



Manual de mantenimiento preventivo de motores y transformadores
en plantas térmicas. Una aplicación de la norma de calidad ISO
9000

Tovar Monterrosa, Jorge Luis

Vanegas, Enrique
Director

Padrón Morales, Felipe
Asesor

Universidad Tecnológica De Bolívar
Ingeniería Eléctrica
Cartagena de Indias
2002

1. INTRODUCCIÓN.

CENTRAL TERMOELÉCTRICA LAS FLORES.


La central Termoeléctrica Las Flores es la más grande y moderna central termoeléctrica con capital privado que existe en el país, con una capacidad actual instalada de 400 MW. Distribuidas en tres plantas generadoras de energía, las cuales se encuentran denominadas de la siguiente manera:


Fideicomiso-Fidugan Termoeléctrica las Flores, la cual genera 150 Mw.


Flores II Ltda. & CIA. S.C.A. E.S.P., la cual genera 100 Mw.


Flores III Ltda. & CIA. S.C.A. E.S.P., la cual genera 150Mw.


La primera planta inicio su operación el día 4 de noviembre de 1993, y ha hecho historia en el sector eléctrico colombiano por varias razones:

 Es la central más eficiente en el consumo de gas natural; un 50% de menor consumo, evitando el desperdicio de este importante recurso.

 El más bajo nivel de emisiones de gases a la atmósfera, protegiendo el medio ambiente.

 El más bajo nivel de ruido, aun operando a máxima capacidad, protegiendo así la salud auditiva de la población.

 Como proyecto de emergencia, fue ejecutado en tiempo record, contribuyendo decisivamente a solucionar los problemas ocasionados por el racionamiento de energía.

 Con la TERMOELÉCTRICA LAS FLORES se inauguro la nueva era de los servicios públicos en Barranquilla, caracterizada por la eficiencia, calidad y pulcritud en el manejo administrativo. Condiciones que permiten a Barranquilla ingresar con optimismo al siglo XXI.

1.2. RESEÑA HISTORICA.

Teniendo en cuenta el racionamiento de energía a que fue sometido el país en el año de 1992, el Gobierno Nacional estableció un plan de emergencia para que en el inmediato plazo se procediera a conjurar la crisis mediante la instalación de equipos generadores de energía en forma inmediata. Debido a esto, la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, abrió una licitación publica Internacional para que por el sistema B.O.M., empresas del sector privado ofrecieran a todo costo, la construcción, operación y mantenimiento de una termoeléctrica de 150 MW para entrar a reforzar el sistema de Interconexión Nacional aumentando así mismo la participación porcentual del parque térmico instalado en el país con respecto al parque hidráulico.

Fue así como se constituyó el Consorcio C.S.E. Compañía Sevillana de Electricidad y C.C.I. Consorcio Colombiano Industrial, el cual resultó ganador de la licitación en mención, firmándose el correspondiente contrato el día 11 de Mayo de 1993.

La propuesta consistió en la instalación de una planta de ciclo combinado de 150 Mw que incluyó una turbina de combustión de capacidad de 100 Mw y una turbina de vapor de 50 Mw para una segunda etapa, la cual se encuentra en proceso de montaje. La primera etapa, o sea, la turbina de combustión fue puesta al servicio por primera vez el 25 de Octubre de 1993 y su operación comercial se inicia el 4 de noviembre del mismo año generando su capacidad nominal de 100 Mw.

Se destaca que el montaje y puesta en servicio de esta primera etapa, se hizo en 5 (cinco) meses, lo que constituyó un record a escala mundial en este tipo de montajes.

La Central TERMOELÉCTRICA LAS FLORES se encuentra ubicada en el corazón del área norte de la ciudad de Barranquilla, en la zona industrial de la vía 40 en área adyacente a orillas del río Magdalena, constituyéndose así en soporte básico para sus nuevos desarrollos industriales y para el mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes.

El lote adquirido para la ubicación de la Central Termoeléctrica Las Flores tiene una superficie aproximada de 7.5 hectáreas encontrándose en la zona industrial

de la vía 40 con acceso al río Magdalena. El complejo industrial se encuentra incluido en el barrio Las Flores. El proyecto tendrá una superficie de construcción 6.5 hectáreas compuestas por dos zonas. Zona 1 de 5 hectáreas la componen dos fases. Fase 1 turbina de combustión, fase 2 turbina a vapor y además una subestación. La zona 2 de superficie 1.5 hectáreas será utilizada en el futuro para una segunda y tercera unidad.

1.3. LA MISIÓN.

Contribuir en la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica de la población colombiana mediante la prestación eficiente de sus servicios de generación y comercialización.

Promover el mejoramiento de la calidad de vida de todo el personal de la organización, impulsar la innovación tecnológica y desarrollar nuevos productos comerciales que permitan asegurar el progreso de la empresa y la retribución adecuada y justa para los miembros de la organización, sus familias, los accionistas, la sociedad y El Estado.

1.4. LA VISIÓN.

Ser reconocida en Colombia como empresa competitiva y líder en la prestación del servicio de generación de energía eléctrica; caracterizada por una estructura

organizacional ágil y por su dedicación en la formación del recurso humano, respeto integral al medio ambiente y compromiso con el desarrollo del país.

1.5. SECTOR ECONÓMICO.

El sector económico de la empresa es el industrial, ya que esta se encarga de la generación y comercialización de la energía eléctrica.

1.6. PORTAFOLIO DEL PRODUCTO.

El principal y único producto de la empresa es la energía eléctrica.

2. ANTECEDENTES

EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LA INDUSTRIA

Las estrategias convencionales de "reparar cuando se produzca la avería" fueron válidas en el pasado, pero en la actualidad se es consciente de que esperar a que se produzca la avería para intervenir, es incurrir en unos costos excesivamente elevados (pérdidas de producción, deficiencias en la calidad, etc.) y por ello las empresas industriales se plantearon establecer procesos de prevención de estas averías mediante un adecuado programa de Mantenimiento.

2.2. EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO Y LA CALIDAD.

La evolución del Mantenimiento se estructura en las cuatro siguientes generaciones:

1^a Generación: Mantenimiento correctivo total. Se espera a la avería para reparar.

2^a Generación: Se comienzan a realizar tareas de mantenimiento para prevenir averías. Trabajos cíclicos y repetitivos con una frecuencia determinada.

3ª Generación: Se implementa el mantenimiento "a condición" es decir se realizan monitoreos de parámetros en función de los cuales se efectuarán los trabajos propios de sustitución o reacondicionamiento de los elementos.

4ª Generación: Se implementan sistemas de mejoramiento continuo de los planes de mantenimiento preventivo y predictivo, de la organización y de la ejecución del mantenimiento. Se establecen los grupos de mejora y seguimiento de las acciones, sistema del tipo T.P.M. (Mantenimiento Productivo Total).

La analogía con la calidad es total a lo largo del tiempo. En una primera generación se incurría en costos de no - calidad al tenerse que reprocesar productos (algunos cuando el cliente advertía el defecto) hasta que se vio que controlar la calidad costaba menos que las consecuencias de no hacerlo Así nacieron los controles de calidad en los procesos (equivalente a la 2ª generación del Mantenimiento).

Más adelante se comprobó que el costo de estos controles era muy alto y se pasó al control de calidad por procesos y al control estadístico de calidad (corresponde a la 3ª generación del Mantenimiento).

La evolución posterior ha sido la creación de círculos de calidad y grupos de mejora continua con objetivos de alcanzar la calidad total e integración del personal (equivalente a los modelos de organización tipo T.P.M., o sea la cuarta generación del Mantenimiento).

2.3. EL MANTENIMIENTO COMO FUENTE DE BENEFICIOS.

Es preciso disponer de un sistema de mejora continua para tratar de distanciarse de los competidores y así mejorar la posición en el mercado. En cuanto a Mantenimiento se refiere, las únicas estrategias válidas hoy en día son las encaminadas tanto a aumentar la disponibilidad y eficacia de los equipos productivos, como a reducir los costes de Mantenimiento, siempre dentro del marco de la seguridad y el medio ambiente.

Garantizar la disponibilidad y eficacia requerida de los equipos e instalaciones, asegurando la duración de su vida útil y minimizando los costos de Mantenimiento, dentro del marco de la seguridad y el medio ambiente.

3. TEORÍA DEL MANTENIMIENTO.

3.1. MISIÓN DEL MANTENIMIENTO.

Se considera como mantenimiento, todos aquellos trabajos que tienen la misión básica de proporcionar la utilidad óptima de la mano de obra, materiales, dinero y equipamiento.

Según las normas ISO 9000, el objetivo del mantenimiento en una empresa es aumentar la disponibilidad y fiabilidad operacional de los equipos, obras e instalaciones. Minimizando costos y garantizando el trabajo con seguridad y calidad. Esto se logra a través de lo siguiente:

- Garantizar la disponibilidad ilimitada de instalaciones y equipamiento.
- Preservar las inversiones de capital.
- Crear una confiabilidad absoluta en las instalaciones y en el equipamiento.
- Asegurar que el proceso opere dentro del control estadístico.
- Reparar y restaurar la capacidad productiva que se haya deteriorado.
- Reemplazar o reconstruir la capacidad productiva agotada.

Dada la importancia que tienen las máquinas eléctricas dentro de los procesos de producción, se hace necesario realizar un buen mantenimiento en todas las máquinas y sobre todo en los equipos más críticos con el fin de garantizar un correcto funcionamiento y evitar paradas fortuitas que puedan afectar los estándares de producción.

3.2. TIPOS DE MANTENIMIENTO.

El mantenimiento puede ser de diversas formas; preventivo, correctivo, predictivo, periódico, programado y bajo condiciones.

3.2.1 Mantenimiento preventivo. El mantenimiento preventivo es la inspección, lubricación, ajustes menores y reparaciones menores de la maquinaria. El mantenimiento preventivo ayuda a evitar y corregir deficiencias en el equipamiento y a minimizar las suspensiones de trabajo, contempla revisiones rutinarias o periódicas programadas dentro de lapsos dados por la experiencia.

Tiene como inconvenientes el hecho de que a veces se cambian repuestos en forma innecesaria, y que obliga a las empresas a tener existencia de repuestos relativamente altos, que además no eliminan las fallas imprevistas que causan disminuciones en los toques de producción dando pérdidas a veces demasiado grandes a la industria. Para un buen control en el mantenimiento, es necesario llevar a cada máquina una hoja de vida, en la cual se debe recopilar la mayor

cantidad de datos posibles de identificación y características de dicha máquina, así como un control de sus reparaciones y cambios de repuestos.

3.2.2. Mantenimiento correctivo. El mantenimiento correctivo, como su nombre lo indica es el encaminado a reparar las máquinas una vez ocurridas las averías. Causan grandes pérdidas en la industria por el lucro cesante ocasionado por la falla. Hay que procurar al máximo no llegar a estos extremos.

3.2.3. Mantenimiento predictivo. El mantenimiento predictivo, se apoya en el preventivo, pero además se vale de una serie de equipos que ayudan a monitorear el comportamiento de las máquinas para así poder predecir una falla con debida anticipación.

En las grandes empresas, sobretodo en los equipos críticos, se montan elementos especiales que dan un informe permanente de las condiciones de trabajo de las máquinas. Además, se hace una serie de pruebas adicionales a las realizadas normalmente, con el fin de establecer el estado de los aislamientos de las máquinas.

Una gran ventaja de este tipo de mantenimiento es la utilización racional de repuestos, evitando grandes existencias en almacén.

3.2.4. Mantenimiento periódico. Como su nombre lo indica, es aquel que se realiza después de un período de tiempo generalmente largo (entre seis y doce

meses). Este mantenimiento se practica por lo general en plantas de procesos tales como las petroquímicas, papeleras, cementeras, termoeléctricas, etc. y consiste en realizar grandes paradas en las que se efectúan reparaciones mayores.

3.2.5. Mantenimiento programado. Este sistema de mantenimiento se practica hoy en día y se basa en la suposición de que las piezas se desgastan siempre en la misma forma y en el mismo período de tiempo, así se esté trabajando bajo condiciones diferentes.

3.2.6. Mantenimiento bajo condiciones. Más que un tipo de mantenimiento, es una práctica que se debe seguir cuando se tiene implantado un determinado sistema de mantenimiento y consiste en adecuar el programa según varíen las condiciones de producción o las condiciones de operación, teniendo en cuenta principalmente el efecto que cause esto sobre el equipo.

4. ISO 9000 APLICADA AL MANTENIMIENTO.

4.1. ¿ QUE ES ISO 9000 ?

La ISO (International Organization for Standardization) es una federación mundial de organismos de normalización de más de 100 países con sede en Suiza que, en 1987, homogeneizó y reunió los requisitos dispersos en diversas normas sobre calidad en una única serie.

El certificado ISO 9000 es una garantía adicional que una organización da a sus clientes, demostrando, a través de un organismo certificador que ella posee un sistema de gestión, con mecanismos y procedimientos para solucionar eventuales problemas relacionados a calidad.

Por lo tanto, obtener la certificación por la ISO 9000 no significa, necesariamente, que los productos o servicios de la empresa “alcanzaran un patrón de calidad superior” o que no van a presentar fallas o defectos. La implantación de la ISO 9000 es solamente el primer paso rumbo a la Calidad Total.

Los organismos certificadores, por su vez, deben atender directrices y normas específicas que reglamentan la actividad de certificación. Generalmente, esos organismos son autorizados en sus países de origen y por órganos oficiales de otros países.

