamente representativa del aceite en el equipo. De esta manera, es esencial que el envase de la muestra este libre de cualquier tipo de contaminantes, que el punto de muestreo dentro del equipo producirá una muestra representativa, y que los taps de muestra y la tubería de conexión sea purgada antes que la muestra sea tomada.

Ordinariamente, las muestras para ensayos físicos pueden ser tomadas en botellas de vidrio de un litro. Las botellas de vidrio son recomendadas como contenedores para muestras por que este puede ser fácilmente inspeccionado para su limpieza. Las tapas de las botellas de vidrio pueden ser de corcho o vidrio para encajar con la tapa enroscable teniendo líneas de corcho o aluminio (rellenos). Los corchos deben ser de buena calidad. NO USAR tapones de goma. Las muestras de gas en aceite pueden ser tomadas en cilindros de acero inoxidable de 150 – o 1000-m/L. Los cilindros de 1000 m/L proporciona bastante muestra para los ensayos físicos y de gas en el aceite.

Los contenedores deben ser enjuagados con un solvente no inflamable, seco, y lavado con abundante jabón espumoso. Entonces deben ser enjuagados a fondo con agua, y secados en un horno a una temperatura de alrededor de 105°C (220°F) por varias horas , y sacados del horno. Deben estar tapados con un corcho mientras aun están calientes. Como las botella frías, deben ser selladas siendo sumergidas hasta el cuello en cera; entonces, las botellas deben ser almacenadas para su futuro uso.

Estas botellas deben ser abiertas solo cuando la temperatura de la botella y la temperatura del ambiente es la misma.

Debido a la importancia de los envases correctamente limpiados y tratados, debe utilizarse los envases aprobados en laboratorio.

1. Muestreo de Aceite de transformadores y circuitos interruptores para ensayos físicas.

Las siguientes instrucciones generales de muestreo debe ser seguido:

- a. Por lo menos de 2 Litros de aceite debe ser tomado como una muestra para ensayos de dieléctricos, acidez y IFT. Dejar espacio en la parte superior del envase que permita la expansión.
- b. Las muestras de los aparatos que están al aire libre se debe tomar en días claros en que la humedad esta cerca de la normal y el aceite esta al menos tan caliente que el aire circúndate. Aceite frío puede condensar bastante humedad del medio ambiente y afectar seriamente las propiedades del aislante y el aceite caliente puede absorber bastante humedad del aire y dar resultados inexactos cuando esta enfriado a la temperatura ambiente.
- c. Las muestras nunca se deben tomar en la lluvia o cuando la humedad relativa de la atmósfera exceda el 70,00%.
- d. Proteger contra viento y polvo.
- e. Cuando se toma una muestra de una apertura, como una válvula, limpiar la tubería a fondo y permitir que bastante liquido fluya hacia fuera (alrededor de un 1 L) para remover cualquier humedad o material extraño.

- f. En un transformador sellado, el cual tiene un vacío, estar seguro para dar salida al transformador antes de tomar la muestra.
- g. Poner la muestra en el compartimiento para congelar de un refrigerador durante toda la noche. Si la muestra es turbia cuando sea vista al día siguiente, esta contiene agua libre. Debido a que el agua libre es indeseable, tome otra muestra para determinar si el agua estaba contenida en el aceite o estaba contenida en el envase.

2. Tomando muestras de aceite para análisis de Gas en el aceite.

- a. Propósito: Este procedimiento ha sido desarrollado para mantener la uniformidad de todas las muestras de aceites tomadas en el campo para un análisis en laboratorio de gases en el aceite.
- b. Generalidades: Los envases especiales de acero inoxidable son usados para coleccionar las muestras de aceite para el análisis de gases usando la cromatografía de gas. Estos envases de acero inoxidable NO son usados para cualquier otro propósito. En el laboratorio se limpia estos envases para eliminar todos los contaminantes y purgar estos con aire seco para su envío al campo.
- c. Preparación para el muestreo:
 - (1) Obtener un cubo para tomar el sobre flujo de aceite del envase del acero inoxidable.
 - (2) Obtener dos porciones de tubo plástico y unir a cada extremo del envase de acero inoxidable. Asegúrese que la distancia entre la tubería y el transformador sea lo más corta posible.
- d. Procedimiento de muestreo: modificación del tap de muestra del transformador puede ser necesaria antes que la muestra sea obtenida.
 - (1) Conecte un tubo plástico corto en la válvula No. 3 y sujete la manga conectora para apretar el sello.
 - (2) Abrir la válvula No. 3 y purgar aproximadamente 1L de aceite o hasta que el aceite sea claro y libre de burbujas.
 - (3) Con el tubo todavía lleno de aceite, conectar a la otra válvula No. 2.
 - (4) Conectar el tubo largo a la válvula No. 1.
 - (5) Sostener el cilindro en posición vertical para su llenado. Durante el llenado, este debe ser inclinado suavemente hacia delante y atrás para que escape cualquier burbuja atrapada.
 - (6) Para llenar el cilindro, abrir las válvulas en el siguiente orden; 1, 2 y 3.
 - (7) Permite que por lo menos 4L de aceite fluya a través del cilindro antes de cerrar las válvulas. Cerrar las válvulas en el mismo orden. (1, 2 y 3).
 - (8) Para el desmontaje:
 - (a) Remover y vaciar la tubería
 - (b) Empacar los cilindros y tuberías en un caja de envío, como reciclado.
 - (c) Complete las hojas de ensayo para todas las muestras y séllelas en el sobre plástico del aceite de ensayo.

