

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

MIGUEL ANGEL GARGATE PAJUELO

**PROMOCIÓN
2008- I**

**LIMA – PERÚ
2012**

**MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN**

SUMARIO

El presente informe de suficiencia trata el Mantenimiento Transformadores de Distribución.

El crecimiento económico e industrial del País trae consigo responsabilidades muy importantes para las empresas distribuidoras de Energía Eléctrica, las cuales deben garantizar calidad y continuidad del Suministro Eléctrico, que es la base fundamental de toda industria.

Día a día cobra mayor importancia el planeamiento del mantenimiento de los equipos componentes de las líneas de distribución, y las empresas Distribuidoras se encuentran en la obligación de realizar mantenimientos periódicos y evitar de esa manera el malestar en los consumidores, así como paradas no programadas en las industrias dependientes del suministro.

Es así que debemos mencionar que una parte fundamental en todo sistema Eléctrico de Distribución de Energía es el Transformador, el cual realiza la transformación de los niveles de tensión de transmisión para su utilización final en los centros de consumo, llámese usuarios finales.

Actualmente existen muchos tipos de transformadores, dependiendo de su utilización, en este trabajo específicamente vamos a tratar sobre transformadores utilizados en las líneas de distribución, que poseen una entrada de tensión elevada y que la transforman a niveles de Baja Tensión en la salida, manteniendo prácticamente la misma potencia, debido a la eficiencia elevada que poseen estos equipos, y mostraremos la importancia de su mantenimiento, base para un sistema eléctrico confiable, así como posibles orígenes de los fallos no previstos.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

VISIÓN ANTIGUA Y VISIÓN ACTUAL DEL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

1.1	Antecedentes	3
1.2	Objetivo	3
1.3	Alcances	4
1.4	Antigua Visión	4
1.5	Visión Actual	5
1.6	Tipos y clasificación de Mantenimiento	5
1.6.1	Mantenimiento Preventivo	6
1.6.2	Mantenimiento Predictivo	6
1.6.3	Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)	11
1.6.4	Mantenimiento Correctivo	15

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE PARTES DEL TRANSFORMADOR, FALLOS TÍPICOS, FACTOR K EN TRANSFORMADORES

2.1	Fallas de Origen	16
2.1.1	Tanque del transformador	16
2.1.2	Tanque conservador de líquido aislante	17
2.1.3	Secador de Aire	18
2.1.4	Parte Activa del Transformador	19
2.1.5	Líquido Aislante y Refrigerante (Aceite Mineral)	22
2.1.6	Accesorios	23
2.2	Fallas por Instalación, cálculos equivocados en las instalaciones o manipulación y transporte	24
2.2.1	Instalación	24
2.2.2	Coordinación de la protección	24

2.2.3	Pararrayos	26
2.2.4	Transporte adecuado	27
2.3	Factor K en Transformadores	27
2.3.1	Corrientes Armónicas	27
2.3.2	Factor K	28

CAPÍTULO III

PROCESO DE MANTENIMIENTO A TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN EN FÁBRICA

3.1	Recepción	31
3.1.1	Inspección Visual Exterior	31
3.2	Pruebas	31
3.2.1	Pruebas Preliminares Fundamentales	32
3.2.2	Pruebas Secundarias	34
3.2.3	Emisión de Protocolo de Pruebas Preliminares	35
3.3	Desmontaje del transformador	35
3.3.1	Inspección Visual Interior	36
3.4	Acciones Correctivas	37

CAPÍTULO IV

PLAN DE PREVENCIÓN Y MANTENIMIENTO PROPUESTO, COSTOS

4.1	Plan de Mantenimiento Preventivo	39
4.1.1	Establecimiento de conciencia y capacitación del personal técnico	39
4.1.2	Mantenimiento Preventivo	39
4.1.3	Mantenimiento Preventivo propuesto	39
4.1.4	Valuación Económica de Mantenimiento Correctivo	40

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 47

ANEXOS 48

Anexo A:	Prueba de Relación de Transformación y polaridad	49
Anexo B:	Prueba de Resistencia de Aislamiento	53
Anexo C:	Prueba de Rigidez Dieléctrica del Aceite	55
Anexo D:	Prueba de resistencia eléctrica de arrollamientos	58
Anexo E:	Prueba de Cortocircuito	60
Anexo F:	Prueba de Vacío	62
Anexo G:	Prueba de Tensión Inducida o Potencia Inducido	64

Anexo H: Prueba de potencial aplicado o tensión aplicada	66
Anexo I: Protocolo de Pruebas de Rutina de Transformadores	69
Anexo J: Cotizaciones Reales de Mantenimiento de Transformadores de Distribución	73
Anexo K: Tablas de Calibres Normalizados de alambre esmaltado	80
Anexo L: Interpretaciones comunes de resultados de pruebas a Transformadores para Mantenimiento Correctivo	83
BIBLIOGRAFÍA	86

PRÓLOGO

El propósito de este documento es exponer los diferentes métodos utilizados para obtener la información del comportamiento de los diferentes componentes del transformador, que nos permitan determinar su funcionamiento, disponibilidad de servicio de tal forma poder tomar las decisiones en cuanto a frecuencias de mantenimiento, monitoreo de parámetros, sustitución del mismo o analizar las fallas ocurridas con el objetivo de identificar las causas de las mismas e implantar las medidas correctivas para prevenir su recurrencia. Se presentarán casos reales, en los cuales la aplicación de estos métodos fue esencial para determinar las causas de una falla, posterior reparación y puesta en servicio de un transformador.

Los transformadores de distribución y de potencia son de gran importancia para la operación de un sistema de transmisión. Estos transformadores permiten que la energía generada en una central, sea elevada a un nivel de voltaje para ser transmitida a grandes distancias con pocas pérdidas y finalmente se pueda disminuir su voltaje para su utilización final en los centros urbanos y zonas industriales. De ahí surge que en los últimos años el mantenimiento que se efectúa a estos equipos sea cada vez más estricto y cuidadoso. Un buen plan de mantenimiento apoyando en pruebas eléctricas y físico-químicas, un buen análisis de ingeniería, son imprescindibles para garantizar su funcionamiento, durabilidad, disponibilidad y confiabilidad.

En el Primer Capítulo se muestra el objetivo de la realización de monitoreo de los parámetros físico-químicos, así como la visión antigua y actual del mantenimiento de transformadores, además de la división de los tipos de mantenimiento. Se analizará los mantenimientos Predictivo, Preventivo, RCM y Correctivo.

En el Segundo Capítulo se mostrará la descripción de partes usuales de un transformador de distribución, así como fallos típicos que se presentan en estas partes. Se llamará fallos de origen a los incurridos por el fabricante al calcular o fabricar las diferentes partes del transformador ya mencionadas; así como también serán mostrados otros parámetros ajenos a la fabricación que podrían generar fallos en el transformador.

Un proceso típico de recepción, análisis y la forma de determinar el mantenimiento

correctivo apropiado en fábrica será mostrado en el Tercer Capítulo.

En la actualidad se realizan diversas pruebas preventivas en transformadores energizados; factor de potencia, Cromatografía de gases disueltos en aceite, resistencia de aislamiento y devanados; que actualmente son reconocidas como métodos confiables para el diagnóstico e identificación de fallas eléctricas.

Algunas sugerencias respecto a la estructuración de un plan de mantenimiento periódico serán analizadas en el Cuarto Capítulo.

Las pruebas de rutina a un transformador de distribución se mostrarán más detalladamente en los anexos, así como mostrar ejemplos reales de análisis de fallos y sugerencias en casos de transformadores de distribución enviados a fábrica o en el campo para análisis de mantenimiento.

Se debe considerar de extrema importancia la supervisión y monitoreo constante de los parámetros de funcionamiento del transformador, puesto que si existiera una interrupción del suministro de electricidad, traería consigo el malestar en el consumidor, ya que ocasionaría pérdidas de producción en caso de las industrias y la imposibilidad del uso de artefactos o equipos eléctricos en general, además cabe mencionar los costos que ocasionaría en la empresa distribuidora por el hecho de dejar de vender la energía y también posibles multas por la mala calidad del servicio.

Puesto que la comparación Costo/Beneficio en la planificación y realización del mantenimiento supone optimización del rendimiento de las estaciones eléctricas y del suministro, se asegura una rentabilidad elevada que justifica estos costos adicionales.

CAPÍTULO I

VISIÓN ANTIGUA Y VISIÓN ACTUAL DEL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

1.1 Antecedentes

El transformador es una máquina eléctrica diseñada alrededor de un ciclo de vida útil de unos 30 años. Esto no quiere decir que no se pueda continuar su explotación más allá de este tiempo, de hecho gran parte del parque de operación eléctrica e industrial viene operando con máquinas fiables más allá de este límite. Lo realmente importante es conocer el estado y evolución del transformador para estar en condiciones de poderlo operar con la máxima seguridad y saber si es apropiado continuar su uso, conocer la capacidad de sobrecarga, limitar la potencia, reacondicionarlo o en su caso retirarlo del servicio activo.

Por años, el mantenimiento preventivo de los transformadores ha estado basado en la determinación de la resistencia de su aislamiento junto con la medición de la rigidez dieléctrica de su aceite. Sin embargo, se sabe ahora que pruebas como el factor de potencia del aislamiento, contenido de humedad, tensión interfacial, acidez, entre otras, son muy importantes para obtener un diagnóstico más acertado del estado del transformador.

Un transformador con su sistema de aislamiento adecuadamente mantenido, será capaz de soportar de una mejor manera problemas como: sobrevoltajes debido a maniobras o a descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, entre otros.

1.2 Objetivo

El principal objetivo para la realización del mantenimiento de los transformadores de distribución es garantizar el suministro de energía eléctrica con alto grado de confiabilidad. Aunque si bien es cierto, en la distribución de la energía se tienen en cuenta equipos de protección, conductores eléctricos, aisladores, estructuras, puestas a tierra, generadores, etc.; no deja de ser importante el mantenimiento de los transformadores ya que éstos siempre están presentes ya sea en las estaciones transformadoras elevadoras dentro de los centros de generación, en la transmisión como estabilizadores de tensión, y en nuestro caso especial en la distribución como reductores de tensión a niveles de utilización industrial o residencial.

Para las empresas distribuidoras, un plan de mantenimiento de los transformadores que componen la red de distribución de la energía eléctrica que sea de forma periódica y programada es importante, y podemos citar los siguientes objetivos:

- a) Garantizar la continuidad y eficiencia en el suministro de la energía eléctrica y por ende el bienestar del cliente final, que pueden ser de tipo industrial o residencial.
- b) Mejorar la calidad de la energía, detectando posibles fallos en los transformadores que podrían traer consigo la fluctuación de los niveles de tensión. De este modo garantizar una alta confiabilidad de los transformadores, esto quiere decir que no debe afectarse en absoluto la continuidad de la transmisión y que el equipo opere sin riesgos ni fallas.
- c) Prevención de riesgos.
- d) Certidumbre de que el equipo está en condiciones de operación continua, confiable y segura.
- e) Reducción de los costos asociados con paros de emergencia. Debido a que se evitará llegar a las interrupciones de producción o venta de la energía por tener que realizar trabajos para el desmontaje, desacoplamiento y/o desconexión del equipo para su cambio o reparación en un mantenimiento correctivo de emergencia.
- f) Optimización de los recursos destinados al mantenimiento de los equipos y/o instalaciones.
- g) Reducción del inventario de refacciones.
- h) Tratar de Garantizar o ampliar el tiempo de vida media de las instalaciones eléctricas, y de esta manera reducir el costo de reemplazo de equipos de protección, maniobra o el mismo transformador en sí.
- i) Se debe prever un plan de mantenimiento periódico del transformador.
- j) Lograr que las instalaciones de transmisión así como todo transformador dentro de las subestaciones de transformación tengan una disponibilidad al cien por ciento.
- k) Que las fallas se detecten por diagnóstico antes de que puedan ocurrir.

1.3 Alcances

En este informe detallaré procesos de mantenimiento de Transformadores, en especial del tipo Correctivo en los cuales estuve tuve oportunidad de trabajar por un periodo de alrededor de tres años, así como también me referiré a las metodologías y pruebas a realizarse a los transformadores para realizar un diagnóstico a priori del estado de estos equipos.

1.4 Antigua Visión

Existen varias razones por las cuales los responsables del mantenimiento de las unidades industriales no realizaban antiguamente las debidas operaciones de mantenimiento en los transformadores. Las más comunes son:

- a) la falta de disponibilidad de los mismos técnicos encargados de la operación y monitoreo de las subestaciones.
- b) la falsa percepción de que son máquinas robustas que nunca se averían.
- c) El hecho de que normalmente están instalados en puestos de transformación o subestaciones alejados del equipo productivo y que “imposibilitan su supervisión”.
- d) La información insuficiente con respecto a los medios disponibles para hacer los diagnósticos sobre el estado de un transformador, esto tiene que ver con la capacitación que se debe impartir a los responsables del monitoreo y operación del transformador.
- e) La falsa suposición de que cuando un Transformación falla se debe a la fabricación del mismo y no se analiza los demás componentes como los equipos de protección, el grado de contaminación del ambiente en el cual está instalado el transformador, etc.

1.5 Visión Actual

Recientemente, el análisis de gases generados en el interior del transformador mediante cromatografía de gases se ha constituido en una herramienta poderosa a la hora de monitorear el estado en que se encuentra el transformador, sin necesidad de sacarlo de operación.

Existen una serie de técnicas de mantenimiento que desde el punto de vista eléctrico y a través de determinados ensayos de campo nos van a permitir poder seguir el estado del transformador como se ha indicado y para el caso de avería detectar con agilidad el problema acaecido y ejecutar las acciones oportunas.

Por lo anterior, se considerara actualmente al mantenimiento del transformador en términos de:

- a) Los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.
- b) Cuáles son las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador.
- c) Que significado tienen los resultados obtenidos en las pruebas de diagnostico.
- d) Cuando deben realizarse las pruebas de diagnostico.
- e) Qué medidas correctivas deberán tomarse en el caso de que detecte alguna anomalía en el mantenimiento preventivo periódico.

1.6 Tipos y Clasificación de Mantenimiento

Es necesario hacer distinción entre los tipos de mantenimiento en estos equipos. La selección de políticas de mantenimiento está gobernada por la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla.

- Para fallas con consecuencias ocultas, la tarea óptima es aquella que consigue la disponibilidad requerida del dispositivo de protección.
- Para fallas con consecuencias de seguridad o medio ambiente, la tarea óptima es aquella que consigue reducir la probabilidad de la falla hasta un nivel tolerable.
- Para fallas con consecuencias económicas (operacionales y no operacionales), la tarea óptima es aquella que minimiza los costos totales para la organización.

Aun hoy, mucha gente piensa en el mantenimiento preventivo como la principal opción al mantenimiento correctivo. Sin embargo, se muestra que en el promedio de las industrias el mantenimiento preventivo es la estrategia adecuada para menos del 5% de las fallas. Qué hacer con el otro 95 %? En promedio, al realizar un análisis se ve que las políticas de mantenimiento se distribuyen de la siguiente forma: 30% de las fallas manejadas por mantenimiento predictivo (a condición), otro 30% por mantenimiento detectivo, alrededor de 5% mediante mantenimiento preventivo, 5% de rediseños, y aproximadamente 30% mantenimiento correctivo.

Esto muestra efectivamente que una de las máximas del TPM (Total Productive Maintenance) que dice que “todas las fallas son malas y todas deben ser prevenidas”, es de hecho equivocada: solo deben ser prevenidas aquellas que convenga prevenir, en base a un cuidadoso análisis costo-beneficio.

Los mantenimientos a transformadores se dividen en cuatro:

1.6.1 Mantenimiento Preventivo

Tiene la finalidad de impedir o evitar que el equipo falle durante el periodo de su vida útil. La técnica de su aplicación, se apoya en experiencias de operación, la cual reduce sus posibilidades de falla.

Este tipo de mantenimiento se hace bajo un programa de trabajo periódico ya determinado y con el equipo desenergizado.

Este tipo de mantenimiento formará parte del historial del transformador, cada vez que se realice previa programación periódica, deberán tomarse las medidas de los diversos factores, así como registro de pruebas e informe de estado del transformador.

1.6.2 Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo está basado en la determinación del estado de la

máquina en operación.

Con la tecnología actual, el aislamiento de la gran mayoría de transformadores de Media Tensión, está conformado por papel como aislante sólido y aceite mineral como fluido aislante y refrigerante.

La degradación del aceite en servicio genera productos de descomposición que aceleran a su vez, la degradación del papel, reduciendo la vida útil de los equipos.

Los análisis periódicos de las características físico-químicas del aceite y su contenido de gases disueltos permiten detectar, en estado incipiente, eventuales anomalías y programar las acciones correctivas para evitar daños de consideración.

El concepto de este tipo de mantenimiento es como su mismo nombre lo señala “predecir” posibles fallos, ya que las máquinas darán un tipo de aviso antes de que ocurra un fallo y este mantenimiento trata de percibir los síntomas para después tomar acciones.

Se trata de realizar ensayos no destructivos, como pueden ser análisis de aceite, análisis de desgaste de partículas, medida de vibraciones, medición de temperaturas, termografías, etc.

El mantenimiento predictivo permite que se tomen decisiones antes de que ocurra el fallo: cambiar o reparar la máquina en una parada cercana, detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y subsanarlos, así como crear un historial de vida del transformador.

El mantenimiento predictivo es una técnica para pronosticar el punto futuro de falla de un componente de una máquina, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con base en un plan, justo antes de que falle. Así, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza.