Las normas ISO objetivan describir los elementos básicos a través de los cuales los sistemas de calidad pueden ser implementados. Son normas de referencia, no teniendo carácter obligatorio o legal, excepto cuando así lo exige una determinada relación de compra y venta.

4.2. CONCEPTOS DE CALIDAD TOTAL.

La calidad total mira buscar la atención de las necesidades de los clientes de la empresa a través de la maximización de la fiabilidad de los productos o servicios, atención a todos los requisitos propuestos, recompensa hecha por la inversión (gasto) e evitar el desgaste provocado por las reclamaciones cuanto a no-conformidades.

Las metas de la calidad total es la continua atención de las necesidades de los clientes al más bajo costo, dando libertad al potencial de todos los empleados.

Son considerados principios básicos de la calidad total:

- **Atender a los requisitos/necesidades de los clientes;**

No suponga, pregunte a su cliente lo que él desea.

- **Comprender y practicar la concatenación proveedor / cliente;**

Contribuya para el fortalecimiento de la relación de su empresa (o su actividad) con sus clientes. No sea el anillo más flaco de la relación proveedor / cliente.

- **Hacer las cosas ciertas y siempre que posible desde la primera vez;**

Procure quedar el más próximo posible de la satisfacción de su cliente. Haga cosas que agreguen valor a sus tareas. No desperdicie tiempo ni material. Luche contra los reservicios.

- **Mantener plan de capacitación y evaluación;**

Cuestione sobre el por que de estar desempeñando una tarea, cuales son los requisitos de su cliente y como va alcanzar a esos requisitos. En el caso de no saber la respuesta, procure entrenamiento o auxilio adecuados.

- **Aplicar mecanismos correctos de medición para buena evaluación;**

Para poder mejorar su actividad es necesario conocer su valor. Solamente con parámetros obtenidos a través de mediciones adecuadas podremos saber si estamos mejorando nuestras actividades.

- **Tener por meta la mejoría continua;**

En la actual situación de economía globalizada, no podemos nos dar al lujo de quedar satisfechos con lo que estamos haciendo bien. Tenemos que establecer nuevas metas y las alcanzar con el máximo de eficiencia.

- **Mantener eficientes medios de comunicación interna y externa.**

Comuníquese como nunca lo hizo antes. Con sus clientes, con sus compañeros, con sus supervisores, con sus subordinados, con su familia, con sus amigos. Utilice mecanismos adecuados de comunicación para cada caso.

- **Poseer liderazgo capacitado;**

Capacite adecuadamente los que estarán en el liderazgo de tareas que usted determina. Tenga paciencia. Sea un líder al transmitir una información o ensañamiento. Sea un líder al pedir o determinar que hagan alguna cosa para usted o para su empresa.

La obtención de la calidad total es importante para el individuo porque alcanza a los siguientes objetivos:

Satisfacción del trabajo, Respeto, Gusto por las tareas, Deseo de realizar un buen trabajo, Eliminación del "stress"; Garantía de estabilidad en el empleo, Orgullo de trabajar para la empresa.

4.3. OBJETIVOS DE LAS NORMAS ISO SERIE 9000.

La ISO 9000 presenta la directriz para selección y uso de las normas bajo la Gestión y Garantiza de la Calidad.

Las ISO 9001, 9002 y 9003 especifican los requisitos de sistemas de calidad para uso en situaciones contractuales, donde la relación entre las de los partes exige la demostración de capacidad del proveedor para abastecer el producto. Estas normas miran proveer confianza para el comprador de que el sistema de calidad del producto o servicio que atienda el nivel de calidad por el requerido (garantiza de la calidad externa).

La **ISO 9001** se destina a orientar exigencias contractuales relativas a calidad del proyecto, fabricación, montaje y asistencia técnica. La **ISO 9002** para fabricación y montaje y la **ISO 9003** cuando la comprobación de la calidad sea exigida solamente en testes y inspecciones finales.

La **ISO 9004** presenta las directrices para la estructuración de un sistema de calidad en una determinada empresa fabricante de bienes, no pudiendo ser usada para fines contractuales.

Esta norma presenta las actividades que miran proveer confianza para la administración de que, en la organización la calidad pretendida está siendo obtenida (garantiza de la calidad interna).

Para obtención de la certificación por las normas de la serie **ISO 9000** son evaluados los siguientes requisitos básicos de un sistema de calidad: control de documentos; compras; proveedores; identificación y rastreabilidad; inspección y teste; control de las no-conformidades; acciones correctivas; manoseo y

almacenaje; registros de la calidad; auditorias; capacitación y técnicas estadísticas.

4.4. MANTENIMIENTO EN RELACIÓN A LAS NORMAS ISO SERIE 9000.

Hasta 1994 las normas de la ISO serie 9000 consideraban que el mantenimiento no se constituía como actividad fin de las empresas, desde que estas no sean exclusivamente orientadas para este segmento del mercado.

A partir de la revisión en 1994 la actividad mantenimiento paso a ser considerada como un requisito de control de proceso, teniendo sido literalmente citada conforme indicado en la secuencia:

“identificar aquellas características de proyecto que son críticas para funcionamiento adecuado y seguro del producto (por ejemplo: requisitos de operación, almacenaje, manoseo, **mantenimiento** y disposición después del uso)”

“**mantenimiento** adecuado de equipos para asegurar la continuidad de la capacidad del proceso”.

“Cuando la obtención de niveles deseados de control del proceso depende de la operación, consistente y estable, del equipo del proceso y de materiales esenciales, el proveedor debe incluir, en la abarcamiento del sistema de calidad, el adecuado **mantenimiento** de esos equipos de proceso y materiales esenciales”.

Por lo tanto, para cumplir esas disposiciones las empresas que desearan obtener o mantener la certificación deberán elaborar los manuales de procedimientos de su sistema de mantenimiento siguiendo las orientaciones que hasta entonces se volvían exclusivamente para operación.

Así esos procedimientos deberán indicar:

- El “objetivo” de la función mantenimiento en la empresa como “actividad responsable por el aumento de disponibilidad y fiabilidad operacional de los equipos, obras y instalaciones (particularmente las fundamentales al proceso productivo), minimizando costos y garantizando el trabajo con seguridad y calidad”.
- Referencias, documentos internos o externos a la empresa utilizados en la elaboración de los procedimientos del Sistema de Gestión del Mantenimiento.
- Áreas involucradas, los sectores del mantenimiento en los cuales los procedimientos serán aplicados.
- Patrones adoptados, terminología.
- Estructura, del (de los) órgano(s) de mantenimiento, organigrama de cada área con la indicación de los ocupantes de los cargos, responsabilidades de cada uno, procedimientos del Sistema de Calidad afectos a cada uno, planeamiento de actividades, aprobación y alteración de documentos.

- Control, criterios de control de actividades programadas y no-programadas, las solicitudes, atención y clausura de los servicios, criterios de control de equipos de inspección, medición y ensayos.
- Histórico, registros históricos de acciones correctivas y preventivas, mano de obra/material aplicados y costos involucrados.
- Tratamiento de datos, reportes gerenciales (listados, índices y gráficos).
Acciones para corrección de distorsiones.

Esos criterios y procedimientos deberán ser detallados involucrando los tipos de documentos, codificaciones, identificación, calificación, flujo de informaciones y métodos adoptados pudiendo ser utilizados tanto para sistemas manuales cuanto automatizados.

Bajo el aspecto de los registros, son detalladas en las normas de la ISO serie 9000, las siguientes orientaciones:

- “Deben ser mantenidos registros para procesos, equipos y personal calificado, como apropiado”.
- “En un ambiente automatizado, la disposición detallada puede ser igualmente obtenida por otros medios equivalentes, tales como una base de datos de computadora.

5. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

5.1. MANTENIMIENTO EN TRANSFORMADORES.

Los modernos transformadores de potencia, prácticamente, están libres del incómodo mantenimiento y de las tareas de inspección, aunque lo recomendado es realizar siempre que sea posible estas tareas con el propósito de impedir que se produzcan defectos en los mismos.

La periodicidad con que se realizan tales inspecciones depende del tipo de transformador, de la importancia que tiene en el sistema y de las condiciones ambientales en que se encuentre. Como operaciones de mantenimiento de estas máquinas, se pueden señalar las siguientes:

5.2. PRUEBAS ELÉCTRICAS GENERALES:

a. Inspección de los devanados:

- Medición de la resistencia del cobre.
- Medición de la resistencia de aislamiento.
- Medición del factor de potencia.
- Verificar la relación de transformación.

b. Inspección del aceite dieléctrico:

- Análisis físico-químico.
- Análisis de cromatografía de gases.
- Medición del factor de potencia.
- Rigidez dieléctrica.

c. Inspección de los bujes, conectores de alta, baja y puesta a tierra:

- Verificar los herrajes, el torque de la tornillería, el área de contacto de la conexión y limpieza.
- Verificar el nivel de aceite en los bujes y la presencia de fugas en empaquetaduras.

d. Inspección de los radiadores o disipadores de temperatura:

- Detectar posibles fugas por oxidación en los bordes.
- Verificar el estado general de la pintura.

e. Inspección de la cuba:

- Verificar fugas en cordones de soldadura, empaquetadura, tornillería, tuberías y accesorios.
- Verificar la conexión a tierra y medir la puesta a tierra.

f. Termografía.

5.3. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

5.3.1. Inspección general. Periódicamente se debe realizar una inspección general del estado del transformador, en el curso del cual se comprobarán los siguientes aspectos:

- Fugas de aceite: Se comprobará la perfecta estanqueidad de todas las juntas (acoplamiento del depósito de expansión, relé Buchholz, bujes y pasatapas, válvulas de acoplamiento de los radiadores, tapones de vaciado, purga y toma de muestras, junta de la tapa, regulador en carga, etc.).
- Se comprobará el estado de los armarios, no deben presentar signos de condensación de humedad. Para ello el termostato de ambiente debe estar fijado a 20°C y la resistencia de calefacción debe funcionar correctamente.
- Se verificará el estado de los desecadores de aire (deshumectadores de sílica gel), procediendo a la sustitución del gel de sílice cuando el color sea rosáceo. También se puede regenerar las veces que sea necesario. No se indica el tiempo de cambio, pues depende del ambiente en que se encuentre instalado el transformador.

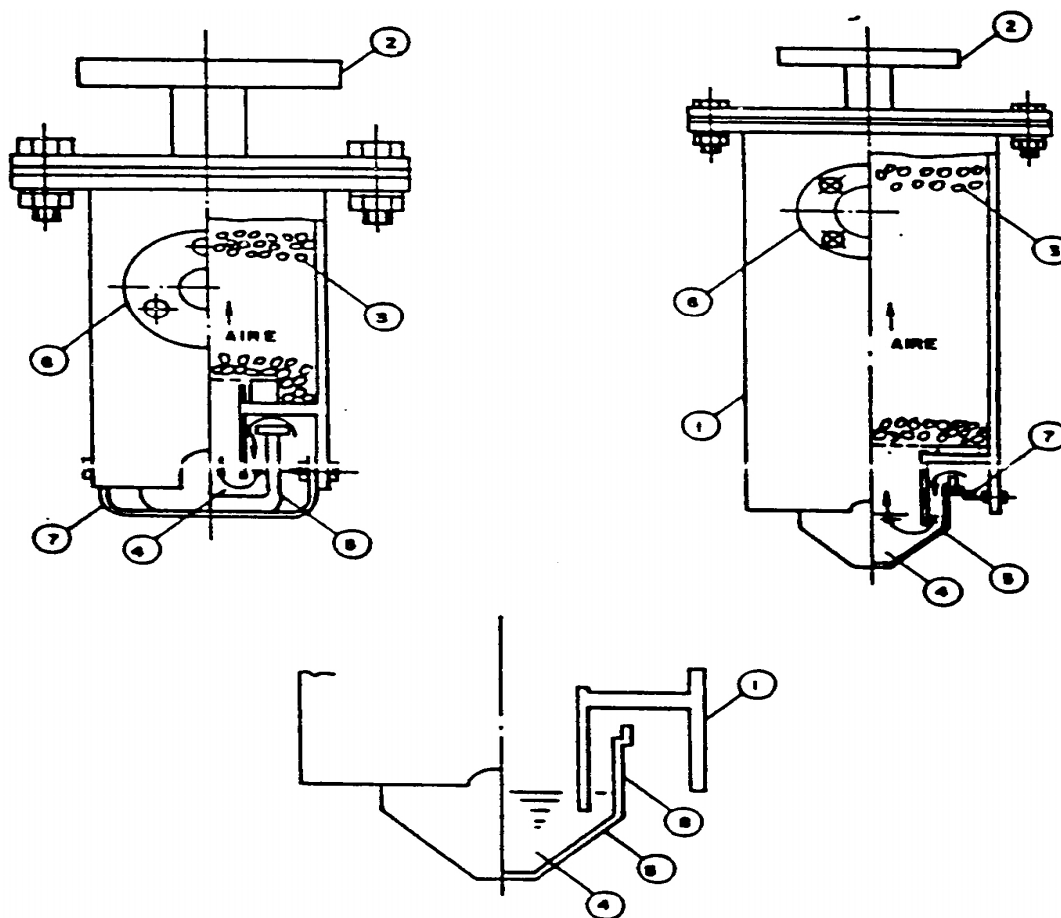
Conforme la variación de la temperatura del aceite del equipo, habrá un aumento o disminución en el nivel de aceite en el conservador, haciendo que el equipamiento “respire”. Para evitar el deterioro del aceite del equipo por las impurezas y

humedad en el aire respirado, se coloca un vaso con aceite y sílice gelatinosa en el pasaje por donde el aire es respirado. Cuando el nivel de aceite en el conservador disminuye, habrá la respiración de aire atmosférico; primero, este aire pasará por el vaso de aceite, donde las impurezas sólidas serán eliminadas; enseguida el aire atraviesa los cristales de sílice gelatinosa que retiran la humedad del aire; después, ya totalmente limpio y sin humedad el aire entra en el conservador.

