

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES INDUSTRIALES

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

ARNALDO GEINER LAZARO BUSTAMANTE

**PROMOCIÓN
2003- II**

**LIMA – PERÚ
2010**

MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES INDUSTRIALES

Agradezco a mis padres Miguel y María, a mis hermanos; así también a mis profesores de toda mi vida educativa.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia trata sobre el Mantenimiento Predictivo y Correctivo De Transformadores Industriales, Cumpliendo con las Normas Técnicas De Calidad Del Servicio Eléctrico.

Considera, asimismo, los mantenimientos que actualmente se realizan mediante el análisis de la información recopilada y tipos de equipos e instalaciones que vienen operando en la industria nacional, teniendo en cuenta la experiencia de ingenieros y técnicos del área.

Se incide también en la capacitación del personal ejecutor de las labores de mantenimiento; ningún plan o proyecto tendrá éxito si no se dispone del personal capacitado y motivado.

Hoy en día, las estrategias del mantenimiento están encaminadas a garantizar la disponibilidad y eficacia requerida de las unidades, asegurando la duración de su vida útil y minimizando los costos de mantenimiento, dentro de la seguridad y el medio ambiente.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
ANTECEDENTES	
1.1 Objetivo	2
1.2 Alcances	2
1.3 Planteamiento del problema	2
1.3.1 Estado pasado del personal técnico	3
1.3.2 Gestión del mantenimiento	3
CAPITULO II	
MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES INDUSTRIALES	
2.1 Instalaciones industriales	4
2.1.1 Debilidades en las instalaciones industriales	4
2.1.2 Fortalezas en las instalaciones industriales	4
2.2 Diferencias entre mantenimiento predictivo y correctivo	5
2.2.1 Mantenimiento predictivo	5
2.2.2 Mantenimiento correctivo	5
2.3 Estructura del mantenimiento	5
2.3.1 Política de mantenimiento	5
2.3.2 Plan de mantenimiento	5
2.4 Métodos del mantenimiento industrial	5
2.4.1 Método de resistencia de aislamiento	6
2.4.2 Método físico-químico del aceite aislante	7
2.4.3 Método de la cromatografía de gases	7
2.4.4 Método de la termografía	9
2.5 Procedimientos para la toma de muestras del aceite aislante	10

2.5.1	Obtención de la muestra físico-químico	10
2.5.2	Obtención de la muestra cromatográfica	11
2.6	Equipos, herramientas y materiales de los procesos	11
2.6.1	Proceso de Megado	11
2.6.2	Proceso físico-químico	12
2.6.2	Proceso de cromatografía	12
2.6.2	Proceso de Termografía	12
2.7	Normas técnicas	12
2.8	Implementación del transformador	13
CAPITULO III		
EVALUACION DEL TRANSFORMADOR		
3.1	Programas de mantenimiento	14
3.1.1	Evaluación técnica del equipo eléctrico	14
3.1.2	Mantenimiento del transformador	18
3.1.3	Evaluación económica de los mantenimientos	18
3.2	Implicancias técnicas y resultados de campo	19
3.2.1	Análisis de la resistencia de aislamiento	19
3.2.2	Análisis físico químico	22
3.2.3	Análisis cromatográfico de gases	25
3.2.4	Análisis termográfico	28
3.3	Diagnóstico de los análisis	35
3.4	Presupuestos de los mantenimientos	37
CAPITULO IV		
MANTENIMIENTO Y OPERATIVIDAD		
4.1	Métodos para el mantenimiento correctivo	39
4.1.1	Conformación y actividades del personal técnico	39
4.1.2	Descripciones del mantenimiento	39
4.1.3	Puesta en servicio	40
CAPITULO V		
CAPACITACION TECNICA, PROGRAMA DE SEGURIDAD Y PROGRAMA MEDIO AMBIENTAL		
5.1	Capacitación técnica	42
5.2	Programa de seguridad	42

5.3 Programa medio ambiental	44
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
ANEXOS	
ANEXO A:	
Mantenimiento del Transformador referencia T&D Electric SAC.	48
Preparación	50
Identificación y Coordinación	51
Culminación	52
Retiro	53
ANEXO B:	
Formato de charla de seguridad referencias de Edelnor y Luz del sur	54
ANEXO C:	
Valores permisibles de rigidez dieléctrica referencia compañía C.E.A.	56
ANEXO D:	
Formato de pruebas a realizar a un transformador en servicio, Normas ASTM	58
ANEXO E:	
Diagnostico con la tipificación de la falla, en la concentración de gases, Norma IEC 60599-1978	60
ANEXO F:	
Clasificación de residuos, según normas N.F.P.A “Asociación Nacional de Protección Contra incendios”	62
ANEXO G:	
Formato de control de pruebas eléctricas a los transformadores	64
ANEXO H:	
Formato de control de operaciones de campo por T&D ELECTRIC	66
ANEXO I:	
Cinco reglas de oro, utilizadas por T&D ELECTRIC especialistas en mantenimiento de subestaciones	68
BIBLIOGRAFIA	70

PROLOGO

El propósito de este informe es dar a conocer los procedimientos actuales, en nuestro medio, de las actividades de T&D ELECTRIC S.A.C. dedicados al mantenimiento de transformadores de distribución y mediana potencia, para empresas que no cuentan con servicios propios de mantenimiento, corrigiendo las condiciones desfavorables de la calidad del servicio continuo de la electricidad, e incidiendo en un correcto mantenimiento de los equipos y maquinarias que intervienen en la producción a fin de lograr el bienestar de los consumidores. Si hay una interrupción del servicio eléctrico se tendrá costos asociados a la imposibilidad de utilizar sus equipos eléctricos; la empresa industrial tiene costos asociados con la energía. De igual forma si hay condiciones de mala calidad de voltaje o tensión de suministro se generan condiciones de operación ineficiente de los equipos eléctricos, reducción de su vida útil, e incluso daños permanentes o bien pérdidas de materia prima con lo que viene asociado altos costos de producción. Es por este motivo se incide en los métodos de análisis previos y en la capacitación del personal técnico, que participan en el mantenimiento.

La mejora en la disponibilidad, eficiencia y la disminución de los costos de mantenimiento suponen el aumento de la rentabilidad de la empresa, la cual finalmente como cualquiera de las empresas privadas y modernas, requiere para su subsistencia, desarrollo y proyección.

CAPITULO I

ANTECEDENTES

1.1 Objetivo

Realizar un mantenimiento eficiente de los transformadores industriales, cumpliendo con la Normas técnicas tales como: NTP-ITINTEC, IEC, ASTM, IEEE, etc., teniendo los siguientes objetivos:

- a) Evaluar, planificar, programar, controlar y mejorar las actividades del mantenimiento.
- b) Documentar los programas de mantenimiento correctivo.
- c) Definir los criterios básicos considerados para establecer la criticidad y frecuencia de mantenimiento de las instalaciones.
- d) Cuantificar las actividades de mantenimiento que se realizan.
- e) Revisar y actualizar el Plan de Mantenimiento Anual y Semestralmente.
- f) Estandarizar los formatos utilizados en mantenimiento industrial.
- g) Optimizar los recursos económicos y humanos, garantizando la disponibilidad y confiabilidad de las instalaciones.
- h) Seleccionar al personal capacitado mediante la implementación de un programa de capacitación.

1.2 Alcances

En el presente informe se detallan las labores realizadas para la implementación de un plan de mantenimiento industrial. Con la experiencia, el análisis a cada actividad y el trabajo organizado; permitiendo desarrollar el presente trabajo; al estar involucrado en la actividad de la industria nacional.

1.3 Planteamiento del problema

Tradicionalmente, se mencionaba que mantenimiento preventivo y correctivo de Los transformadores industriales, solo comprendía la realización de un mantenimiento por Temporadas; sin realizar ningún estudio previo y mucho menos programado; limitándose solo a la información de las ocurrencias de las fallas.

Lo que traía como consecuencia:

- Altos costos y pérdidas en la producción.
- Falta de sentido de pertenecer al área de mantenimiento.
- No existiendo un sentido analítico, siendo prácticamente rutinario.

1.3.1 Estado pasado del personal técnico

Podemos mencionar lo siguiente:

- a. Formación del personal técnico era de carácter provisional.
- b. Personal insuficiente para cumplir con las tareas de mantenimiento.
- c. Desconocimiento de las nuevas técnicas de mantenimiento.
- d. No había el sentido de pertenecer e identificarse con el área de mantenimiento.

1.3.2 Gestión del mantenimiento

El hacer mantenimiento con un concepto actual no implica reparar el equipo que fallo tan pronto como se pueda sino mantener el equipo en operación a los niveles especificados. En consecuencia, buen mantenimiento no consiste en realizar el trabajo equivocado en la forma más eficiente; su primera prioridad es prevenir fallas y de este modo reducir los riesgos de parada imprevistas.

El mantenimiento no empieza cuando los equipos e instalaciones son recibidos y montados, sino en la etapa inicial de todo proyecto.

Las gestiones básicas en el mantenimiento son las siguientes:

- a) Normalización de las paradas de planta por fallas en las instalaciones.
- b) Maniobras de apertura y cierre (operación) para los trabajos del sector de obras (a solicitud de dicho sector).
- c) Realización de las tareas de mantenimiento (limpieza de la cuba, limpieza de las instalaciones, ajustes mecánicos, extracción de muestras, etc.). En su mayoría se realiza de acuerdo al criterio personal de cada técnico y su experiencia.
- d) Organización y direccionamiento de las labores del mantenimiento correctivo de planta.

CAPITULO II

MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES INDUSTRIALES

2.1 Instalaciones industriales

La labor en el mantenimiento, permite conocer la situación de las instalaciones eléctricas industriales, que presentan un desarrollo de crecimiento con lo cual requieren un eficiente estado de operatividad de sus instalaciones.

A continuación evaluamos las debilidades y fortaleza de las mismas:

2.1.1 Debilidades en las instalaciones industriales

- a. Antigüedad y obsolescencia de algunas instalaciones: teniendo aceites con periodos prolongados sin ser cambiados, aisladores de porcelana en algunas zonas de alta polución y corrosión.
- b. En las instalaciones cercanas al nivel del mar, las condiciones ambientales son de alta contaminación salina y polución que contribuyen al deterioro acelerado.
- c. Debido a la no parada en la producción planificada, algunas veces se tiene que realizar parcialmente las actividades de mantenimiento.
- d. No siempre se tienen el personal suficientemente calificado, capacitado y capaz para realizar los trabajos de mantenimiento.
- e. La terminología utilizada por el personal y la codificación de las instalaciones no están estandarizada.
- f. Los formatos utilizados no están estandarizados.
- g. Coordinación de trabajos nada óptimos entre los sectores de Mantenimiento, Técnico y Operación.
- h. Falta elaborar procedimientos de trabajos técnicos para las actividades de Mantenimiento.
- i. Falta el diagnóstico integral del estado del parque de transformadores.

2.1.2 Fortalezas en las instalaciones industriales

- a) Alta experiencia y continua capacitación del personal técnico.

- b) Disponibilidad de recursos económicos y logísticos.
- c) Análisis, elaboración y puesta en servicio de los programas de mantenimiento.

2.2 Diferencias entre mantenimiento predictivo y correctivo

Para poder diferenciar los términos, entre mantenimiento predictivo y mantenimiento correctivo, a continuación haremos una descripción de cada uno de ellos.

2.2.1 Mantenimiento predictivo

Es la técnica de pronosticar el punto futuro de falla de una componente de la maquina, pudiéndose reemplazar, en base a un plan, justo antes de que este falle, de esta manera el tiempo muerto del maquina se reduce y el tiempo de vida del componente se incrementa.

Esta técnica toma en cuenta la medición de diversos parámetros que muestren una relación predecible con el ciclo de vida del componente.

2.2.2 Mantenimiento correctivo

Debemos entender por mantenimiento correctivo la corrección de las averías o fallas, cuando estas se presentan. Es habitual la reparación tras una avería que obliga a detener la instalación o maquina afectada por la falla.

2.3 Estructura del mantenimiento

Sabemos que el mantenimiento es la actividad necesaria para mantener los equipos e instalaciones en una condición particular o volverlos a dicha condición, por la cual mencionamos el desarrollo que estas deben tener en cuenta:

2.3.1 Política de mantenimiento

En política de mantenimiento debemos establecer las estrategias, lineamientos y pautas a seguir en la organización funcional de los equipos, conformando las etapas de evaluación de resultados analizados, planificación, programación, preparación y ejecución, garantizando el máximo nivel de calidad de los componentes y asegurando el funcionamiento de los equipos con el máximo rendimiento y el mínimo consumo.

2.3.2 Plan de mantenimiento

En el plan de mantenimiento se toma en cuenta todas las condiciones: del medio ambiente, de las instalaciones, historial del mantenimiento, recomendaciones del fabricante y la propia experiencia; en el corto y mediano plazo.

2.4 Métodos del mantenimiento industrial

Si bien no existe un único método de evaluación de las fallas de un transformador, en el presente desarrollo mencionamos las de mayor aplicación en la industria nacional, por ser

de respuesta en el menor tiempo y de claro pronostico. Por tanto desarrollamos los siguientes métodos que a continuación definimos.

2.4.1 Método de resistencia de aislamiento

Es la oposición del aislamiento al paso de la corriente eléctrica. La medida del aislamiento será determinado por el voltaje aplicado y la corriente resultante, teniendo en cuenta tomar la temperatura del aceite para la corrección de la misma.

A continuación se transcribe la Tabla N°. 2.1, que muestra las tensiones a aplicar en las pruebas al transformador, según [7].

Tabla N° 2.1 Tensión nominal vs tensión aplicada

Voltaje Nominal	Voltaje que se aplicara en la prueba de aislamiento (DC)
<1000	500
1000-2500	500-1000
2501-5000	1000-2500
5001-12000	2500-5000
>12000	5000-10000

Cuando se prueban grandes maquinas, la capacitancia geométrica es a veces tan grande, que es difícil realizar la prueba de resistencia de aislamiento, debido a que los tiempos de carga son largos. Para esto tendremos en cuenta el método llamado índice de polarización que viene a ser la relación entre la lectura de prueba de resistencia de aislamiento durante 10 minutos y un minuto, este valor nos proporciona una indicación inmediata del aislamiento, es importante observar que esta prueba no está afectada por la temperatura. Los valores mínimos recomendados están basados en la clase de los materiales de aislamiento y se aplica a todos los materiales de aislamiento indiferente de su aplicación de acuerdo con la norma técnica, según [5]. A continuación presentamos la Tabla N° 2.2, que muestra los valores, producto de la relación de las medidas efectuadas y que servirán de fuente en la comparación final del diagnostico:

Tabla N° 2.2 Valores de índice de polarización

Estado de la resistencia de aislamiento	Relación 10 / 1 min (Índice de polarización)
Peligroso	0 a 1
Deficiente	1 a 2
Bueno	2 a 4
Excelente	4 y superior

Dentro de la evaluación eléctrica consideramos realizar las pruebas a los Taps que viene a ser un interruptor que cambia de posiciones de la relación de transformación de voltaje del transformador, y para la comparación de resultados tomaremos como referencia el historial de mediciones del cliente o datos de placa característica.

2.4.2 Método físico-químico del aceite aislante

El análisis físico-químico del aceite aislante viene a ser un conjunto de pruebas, mediante el cual se determinamos 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 aceite-papel determinando el procedimiento más adecuado para el mantenimiento a seguir. Teniendo en cuenta que estos aceites son provenientes del petróleo, en la Tabla N° 2.3 describimos las características de los tipos de aceite aislantes utilizados en los transformadores, según [14].

Tabla N° 2.3 Composición del aceite: parafinico y naftenico

TIPO DE ACEITE	COMPUEST. AROMATICO	COMPUEST. NAFTENICO	COMPUEST. PARAFINICO
Parafinico	8%	29%	63%
Naftenico	11%	47%	42%

Para poder realizar una comparación de resultados, observemos el Anexo D de las pruebas efectuadas a un transformador en servicio. Para las muestras describimos en la Tabla N° 2.4, los parámetros a tener en cuenta, según [10].