3. Tomando muestras de gas para el análisis de cromatografía de gas.

- a. Propósito: Este procedimiento ha sido desarrollado para mantener la uniformidad de todas las muestras de gas tomadas en el campo, mientras se mantenga el objetivo principal de obtener una verdadera muestra representativa que este completamente libre de contaminantes.
- b. Generalidades: Los envases especiales de acero inoxidable o de vidrio son usados para coleccionar muestras de gas para su uso con la cromatografía de

gas. Estos envases de acero inoxidable NO son usado para cualquier otro propósito. En el laboratorio se limpian estos envases para eliminar todos los contaminantes. Estos cilindros de muestra son llenados con nitrógeno seco cuando ellos son enviados al campo. La apertura o cierre de la válvula de escape en el cilindro, como es requerido en el procedimiento, es para crear una turbulencia tal que ocurrirá una acción de "lavado" que removerá el nitrógeno. El purgado y "lavado" es requerido para asegurar que una verdadera y representativa muestra sea obtenida.

Se debe tener un especial cuidado para evitar obtener humedad en la muestra ya que la humedad puede dañar el equipo de análisis.

- c. Procedimiento de muestra: Si es sistema de gas esta bajo una presión positiva; el siguiente procedimiento se aplica; pero, el sistema de gas esta a la presión atmosférica o presión negativa referirse a la parte II.

PARTE I

- (1) Sujetar una mínima longitud de tubería plástica limpia de muestra a la línea distribuidora de muestra del transformador. En la mayoría de casos, aproximadamente 152mm serán adecuados.
- (2) Abrir la línea distribuidora de muestra del transformador, y purgar el tubo plástico de muestra aproximadamente por 15 segundos.
- (3) Conectar el cilindro de ensayo, con ambas válvulas cerradas, mientras la tubería de plástico de muestra se esta todavía agotando.
- (4) Abra la llave de purga en el extremo de transformador del cilindro de muestra.
- (5) Abrir la llave de purga en el extremo de la salida del cilindro por 2 o 3 segundos, entonces cerrar. Repetir este paso 5 veces.
- (6) Cerrar ambas válvulas del cilindro de ensayo (primero el extremo de salida, después el extremo del transformador). Cerrar el distribuidor de muestra del transformador y remover el cilindro de ensayo y el tubo de conexión.
- (7) No envolver con CUALQUIER tipo de cinta alrededor de las válvulas o de los inyectores que llenan los cilindros de la muestra.
- (8) Identificar muestras. Registrar la temperatura del aire al momento de la muestra y la elevación aproximada.

Parte II

Este procedimiento debe ser seguido si la muestra de gas esta a la presión atmosférica o presión negativa.

- (1) Sujetar una mínima longitud de tubería plástica limpia de muestra a la línea distribuidora de muestra del transformador. En la mayoría de casos, aproximadamente 152mm serán adecuados.
- (2) Con ambas válvulas cerradas, conectar el cilindro de ensayo al tubo de muestra plástico.
- (3) La muestra debe ser extraída con una bomba de vacío o con un aspirador de bulbo de mano con una válvula unidireccional conectado a la salida del envase en vez de la vejiga.
- (4) Una válvula en el extremo de la salida del cilindro de muestra mientras la bomba de vacío esta en operación.
- (5) Abrir la llave de distribuidora en el extremo de la salida del cilindro por 2 o 3 segundos, entonces cerrar. Repetir este paso 5 veces.
- (6) Cerrar la llave de purga del transformador al final del cilindro de muestra. Con todas las válvulas de purga cerrados, sacar el cilindro de ensayo y la tubería de conexión.

(7) No envolver con CUALQUIER tipo de cinta alrededor de las válvulas o de los inyectores que llenan los cilindros de la muestra.

(8) Llenar la etiqueta del container y ponerlo en el envase.

4. Muestra de aceites de barriles de aceite o container de envío.

El barril de debe permanecer sin movimiento por varias horas antes de sacar la muestra.

- a. Se recomienda una pipeta de vidrio o pirex para realizar el muestro, por que puede ser fácilmente limpiado. Un tubo de cristal de aproximadamente 910mm de longitud. 25 mm en diámetro, y encintado en ambos extremos es recomendado para la pipeta de muestra.
- b. La pipeta debe ser limpiada antes y después del muestro de la misma manera como limpiando en contenedor de muestra. Cuando no es usado, la pipeta debe ser corchada en ambos extremos.
- c. Desechar la primera pipeta llena de aceite.
- d. Saque la muestra de la siguiente manera:
 - (1) Con la parte superior cubierta con el dedo pulgar, baje el tubo a aproximadamente de 24,40 a 203,20 mm del fondo del barril.
 - (2) Sacar el dedo pulgar de la parte superior abriendo antes que la pipeta se llene de aceite.
 - (3) Poner el dedo pulgar sobre la parte superior de la pipeta y sacar la pipeta llena de aceite al envase de muestra. Sacar el dedo pulgar para permitir que el aceite fluya al contenedor.