Para que una tarea de este tipo sea posible, debe existir alguna condición física identificable que anticipe la ocurrencia de la falla. Por ejemplo, una inspección visual de un elemento solo tiene sentido si existe algún síntoma de falla que pueda detectarse visualmente. Además de existir un claro síntoma de falla, el tiempo desde el síntoma hasta la falla funcional debe ser suficientemente largo para ser de utilidad. La frecuencia de una tarea predictiva se determina entonces en función del tiempo que pasa entre el síntoma y la falla.^[10]

Esta técnica supone la medición de diversos parámetros que muestren una relación predecible con el ciclo de vida del componente. Algunos ejemplos de dichos parámetros son los siguientes:

a) Termografía Infrarroja

Hoy en día la Termografía es una técnica muy consolidada para la inspección de instalaciones eléctricas. Fue la primera aplicación de la Termografía, y sigue siendo la más importante. Las mismas cámaras de infrarrojos se han visto sometidas a un desarrollo explosivo, esta técnica inicio hace más de 40 años, en 1964. Ahora esta técnica está consolidada en todo el mundo. Tanto los países en vías de desarrollo como los industrializados han adoptado esta técnica.

La Termografía, ha sido durante las últimas décadas el principal método de la industria para diagnosticar fallas, como parte de los programas de mantenimiento preventivo o predictivo. La gran ventaja de estos métodos es que permiten inspeccionar al transformador en funcionamiento (Fig. 1.1), de hecho, en una situación normal de trabajo es un pre-requisito para que los resultados de la medición sean correctos, por lo que no es necesario interrumpir los procesos de producción en curso.

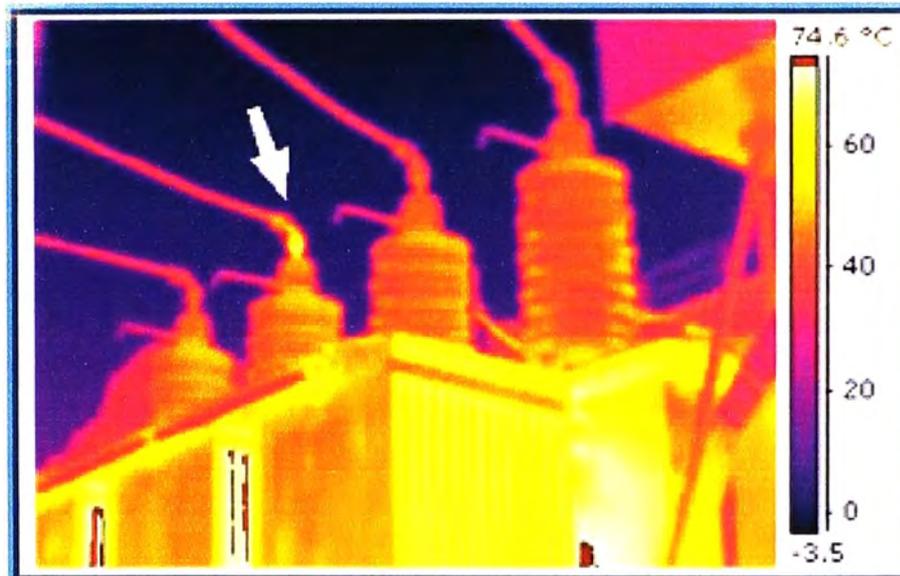


Fig. 1.1 Observación de puntos calientes en una instalación con el uso de Termografía infrarroja

b) Análisis Cromatográfico

Los equipos eléctricos inmersos en aceite aislante como los transformadores, poseen en su constitución un conjunto de materiales que son en su mayoría compuestos orgánicos, estos materiales sometidos a defectos y/o fallas (térmicas, eléctricas o mecánicas) se descomponen formando gases. Así mismo, el análisis de estos gases permite identificar la ocurrencia del defecto y/o fallas asociadas a los materiales dieléctricos, y permite determinar la condición de operación del equipo.

Cuando el sistema aislante se encuentra operando bajo stress, gases claves son producidos y sueltos en el aceite del transformador. Con el fin de detectar fallas incipientes antes de

que desarrollen y desencadenen en una falla mayor, se realiza el muestreo de aceites. Para obtener resultados representativos, se recomienda que las muestras sean tomadas por personal responsable y experimentado en el manejo de aceites aislantes, ya que la influencia de la temperatura, humedad y otros contaminantes son decisivos para las pruebas de laboratorio.

Se recomienda estos análisis anualmente, cuando el transformador se encuentre en condiciones normales de operación o cada seis meses si se encuentra sobrecargado, cuando se haya detectado deficiencias en su funcionamiento, o cuando el aceite se encuentre cerca de los límites permisibles para continuar en servicio. Y de acuerdo a las recomendaciones del laboratorio cuando los transformadores muestran fallas de condiciones que involucran un arco eléctrico severo en su interior.

c) Análisis físico-químicos del aceite (humedad y oxidación)

La continuidad del servicio de energía eléctrica requiere que los transformadores permanezcan en operación prácticamente todo el tiempo, un factor muy importante en la vida útil de un transformador es la calidad del aceite.

Se puede determinar si el aceite se encuentra o no en condiciones confiables de seguir operando mediante un análisis físico – químico el cual comprende algunas de las determinaciones mencionadas en la TABLA N°1.1.

Tabla N° 1.1 Normatividad ASTM sobre pruebas Físico-Químicas ^[12]

PRUEBA	MÉTODO ASTM
Factor de potencia a 25°C y 100 °C	D-924
Tensión de ruptura dieléctrica	D-877 o D-1816
Tensión interfacial	D-971
Número de neutralización	D-974
Contenido de humedad	D-1533
Color	D-1500
Densidad 20/4°C	D-1298
Viscosidad	D-445
Temperatura de inflamación	D-92

Temperatura de escurrimiento	D-97
Contenido de aromáticos	D-2140
Aspecto visual	D-1524

d) Análisis de furanos

Se debe tener siempre en mente que la vida del papel es la vida del transformador sumergido en aceite, y por esta razón la preocupación central que se tiene cuando se establece una política de mantenimiento, es la de conservar el papel en las mejores condiciones; y la pregunta constante que uno debe hacerse es: ¿cuál es el estado actual del aislamiento? En base a este estado, se puede determinar la vida útil que le resta al equipo.

Grado de Polimerización (DP): indica cuantas unidades repetidas se encuentran en un polímero. Por ejemplo, en un transformador nuevo, el papel aislante tiene un PD del orden de 1200 y este desciende conforme va envejeciendo hasta alcanzar valores del orden de 200, reduciendo la resistencia a la tracción del mismo.

Mediante el análisis Cromatográfico de líquidos, se puede determinar el contenido de compuestos furánicos en el aceite, cuya presencia evidencian un desgaste térmico del papel. Existe una correlación directa entre la cantidad de compuestos furánicos y el grado de polimerización (DP) alcanzado. Los compuesto furánicos formados por la degradación de la celulosa, son solubles en el aceite y por medio de la cromatografía de líquidos se puede determinar cualitativa y cuantitativamente los siguientes compuestos:

- 5 – Hidroximetil – 2 – furfural
- 2 – Furfural
- 5 – Metil – 2 – Furfural
- Alcohol furfurilico
- 2 – Acetil Furano

e) Inspección exterior

Es la verificación externa del estado del Transformador, como por ejemplo se puede realizar las siguientes verificaciones: desgaste de empaquetaduras o cuarteamiento debido al calentamiento propio del transformador, Grado de contaminación los bushings, Nivel de aceite, etc.

f) Medición de voltajes

Para verificar la correcta entrega de nivel de tensión en el lado secundario o de Baja Tensión, puede realizarse en las instalaciones donde está dispuesto el transformador.

g) Medición de corrientes

Para analizar si el transformador está trabajando en condiciones nominales, inferiores o en condiciones de sobrecarga.

h) Entrega de informe técnico, base del historial del equipo

Este debe detallar todo el contenido de pruebas realizadas en campo, ya sea cuando el transformador se encuentra conectado y en operación o también cuando se realizan paradas programadas.

1.6.3 Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)^[10]

El mantenimiento centrado en Confiabilidad (MCC), o Reliability-centred Maintenance (RCM), fue desarrollado para la industria de la aviación civil hace más de 30 años. El proceso permite determinar cuáles son las tareas de mantenimiento adecuadas para cualquier activo físico. El RCM ha sido utilizado en miles de empresas de todo el mundo: desde grandes empresas petroquímicas hasta las principales fuerzas armadas del mundo utilizan RCM para determinar tareas de mantenimiento de sus equipos, incluyendo la gran minería, generación eléctrica, petróleo y derivados, metal-mecánica, etc.

Las 7 preguntas básicas aplicadas al proceso RCM son:

1. ¿Cuáles son las funciones deseadas para el equipo que se está analizando?
2. ¿Cuáles son los estados de falla (fallas funcionales) asociados con estas funciones?
3. ¿Cuáles son las posibles causas de cada uno de estos estados de falla?
4. ¿Cuáles son los efectos de cada una de estas fallas?
5. ¿Cuál es la consecuencia de cada falla?
6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla?
7. ¿Qué hacer si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva adecuada?

El RCM muestra que muchos de los conceptos del mantenimiento que se consideraban correctos son realmente equivocados. En muchos casos, estos conceptos pueden ser hasta peligrosos. Por ejemplo, la idea de que la mayoría de las fallas se producen cuando el equipo envejece ha demostrado ser falsa para la gran mayoría de los equipos industriales. A continuación se explican varios conceptos derivados del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, muchos de los cuales aun no son completamente entendidos por los profesionales del mantenimiento industrial.

a) El contexto operacional

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando (Primera pregunta del RCM), se debe tener un claro entendimiento del contexto

en el que funciona el equipo. Por ejemplo, dos transformadores idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes. Antes de comenzar el análisis se debe redactar el contexto operacional, breve descripción donde se debe indicar: régimen de operación del equipo, disponibilidad de mano de obra y repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo (producción perdida o reducida, recuperación de producción en horas extra, tercerización), objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, etc.

b) Funciones

El análisis de RCM comienza con la redacción de las funciones deseadas. Por ejemplo, la función del Transformador puede definirse como “Suministrar Energía Eléctrica en una zona determinada a tensión constante nominal”. En un análisis de RCM, todas las funciones deseadas deben ser listadas.

c) Fallas funcionales o estados de falla

Las fallas funcionales o estados de falla identifican todos los estados indeseables del sistema. Por ejemplo, para un transformador dos estados de falla podrían ser “Tensiones de salida inferiores a los nominales”, “Calentamiento Excesivo del transformador en operación nominal”, Notar que los estados de falla están directamente relacionados con las funciones deseadas. Una vez identificadas todas las funciones deseadas de un activo, identificar las fallas funcionales es generalmente muy sencillo.

d) Modos de falla

Un modo de falla es una posible causa por la cual un equipo puede llegar a un estado de falla. Por ejemplo, “Cambiador de Derivaciones desgastado” es un modo de falla que hace que el transformador llegue al estado de falla identificado por la falla funcional “Genera sobrepicos indeseables en las tensiones de salida”. Cada falla funcional suele tener más de un modo de falla. Todos los modos de falla asociados a cada falla funcional deben ser identificados durante el análisis de RCM.

Al identificar los modos de falla de un equipo o sistema, es importante listar la “causa raíz” de la falla. Por ejemplo, si se están analizando los modos de falla de los aislamientos de los bobinados del transformador, es incorrecto listar el modo de falla “falla aislamientos”. La razón es que el modo de falla listado no da una idea precisa de por qué ocurre la falla. Es por “falta aislamiento”? Es por “desgaste y uso normal”? Es por “contaminación del aceite”? Notar que este desglose en las causas que subyacen a la falla si da una idea precisa de por qué ocurre la falla, y por consiguiente que podría hacerse para manejarla

adecuadamente (análisis del aceite dieléctrico, puntos calientes, etc.).

e) Los efectos de falla

Para cada modo de falla deben indicarse los efectos de falla asociados. El “efecto de falla” es una breve descripción de “que pasa cuando la falla ocurre”. Por ejemplo, el efecto de falla asociado con nuestro modo de falla “Cambiador de derivaciones desgastado” podría ser el siguiente:

“A medida que el cambiador de derivaciones se desgasta, puede provocar sobrecalentamientos en sus contactos debido a falsos contactos, generando sobrepicos de tensión a la salida y en los taps en los cuales esté colocado, además es un punto de generación de calor elevado que contaminará el aceite debido a la oxidación en este punto. Para detectar esta falla es necesario supervisar correctamente las salidas de tensión haciendo una parada de planta desconectando la salida completa, y verificar la tensión de salida en todas las posiciones del cambiador de derivaciones, puede tomar alrededor de 2 horas diagnosticar esta falla. Para corregir esta falla es necesario retirar el transformador, y en caso de no contar con un transformador equivalente de respaldo se detendría todo el suministro por el tiempo que tome realizar el cambio de este elemento en locales de algún fabricante que realice estas labores, y es de alrededor de 2 días”.

Los efectos de falla deben indicar claramente cuál es la importancia que tendría la falla en caso de producirse.

f) Categoría de consecuencias

La falla de un equipo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

- Poniendo en riesgo la seguridad de las personas (“consecuencias de seguridad”)
- Afectando al medio ambiente (“consecuencias de medio ambiente”)
- Incrementando los costos o reduciendo el beneficio económico de la empresa (“consecuencias operacionales”).
- Ninguna de las anteriores (“consecuencias no operacionales”)

Además, existe una quinta categoría de consecuencias, para aquellas fallas que no tienen ningún impacto cuando ocurren salvo que posteriormente ocurra alguna otra falla. Por ejemplo, la falla del transformador de respaldo no tiene ninguna consecuencia adversa salvo que ocurra una falla posterior (avería del transformador de servicio normal) que haga que sea necesario cambiar el transformador. Estas fallas corresponden a la categoría de fallas ocultas.

Cada modo de falla identificado en el análisis de RCM debe ser clasificado en una de estas

categorías. El orden en el que se evalúan las consecuencias es el siguiente:

Seguridad, medio ambiente, operacionales, y no operacionales, previa separación entre fallas evidentes y ocultas. El análisis RCM bifurca en esta etapa: el tratamiento que se le va a dar a cada modo de falla va a depender de la categoría de consecuencias en la que se haya clasificado, lo que es bastante razonable: no sería lógico tratar de la misma forma a fallas que pueden afectar la seguridad que aquellas que tienen consecuencias económicas. El criterio a seguir para evaluar tareas de mantenimiento es distinto si las consecuencias de falla son distintas.

g) Diferencia entre efectos y consecuencias de falla

El efecto de falla es una descripción de qué pasa cuando la falla ocurre, mientras que la consecuencia de falla clasifica este efecto en una de 5 categorías, según el impacto que estas fallas tienen.

h) Diferencia entre falla funcional y modos de falla

La falla funcional identifica un estado de falla: incapaz brindar la tensión de servicio, incapaz de soportar sobrecorrientes, incapaz de sostener el peso de la estructura... No dice nada acerca de las causas por las cuales el equipo llega a ese estado. Eso es justamente lo que se busca con los modos de falla: identificar las causas de esos estados de fallas (tensión de cortocircuito muy elevada, mal diseño de los bobinados, conexión del cambiador de derivaciones equivocado, etc.).

i) Fallas ocultas

Los equipos suelen tener dispositivos de protección, es decir, dispositivos cuya función principal es la de reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles, detectores de humo, dispositivos de detención por sobre corriente / temperatura / presión, etc.).

Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nadie ni nada ponga en evidencia que la falla ha ocurrido. (Por ejemplo, un extintor contra incendios puede ser hoy incapaz de apagar un incendio, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre el incendio)).

Una válvula de alivio de presión en un transformador puede fallar de tal forma que no es capaz de aliviar la presión si esta excede la presión máxima, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre la falla que hace que la presión supere la presión máxima). Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse a la falla o para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo

de protección esta para aliviar. (Por ejemplo, es posible que nos demos cuenta que no funciona el extintor recién cuando ocurra un incendio, pero entonces ya es tarde: se produjo el incendio fuera de control. Es posible que nos demos cuenta que no funciona la válvula de seguridad recién cuando se eleve la presión y esta no actúe, pero también ya es tarde: se produjo la explosión de la caldera.) Este tipo de fallas se denominan fallas ocultas, dado que requieren de otra falla para volverse evidentes.

j) Beneficios del RCM

La implementación del RCM debe llevar a equipos más seguros y confiables, reducciones de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del producto, y mayor cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente. El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mejor entendimiento entre mantenimiento y operaciones.

1.6.4 Mantenimiento correctivo

Este tipo de mantenimiento es el que debe evitarse por los grandes costos que representa, permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución, ocurre cuando no hay planeación y control.

Sin embargo este tipo de mantenimiento también puede ser elegido cuando el costo de la falla (directos indirectos) es menor que el costo de la prevención, o cuando no puede hacerse ninguna tarea proactiva y no se justifica realizar un rediseño del equipo. Esta opción solo es válida en caso que la falla no tenga consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente. Caso contrario, es obligatorio hacer algo para reducir o eliminar las consecuencias de la falla.^[10]

Se hace inaceptable en grandes instalaciones, ya que el trabajo realizado es una emergencia.

Este tipo de mantenimiento implica cargas de trabajo no programadas, ocasionando interrupciones del servicio.

Las causas que provocan este tipo de mantenimiento por lo general se refieren a descuidos, falta de planeación y recursos económicos, sus aplicaciones son de emergencia.

Si se decide que no se hará ninguna tarea proactiva (predictiva o preventiva) para manejar una falla, sino que se reparara la misma una vez que ocurra, entonces el mantenimiento elegido es un mantenimiento correctivo.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE PARTES DEL TRANSFORMADOR, FALLOS TÍPICOS, FACTOR K EN TRANSFORMADORES

2.1 Fallas de Origen

Este tipo de fallos se debe principalmente a errores humanos, ya sea en el cálculo del diseño del transformador o debido a un deficiente control de calidad en la selección de materiales a utilizar para la construcción del equipo.