Tabla N° 2.4 Valores limites de evaluación

Índice de Acidez (mg.KOH / gr aceite) ASTM D974	Rigidez Dieléctrica (KV / 2mm) ASTM D1816	Contenido de Agua (Karl Fischer) (ppm) ASTM D1533	Tensión Interfacial (dy/cm) ASTM D971	Color ASTM D1500
≤ 0.05	≥ 40	≤ 35	≥ 32	< 3.5

2.4.3 Método de la cromatográfica de gases

La cromatografía es un método físico de separación en el cual los componentes a separar

se distribuyen en dos fases, una estacionaria (liquida o solida) y otra móvil (gas o liquido) esta ultima pasa a lo largo de la fase estacionaria. Donde los defectos de tipo térmico dan lugar a una proporción mayor de hidrocarburos saturados, mientras que en los del tipo eléctrico predominan los insaturados.

Estudiando los gases disueltos en el aceite, se puede examinarse el estado interno del transformador sin necesidad de realizar el desencubado. Los gases claves producto de la descomposición son:

- Metano (CH₄).
- Etano (C₂H₆).
- Etileno (C₂H₄).
- Acetileno (C₂H₂) e Hidrogeno (H₂).
- Monóxido de carbono (CO) y
- Dióxido de carbono (CO₂).

En la Tabla N°. 2.5 se indica los valores referenciales, según [3]:

Tabla N° 2.5 Diagnostico de cantidad de gases combustible

DESCRIPCION	VALOR(PPMV)
Deterioro normal del aislamiento	0-500
Deterioro excesivo del aislante	501-1200
Deterioro anormal del aislamiento	1201-2500
Generación de gases y fallas en el transformador	>2500

En la cromatografía de gases mencionamos el cuadro comparativo con respecto a los resultados, ver Anexo E, a continuación en la tabla N° 2.6 según cuadro técnico de [3], se muestra según la frecuencia de los gases índices que determinan, el estado crítico del aceite aislante.

Tabla N° 2.6 Interpretación de gases disueltos

Caso	Fallas características	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
DP	Descarga Parcial	no significativo	<0.1	<0.2
DB	Descarga de baja energía	>1	0.1-0.5	>1
DA	Descarga de alta energía	0.6-2.5	0.1-1	>2
FB	Falla térmica, T<300°C	no significativo	>1, no significativo	<1
FM	Falla térmica, 300°C<T<700°C	<0.1	>1	1-4
FA	Falla térmica, T>700°C	<0.2	>1	>4

2.4.4 Método de la termografía

La termografía infrarroja es la técnica de producir una imagen visible (para nuestros ojos) emitida por objetos de acuerdo a su condición térmica. La Termografía puede tener aplicación en cualquier área siempre y cuando esta tenga que ver con variación de temperatura. En la siguiente Fig. 2.3 se observa el espectro electromagnético y una ilustración de cómo es necesario una temperatura muy alta para que sea visible su enrojecimiento, mientras que con la captación de los rayos infrarrojo, se puede percibir una gama más amplia de temperaturas sin tener que llegar a niveles excesivos (600°C) para detectarla.

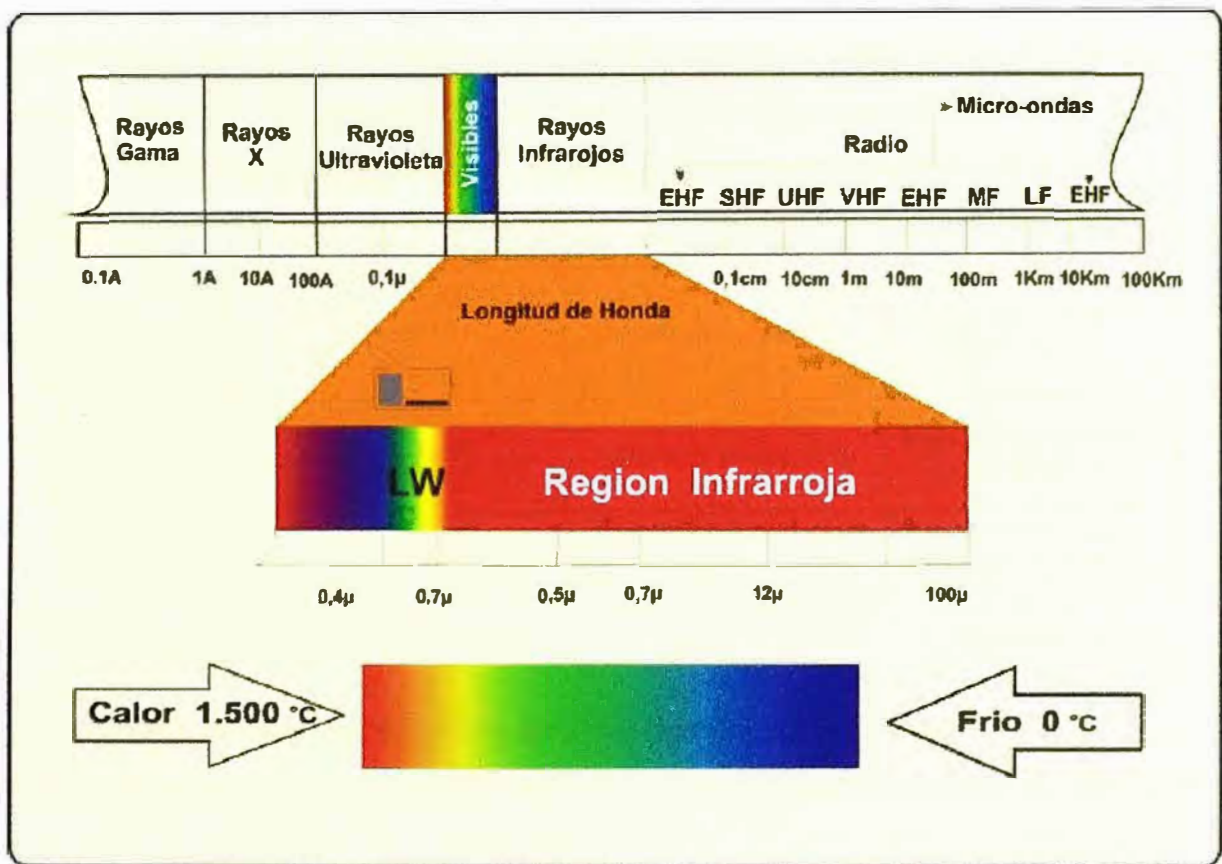


Fig. 2.3 Espectro Electromagnético

El cero absoluto (-273°C), es la temperatura en que el nivel de irradiación infrarroja es minimizado.

Con base en los análisis, se determina el procedimiento a seguir y se da un tiempo recomendado de ejecución. Para situaciones críticas se define la acción inmediata, en la que se deben tomar medidas correctivas con la mayor brevedad, ya que la situación encontrada refleja una alta probabilidad de siniestro. Para cada punto caliente se debe realizar un seguimiento posterior, solicitando tener en cuenta las siguientes prioridades.

Tabla N° 2.7 Procedimientos recomendados, según [11]

DESCRIPCION	MEDIDAS
Sobrecalentamiento peligroso	Se debe corregir inmediatamente.
Sobrecalentamiento típico	Reparar tan pronto sea posible.
Iniciación de una falla	Se puede corregir o reparar en la próxima parada disponible, siempre y cuando no sea mayor a 2 meses.

Es importante destacar que lo mencionado anteriormente expuesto, no es una condición invariable hay que tener otros tipos de parámetros adicionales a los rangos expuesto de temperatura, como es la incidencia en el equipo afectado, inclusive dentro del rango puede ser incipiente y por la complejidad del equipo el punto puede ser crítico.

Tabla N° 2.7 Tabla de clasificación termográfico, según [11]

Clase	Delta de temperatura ΔT	Clasificación	Acción
D	$\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$	Monitoreo constante	Se requiere mas información
C	10°C a 20°C	Iniciación de una falla	Reparar en la próxima parada disponible
B	20°C a 30°C	Sobrecalentamiento típico	Reparar tan pronto como sea posible
A	$\Delta T > 30^{\circ}\text{C}$	Sobrecalentamiento peligroso	Reparar Inmediatamente

2.5 Procedimientos para la toma de muestras del aceite aislante

Dentro de los procedimientos realizados en la toma de muestras, podemos mencionar los pasos para la obtención de resultados óptimo y sobre todo evitando la posible contaminación de las mismas, siendo estas las siguientes:

2.5.1 Obtención de la muestra físico-químico

En la obtención de la muestra debe realizarse con máximo cuidado y limpieza, para que el estado del aceite obtenido del lugar de la toma coincida con el del aceite a ensayar.

Humedad, pelusa y polvo deben evitarse. Con lo cual mencionamos los pasos a seguir:

- Toma de datos técnicos del transformador.
- Limpieza del recipiente de vidrio con bencina, capacidad de 1 Lt.
- Dejar que salga $\frac{1}{2}$ litro de aceite.

Sacar muestra evitando lluvia y/o humedad.

Tapar con corcho nuevo y de buena calidad.

Rotulación.

Anotar fecha de toma de muestra.

Envió completamente hermético a laboratorio.

2.5.2 Obtención de la muestra cromatográfica

Para asegurar que la muestra sea realmente representativa del aceite empleado en el equipo a probar, esta se deberá seguir estricto procedimiento, caso contrario, el resultado del análisis puede conducir a conclusiones erradas, implicando pérdidas en cuanto a tiempo y dinero, a continuación describimos pasos a seguir en el muestreo:

Toma de datos técnicos del transformador.

Preparación de herramientas.

Inspección y control de accesorios.

Evacuación de ½ litro de aceite.

Sacar muestra evitando las burbujas.

Rotulación.

Anotar fecha de toma de muestra.

Limpieza del aceite residual.

Envió hermético y completamente sellado a laboratorio.

2.6 Equipos, herramientas y materiales de los procesos

Para los procesos de mantenimiento a realizarse se deben tomar en cuenta en cada caso lo siguiente:

2.6.1 Proceso de megado

Los equipos frecuentemente utilizados son los siguientes:

Un Megometro certificado, Mi 10KVe megabras, IEC 610101-1/1992.

Revelador de tensión con su pértiga 220KV, PE-9-590.

Multitester, Fluke IEC 61010 1000V CAT III.

Pinza amperimétrica Fluke, EN 61010-1 600V CAT III.

Maleta de herramientas (Llave francesa, alicate de fuerza, desarmadores, etc.).

Cinta maskingtape.

Cinta Aislante 3M súper 33+,UL 510 y ASTM 1000.

Trapo industrial.

2.6.2 Proceso físico-químico

Los equipos utilizados para una regeneración y termovacio son los siguientes:

- Maquina de regeneración de flujo variable hasta 6000 lt/Hr.
- Equipo de termovacio de flujo variable hasta 6000 lt/Hr.
- Equipo filtro prensa, Marca MICAFIL.
- Espinterómetro, 110V, 60Hz, 0-90KV, Hipotronic ASTM D877 e IEC 156.
- Tensiómetro, Rango 0-90 mN/m.
- Revelador de tensión con su pértiga 220KV, PE-9-590.
- Guantes aislantes 30KV, ASTM D120 y/o IEC 903.
- Pinza amperimétrica Fluke, EN 61010-1 600V CAT III.
- Accesorios de toma de muestras (botella, balde, etc.).
- Maleta de herramientas (Llave francesa, alicate de fuerza, desarmadores, Juego llave Allen etc.).
- Escalera aislante.
- Conos, mallas y cinta de señalización.
- Deposito para la tierra fuller, ultra clear 30/60.
- Trapo industrial.

2.6.3 Proceso de cromatografía

Los equipos comúnmente utilizados son los siguientes:

- Jeringa de vidrio.
- Tubo flexible.
- Balde de Aluminio.
- Guante quirúrgico.
- Maletín de herramientas (Llave francesa, Alicates de presión, etc.).
- Trapo industrial.
- Maquina de cromatografía.

2.6.4 Proceso de Termografía

Los equipos utilizados en estos procesos son:

- Cámara de Termografía.
- Maletín de herramientas.

2.7 Normas técnicas

Dentro del mantenimiento la fabricación de los transformadores inmersos en aceite se debe tener en cuenta las normas técnicas de los transformadores de núcleo acorazado y/o

columna, siendo las siguientes:

IEC

- NTP-ITINTEC, ANSI

ASTM

2.8 Implementación del transformador

En su implementación se debe tener en cuenta las normas técnicas nacionales e internacionales, parámetros, factor de seguridad de construcción y las pérdidas en el diseño final. En la fabricación se presentaran los elementos de mejor calidad, es importante conocer los cambios introducidos en el diseño y en los materiales del transformador y el impacto de estos cambios desde la perspectiva del mantenimiento.

El transformador, cuando esta correctamente fabricado siendo una maquina muy fuerte, pero este puede sufrir averías internas originadas generalmente por falta de previsión en la protección. Para potencia medianas de 500KVA, optaríamos por incorporación de un relé BUCCHOLZ el que actúa por la sobrepresión originada por falla interna, la válvula de seguridad debe ser instalada en todo transformador por lo menos de 50KVA o más. El indicador de nivel del nivel de aceite da una lectura importante para el buen funcionamiento, dado que el aceite en las unidades cumple la doble función de aislamiento y refrigeración y el tanque conservador es importante en la preservación y conservación del aceite dieléctrico y por ende en la expectativa de vida. Además a estos sumariamos el termómetro (alarma y disparo) y termostato (con valor de censado previamente elegido) siendo este ultimo como reserva y de activación de los ventiladores cuando ocurra las sobrecargas o sobretensiones, si al haber actuado la alarma se produce un aumento de la carga el aceite almacenaría calor y tardaría en disiparse para evitar este inconveniente debemos contar con un relé de imagen térmica esto se toma en cuenta para transformadores mayores a 1250KVA.

CAPITULO III

EVALUACION DEL TRANSFORMADOR

3.1 Programas de mantenimiento

Los programas de mantenimientos actualmente son establecidos de acuerdo a la evaluación técnica y económica previas del transformador, de este modo se podrá realizar una eficiente programación de los mismos, tales como son:

3.1.1 Evaluación técnica del equipo eléctrico

El programa de evaluación técnica es realizado en las áreas sobre las cuales se ha detectado las fallas; toda la planta es evaluada y clasificándola según el grado de prioridad del mantenimiento. Ver tabla 3.1.

Es importante tener en cuenta que los trabajos de mantenimiento se realicen por áreas de forma integral, para poder llevar un mejor control de las instalaciones, a continuación en la Fig. 3.1 presentamos la importancia de tener una correcta conexión a tierra del transformador, para protección del personal técnico.



Fig. 3.1 Aterramiento del transformador

Tabla N° 3.1 Clasificación vs frecuencia de mantenimiento, fuente T&D ELECTRIC

CLASIFICACION (SEGUN PRIORIDAD DE FALLA)	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO
Alta	2 veces por año
Media	1 vez al año
Baja	Cada 2 años

Determinada la labor de mantenimiento, se fija el tipo de trabajo. A manera de ejemplo a continuación se muestran operaciones de mantenimiento en el interior (medición de resistencia de aislamiento) y exteriores (limpieza y cambio del desecador) de las instalaciones de una planta de producción.

**Fig. 3.2** Medición del aislamiento en interior (megometro Mi 10KVe megabras)**Fig. 3.3** Limpieza del transformador (Instalaciones CELSA)



Fig. 3.4 Cambio del desecador (Instalaciones CELSA)

Como se sabe la tendencia es realizar la menor cantidad de cortes y en menor tiempo efectivo para minimizar las repercusiones e inconvenientes de producción, por lo que se viene trabajando con personal especializadas en trabajos con tensión es decir “**trabajos en caliente**”, a su vez, las empresas al no realizar cortes evita parada de planta.