5. Transporte: La muestras de ensayo deben ser enviadas:

- a. Correo de primera clase. (Los envases de gas combustible no puede ser enviado por correo aéreo o bulto)
- b. Formas de envío adecuadas.

Anexo E

El ensayo IFT, los equipos y métodos para realizarla en campo

1. El ensayo IFT del aceite por el método Drop-Weight (ASTM D 2285)

- a) Alcance.- Este método describe un procedimiento comparativamente rápido aplicable para su uso en campo, para medir bajo condiciones de desequilibrio, el IFT (Tensión Interfacial) de los aceites de aislamiento eléctricos de origen de petróleo contra el agua.
- b) Resumen del método. - El IFT es determinado midiendo el volumen de una gota del agua en el aceite. Cuanto más grande es la gota del agua, más alto es el IFT del aceite. El instrumento usado para medir el volumen de la gota del agua está calibrado en Newton por Metro para indicar el valor IFT aproximado.

NOTA 1: Este método se basa en el uso de PTA (Técnicas Profesionales Asociadas) VI modelo a o V2; otros tensiómetros del tipo equivalente se pueden utilizar con modificaciones apropiadas para este procedimiento.

2. Detalles del tensiómetro Modelo 6 de PTA.

- a) Equipo.- El Modelo 6 IFT de PTA ha sido aceptado por ASTM como un sustituto adecuado para los modelos VI y V2. Se han preservado las características primarias: No hay cambios en el método usado en ASTM D 2285. El Modelo 6 ofrece un dial casi irrompible hecho de policarbonato (Lexan). El dial tiene 50 calibraciones y dos escalas de número.

Cada línea pequeña de calibración representa 0,001 N/m (1 dyn/cm) por lo tanto, con la escala doble, cada número representa 0,01 N/m (10 dyn/cm) y se debe considerar como 0,01, 0,02, 0,03, etc. Los valores a partir de la 0 a 0,0499 dyn/cm de N/m (0 a 49,9) se leen en la escala más baja. Los valores a partir de la 0,05 a 0,0999 dyn/cm de N/m (50 a 99,9) se leen en la escala superior.

La base de vacío permite que el tensiómetro agarre firmemente cualquier superficie lisa. El tensiómetro es extremadamente estable y ligero, pesa 850 g (30 onzas).

Los orificios del Modelo 6 tienen las mismas dimensiones que los modelos anteriores pero trabajan a máquina con un Luerlock, que permita el relleno fácil del barril; se proporciona un orificio de repuesto; y una jeringuilla (B).

- b) Problemas y soluciones de operación.- Antes de usar el tensiómetro por primera vez, debe desmontar el instrumento. Teniendo la seguridad que la tuerca blanca del Teflón (C) en la tapa del barril, está atornillada firmemente al barril.

Revisar si hay suficiente vaselina para el lacre. Si la vaselina está presente, vuelva a montar la unidad; si no, agregue la suficiente vaselina para formar un buen sello cuando se sujetan firmemente juntos (B) y (C).

1. Problemas y medidas correctivas a ser tomadas.-

- Goteo de agua del orificio. - Compruebe el sello de la vaselina (entre el enchufe del Teflon y la tuerca del plomo).

- El tornillo del micrómetro da vueltas pero no avanzarán.- Desmonte el tensiómetro y apriete la tuerca del embalaje (B) y la tuerca blanca del Teflon encima del barril del tensiómetro (C).
 - Desviaciones excesivas en escala de lecturas durante la calibración.- Compruebe el orificio para saber si hay suciedad o pelusa; compruebe el sello de la vaselina.
- c) Barril del tensiómetro que se llena con agua. - Se quita el orificio y el indicador, el tornillo del micrómetro se retira a la posición máxima, se invierte el tensiómetro, y el barril se llena a desbordar de agua destilada de la EC aproximadamente 25 (77 EF) usando la jeringuilla del llenador que tiene una aguja doblada para este propósito. En este punto, examine el interior del barril para saber si hay burbujas de aire. (es raro que no existan burbujas presentes.) Para quitar estas burbujas de aire pequeñas: Empuje el émbolo de la jeringuilla del llenador en el barril de la jeringuilla. Coloque el tensiómetro en la posición invertida; inserte la aguja de la jeringuilla del llenador en el barril del tensiómetro; entonces con el émbolo de la jeringuilla, quite cerca de 5 a 10 por ciento del agua. Coloque el tensiómetro en una posición horizontal e inclinando el barril del tensiómetro, las burbujas de aire pequeñas van formando una burbuja de aire grande (formada quitando el agua del barril) sobre las burbujas pequeñas. Coloque el tensiómetro en la posición invertida. Llene la jeringuilla del llenador de agua y expela las burbujas de aire. Ponga el extremo de la aguja doblada de la jeringuilla del llenador bajo superficie del agua en el tensiómetro y llene el tensiómetro a desbordar y retire la aguja. Una el indicador y el orificio. Continué hasta que no se expela nada sino el agua del orificio. El tensiómetro debe ahora estar libre del aire.
- d) Calibración del tensiómetro.- El tensiómetro libre por completo del agua destilada en EC 25 (77 EF) y vacío de aire se coloca en el soporte del montaje. El cubilete 50-mL que contiene por lo menos media pulgada de agua destilada se coloca en la plataforma del cubilete del soporte del montaje. Se baja el tensiómetro hasta que la extremidad del orificio está a 6,4 milímetros (0,25 adentro) de la superficie del agua.