A continuación se detallan las partes del transformador y los posibles errores en el acondicionamiento o cálculo de los mismos:

2.1.1 Tanque del transformador

Se denomina de esta manera a la parte metálica del transformador que contiene al núcleo y el aceite aislante. Transmite al medio exterior el calor generado en la parte activa en donde se fijan los soportes de sustentación (en el caso de transformadores de distribución monofásicos para montaje en poste). Algunas veces al tanque se le conoce también como carcasa o cuba y se puede construir de distintas formas dependiendo de la potencia del transformador.

Los transformadores de capacidades pequeñas del orden de 15kVA, generalmente tienen un tanque ovalado o redondo, que normalmente es responsable de la transferencia de calor hacia el medio exterior, esta área de disipación es suficiente para estas potencias de transformadores, arriba de esta potencia es necesario usar radiadores con un área total de transferencia de calor de acuerdo con la potencia del transformador. Para el caso de los transformadores de distribución, la construcción del tanque debe ser lo suficientemente robusta para soportar tanto la suspensión como la fijación del transformador (caso de los que van a ser instalados en postes). Los valores del espesor típico de las planchas que se utilizan en la construcción de las distintas partes del tanque de los transformadores de distribución se muestran en la TABLA N°2.1.

TABLA N° 2.1 Espesores típicos de planchas de acero para construcción del tanque.^[5]

Potencia del transformador	Espesor mínimo (mm)		
	Tapa	Cuerpo	Fondo
kVA			

$P \leq 15$	1.9	1.9	1.9
Mayor de 15 y menor o igual a 225	2.65	2.65	3.15
Mayor o igual a 300 kVA	3.15	3.15	3.15

Una opción para la utilización de radiadores en tubo o en chapa de acero, es una función de las características del proyecto, normalmente para los transformadores con potencia superior a 500kVA, los radiadores se construyen de chapa de acero, para potencias menores se encuentran con radiadores tanto en tubo como en chapa de acero, aunque usualmente en el Perú ya se ha dejado la tendencia a la fabricación con radiadores tipo tubo.

El área de disipación de los radiadores sumada al área del tanque propiamente dicho debe ser suficiente para disipar todo el calor generado por las pérdidas internas del transformador.

El tanque de los transformadores está sujeto a un proceso acelerado de corrosión, principalmente cuando están cercanos al mar, en estos casos se usan chapas de acero apropiadas con recubrimientos adecuados a las condiciones ambientales, es decir, con acabados anticorrosivos.

Posibles errores en la fabricación:

- a) Cálculo del área de disipación de calor insuficiente, lo que puede generar recalentamiento en el transformador aún en bajo trabajo nominal sin sobrecargas. Este sobrecalentamiento traerá consigo el deterioro de los aislantes líquidos y sólidos (papeles, cartones, etc).
- b) Dimensionamiento reducido que hace que la distancia entre partes activas y el tanque sea muy pequeña, consecuentemente se puede producir arcos internos hacia el tanque y por ende la avería del transformador.
- c) Falta de hermeticidad que puede ocasionar fugas del líquido aislante.

2.1.2 Tanque conservador de líquido aislante

Este tanque consiste de un recipiente fijo a la parte superior del transformador sobre el tanque o carcasa.

Está destinado a recibir el aceite del tanque cuando este se expande, debido al efecto del calentamiento por pérdidas internas. Por lo tanto, algunos transformadores de potencia necesitan una cámara de compensación de expansión del líquido aislante.

En unidades en general superiores a 2000 kVA el tanque se construye para permanecer

completamente lleno, lo que implica la utilización del conservador de líquido. En unidades de menor potencia, generalmente el tanque recibe el líquido aislante hasta aproximadamente 10 cm de su nivel o borde. Los transformadores que no poseen el tanque de expansión se denominan transformadores herméticos o sellados.

Los transformadores con tanque conservador, permiten el uso del relé Buchholz que se usa para la detección de fallas internas normalmente en transformadores grandes.

Posibles errores en la fabricación:

- a) Dimensionamiento inadecuado.
- b) La no hermeticidad.

2.1.3 Secador de Aire

Los transformadores operan normalmente con un ciclo de carga variable, produciendo calentamiento del líquido aislante en los períodos de carga máxima y de enfriamiento en períodos de carga ligera, de esta manera siempre que el líquido aislante se ha calentado, se expande, expulsando el aire que quedaba contenido en el conservador de aceite. Por el contrario, durante el período de baja carga el líquido se enfría provocando la entrada de aire en el interior del tanque, excepto en los transformadores sellados que son en baja potencia, de esta forma se puede decir que respira el transformador.

Los transformadores sellados son aquellos que tienen una capa de gas inerte entre la tapa y el nivel del líquido aislante, y cuando este se expande, como consecuencia de un calentamiento debido a la carga, la capa de gas se comprime ejerciendo un gran esfuerzo sobre el tanque. El límite práctico para la implementación del secador de aire radica en donde el transformador tiene que operar en ambientes agresivos o extremadamente húmedos, y en este caso el uso de secador de aire no es recomendable.

La penetración de la humedad en el interior del transformador reduce sustancialmente las características dieléctricas del líquido aislante, dando como resultado pérdida de aislamiento de las partes activas, y en consecuencia, quema de equipo. Para evitar la penetración de aire húmedo en el interior del transformador, se instala un recipiente que contiene silica-gel, que sirve de comunicación entre el interior del tanque y el ambiente exterior, de manera que durante el proceso de respiración del transformador, la humedad del aire que penetra en el secador es absorbida por la silica-gel, que es un producto químico con una gran capacidad de absorción de humedad.

Posibles errores en la fabricación:

- a) El silica-gel suministrado no ha sido “secado” y por ende no absorberá ninguna

humedad y por lo tanto ésta tendrá contacto directo con el aceite aislante.

2.1.4 Parte Activa del transformador

El núcleo de un transformador de potencia consiste básicamente de un laminado de acero al silicio, los devanados primario y secundario, los accesorios para cambio de tensión (cambiador de derivaciones o taps) y básicamente las siguientes partes:

a) Núcleo

Este núcleo está constituido de una gran cantidad de placas de acero al silicio de granos orientados, montadas en superposición, estas chapas de acero tienen un espesor variable y se fabrican de acero con estándares internacionales.

Las placas de acero al silicio son aleaciones que contienen alrededor del 5% de silicio, cuya función es reducir las pérdidas por histéresis y aumentar la resistencia del acero, permitiendo con esto reducir las corrientes parásitas.

Las placas de acero son laminadas en frío, seguidas de un tratamiento térmico adecuado que permite que los granos magnéticos se orienten en el sentido de la laminación, están cubiertas por una fina capa de material aislante y se fabrican dentro de los límites máximos de pérdidas electromagnéticas, que varían entre 1.28W/kg y una densidad de flujo de 1.50T a 1.82 W/kg, que corresponde a una densidad de flujo de 1.7T a la frecuencia industrial de 60Hz.

La eficiencia magnética del transformador depende mucho de la calidad de la mano de obra en el armado del núcleo, el corte de la laminación y de las uniones. En transformadores de gran potencia se aplica un baño de un compuesto de resina epóxica para reducir las vibraciones magnéticas que pueden producir daños a la fina capa aislante que cubre a las placas; las vibraciones se detectan por lo general por un ruido intermitente en el interior del transformador.

Cuando el aislamiento de las placas se ve afectado, las pérdidas del transformador aumentan en forma significativa debido a las corrientes de Foucault.

El dimensionamiento del núcleo magnético se debe hacer equilibrando el número de espiras de la bobina con las dimensiones del núcleo de hierro. Si se usan bobinas con menos espiras, entonces se debe emplear un núcleo magnético de grandes dimensiones. Por el contrario, si se usan bobinas con muchas espiras entonces el núcleo de acero reduce sus dimensiones.

Los núcleos de los grandes transformadores se fabrican con láminas empacadas en varios grupos o conjuntos que, cuando se montan, forman los canales de refrigeración cuyo

objetivo es disipar el calor resultante de las corrientes de Foucault y de las pérdidas por histéresis magnética.

Posibles errores en la fabricación:

- a) Mal dimensionamiento utilizando niveles de Inducción magnética muy elevados para el tipo de acero al silicio a utilizar, lo que genera sobreinducción o saturación del núcleo, elevando las pérdidas en vacío por lo cual el calentamiento del transformador será mayor así como las pérdidas totales; Además de generar fluctuaciones en situación de servicio.
- b) Corte de núcleo ineficiente, disminuyendo el área efectiva para los cálculos.
- c) Aislamiento los pernos en el armado ineficiente que podría traer consigo un “cortocircuito magnético” haciendo que las corrientes parásitas circulen en su conjunto por el perno en cuestión, haciendo que se recalienten y se fundan posteriormente, trayendo consigo un fallo en el transformador.

b) Devanados

Estos devanados están formados por bobinas primaria y secundaria, y en algunos casos de terciarias. Los conductores son normalmente de cobre electrolítico de alta pureza (alrededor de 99.98%), aislados con esmalte y cubiertos con cintas de algodón o papel especial de celulosa, eventualmente se usa conductor de aluminio.

El uso de aislamiento de algodón implica un aumento en el espesor de la sección del conductor que llega a 0.5mm para conductores de hasta 25mm² de sección y de 1mm para conductores de sección de 95mm² aproximadamente, con el esmalte el aislamiento aumenta alrededor de 0.15mm.

Generalmente en transformadores de Distribución poseen el Bobinado de Baja Tensión hecha de pletina de cobre de sección rectangular, mientras que el Bobinado de Media Tensión se diseña con alambres de cobre esmaltados.

En algunas ocasiones es necesario reforzar el aislamiento de los alambres esmaltados para lo cual se aplica un encintado con papel de celulosa.

Los devanados también pueden ser hechos de aluminio, lo que reduce el peso total del transformador.

Una tabla de referencia de los calibres y esmaltados de la Fabrica INDECO es mostrada a en el Anexo K.

La sección de los conductores de las bobinas primaria y secundaria es función de la densidad de corriente que se establece para el diseño del transformador. Los

transformadores de potencia elevada requieren una densidad de corriente inferior a la de los transformadores de menor potencia; esto se debe al hecho de que mientras mayor sea el volumen del transformador, mayores son las dificultades de refrigeración, necesitando de esta manera reducir las pérdidas por efecto Joule, para lo cual se reduce la densidad de corriente.

Posibles errores de fabricación:

- a) El mal dimensionamiento de la densidad de corriente adecuada para el conductor que se utiliza en el devanado, trae consigo elevaciones de temperatura en el transformador debido a dificultades en la refrigeración.
- b) La incorrecta o inexistente disposición de la refrigeración en los devanados.
- c) Dimensionamiento de los aislamientos inadecuado, ya sea entre espiras, entre capas, entre bobinado primario y secundario, contra el núcleo magnético.
- d) Error en el dimensionado general de la bobina (tanto en espiras como en características geométricas) que influyen en la impedancia de cortocircuito resultante. Se sabe que la impedancia de cortocircuito es la única que limita las corrientes de cortocircuito ante una falla directa de línea-tierra, y por lo tanto debe ser moderada de acuerdo a la normatividad vigente. Una elevada impedancia de cortocircuito podría traer consigo grandes caídas de tensión propias en el transformador en operación, y una impedancia de cortocircuito baja hará que la corriente de cortocircuito ante fallas sea muy grande lo que podría ocasionar la avería en el transformador en el lapso de tiempo hasta que actúen las protecciones pertinentes.

e) Cambiador de Derivaciones

En la actualidad, normalmente todos los transformadores de distribución están dotados de una o más derivaciones en los devanados primario o de alto voltaje, ya sea para redes aéreas de distribución o subterráneas, el número de derivaciones es función de las relaciones de transformación que se establecen de acuerdo con la parte normativa, en el Perú normalmente el número de relaciones de transformación o Taps establecido para transformadores de distribución es 5 (incluyendo el Tap central). Los transformadores de distribución usualmente utilizan cambiadores de derivación sin carga.

Como el sistema de cambio de derivaciones o taps del transformador es una pieza móvil, constituye un punto sujeto a mayor índice de fallas, por esta razón algunos fabricantes diseñan sus transformadores generalmente con tensión única en el primario, esto puede ser un inconveniente para la aplicación de redes de transmisión de gran extensión.

El cambiador de derivaciones (Taps) tiene la función básica de elevar o reducir la tensión secundaria del transformador de acuerdo al nivel de tensión en el primario. El cambiador de derivaciones no corrige la falta de regulación de un sistema, cuando la variación de tensión es muy grande en una red, considerando los distintos puntos de la curva de carga diaria, el cambio de derivaciones se debe tomar con cautela, para que no se tenga en un determinado momento niveles de tensión intolerables en el secundario del transformador. Por lo tanto, la utilización correcta del cambiador de derivaciones, se hace cuando la tensión está permanentemente baja. Los cambiadores de derivación se clasifican como: con carga y sin carga. Los cambiadores con carga sólo se usan en transformadores de gran potencia en las redes de transmisión, en tanto que los cambiadores sin carga se usan en los transformadores de potencia bajas usadas en las redes de distribución o en aplicaciones industriales.

Posibles errores en la fabricación:

- a) Soldaduras de las derivaciones de los bobinados a los terminales del cambiador de taps deficiente, lo que podría generar recalentamientos en estos terminales o falsos contactos, lo que podría generar una falla en el transformador.

2.1.5 Líquido Aislante y refrigerante (Aceite mineral)

El aceite mineral envuelve totalmente la parte activa del transformador, y sirve como un medio para aislar, refrigerar, y prevenir la oxidación del núcleo magnético, evitando su contacto directo con el oxígeno del aire.

La transmisión de calor del aceite por medios naturales es debida al efecto de convección. Alrededor del año 1932, una clase de líquido conocido como Askarel o Bifenilo Policlorado (PCB) fue usado como sustituto al aceite mineral debido a que no poseía inflamabilidad.

Posteriormente un estudio probó que este compuesto (el PCB) provocaba cáncer en los animales y otros efectos nocivos para la salud. Estudios en humanos proveyeron información que ratificó evidencia de que poseía un potencial cancerígeno. Es por eso que el uso del Askarel como agente aislante en transformadores fue prohibido en EE.UU. el año 1977. La normatividad actual ANSI/IEEE requiere que los fabricantes utilicen aceite mineral con menos de 2 ppm de PCBs contenidos en el aceite.

Posibles errores en la fabricación:

- a) Utilización de aceite mineral con contenido elevado de PCBs, ocasionado por utilización de aceites no normalizados o de procedencia dudosa.

- b) Humedad en el aceite debido al almacenamiento inadecuado del mismo en la fábrica.
- c) Contaminación del aceite al momento del vertido en el tanque del transformador.

2.1.6 Accesorios

a) Termómetro

Normalmente los transformadores de potencia con potencias mayores a 500 kVA disponen de un termómetro localizado en su parte superior, para que se tenga información de la potencia instantánea y de la máxima que se registre en el período de operación.

Los termómetros tienen contactos auxiliares que posibilitan el accionamiento de la señalización de advertencia o de la apertura del interruptor cuando la temperatura supera los niveles preestablecidos.

b) Indicador de nivel de aceite

Los indicadores magnéticos de nivel tienen como finalidad indicar el nivel de los líquidos y también cuando están previstos de contactos para alarma sirve también como protección para los transformadores con los que operan los transformadores de potencia están generalmente dotados de dispositivos externos que permiten indicar el nivel de aceite en el tanque, por lo general se construyen con cubierta de aluminio con las partes móviles de latón, las agujas establecen dos contactos, siendo uno para el nivel mínimo y el otro para el nivel máximo.

c) Base para arrastre

Los transformadores de distribución tienen una base con las laterales dobladas de manera que no permita que el fondo del mismo toque el piso. Los transformadores de potencia tienen unas vigas transversales fijas a su base, permitiendo con esto que se puedan arrastrar sin afectar su base.

d) Base con ruedas Bidireccionales

Con el fin de permitir el desplazamiento de los transformadores de potencia elevada (Mayores de 1000 kVA) estos equipos se dotan de ruedas orientables hechas de acero y cuyo propósito es facilitar los movimientos bidireccionales sobre gatos, cuya distancia entre centros está normalizada.

e) Dispositivo para toma de muestra de aceite

Los transformadores generalmente están dotados por medio de un dispositivo para retirar muestras de aceite, este dispositivo está localizado en la parte inferior, que es donde se concentra el volumen de aceite contaminado este dispositivo consta de una válvula de drenaje.

f) Válvula de alivio de presión

Los transformadores de potencia deben poseer un dispositivo que sea accionado cuando la presión interna del equipo alcance un valor superior al límite máximo admisible, permitiendo una eventual descarga del aceite

Las válvulas utilizadas para esta finalidad deben tener contactos eléctricos auxiliares con el fin de permitir la desconexión del interruptor de protección. La diferencia entre un relevador de súbita presión y una válvula de alivio de presión, es que el primero actúa durante la ocurrencia de una variación instantánea de presión interna, en tanto que la segunda opera en la eventualidad de que la presión rebese un límite establecido.

Las válvulas de alivio de presión de cierre automático se instalan en transformadores inmersos en líquido aislante con la finalidad de protegerlos contra posibles deformaciones o ruptura de tanque, en casos de fallas internas con presencia de presión elevadas, son muy rápidas y operan aproximadamente en 2 milisegundos, cerrándose en forma automática después de su operación e impidiendo así la entrada de cualquier agente externo al transformador.