Los trabajos sobre los equipos eléctricos (transformadores) que generalmente se ejecutan son las siguientes:

a) Trabajos con cuadrillas de planta energizada:

Trabajos que consisten en el cambio o instalación de equipos y ferretería sobre plantas en servicio, es decir en las subestaciones. El personal debe tener una alta especialización, a la vez que deben pasar por rigurosas pruebas; algunos de los trabajos que se realizan son previos a una inspección de los equipo y del área. Siendo los siguientes:

- Regeneración y/o tratamiento del aceite.
- Cambio de silicagel.
- Cambio o instalación de equipos de protección.
- Renovación y/o ajustes de la ferretería en mal estado.

b) Limpieza del transformador

Este trabajo consiste en la aplicación de aditivos o solventes sobre el transformador, tanque conservador de aceite, radiadores y tablero de control, así como el retiro de elementos extraños sobre la instalación.

c) Mantenimiento en caliente de subestaciones convencionales

Consiste en realizar la limpieza de los equipos instalados dentro de las subestaciones

convencionales los cuales son:

- Limpieza del transformador.
- Limpieza de los ventiladores.
- Limpieza y ajuste de los elementos de protección.
- Limpieza del área de las instalaciones.

Este trabajo en caliente requiere experiencia y cuidado ya que cualquier falla o cortocircuito involuntario produciría una explosión y al estar en un ambiente confinado la probabilidad de lesiones es alta. El trabajo se realiza con una aspiradora industrial a la cual se le ha instalado una manguera de fibra de vidrio (dieléctrica). Por estar en contacto con partes energizadas en MT. A continuación se muestra en la Fig. 3.5 y 3.6 respectivamente, inspección previa y cambio del desecador.



Fig. 3.5 Inicio del mantenimiento, uso de implementos de seguridad



Fig. 3.6 Cambio del desecador

3.1.2 Mantenimiento del transformador

El programa de mantenimiento implica realizar actividades que se indica en la Tabla N°.

3.2:

Tabla N°. 3.2 Frecuencia de mantenimiento, fuente T&D ELECTRIC

N°	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	FRECUENCIA
1	Inspección general	2 veces al año
2	Mantenimiento preventivo (limpieza externa)	1 veces al año
3	Análisis de aceite dieléctrico (contenido de agua, rigidez dieléctrica, tensión interfacial)	2 veces al año
4	Pruebas eléctricas (resistencia de aislamiento y/o óhmica)	1 vez al año

3.1.3 Evaluación económica de los mantenimientos

Consiste en la evaluación de los costos de mantenimiento y la implicancia económica que se genera en la producción. A continuación se presenta la tabla 3.3 costos que consideran dentro del mantenimiento.

Tabla N°. 3.3 Costos de los programas de mantenimiento, fuente T&D ELECTRIC

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PROGRAMA	COSTO (US.) (ZONA LOCAL)
1	Mantenimiento integral (1000KVA)	1,840.00
2	Inspección termográfica (Unidad)	80.00
3	Pruebas fisico químicas (Unidad)	65.00
4	Prueba de cromatografía de gases (Unidad)	180.00
5	Mantenimiento de termo vacio (2000KVA)	495.00
6	Mantenimiento preventivo en caliente (Unidad)	150.00
7	Mantenimiento de regeneración con tierra Fuller-Ultra Clear 30/60 Drill. (500KVA)	360.00
8	Reposición de líquido aislante aceite Univolt N61 B de móvil (galón) (Al regenerar)	10.00
	Costo Total	3,180.00

Donde: Costo Total: Costo necesario para realizar el mantenimiento.

3.2 Implicancias técnicas y resultados de campo

Los tipos de pruebas que tenemos en cuentas se han establecido en base a servicios ejecutados, según los parámetros actuales y dentro de las cuales mencionaremos en el presente desarrollo.

3.2.1 Análisis de la resistencia de aislamiento

3.2.2 Análisis físico químico

3.2.3 Análisis cromatográfico de gases

3.2.4 Análisis de Termografía

3.2.1 Análisis de la resistencia de aislamiento

Los ensayos periódicos de campo de los equipos es una forma de monitorear las condiciones del aislamiento. El equipo bajo ensayo debe estar desconectado del sistema, ya que las tensiones de prueba representan una posibilidad de daño severo para el personal y para la unidad de prueba.

A continuación presentamos un prototipo de análisis realizadas en Marzo del 2010, según Tabla N°. 3.4.

Tabla N°. 3.4 Medición del aislamiento a transformador de 800KVA/10/0.23KV

PROTOCOLO DE PRUEBAS			
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION			
Cliente:	<u>Ambev Perú</u>		
S.E.:	<u>Administración - TR A</u>		
Fecha:	<u>07/03/2010</u>		
Megger:	<u>mI 10 kV - megabras</u>		
DATO DE PLACA			
Marca:	<u>Siemens</u>	Relación de Transformación:	<u>10/0.23-0.133 kV</u>
Potencia:	<u>800 KVA</u>	Frecuencia:	<u>60 Hz</u>
N°:	<u>233781</u>		
1.- Aislamiento			
	AT vs Masa:	<u>110 mega-ohmios(10kV)</u>	
	BT vs Masa:	<u>100 mega-ohmios (1kV)</u>	
	AT vs BT:	<u>95 mega-ohmios (10kV)</u>	
Observaciones:	Bien		

Adicionalmente en la tablas N°. 3.5, N°. 3.6, N°. 3.7, N°. 3.8 y N°. 3.9 se muestran casos de análisis de transformadores realizadas en una planta cervecera, Marzo del 2010.

Tabla N°. 3.5 Medición del aislamiento a transformador de 1250KVA/10/0.23KV

Cliente:	<u>Ambev Perú</u>		
S.E.:	<u>Cerveza - TR 1</u>		
Fecha:	<u>07/03/2010</u>		
Megger:	<u>mI 10 kV - megabras</u>		
DATO DE PLACA :			
Marca:	<u>Siemens</u>	Relación de Transformación:	<u>10/0.23-0.133 kV</u>
Potencia:	<u>1250 KVA</u>	Frecuencia:	<u>60 Hz</u>
N°:	<u>233783</u>		
1.- Aislamiento			
	AT vs Masa:	<u>130 mega-ohmios (10kV)</u>	
	BT vs Masa:	<u>110 mega-ohmios (1kV)</u>	
	AT vs BT:	<u>120 mega-ohmios (10kV)</u>	
Observaciones:	Bien		

Tabla N°. 3.6 Medición del aislamiento a transformador de 2000KVA/12.6/0.48KV

Cliente:	<u>Ambev Perú</u>		
S.E.:	<u>Cerveza - TR 2</u>		
Fecha:	<u>07/03/2010</u>		
Megger:	<u>mI 10 kV - megabras</u>		
DATO DE PLACA :			
Marca:	<u>Siemens</u>	Relación de Transformación:	<u>12.6/0.48-0.277 kV</u>
Potencia:	<u>2000 KVA</u>	Frecuencia:	<u>60 Hz</u>
N°:	<u>623172002</u>		
1.- Aislamiento			
	AT vs Masa:	<u>130 mega-ohmios (10kV)</u>	
	BT vs Masa:	<u>120 mega-ohmios (1kV)</u>	
	AT vs BT:	<u>125 mega-ohmios (10kV)</u>	
Observaciones:	Bien		

Tabla N°. 3.7 Medición del aislamiento a transformador de 1000KVA/10/0.44KV

Cliente:	<u>Ambev Perú</u>		
S.E.:	<u>Cerveza - TR 3</u>		
Fecha:	<u>07/03/2010</u>		
Megger:	<u>mI 10 kV - megabras</u>		
DATO DE PLACA			
Marca:	<u>Siemens</u>	Relación de Transformación:	<u>10/0.44-0.2543 kV</u>
Potencia:	<u>1000 KVA</u>	Frecuencia:	<u>60 Hz</u>
N°:	<u>246139</u>		
1.- Aislamiento			
	AT vs Masa:	<u>120 mega-ohmios (10kV)</u>	
	BT vs Masa:	<u>110 mega-ohmios (1kV)</u>	
	AT vs BT:	<u>100 mega-ohmios (10kV)</u>	
Observaciones:	Bien		

Tabla N°. 3.8 Medición del aislamiento a transformador de 1250KVA/10/0.4KV

Cliente:	<u>Ambev Perú</u>		
S.E.:	<u>Refrigerantes - TR 4</u>		
Fecha:	<u>07/03/2010</u>		
Megger:	<u>mI 10 kV - megabras</u>		
DATO DE PLACA			
Marca:	<u>Siemens</u>	Relación de Transformación:	<u>10/0.4-0.231 kV</u>
Potencia:	<u>1250 KVA</u>	Frecuencia:	<u>60 Hz</u>
N°:	<u>248889</u>		
1.- Aislamiento			
	AT vs Masa:	<u>1200 mega-ohmios (10kV)</u>	
	BT vs Masa:	<u>780 mega-ohmios (1kV)</u>	
	AT vs BT:	<u>800 mega-ohmios (10kV)</u>	
Observaciones:	Bien		

Tabla N°. 3.9 Medición del aislamiento a transformador de 1600KVA/10/0.46KV

Cliente:	<u>Ambev Perú</u>		
S.E.:	<u>Refrigerantes - TR 5</u>		
Fecha:	<u>07/03/2010</u>		
Megger:	<u>mI 10 kV - megabras</u>		
DATO DE PLACA			
Marca:	<u>Delcrosa</u>	Relación de Transformación:	<u>10/0.46 kV</u>
Potencia:	<u>1600 KVA</u>	Frecuencia:	<u>60 Hz</u>
N°:	<u>14171871</u>		
1.- Aislamiento			
	AT vs Masa:	<u>600 mega-ohmios (10kV)</u>	
	BT vs Masa:	<u>520 mega-ohmios (1kV)</u>	
	AT vs BT:	<u>500 mega-ohmios (10kV)</u>	
Observaciones:	Bien		

3.2.2 Análisis físico-químico

Teniendo como referencia las normas técnicas [6] para los análisis efectuados, enseguida se muestran los pasos para la ejecución de las pruebas:

- Rigidez dieléctrica (ASTM D-1816): Unidad: KV/2mm

Es la capacidad de un líquido aislante de soportar esfuerzos eléctricos a frecuencia comercial. Indica la resistencia que opone un medio, en este caso el aceite aislante al paso de una corriente. Como es fácil de comprender, la mayor o menor facilidad al paso de una corriente a través de un medio estará dada por la mayor o menor cantidad de impurezas presentes en el aceite aislante.

- Índice de acidez (ASTM D-974): Unidad: mgOH/gr. Aceite

El índice de acidez es el número de KOH necesario para neutralizar 1 gramo de aceite. Determina la cantidad de compuestos ácidos y polares presentes en el aceite aislante.

Los primeros productos derivados del aceite aislante son los hidroperóxidos. En seguida se forman los compuestos ácidos y los derivados finales son la formación de sedimento (lodo). Cuando el aceite ha formado sedimento es una condición muy avanzada de deterioro y es necesaria su Regeneración.

○ **Tensión interfacial (ASTM D-971): Unidad: dy/cm**

La tensión Interfacial mide la fuerza en dy/cm, necesaria para romper una interface agua-aceite con un anillo de platino – iridio.

Los aceites nuevos son sustancias hidrofílicas, esto es que las moléculas del aceite no tiene afinidad con las del agua, tiene una tensión interfacial ≥ 40 dy/cm.

Los producto del deterioro del aceite son contaminantes polares solubles como también provenientes de la descomposición del aislamiento solido, los cuales se encuentran disueltas en el aceite, y estos hacen que disminuyan la tensión interfacial del aceite.

La determinación de la Tensión Interfacial es muy importante para la detección de la fase inicial del deterioro del aceite.

○ **Color (ASTM D-1500) e inspección visual bajo condición específica (ASTM D-1524).**

Estos parámetros de control son pruebas netamente físicas, La clasificación del Color es realizada comparando el color del aceite con los colores de una escala patrón numerada como sigue: blanco como el agua (0,5), amarillo claro (1), amarillo brillante (1.5-2), ámbar (2.5), ámbar oscuro (3-5), marrón negro (5-7), negro (7-8).

El método de inspección visual (ASTM D1524) consiste en observar partículas en suspensión por el método de la luz. Una luz es lanzada sobre las muestras y observada en un ambiente oscuro.

Un aceite en buenas condiciones presenta aspecto claro y transparente, un aceite turbio puede ser por los productos de oxidación del aceite en suspensión.

○ **Contenido de agua (ASTM D-1533): Unidad: ppm**

Uno de los dos mayores enemigos del aislamiento del transformador es el agua. Una determinación del contenido de humedad en el aceite nos da una idea del estado de evolución del proceso de deterior y del aislamiento solido. Un contenido de agua de 35ppm en el aceite es considerado crítico e indica que el aislamiento sólido tiene un exceso de humedad. El método adecuado para el análisis es el de KARL FISHER. El método consiste en una oxidación de dióxido de azufre en presencia de agua, piridina y alcohol metílico.

Siendo importante tomar la temperatura del aceite en la parte baja del transformador, para determinar el porcentaje de saturación y porcentaje de humedad en peso seco.

A continuación se presenta resultado de pruebas sobre un transformador, con apoyo de laboratorio de análisis como JS ECOLOGY SAC. En la Tabla N°. 3.10 encontramos Resultados de análisis de: índice de acidez, rigidez dieléctrica, contenido de agua, tensión interfacial y color.

Tabla N°. 3.10 Análisis a transformador de 250KVA, fuente T&D ELECTRIC

PROTOCOLO DEL ANALISIS FISICO-QUIMICO-ELECTRICO DEL ACEITE AISLANTE						
PROTOCOLO N°. 02F10A						
DATOS DEL TRANSFORMADOR						
Ciente:	FIBRAS INDUSTRIALES			Numero de serie:	RO6-012	
S.E.:	250KVA			Año de fabricación:	2006	
Marca:	DRB INGENIEROS			Peso Total:	850Kg.	
Potencia:	250kVA.			Tensión:	0.44 / 0.22 KV	
Peso Aceite:	198Kg.			Deshumecedor:	NO	
Muestra:	1					
Tipo de tratamiento o reparación						
Fecha del tratamiento o reparación						
Motivo del análisis						
			SEGUIMIENTO DEL ACEITE			
Día de Muestreo	Índice de Acidez (mgKOH/gr) ASTM D974	Rigidez Dieléctrica (KV / 2mm) ASTM D1816	Contenido de Agua (Karl Fischer) (ppm) ASTM D1533	Tensión Interfacial (dy/cm) ASTM D971	Color ASTM D1500	Observaciones
01/06/2010	0.18 IN	13 IN	39 CU	17.6 IN	1 AC	Presenta partículas solidas en suspensión
Valores Limites	≤ 0.05	≥ 40	≤ 35	≥ 32	< 3.5	
Abreviatura:	AC: Aceptable		CU: Cuestionable		IN: Inaceptable	

Con la finalidad de enriquecer la información con pruebas ejecutadas sobre transformadores se muestran los resultados de análisis del aceite mostrada respectivamente en las Tablas N°. 3.11 y N°. 3.12.