Para prolongar la vida de la sílice gelatinosa, en el vaso de aceite aísla la sílice gelatinosa del aire atmosférico en el momento en que el equipo no este respirando. En el secador se coloca una mezcla de sílice gelatinosa azul con 25% de sílice gelatinosa blanca. Cuando la sílice gelatinosa esté saturada por la humedad, su coloración asumirá la tonalidad rosa. Ver figura 1.

- Periódicamente se procederá a la limpieza de bujes y pasatapas, eliminando depósitos de polvo y suciedad. Los bujes no necesitan un cuidado constante, es suficiente una inspección periódica ocularmente, para comprobar su estado. Ver figura 2.

Solo en zonas de gran contaminación es recomendable inspeccionar con más frecuencia y limpiarlas una vez al año. Esta limpieza exterior se puede hacer lavándolas con alcohol o soplándolas con aire comprimido a baja presión.

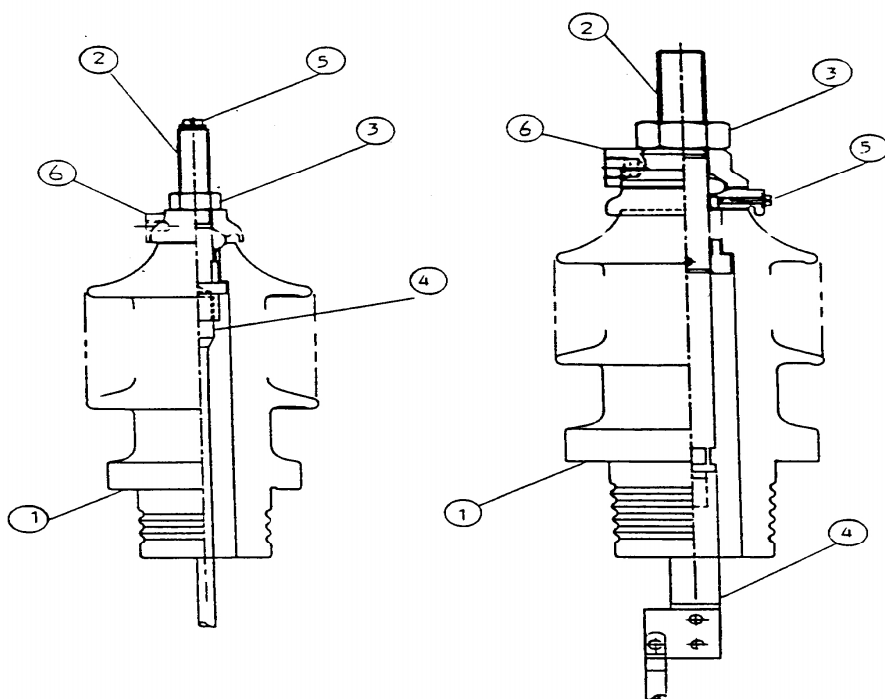


- (1) Cuerpo, (2) Cubierta, (3) Sílice gelatinosa, (4) Aceite, (5) Vaso
 (6) Visor, (7) Soporte del vaso, (8) Nivel del aceite.

Figura 1. Deseccador de aire.

Si existieran fugas por las cabezas de los bujes, habría que desconectar el transformador de la red, levantar el perno y las caperuzas y observar el estado de la junta, pues el calentamiento y el aceite originan una dureza en las juntas que la hacen perder sus propiedades elásticas por lo que la mayoría de las veces no basta con un apriete, siendo necesario cambiarlas por una nueva.

Igualmente ocurre con la junta inferior o la de asiento de la porcelana a la tapa de la cuba.



(1) Porcelana, (2) Terminal externo, (3) Tuerca, (4) Terminal interno
(5) Tornillo, (6) Prensa empaquetadora.

Figura 2. Bujes de aislamiento.

En los bujes de 220 KV se recomienda comprobar periódicamente los valores de capacidad y rigidez dieléctrica.

5.3.1.1. Radiadores. Uno de los sistemas de refrigeración de los transformadores está basado en la circulación natural del aceite, originada ésta por la caída térmica del mismo.

Con este sistema de refrigeración, el cambiador de calor por excelencia es el radiador de aletas. El radiador es de una construcción metálica totalmente soldada con secciones de refrigeración verticales en las que el aceite circula y se enfría. Todos los elementos refrigerantes (chapas de acero estampadas en prensa y soldadas eléctricamente), están soldados en sus extremos a un colector metálico que a su vez dispone de los elementos necesarios para su acoplamiento a la cuba del transformador. Ver figura 3.

Los radiadores no necesitan ningún mantenimiento especial salvo las lógicas limpiezas periódicas para eliminar la posible suciedad acumulada entre los elementos. Se deben verificar puntos de oxidación y corregirlos luego de un retoque de pintura. Comprobar periódicamente si existe alguna fuga de aceite en el radiador o sus válvulas y en caso de existir proceder a su reparación inmediata.

5.3.1.2. Ventiladores. Son máquinas rotativas capaces de desplazar una determinada masa de aire, ver figura 4.

El ventilador se compone de:

- Elemento rotativo.
- Soporte.
- Motor.
- Caja de conexiones.

El elemento rotativo puede ser una hélice o un rodete. Se llama hélice si la dirección de salida del aire impulsado es paralela al eje de la misma. Este tipo es el usado en los transformadores. Generalmente la hélice puede mover grandes volúmenes aumentando poco su presión estática.

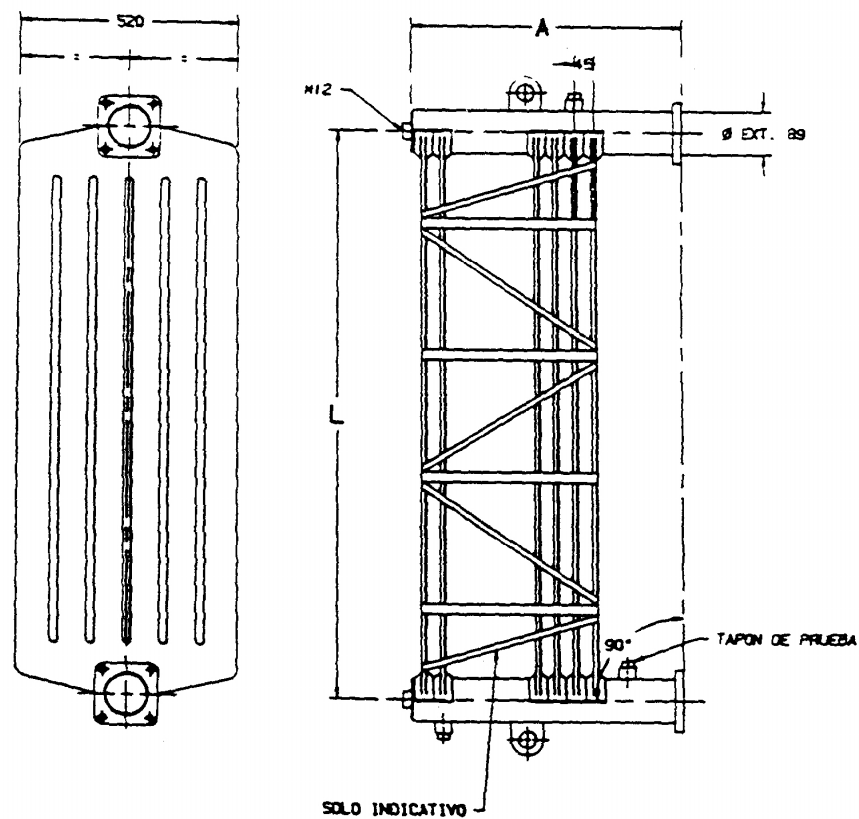


Figura 3. Radiadores.

Cuando el ventilador trabaje en ambientes polvorientos, grasos, corrosivos, etc., debe observarse periódicamente el estado de equilibrado de la hélice. Esta, por efectos de incrustación o depósitos de materias sobre su superficie, puede

provocar fuertes desequilibrios con las consiguientes irregularidades de funcionamiento, entre ellas un considerable aumento del nivel sonoro.

En estos casos debe procederse a una limpieza a fondo de la misma, verificar el correcto apriete de toda la tornillería y evitar que puedan soltarse por efecto de las vibraciones. Verificar niveles de ruido, vibración y realizar una inspección general de las conexiones y niveles aislamiento.

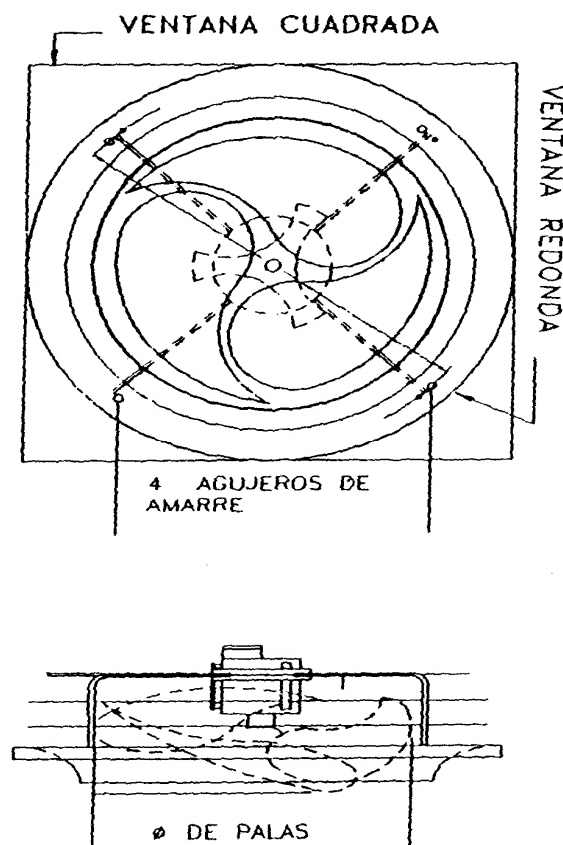


Figura 4. Ventiladores.

5.3.1.3. Válvulas de alivio de sobrepresión. Si ocurren averías dentro del transformador (o reactor) inmerso en gas o aceite aislante, podrán ocurrir también presiones elevadas dentro del estanque.

La válvula de alivio de sobrepresión de cerradura automática es un accesorio de protección destinado a aliviar la presión interna del estanque y proteger, así, el transformador. Así que la presión interna del estanque disminuye, la válvula de alivio de sobrepresión se cierra automáticamente vedando inmediatamente el estanque.

Cuando la válvula de alivio de sobrepresión es accionada, esto indica que hubo averías en la parte interna del transformador y, por tanto se debe proceder a un análisis del gas en el aceite, medir la rigidez dieléctrica del aceite y la resistencia de aislamiento del transformador.

Cuando el contacto de alarmas de la válvula de alivio de sobrepresión es accionado se pueden estar presentando los siguientes problemas:

1. Avería interna: Se debe proceder a un análisis del gas en el aceite, medir la rigidez dieléctrica del aceite y la resistencia de aislamiento del transformador.
2. Avería en el microswitch: Si el contacto para alarma es accionado sin que haya el accionamiento de la válvula de alivio de sobrepresión, lo más probable es que la

anormalidad sea del microswitch y por esta razón debe ser hecha una inspección del mismo.

A continuación se presentan las características principales de las válvulas de alivio de sobrepresión, Ver cuadro 1:

Cuadro 1. Válvulas de alivio de sobrepresión.

TIPO	TB – VAP100	SIN CONTACTO
	TB – VAP100/1	CON 1 CONTACTO
	TB – VAP100/2	CON 2 CONTACTOS
CONSTRUCCIÓN	TB – VAP100	VER FIGURA #5
	TB – VAP100/1	VER FIGURA #6
	TB – VAP100/2	VER FIGURA #6
FUNCIONAMIENTO	VER REFERENCIA DE FUNCIONAMIENTO	
ALARMA	TB – VAP100/1 TB – VAP100/2	ES ACCIONADA SIEMPRE QUE LA PRESIÓN INTERNA SUPERE LOS $0,7 \pm 0,07$ Kgf / cm ²
CONTACTO	CIRCUITO	NORMALMENTE ABIERTO
	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN DE LOS CONTACTOS	125 VCC – 0,5 Amp RESISTIVO

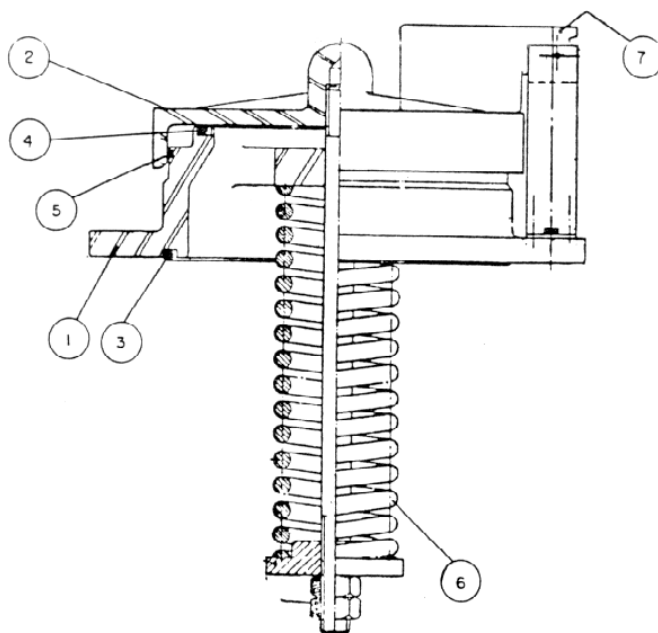


Figura 5. Válvula de alivio de sobrepresión.