2.2 Fallas por Instalación, cálculos equivocados en las instalaciones o manipulación y transporte.

2.2.1 Instalación

Las fallas comunes y debidas a instalación las podemos mostrar a continuación y son las siguientes:

- a) Manipulación inadecuada, el trabajo de instalación debe ser efectuado por personal calificado, evitar los golpes que pueda recibir el equipo al momento de acomodarlo en el lugar de instalación, ya sea en subestación interior, exterior, tipo poste, etc.
- b) Adecuación ineficiente de la ventilación del equipo en caso de instalaciones en interior o en celdas de transformación.
- c) Mala adecuación de los elementos de protección, puede ser el caso de que estén sobredimensionados o subdimensionados, es decir que estos elementos de protección actuarían correctamente pero para otra potencia del transformador.

Se pueden ocasionar averías en el transformador de distribución debidas a la manipulación inadecuada, ya sea por transporte, izaje en caso de ser instalados en subestaciones tipo poste, mala adecuación del ambiente en el cual va a ser instalado, apriete inadecuado de los terminales.

2.2.2 Coordinación de la protección

La protección de sobrecorriente en los transformadores de distribución debe ser adecuada las posibles fallas se presentan de dos formas:

a) Fusibles de protección no han sido adecuadamente dimensionados.

Un fusible sobredimensionado no actuará cuando es necesario y no prevendrá las corrientes de cortocircuito que pueden dañar los bobinados del transformador, véase la Fig. 2.1.

En cambio un fusible subdimensionado podría actuar inclusive con las corrientes “inrush” o de arranque del transformador cuando es energizado, o podría aperturarse debido a sobrecargas de corta duración que el transformador podría asumir normalmente, generando cortes innecesarios del suministro eléctrico.

Este tipo de protección puede determinarse a partir de datos de placa o que el fabricante puede suministrar.

La Fig. 2.1 corresponde a la parte activa de un transformador desencubado y donde es posible observar las consecuencias de un mal dimensionamiento de los fusibles de protección (sobredimensionamiento), los mismos que no efectuaron su trabajo de protección óptimamente y aperturaron el circuito a destiempo produciendo fuerzas radiales electromecánicas excesivas en el bobinado de Media Tensión que hace que las espiras se superpongan o caigan sobre otras, en otros casos podría ocasionar la rotura del conductor, o que se queme el bobinado debido al sobrecalentamiento.



Fig. 2.1 Bobinado de AT superpuesto.

b) La protección en el primario del transformador debe ser coordinado con la protección del secundario del transformador. Por ejemplo, si un transformador de distribución posee un Interruptor de Fuerza, este debe ser coordinado con el fusible del lado Primario de tal manera que ante un fallo en el secundario del transformador, actúe primero el Interruptor y no el fusible, de esa manera se evita la desconexión innecesaria del transformador.

En la Fig. 2.2, puede observarse la disposición de fusibles de Media Tensión (10kV) para un Transformador de Distribución instalado en Subestación Interior.



Fig. 2.2 Fusibles, Protección básica de una subestación.

2.2.3 Pararrayos

Otro caso común de falla se encuentra en la no actuación o el mal dimensionamiento del pararrayo de protección. Este elemento de protección se instala cerca del transformador de distribución y se monta en la estructura de soporte, generalmente es directamente adyacente a los bushing primarios.

La tensión nominal del pararrayos debe ser igual o ligeramente superior a la tensión máxima de servicio a frecuencia industrial del equipo.

2.2.4 Transporte Adecuado

Debe tenerse especial cuidado en el transporte del transformador, debe ser con jaula de madera como en la Fig. 2.3. Este tipo de protección debe ser además correctamente asegurado sobre el vehículo de transporte y soportar los esfuerzos que podría demandar el traslado que pueden ser izaje y desmontaje del vehículo o manipulación.



Fig. 2.3 Adecuamiento del transformador para transporte

2.3 Factor K en transformadores

2.3.1 Corrientes Armónicas

Se sabe que las pérdidas en el núcleo magnético dependen mucho del grado del acero al silicio utilizado, el espesor de laminación, el tipo de núcleo y junta, y las corrientes armónicas que son generadas a frecuencias múltiplo de la fundamental.

Debido a las corrientes armónicas, las partes metálicas incrementan su temperatura, y las pérdidas bajo carga pueden incrementarse.

Las partes metálicas típicamente afectadas son los anclajes, el tanque del transformador.

Las pérdidas en los arrollamientos del transformador son afectados mucho por las corrientes armónicas. Las corrientes de Eddy son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y el cuadrado de la frecuencia armónica, como es mostrado en la ecuación 2.1 que se muestra a continuación:

$$K = \sum_{h=1}^n I_h (pu)^2 h^2 \quad (2.1)$$

Donde:

K = factor de pérdidas debido a corrientes armónicas en corrientes de Eddy.

h = Orden de la armónica.

$I_h(pu)$ = Componente armónico de la corriente expresado p.u. de orden h .

2.3.2 Factor K ¹⁹¹

Hoy en día en los establecimientos industriales, la proliferación de dispositivos de estado sólido (reactores de iluminación, accionamientos y control de motores, equipos de comunicaciones, y otras cargas de la motorización DC) han creado algunos problemas pertinentes a las ingenierías de especificaciones, contratistas y dueños de negocios.

La naturaleza no lineal de las fuentes de alimentación de modelos por conmutación por sistemas de estado sólido que generan corrientes armónicas a la vez generen pérdidas adicionales que hacen que el transformador (algunas de estas pérdidas son profundas en el bobinado y algunos están más cerca de la superficie) y el neutro del sistema sobrecalienten y se destruyan a sí mismos.

Hay varias situaciones que pueden crear condiciones para problemas de armónicos en los transformadores, incluyendo la adición de equipos a un sistema eléctrico existente, o añadiendo instalaciones o ampliaciones de una fuente de potencia existente.

Los transformadores con especificaciones del factor K están proyectados para reducir los efectos del calentamiento de las corrientes armónicas creadas por cargas no lineales.

La clasificación del factor K asignado a un transformador es un índice de capacidad del transformador para soportar un contenido armónico en su corriente de carga mientras se mantiene dentro de sus límites de la temperatura de funcionamiento.

Una clasificación específica de factor K indica que un transformador puede ofrecer más allá de la carga de potencia nominal en kVA, una carga de una cantidad específica de contenido armónico.

En 1990, la UL (Underwriters Laboratories) desarrolló el método de cálculo a la clasificación del factor K para evaluar la capacidad de los transformadores para soportar los efectos de los armónicos. El factor K no significa que el transformador puede eliminar los armónicos.

La prueba de UL se dirige a la temperatura de los arrollamientos, debido a cargas no lineales generales y el sobrecalentamiento del conductor neutro.

Hay dos métodos de cálculo del factor K :

- El método UL;
- El método Normalizado;

a) El método UL

Se basa en la corriente nominal eficaz "rms" del transformador. Se define de la forma que está mencionada en la ecuación 2.1.

b) El método Normalizado

Se basa en la corriente fundamental de la carga. Las mediciones de los armónicos se hacen frecuentemente con un analizador de armónicos. La mayoría de los analizadores armónicos tienen unas respuestas de salida de los armónicos en p.u. (valores por unidad) de la corriente fundamental. En consecuencia, el método se utilizaría. Se define de acuerdo a la ecuación 2.2 a continuación:

$$K = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} f_h(pu)^2 h^2}{\sum_{h=1}^{\infty} f_h(pu)^2} \quad (2.2)$$

Dónde:

Corriente fundamental en p.u. (el primer armónico = 100%).

Hasta la fecha, las literaturas industriales y comentarios se refieren a un número limitado de las clasificaciones del factor K: K-1, K-4, K-9, K-13, K-20, K-30, K-40.

En teoría, un transformador puede ser diseñado para otras evaluaciones del factor K de entre estos valores y para valores superiores. Las clasificaciones por lo general se hace referencia, de conformidad con las normas ANSI / IEEE C57.110-1986 de la siguiente manera:

- K-1: Esta es la evaluación de cualquier transformador convencional que está diseñada para soportar a los efectos del calentamiento de las pérdidas normales y las pérdidas adicionales por corrientes parásitas (Pérdidas por corrientes de Eddy) resultantes de 60 Hz, con el transformador cargado con corriente sinusoidal. Esta unidad puede o no estar diseñado para soportar el calentamiento adicional de los armónicos en su corriente de carga.
- K-4: Un transformador con esta evaluación fue diseñado para suministrar kVA nominales, sin sobrecalentar, a una carga consistente en 100% de la frecuencia normal de 60 Hz, corriente sinusoidal en la fundamental, además de:
 - 16% de la fundamental con la 3ª corriente armónica;
 - 10% de los fundamentales, como 5ª;
 - 7% de los fundamentales como 7ª;

- 5,5% de los fundamentales como el 9ª y
- Porcentajes menores a través de la 25ª armónica.

El "4" indica su capacidad para soportar cuatro veces las pérdidas de la corriente "Eddy" de un transformador de K-1.

- K-9: Un transformador K-9 puede soportar 163% de la carga armónica de un transformador clasificado de K-4.
- K-13: Un transformador de K-13 puede acomodar 200% de la carga nominal armónica de un transformador clasificado de K-4.
- K-20, K-30, K-40: El número más alto de cada una de estas clasificaciones del factor K indica la capacidad de trabajar con cantidades sucesivamente mayores de niveles de armónicos de la carga sin riesgo de sobrecalentar.

La tabla 2.2 siguiente recoge un ejemplo de factor de carga K.

TABLA N° 2.2^[9]

CARGA	FACTOR K
Iluminación con lámparas de descargas	K-4
UPS con filtro de entrada opcional	K-4
Maquinas de Soldadura	K-4
Equipos de calentamiento por inducción	K-4
PLCs y controles de estado sólido (otros aparte de los drivers variadores de velocidad)	K-4
Equipos de Telecomunicaciones	K-13
UPS sin filtros de entrada	K-13
Alimentación de receptáculos con cableado múltiple por lo general en áreas con herramientas para el cuidado de la salud y las aulas de las escuelas, etc	K-13
Fuentes de los circuitos con receptáculos de cableado múltiple para equipos de inspección y pruebas en los sectores productivos o líneas de producción.	K-13
Las cargas de los servidores	K-20
Drivers de estado sólido para motores (Drivers variadores de velocidad)	K-20
Alimentación del circuito con receptáculos en áreas clave de seguridad y salas de cirugía recuperación de hospitales	K-20

CAPÍTULO III

PROCESO DE MANTENIMIENTO A TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN EN FÁBRICA

3.1 Recepción

El Transformador es recepcionado en las instalaciones del fabricante o la empresa a la cual se le ha consignado el mantenimiento.

Se debe realizar las siguientes actividades:

3.1.1 Inspección Visual Exterior

Se debe tener especial cuidado en esta revisión que fundamentalmente es de tipo exterior. Los resultados de este tipo de inspección van a ser adicionados en el presupuesto de reparación.

Los pasos a seguir son:

- a) Toma de datos de características, numero de serie, fabricante, grupo de conexión, relación de transformación, Potencia (en kVA).
- b) Verificar si el tanque se encuentra: sucio, abollado, perforado, oxidado, bien. El estado del tanque del transformador debe ser verificado para descartar posibles golpes recientes debido al trabajo de desmontaje del transformador de la subestación en donde estuvo instalado, o debido al transporte, así como el grado de corrosión y pintura del mismo.
- c) Verificar si la tapa se encuentra: sucia, abollada, perforada, oxidada, bien.
- d) Verificación del tanque conservador
- e) Estado de Bushings, de B.T. y A.T., verificando si se encuentran rotos, astillados, flojos, o bien.
- f) Verificación del conmutador, que puede estar roto, trabado, no posee, o bien.
- g) Verificación de empaquetaduras que pueden estar: resecaadas, o bien.
- h) Verificación de ferretería, es decir, se debe comprobar el estado de la pernería o ausencia de la misma, así como el estado de los vástagos de conexión.
- i) Verificación de nivel del aceite, y posibles fugas del mismo.
- j) Emisión de pre-informe de mantenimiento.

3.2 Pruebas ¹⁸¹

3.2.1 Pruebas Preliminares Fundamentales

Se realizan las pruebas sin aplicación de tensión, básicamente son pruebas dieléctricas, y de relación de transformación, se llevan a cabo por personal capacitado.

a) Prueba de Relación de Transformación.

Esta prueba se realiza con el instrumento llamado TTR y usualmente es para verificar el tipo de conexión y la relación de transformación.

Se hace una tabla tabulada de acuerdo a cada posición del cambiador de derivaciones del transformador, esta tabla será considerada como teórica y con respecto a la cual mediremos las desviaciones de las mediciones reales. Tomar en cuenta el ANEXO A para la realización de las mediciones.

La NTP 370.002 (Norma Técnica Peruana) sobre transformadores de potencia, determina como máximo una desviación del 0.5% sobre el valor teórico.^[1]

Desviaciones extremadamente desiguales nos llevarán a la conclusión de que podrían existir cortocircuitos entre espiras del mismo bobinado.

En las figuras 3.1 y 3.2, se pueden observar respectivamente el DTR monofásico y su conexionado para la prueba en un transformador Trifásico detallado en el Anexo A.



Fig. 3.1 DTR monofásico



Fig. 3.2 Realización de prueba de relación de transformación,
a un transformador trifásico

b) Prueba de resistencia de aislamiento.

Se utiliza para verificar que el nivel de aislamiento actual del transformador vaya de acuerdo a la tensión que necesite aislar. La obtención de medidas pequeñas pueden significar grados de humedad elevados, o debilitamiento de los aislantes sólidos. Ver ANEXO B. La Fig. 3.3 muestra el instrumento para realizar esta prueba.



Fig. 3.3 Megohmetro Digital para medidas de resistencia de aislamiento

c) Prueba de rigidez dieléctrica del aceite y coloración del mismo.

Se toma una muestra de aceite del transformador, evitando en todo momento contaminar la misma con humedad o partículas contaminantes. Ver ANEXO C.

d) Prueba de resistencia eléctrica de los arrollamientos.

Puede utilizarse para verificar uniformidad de medidas de resistencias entre bobinados, una diferencia excesiva podría significar cortocircuitos internos o rotura de conductores. Ver ANEXO D.

En la Fig. 3.4 puede observarse el instrumento utilizado en este tipo de prueba.



Fig. 3.4 Miliohmímetro Digital.

En caso de detectarse anomalías en alguna de estas pruebas entonces se recomienda actuar aunque no absolutamente de la forma descrita en el ANEXO L.

3.2.2 Pruebas secundarias

Son las que comúnmente se llevan a cabo en caso de no detectar anomalías grandes en las pruebas anteriores y que sin embargo deben ser hechas dentro de lo posible, como pruebas de rutina. Estas involucran el uso energía eléctrica, es decir niveles de tensión por lo cual deben ser llevados estrictamente por personal altamente capacitado en seguridad y manipulación de tensión.

a) Prueba de Tensión de Cortocircuito.

Determinar las pérdidas en los bobinados debido a funcionamiento nominal del transformador. Un excesivo nivel de pérdidas podría ser el origen de un calentamiento elevado y por consiguiente oscurecimiento del aceite y también pérdida de sus capacidades aislantes. Ver ANEXO E.

b) Prueba de Vacío.

Para determinar pérdidas de potencia en el núcleo magnético. Estas junto con las pérdidas en los bobinados conforman la fundamental fuente de sobrecalentamientos (en operación nominal del transformador). Ver ANEXO F.

c) Prueba de tensión inducida o potencial inducido.

Verifica el aislamiento entre espiras, capas y secciones de los devanados del transformador. Ver ANEXO G.

d) Prueba de Tensión Aplicada.

Se verifica el correcto nivel aislamiento de las partes del transformador, midiendo por esto la corriente de fuga al aplicar tensión correspondiente al nivel de aislamiento del equipo. Ver ANEXO H. La Fig. 3.5 muestra el conexionado típico para esta prueba en un transformador trifásico.

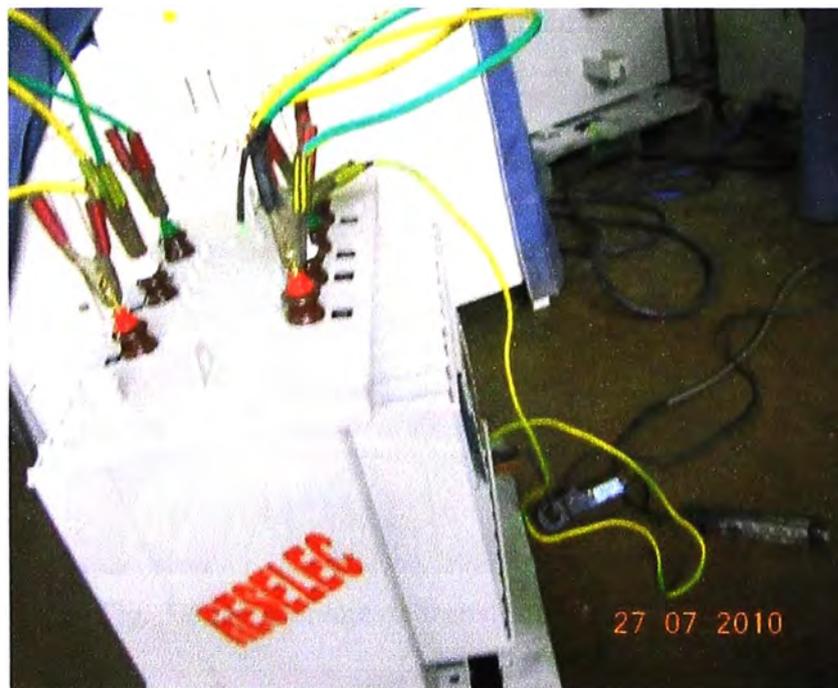


Fig. 3.5 Prueba de Tensión Aplicada.