Tabla N°. 3.11 Análisis a transformador de 1600KVA, fuente T&D ELECTRIC

PROTOCOLO DEL ANALISIS FISICO-QUIMICO-ELECTRICO DEL ACEITE AISLANTE						
PROTOCOLO N°. 02F10A						
DATOS DEL TRANSFORMADOR						
Ciente:	FIBRAS INDUSTRIALES			Numero de serie:	L22712	
S.E.:	1600KVA			Año de fabricación:	1996	
Marca:	ABB			Peso Total:	4970Kg.	
Potencia:	1600kVA.			Tensión:	10 / 0.23 KV	
Peso Aceite:	1356Kg.			Deshumecedor:	SI	
Muestra:	3					
Tipo de tratamiento o reparación						
Fecha del tratamiento o reparación						
Motivo del análisis						
			SEGUIMIENTO DEL ACEITE			
Día de Muestreo	Índice de Acidez (mgKOH/gr) ASTM D974	Rigidez Dieléctrica (KV / 2mm) ASTM D1816	Contenido de Agua (Karl Fischer) (ppm) ASTM D1533	Tensión Interfacial (dy/cm) ASTM D971	Color ASTM D1500	Observaciones
01/06/2010	0.03 AC	41 AC	14 AC	32.2 AC	2 AC	Ninguna
Valores Limites	≤ 0.05	≥ 40	≤ 35	≥ 32	< 3.5	
Abreviatura:	AC: Aceptable		CU: Cuestionable		IN: Inaceptable	

Tabla N°. 3.12 Análisis a transformador de 2000KVA, fuente T&D ELECTRIC

PROTOCOLO DEL ANALISIS FISICO-QUIMICO-ELECTRICO DEL ACEITE AISLANTE						
PROTOCOLO N°. 02F10A						
DATOS DEL TRANSFORMADOR						
Cliente:	FIBRAS INDUSTRIALES		Numero de serie:	TO8-011		
S.E.:	2000KVA		Año de fabricación:	2008		
Marca:	ELECTRICA OPTIMIZACION		Peso Total:	4550Kg.		
Potencia:	2000kVA.		Tensión:	10 / 0.46 KV		
Peso Aceite:	1130Kg.		Deshumedecedor:	SI		
Muestra:	4					
Tipo de tratamiento o reparación						
Fecha del tratamiento o reparación						
Motivo del análisis			SEGUIMIENTO DEL ACEITE			
Día de Muestreo	Índice de Acidez (mgKOH/gr) ASTM D974	Rigidez Dieléctrica (KV / 2mm) ASTM D1816	Contenido de Agua (Karl Fischer) (ppm) ASTM D1533	Tensión Interfacial (dy/cm) ASTM D971	Color ASTM D1500	Observaciones
01/06/2010	0.01 AC	31 IN	19 AC	38.1 AC	0.5 AC	Presenta partículas solidas en suspensión
Valores Limites	≤ 0.05	≥ 40	≤ 35	≥ 32	< 3.5	
Abreviatura:	AC: Aceptable		CU: Cuestionable		IN: Inaceptable	

3.2.3 Análisis cromatográfico de gases

Cuando se produce la falla interna en el transformador las altas temperaturas generan gases combustibles y no combustibles que se disuelven en el aceite, degradándolo.

En general, es posibles diagnosticar una falla incipiente y poder localizarla por la formación de gases debido al sobrecalentamiento (degradación térmica, arco eléctrico y descargas parciales del tipo corona). A continuación mostramos los cuadros de las proporciones de gases generados según las fallas en el transformador y teniéndolos como referencia para su posterior mantenimiento.

GAS PRINCIPAL – HIDROGENO

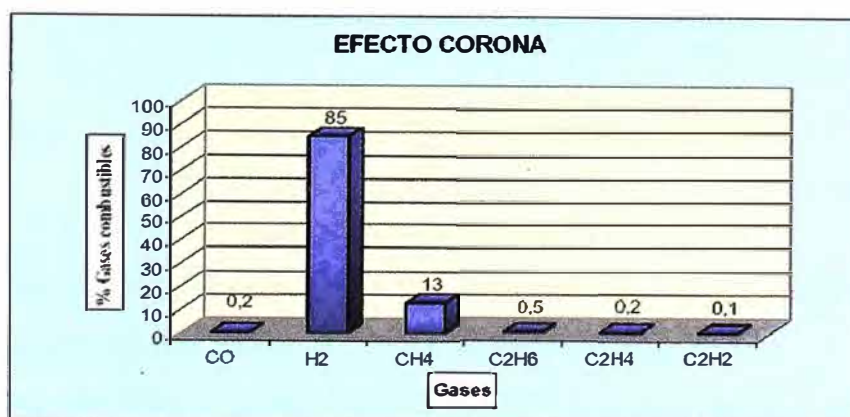


Fig. 3.7 Descargas parciales en el transformador

En la terminología internacional se expresa la descarga parcial a todos los tipos de descarga eléctrica las cuales no han sido formadas de descargas bruscas.

Entre los tipos de descargas parciales se menciona el efecto corona (descarga debida a una ionización del aceite), descargas superficiales de aislamiento solido.

GAS PRINCIPAL – MONOXIDO DE CARBONO

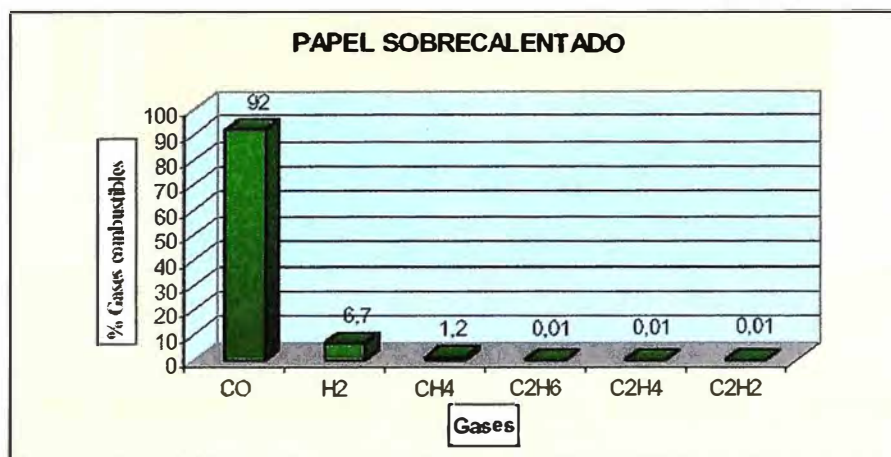


Fig. 3.8 Celulosa sobrecalentada

Gas que se forma por el deterioro del aislamiento solido, generándose también el dióxido de carbono.

GAS PRINCIPAL – ETILENO

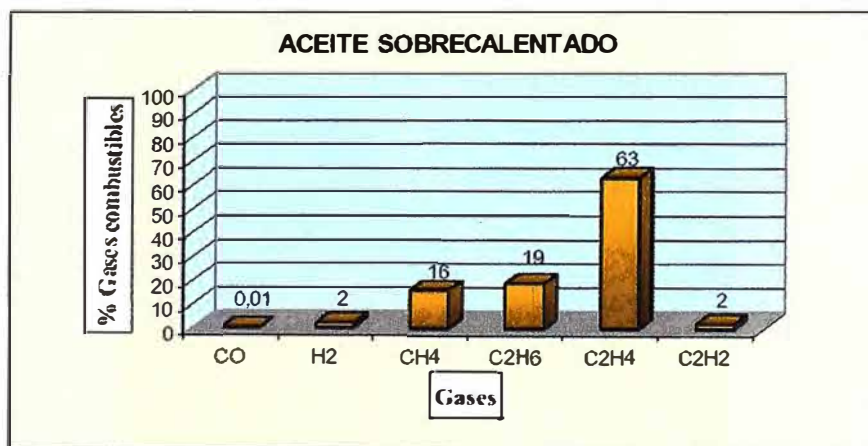


Fig. 3.9 Sobrecalentamiento en el aceite

La degradación del aceite aislante a bajas temperaturas origina metano (CH₄), etano (C₂H₆) y en menor cantidad etileno (C₂H₄) e hidrogeno (H₂).

A temperaturas elevadas se genera etileno (C₂H₄) con generación más elevada que el metano (CH₄) y etano (C₂H₆).

GAS PRINCIPAL – ACETILENO

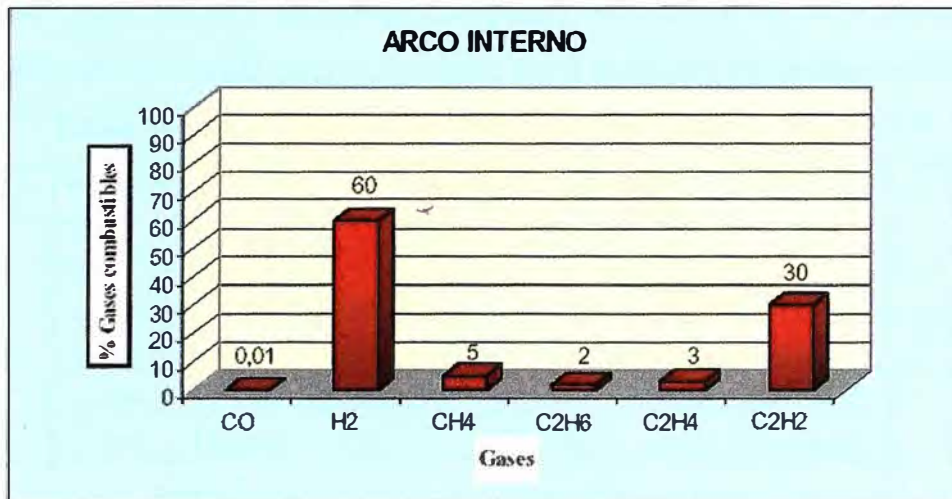


Fig. 3.10 Arco eléctrico en el aceite

La falla de arco, predominantemente genera gases hidrogeno y acetileno en menor cantidad y etileno en otros gases, conforme la potencia del arco. Dada la importancia de los análisis de gases es relevante tomar la muestra de aceite cuidadosamente según recomendaciones de normas técnicas [5], [6] y [7] tal como se muestra en la Fig. 3.11.



Fig. 3.11 Extracción óptima del aceite del transformador, con ampolla

A continuación presentamos resultados de trabajos ejecutados con apoyo del laboratorio especializado como Doble Engineering Company, en la Tabla N°. 3.13 mencionamos los datos del transformador analizado de Southern Perú, realizada en agosto del 2009.

Tabla N°. 3.13 Datos del transformador de 3MVA, según [13]

Reporte N°: 92193	Muestra N°: 1	RQF Electro Service SAC			Recibido: 05/08/2009
N° de Serie:	36685	Numero equipo:	-----	N° Contenedor:	1
S.E.:	MINA	Sistema Preservación:	-----	Cliente:	Dinamic
Tipo de Diseño:	-----	Nombre del transformador:	-----	Punto de muestra:	Tanque principal inferior
Fabricante:	Otro	Tipo de transformador:	-----	# secuencia:	-----
Año fabricación:	2007	Tensión:	69KV.	Fecha de muestreo:	02/07/2009
Sistema de refrigeración:	-----	Potencia:	3000KVA.	N° Fases:	3
Tipo de fluido:	Mineral	Peso Aceite:	4150Kg.	Temperatura Ambiente:	24°C
Humedad:	60%	Temperatura parte superior del aceite:	10°C	Temperatura pico:	-----
Nivel del aceite:	-----	Presión:	-----		

A continuación presentamos la tabla N°. 3.14, que muestra la cantidad de gases obtenidos del transformador analizado.

Tabla N°. 3.14 Cuadro del transformador de 3MVA

Hidrogeno (H2)	Oxigeno (O2)	Nitrogeno (N2)	Metano (CH4)	Monóxido de carbono (CO)	Etano (C2H6)	Dióxido de carbono (CO2)	Etileno (C2H4)	Acetileno (C2H2)	TOTAL GAS	Gas Combustible	Estimado TGC%	C2H4/C2H2	tarifa de gas combustible
													ppm/día
0	3745	10588	0	2.0	0	83	1.0	0	14419	3.0	0.01	0.00	

3.2.4 Análisis termográfico

El objeto fundamental de esta inspección de Termografía infrarroja es con el fin de identificar riesgo en el área eléctrica, de esta forma tomar los correctivos necesarios antes de que se presente un siniestro de consecuencias impredecibles. En nuestro análisis debemos tener presente realizarlo con instrumentos de mayor sensibilidad para la obtención de los valores de temperatura.

De este modo garantizamos una mayor exactitud de los resultados.

A continuación en la Tabla N°. 3.15 presentamos las características del equipo empleado en la inspección.

Tabla N°. 3.15 Equipo empleado (cámara IR928, Marc Wuhan Guide)

CARACTERISTICAS DEL EQUIPO TERMOGRAFICO	
Tipo de detector	Uncooled FPA Microbolometro (320x240 pixel, 45um)
Rango espectral	8-14um
Angulo de la lente	21°x15°, lente externo de 10°
Frecuencia de imagen	50Hz PAL/60Hz NTSC
Sensibilidad térmica	0.08°C a 30°C
Zoom electrónico	x2,x4,x8 interpolado
Rango de temperatura	-20°C a +1500°C
Precisión	+/-°C o +/-1% de lectura
Corrección de emisividad	Variable de 0.01 a 1.00(en 0.01 de incremento)
Temperatura de operación	-20°C a +60°C
Temperatura de almacenamiento	-20°C a +60°C
Humedad	Operación y almacenamiento 10% a 95%, no condensado

Los reportes de la inspección son diseñados con el software de análisis Guide Ir Analyser e integrado con el nuevo sistema de thermoscala, siendo este un sistema de paleta de colores que le permite aislar al problema. Permite visualizar perfectamente los sistemas monitoreados resaltando los elementos en los cuales se encuentra realmente el desperfecto.

En la siguiente Tabla N°. 3.16 presentamos, las condiciones y el impacto sobre las instalaciones en estudio.

Tabla N°. 3.16 Aplicaciones, condiciones e impacto de la Termografía

APLICACIÓN	CONDICIONES DETECTADAS	IMPACTO POTENCIAL
- Interruptores Seccionadores - Fusibles -Conductores -Empalmes y grapas de conexión. -Otros equipos: capacitores	Conexiones y empalmes flojos/corroidos/impropios, capacitores inoperativos, conexiones pobres de interruptores, sobrecalentamiento, sobrecarga, hebras de conductores rotas.	Sobrecalentamiento, descargas quemaduras, fuego, hebra de conductores rotas, las líneas aéreas pueden caerse. Capacitores inoperativos causan una deficiente protección contra transitorios y posibles fallas tempranas de equipo eléctrico asociado.
- Transformadores	Conexiones flojas/deterioradas, Bushings sobrecalentados, contactos pobres, sobrecarga, carga trifásica desbalanceada, tuberías de refrigeración bloqueadas/estranguladas, y nivel de fluido.	Descargas, cortocircuitos, quemaduras, fuego.

A continuación se presenta las fichas de las pruebas realizadas através de [11] y posterior presentación por el servicio de análisis termográfico para las subestaciones de Neptunia S.A. realizadas en abril del 2009.