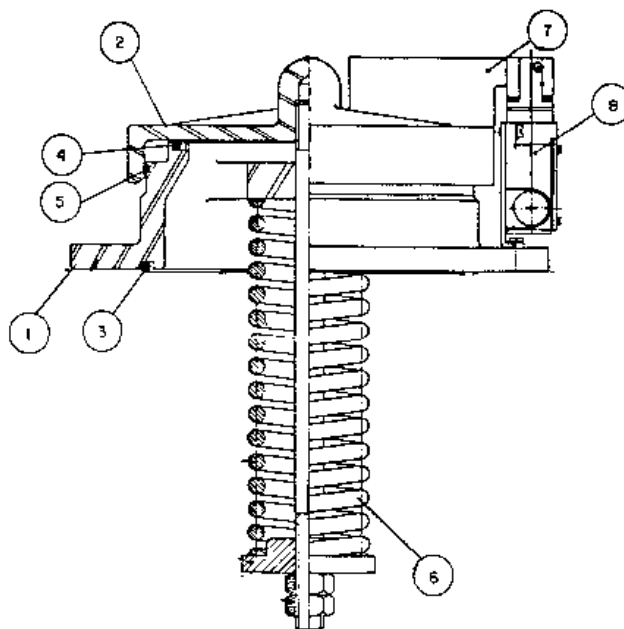


Figura 6. Válvula de alivio de sobrepresión.

(1) CUERPO, (2) TAPA, (3) EMPAQUETADURA, (4) EMPAQUETADURA
 (5) EMPAQUETADURA, (6) RESORTE, (7) ESTANDARTE, (8) MICROSWITCH.

Funcionamiento: Cuando la presión interna del estanque es menor que la presión de la operación de la válvula de alivio de sobrepresión, la tapa (2) es presionada por el resorte (6) que, internamente con la empaquetadura (4), veda la parte interna del estanque.

Si la presión interna del estanque supera la presión de operación, rompiendo así la obstrucción de la empaquetadura (4), la tapa (2) se levanta un poco y, por eso, la presión que actuó en el área delimitada por el diámetro interno de la empaquetadura (4), pasa a actuar sobre el área delimitada por el diámetro de la empaquetadura (5), provocando una fuerza actuante mucho mayor sobre la tapa. Esta fuerza es suficientemente grande para vencer al valor fijo de la compresión del resorte, haciendo que la tapa se abra. Así que la presión interna del transformador llega a un valor menor que el de la presión de operación, la tapa se cierra automáticamente, vedando así el estanque.

Durante el ensayo de estanqueidad en el transformador, la válvula de alivio de sobrepresión ocasionalmente podrá ser sometida a la presión de operación, así, existe peligro de la ocurrencia de vaciamiento a través de las empaquetaduras (4) y (5).

Para evitar este problema es instalado un dispositivo de apriete (Fig. 7). Este dispositivo de apriete seguirá ya montado durante el transporte y, luego después de realizado el ensayo de estanqueidad en el campo, éste deberá ser retirado inmediatamente (Fig. 8).

Este dispositivo de apriete deberá ser guardado como equipamiento especial. Siempre que se realice el ensayo de estanqueidad, éste deberá ser montado conforme la Fig. 7.

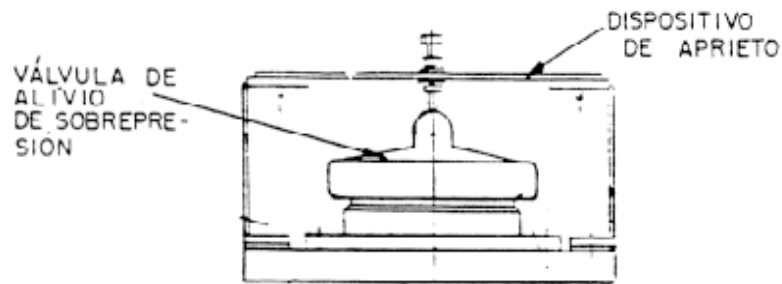


Figura 7. Dispositivo de apriete.

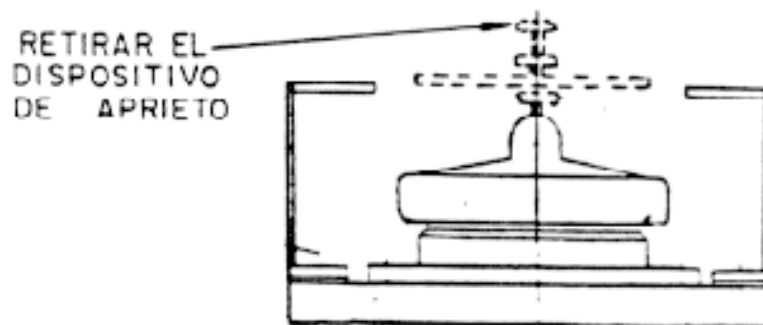


Figura 8. Retiro del dispositivo de apriete.

5.3.1.4. El termómetro. Será utilizado para la indicación de la temperatura del aceite o del arrollamiento. Cuando la temperatura indicada llega a los valores que ya están determinados y establecidos por el fabricante, éste accionará un sistema de protección, tales como: alarma, desconexión y control automático del dispositivo de refrigeración del transformador inmerso en aceite.

Las características principales de un termómetro se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro 2. Características del termómetro.

TIPO		TR – 215 R
CONSTRUCCIÓN		VER FIGURA 9
FAJA DE LA ESCALA		0 °C – 150 °C
ESPACIO DE LA ESCALA		5 °C
CONTACTO	N° DE CONTACTO	1 – 4
	CIRCUITO	NORMALMENTE ABIERTO
	CAPACIDAD	125V C – 0, 5A (Carga Resistiva) 250V CA – 3ª
	NIVEL DE AISLAMIENTO (TIERRA)	2000V CA Durante 1 minuto.

El termómetro está constituido de un bulbo, un capilar y un instrumento indicador.

El instrumento indicador está constituido de una caja, un visor con escala, un puntero de temperatura y un puntero de temperatura máxima; en el interior de la caja existe un micro interruptor.

El termómetro funciona de la siguiente forma: Conforme la variación de temperatura del bulbo, el líquido (mercurio) en su interior sufre dilatación o contracción transmitiendo, a través del capilar, la variación de temperatura hacia el mecanismo interno del instrumento del termómetro.

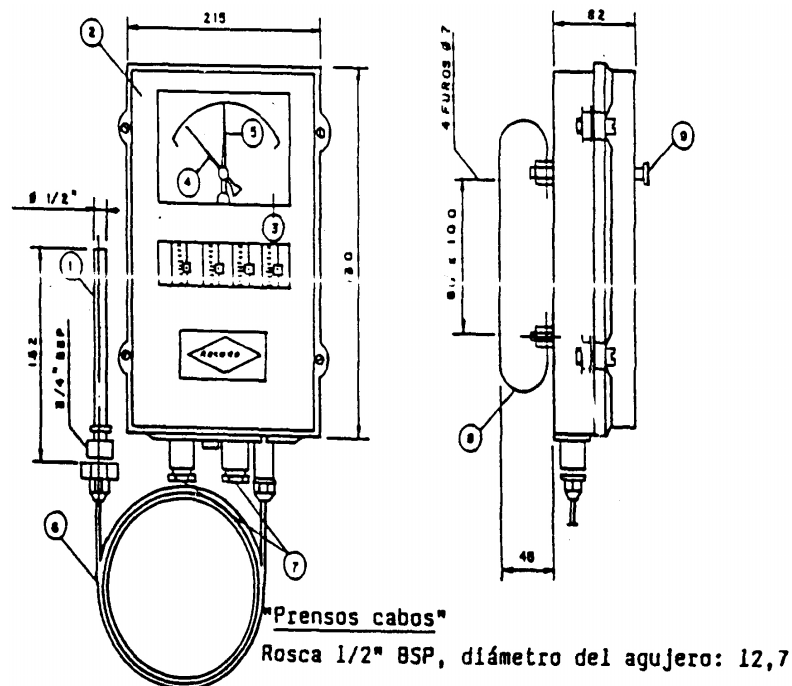


Figura 9. El termómetro.

En ese mismo instante, el puntero indicador es accionado y, conforme el valor al que la temperatura llegue, el micro interruptor de la caja del instrumento es forzado a actuar. Con la elevación de la temperatura, el puntero de temperatura lleva consigo el puntero de temperatura máxima. Cuando la temperatura baja, el puntero de temperatura máxima permanece indicando la temperatura máxima alcanzada en determinado período.

En las rutinas de mantenimiento se debe verificar su correcto funcionamiento.

La verificación de la indicación de temperatura debe ser hecha de la siguiente forma: Se coloca el bulbo del termómetro junto con otro termómetro de eficacia

comprobada en recipiente con líquido y una temperatura homogeneizada; enseguida se realiza la comparación entre los valores leídos en los dos termómetros.

Si hay una diferencia de temperatura y ésta es superior a 5 °C entre los valores, es aconsejable el cambio del termómetro del transformador. También se debe verificar el ajuste de los contactos con la temperatura.

Para verificar el ajuste de los contactos con la temperatura, se debe proceder de la siguiente manera: Sumergir el bulbo del termómetro en un recipiente con líquido y elevar la temperatura de éste lentamente, verificando el valor indicado por el puntero en el instrumento y el accionamiento del micro interruptor.

Para que el puntero de arrastre vuelva a su posición original, se debe girar la clavija central en el sentido antihorario (posición 9, figura 9). Se recomienda no doblar demasiado el capilar, ni estirarlo con fuerza.

El instrumento es construido herméticamente cerrado y, por lo tanto, la cubierta no puede ser retirada.

5.3.1.5. Indicador de imagen térmica (i.t.). Existe un aparato indicador de imagen térmica del devanado, tipo termómetro que es utilizado para la medición de la temperatura máxima del devanado del transformador inmerso en aceite.

Como es difícil realizar la medición directa de la temperatura máxima de devanado, fue creado un instrumento, a través del cual, es posible obtener indirectamente una “imagen térmica” de aquella temperatura. Esta temperatura es medida e indicada por un termómetro dial que acciona, al mismo tiempo, todos los contactos auxiliares del relé térmico existente dentro del termómetro, y que serán utilizados para control automático del dispositivo de refrigeración y para los comandos de alarma y desconexión de interruptores.

Las características principales de la I.T. se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro 3. Indicador de imagen térmica.

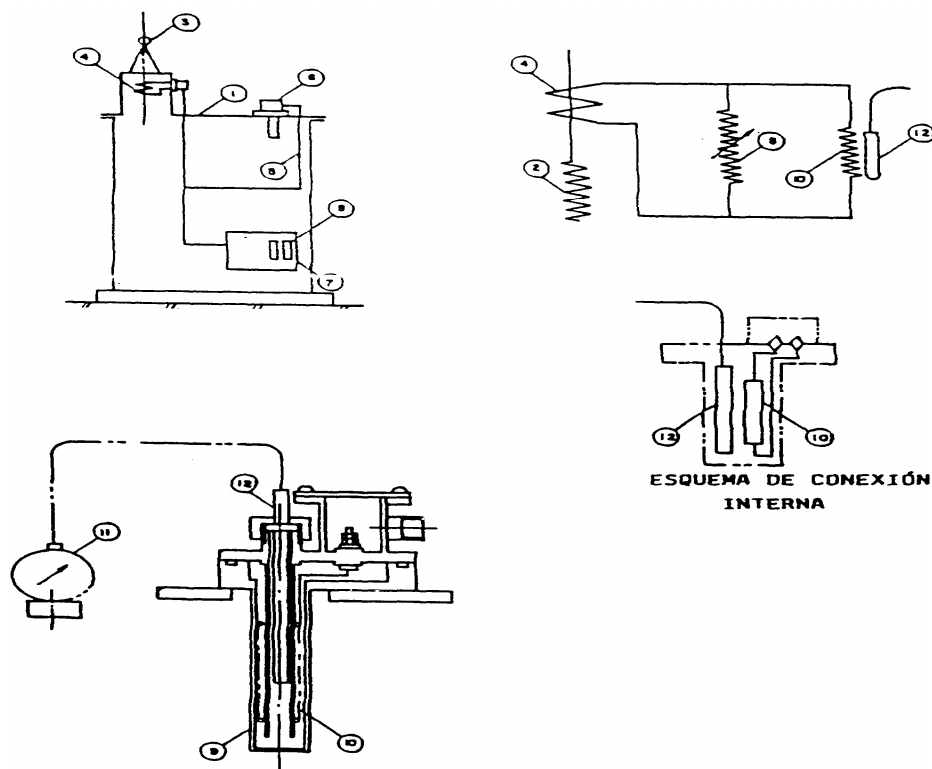
TIPO		IT – 1
CONSTRUCCIÓN		VER FIGURA 10
BOBINA DE CARGA	RESISTENCIA	8 Ω
	NIVEL DE AISLAMIENTO (TIERRA)	2000V CA durante 1 minuto

La I.T. posee una bolsa ubicada generalmente en la cubierta del transformador para detectar la temperatura máxima del aceite.