La temperatura del agua en el orificio puede diferenciarse de la del agua en el tensiómetro; por lo tanto, substituya el agua en el orificio dando vuelta al dial a la derecha hasta que cincogotas del agua se han expelido. Pare todo el movimiento del dial inmediatamente como la gota pasada sale de la extremidad del orificio.

Registre la lectura en la escala, después expela una sola gota del agua y registre la lectura en otra escala. La segunda lectura menos la primera lectura iguala el volumen, en términos de divisiones en la escala, de una gota de agua expelida en aire.

El promedio de 10 "gotas en aire" se toma como la calibración del orificio del agua en aire. Cualquier lectura que se desvía 0,20 del promedio se desecha; y si alguna lectura se desvía 0,40 del promedio, se desecha la serie entera y la causa de tal desviación se debe determinar. La salida de aire es generalmente la fuente de variación, la suciedad y pelusa en el orificio también pueden ser causa. La gota de la calibración se debe comprobar cada día que el tensiómetro deba ser utilizado para asegurar resultados exactos. La gota de la calibración se debe determinar antes de comenzar el programa

de ensayo del día porque el procedimiento de la calibración obtiene no sólo el volumen de la gota, en términos de divisiones en la escala, sino que también es un indicador en cuanto al funcionamiento del instrumento.

Un instrumento que no está funcionando correctamente no producirá gotas dentro de los siguientes límites de las especificaciones del método de ensayo.

Se da un ejemplo para determinar la gota de la calibración:

A = Lectura del dial antes de la gota que expele.

B = Lectura del dial después de la gota que expele.

C = B - A (Divisiones de la escala para gota del agua en aire. En promedio 10 gotas igualan la calibración del tensiómetro.)

	B	-	A	=	C
1	40,00	-	31,20	=	8,80
2	49,00	-	40,00	=	9,00
3	58,20	-	49,00	=	9,20
4	67,10	-	58,20	=	8,90
5	76,10	-	67,10	=	9,00
6	85,30	-	76,10	=	9,20
7	94,50	-	85,30	=	9,20
8	53,60	-	44,50	=	9,10
9	62,80	-	53,60	=	9,20
10	71,80	-	62,80	=	9,00
					9,06

Dividiendo el total por 10 (el número de gotas), el número que resulta (9,06) representa el promedio de las 10 lecturas que es el valor de la calibración del tensiómetro. Restando la lectura No. 1 (8,80) del promedio (9,06) la diferencia (0,26) es mayor que el 0,20 especificado y los 8,80 leídos deben ser desechados. Otra gota era medido el valor de esta gota (0,10) substituyó la gota 8,80. El total final para 10 gotas era 90,90 que levantaban el nuevo valor de la calibración a partir del 9,06 a 9,09.

(1) Instrucción importante. - Repase los ajustes del tensiómetro del ejemplo antes dicho para las gotas 7 y 8. Es evidente que los ajustes de A y de B para la gota 7 son una continuación de los ajustes de gotas precedentes; sin embargo, los ajustes de A y de B para la gota 8 son decididamente diferentes. Era evidente que las nueve divisiones adicionales agregadas al ajuste de B (94,50 divisiones) para la gota 7 darían un valor de 103,50 divisiones. Un examen del tensiómetro demostrará que 94,50 de la escala superior del dial corresponde a 44,5 en la escala más baja. Ésta es la técnica usada para evitar lecturas del tensiómetro por encima de 100 divisiones. El repaso de los datos enumerados arriba, será observar que los valores para las gotas 1 y 2 fueron tomados de la escala más baja mientras que para las gotas 3, 4, 5, 6, y 7, la escala superior fue utilizada. El valor para 8A fue tomado de la escala más baja, los valores restantes de 8B eran de escala superior.

- e) Preparación del equipo antes de ensayos del aceite. - Coloque el tensiómetro con el orificio unido (la unidad debe estar llena de agua y liberar de burbujas de aire) en el sostenedor. Limpie el orificio de la tubería del tensiómetro libre del aceite con papel sin pelusa, evitando cualquier movimiento ascendente que pueda encajar un poco fibra en el orificio agudo

PRECAUCIÓN: No utilice un solvente de aceite en el orificio o el barril. Fuerce algunas gotas del agua a través del orificio dando vuelta al dial de policarbonato, así limpiará el orificio. La contaminación en el barril o el orificio puede ser quitada desmontando el tensiómetro y limpiando las piezas con un chorro de agua con agua destilada. No utilice los detergentes para limpiar el barril. Seque a fondo y vuelva a montar. Sea firme al sustituir el sello de la vaselina.