T&D Electric S.A.C.		Fich. N°	03
Planta Neptunia		Ubicación: S.E. UNILEVER	
Registro N°: IMAGE051		Clase	D
Equipo:	Tablero del Transformador	A	$\Delta T > 30^{\circ}\text{C}$ Peligroso Intervenir inmediatamente
Circuito:	Fases R S T	B	20°C a 30°C Recalentamiento típico Reparar tan pronto como sea posible
Fecha:	miércoles, 08 de abril de 2009	C	10°C a 20°C Indicación de una falla Reparar en la próxima parada disponible
Hora:	9:17:00horas	D	$\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$ Monitoreo constante Se requiere más información

Tabla de Valores		
Parametro del Objeto	Valores	ΔT
T1:Temp Max	34.6°C	
T1:Temp Min	31.2°C	
S1:Temp Max	34.9°C	
S1:Temp Min	29.6°C	
R1:Temp Max	33.9°C	
R1:Temp Min	28.0°C	
R2:Temp Max	34.1°C	
R2:Temp Min	31.0°C	
S2:Temp Max	40.7°C	
S2:Temp Min	32.9°C	
T2:Temp Max	39.8°C	
T2:Temp Min	31.5°C	

Reparaciones:	
Fecha de Reparación:	___/___/2009
Reparado por:	No requiere reparación
Procedimientos:

Fig. 3.12 Ficha de resultados de las fases del transformador de 400KVA

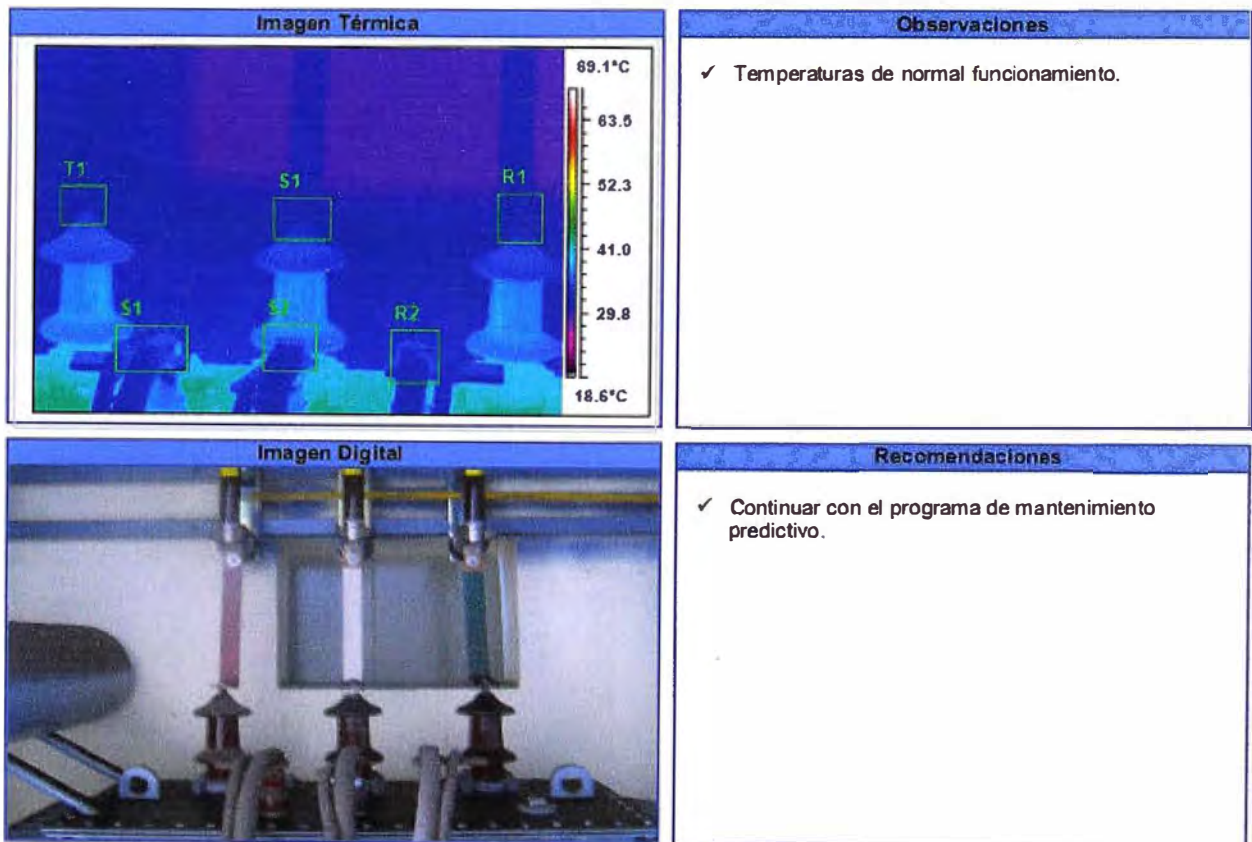


Fig. 3.13 Imagen térmica y digital del transformador de 400KVA

Cliente:		Ficha N°	
T&D Electric S.A.C.		015	
Lugar:	Ubicación:		Categoría:
Planta Neptunia	S.E. PRO ABONOS		D
Registro N°: IMAGE078		Clase	Descripción
Equipo:	Tablero de transformador – 10 kV	A	$\Delta T > 30^{\circ}C$ Sobrecalentamiento peligroso
Circuito:	Fases R S T	B	$20^{\circ}C$ a $30^{\circ}C$ Sobrecalentamiento típico
Fecha:	miércoles. 08 de abril de 2009	C	$10^{\circ}C$ a $20^{\circ}C$ Iniciación de un falla
Hora:	9:56:00horas	D	$\Delta T < 10^{\circ}C$ Monitoreo constante
Acción			
		Prevenir inmediatamente	
		Reparar tan pronto como sea posible	
		Reparar en la próxima parada disponible	
		Se requiere más información	
Tabla de Valores		Reparaciones:	
Parámetro del Objeto	Valores	Fecha de Reparación: ___/___/2009	
R:Temp Max	31.3°C	Reparado por: No requiere reparación	
R:Temp Min	25.3°C	Procedimientos:	
S:Temp Max	30.8°C	
S:Temp Min	25.5°C	
T:Temp Max	30.8°C	
T:Temp Min	25.3°C	
S2:Temp Max	28.3°C	
S2:Temp Min	28.7°C	
T2:Temp Max	27.2°C	
T2:Temp Min	25.2°C	

Fig. 3.14 Ficha de resultados de las fases del transformador de 500KVA

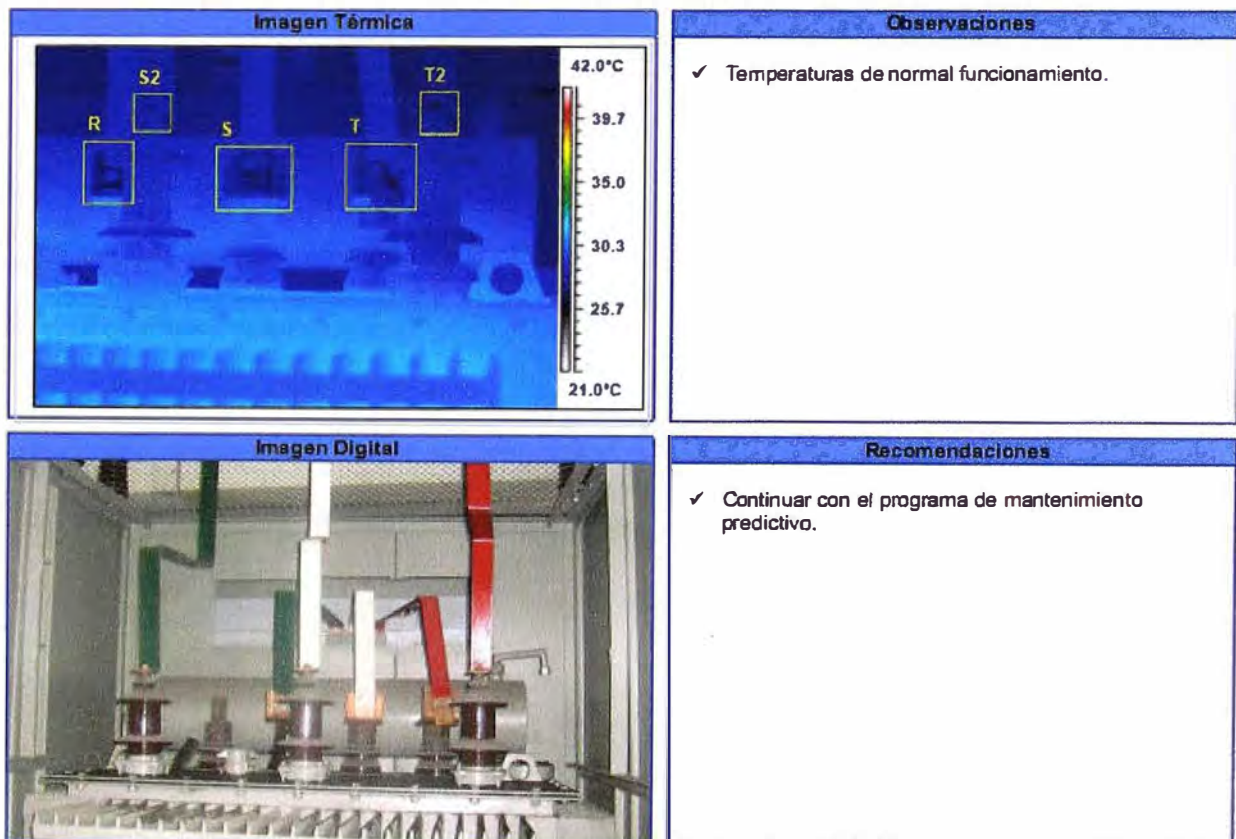


Fig. 3.15 Imagen térmica y digital del transformador de 500KVA

Empresa:		Fecha N°																															
NEPTUNIA S.A.		04																															
Lugar:		Código																															
Ventanilla		D																															
Registro N°: IMAGE009 IMG		Clase	Descripción																														
Equipo:	Biposte	A	$\Delta T > 30^{\circ}\text{C}$ Incrementamiento peligroso																														
Circuito:	Cut out	B	20°C a 30°C Incrementamiento típico																														
Fecha:	jueves, 30 de abril de 2009	C	10°C a 20°C Reducción de un falla																														
Hora:	10:45:00horas	D	$\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$ Monitoreo constante																														
Acción																																	
		Intervenir inmediatamente																															
		Reparar el elemento como sea posible																															
		Reparar en la próxima parada disponible																															
		Se requiere más información																															
Tabla de Valores		Reparaciones:																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro del Objeto</th> <th>Valores</th> <th>ΔT</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>R1:Temp. Promedio</td> <td>17.0°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R1:Temp Max</td> <td>21.9°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R1:Temp Min</td> <td>14.9°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R2:Temp. Promedio</td> <td>16.8°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R2:Temp Max</td> <td>21.5°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R2:Temp Min</td> <td>15.0°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R3:Temp. Promedio</td> <td>16.3°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R3:Temp Max</td> <td>19.9°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R3:Temp Min</td> <td>15.0°C</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Parámetro del Objeto	Valores	ΔT	R1:Temp. Promedio	17.0°C		R1:Temp Max	21.9°C		R1:Temp Min	14.9°C		R2:Temp. Promedio	16.8°C		R2:Temp Max	21.5°C		R2:Temp Min	15.0°C		R3:Temp. Promedio	16.3°C		R3:Temp Max	19.9°C		R3:Temp Min	15.0°C		<p>Fecha de Reparación: ___/___/2009</p> <p>Reparado por:</p> <p>Procedimientos:</p> <p>.....</p> <p>.....</p>	
Parámetro del Objeto	Valores	ΔT																															
R1:Temp. Promedio	17.0°C																																
R1:Temp Max	21.9°C																																
R1:Temp Min	14.9°C																																
R2:Temp. Promedio	16.8°C																																
R2:Temp Max	21.5°C																																
R2:Temp Min	15.0°C																																
R3:Temp. Promedio	16.3°C																																
R3:Temp Max	19.9°C																																
R3:Temp Min	15.0°C																																

Fig. 3.16 Ficha de resultados de la protección del transformador de 250KVA

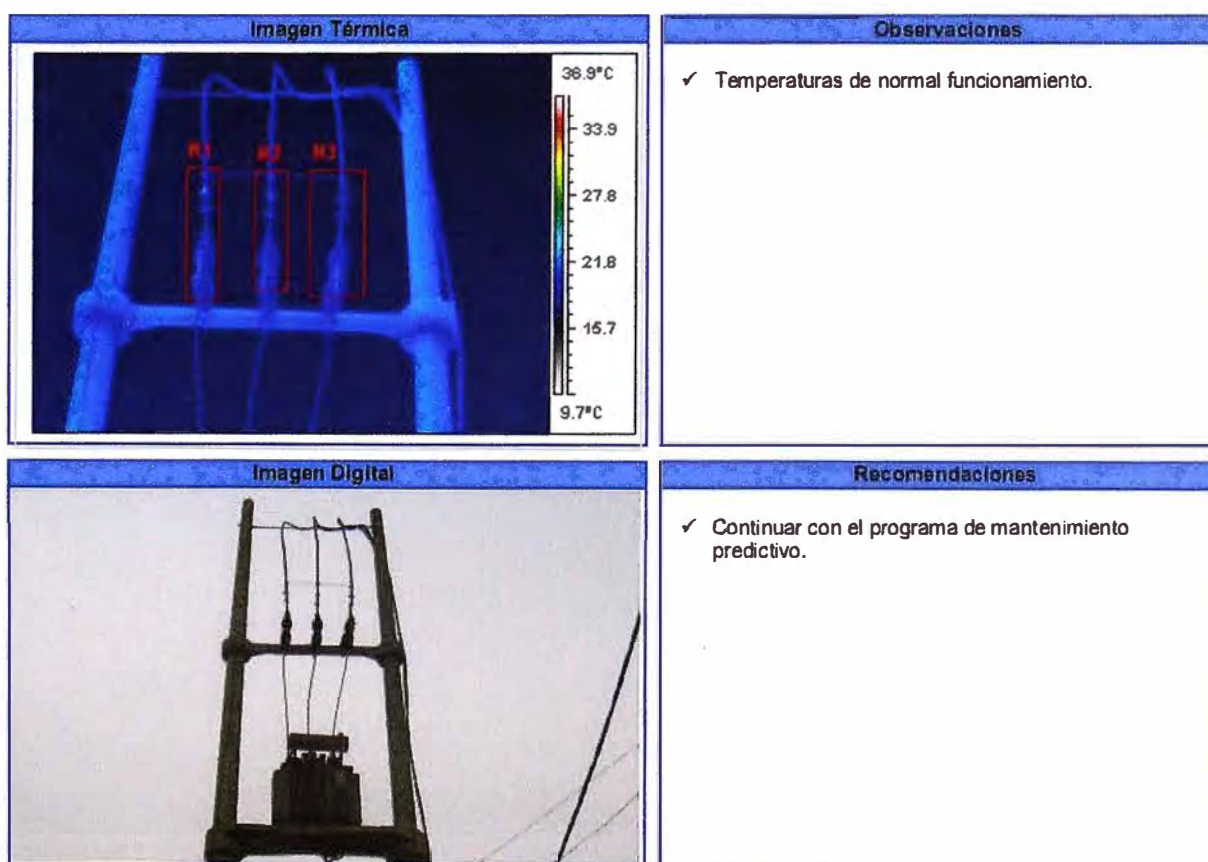


Fig. 3.17 Imagen térmica y digital de la protección del transformador de 250KVA

Empresa:		Ficha N°													
NEPTUNIA S.A.		05													
Lugar:		Ubicación:													
Ventanilla		S.A.B. PARTICULAR													
Clase		D													
Registro N°: IMAGE010.JPG		Clase													
Equipo:	Biposte	A	$\Delta T > 30^{\circ}\text{C}$												
Circuito:	Transformador de 250 KVA	B	20°C a 30°C												
Fecha:	jueves, 30 de abril de 2009	C	10°C a 20°C												
Hora:	10:46:00horas	D	$\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$												
Descripción		Acción													
Sobrecalentamiento peligroso		Reparar inmediatamente													
Sobrecalentamiento típico		Reparar tan pronto como sea posible													
Aplicación de un talla		Reparar en la próxima parada disponible													
Monitoreo constante		Se requiere más información													
Tabla de Valores		Reparaciones:													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro del Objeto</th> <th>Valores</th> <th>ΔT</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>R1:Temp. Promedio</td> <td>19.9°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R1:Temp Max</td> <td>24.5°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>R1:Temp Min</td> <td>15.4°C</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Parámetro del Objeto	Valores	ΔT	R1:Temp. Promedio	19.9°C		R1:Temp Max	24.5°C		R1:Temp Min	15.4°C		<p>Fecha de Reparación: ___/___/2009</p> <p>Reparado por:</p> <p>Procedimientos:</p> <p>.....</p> <p>.....</p>	
Parámetro del Objeto	Valores	ΔT													
R1:Temp. Promedio	19.9°C														
R1:Temp Max	24.5°C														
R1:Temp Min	15.4°C														

Fig. 3.18 Ficha de resultados del transformador de 250KVA

<p>Imagen Térmica</p>	<p>Observaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Temperaturas de normal funcionamiento.
<p>Imagen Digital</p>	<p>Recomendaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Continuar con el programa de mantenimiento predictivo.