3.2.3 Emisión de Protocolo de Pruebas Preliminares

Es muy importante la emisión de un protocolo de pruebas realizadas a la recepción del equipo, que contenga los datos tomados para cada tipo de prueba. Para referencia de un protocolo de pruebas estándar tómese en cuenta el ANEXO I.

3.3 Desmontaje del Transformador

Para un proceso completo de mantenimiento en fábrica, el desmontaje del transformador debe llevarse a cabo siempre, aún si los datos arrojados por las pruebas preliminares son favorables, puesto que de esta manera se puede visualizar posibles futuras causas de fallo del transformador como podrían ser: desplazamiento de bobinados, rajadura

de conmutadores, pernos de ajuste de izaje que podrían estar flojos.

3.3.1 Inspección visual interior

Se debe realizar cuando se desencuba o desmonta el transformador, para constatar el estado del mismo.

- a) Verificación del estado del aceite. Se debe constatar la coloración, así como si se encuentra limpio o con partículas en suspensión.
- b) Verificar la existencia de lodo en el fondo del tanque.
- c) Verificar el estado del núcleo
- d) Verificar en el devanado de A.T. la posibilidad de cortocircuito entre las espiras.
- e) Verificar en el devanado de B.T. la posibilidad de cortocircuito entre las espiras.

Las Fig. 3.6, 3.7 y 3.8 muestran el desmontaje, la detección de una falla debido a descarga hacia tierra o masa, y fallo de cortocircuito respectivamente.

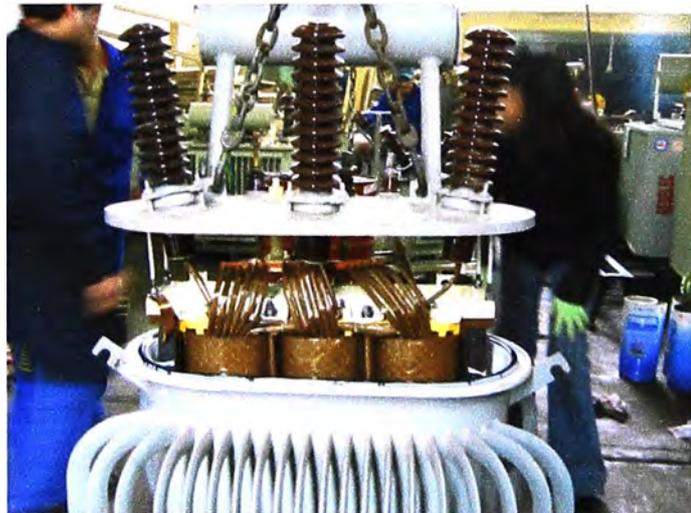


Fig. 3.6 Desmontaje de transformador en fábrica.



Fig. 3.7 Descarga hacia masa debido a aislamiento deficiente.

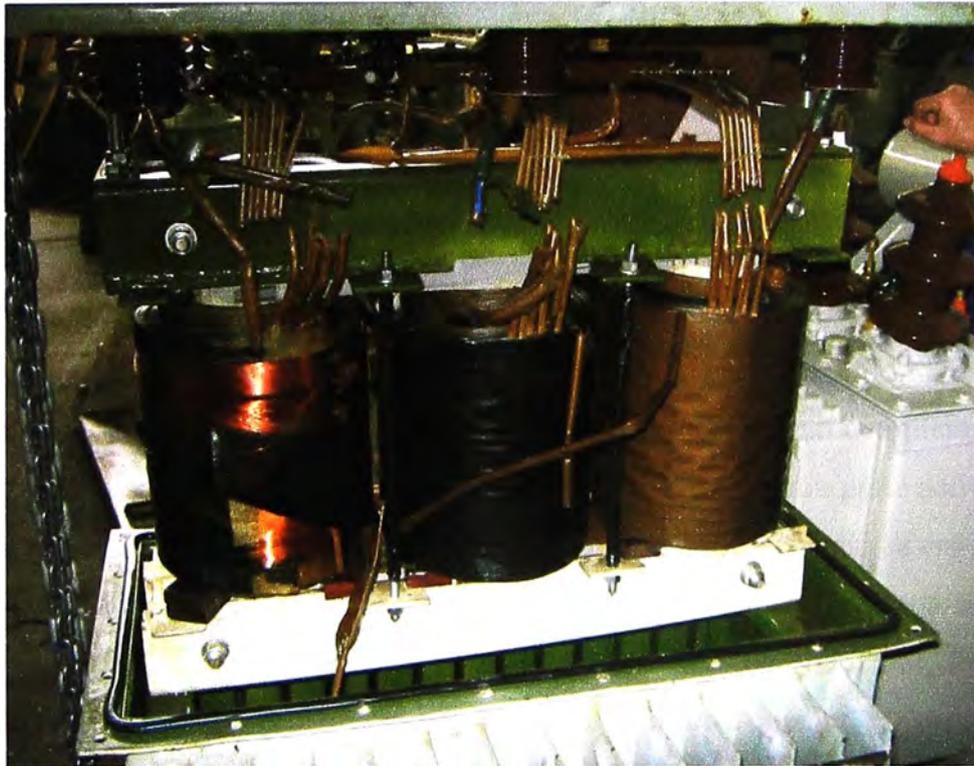


Fig. 3.8 Desmontaje de transformador en fábrica, se observa fallo clásico debido a fuerzas electromagnéticas muy grandes por cortocircuito, sumadas a un apriete en bobinado insuficiente.

3.4 Acciones Correctivas

Las acciones a tomar luego de la verificación del transformador, tienen mucho que ver con el resultado de las pruebas tanto preliminares, secundarias o de tensión, y también con la inspección visual tanto interna como externa.

Las acciones más comunes a realizar son las siguientes:

- a) Cambio de empaquetaduras. Debido a que por razones de operación propia del transformador se producen calentamientos, las empaquetaduras tienden a researse, disminuyendo su capacidad de sellado.
- b) Limpieza de bushings y herrajes para terminales. Esto es muy frecuente puesto que por el grado de contaminación del lugar donde se encuentra instalado el transformador se tienden a oxidar, o llenar de grasas, polvo u otros agentes externos.
- c) Cambio o reposición de bushings. Esto se realiza cuando se encuentren aisladores rajados o averiados, ya sea por manipulación, transporte o porque ha estado trabajando de esa manera y se ha detectado a tiempo; se realiza para garantizar el grado de aislamiento exterior del transformador, así como garantizar la hermeticidad del mismo.
- d) Repintado del tanque del transformador. Usualmente se realiza ya que por los mismos

efectos de manipulación o incluso desencubado del transformador puede presentar daños en la pintura, además puede presentar propiamente corrosión debido a una pintura anterior ineficiente o insuficiente o debido a las condiciones de contaminación extrema a las cuales puede haber estado sometido el transformador.

- e) Cambio o filtrado del aceite mineral de aislamiento. Esto dependerá mucho de la decisión a tomar en cuanto a los resultados de las pruebas de rigidez dieléctrica, medida de resistencia de aislamiento, coloración del aceite, envejecimiento propio debido al calentamiento, etc. Pero definitivamente debe realizarse un cambio completo del aceite en casos severos de cortocircuitos interiores entre bobinados o entre parte activa y masa.
- f) Rebobinado del transformador. Esto se lleva a cabo siempre y cuando se compruebe ya sea cortocircuitos en los bobinados, debilitamiento de los aislamientos sólidos del transformador (detectados a partir de las pruebas de tensión inducida), fallos en el conexionado interior del transformador que hayan podido “quemar” el aceite mineral (ya que el papel de celulosa absorberá el mismo y debilitará su grado de aislamiento en las bobinas).
- g) Secado de parte activa. Para incrementar el nivel de aislamiento del transformador, solo si todas las demás pruebas resultan exitosas.

CAPÍTULO IV

PLAN DE PREVENCIÓN Y MANTENIMIENTO PROPUESTO, COSTOS

4.1 Plan de Mantenimiento Preventivo

Como ya se ha mencionado anteriormente, es sumamente importante la elaboración de un plan de mantenimiento preventivo periódico que reduzca los costos innecesarios ocasionados por un mantenimiento correctivo de emergencia.

4.1.1 Establecimiento de conciencia y capacitación del personal técnico

- a) Capacitación constante y periódica del personal técnico encargado de la supervisión o mantenimiento de las subestaciones eléctricas de distribución, de esta manera lograr poseer personal técnico calificado para poder responder en cualquier tipo de situación, así como poder ofrecer un reporte mejor detallado del estado propio del transformador.
- b) Generar conciencia en el personal técnico para la correcta manipulación de los transformadores de distribución.

4.1.2 Mantenimiento preventivo

- a) Debe ser periódico.
- b) Se debe reportar cualquier anomalía en el funcionamiento del transformador, identificando posibles sobrecargas no previstas.
- c) Identificar posibles causas externas de fallos en los transformadores, estado de las protecciones, conexionado, características de la tensión de línea, nivel isoceuránico de la zona en la que se encuentra instalado el transformador, nivel de polución de la zona de instalación, etc.

4.1.3 Mantenimiento preventivo propuesto

Se propone el siguiente plan de mantenimiento o supervisión de las condiciones de trabajo del transformador, según sea el caso, en la tabla 4.1.

Esto sin embargo no debe ser considerado como una regla puesto que se está planteando para transformadores instalados en zonas con nivel de polución medio, además que se debe tener en cuenta las características especiales de la línea de transmisión en la cual se encuentra instalado el equipo.

Téngase en cuenta que todas las acciones denotadas en la tabla 4.1 pueden ser realizadas en campo, puesto que inclusive para la prueba de rigidez del aceite (en caso de no poseer el equipo adecuado) se puede tomar muestras del aceite y ser enviados a los laboratorios especializados.

Tabla N° 4.1 Propuesta de planeamiento periódico de mantenimiento ^[8]

Tipo de verificación	Periodicidad
Prueba de rigidez del aceite	Anual
Contenido de agua en el aceite	Anual
Verificación de estado del silicagel	Anual
Inspección visual, del tanque, aisladores, radiadores, conexiones	Mensual
Medida de resistencia de aislamiento	5 años
Limpieza del transformador	Bianual
Verificación de empaquetaduras	Anual
Medida del índice de polarización	5 años

Además, como recomendación debe ser considerado el mantenimiento integral del transformador cada 5 años en una fábrica o empresa especializada, para lo cual debe ser programado un corte del servicio así como poseer de ser necesario un transformador de reemplazo y de este modo evitar la interrupción del servicio eléctrico por periodos de tiempo prolongados.

4.1.4 Valuación Económica de Mantenimiento Correctivo

Es muy importante conocer la valoración económica que implica la aplicación de mantenimiento correctivo a los transformadores, podemos citar algunos ejemplos de casos reales y con costos también reales en el mercado peruano:

a) Caso N°1

Costo de Mantenimiento en Planta de un Fabricante: \$1770.00 (Mil Setecientos Setenta con 00/100 Dólares Americanos).

Considerando que un Equipo nuevo de estas características cuesta aproximadamente el valor de \$ 2700.00 (Dos mil Setecientos con 00/100 Dólares Americanos), entonces estamos considerando un aproximado de 65% en tarea de Reparación del equipo.

En el ANEXO J, se muestran la cotización actual de la Empresa SOLIET S.A.C. con respecto a los trabajos para el mantenimiento de este transformador (Véase Caso N°1), que son detallados dentro de la misma.

Marca: SIEMENS

Equipo: Transformador monofásico de distribución.

Potencia Nominal: 16 kVA

Tensión Primaria: 13200V

Tensión Secundaria: 460V-230V

#Serie: TM12543

Observaciones

a) A la recepción del equipo se procede a realizar pruebas de rutina para la verificación del estado del transformador:

Los valores de prueba de relación de transformación con DTR muestran valores inconsistentes.

Medida de resistencia de aislamiento con algunos valores CERO

b) Con los dos resultados previos anteriores se concluye en no seguir realizando pruebas de tensión.

c) Al desencubar se ve desplazamiento axial de la bobina (además de espiras montadas en AT y BT).

d) El núcleo es de tipo acorazado.

e) Se observa un desplazamiento axial del bobinado de BT y de AT del equipo además de espiras totalmente corridas y montadas. Se muestra en la Fig. 4.1 y J.2.



Fig. 4.1 Traslación axial del bobinado de BT.

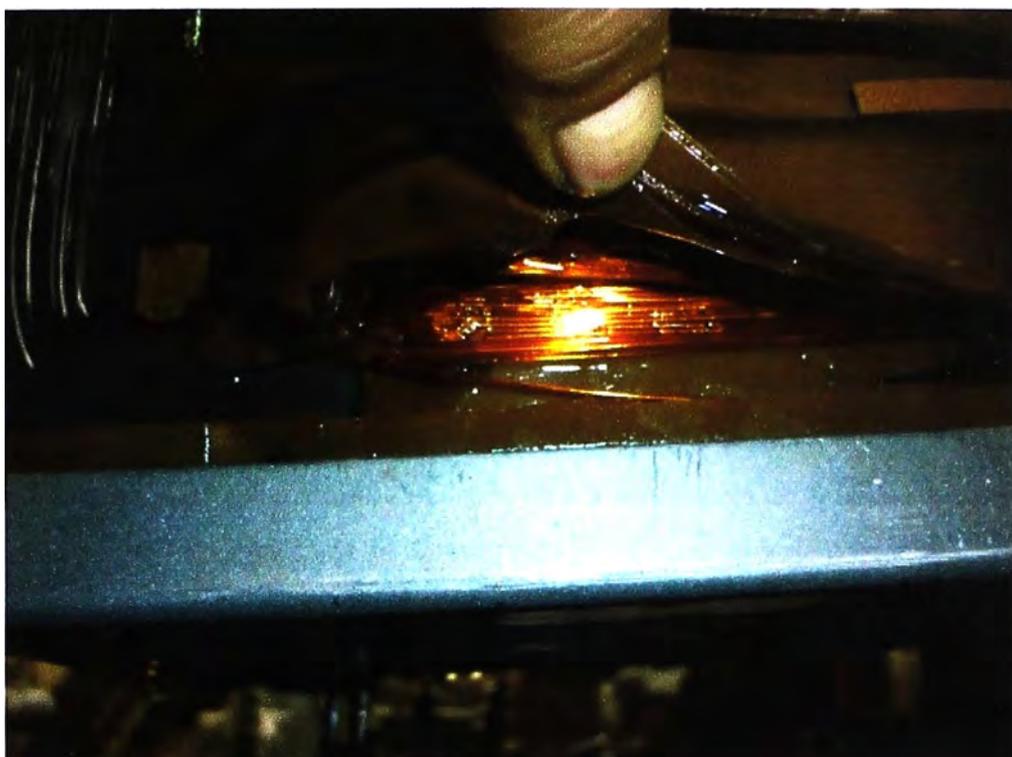


Fig. 4.2 Bobinado de AT con espiras montadas

Conclusiones

- a) Este desplazamiento axial es debido a un cortocircuito franco de la línea a tierra en el transformador.
- b) Además se puede mencionar que el bobinado del equipo no se encontraba correctamente fijado (con tacos de sujeción entre bobina y núcleo).
- c) Se recomienda un rebobinado total del transformador.

b) Caso N°2:

Costo de Mantenimiento en Planta de Fabricante: \$6844.00 (Seis Mil Ochocientos Cuarenta y Cuatro con 00/100 Dólares Americanos).

Considerando que un Equipo nuevo de estas características cuesta aproximadamente el valor de \$ 16,300.00 (Dieciséis mil Trescientos con 00/100 Dólares Americanos), entonces estamos considerando un aproximado de 42% en tarea de Reparación del equipo.

Potencia: 640 kVA

Tensión primaria: 10000 V

Tensión secundaria: 230 V

#serie: L17276

Fabricante: Brown Boveri Industrial Canepa Tabini S.A.

Grupo de conexión: Dy5

Altitud de trabajo: 1000 m.

Año de fabricación: 1985

Observaciones

- a) Valores de relación de transformación correctos (véase tabla 4.2, o ANEXO A para detalles de realización de este tipo de prueba).
- b) Valores de prueba de Medida de Resistencia de Aislamiento relativamente un poco bajos (Véase ANEXO B, para detalles de realización de este tipo de prueba).
- c) Ausencia de Aceite Dieléctrico.
- d) Ausencia de Banderas de conexión del lado de BT (de 2000A).
- e) Ausencia de tuercas para conexión de línea de los terminales de AT.
- f) Ausencia de tapón de sellado de la válvula de toma de muestra de aceite.
- g) Desecador de silicagel roto.
- h) Pintura deteriorada del tanque.

Trabajo Realizado (en local de fabricante)

- a) Desencubado y secado de parte activa.
- b) Suministro de 850 Litros de aceite dieléctrico (4 cilindros aproximadamente).
- c) Suministro de 4 Banderas de conexión de 2000A para BT.
- d) Suministro de tuercas de conexión de terminales AT.
- e) Suministro de tapón de sellado de válvula de muestra de aceite.
- f) Suministro de un nuevo Desecador de Silicagel.
- g) Arenado y repintado total del tanque del transformador.

Tabla 4.2^[8]

Tap	Vp	V sec.	Rteórica	U-WV/w-u	V-UW/u-v	W-VU/v-w	error (%)
1	10500	230	39.534	39.547	39.545	39.546	0.030
2	10250	230	38.593	38.628	38.595	38.596	0.035
3	10000	230	37.652	37.646	37.645	37.646	-0.017
4	9750	230	36.711	36.696	36.697	36.696	-0.040
5	9500	230	35.769	35.747	35.746	35.746	-0.063

Para mayor información véase el ANEXO J, se muestran la cotización actual de la Empresa SOLIET S.A.C. con respecto a los trabajos para el mantenimiento de este transformador (Véase Caso N°2), que son detallados dentro de la misma.

c) Caso N°3:

Costo de Mantenimiento: \$1298.00 (Mil Doscientos Noventa y Ocho con 00/100 Dolares Americanos).