Limpie el envase de muestra (cubilete) quitando cualquier aceite residual, limpiar con un chorro de agua. (La nafta del benceno o del petróleo puede ser utilizada; sin embargo, son inflamables.) Permita que el solvente se evapore, después lave con detergente, y aclárelo a fondo en el agua fría de un golpecito seguido por el agua destilada. Coloque los cubiletes en una posición invertida sobre una toalla limpia y seca.

- f) Método De Ensayo.- El equipo, la muestra, y el agua destilada deben estar a una temperatura común preferentemente de EC 25 (77 DE) más o menos la EC de I (más o menos 1,8 EF). El control absoluto de esta temperatura no es posible en el campo; sin embargo, pruebe cerca de esta temperatura cuando sea posible. Evite definitivamente los grandes cambios de temperatura particularmente al probar las muestras de comparación tomadas en los intervalos especificados del tiempo.

NOTA 2: Este método es un procedimiento comparativamente rápido aplicable para su uso en campo. Por lo tanto, la filtración agrega un paso adicional indeseable. También, se anticipa que las muestras del aceite dibujadas del equipo eléctrico en el campo no contendrán el lodo de aceite pesado, como tal puede ser encontrado en las muestras tomadas de los ensayos de oxidación del laboratorio, que interferirían con la determinación de IFT.

(1) Reemplace el cubilete 50mL usado para establecer el volumen de la gota de la calibración con un cubilete de la misma capacidad. Vierta la muestra sin filtro de aceite en este cubilete a una profundidad de por lo menos de 25,4 milímetros (1 adentro). Coloque el cubilete que contiene la muestra en la tabla del tensiómetro, un tensiómetro más bajo que el aceite hasta que la extremidad del orificio se sumerge cerca de 12,7 milímetros (0,50 adentro) en el aceite.

(2) Registre la lectura del dial. Expela una gota del agua. Registre la lectura del dial. Reste la primera lectura de la segunda lectura y registre la diferencia. (Volumen)

(3) Expele sobre los tres-cuartos del volumen de agua encontrados en el párrafo (2) permita que esta gota envejezca por 30 segundos.

(4) Expele, lentamente, bastante agua para hacer bajar la gota de modo que el tiempo total sea de 45 a 60 segundos.

(5) Observe el volumen de agua en la gota en términos de divisiones en la escala. Esta lectura da el IFT de un aceite de media densidad.

Ejemplo:

Lectura de escala antes que expela la gota agua = 40,00

Lectura de escala después que la gota expele del agua = 86,60 divisiones

Volumen de agua en la gota, $86,60 - 40,00 = 46,60$ divisiones

Aproximadamente $3/4$ de $46,60 = 35,00$ divisiones

La lectura de la escala después de expeler la gota de ensayo era 86,6, divisiones en la escala superior. Esto corresponde a 36,60 divisiones en la escala más baja. Agregue 35 divisiones (aproximadamente tres-cuartos del volumen de la gota de ensayo) la lectura de escala (36,60 divisiones). Dé vuelta al dial a 71,60 y permita que la gota envejezca 30 segundos. Entonces dé vuelta al dial lentamente hasta que la gota del agua baja del aceite. El tiempo transcurrido total a partir del tiempo que la gota se comienza a formar en la extremidad del orificio hasta que cae de la extremidad no debe exceder 60 segundos.

Fijar la escala en 60 segundos = 83,00 divisiones
Escala mínima fija en 0 segundos = -36,60 divisiones
Igual al volumen de la gota de agua = 46,40 divisiones
Volumen x 0,001 IFT iguales de aceite = 0,0464 N/m

Anexo F

1. Procedimientos de inspección general para LTCs

En el ciclo de operación de todo los LTCs, los tap adyacentes deben ser conectados juntos en el punto de transferencia de corriente de un tap a otro. En un LTC, una impedancia es introducida entre estos tap para controlar la corriente circulante en el punto donde los taps están conectados juntos. En los primeros diseños, los reactores fueron usados como impedancias de transición, mientras que en los diseños más recientes utilizan resistencias. En la operación de transferencia de carga, la corriente es interrumpida por un interruptor desviador. Este interruptor puede ser un interruptor de arco en aceite o un interruptor de vacío.

Los equipos que son utilizados como un dispositivo de interrupción de corriente requieren de inspección y mantenimiento periódico. La frecuencia de las inspecciones deberá estar basada en el tiempo en servicio, el alcance de uso, y el número de operaciones. Los intervalos de inspección descritos abajo son indicativos de valores usados frecuentemente. Sin embargo, los intervalos reales que se utilizaran serán aquellos especificados por el fabricante a menos que la experiencia operacional anterior indique que inspecciones mas frecuentes son necesarias. Una inspección inicial debe ser hecha sobre el cambiador de tap al final del primer año de operación. Las inspecciones posteriores deben estar basadas sobre los resultados obtenidos de la inspección inicial en el final del primer año de servicio. Sin importar la medida de los contactos usados, el intervalo de la inspección no debe de exceder de cinco años.