Fig. 3.19 Imagen térmica y digital del transformador de 250KVA

Cliente: NEPTUNIA S.A.		Ficha N° 018	
Lugar: Ventanilla		Ubicación: SUBESTACION LLENOS	
		Clase D	
Registro N°: IMAGE071.JPG			
Equipo: Celda 440V	Clase A	Descripción: Sobrecalentamiento peligroso	Acción: Intervenir inmediatamente
Circuito: Transformador 500KVA	Clase B	Descripción: Sobrecalentamiento típico	Acción: Reparar lo posible o reemplazar si es necesario
Fecha: jueves, 30 de abril de 2009	Clase C	Descripción: Indicación de una falla	Acción: Reparar en la próxima parada disponible
Hora: 12:08:00horas	Clase D	Descripción: Monitoreo constante	Acción: Se requiere más información

Tabla de Valores		
Parámetro del Objeto	Valores	ΔT
R1:Temp. Promedio	24.4°C	
R1:Temp Max	28.6°C	
R1:Temp Min	23.3°C	
R2:Temp. Promedio	24.2°C	
R2:Temp Max	28.8°C	
R2:Temp Min	23.0°C	
R3:Temp. Promedio	24.0°C	
R3:Temp Max	28.2°C	
R3:Temp Min	22.5°C	

Reparaciones:	
Fecha de Reparación: ____/____/2009	<div style="font-size: 2em; color: red; transform: rotate(-15deg); opacity: 0.5;"> No requiere reparación </div>
Reparado por:	
Procedimientos:	

Fig. 3.20 Ficha de resultados del transformador de 500KVA

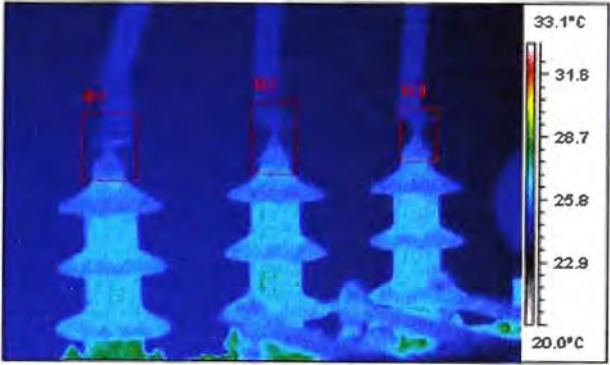

Imagen Térmica 	Observaciones ✓ Temperaturas de normal funcionamiento.
Imagen Digital 	Recomendaciones ✓ Continuar con el programa de mantenimiento predictivo.

Fig. 3.21 Imagen térmica y digital del transformador de 500KVA

3.3 Diagnostico de los análisis

Las pruebas que tenemos en cuentas en T&D ELECTRIC se han establecido según la experiencia y normas técnicas [5], [6], [7] y [8], garantizando la operatividad, por la cual damos las recomendaciones a tomar en cuenta en la programación del mantenimiento de ser necesario. A continuación se presentan las tablas N°. 3.17, N°. 3.18 y N°. 3.19 del diagnostico, recomendaciones y conclusiones técnicas de los casos evaluados.

Tabla N°. 3.17 Diagnósticos de resistencia de aislamiento

Ítem	Lugar	Fecha	Descripción	Diagnostico	Recomendaciones	Conclusiones
				Análisis Resistencia de aislamiento		
1	Ambev Perú	Marzo del 2010	S.E. Administración-TR A (800KVA/10/0.23-0.133KV)	AT vs. Masa: 110MOhmios BT vs. Masa: 100MOhmios AT vs. BT: 95MOhmios	1-Limpieza del transformador 2-Ajuste de barras colectoras 3-Reactivacion del pozo a tierra 4-Medicion del aislamiento en 12 meses	Se encuentran sus valores aceptables del aislamiento, se recomienda realizar un análisis del aceite en próxima evaluación y mantenimiento de pozo
2			S.E. Cerveza-TR 1 (1250KVA/10/0.23-0.133KV)	AT vs. Masa: 130MOhmios BT vs. Masa: 110MOhmios AT vs. BT: 120MOhmios	1-Revision de las conexiones de protección 2-Ajuste de barras colectoras 3-Revision del nivel de aceite 4-Reactivacion del pozo a tierra	Valor aceptable del aislamiento. En el próximo mantenimiento realizar el análisis cromatográfico y mantenimiento del pozo a tierra
3			S.E. Cerveza-TR 2 (2000KVA/12.6/0.48-0.277KV)	AT vs. Masa: 130MOhmios BT vs. Masa: 120MOhmios AT vs. BT: 125MOhmios	1-Limpieza de la subestación 2-Ajuste de barras colectoras 3-Cambio de silicagel	Realizar una prueba de aislamiento y también un análisis del aceite en la próxima evaluación
4			S.E. Cerveza-TR 3 (1000KVA/10/0.44-0.2543KV)	AT vs. Masa: 120MOhmios BT vs. Masa: 110MOhmios AT vs BT: 100MOhmios	1-Ajuste de barras colectoras 2-Medicion del aislamiento en 12 meses.	Enumerar los pozos para un mejor control
5			S.E. Refrigerantes-TR 4 (1250KVA/10/0.4-0.231KV)	AT vs. Masa: 1200MOhmios BT vs. Masa: 780MOhmios AT vs BT: 800MOhmios	1-Limpieza del transformador 2-Ajuste de barras colectoras 3-Revision del nivel de aceite	Valor optimo del aislamiento realizar revisión del tablero de control
6			S.E. Refrigerantes-TR 5 (1600KVA/0.46KV)	AT vs. Masa: 600MOhmios BT vs. Masa: 520MOhmios AT vs. BT: 500MOhmios	1-Limpieza de la subestación 2-Ajuste de barras colectoras	Enumerar los pozos para un mejor control

Tabla N°. 3.18 Diagnósticos del análisis físico-químico y cromatográfico

Ítem	Lugar	Fecha	Descripción	Diagnostico	Recomendaciones	Conclusiones
				Análisis físico químico eléctrico		
7	Fibras Industriales	Junio del 2010	S.E. 250KVA/0.44/022KV	Índice acidez (mg. OH/gr.): Medido: 0.18 Norma: ≤ 0.05 Rigidez dieléctrica(Kv/2mm): Medido: 13 Norma: ≥ 40 Contenido de agua(ppm): Medido: 39 Norma: ≤ 35 Tensión interfacial(dy /cm): Medido: 17.6 Norma: ≥ 32 Color: Medido: 1 Norma: < 3.5	1-Regeneracion y 2-Realizar un termo- vacio 3-Proveer un desecador 4-Medicion pozo a tierra 5.Limpieza del transformador	Realizar a la brevedad una regeneración y termovacio por la formación de sustancias polares, y presencia de alto contenido de agua y partículas
8			S.E. 16000KVA/10/0.23KV	Índice acidez (mg. OH/gr.): Medido: 0.03 Norma: ≤ 0.05 Rigidez dieléctrica(Kv/2mm): Medido: 41 Norma: ≥ 40 Contenido de agua(ppm): Medido: 14 Norma: ≤ 35 Tensión interfacial(dy /cm): Medido: 32.2 Norma: ≥ 32 Color: Medido: 2 Norma: < 3.5	1-Ajuste de barras colectora 2- Limpieza del local 3-Cambio del silicagel	Los parámetros analizados se encuentra dentro de los limites de comparación
9			S.E. 2000KVA/10/0.46KV	Índice acidez (mg. OH/gr.): Medido: 0.01 Norma: ≤ 0.05 Rigidez dieléctrica(Kv/2mm): Medido: 31 Norma: ≥ 40 Contenido de agua(ppm): Medido: 19 Norma: ≤ 35 Tensión interfacial(dy /cm): Medido: 38.1 Norma: ≥ 32 Color: Medido: 0.5 Norma: < 3.5	1-Realizar termovacio 2-Cambio del desecador 3-Limpieza del transformador	Realizar el tratamiento de termovacio a la brevedad por presencia de agua y partículas
				Análisis Cromatográfico		
10	Southern Perú	Agosto del 2009	S.E. MINA (3000KVA/69KV)	Hidrogeno: 0 ppm Oxigeno: 3745 ppm Nitrógeno: 10588 ppm Metano: 0 ppm Monóxido de carbono: 2.0 ppm Etano: 0 ppm Dióxido de carbono: 83 ppm Etileno: 1.0 ppm Acetileno: 0 ppm Total Gas: 14419 ppm Gas combustible: 3.0 ppm	1-Revision de las Conexiones de protección. 2-Ajuste de barras colectoras 3-Revision del nivel de aceite 4-Realizar una prueba de aislamiento al transformador en 12 meses	La cantidad de gases combustible totales es < 500 ppm/v, por tanto realizar nuevo análisis de gases combustible y fisico-químico dentro de 12 meses, para llevar un mejor control. De otra manera realizarlo en un mes para determinar la tendencia

Tabla N°. 3.19 Diagnostico del análisis de termografía

Ítem	Lugar	Fecha	Descripción	Diagnostico	Recomendaciones	Conclusiones
				Análisis Termográfico		
11	Neptunia S.A.	Abril del 2009	S.E. UNILEVER Tablero del transformador	$\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$	1-Ajuste de barra colectora 2-Limpieza del transformador	Temperatura baja, realizar prueba de aislamiento y revisar los fusibles
12			S.E. PRO ABONOS Tablero del transformador -10KV	$\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$	1-Instalar desecador 2-Limpieza del transformador	La prueba realizada no indica algún problema de ajuste, sería conveniente realizar análisis del aceite en próxima evaluación
13			S.A.B. PARTICULAR Biposte (Cut out)	$\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$	1-Limpieza de las instalaciones 2-Revision del Cut Out	Inspeccionar los fusibles dentro de 6 meses para ver tendencia
14			S.A.B. PARTICULAR Transformador de (250KVA)	$\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$	1-Limpieza del transformador 2.Revisar tanque conservador	Realizar análisis del aceite en próxima evaluación
15			S.E. LLENOS transformador (500KVA)	$\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$	1-Limpieza del transformador 2-Instalar desecador	Revisar el pozo a tierra y realizar prueba de resistencia de aislamiento en la próxima evaluación

Estos trabajos se realizaron con el apoyo técnico y cumpliendo con las normas técnicas, procedimientos y seguridad en el trabajo, elaborado de manera exhaustiva para dar a conocer los resultados y recomendaciones a tomar en cuenta.

3.4 Presupuestos de los mantenimientos

Para los casos mencionados elaboramos los presupuestos respectivos de los mantenimientos generados, para la siguiente programación cumpliendo con la buena operatividad de las instalaciones. Ver las Tablas N°. 3.20 y N°. 3.21.

Tabla N°. 3.20 Presupuestos por mantenimientos: Megado y análisis de aceite

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P.U. (U\$.)	PARCIAL (U\$.)	
1	Mantenimiento S.E.					
1.1	Mantenimiento de barras (Limpieza /pintado)	Glb.	6	60.00	360.00	
1.2	Mantenimiento de ajuste	Glb.	6	35.00	210.00	
1.3	Prueba de megado	Und.	6	35.00	210.00	
1.4	Supervisión y elaboracion del informe	Glb.	6	50.00	300.00	
INSTALACIONES AMBEV PERU				Costo total (U\$.)		1,080.00
2	Mantenimiento S.E.					
2.1	Servicio de regeneración	Glb.	1	380.00	380.00	
2.2	Servicio de termovacio	Glb.	2	450.00	900.00	
2.3	Suministro e instalación de desecador	Und.	1	150.00	150.00	
2.4	Análisis físico químico	Und.	3	65.00	195.00	
2.5	Supervisión y elaboracion del informe	Glb.	3	30.00	90.00	
INSTALACIONES FIBRAS INDUSTRIALES				Costo total (U\$.)		1,715.00

Tabla N°. 3.21 Presupuestos por mantenimientos: cromatográfico y termográfico

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P.U. (U\$.)	PARCIAL (U\$.)
3	Mantenimiento S.E.				
3.1	Análisis de cromatografía	Und.	1	200.00	200.00
3.2	Traslado	Glb.	1	175.00	175.00
3.3	Supervisión y elaboracion del informe	Glb.	1	80.00	80.00
INSTALACIONES DINAMIC / SOUTHERN PERU		Costo total (U\$.)			455.00
4	Mantenimiento S.E.				
4.1	Mantenimiento de barras y transformador (Limpieza y ajustes)	Glb.	4	40.00	160.00
4.2	Mantenimiento de s.e. aérea (Limpieza Cut Out)	Glb.	1	45.00	45.00
4.3	Análisis de termografía	Und.	5	80.00	400.00
4.4	Supervisión y elaboracion del informe	Glb.	5	30.00	150.00
INSTALACIONES NEPTUNIA S.A.		Costo total (U\$.)			755.00

CAPITULO IV

MANTENIMIENTO Y OPERATIVIDAD

4.1 Métodos para el mantenimiento correctivo

Con la información recopilada y el análisis de los programas de mantenimiento fue necesario implementar, las siguientes modificaciones:

4.1.1 Conformación y actividades del personal técnico

- a.** Capacitación permanente al personal técnico de los diversos temas de mantenimiento, con lo cual se espera obtener técnicos especializados.
- b.** Contratación de Personal técnico para cumplir con las tareas de mantenimiento, egresados de institutos superiores especialistas en el tema.
- c.** Personal capacitado de las principales técnicas de mantenimiento existentes.
- d.** Personal identificado con el área de mantenimiento, entendiendo que el área de mantenimiento es fundamental por darle valor agregado a la empresa.

4.1.2 Descripciones del mantenimiento

A continuación realizamos una breve descripción a tener en cuenta:

a. Análisis técnico:

- Planificar y programar las actividades de mantenimiento.
- Analizar las fallas de mantenimiento e identificar las causas de origen.
- Inspeccionar semestralmente los trabajos de mantenimiento para identificar mejoras.
- Investigar e innovar en cuanto a las técnicas de mantenimiento existentes y buscar mejoras tecnológicas que mejoren las actividades del mismo.

b. Mantenimiento predictivo:

- Inspeccionar las instalaciones.
- Realizar el mantenimiento a la brevedad.
- Levantamiento de las observaciones productos de las fiscalizaciones.
- Extracción de muestra de aceite dieléctrico y su respectivo análisis.
- Plan general de trabajo.

c. Mantenimiento preventivo:

- Limpieza de la subestación.
- Realizar prueba de resistencia de aislamiento.
- Realizar pruebas óhmicas.
- Limpieza de equipos del local.

d. Mantenimiento correctivo:

- Realizar las reparaciones del tanque, radiadores, tapas, etc.
- Atender las emergencias de cambio de transformador.
- Cambios de empaquetaduras.
- Ejecución de las maniobras programadas a solicitud del sector de planta.
- Inspección de instrumentos de protección y equipos.
- Tener el stock de repuestos y accesorios requeridos.
- Diagnostico.
- Recomendaciones Preventivas.

4.1.3 Puesta en servicio

Para una eficiente gestión de mantenimiento es necesario implementar un sistema ordenado y normalizado que ayudara a recopilar la información tanto de los planes de mantenimiento, como con las observaciones o deficiencias que se dan en las subestaciones debido a las fallas imprevistas o por los procesos de fiscalización, los módulos que se han creado en esta primera etapa son los siguientes:

a. Gestión de provisionales

Este modulo registra todas las deficiencias o trabajos pendientes por realizar sobre las instalaciones industriales, de esta manera evitamos estar llevando registros que pueden verse desactualizados.

b. Gestión de sistema de puesta a tierra

Es muy importante mantener los sistemas de puesta a tierra operativos tanto en subestaciones convencionales, compactas o aéreas, es sabido que ante cualquier falla en las instalaciones eléctricas un buen sistema de puesta a tierra despejara la falla rápidamente evitando daños severos sobre las instalaciones o sobre las personas. Lo recomendable es hacerles un seguimiento y en todo caso darle un mantenimiento, realizando las pruebas respectivas y manteniendo los valores recomendados por las normas.

A continuación en la Fig. 4.1 describimos el proceso del mantenimiento que hará posible la recuperación del transformador.