La I.T. funciona de la siguiente forma: La bobina de carga es alimentada por una corriente proporcional a la corriente de carga del transformador, que atraviesa el transformador de corriente imitando, por lo tanto una elevación de temperatura del devanado. Por este motivo, la temperatura en la bolsa equivale a la temperatura

máxima del arrollamiento, donde son sumado el valor de la elevación de temperatura del devanado y la temperatura máxima del aceite.

•



(1) Cubierta, (2) Enrollado, (3) Tapón, (4) Transformador de corriente, (5) Tubería
 (6) Imagen térmica, (7) Caja de terminales, (8) Resistencia variable, (9) Bolsa
 (10) Bobina de carga, (11) Termómetro, (12) Bulbo.

Figura 10. Indicador de imagen térmica.

Dentro de la bolsa es colocado el bulbo del termómetro dial que detecta la temperatura máxima del devanado en el local. Simultáneamente a la indicación de la temperatura, son accionados los contactos auxiliares del relé térmico que existe dentro del termómetro. Los contactos auxiliares se destinan al control automático

del dispositivo de refrigeración y al comando de protección, tal como circuitos de alarma y desconexión de interruptores.

La calibración del termómetro de imagen térmica del devanado debe realizarse de acuerdo con el siguiente procedimiento y además observando el ejemplo 2.

1. Levantamiento de la curva de variación de temperatura (ΔT) en función de la corriente (I).

- Usando una fuente de corriente alterna (C.A.), aplicar en la resistencia de calentamiento como mínimo 4 valores de corriente, hasta el valor máximo de la corriente del TC.
- Hacer lecturas de temperatura, manteniendo entre ellas un intervalo de 10 minutos para cada valor de corriente determinado por el paso anterior, hasta que se obtenga la estabilización.
- Con los datos obtenidos en los pasos anteriores elaborar una gráfica de variación de temperatura en función de la corriente.

2. Cálculo de la variación de la temperatura en el devanado.

- Extraer del protocolo de ensayo de calentamiento los valores de elevación de temperatura, para el cálculo de la variación de la temperatura del devanado (ΔT). Ver ejemplo 1.

3. Cálculo de la resistencia de ajuste.

La determinación de la resistencia de ajuste se efectúa tomando en consideración el circuito mostrado en el ejemplo 2.

EJEMPLO 1: CÁLCULO DE LA RESISTENCIA PARA IMAGEN TÉRMICA

CLIENTE: TERMOFLORES

POTENCIA: 5 MVA

1. Elevación de temperatura: Proyecto AT MT BT

Ensayo

A. Aceite tope	42,5 °C	Potencia base 5,0 MVA
B. Aceite medio	34,0 °C	Potencia base 5,0 MVA
C. Devanado / ambiente	49,9 °C	Potencia base 5,0 MVA
D. Devanado / aceite medio	15,9 °C	Potencia base 5,0 MVA

2. Cálculo:

- Devanado tope / ambiente = A + D + Corrección

$$\text{Devanado tope / ambiente} = 42,5 \text{ °C} + 15,9 \text{ °C} + 5 \text{ °C} = 63,4 \text{ °C}$$

- Devanado tope / Aceite tope = Devanado tope / ambiente – A

$$\text{Devanado tope / Aceite tope} = 63,4 \text{ °C} - 42,5 \text{ °C} = 20,9 \text{ °C}$$

$$20,9 \text{ °C} = \Delta T$$

EJEMPLO 2: DETERMINACIÓN DE LA RESISTENCIA DE AJUSTE (Ver figura 11)

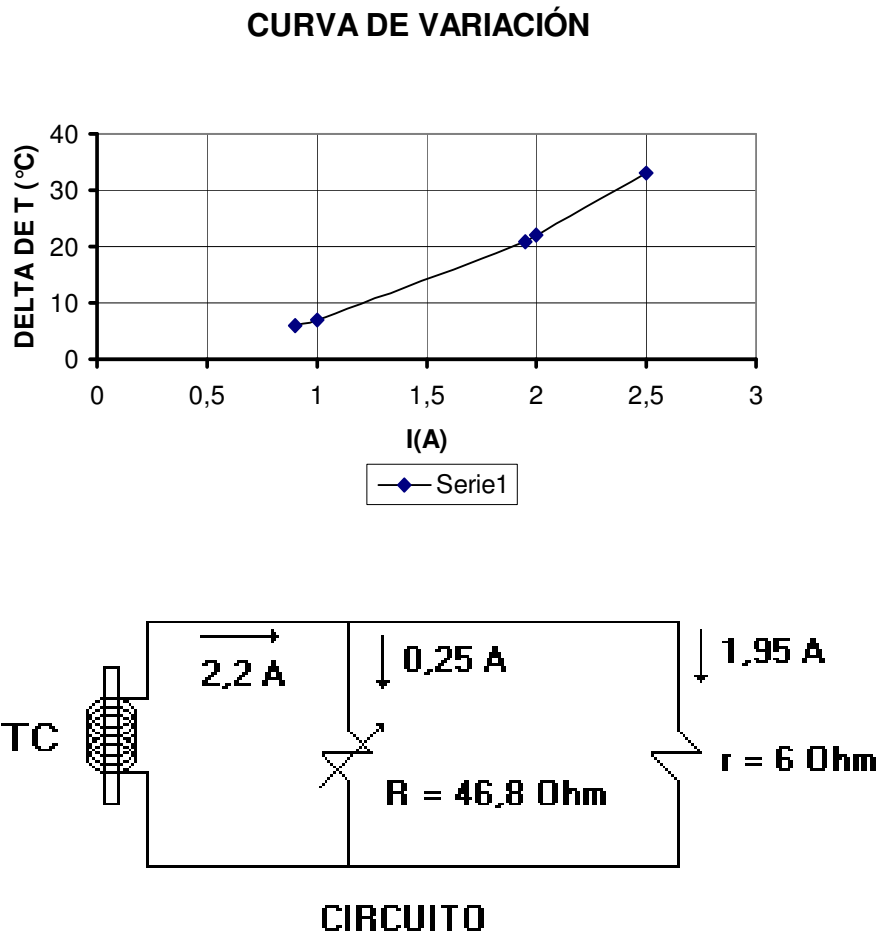


Figura 11. Curva de ajuste y circuito de ajuste.

R = Resistencia para ajuste

r = Resistencia de calentamiento

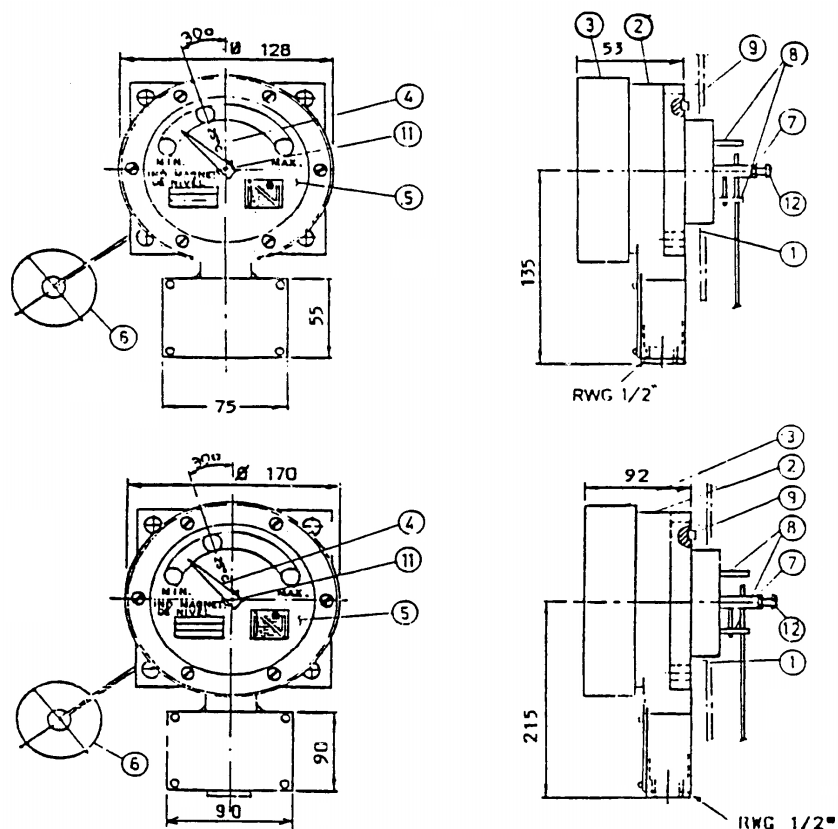
$$R = \frac{6 \times 1,95}{0,25} = 46,8 \text{ } \Omega.$$

5.3.1.6. Indicador de nivel de aceite. El aceite aislante del transformador se dilata o se contrae conforme la variación de la temperatura ambiente y de la variación de la carga alimentada por el transformador y, en función de eso, el indicador de nivel de aceite mostrará su nivel en el visor.

Las características principales de un indicador de nivel de aceite se presentan en la siguiente cuadro.

Cuadro 4. Indicador de nivel de aceite.

TIPO	I 104 / M100 / 1 I 106 / M140 / 1	CON UN CONTACTO
	I 104 / M100 / 2 I 106 / M140 / 2	CON DOS CONTACTOS
CONSTRUCCIÓN	I 104 / M100 / 1 I 104 / M100 / 2	VER FIGURA 12
	I 106 / M140 / 1 I 106 / M140 / 2	VER FIGURA 12
FUNCIONAMIENTO	EL DESVÍO DE LA BOYA PROVOCA, POR INDUCCIÓN MAGNÉTICA, EL MOVIMIENTO DEL DISCO IMANTADO QUE TRANSMITE EL DESVÍO PARA EL PUNTERO DE INDICACIÓN, EN SU PARTE EXTERNA.	
ALARMA	I 104 / M100 / 1 I 106 / M140 / 1	FUNCIONAMIENTO CON EL NIVEL DE ACEITE DE 0 A 5 %.
	I 104 / M100 / 2 I 106 / M140 / 2	FUNCIONAMIENTO CON EL NIVEL DE ACEITE DE 0 A 5 % Y DE 95 A 100%.
CONTACTO	CIRCUITO	NORMALMENTE ABIERTO
	CAPACIDAD DEL CONTACTO	125 VCC – 0,5 AMP
	NIVEL DE AISLAMIENTO (TIERRA)	1500 VAC DURANTE 1 MINUTO



- (1) Base para fijación, (2) Caja del indicador, (3) Cubierta, (4) Aguja de indicación
 (5) Visor, (6) Boya, (7) Eje, (8) Limites de la boya, (9) Empaquetaduras
 (10) Caja de terminales, (11) Eje de la aguja de indicación, (12) Tornillo.

Figura 11 y 12. Indicador de nivel de aceite (Arriba) y (debajo).

El indicador de nivel de aceite funciona de la siguiente manera:

Con el alza o baja del nivel aceite, la boya es impulsada para arriba o para abajo y, conforme este movimiento, el puntero indicador gira en sentido horario o antihorario. Pero, si el nivel del aceite llega a un valor menor o igual al mínimo, y mayor o igual al máximo preestablecidos, lo que ocurre es que el contacto del micro interruptor será cerrado, accionando así la alarma.

Si la alarma es accionada por el micro interruptor del indicador de nivel, uno de los siguientes problemas puede estar ocurriendo:

1. Vaciamiento de aceite del transformador.
2. Anormalidad con el propio indicador de nivel.

5.3.1.7. Conmutador sin carga. El cambiador de taps sin carga solo debe ser operado con el transformador desenergizado.

Las partes de cobre de los contactos generan una película de oxido y suciedad en la superficie cuando están inmersos en aceite. Esta película puede causar un aumento de la temperatura de los contactos. Por lo tanto el cambiador de taps sin carga debe ser movido a través de todas las posiciones de su rango de escalas varias veces o por lo menos una vez al año, con el propósito de limpiar los contactos.

5.3.1.8. Relé buchholz. La presencia de gas en el interior de un transformador con dieléctrico líquido es siempre señal de un funcionamiento anormal.

El origen del gas puede ser el siguiente:

1. Descomposición del aislamiento sólido o líquido en el interior del transformador, producidos por puntos calientes o arcos eléctricos.
2. Insuficiente desgasificación durante el llenado del transformador.

3. En transformadores dotados con circulación forzada de aceite, un mal funcionamiento de las bombas puede introducir gas en el circuito de aceite.

El relé Buchholz protege el transformador porque detecta y señala la presencia y la formación de gases en el interior.

El relé Buchholz esta conformado por dos cuerpos de función de aluminio, resistente a la corrosión y perfectamente sellados entre ambos mediante una junta anular.

El cuerpo inferior dispone de dos pares de mirillas de vidrio. Las superficies están graduadas en centímetros cúbicos para valorar la cantidad de gas que puede contener en un momento dado.