El LTC puede ser suministrado en un compartimiento separado, el cual es soldado o empernado al tanque del transformador, o puede ser este situado dentro del tanque del transformador. Generalmente, el reactor de transición de los cambiadores de tap, ya sea con el interruptor derivador de arco o con el interruptor en vacío derivador, son construidos dentro de un compartimiento separado. La resistencia de transición de cambiador de tap algunas veces es localizada en un tanque separado y algunas veces dentro del tanque principal del transformador. Estos cambiadores de tap localizados dentro del tanque del transformador tiene dos componentes principales. El primero es un tanque aislador cilíndrico separado que contiene el interruptor derivador y la resistencia de transición. Este tanque es sellado, así que el aceite dentro de este no puede ser mezclado con el aceite principal del transformador. Directamente debajo del tanque sellado del interruptor derivador será localizado el selector de tap y el interruptor selector de cambio. Ya que no ocurren arcos en estos interruptores, estos pueden estar localizados en el aceite principal del transformador. Por consiguiente, ya que estos están localizados dentro del tranque principal del transformador, la inspección de estos contactos no puede ser hecha sin quitar el aceite en el tanque de transformador. Sin embargo, los interruptores derivadores pueden ser removidos de este tanque cilíndrico para inspección sin quitar el aceite del tanque del transformador.

Mientras este todavía en servicio, el compartimiento LTC separado puede ser inspeccionado con un escáner infrarrojo (Véase Anexo D). Normalmente la temperatura del compartimiento puede ser unos pocos grados Celsius menor que la del tanque principal. Cualquier temperatura aproximada o superior que la del tanque principal indica un problema interno. Antes de abrir el compartimiento de LTC, este se debe inspeccionar para observar síntomas externos de potenciales problemas. Cosas tales como la integridad de la pintura, fugas por las soldaduras, integridad del sello de aceite, dispositivo de presión de alivio, y medidor de nivel de aceite son todos los ítems que deben ser inspeccionados antes de entrar al LTC.

A continuación de la desenergización, el compartimiento separado del LTC debe ser drenado de aceite para una inspección interna. Antes de abrir el compartimiento del LTC, la empaquetadura de la puerta debe ser inspeccionada para señales de deterioración. El suelo del compartimiento debe ser inspeccionado para encontrar desechos que puede indicar un desgaste anormal y superficies lisas deben ser inspeccionadas para encontrar señales de excesivo uso.

2. Procedimientos específicos de inspección para LTCs

Los siguientes puntos de chequeo deben ser dirigidos y el manual del fabricante deberá ser consultado para detalles que aseguren la ausencia de problemas y asegurar su apropiada operación en el futuro.

a) Inspección y mantenimiento del equipo cambiador de tap con carga tipo resistiva y tipo reactiva montado en un compartimiento separado.

- 1) Función de los interruptores de control
- 2) LTC en posición de parada
- 3) Presión del perno
- 4) Señales de humedad tales como enmohecimiento, oxidación, o agua libre.
- 5) Las separaciones mecánicas como es especificado en libro de instrucciones del fabricante.
- 6) Operación y condición del tap selector, cambiador del selector, e interruptores de transferencia de arco.
- 7) Operación del mecanismo de arrastre.
- 8) Contador de operaciones.
- 9) Operación del indicador de posición y su coordinación de esta con el mecanismo y la posición del tap selector.
- 10) Límite de operación del interruptor
- 11) Integridad del bloque mecánico
- 12) Apropiaada operación de la manivela y el interruptor de seguridad
- 13) Condición física del tap selector
- 14) Libertad de movimiento del montaje externo del eje.
- 15) Grado de erosión de los contactos de arco estáticos y móviles.
- 16) Inspección del tablero de barras para pistas y grieta.
- 17) Después de llenar con aceite, virar manualmente a lo largo del rango entero.
- 18) Tensión de ruptura dieléctrica del aceite.

Finalmente, el compartimiento del tap selector debe ser llenado con aceite limpio del transformador limpio. Debe ser removida toda carbonización que pueda haber sido depositada.

b) Inspección y mantenimiento del equipo de cambiador de tap con carga tipo reactancia (tipo vació) montado en un compartimiento separado.

Se debe seguir la lista de verificación para el equipo de cambiador de tap con carga tipo resistiva (tipo arco). Adicionalmente, debe ser también verificado lo siguiente:

- 1) Desgaste del interruptor de vació (erosión de contactos) y presencia de vació.
- 2) Operación del sistema de supervisión del vació
- 3) Coordinación de los envases del vació con el mecanismo selector

Debe haber solo cantidades muy pocas de carbón. La resistencia dieléctrica del aceite debe ser probado y esto debe estar generalmente limpio si el LTC ha sido

operado apropiadamente. Referirse al manual de instrucciones del fabricante para los detalles sobre el llenado de aceite del compartimiento. La mayoría de LTC de vacío requiere que el llenado de aceite bajo vacío se efectúe usando aceite desgasificado.