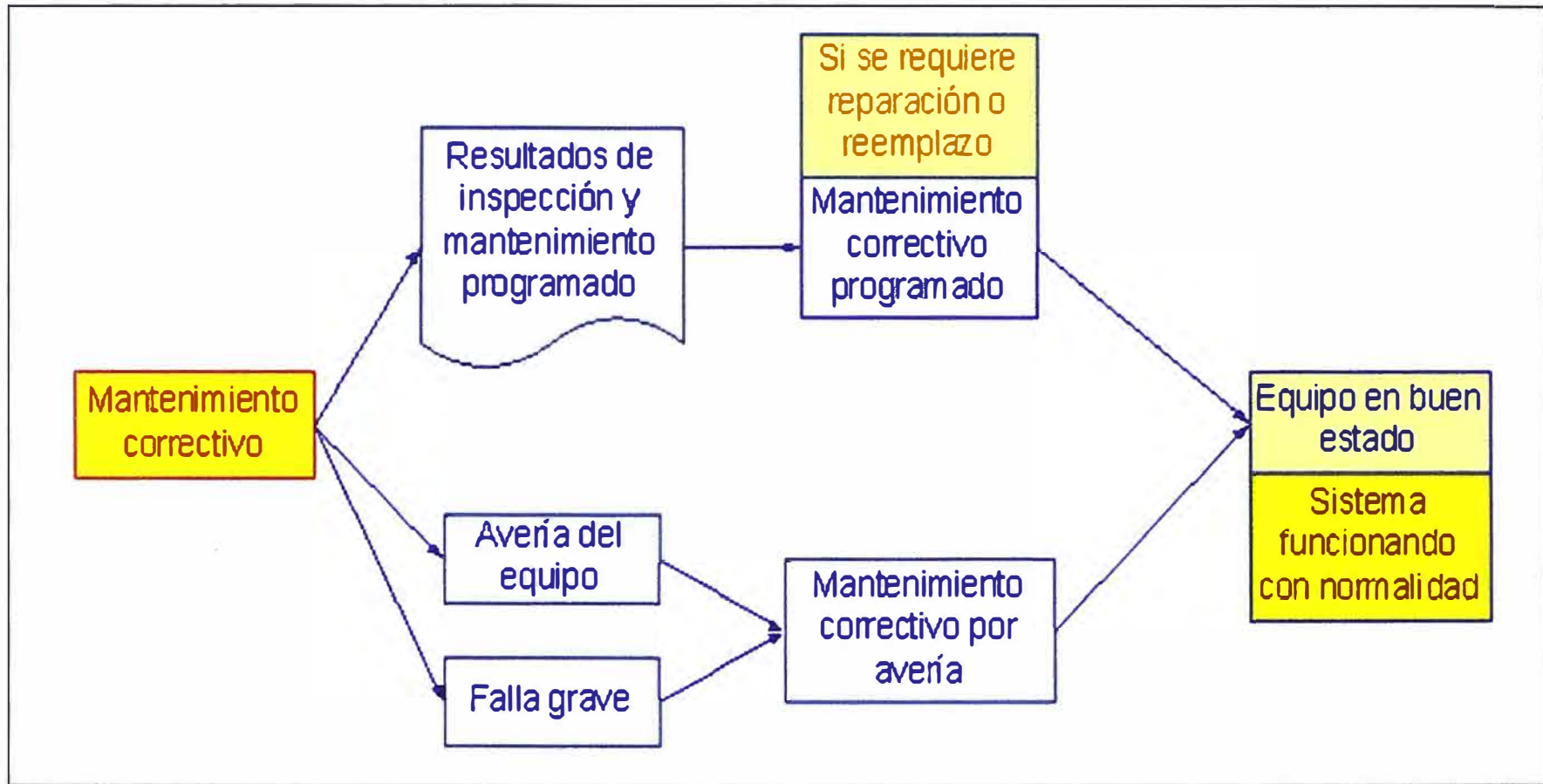


Fig. 4.1 Proceso del mantenimiento correctivo

CAPITULO V

CAPACITACION TECNICA, PROGRAMA DE SEGURIDAD Y PROGRAMA MEDIO AMBIENTAL

5.1 Capacitación técnica

Se han elaborado una serie de perfiles de acuerdo al cargo a cubrir, es necesario que cada trabajador tenga buenos conocimientos, capacidades y actitudes para cada puesto.

En general los puestos a cubrir son:

- a) Coordinador de Mantenimiento.
- b) Supervisor de Mantenimiento.
- c) Operario de subestaciones.
- d) Técnico.
- e) Ayudante.
- f) Almacenero.

Otro aspecto muy importante es el soporte, con profesionales y técnicos calificados en la formación de las cuadrillas de trabajo; en las diferentes áreas y especializaciones tales como subestaciones aéreas, subestaciones convencionales y subterráneas.

5.2 Programa de seguridad

Las empresas de mantenimiento en el área de energía eléctrica, están comprometida en mantener y mejorar el bienestar de todos sus trabajadores y el desempeño en seguridad en el trabajo. Esto se logra mediante el mejoramiento continuo en la identificación, evaluación y control de sus riesgos, a través de una adecuada planeación e implementación de los programas de higiene y seguridad industrial acompañado de exámenes médicos Ocupacionales.

Haciendo que todos los trabajadores, sean responsables de mantener una cultura de Seguridad y Salud Ocupacional, convirtiéndola en un estilo de vida, cumpliendo con las normas y procedimientos establecidos, de acuerdo con la legislación peruana vigente.

Los siguientes son los principios de rigurosa aplicación que orientan la implementación

de Seguridad y Salud Ocupacional:

- a.** Integrar la gestión de prevención de riesgos laborales y salud ocupacional a la estrategia de las Compañías.
- b.** Identificar los peligros y evaluar y controlar los riesgos vinculados a la salud ocupacional.
- c.** Divulgar la presente política entre todos los trabajadores involucrados en el área de mantenimiento, con el propósito de que asuman el compromiso y responsabilidad frente al Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional y mantenerla a disposición de todas las partes interesadas.
- d.** Promover la sensibilización y conciencia por la Seguridad Industrial y la Salud Ocupacional, mediante la implementación de programas de capacitación y entrenamiento continuo.
- e.** Fomentar en los trabajadores una actitud de seguridad en el desarrollo de los trabajos y las actividades que se ejecuten, que sean coherentes con los principios de Seguridad y Salud Ocupacional.
- f.** Supervisar en los sitios de trabajo el cumplimiento de los procedimientos, normas y obligaciones legales relacionadas con la administración de la salud ocupacional, seguridad industrial y control de emergencias.
- g.** Monitorear permanentemente la salud de los empleados, mediante exámenes médicos de ingreso y controles clínicos periódicos de acuerdo a los riesgos a los que estén expuestos en los diferentes ambientes de trabajo.

Para poder llevar a cabo los trabajos de mantenimiento se han elaborado una serie de instructivos tales como:

- **AST:** Acción Segura de Trabajo en donde se detallan en forma minuciosa las recomendaciones que se deben tener en cada etapa de los trabajos de mantenimiento u Obras.
- **ASG:** Acción Segura Genérica en donde se agrupan una serie de actividades a fin (relacionadas) e igualmente se detallan las recomendaciones necesarias para la ejecución de los trabajos.

Igualmente existe lo que se llaman los círculos de seguridad, en donde se trata de mejorar día a día los procedimientos existentes. Por otro lado se cuenta con el comité conformado por los trabajadores de las diferentes áreas de la empresa, en este comité se discuten las mejoras necesarias que deben darse a favor de los trabajadores.

Se ajunta modelos de ASG a modo de ejemplo, en el anexo A.

5.3 Programa medio ambiental

Las empresas tienen que desarrollar sus actividades de mantenimiento y Construcción de las nuevas instalaciones, respetando el Medio Ambiente.

Todas las empresas que desarrollan sus actividades dentro del sector energético, deben contribuir al desarrollo sostenible. En tal sentido y como manifestación palpable de lo indicado ha de incorporarlo a la estrategia empresarial la gestión ambiental, desarrollando un Sistema de Gestión Ambiental.

La política ambiental de las empresas se concreta a través de Programas de Gestión Ambiental, y tiene como elementos básicos; la definición periódica de objetivos y metas ambientales, el cumplimiento con la leyes ambientales, urbanísticas y de seguridad que compete a todos, y el compromiso en la mejora continua de los efectos ambientales que producen; disponiendo de los recursos humanos y materiales necesarios para su adecuada implementación, así como una información periódica de los objetivos establecidos y los logros conseguidos. Estableciendo programas adecuados de formación para que la protección del medio ambiente sea un elemento más del desarrollo de las actividades eléctricas.



Fig. 5.1 Folleto de educación ambiental

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1. El correcto planeamiento de la gestión del mantenimiento predictivo y correctivo, conllevara a los siguientes resultados**
 - **Cumplimiento de Indicadores y objetivos del área.**
 - **Mejora de la calidad de las instalaciones.**
 - **Baja tasa de accidentes.**
 - **La producción industrial seria optima.**
 - **Clientes satisfechos con el servicio prestado.**
- 2. Los costos de mantenimiento en las empresas a las cuales se ha realizado el estudio de sus instalaciones es inferior a tener que adquirir un nuevo transformador, para la cual tomaremos como referencia a los transformadores de fibras industriales el presupuesto por mantenimiento nos da como monto de us. 1715.00 y el costo por los 02 transformadores más propensos a salir de servicio es de us. 21 000.00, concluyendo que un buen servicio de mantenimiento da como resultado ahorro y operatividad de las instalaciones.**
- 3. La capacitación del personal profesional y técnico, debe ser continua con capacidades y actitudes necesarias para desarrollarse en el puesto de trabajo, y tener la responsabilidad del llenando de los formatos de control de labores de operaciones.**
- 4. El cumplimiento de la Seguridad laboral y del Medio ambiente debe ser uno de los pilares dentro de la gestión del mantenimiento ya que transgredirlos puede ocasionar pérdidas humanas o deterioro del medio ambiente (que en el tiempo daña a todo el ecosistema).**
- 5. Se deben priorizar las acciones predictivas tales como análisis físico químico, análisis cromatográfico, análisis termográfico, valor de resistencia, equipos de medición y protección y pozos a tierra; esta labor permitirá tener una idea del estado del transformador y los equipos con lo cual se podrán tomar decisiones de reparación o cambio del componente fallado. Tomar decisiones “antes” de que los equipos fallen, permitirá evitar que se afecte al servicio.**

6. Al realizar la regeneración es requerido también realizar la operación del termovacio, pudiendo ser este proceso en serie o uno a continuación del otro dando resultados óptimos dependiendo de la cantidad del número de ciclos.

7. Cuando se realice la regeneración una forma de monitorear el proceso es extrayendo muestras al ingreso y salida y analizar con el Tensiómetro; mientras que en el proceso de termovacio se debe realizar con el Espinterómetro para un mejor control.

ANEXOS

ANEXO A

Mantenimiento del Transformador referencia T&D Electric SAC.

ASG-MP-001 MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

ALCANCE: Esta ASG comprende la ejecución de actividades que a continuación se indican:

Nro.	SECCION	ACTIVIDAD
1	MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR	Revisión de todos los componentes y accesorios antes de iniciar el mantenimiento
2		Desmontaje y desencubado de la parte activa
3		Pulverizado de la parte activa
4		Revisión de los canales de refrigeración de bobinados de AT y BT
5		Reemplazo de cuñas de sujeción de las bobinas si lo requiere
6		Secado de la parte activa según norma
7		Lavado del tanque conservador y cubas
8		prueba hidrostática de las cubas
9		Limpieza de accesorios en general
10		Ajuste de parte activa
11		Montaje y encubado de la parte activa
12		Cambio de empaquetadura de la tapa
13		Cambio de empaquetadura de los aisladores de AT-BT
14		Pintura de acabado del transformador
15		Tratamiento bajo termo-vacio
16		Regenerado con tierra Fuller
17		Adición de inhibidor (aditivo antioxidante)
18		Medición del punto de roció (evaluación de sequedad de la parte activa)
19		Mantenimiento de radiadores, conmutadores, tanque conservador
20		Mantenimiento de liberador de presión, termómetros, termostatos, relé de imagen térmica
21		Pruebas de operatividad de las protecciones que incorpora el transformador
22		Extracción de muestra de aceite

ASG-MP-001 MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

RIESGO EN EL TRABAJO			PROCEDIMIENTO STANDARD DEL TRABAJO	
ETAPAS DEL TRABAJO	RIESGOS POTENCIALES	ELEMENTOS DE PROTECCION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO SEGURO (ACTOS Y CONDICIONES SEGURAS)	CONTROLES Y RECOMENDACIONES
PREPARACION	<ul style="list-style-type: none"> *Caída de personas al Mismo nivel. *Choques y golpes. *Cortes. 	<ul style="list-style-type: none"> *Uniforme completo normalizado. *Calzado de seguridad con planta aislante. * Casco dieléctrico con barbiquejo. *Guantes de cuero. 	<p>Es responsabilidad del supervisor:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Contar con la orden de trabajo, hoja de descargo y todo aquel documento que permita el normal desarrollo del mantenimiento. 2.Haber realizado previamente la inspección minuciosa de todo el equipo a intervenir, identificando las deficiencia de seguridad como estructuras. Comunicando inmediatamente a su jefe inmediato o jefe de seguridad acerca de las condiciones y actos inseguros observados. 3.Preparar la totalidad de herramientas, equipos, implementos de seguridad y señalización a utilizar. Asimismo, debe llevar todos los procedimiento de seguridad y medio ambiente requeridos y vigentes para la tarea que va realizar. 4.Determinar el grupo de trabajo de acuerdo a la magnitud del mantenimiento, de tal manera que se efectuó dentro del tiempo programado 	<p>El supervisor y trabajadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> *Al preparar las herramientas equipos e implementos de seguridad debe revisarlos y probarlos para asegurar su eficacia. *No debe permitir el uso de equipos de protección personal, herramientas u otros equipos en mal estado. *Debe comprobar que el personal a su cargo sea el idóneo y cumpla con lo establecido en las normas y reglamento de seguridad, señalización y medio ambiente. *Debe verificar las condiciones físicas y anímicas de todos los trabajadores a su cargo, retirando al personal que presente algún síntoma anormal. *Debe verificar que las herramientas, materiales y equipos a transportar deberán ubicarse en forma ordenada y segura.

ASG-MP-001 MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

RIESGO EN EL TRABAJO		PROCEDIMIENTO STANDARD DEL TRABAJO		
ETAPAS DEL TRABAJO	RIESGOS POTENCIALES	ELEMENTOS DE PROTECCION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO SEGURO (ACTOS Y CONDICIONES SEGURAS)	CONTROLES Y RECOMENDACIONES
IDENTIFICACION Y COORDINACION	<ul style="list-style-type: none"> *Caída de personas al Mismo nivel. *Choques y golpes. *Cortes. *Caída de personas a distinto nivel. *Contactos eléctricos. 	<ul style="list-style-type: none"> *Uniforme completo normalizado. *Calzado de seguridad con planta aislante. * Casco dieléctrico con barbiquejo. *Guantes de cuero. * Guantes de Hilo. * Guantes de badana. * Guantes dieléctrico MT. * Malla señalizadora. *Carteles de seguridad. * Conos de seguridad. *Revelador de MT. *Pértiga aislada de MT. *Escalera aislada. *Chaleco reflectivo De seguridad. *Líneas de tierras temporarias. 	<p>Es responsabilidad del supervisor:</p> <ul style="list-style-type: none"> 5.Establecer contacto con el operador del sistema para comunicar que se encuentra en la zona del circuito a desconectar. 6.Realizar la charla de seguridad comunicando a todo el personal a su cargo todos los riesgos identificados en la etapa de la inspección y las medidas de control respectivas para cada uno de ellos los cuales deben ser registrados en el formato específico conjuntamente con la firma de todo el personal, asimismo, instruir a los trabajadores sobre la tarea a realizarse. 7. Recibir la tarjeta de liberación y verificar que el circuito esta desconectado. 8. Revelar y colocar los carteles de seguridad en los puntos donde exista la posibilidad de tensión de retorno. 9.Recibir el numero de clave del operador del sistema, registrando en la tarjeta de liberación y luego proceder a entregar la boleta de seguridad personal a todo el personal a su cargo. 	<p>El supervisor y trabajadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> *Todos los trabajadores deberán cumplir con el uso obligatorio de los equipos de protección personal. *El supervisor mediante preguntas a los trabajadores debe cerciorarse que sus instrucciones técnicas y de seguridad han sido claras y precisas y bien entendidas. *El supervisor deberá recordar al personal que siempre debe tener muy presente mantener la distancia mínimas de seguridad con respecto a las instalaciones eléctricas u otras en servicio.