Considerando que un Equipo nuevo de estas características cuesta aproximadamente el valor de \$ 16,700.00 (Dieciséis mil Setecientos con 00/100 Dólares Americanos), entonces estamos considerando un aproximado de 8% en tarea de Reparación del equipo.

En este costo de mantenimiento no se está considerando el costo de producción detenida por el lapso de 3 horas de duración de los trabajos en campo, entre desconexión y reconexión del equipo.

Para mayor información véase el ANEXO J, se muestran la cotización actual de la Empresa SOLIET S.A.C. con respecto a los trabajos para el mantenimiento de este transformador (Véase Caso N°3), que son detallados dentro de la misma.

Potencia Nominal: 500 kVA

Nivel de Tension Primario: 10000V-22900V

Nivel de Tension Secundario: 400V+N

Grupo de conexión: Dyn5-Yyn6.

Lugar de Instalacion: INDECOPI.

Tiempo de parada de Suministro: 3 Horas.

Observaciones

- a) Fuga de aceite por el aislador de neutro de BT.
- b) Fuga de aceite en brida de sujecion de relé Bucholz, pernos no están correctamente ajustados.
- c) Nivel de aceite con indicacion de nivel bajo.

Las Fig. 4.3, 4.4, 4.5, y 4.6 son algunas imágenes en este mantenimiento realizado

Trabajo Realizado (En Campo)

- a) Desconexión del transformador de la red.
- b) Ajuste del aislador de neutro de BT.
- c) Ajuste de los pernos de la brida de sujeción del relé Bucholz.
- d) Rellenado de aceite dieléctrico para completar el faltante (aproximadamente se usaron 40 litros).
- e) Limpieza del transformador.
- f) Reconexion del transformador a la red.



Fig. 4.3 Verificación de Ajuste de Terminales



Fig. 4.4 Limpieza del transformador desenergizado

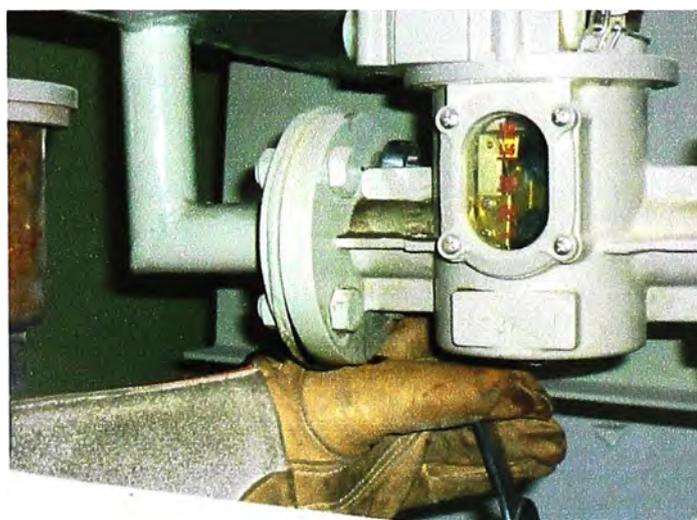


Fig. 4.5 Relé Buchholz.



Fig. 4.6 Luego del rellenado con aceite

Se esperó un tiempo prudencial para ver si se notaba alguna fuga posterior a las acciones correctivas, y no se observó ninguna anomalía.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El mantenimiento centrado en la confiabilidad o RCM da las principales pautas para poder realizar un análisis cuyo resultado podrá definir el tipo de mantenimiento a utilizar.
2. El mantenimiento tanto preventivo, predictivo o correctivo, debe ser tomado muy en serio por las empresas distribuidoras de energía eléctricas, así como por el personal encargado de las labores de supervisión del funcionamiento de los transformadores dentro de su área de concesión.
3. Se debe elaborar un plan de mantenimiento periódico para los transformadores así como en las líneas de transmisión de las cuales dependen o a las que alimentan, y de esta manera se asegurar la extensión de la expectativa de vida del equipo, así como disminuir la probabilidad de paradas intempestivas del suministro eléctrico.
4. Se debe tomar en consideración dentro de los presupuestos de mantenimiento, la capacitación del personal encargado de estas labores, así como la contratación de personal con experiencia en éste ámbito.
5. En lo posible evitar el mantenimiento correctivo debido a los grandes costos que origina, así como la incomodidad del usuario de la energía eléctrica.
6. Se deben priorizar las acciones de tipo predictivo y elaboración de informes completos de RCM. Estas formarán parte del historial del Transformador de Distribución y permitirán tomar mejores decisiones al momento de realizar un mantenimiento programado.

ANEXOS

ANEXO A
PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y POLARIDAD

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y POLARIDAD

Objetivo: La determinación de la relación entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario, es decir, nos determina si la tensión suministrada puede ser transformada fielmente a la tensión deseada.

El objetivo de la prueba de polaridad es determinar el desplazamiento angular expresado en grados entre el vector que representa la tensión de línea a neutro de una fase de AT y el vector que representa la tensión de línea a neutro en la fase correspondiente en BT. La polaridad reviste una gran importancia en la conexión de los transformadores, sobre todo, si estos ha de ser conectados en paralelo o en bancos.

Generalmente la prueba se realiza utilizando un equipo para la medida de relación de transformación monofásica, por lo tanto se debe tener consideración cuando se realicen las pruebas a transformadores trifásicos, de acuerdo al tipo de conexión del mismo se aplicaran factores de corrección de medida.

Procedimiento:

- a) Se conectan los bornes homólogos de AT y BT a los terminales rojos del DTR (HHH rojo al terminal de AT y XXX rojo al terminal homologo de BT), también los terminales negros deben conectarse a bornes homólogos que conformaran los vectores que se espera que tengan la misma polaridad. Un terminal homologo es aquel en el que se espera que la polaridad se cumpla (vectores paralelos de AT y BT).
- b) Se realiza la prueba y se toma la medida que se comparará con la relación teórica (multiplicada por un factor de corrección según sea el caso), para cada nivel de regulación del transformador (cambiador de taps).
- c) La desviación máxima permitida entre el valor medido y el valor teórico para esta prueba es de $\pm 0.5\%$

En transformadores monofásicos:

Si la conexión es $Ii0$ quiere decir que el primario (AT) esta formado por una columna de devanado y por eso se escribe en mayúscula y con una "I" que simboliza una columna, análogamente para la BT se escribe con una "i" minúscula que simboliza una columna; el "0" (cero) simboliza que el desfase de vectores primarios y secundarios es de $0 \times 30^\circ = 0^\circ$ (cero grados).

Para probar este tipo de transformadores primero debemos identificar los bornes homólogos de AT y BT, podemos citar por ejemplo un transformador monofásico

13200/230V, y que tendrá la denominación de terminales de AT como H1 y H2, y terminales de BT como X1, y X2; entonces los bornes homólogos son en pares H1-X1 y H2-X2. Se conecta el terminal HHHrojo y el XXXrojo al H1 y X1 respectivamente, del mismo modo los terminales negros HHH y XXX a los terminales H2 y X2 respectivamente, y se toma la lectura del instrumento, si el resultado muestra un numero positivo entonces la polaridad esta correcta, y si muestra un numero negativo (-) quiere decir que internamente los terminales del transformador están conectados de manera inversa y por lo tanto las marcas externas (X1, X2 o H1, H2) están invertidas.

Suponiendo que el instrumento muestre la relación de 57.38 para el tap central (o nominal), lo tenemos que comparar con la relación teórica para el transformador monofásico en dicho tap y que es $13200/230=57.391$, la desviación que obtenemos sería de un -0.02% que es un valor dentro de los límites permitidos. Se repetirá este procedimiento para todos los taps que tenga el transformador.

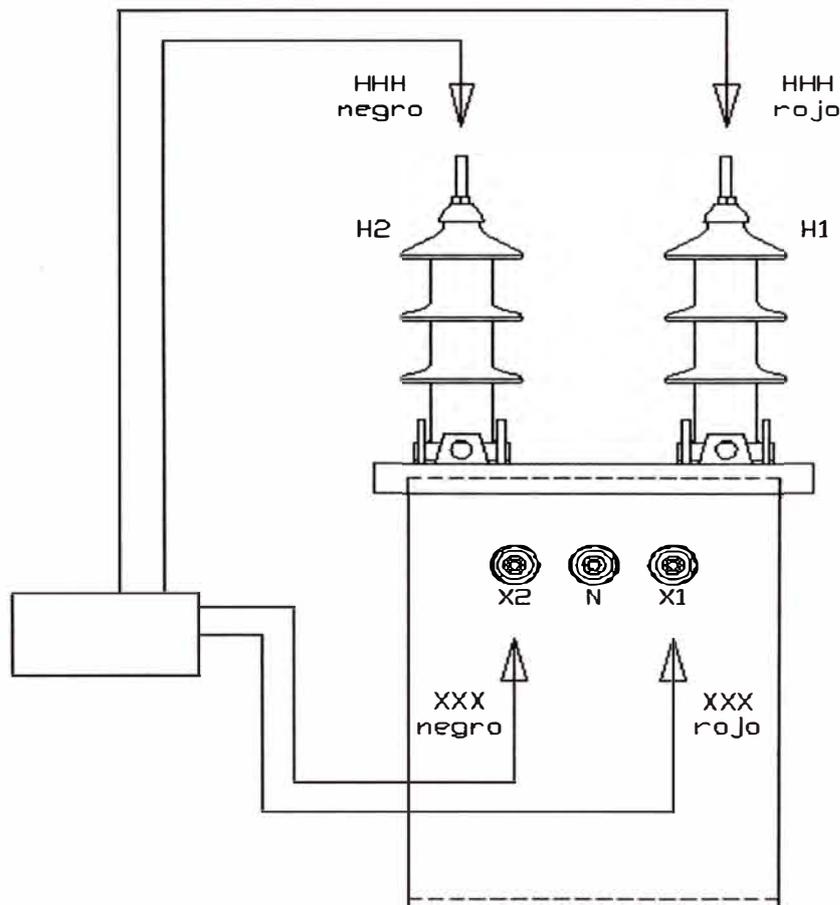


Fig. A.1 Conexión de DTR Monofásico a transformador monofásico de distribución

Para transformadores trifásicos se debe tener otra consideración mucho más especial

El procedimiento de prueba es similar, pero varía en las conexiones del instrumento al

transformador, además se debe aplicar factores de corrección dependiendo de la conexión de cada transformador (Dy5, Dy11, Yd5, etc).

Se muestra un cuadro con las conexiones más usuales y con los factores de corrección correspondientes para transformadores trifásicos:

Tabla A.1 Conexionado y factores de corrección ^[8]

Grupo de Conexión del Transformador	Conexiones realizadas para medición			Factor de corrección
Dy5	U-WV/w-u	V-UW/u-v	W-VU/v-w	0.866
Dy11	U-WV/u-w	V-UW/v-u	W-VU/w-v	0.866
Yy0	U-V/u-v	V-W/v-w	W-U/w-u	1
Yd5	U-W/w-vu	V-U/u-wv	W-V/v-uw	1/0.866
Yy6	U-V/v-u	V-W/w-v	W-U/u-w	1
Yd11	U-V/u-wv	V-W/v-uw	W-U/w-vu	1/0.866
Dd0	U-V/u-v	V-W/v-w	W-U/w-u	1
Dd6	U-V/v-u	V-W/w-v	W-U/u-w	1

ANEXO B
PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Objetivo: Verificación del nivel de Sequedad de los aislamientos entre las partes activas y pasivas del transformador.

Procedimiento:

- a) Cortocircuitar los devanados entre sí (terminales primarios y terminales secundarios entre sí).
- b) Aplicar Tensión de tipo continuo entre las partes que se desean verificar y que son: Alta Tensión-Baja Tensión, Baja Tensión-Masa, Alta Tensión-MASA. Esta tensión varia dependiendo del nivel de tensión de operación de las partes comprometidas del transformador. Los niveles de tensión normalmente utilizados son: 2500VDC para tensiones debajo de los 1000V de operación, 5000Vdc para partes activas que operaran a más de 1000V.
- c) La prueba se realiza durante 60 segundos.

La humedad del ambiente, el aire libre, suciedad de los aislamientos externos, polvo, pinturas, etc. son factores que influyen directamente en la medición del nivel de aislamiento.

Observación:

En transformadores de tipo aterrado, esta prueba solamente se realizaría entre AT-BT y BT-M, puesto que la prueba en AT-M resultaría un valor muy próximo a 0 (CERO), ya que uno de los terminales de AT se encuentra sólidamente conectado a la masa.

La misma prueba realizada entre BT-M o AT-BT arrojará resultados similares y relativamente bajos (si se compara con la medida AT- BT a un transformador normal), puesto que la AT se encuentra unida a la masa y en la prueba de BT-M es casi como si se probara en el sentido BT-AT(M), y este aislamiento es bajo puesto que el aislamiento de la Baja tensión respecto a la masa está graduado para niveles de tensión bajos.

ANEXO C
PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

Objetivo: Comprobar que el aceite usado como líquido aislante de un transformador cumpla con las especificaciones eléctricas de aislamiento necesarias para ser usado. Y medir la contaminación con humedad del aceite e impurezas.

Esta prueba revela cuantitativamente la resistencia momentánea de la muestra del aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y sólidos conductores en suspensión. Es realizada bajo prescripciones de la norma ASTM D 1816.

Procedimiento:

- a) La prueba se realiza con el Espinterómetro (probador de rigidez dieléctrica), que básicamente eleva la tensión entre los dos terminales del vaso de prueba (que se llena con aceite dieléctrico), y que están a una distancia conocida.
- b) La velocidad de elevación de voltaje puede ser graduada.
- c) La prueba termina automáticamente en el momento en que se produce un arco eléctrico entre los terminales.
- d) Se toma la medida de la tensión en la cual se produce el arco eléctrico.
- e) Se realiza la prueba en 5 oportunidades, agitando el aceite al terminar cada prueba (La agitación rápida puede causar un exceso de burbujas en el líquido) y dejándolo reposar por lo menos un minuto (para que escapen las burbujas de aire que podrían existir en el aceite, así como eliminar el rastro de aceite quemado en la línea por la cual atravesó el arco eléctrico y que podría reducir drásticamente la medición).
- f) La rigidez dieléctrica del aceite estará dada por la división de la tensión en la que se produce el arco y la distancia que separa a los dos terminales del vaso de prueba, que usualmente es 2.54mm. Esta medida suele darse en kV/cm.

Para un probador de rigidez dieléctrica de **electrodos planos con una separación de 2.54 mm**, el promedio de 5 muestras de aceite deberá soportar favorablemente una tensión de **25 kV** como mínimo para que sea considerado como bueno para su uso.

Son factores que influyen en la medición:

- a) La cantidad de materiales en suspensión del aceite (agentes contaminantes).
- b) El grado de limpieza del vaso de prueba.
- c) El grado de humedad contenida en el aceite.

Es importante limpiar el recipiente de muestreo cuando se va a examinar el contenido de partículas en el aceite según lo descrito en la norma IEC 970.

También es importante la verificación de la coloración del aceite que determina a priori el estado del envejecimiento del mismo. El aceite normalmente tiene una coloración neutra transparente medio amarillenta (como la clara del huevo), se puede tener una guía del ensayo de coloración/aspecto de la norma ASTM D 1500.

Se puede observar en la figura C.1 siguiente los diferentes grados de coloración:



Fig. C.1 Coloraciones de aceite de transformador

ANEXO D
PRUEBA DE RESISTENCIA ELÉCTRICA DE LOS ARROLLAMIENTOS

PRUEBA DE RESISTENCIA ELÉCTRICA DE ARROLLAMIENTOS

Objetivo: Esta prueba nos sirve, básicamente, para comprobar que todas las conexiones internas efectuadas en los devanados y guías, fueron sujetadas firmemente, así como, también obtener información para determinar las pérdidas de cobre (I^2R) y calcular la temperatura de los devanados en caso de realizar la prueba de temperatura.

El instrumento a utilizar comúnmente es el Miliohmímetro o también se utiliza el puente de Kelvin.

Procedimiento:

- a) En transformadores monofásicos la resistencia medida es entre terminales H1-H2 y entre X1-X2.
- b) En transformadores trifásicos entre U-V, V-W, U-W y entre u-v, v-w, u-w. Pero debe tenerse en cuenta que las mediciones de los devanados trifásicos no representan la resistencia de cada fase (dependerá del tipo de conexión usada en los devanados).

ANEXO E
PRUEBA DE CORTOCIRCUITO

PRUEBA DE CORTOCIRCUITO

Objetivo: Determinar la cantidad de pérdidas de potencia activa en los devanados del transformador.

Procedimiento:

a) Se cortocircuita el secundario y se regula la tensión de entrada V_1 hasta que I_1 alcance su valor de plena carga. Entonces I_2 tiene también su valor de plena carga puesto que $I_2/I_1=N_1/N_2$, como no hay potencia suministrada entonces toda la potencia absorbida se transforma toda en pérdidas, las cuales se reducen casi por completo a las pérdidas en el cobre, porque la pérdida en el hierro varía aproximadamente con el cuadrado de la tensión, y el valor de V_1 requerido para hacer circular la corriente a plena carga por los arrollamientos cuando el secundario está cortocircuitado está comprendida entre el 3 y 8 por ciento de la tensión nominal. En consecuencia las pérdidas en el hierro en esta prueba es menor de una centésima parte aproximadamente, y por lo tanto se puede despreciar.