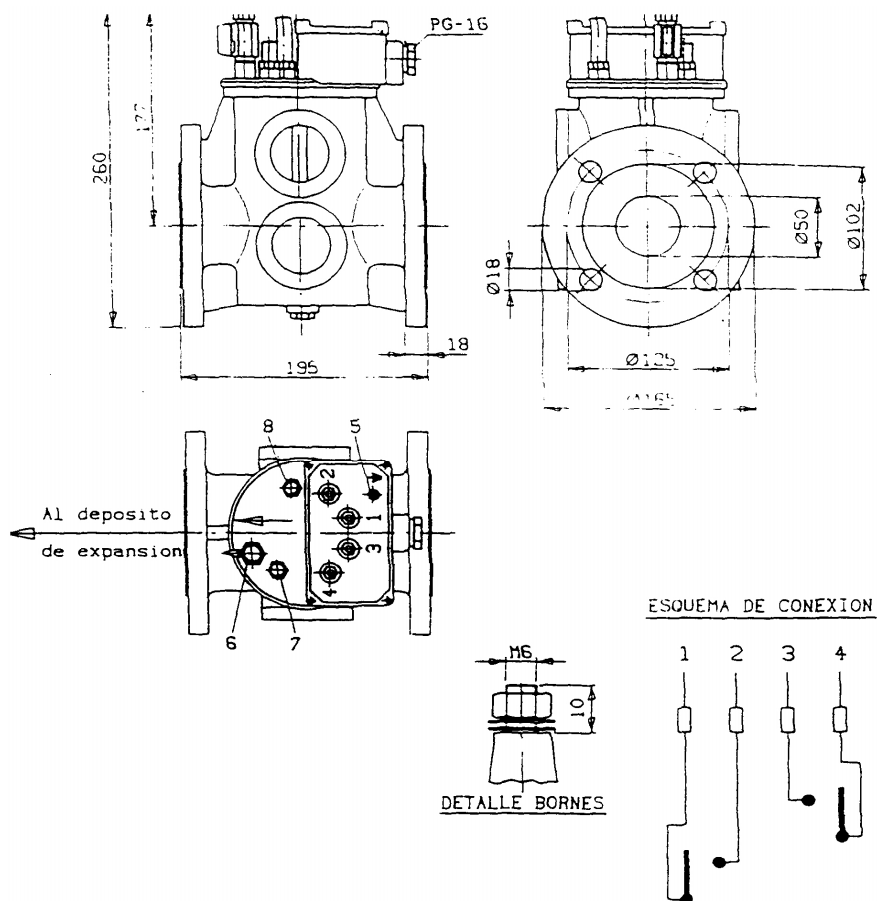
Un tapón inferior permite el vaciado del relé o su acoplamiento con un dispositivo de recogida de gases.

El cuerpo superior soporta todas las partes activas del relé, integradas por los flotadores, los interruptores y la lamina metálica para detección de velocidad.

En la parte superior están los siguientes dispositivos: (6) válvula de 1/4" para descarga de gas, con tapón. (7) Racor con tapón para ensayos neumáticos de accionamiento del circuito de alarma. (8) Pulsador mecánico para ensayos de accionamiento de los interruptores, dotado de tapón. (1 – 5) Caja hermética IP54

con cuatro tomas terminales de los interruptores y tornillo para puesta a tierra.

Figura 13.



- (1)-(2) Bornes de desenganche, (3)-(4) Bornes de alarma, (5) Bornes de tierra
 (6) Grifo de evacuación de aceite, (7) Válvula para prueba neumática
 (8) Prueba mecánica del circuito de alarma y circuito de desenganche.

Figura 13. Relé buchholz.

El relé Buchholz funciona de la siguiente manera, cuando el transformador está en servicio el relé debe estar completamente lleno de aceite.

Cuando se forma gas en el interior del transformador, tiende a subir hacia las partes más altas, fluyendo hacia el depósito de expansión acumulándose progresivamente en el relé y descendiendo el nivel de aceite en su interior.

Este descenso afecta primero al flotador superior, accionando el interruptor que está unido a dicho flotador. Este interruptor se conecta normalmente a un dispositivo de alarma.

Si el gas sigue fluyendo, el nivel desciende más, llegando a actuar el interruptor unido al segundo flotador. Este segundo interruptor debe accionar el dispositivo de alimentación al transformador.

Cuando se producen cortocircuitos en el interior del transformador, se movilizan grandes masas de aceite que tienden a fluir hacia el conservador.

Estas corrientes de aceite inciden sobre una lámina metálica colocada al efecto, la cual se desplaza accionando el interruptor de desconexión.

El relé buchholz reacciona también cuando el aceite desciende por debajo del nivel del propio relé como consecuencia de alguna fuga, siempre que previamente no haya actuado la protección de nivel mínimo de aceite.

5.3.1.9. Dispositivo de recogida de gases. Ya es bien sabido que la presencia de gas en el interior de transformadores en aceite, siempre es señal de funcionamiento anormal y el objetivo del relé Buchholz es señalar su presencia.

Por otra parte es preciso conocer la composición química del gas con el fin de conocer su peligrosidad y su origen sin necesidad de tener que desconectar el transformador. Por desgracia, el relé buchholz esta situado cerca de componentes activos del transformador, por lo que resulta imposible tomar muestra del gas contenido en el relé sin desconectar el transformador.

El objetivo del dispositivo de recogida de gases es eliminar este problema. Para ello, la parte superior del relé se conecta con el dispositivo, el cual esta situado en una posición más accesible y sin riesgo para el operador.

El dispositivo de recogida de gases consiste en una caja de fundición de aluminio, perfectamente cerrada y resistente a la corrosión.

Sobre ella están dispuestos los siguientes accesorios: Ver figura 14.

- Una mirilla graduada, para inspección visual.
- Una válvula de conexión al relé, para recogida de gases (2).
- Un grifo (3) para respiración del dispositivo.

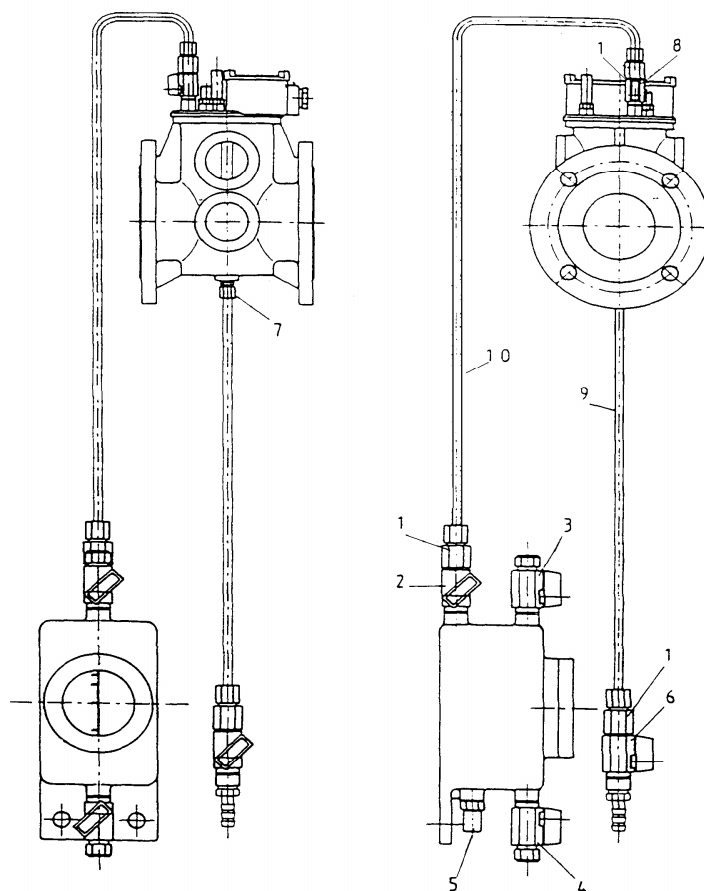


Figura 14. Dispositivo de recogida de gases.

- Un grifo (4) de salida del aceite del dispositivo.
- Una válvula unidireccional para ensayo neumático del circuito del relé (5).
- Un grifo lateral para conexión al relé. Este grifo puede situarse a la derecha o a la izquierda del dispositivo, según necesidades de montaje (6).

Durante el funcionamiento normal, el relé Buchholz está lleno de aceite y está conectado con el dispositivo de recogida de gases mediante los tubos 9 y 10.

Las válvulas (8) y (2) están abiertas.

Las válvulas (3), (4) y (6) están cerradas.

Por consiguiente el dispositivo debe estar completamente lleno de aceite.

Las operaciones que pueden realizarse son las siguientes:

a) Toma de muestras de aceite: Abrir las válvulas (6) o (4).

b) Muestreo de gases: Si se ha registrado una señal de alarma o disparo, para extraer el gas contenido en el relé se opera de la siguiente manera:

Abrir la válvula (4) para extraer el aceite contenido en el interior del dispositivo. De esta manera el gas presente en el relé es arrastrado a través de la válvula (8), el tubo (10) y la válvula (2), pasando al cuerpo del dispositivo.

La cantidad de gas puede verse a través de la mirilla. Seguidamente cerrar las válvulas (2) y (4), y abrir la (3) para muestreo del gas.

c) Comprobar la eficiencia del circuito de alarma y de desconexión:

Cerrar la válvula (2) y vaciar el dispositivo abriendo las válvulas (3) y (4).

Aplicar una bomba de aire (por ejemplo, una bomba de las empleadas para bicicleta) en la válvula (5), cerrar las válvulas (3) y (4) y bombear rápidamente.

Simultáneamente abrir la válvula (2).

El aire penetrará en el dispositivo y subirá a través del tubo (10) hasta la parte superior del relé haciendo que descendan los flotadores y consecuentemente cerrando el contacto de alarma.

Si se precisa ensayar también el circuito de desconexión, se debe seguir bombeando hasta que se produzca la actuación.

Es conveniente cerrar previamente la válvula situada entre el relé y el depósito para evitar que penetre aire en el conservador, sobre todo en aquellos que están dotados de un separador deformable.

Antes de poner en servicio el transformador es necesario asegurarse de que el dispositivo de toma de gases, el tubo (10) y el relé Buchholz estén completamente llenos de aceite.

5.3.2. Cuba del transformador. La inspección interna del estanque no es necesaria, a menos que se note una condición anormal en el análisis físico – químico con el aceite aislante.

En la parte exterior del estanque se deben verificar las condiciones generales de la pintura y accesorios.

La renovación de la pintura de la superficie externa deberá ser hecha de acuerdo con las siguientes frecuencias:

1. Para los equipos instalados en zonas industriales, marítimas y con atmósfera bastante contaminada, es aconsejable cada dos (2) años.
2. Para los equipos instalados en atmósfera sin contaminación y fuera de la zona industrial y marítimas, aproximadamente cada tres (3) años.

- Con el fin de prevenir posibles corrientes de lazo, la cuba del transformador y su sistema de refrigeración deben ser aterrizados por medio de un conductor de suficiente grosor y sección de contacto.

Se debe verificar que las conexiones a tierra estén correctamente apretadas y reapretarlas si es necesario antes de energizar el sistema.

Nunca se debe deshacer la conexión a tierra.

5.3.3. La termografía infrarroja. Es una nueva generación de herramientas de mantenimiento que permite ver los patrones térmicos invisibles correspondientes a la radiación térmica emitida por un cuerpo, casi de la misma forma como una cámara de vídeo convierte la luz en una imagen de televisión.

La energía de calor radiante invisible o radiación infrarroja es similar a la luz visible. Ambas son formas de energía electromagnética y ocupan un lugar en el espectro. Alguna parte de esta energía, es sin embargo absorbida por la humedad y el CO₂ de la atmósfera, especialmente en el rango de 5 a 8 μm de longitud de onda. De tal modo que existen dos bandas estrechas, onda corta (2 a 5 μm) y onda larga (8 a 15 μm) que son ventanas a través de las cuales vemos la energía de calor radiante.

Las cámaras de imágenes infrarrojas son similares en que sus lentes, típicamente hechos de germanio o cuarzo, enfocan la radiación sobre un detector sensible a longitudes de onda infrarrojas. El detector responde produciendo una pequeña

señal eléctrica que cuando se amplifica, resulta una imagen electrónica correspondiente a la localización e intensidad de la radiación infrarroja total que éste ve. Los sistemas infrarrojos permiten manejar las imágenes termográficas obtenidas de una rutina de inspección, en un sistema de información, grabando directamente a un disco de datos dentro de un computador o en una cinta de vídeo convencional para un análisis posterior de tendencias.

La termografía infrarroja al igual que otras herramientas de diagnóstico permite dar un tiempo de control en el manejo del desarrollo de la falla.

El desarrollo de un programa de mantenimiento predictivo efectivo utilizando la termografía infrarroja para el monitoreo basado en la condición, permite mejorar la productividad de los equipos de una planta, aumentando su disponibilidad de dos maneras: evitando paradas fuera de programa y disminuyendo el tiempo necesario para efectuar las reparaciones.

El esquema de la figura 15 muestra un ciclo de monitoreo basado en la condición, aplicable a la mayoría de las situaciones industriales.