3. Cambiadores de Tap para operación desenergizada – Procedimiento de inspección general

Los cambiadores de Tap para operación desenergizada esta normalmente localizados en el devanado de más alta tensión del transformador de potencia. Su propósito es ajustar la relación de vueltas entre los devanados primario y secundario. Debido a que este dispositivo es básicamente un interruptor, pocos ensayos están disponibles con respecto a su apropiada operación. El mal funcionamiento es generalmente indicado por la generación excesiva de gases combustibles en el aceite. Estos gases pueden ser un indicativo de metal caliente en el aceite sin implicación celulósica.

Los cambiadores de Tap desenergizados están situados dentro del tanque del transformador. Por lo tanto para inspeccionar este equipo, es necesario drenar el aceite a tal nivel que el cambiador de tap este disponible para su inspección.

Los Diagnósticos de verificación normalmente involucran la verificación del alineamiento de los contactos, de la presión de contactos, y de la inspección visual. Los ensayos que involucran la operación de los cambiadores de tap para operación desenergizada se deben realizar con el equipo desenergizado. Las fallas al hacerlo darán lugar a violentas fallas en el equipo y podría causar severos daños al personal. El diagnostico de verificación se realizará como se muestra a continuación:

a) *Alineación:* Después de la operación, se debe verificar la colocación correcta realizando un ensayo de relación de vueltas. Esta verificación determina el apropiado alineamiento de los contactos del cambiador de tap para operación desenergizada sin entrar al tanque del transformador. El incorrecto alineamiento de los contactos puede ser la causa de altas temperaturas del contacto y finalmente resulta en una falla del transformador de potencia. Esta es normalmente el primer ensayo que se realizará sobre el cambiador de tap.

Un probador de relación de vueltas de un transformador es conectado a los devanados de alta y baja tensión de la fase a ser probada. Después de anular el medidor, el cambiador de tap de operación manual es lentamente movida en una dirección antes que el cero sea perdido. La posición de la manija es marcada sobre una cara de la placa del selector. La manija de operación es entonces movida en la dirección opuesta antes que el cero reaparezca y se pierda posteriormente otra vez. Esta nueva posición es también marcada sobre la placa del selector. La operación manual es restaurada a la posición de encendido. La ubicación final de la operación manual debe estar a la mitad entre las dos marcas. Cualquier desviación significativa es un indicativo del mal alineamiento y requerirá reparaciones antes que el transformador sea re energizado. El procedimiento anterior debe ser repetido para todos los ajustes de tap.

b) *Presión de contactos:* Cualquiera de las técnicas descritas en el numeral 6.1.1 se pueden utilizar para medir la resistencia. Los valores medidos de la resistencia deben ser corregidos a valores de fábrica. Cualquier desviación substancial (incrementos excesivos sobre los valores de fabrica) podría indicar una presión de contacto inadecuada. Adicionalmente, si el transformador también tiene LTC, el interruptor de LTC debe estar en posición NEUTRAL para comparar las lecturas de

las resistencias medidas con los valores de fábrica. En los transformadores monofásicos o conectados en estrella, cualquier fase que tiene una resistencia significativamente alta tiene un contacto sospechoso. En configuración delta, el devanado simple entre el bushing donde una lectura significativamente alta ha sido obtenida tiene un contacto sospechoso. Las otras lecturas en el delta serán afectadas, pero en un menor grado. La medición debe ser realizada sobre cada posición del tap del cambiador de tap para operación desenergizada.

Si cualquiera de las mediciones de las resistencias son anormales, el aceite debe ser removido y el interruptor de cambiador de tap debe estar aislado. La medición de resistencias se debe repetir a través del interruptor aislado para confirmar el supuesto defecto antes de intentar reparar.

Visual: La falla de los ensayos de alineamiento y presión de contacto para revelar un problema con un cambiador de tap para operación desenergizada requerirá la realización de una inspección visual. Este ensayo debe ser realizado como último recurso ya que el aceite es retirado del transformador. Los esfuerzos extraordinarios pueden ser requeridos para observar el cambiador de tap si el acceso es difícil. Por ejemplo, un dispositivo visor flexible de fibra óptica puede ser requerido para ver el cambiador de tap. El cambiador de tap debe ser examinado por señales de quemaduras o de pistas (formación de un camino conductor carbonizado sobre la superficie del material). Cualquier daño debe ser corregido antes de restaurarlo.