Observación:

La norma peruana ITINTEC 370.002 permite realizar esta prueba entre el 20 y el 100 por ciento de la corriente nominal de plena carga.

Cuando se hace un ensayo en cortocircuito, se utiliza siempre como primario el arrollamiento con mayor tensión como primario, cortocircuitando el de menor tensión. Si se efectuase la medida sobre el arrollamiento de baja tensión, esta sería incómodamente baja, mientras que la intensidad resultaría a menudo demasiado elevada.

ANEXO F
PRUEBA DE VACÍO

PRUEBA DE VACÍO

Objetivo: se emplea para determinar las pérdidas que tiene el transformador cuando se alimenta un devanado con su tensión y frecuencia nominal, y el otro devanado se encuentra abierto y que vienen a ser las pérdidas en el núcleo magnético, puesto que no hay pérdidas por carga.

Procedimiento:

- a) Dejar el lado de Alta Tensión en circuito abierto.
- b) Alimentar el lado de baja tensión hasta llegar a la tensión nominal, y tomar las medidas de pérdidas de potencia activa.

Observación:

El ensayo de circuito abierto o vacío se hace siempre sobre el arrollamiento de baja tensión. La pérdida del hierro es la misma sobre cualquiera de los arrollamientos, mientras se aplica la tensión nominal correspondiente a dicho arrollamiento; pero si la medida se hiciese sobre el arrollamiento de alta tensión, la corriente de vacío resultaría en extremo pequeña y la tensión excesivamente grande para medir.

ANEXO G
PRUEBA DE TENSIÓN INDUCIDA O POTENCIAL INDUCIDO

PRUEBA DE TENSIÓN INDUCIDA O POTENCIAL INDUCIDO

Objetivo: La finalidad de esta prueba consiste en comprobar si el aislamiento entre vueltas, capas y secciones de los devanados del transformador es de la calidad requerida, así como verificar el aislamiento entre bobinas y entre devanados y tierra. La prueba es al doble de la tensión nominal y hasta completar 7200 ciclos.

Procedimiento:

- a) La prueba se inicia aplicando una tensión menos o igual a la cuarta parte del valor de la tensión de prueba, incrementándose posteriormente hasta alcanzar la tensión plena en un tiempo no mayor de 15 segundos.
- b) Se sostiene la tensión de prueba durante el tiempo requerido en completar 7200 ciclos.
- c) Para suspender la prueba se reduce gradualmente la tensión hasta alcanzar por lo menos una cuarta parte de su valor en un tiempo no mayor de 5 segundos, después de lo anterior se podrá interrumpir su alimentación.

Observación:

La prueba normalmente se hace duplicando la tensión y la frecuencia durante 60 segundos (7200 ciclos), también puede realizarse triplicando ambas pero para ello el tiempo de duración tendría que ser equivalente a 7200 ciclos que serían 40 segundos, análogamente se puede utilizar desde 2 a 8 veces la tensión y la frecuencia, teniendo en cuenta completar 7200 ciclos.

ANEXO H
PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO O TENSIÓN APLICADA

PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO O TENSIÓN APLICADA

Objetivo: se realiza para verificar la clase de aislamiento de las partes implicadas, con lo cual se puede asegurar que el transformador resistirá los esfuerzos eléctricos a los que se verá sometido durante su operación.

Procedimiento:

- a) Se aplica una tensión de 60 Hz durante un minuto, iniciándose con un valor no mayor que un cuarto del establecido como tensión de prueba de acuerdo al tipo de aislamiento a verificar.
- b) Se eleva la tensión hasta alcanzar la tensión requerida en un tiempo aproximado de 15 segundos.
- c) Para suspender la tensión, se reducirá gradualmente hasta alcanzar por lo menos un cuarto de la tensión máxima aplicada en un tiempo no mayor de 5 segundos.

Observación:

Si la tensión se retira repentinamente por medio de un interruptor, el aislamiento puede ser dañado por una tensión transitoria mayor que la de prueba. Solo en caso de falla la tensión podrá ser suspendida repentinamente.

En transformadores monofásicos de tipo aterrado (con un terminal de tensión conectado al tanque del transformador) debe tenerse en cuenta que la prueba de Tensión Aplicada no podrá ser efectuada entre AT-Masa (AT se encuentra conectado a masa) y entre AT-BT (con la tensión de prueba equivalente a un transformador normal), puesto que el nivel de aislamiento que protege esta ultima solo es el equivalente al de la BT.

IMPORTANTE: En estos transformadores aterrados, la AT es equivalente a MASA, y es por esto que la realización de esta prueba entre BT-Masa o AT-BT se limita a una tensión de prueba de 3KV como máximo (tensión de prueba para BT).

Se debe tomar especial consideración en la aplicación de los niveles de tensión utilizados, de acuerdo a la tabla N°6 de la Norma ITINTEC 370.002 que es mostrada en la tabla H.1 a continuación.

Tabla H.1 Tabla 6 de norma ITINTEC 370.002 ^[1]**CUADRO 6****NIVELES DE AISLAMIENTO PARA LOS TRANSFORMADORES
SUMERGIDOS EN ACEITE PREVISTOS PARA SOPORTAR LOS
ENSAYOS CON ONDAS DE CHOQUE**

Serie I (basada sobre la práctica corriente fuera de América del Norte)

Tensión máxima de la red	Tensión de prueba de choque		Tensión de Prueba con frecuencia industrial	
	Norma 1	Norma 2	Norma 1	Norma 2
kV (eficaz)	kV (eficaz)		kV (eficaz)	
3.6	45		16	
7.2	60		22	
12	75		28	
17.5	95		38	
24	125		50	
36	170		70	
52	250		95	
72.5	325		140	
100	450	300	185	150
123	550	450	230	185
145	650	550	275	230
170	750	650	325	275
245	1050	900	460	395
300	-	1050	-	460
420	-	1425	-	630

ANEXO I
PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA DE TRANSFORMADORES

PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA DE TRANSFORMADORES



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA LABORATORIO N° 06 ELECTRICIDAD

INFORME TÉCNICO DE METROLOGÍA DE PRUEBA DEL TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 10KVA

N° LABUNI : 010/2008
DOC. PAGO : 0013275

1. SOLICITANTE : RESELEC E.I.R.L
2. MUESTRA RECIBIDA :
 - 01 Transformador Monofásico de Distribución en Aceite, marca RESELEC de: 10KVA - 19,100/230V- 0.5/10.87A, para 3500 msnm, tipo TMA. conexión Iio, con serie N° 619.12
3. PRUEBAS SOLICITADAS:
 - Medidor de Resistencia de aislamiento.
 - Medición de la resistencia de los bobinados de alta y baja tensión.
 - Prueba de rigidez dieléctrica.
 - Prueba de vacío – pérdidas en el Fierro.
 - Prueba de cortocircuito – pérdidas en el cobre.
 - Prueba de tensión aplicada.
 - Prueba de relación de transformación.

4. EJECUCIÓN

Las pruebas se han efectuado en el Laboratorio de Electricidad N° 06 de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería el día 07 de Enero de 2008.

Las pruebas han sido realizadas por el personal Técnico Calificado de la FIEE – UNI:

- Ing. Mario G. Rodríguez Macedo
- Eleodoro Agreda Vásquez

Las pruebas se efectuaron en presencia de:

- Ing. Eduardo Rodas Romero - Supervisor Electrocentro.
- Sr. Humberto Campos – Representante de RESELEC EIRL.

EQUIPOS UTILIZADOS

- Transformador de potencial Patrón. Marca PRECISOS ARMA VALTO. Tipo: SV 002.
- TTR Probador – Medidor de Relación y Fase.
- Fuente de Tensión 0 – 30kV. 60Hz.
- Fuente de Corriente 0 – 2000 / 5A – 550/10V, clase 0.1, 15kV.





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
LABORATORIO N° 06
ELECTRICIDAD

6. NORMAS TÉCNICAS UTILIZADAS COMO REFERENCIA

- ♦ Norma Técnica Peruana 370.002 – Transformadores de Potencia.
- ♦ Norma Técnica IEC – 60076.3 – Power Transformers.
- ♦ Norma Técnica Española UNE – 20 – 178 – Transformadores de Potencia.

7. RESULTADOS OBTENIDOS

- ♦ Ver Anexo N° 01.

8. OBSERVACIONES

- ♦ El protocolo de pruebas obtenidas corresponden a la muestra de Transformador Monofásico de Distribución de 10KVA en Aceite enviado por RESELEC EIRL a solicitud del Supervisor Ing. Eduardo Rodas Romero de ELECTROCENTRO S.A.

9. CONCLUSIONES

- ♦ De las pruebas realizadas y los resultados obtenidos en el Transformador Monofásico de Distribución en Aceite de 10KVA, tipo TMA, serie N° 619.12; concluye que se encuentra establecido dentro de la Norma Técnica Peruana NTP 370.002 que para estos casos se contemplan.

Lima, 07 de Enero de 2008

JEFATURA


MARIJO G. RODRÍGUEZ MACEDO
 ING. MECANICÓ Y ELECTRICISTA
 Reg. del Colegio de Ingenieros N° 14421

Nota: Realizadas las pruebas el equipo es devuelto al cliente.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
LABORATORIO N° 06
ELECTRICIDAD

ANEXO N° 01

PROTOCOLO DE PRUEBAS DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 10 KVA						FECHA: 7-Ene-2008
CLIENTE : RESELEC E.I.R.L.					Informe N° 010	
DATOS TECNICOS DEL TRANSFORMADOR MONOFÁSICO:						Aceite : SI
POTENCIA:	10	KVA	FASES:	1 Ø	MARCA:	RESELEC
TENSIÓN V1	19,10 ± 2 x 2.5%	KV.	FRECUENCIA:	60 Hz	TIPO:	TMA
TENSIÓN V2:	460 - 231	V.	CONEXIÓN:	li0	Nro. SERIE:	619.12
CORRIENTE I1:	0.5	A.	GRUPO:	SERIE	AÑO FABRIC.:	2007
CORRIENTE I2:	10.87	A.	ALTITUD:	3,500 msnm	NORMA:	370.002
1.- PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION :						
Posición	TENSIONES COMPARADAS		Relación Teórica			
Conmut.	V1	V2				
1	19,860	230	86,35			
2	19,530	230	84,91			
3	19,100	230	83,04			
4	19,870	230	86,39			
5	19,540	230	84,95			
2.- PRUEBA DE VACIO :						
TENSION		CORRIENTE		POTENCIA		PERDIDAS EN VACIO
Posición: (X1-X2)	Voltios	(A)	(KW)	EN EL NÚCLEO		
230	230	5.06	0.0349	0.0349 (KW)		
3.- PRUEBA DE CORTO CIRCUITO : A 60 Hz. Alimentado por Alta Tensión						
						T.amb (°C) : 20
Posición de Conmutador	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)	POTENCIA (KW)	PERDIDA EN EL COBRE A 75° C (KW)	TENSION DE CTO.CIRCUITO (%)	
3	400.00	0.360	0.149	0.149	75°C	
						3.80%
4.- MEDIDA DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE						
KV / 2.5m		KV / cm		Temperatura		NORMA
29.30		117.2		20° C - 65%		ASTM D181 - 79
5.- MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO :			6.- SOBRETENSION APLICADA a Frecuencia Industrial		7.- SOBRETENSION INDUCIDA a Doble Tensión - Doble Frecuencia	
AT-M:	12,000 M-Ω.	5000 VDC	AT-BT y M :	30 KV, T = 60 seg.	TENSION :	460 Volt.
BT-M:	9,200 M-Ω.	2500 VDC	BT-AT y M :	3.5 KV, T = 60 seg.	FRECUENCIA :	120 Hz.
AT-BT:	8,400 M-Ω.	5000 VDC	RESULTADO :	Según la Norma	T=60 seg./RESULTADO:	Según la Norma

Pág. -03-

MARIO G. RODRIGUEZ MACEDO
 ING. MECANICO Y ELECTRICISTA
 Reg del Colegio de Ingenieros N° 14421

ANEXO J
COTIZACIONES REALES DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCIÓN

Caso N°1



Abril 12 del 2012

PIANTA INDUSTRIAL: AV. TUPACAMARU N° 5771 LRB. SAN BARTOLO - CDMAS - LIMA

TEL: (01) 6823675

COTIZACIÓN N° : 059

EMAIL: SCIENTIFICOS@SOLIET.COM / VENTAS@SOLIET.COM

CE.: 98771-7664 / 975575491 RPM: 0879923

Señores : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Atencion : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Dirección : Confirmar
 Teléfonos :
 Ref. :

Referente a : El Mantenimiento y Reparación de un Transformador de Distribución Trifásico en aceite, fabricado con núcleo de hierro sílico de grano orientado laminado en frío y arrollamientos de cobre electrolítico de alta conductividad. Sumergido en Aceite Dielectrico

Item	Cant.	Descripción	Valor Unit.	Valor Total
		"MANTENIMIENTO Y REPARACION DE TRANSFORMADOR MONOFASICOS SUMERGIDO EN ACEITE"		
1	1	CARACTERISTICAS : Marca Tipo Potencia Nominal 16 KVA Relación de Transformación en vacío. 13200 / 480 - 230 Volt. Relación de Transformación con carga 13200 / 440 - 220 Volt. Regulación en el lado de 13.2 KV. $\pm 2.5\%$ Frecuencia 60 HZ. Grupo de Conexión Ilo Nro. de fases 1 Nro. de Aisladores lado Primario / Secundario 2 / 3 Clase de Aislamiento "Ao" (<i>Aceite Mineral</i>) Enfriamiento ONAN Nivel de Aislamiento Interior lado Primario 17.5 / 38 / 95 KV Nivel de Aislamiento Interior lado Secundario 0.6 / 2.5 KV Altitud de Operación máxima 1 500 msnm Montaje Exterior Posición y Tipo de Aisladores Sobre la tapa de Porcelana Línea de fuga 625 mm Servicio Continuo Norma de Fabricación ITINTEC 370.002	1,500.00	1,500.00

Garantía:	Un (01) Año.
Forma de Pago:	50% O/S - 50% C/E
Plazo de Entrega:	15 días
Validez de la Oferta:	30 días

Sin otro particular y en espera de sus gratas órdenes, les saludamos muy cordialmente.



Abril 12 del 2012

PLANTA INDUSTRIAL: AV. TUPAC AMARU N° 5771 LDB. SANCARLOS - COMAS - LIMA.

TEL: +51 1 667 2675

EMAIL: SEI@ELECTRICOSOLIMSA.COM / VENTAS@ELECTRICOSOLIMSA.COM

C.I. 98771 248 / 97542091 RPN° 427921

COTIZACIÓN N° : 059

Señores : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Atención : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Dirección : Confirmar
 Teléfonos :
 Ref. :

Referente a : El Mantenimiento y Reparación de un Transformador de Distribución Trifásico en aceite, fabricado con núcleo de hierro silicoso de grano orientado laminado en frío y arrollamientos de cobre electrolítico de alta conductividad. Sumergido en Aceite Dielectrico

Item	Cant.	Descripción	Valor Unit.	Valor Total
		<p>TRABAJOS A REALIZAR :</p> <ul style="list-style-type: none"> * Pruebas eléctricas de recepción para verificar el estado del Transformador. * Desencubado de la Parte Activa de los Transformadores de Distribución. * Rebobinado completo del Bobinado de AT y BT. * Recopilación de datos y cálculo técnico. (según informe) * Revisión de las sujeciones mecánicas previstas para soportar los esfuerzos electromecánicos. * Limpieza profunda del núcleo y arrollamientos con solvente dielectrico. * Revisión y limpieza de canales de refrigeración. * Tratamiento de limpieza en toda la superficie interna y externa del Tanque y Tapa. * Limpieza total de los terminales y bushings de AT y BT. * Tratamiento Termico de la Parte Activa de los Transformadores de distribución. * Medición de la resistencia de aislamiento para verificar el secado del transformador * Suministro y cambio de empaquetaduras de los bushings AT Y BT * Suministro y cambio de empaquetaduras de la Tapa y Válvulas. * Suministro y llenado con Aceite Dielectrico MARCA LUBTROIL DEL TIPO II Norma de Fabricación ASTM D-3487 * Pruebas Eléctricas de Rutina según Norma IEC Pub. 60296 - IEC Pub. 76 * Elaboración del Protocolo de Pruebas. * Retoque con pintura de acabado y marcación de terminales. <p>Pruebas Eléctricas de Recepción:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Medida de la resistencia de Aislamiento. * Medida de la resistencia de los arrollamientos. * Medida de la relación de transformación por fase. * Medición de la corriente y pérdidas en vacío. * Medición de su impedancia, de las pérdidas de carga y tensión de cortocircuito * Prueba de tensión inducida. * Prueba de tensión Aplicada. 		
			VALOR VENTA	1,500.00
			18% IG.V.	270.00
			VALOR TOTAL	1,770.00

son:

Garantía:	Un (01) Año.
Forma de Pago:	50% O/S - 50% C/E
Plazo de Entrega	15 días
Validez de la Oferta:	30 días

Sin otro particular y en espera de sus gratas órdenes, les saludamos muy cordialmente.