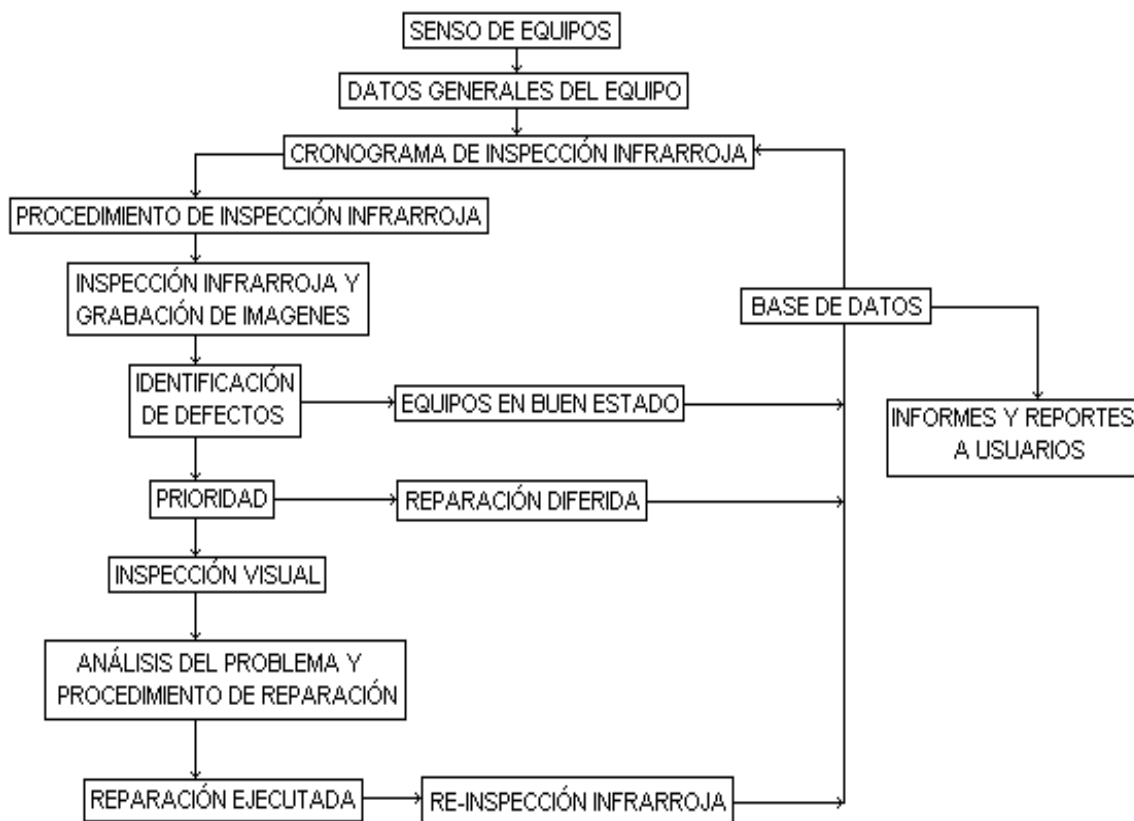


Figura 15. Ciclo de monitoreo.

A continuación se presenta una descripción de lo que es la imagen térmica: Es una toma termográfica capturada por la cámara, donde se muestra la composición de temperaturas del equipo inspeccionado. Adicionalmente se encuentran todos los elementos usados para realizar el análisis (puntos, líneas e isotermas), así como una flecha de indicación del punto exacto de la falla.

1. **Puntos:** En la imagen térmica son los nominados SP01, SP02, etc, y arrojan un valor puntual de la temperatura.
2. **Perfil:** El perfil de la temperatura es una representación gráfica de la distribución de temperaturas a lo largo de la línea (LI01) colocada en la imagen térmica.
3. **Isoterma:** La isoterma define un rango de temperaturas, el cual es resaltado con un color específico en la imagen.
4. **Paleta de colores:** La paleta de colores es una representación color – temperatura, entre los límites máximo y mínimo de temperatura de la escena. Ver figura 16.

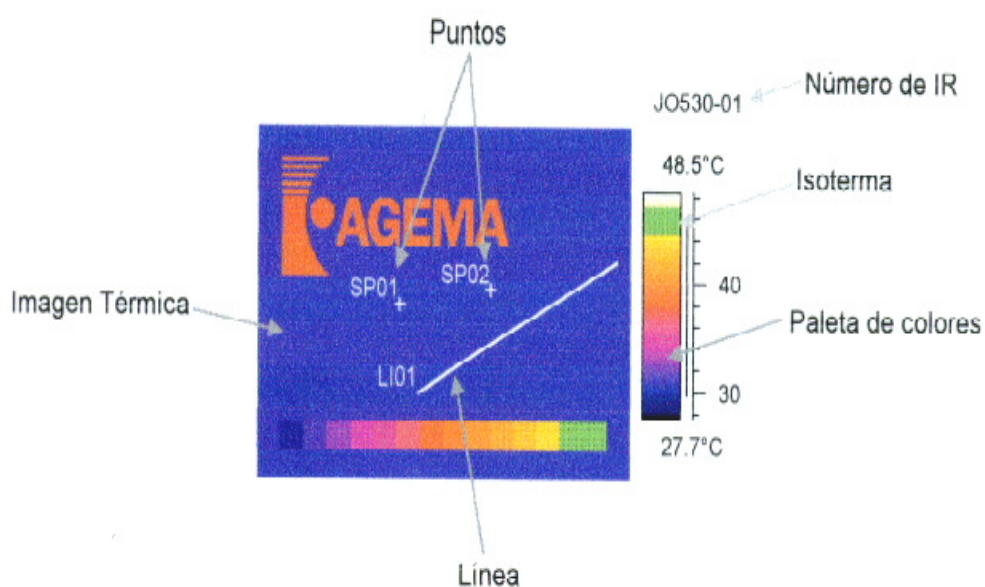


Figura 16. Paleta de colores.

A continuación se presenta un cuadro #5 y #6 de criticidades, que indica la criticidad de la falla teniendo en cuenta el nivel de voltaje en que se encuentra el equipo inspeccionado y el exceso de temperatura del mismo. Ver figura 17.

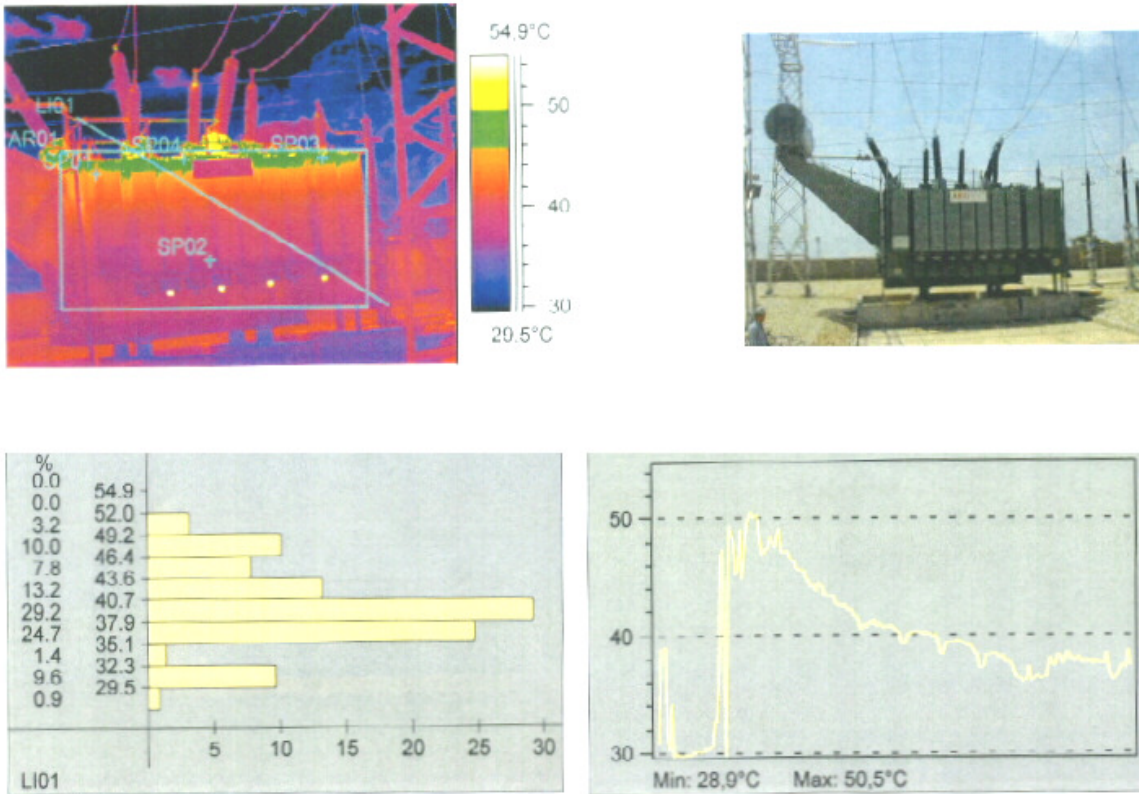
ALTO VOLTAJE:

Equipos de distribución y transmisión (Voltaje mayor de 480 V).

Cuadro 5. Criticidad en alto voltaje.

EXCESO DE TEMPERATURA (sobre la referencia o ambiente)	OBSERVACIONES
0 a 10 °C	INCIPIENTE. Los correctivos deben ser efectuados en el próximo programa de mantenimiento.
10 a 20 °C	PRONUNCIADA. El equipo debe colocarse en observación y los correctivos deben ser efectuados cuando el programa lo requiera.
20 a 40 °C	SEVERA. Los correctivos deben ser efectuados tan pronto como sea posible.
Mayor de 40 °C	CRITICA. Los correctivos deben ser efectuados inmediatamente.

EQUIPO	AUTOTRANSFORMADOR DE 150 MVA
LOCALIZACIÓN	CAMPO #3 – 110 KV
ÁREA INSPECCIONADA	CUERPO Y BUJES



PUNTOS	CALOR
SP01	44.6 °C
SP02	37.4 °C
SP03	48.4 °C
SP04	48.0 °C
LI01 : max	50.5 °C
AR01 : max	62.4 °C

Figura 17. Termografía infrarroja.

BAJO VOLTAJE

Equipos de distribución y control (Voltaje menor o igual a 480 V)

Cuadro 6. Criticidad en bajo voltaje.

EXCESO DE TEMPERATURA (sobre la referencia o ambiente)	OBSERVACIONES
0 a 10 °C	INCIPIENTE. Los correctivos deben ser efectuados en el próximo programa de mantenimiento.
10 a 20 °C	PRONUNCIADA. El equipo debe colocarse en observación y los correctivos deben ser efectuados cuando el programa lo requiera.
20 a 30 °C	SEVERA. Los correctivos deben ser efectuados tan pronto como sea posible.
Mayor de 30 °C	CRITICA. Los correctivos deben ser efectuados inmediatamente.

5.3.4. Análisis de aceites. Periódicamente se procederá a la evaluación de muestras de aceite con el fin de evaluar el estado del mismo. Como mínimo se determinará el valor de la rigidez dieléctrica. Un programa más completo y recomendado exige comprobar el valor del contenido de agua, ángulo de pérdidas y el índice de neutralización, llevando un registro de ensayos donde sea posible estudiar la evolución de los distintos parámetros en el tiempo. Una técnica muy recomendable para un correcto mantenimiento preventivo del transformador es el estudio de los distintos gases disueltos en el aceite. Esta técnica permite detectar,

la aparición de averías en sus fases iniciales, permitiendo instrumentar las medidas correctoras oportunas, con la debida antelación.

Es difícil fijar una norma exacta que indique la frecuencia con que deben ser efectuadas las tomas de aceite para su inspección. Dependerá de la clase de servicio, de la fiabilidad exigida al equipo y de los medios disponibles.

Se recomienda efectuar una evaluación a la puesta en marcha, otra a los tres meses y otra al año. Posteriormente debe comprobarse cada dos años.

Debe aumentarse la frecuencia de ensayo cuando alguna de las características ensayadas en el aceite, evolucione con mayor rapidez de lo previsto.

El estado general de un transformador puede ser evaluado mediante el conocimiento de las características físico - químicas del aceite que contiene. Por este motivo es recomendable la comprobación periódica de estas características, ya que de su estudio es posible deducir el grado de envejecimiento del transformador o detectar averías incipientes.

Las características mínimas exigibles a los aceites en servicio son las reflejadas en el siguiente cuadro:

Cuadro 7. Características de los aceites.

CARACTERÍSTICAS FÍSICO – QUÍMICAS	SERIE DE AISLAMIENTO			
	< 24 Kv	36 y 52 Kv	72.5 Kv	145 Kv
Rigidez dieléctrica (Kv)	30	35	40	45
Contenido de humedad (p.p.m.)	50	45	40	30
Factor de pérdidas (Tgδ)	0.2	0.2	0.1	0.1
Tensión interfásica (N/m * 10 ⁻³)	15	15	18	20
Sedimentos y lodos (%)	0.02	0.02	0.02	0.02
Índice de neutralización (mgKOH/g)	0.5	0.4	0.3	0.2
Aspecto y color	Sin contaminación visible			
Punto de inflamación	Disminución de 15 °C			

5.3.4.1. Significado de cada parámetro. Rigidez dieléctrica: Es la capacidad que posee un aislante para soportar tensión eléctrica a determinada rampa de incremento de la misma sin fallar. La prueba se realiza aplicando progresivamente tensión a dos electrodos de bronce, de geometría y separación según la norma que se esté aplicando, sumergidos en el aceite a probar y el conjunto aceite electrodos contenido en un vaso apropiado.

La rigidez dieléctrica es útil como un primer indicio de la presencia de contaminantes tales como agua, impurezas, fibras de celulosa o partículas conductoras y además es importante como concepto de seguridad de operación actual del equipo.

2. **Humedad:** Un incremento del contenido de humedad lleva siempre consigo una disminución de la tensión de ruptura.

El incremento del contenido puede ser debido a un mal estado del desecador de aire, grietas en porcelanas, almacenamiento defectuoso, etc. Otra posible causa del aumento del contenido de humedad es el envejecimiento de los aislamientos, ya que la degeneración de la celulosa desprende agua.