Anexo G

Especificaciones Técnicas de Equipos

Termómetro Digital

Especificación	Valor
Rango de medición	-50°C a 200°C
Resolución	0.1°C
Frecuencia de muestreo	2.5 por segundo
Precisión	± 1°C
Polaridad	Automática

Micrómetro Electrónico

Especificación	Valor
Rango de Medida	1μΩ a 300mΩ
Corriente de Prueba	10A a 200A
Precisión	1%
Alimentación	220V
Temperatura de operación	-10°C a 50°C

Medidores de Aislamiento

Especificación	Valor
Tensión de prueba	5000V
Rango de operación	200KΩ a 100GΩ (1) 100GΩ a 1TΩ (2)
Corriente de Fuga	1mA a 2mA
Precisión	±5% (1) ±20% (2)
Resistencia a polvo y agua	IP40

Medidores de Relación

Especificación	Valor
Alimentación	220V a.c
Frecuencia	60 Hz
Batería	12 V c.c
Tensión de Excitación	8, 40 o 80 Vrms.
Rango	8 Vac: de 0,80 a 4000 40 Vca: de 0,80 a 10000 80 Vca: de 0,80 a 10000
Precisión	8 Vca: ±0,10% (De 0,80 a 2000) ±0,25% (De 2001 a 4000) 40 Vca: ±0,10% (De 0,80 a 2000) ±0,15% (De 2001 a 4000) ±0,30% (De 4001 a 10000) 80 Vac: ±0,10% (De 0.8 a 2000) ±0,15% (2001 a 4000) ±0,25% (4001 a 10000)

Medidor de Radio Ruido

Especificación	Valor
Rango de Frecuencia	550 kHz - 1,50 MHz
Tiempo de levante	1 ms
Tiempo de descarga	600ms
Exactitud	±2,00 dB
Oscilación de radiación	< -76 dBm

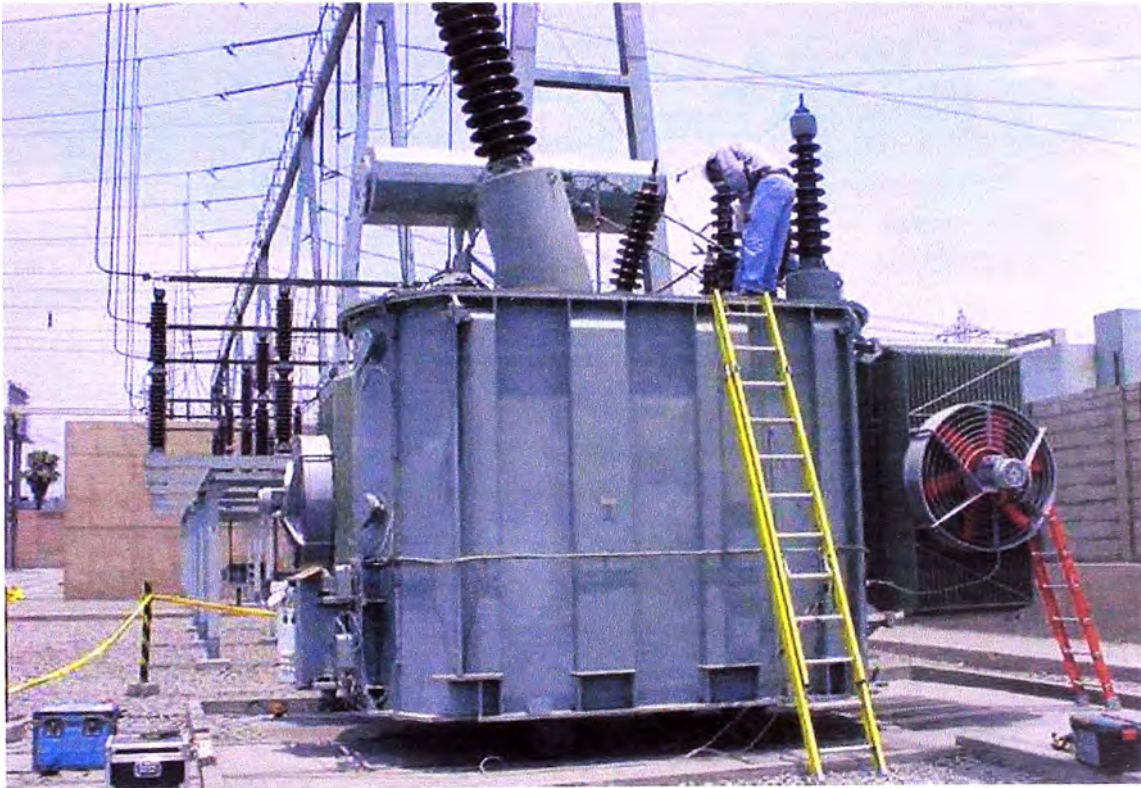
Multímetro Digital

Especificación	Valor
Exactitud	1
Máxima resolución - tensión	0,10mV
Máxima resolución - corriente	0,01mA
Tensión máxima	1000V
Corriente máxima	10A
Resistencia máxima	50MΩ
Frecuencia máxima	100Khz

Anexo H

Procedimientos Generales previos a ensayos

1.- Inspección visual previa al ensayo



2.- Delimitación del área de prueba mediante señales fácilmente visibles



3.- Limpiar correctamente las partes a ser probadas



4.- Realizar el conexionado del equipo para el ensayo



5.- Una vez verificadas las conexiones se procede a realizar el ensayo