Caso N°2



Abril 12 del 2012

PLANTA INDUSTRIAL: AV. TUPAC AMARU N° 5771 URB. SAN CARLOS - COMAS - LIMA

TEL: (01) 647-0475

EMAIL: SOLIET@SOLIET.COM / VENTAS@SOLIET.COM

CE: 38077-1644 / RVS521491. RNM: 7837911

COTIZACIÓN N° : 058

Señores : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Atención : Ing. Miguel Angel Gargate
 Dirección : Confirmar
 Teléfonos :
 Ref. :

Referente a : El Mantenimiento y Reparación de un Transformador de Distribución Trifásico en aceite, fabricado con núcleo de hierro sílico de grano orientado laminado en frío y arrollamientos de cobre electrolítico de alta conductividad. Sumergido en Aceite Dielectrico

Item	Cant.	Descripción	Valor Unit.	Valor Total
		<u>"MANTENIMIENTO Y REPARACION DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION TRIFASICO EN ACEITE"</u>		
1	1	CARACTERISTICAS : Marca Tipo Potencia Nominal 640 KVA Relación de Transformación en vacío. 10000 / 230 Volt. Relación de Transformación con carga 10000 / 220 Volt. Regulación en el lado de 10 KV. $\pm 2.5\%$ Frecuencia 60 Hz. Grupo de Conexión Dy5 Nro. de fases 3 Nro. de Aisladores lado Primario / Secundario 3 / 3 Clase de Aislamiento "Ao" (<i>Aceite Mineral</i>) Enfriamiento ONAN Nivel de Aislamiento Interior lado Primario 12 / 28 / 75 KV Nivel de Aislamiento Interior lado Secundario 0.6 / 2.5 KV Altitud de Operación máxima 1000 msnm Montaje Exterior Posición y Tipo de Aisladores Sobre la tapa de Porcelana Línea de fuga 525 mm Servicio Continuo Norma de Fabricación ITINTEC 370.002 IEC Pub. 60076	5,800.00	5,800.00

Garantía:	Un (01) Año.
Forma de Pago:	50% O/S - 50% C/E
Plazo de Entrega	15 días
Validez de la Oferta:	30 días

Sin otro particular y en espera de sus gratas órdenes, les saludamos muy cordialmente.



Abril 12 del 2012

PLANTA INDUSTRIAL AV. TUPAC AMARU N° 5771 URB. SAN CARLOS - COMAS - LIMA

TEL: (01) 647-3475

EMAIL: SOLIET@GOLDFISHMAIL.COM / VENTAS@SOLIET@GOLDFISHMAIL.COM

COTIZACIÓN N° : 058

C.I. 98771-7644 / 975470991 RUC 2079611

Señores : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Atención : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Dirección : Confirmar
 Teléfonos :
 Ref. :

Referente a : El Mantenimiento y Reparación de un Transformador de Distribución Trifásico en aceite, fabricado con núcleo de hierro silicoso de grano orientado laminado en frío y arrollamientos de cobre electrolítico de alta conductividad. Sumergido en Aceite Dielectrico

Item	Cant.	Descripción	Valor Unit.	Valor Total
		<p>TRABAJOS A REALIZAR :</p> <ul style="list-style-type: none"> * Pruebas eléctricas de recepción para verificar el estado del Transformador. * Desencubado de la Parte Activa de los Transformadores de Distribución. * Recopilación de datos y cálculo técnico.(según informe) * Revisión de las sujeciones mecánicas previstas para soportar los esfuerzos electromecánicos * Limpieza profunda del núcleo y arrollamientos con solvente dielectrico. * Revisión y limpieza de canales de refrigeración. * Tratamiento de limpieza en toda la superficie interna y externa del Tanque y Tapa. * Limpieza total de los terminales y bushings de AT y BT. * Tratamiento Termico de la Parte Activa de los Transformadores de distribución. * Medición de la resistencia de aislamiento para verificar el secado del transformador * Suministro y cambio de empaquetaduras de los bushings AT Y BT * Suministro y cambio de empaquetaduras de la Tapa y Válvulas. * Suministro y llenado con Aceite Dielectrico MARCA LUBTROIL DEL TIPO II Norma de Fabricación ASTM D-3487 * Suministro de Perneria en general. * Pruebas Eléctricas de Rutina según Norma IEC Pub 60296 - IEC Pub. 76 * Elaboración del Protocolo de Pruebas. * Retoque con pintura de acabado y marcación de terminales. <p>Pruebas Eléctricas de Recepción:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Medida de la resistencia de Aislamiento. * Medida de la resistencia de los arrollamientos. * Medida de la relación de transformación por fases. * Medición de la corriente y pérdidas en vacío. * Medición de su impedencia, de las pérdidas de carga y tensión de cortocircuito. * Prueba de tensión inducida. * Prueba de tensión Aplicada. 		
			VALOR VENTA	5,800.00
			18% IGV.	1,044.00
			VALOR TOTAL	6,844.00

son:

Garantía:	Un (01) Año.
Forma de Pago:	50% O/S - 50% C/E
Plazo de Entrega	15 días
Validez de la Oferta:	30 días

Sin otro particular y en espera de sus gratas órdenes, les saludamos muy cordialmente.

Caso N°3



Abril 12 del 2012

PLANTA INDUSTRIAL: AV. TUPAC AMARU N° 5771 URB. SAN CRISTÓBAL - COMAS, LIMA

TEL: (01) 6423475

E-MAIL: SOLIETLIM@GMAIL.COM / VENTAS@SOLIET.COM

COTIZACIÓN N° : 060

C.I.: 98731-7664 / 91552491 RPM: *07/921

Señores : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Atención : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Dirección : Confirmar
 Teléfonos :
 Ref. :

Referente a : El Mantenimiento y Reparación de un Transformador de Distribución Trifásico en aceite, fabricado con núcleo de hierro silicoso de grano orientado laminado en frío y arrollamientos de cobre electrolítico de alta conductividad. Sumergido en Aceite Dielectrico

Item	Cant.	Descripción	Valor Unit.	Valor Total
		"MANTENIMIENTO Y REPARACION DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION TRIFASICO EN ACEITE"		
		CARACTERISTICAS :		
1	1	Marca Tipo Potencia Nominal 500 KVA Relación de Transformación en vacío. 22900 - 10000 / 400 Volt. Relación de Transformación con carga 22900 - 10000 / 380 Volt. Regulación en el lado de 10 - 22.9 KV. $\pm 2.5\%$ Frecuencia 60 Hz Grupo de Conexión Dyn5 - YNyn6 Nro. de fases 3 Nro. de Aisladores lado Primario / Secundario 3 / 4 Clase de Aislamiento "Ao" (<i>Aceite Mineral</i>) Enfriamiento ONAN Nivel de Aislamiento Interior lado Primario 24 / 50 / 125 KV Nivel de Aislamiento Interior lado Secundario 1.1 / 3 KV Altura de Operación máxima 1000 msnm Montaje Exterior Posición y Tipo de Aisladores Sobre la tapa de Porcelana Línea de fuga 625 mm Servicio Continuo Norma de Fabricación ITINTEC 370.002 IEC Pub. 60076	1,100.00	1,100.00

Garantía:	Un (01) Año.
Forma de Pago:	50% O/S - 50% C/E
Plazo de Entrega:	15 días
Validez de la Oferta:	30 días

Sin otro particular y en espera de sus gratas órdenes, les saludamos muy cordialmente.



Abril 12 del 2012

PLANTA INDUSTRIAL AV. TUPAC AMARU N° 5771 LIMA SAN CARLOS - COMAS - LIMA

TEL: 011 647 3475

EMAIL: SOLIET@SOLIET.COM / VENTAS@SOLIET.COM

COTIZACIÓN N° : 060

C.I. 98771-2644 / RPS 5471901 / RNM 1827981

Señores : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Atención : Ing. Miguel Angel Gargate.
 Dirección : Confirmar
 Teléfonos :
 Ref. :

Referente a : El Mantenimiento y Reparación de un Transformador de Distribución Trifásico en aceite, fabricado con núcleo de hierro silicoso de grano orientado laminado en frío y arrollamientos de cobre electrofórico de alta conductividad. Sumergido en Aceite Dielectrico

Item	Cant.	Descripción	Valor Unit.	Valor Total
		TRABAJOS A REALIZAR : * Desconexión del Transformador de la Red de Alimentación. * Ajuste del Aislador de Neutro del lado de Baja Tension. * Ajuste de pernos de la brida de sujeción del relé Buchholz. * Suministro y llenado de 40 litros con Aceite Dielectrico MARCA LUBTROIL DEL TIPO II * Limpieza del tanque del transformador * Reconexión del Transformador a la red de alimentación		
			VALOR VENTA	1.100.00
			18% IGV.	198.00
			VALOR TOTAL	1.298.00

son:

Garantía: Un (01) Año.
Forma de Pago: 50% O/S - 50% C/E
Plazo de Entrega: 15 días
Validez de la Oferta: 30 días

Sin otro particular y en espera de sus gratas órdenes, les saludamos muy cordialmente.

ANEXO K

TABLAS DE CALIBRES NORMALIZADOS DE ALAMBRE ESMALTADO

**TABLAS DE CALIBRES NORMALIZADOS DE ALAMBRE ESMALTADO DE
COBRE DE LA FABRICA INDECO**

Tabla N° K.1 Calibres normalizados de alambre esmaltado ^[8]

TABLA DE DATOS TECNICOS

CALIBRE	DIAMETRO NOMINAL COBRE	INCREMENTO MINIMO		DIAMETRO TOTAL	
		DE ESMALTE		MAXIMO	
		SE	DE	SE	DE
AWG	mm	mm	mm	mm	mm
41	0,071	0,005	0,013	0,084	0,091
40	0,079	0,005	0,015	0,094	0,102
39	0,089	0,005	0,015	0,104	0,114
38	0,102	0,008	0,018	0,119	0,130
37	0,114	0,008	0,020	0,132	0,145
36	0,127	0,010	0,020	0,147	0,160
35	0,142	0,010	0,023	0,163	0,178
34	0,160	0,013	0,025	0,183	0,198
33	0,180	0,013	0,028	0,206	0,224
32	0,203	0,015	0,030	0,231	0,249
31	0,226	0,015	0,033	0,254	0,274
30	0,254	0,018	0,036	0,285	0,302
29	0,287	0,018	0,038	0,320	0,338
28	0,320	0,020	0,041	0,356	0,373
27	0,361	0,020	0,041	0,396	0,417
26	0,404	0,023	0,043	0,440	0,462
25	0,455	0,023	0,046	0,493	0,516
24	0,511	0,025	0,048	0,551	0,577
23	0,574	0,025	0,051	0,617	0,643
22	0,643	0,028	0,053	0,686	0,714
21	0,724	0,028	0,056	0,770	0,798
20	0,813	0,031	0,058	0,861	0,892
19	0,912	0,031	0,064	0,963	0,993
18	1,02	0,033	0,066	1,077	1,110
17	1,15	0,036	0,071	1,207	1,240
16	1,29	0,036	0,074	1,349	1,384
15	1,45	0,038	0,076	1,509	1,547
14	1,63	0,041	0,081	1,692	1,732
13	1,83	-	0,071	-	1,923
12	2,05	-	0,074	-	2,151
11	2,30	-	0,076	-	2,408
10	2,59	-	0,079	-	2,690
9	2,91	-	0,081	-	3,020
8	3,26	-	0,084	-	3,380
7	3,67	-	0,086	-	3,790

Tabla N° K.2 Calibres normalizados para Conductores esmaltados de cobre
 Fabrica INDECO ^[8]

CALIBRE	DIAMETRO NOMINAL COBRE	SECCION NOMINAL	PESO	
			TOTAL	
			SE	DE
AWG	mm	mm ²	Kg/Km	Kg/Km
41	0,071	0,0040	0,036	0,037
40	0,079	0,0050	0,046	0,048
39	0,089	0,0064	0,058	0,060
38	0,102	0,0082	0,073	0,076
37	0,114	0,010	0,092	0,095
36	0,127	0,013	0,116	0,119
35	0,142	0,016	0,147	0,151
34	0,16	0,020	0,184	0,188
33	0,18	0,025	0,232	0,236
32	0,203	0,032	0,293	0,300
31	0,226	0,040	0,368	0,376
30	0,254	0,051	0,463	0,472
29	0,287	0,065	0,583	0,592
28	0,32	0,080	0,736	0,747
27	0,361	0,102	0,926	0,939
26	0,404	0,129	1,163	1,181
25	0,455	0,163	1,466	1,485
24	0,511	0,204	1,853	1,879
23	0,574	0,255	2,337	2,367
22	0,643	0,322	2,932	2,965
21	0,724	0,407	3,713	3,753
20	0,813	0,515	4,666	4,715
19	0,912	0,650	5,877	5,929
18	1,02	0,82	7,412	7,473
17	1,15	1,04	9,342	9,411
16	1,29	1,31	11,717	11,801
15	1,45	1,65	14,872	14,978
14	1,63	2,09	18,66	18,787
13	1,83	2,63	-	23,363
12	2,05	3,3	-	29,948
11	2,3	4,15	-	36,564
10	2,59	5,26	-	47,54
9	2,91	6,63	-	60,47
8	3,26	8,37	-	76,29
7	3,67	10,55	-	95,88

ANEXO L
INTERPRETACIONES COMUNES DE RESULTADOS DE PRUEBAS A
TRANSFORMADORES PARA MANTENIMIENTO CORRECTIVO

INTERPRETACIONES COMUNES DE RESULTADOS DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES

Se presentan a continuación algunas interpretaciones hechas de acuerdo a resultados obtenidos en pruebas preliminares de transformadores de Distribución en Fábrica, para su correspondiente mantenimiento Correctivo (después de fallar).

Las recomendaciones hechas no deben ser tomadas como una regla puesto que han sido tomadas como casos particulares y la acción a ser tomada dependerá del completo análisis del transformador, así como de las pruebas en conjunto y no de manera individual.

a) En prueba de Relación de transformación

Caso 1: Corrientes de excitación elevadas detectadas en el DTR.

Posible interpretación: Aislamiento débil entre espiras o entre capas de las bobinas.

Recomendación Referencial:

Rebobinado completo de los bobinados.

Cambio total del aceite mineral.

Caso 2: Grandes diferencias entre valor teórico y de prueba, o diferencias entre medidas en la misma posición del tap para los bobinados.

Posible interpretación: Cortocircuitos entre espiras en bobinados.

Recomendación Referencial:

Rebobinado completo de los bobinados.

Cambio total del aceite mineral.

Caso 3: Se detecta apertura de bobinas.

Posible interpretación: Cortocircuitos en bobinados o roturas de conexiones.

Recomendación Referencial:

Rebobinado completo de los bobinados

Cambio total del aceite mineral.

b) En prueba de Medida de Resistencia de Aislamiento

Caso 1: Medidas con valores nulos.

Posible interpretación: Existe contacto directo entre las partes que se están considerando en la medición.

Recomendación Referencial:

Verificación interior para descartar deficiencia de ensamblado de las bobinas.

Podría rebobinarse completamente el transformador en caso de aislamiento con

perforación.

Cambio total del aceite mineral en caso de cortocircuito o mantenimiento correctivo.

Caso 2: Medidas extremadamente pequeñas.

Posible interpretación: El aislamiento entre las partes puede encontrarse debilitado, o a raíz de algún movimiento, las partes han quedado relativamente juntas.

Recomendación Referencial:

Prueba de rigidez dieléctrica del aceite y desencubado del transformador para verificar acercamiento entre partes.

c) En prueba de Medida de la Rigidez Dieléctrica del Aceite

Caso 1: Se registra valores medidos muy bajos.

Posible interpretación: Contenido de humedad o partículas suspendidas en el aceite.

Recomendación Referencial:

Tratamiento de regeneración del aceite.

d) En prueba de Medida de la Resistencia Eléctrica de los Bobinados

Caso 1: Medidas desbalanceadas.

Posible interpretación: Soldaduras de los conductores debilitadas o rotas.

Recomendación Referencial:

Desencubado del transformador y verificación de soldaduras.

Análisis de rigidez del aceite.

e) Coloración del aceite mineral.

Caso 1: coloración oscura.

Posible interpretación: Aceite envejecido o que el transformador ha presentado trabajo en sobrecarga prolongada.

Recomendación Referencial:

Cambio total del aceite mineral

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Norma Técnica Peruana ITINTEC 370.002, Perú, Año 1968
- [2] <http://www.microm.com.mx/ES/servicioindustrial>
- [3] “Mantenimiento de los transformadores de potencia. Ensayos de Campo”, Autor: Andrés Taberero García. Año de publicación: 2005.
http://www.unitronicselectric.com/pdf/articulos/Mantenimiento_184.pdf
- [4] “Mantenimiento Moderno en Transformadores de Potencia”, Autor: J.R. Artero. Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE. 24 al 28 de Mayo del 2009.
<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/A2/A2-110.pdf>
- [5] “Manual Eléctrico Viakon”
<http://es.scribd.com/doc/58928393/2/Partes-Constructivas-del-Transformador>
- [6] “Aplicación Conjunta de Técnicas de Mantenimiento Predictivo”, Autor: Juan Martin Morfin Vásquez. Año de publicación: 2006.
<http://www.mantenimientomundial.com/sites/mmnew/cap/present/06ForoMX/04Morfin.pdf>
- [7] “Guía para el mantenimiento de Transformadores de Potencia”, Autores: Juan Núñez Forestieri, Gustavo Bermúdez. Año 2004
<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/231/1/370.pdf>
- [8] Recomendaciones de operacion y mantenimiento del Fabricante de Transformadores RESELEC E.I.R.L, Año 2010.
- [9] Factor K
<http://www.indusul.com/index.php?/es/especiais/factor-k.html>
- [10]Mantenimiento centrado en la confiabilidad
http://www.mantenimientoplanificado.com/art%C3%ADculos_rcm_archivos/ariel%20ZYLBERBERG/RCM_Scorecard_overview.pdf
- [11]Cotizaciones de Empresa de Mantenimiento de Transformadores SOLIET S.A.C., 12 de Abril del 2012.
- [12]<http://www.instalacioneselectricastecsa.com.mx/ServiciosElectricos/An%C3%A1lisisDiagn%C3%B3sticodeAceitesAislantes.aspx>