ASG-MP-001 MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

ASG-MP-001 MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR				
RIESGO EN EL TRABAJO			PROCEDIMIENTO STANDARD DEL TRABAJO	
ETAPAS DEL TRABAJO	RIESGOS POTENCIALES	ELEMENTOS DE PROTECCION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO SEGURO (ACTOS Y CONDICIONES SEGURAS)	CONTROLES Y RECOMENDACIONES
CULMINACION	<ul style="list-style-type: none"> *Caída de personas al Mismo nivel. *Choques y golpes. *Cortes. *Caída de personas a distinto nivel. *Contactos eléctricos. *Arcos eléctricos. 	<ul style="list-style-type: none"> *Uniforme completo normalizado. *Calzado de seguridad con planta aislante. * Casco dieléctrico con barbiquejo. *Guantes de cuero. *Guantes de Hilo. *Guantes de badana. *Guantes dieléctrico. MT. *Malla señalizadora. *Carteles de seguridad. *Conos de seguridad. *Cinta señalizadora. *Líneas de tierra. temporarias. 	<p>12. Culminada la actividad, junto con los trabajadores debe verificar que todo se encuentre igual que al inicio de las labores (con excepción de trabajos realizados). Asimismo verificar que no hayan quedado en las instalaciones eléctricas los equipos y herramientas utilizados.</p> <p>13. Recabar de todo su personal las boletas de seguridad debidamente firmada. Tener presente que el numero de boleta recibidas debe coincidir exactamente con el numero de boletas entregadas al inicio.</p> <p>14. El supervisor del contratista debe firmar la tarjeta de liberación solo después que le hayan devuelto la totalidad de las boletas de seguridad personal emitidas y debidamente firmadas.</p> <p>15. El supervisor después del último reconocimiento debe entregar la tarjeta de liberación firmada al responsable de la normalización del circuito, en caso este no se encontrara deberá colocarla en un lugar visible y comunicar al operador.</p>	<ul style="list-style-type: none"> *Cuando se establezca el autoservicio en la operaciones, las mismas cuadrillas del contratista realizaran la normalización del circuito, siguiendo el mismo procedimiento que la cuadrilla de maniobra.

ASG-MP-001 MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

RIESGO EN EL TRABAJO			PROCEDIMIENTO STANDARD DEL TRABAJO	
ETAPAS DEL TRABAJO	RIESGOS POTENCIALES	ELEMENTOS DE PROTECCION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO SEGURO (ACTOS Y CONDICIONES SEGURAS)	CONTROLES Y RECOMENDACIONES
RETIRO	<ul style="list-style-type: none"> *Caída de personas al Mismo nivel. *Choques y golpes. *Cortes. *Caída de personas a distinto nivel. *Contactos eléctricos. *Arcos eléctricos. 	<ul style="list-style-type: none"> *Uniforme completo normalizado. *Calzado de seguridad con planta aislante. * Casco dieléctrico con barbiquejo. *Guantes de cuero. *Guantes de hilo. *Guantes de badana. *Guantes dieléctrico MT. *Malla señalizadora. *Carteles de seguridad. *Conos de seguridad. *Cinta señalizadora. 	<ul style="list-style-type: none"> 16. Retirar todos los materiales, herramientas y equipos utilizados. 17. Ordenar la zona de trabajo dejándola libre de residuos o resto de elementos extraños. 18.Retirar las señalizaciones que fueron instaladas. 	<ul style="list-style-type: none"> *Reportar los equipos y herramientas que hayan sufrido desperfectos para su inmediata reparación o Cambio de los mismos.

ANEXO B

Formato de charla de seguridad referencias de Edelnor y Luz del sur

CHARLA DE SEGURIDAD			
NOMBRE CONTRATISTA:			
SUPERVISOR:			
INSPECTOR:			
ACTIVIDAD / OT - OI-SS:			
LUGAR:	Fecha:	/ /	Hora: :

ANTES DE REALIZAR LOS TRABAJOS ASIGNADOS VERIFICAR Y REALIZAR LO SIGUIENTE:

1. Inspeccionar e identificar los riesgos en la zona de trabajo y establecer las medidas de control vinculadas.
2. Revisar que los EPP, herramientas y equipos de trabajo que se encuentren en buen estado de conservación.
3. El supervisor tendrá a mano y verificara que el personal a intervenir conozca las OT, AST S y ASG S de las actividades a ejecutarse.
4. Cumplir rigurosamente las 5 REGLAS DE ORO de seguridad.

RIESGOS EN LA ACTIVIDAD	MEDIDAS DE CONTROL DE RIESGO
Caída al mismo nivel	Inspección preventiva del estado del suelo orden y limpieza de las zonas de paso y de trabajo
Caída a distinto nivel	Usar arneses o cinturones de seguridad
Caídas de objetos (herramientas, materiales)	Señalización adecuada, usar casco. manipulación adecuada de herramientas y materiales en altura
Atrapamiento	Revisar y usar adecuadamente el estado de las herramientas manuales usar EPP para el tipo de actividad
Cortes	Uso apropiado de herramientas, equipos, materiales
Proyecciones	Uso EPP y anteojos contra impacto durante la actividad
Contacto directo / indirecto Arco eléctrico	Señalización clara y visible del área de trabajo, observar distancias de seguridad de trabajo. Respetar las indicaciones de las tarjetas de seguridad personal
Ruidos	Uso de protección auditiva
Exposición prolongada a polvo, humos, solventes	Usar EPP (respiradores apropiados)

ASPECTOS AMBIENTALES SIGNIFICATIVOS	MEDIDAS PARA CONTROLAR EL IMPACTO
Residuos peligrosos (derrame de aceite) Residuos en general Ruido excesivo	NTA.004-Clasificación, Almacenamiento y segregación de residuos NTA.005-Disposición final de residuos NTA.007-Prevención y remediación de derrames ICA.001-Control de los residuos ICA.002-Control de ruidos Utilizar EPP Apropriados

QUE HACER EN CASOS DE ACCIDENTES

Brindar primeros auxilio al accidentado, comunicar inmediatamente a la seguridad trasladar al accidentado a un centro médico asistencial

PARTICIPANTES			
N°	APELLIDOS Y NOMBRE	CARGO	FIRMA
1			
2			
3			
4			

FIRMA DEL SUPERVISOR O RESPONSABLE

ANEXO C

Valores permisibles de rigidez dieléctrica referencia C.E.A.

TENSION MAXIMA DE SERVICIO DEL TRANSFORMADOR	TRANSFORMADORES NUEVOS			TRANSFORMADORES YA EN SERVICIO		
	CEI 156 KV / 0,5 mm.	ASTM D-1816 KV / 0,08"	ASTM D-877 KV / 0,1"	CEI 156 KV / 2,5 mm.	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	30

ANEXO D

Formato de pruebas a realizar a un transformador en servicio, Norma ASTM

Método ASTM.	Criterio para evaluar los resultados de la prueba.	Límite para uso continuo.	Información que entrega la prueba.
D-877/ Resistencia dieléctrica a la ruptura. D-1816	Aceites nuevos no deben tener una ruptura dieléctrica menor a 30 KV.	25 KV(mínimo) 20 KV(mínimo)	Contaminantes conductores presentes en el aceite tal como partículas metálicas, fibras o agua.
D-974 Numero de neutralización N.N.(acidez)	Miligramos de hidróxido de potasio requerido para neutralizar 1 gramo de aceite (0.03 o menos en aceites nuevos).	0.10 mg KOH/g (Máximo).	Acidez presente en el aceite.
D-971 Tensión Internacional (T.I)	Dynas por centímetro (40 o mayor para aceites nuevos).	27 Dynas/cm (Mínimo).	Lodo contenido en el aceite. (Contaminantes polares).
D-1524 Color	Comparación del contraste del color en una escala de 0.5 (nuevos) a 8.0 (peor caso).	2.7 (máximo).	Cambio notable de un año a otro indica algún problema.
D-1533 Contenido de humedad en partes por millón (ppm).	Menor que 25 ppm en transformadores nuevos.	35 ppm < 69 KV. 25 ppm > 69 a <288 KV. 20 ppm > 245 KV. (Todos como máximo).	Revela contenido total de agua, filtraciones o deterioro de la celulosa.
D-1298 Gravedad Específica. (Densidad).	Gravedad específica del aceite nuevo es aproximadamente 0.875		Provee un rápido chequeo por presencia de contaminantes.
D-1524 Evaluación visual de transparencia.	Un buen aceite es claro y cristalino, no debe ser opaco.	Claro.	Indica presencia de humedad u otros contaminantes.
D-1698 Sedimentos	Ninguno/ leve/ moderado/ grueso.		Indica deterioro y/o contaminación del aceite.
D-924 Factor de potencia	Factor de potencia del aceite nuevo es 0.05% o menos.	0.70% (máximo)	Revela presencia de humedad, resinas, barnices.




ANEXO E

**Diagnostico con la tipificación de la falla, en la concentración de gases Norma IEC
60599-1978**

	Relación entre los gases Característicos	Código de relación			
		Acetileno Etileno	Metano Hidrogeno	Etileno Etano	
	<0.1	0	1	0	
	0.1 a 1.0	1	0	0	
	1.0 a 3.0	1	2	1	
	>3.0	2	2	2	
Caso N°	Falla				Ejemplo
0	Sin falla	0	0	0	Normal
1	Descargas parciales de baja energía	0	1	0	Impregnación defectuosa, sobresaturación, alta humedad remanente.
2	Descargas parciales de alta energía	1	1	0	Ídem caso 1. Puede perforar la aislación solida.
3	Descargas de baja energía	1	0	1	Chisporroteo, probablemente contactos defectuosos.
4	Descarga de alta energía	1	0	2	Chisporroteo, probablemente contactos defectuosos.
5	Falla térmica (hasta 150°C)	0	0	1	Sobrecalentamiento generalizado.
6	Falla térmica (150°C a 300°C)	0	2	0	Sobrecalentamiento localizado, puntos calientes en el núcleo, corrientes parasitas, contactos defectuosos,
7	Falla térmica severa (300°C a 700°C)	0	2	1	Corrientes de circulación en el núcleo.
8	Falla térmica crítica (más de 700°C)	0	2	2	

ANEXO F

**Clasificación de residuos, según normas N.F.P.A “Asociación Nacional de Protección
Contraincendios”**

Definiciones	Tipo de Residuos	Color Bolsas y Recipientes
<p>1.- Residuo no recuperable</p> <p>Son aquellos residuos que no tienen potencial reciclable, es decir, no pueden ser utilizados mediante un proceso de transformación, como materias primas y/o sub-productos, no teniendo por tanto ningún tipo de valor de cambio. Entre este tipo de residuos se encuentran los siguientes:</p>	<ul style="list-style-type: none"> * Residuos orgánicos * Cenizas * Tierras y/o desmontes * Residuos de servicios Higiénicos. * Residuos de construcción no recuperables (concretos) * Residuos mezclados 	 <p>AZUL</p>
<p>2.- Residuo recuperable</p> <p>Son aquellos residuos que tienen potencial reciclable, es decir, que luego de un proceso de transformación pueden ser utilizados como materia prima complementaria en procesos de fabricación de diferentes tipos de productos o sub-productos. Entre este tipo de residuos se encuentran los siguientes:</p>	<ul style="list-style-type: none"> * Papel * Cartón * Vidrio * Plásticos * Envases descartables * Aluminio * Chatarra * Telas y/o retazos textiles * Residuos de construcción recuperable (tubos, cables, maderas, fierros) * etc. 	 <p>VERDE</p>
<p>3.- Residuo peligroso</p> <p>Son aquellos que debido a sus características y/o usos han adquirido potenciales niveles de contaminación, pudiendo incluso alterar el ecosistema en caso no tener el tratamiento adecuado. De acuerdo a normas internacionales de seguridad e higiene, se requiere que las personas que manipulan estos residuos tengan la capacitación debida. Entre este tipo de residuos podemos mencionar los siguientes:</p>	<ul style="list-style-type: none"> * Baterías, pilas (plomo, níquel, Cadmio, etc.) * Filtros de gasolina, aceite y petróleo * Trapos/waypes impregnados Con combustibles, lubricantes, etc. * Asbestos, fibras de vidrio * Envases de aceites, lubricantes, pinturas, solventes, etc. * Fluorescentes * Restos de electrodos de soldaduras. * Materiales contaminados con sustancias peligrosas * Residuos hospitalarios (agujas hipodérmicas, gasas, restos de curaciones, etc.) 	 <p>NEGRO</p>

ANEXO G

Formato de control de pruebas eléctricas a los transformadores

DPTO. DE CONTROL DE CALIDAD		PRUEBAS A TRANSFORMADORES INDUSTRIALES			
T & D ELECTRIC SAC		TRANSFORMADOR		SERIE N°	
EMPRESA :					
MVA. O KVA.	<input type="text"/>	HERTZ :	<input type="text"/>	m.s.n.m :	<input type="text"/>
VOLTAJE :	<input type="text"/>	FASES:	<input type="text"/>	$\Delta \theta ^\circ C$:	<input type="text"/>
AMPERIOS :	<input type="text"/>	GRUPO:	<input type="text"/>	T.c.c. %:	<input type="text"/>
A. RELACION DE TRANSFORMACION Y CONEXIÓN DE GRUPO					+ 2.5 %
TAPS	Voltios	Nominal	U -- V o -- u	V -- W o -- v	W -- U o -- w
1					
2					
3					
4					
5					
B. Prueba en vacio A 60 / Seg.					
VOLTIOS :	I / I.	AMP.	II / I2	VATIOS	
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
C. Prueba en cortocircuito					
VOLTIOS :	I / I.	AMP.	II / I2	VATIOS	
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
D. Prueba de aislamiento					
	Voltios	Hertz	Segundos	Resultado	
A.T.	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
B.T.	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
AT.BT.	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
OBSERVACIONES:					
FECHA:	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

ANEXO H

Formato de control de operaciones de campo por T&D ELECTRIC

T & D ELECTRIC SAC.

FORMATO DE LABORES DEL MANTENIMIENTO ELECTRICO.

Fecha:.....

Apellidos y Nombres:

N°.....

Zona de trabajo :

Tipo de trabajo :

.....
.....

Inicio de labores :..... **Fin:** **Inicio de labores:**..... **Fin:**

Observaciones:

.....

Firma:

Firma capataz o jefe de grupo:

Especialista o técnico.

NOTA:

- 1.- Sólo se permite el mínimo de personal en el área de trabajo.
- 2.- La interrupción de labores por otras causas, implica realizar otras labores, pendientes y necesarias, si permanece en el área.
- 3.- Este formato debe ser llenado por el especialista.
- 4.- El capataz también llenara su formato.
- 5.- El trabajador, pedirá su formato al encargado de horario, al ingresar a Labores. Obligatoriamente.

ANEXO I

Cinco reglas de oro, utilizadas por T&D ELECTRIC especialistas en mantenimiento de subestaciones

- ✓ **Regla 1:** Cortar todas las fuentes de tensión que pudieran ser alimentadas intempestivamente.
- ✓ **Regla 2:** Bloquear los aparatos de corte.
- ✓ **Regla 3:** Verificar la ausencia de tensión.
- ✓ **Regla 4:** Poner a tierra y en corto circuito todas las posibles fuentes de tensión.
- ✓ **Regla 5:** Delimitar y señalizar el área de trabajo según la actividad a realizar.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Normas Técnicas de la Calidad del Servicio Eléctrico.
- [2] Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001.
- [3] Manual de Mantenimiento de transformadores, Transformer Maintenance Institute, División de S.D. Myers, Inc.-2000.
- [4] Manual de instrucciones, C.E.A. “compañía electro andina S.A.C.”
- [5] Norma técnica internacional I.E.C. “International Electrotechnical Commission”.
- [6] Norma técnica internacional ASTM “American Section of the International Association for Testing Materials”.
- [7] Norma técnica Americana I.E.E.E. “Institute of Electrical and Electronic Engineers”.
- [8] Norma Estandarizador Americana A.N.S.I. “American National Standards Institute”.
- [9] LEY N° 28611, Ley General del Ambiente.
- [10] Catalogo de JS ECOLOGY S.A.C.
- [11] Manual de Inspección Termográfica, Ferchale Associates S.A.-2008.
- [12] Catalogo de transformadores Delcrosa.
- [13] Registro de datos de la empresa T&D ELECTRIC S.A.C.
- [14] Curso de líquidos Aislantes, Comisión Brasileña para Electricidad, Electrónica, Iluminación y Telecomunicaciones (COBEI)-1982.