El agua en el aceite tiene el comportamiento que se presenta en la figura 18, de acuerdo a esta curva se puede calcular el porcentaje de saturación de agua en el aceite y por tanto establecer el margen de seguridad en relación con la formación de agua libre en caso de enfriamiento del aceite.

El agua puede estar presente en forma libre o por debajo de la curva de saturación:

- En forma libre: Baja sensiblemente la rigidez dieléctrica y transfiere humedad a la celulosa. Esta condición normalmente se da por falta de hermeticidad del transformador o por condensación sucesiva por debajo de la curva de saturación.
- En forma emulsionada: U oclusa (por debajo de la curva de saturación) puede o no afectar la rigidez dieléctrica, pero acelera la formación de compuestos polares que van a intervenir en la oxidación del aceite. Puede encontrarse en forma coloidal precisamente cuando se ésta cerca de la curva de saturación, y es cuando el aceite presenta una apariencia turbia y lechosa. También puede estar en forma completamente disuelta, y el aceite tiene una apariencia cristalina, y es cuando esta alejada de la curva de saturación.

CURVA DE SATURACIÓN DEL AGUA EN EL ACEITE

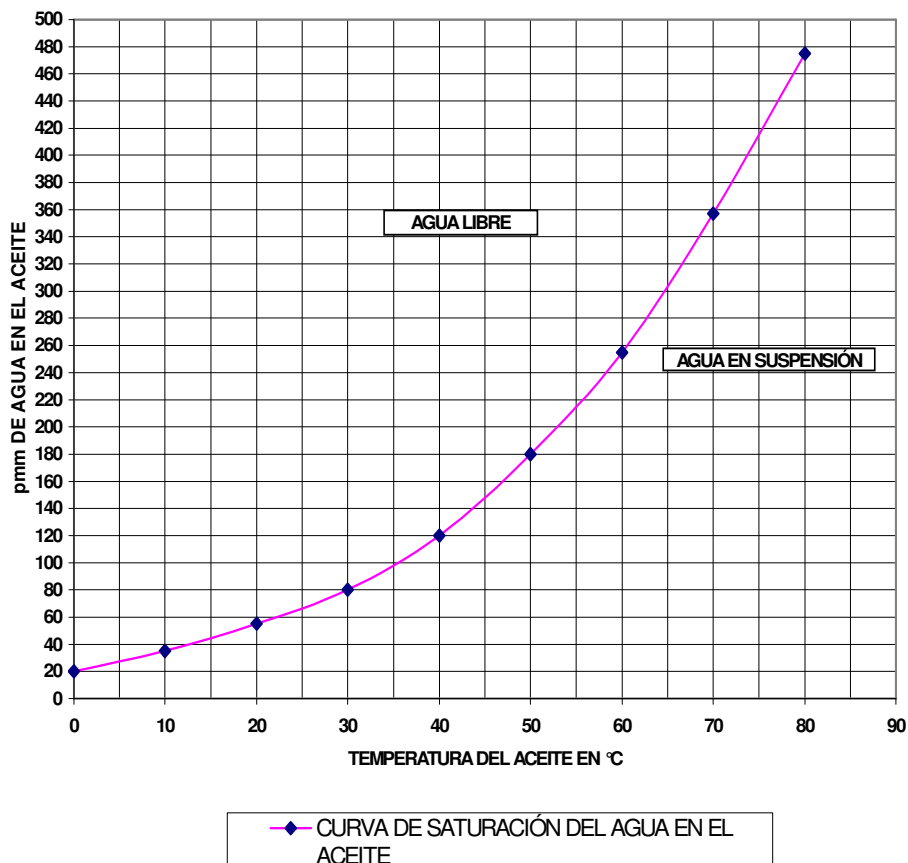


Figura 18. Curva de saturación.

3. **Factor de pérdidas dieléctricas:** Este parámetro aumenta con la presencia de impurezas y productos polares debido al envejecimiento del aceite, razón por la cual permite efectuar un seguimiento de la evolución del envejecimiento.

4. **Tensión interfásica:** Cuando en el aceite dieléctrico, que es una sustancia apolar se encuentran disueltos productos polares, el aceite aislante aumenta su afinidad con el agua que también es una sustancia polar, y la solubilidad de un

aceite en el agua va a aumentar cuando crece la presencia de dichas sustancias polares. Este fenómeno se puede medir cualitativamente mediante la prueba de tensión interfásica que no es otra cosa que medir la afinidad del aceite con el agua debido a la presencia de sustancias polares.

Este parámetro disminuye demasiado rápido en los primeros estados de envejecimiento, después su evolución es mucho más lenta hasta que llega a alcanzar valores muy bajos. Los valores bajos indican la presencia de lodos, por lo que será preciso analizar este aspecto.

Es una prueba muy sensible a la aparición de los primeros compuestos hidrofílicos o contaminantes polares solubles, productos del proceso de oxidación que se está desarrollando incipientemente en el aceite y con mayor razón a los compuestos ácidos pesados, que se generan en las etapas avanzadas de la degradación.

Es especialmente útil para detectar cualitativamente la presencia de productos intermedios de oxidación tales como: alcoholes y aldehídos.

5. Sedimentos y lodos precipitables: La cantidad de lodos precipitables se determina por la disolución del aceite en n-heptano a razón de 10 ml por gramo de aceite y posterior filtración.

Su presencia indica un estado avanzado de envejecimiento y es precursor de la aparición de sedimentos no solubles.

6. **Índice de neutralización:** El proceso de oxidación origina una serie de ácidos orgánicos que favorecen activamente el deterioro de papeles y cartones.

La determinación del índice de neutralización es el mejor indicativo del estado de oxidación y envejecimiento de un aceite, junto a la determinación del factor de pérdidas.

El número de neutralización se define como: Peso en miligramos de KOH (Base), que se requiere para neutralizar el ácido de un gramo de muestra de aceite.

El aceite en operación dentro de un transformador, sufre un proceso de degradación química que se va desarrollando por efecto del trabajo, la temperatura y las tensiones eléctricas a que es sometido.

Esta degradación química es bastante acelerada si hay presencia de agua y oxígeno en primera instancia y en segundo lugar de otros catalizadores como el cobre, hierro, la celulosa etc. El número de neutralización es una de las pruebas fundamentales para monitorear periódicamente esta degradación.

7. **Aspecto y color:** Un simple examen visual de un aceite puede proporcionar datos muy estimables sobre el estado del mismo.

El envejecimiento por oxidación da lugar a un aumento de color pasando de amarillo claro a rojo oscuro. También puede detectarse la presencia de partículas en suspensión, sedimentos y agua en estado libre.

Algunas coloraciones fuertes pueden ser debidas a disolución de algunos materiales tales como barnices o resinas mal polimerizadas.

El aceite contenido en la cámara de las mirillas de nivel, puede llegar a alcanzar una fuerte coloración debido a la acción de la luz solar. Por lo tanto no se debe tomar la coloración la mirilla como indicativo del color del aceite en el interior del transformador.

8. Punto de inflamación: Bajo la influencia de la temperatura o fatiga eléctrica, pueden producirse hidrocarburos ligeros como productos de la degradación del aceite.

La presencia de estos hidrocarburos puede detectarse por una disminución del punto de inflamación. Este ensayo resulta particularmente indicado en aceite de interruptores o reguladores en carga.

9. Factor de potencia: Es la potencia en vatios disipada por el aceite dividida por la potencia total en voltamperios aplicada, utilizando el aceite como dieléctrico en un condensador.

Esta es una prueba muy confiable que indica la contaminación del aceite. Se efectúa a 25 °C y 100 °C. A 25 °C no debe exceder los 0.05% para aceites nuevos y a 100 °C no debe exceder los 0.3%.

Un valor práctico para aceites en operación es de menos de 0.1% a 25 °C. Si a 100 °C la lectura es más de 7 a 10 veces el valor a 25 °C, indica inicialmente contaminantes solubles en el aceite diferente al agua.

5.3.5. Cromatografía de gases. Contenido de gases en el aceite: Por efecto de sollicitaciones térmicas excesivas o descargas eléctricas internas, los aceites dan lugar a la formación de diversos gases, principalmente hidrógeno e hidrocarburos ligeros, así como monóxido y dióxido de carbono cuando han sido afectados los aislamientos sólidos (papel, cartón, madera, etc.)

Los defectos térmicos dan lugar a mayor proporción de hidrocarburos saturados, mientras que en los de tipo eléctrico, predominan los insaturados.

Un incremento considerable de la cantidad de gas disuelto en el aceite, permite predecir la aparición de un defecto, con la debida antelación.

- **Diagnóstico predictivo por cromatografía de gases disueltos en el aceite:**

La técnica moderna de la “cromatografía de gases” se basa en el estudio de casos implicando correlación entre el tipo de falla incipiente o avanzada que se ha presentado en transformadores similares y los gases asociados a dicha falla en la mayoría de los casos, interrelacionando también algunos gases entre si, y con el apoyo de la estadística tipificar a manera de conclusión la tendencia específica de cada grupo de casos similares.

Los criterios se basan en la experiencia con transformadores que han fallado, transformadores con fallas incipientes, simulaciones de laboratorios y estudios estadísticos. La cromatografía de gases es aún una ciencia empírica, de ahí que algunos autores califiquen de “arte” el manejo adecuado de la información cromatográfica, pues se puede cometer el error de sacar de servicio una unidad que se presume tiene indicios de falla, y comprobar posteriormente que dicha situación no existía, o dejar en funcionamiento un transformador que va camino hacia la falla, por una interpretación inadecuada de los resultados de un análisis de gases disueltos.

La interpretación de los resultados de un análisis cromatográfico no es sencilla, pues requiere de la integración de numerosos criterios.

Sin embargo existen algunos criterios muy útiles y prácticos que pueden ser de mucha ayuda en un momento dado, acudiendo en casos de necesidad a los expertos en la materia para aclarar cualquier situación, o tomar la más acertada decisión en una determinada condición particular.

La utilización del análisis de gases disueltos se basa en el rompimiento de las moléculas de hidrocarburos tanto en el aceite como en la celulosa debido a la presencia de alguna falla de tipo térmico o eléctrico. Los gases producidos por este rompimiento pueden ser fácilmente colectados en una muestra de aceite tomada apropiadamente, y ser analizados por métodos muy sensitivos. De esta

forma dichas fallas como ionización, calentamiento, arco y pirólisis de la celulosa pueden ser detectadas con anticipación a otros síntomas.

Con base en lo anterior los principales objetivos del uso de esta técnica se centran en:

1. Monitorear los transformadores en servicio y obtener un aviso anticipado de una falla
2. Supervisar una unidad en operación que se presume tiene falla incipiente hasta lograr poder sacarla de servicio para su reparación o reemplazo.
3. Indicar la naturaleza y localización de la falla.
4. Asegurarse que un transformador recientemente adquirido no presente ningún tipo de falla durante el tiempo de garantía que da el fabricante.

5.3.5.1. Análisis de gases. Gases a analizar: Puesto que el aceite esta constituido de varias bases de hidrocarburos entre 16 y 22 átomos de carbono, y la celulosa es un hidrocarburo polimérico, ellos como constitutivos del sistema de aislamiento de un transformador son susceptibles a descomponerse desprendiendo gases ante la presencia de una falla de tipo térmico o eléctrico.

Por lo anterior, cuando el aislamiento (aceite-papel) es sometido a condiciones anormales tanto eléctricas como térmicas, por una parte el aceite se descompone liberando pequeñas cantidades de gases de bajo peso molecular, principalmente Hidrógeno, Metano, Etano, Etileno y Acetileno.

Adicionalmente el aislamiento sólido, papel (celulosa), también se afecta liberando Monóxido y Dióxido de Carbono. Los gases mencionados, son los denominados “gases de falla”, y son los que más comúnmente se analizan para predecir fallas dentro de un transformador.

Según los gases que se han encontrado en transformadores que han fallado y en algunos cuya falla fue corregida las investigaciones han determinado que se deben considerar en un análisis cromatográfico principalmente los siguientes gases:

HIDRÓGENO	:	H₂
OXIGENO + ARGÓN	:	O₂ + A
NITRÓGENO	:	N₂
MONÓXIDO DE CARBONO	:	CO
METANO	:	CH₄
DIÓXIDO DE CARBONO	:	CO₂
ETILENO	:	C₂H₄
ETANO	:	C₂H₆
ACETILENO	:	C₂H₂

La unidad de medida son las partes por millón (pmm), es decir un centímetro cúbico de gas disuelto en 10⁶ centímetros cúbicos (1 m³) de aceite.

A continuación se presenta un cuadro con los niveles de seguridad aceptable para gases disueltos (pmm), para transformadores de potencia.

Volumen de aceite de referencia = 10.000 gals.

Cuadro 8. Niveles de seguridad.

EDAD (AÑOS)					
	0 - 3	3 - 6	6 - 12	12 - 15	Más de 15
H₂	110	150	250	500	500
CH₄	40	100	100	100	150
C₂H₆	50	75	75	100	100
C₂H₄	50	125	150	150	150
C₂H₂	30	60	150	150	150
CO	1000	1000	1000	1000	1500
CO₂	5000	10000	10000	10000	12000

Reacondicionamiento y regeneración del aceite: Según sea el estado de un aceite deberá recomendarse el reacondicionamiento o bien regeneración del aceite.

5.3.5.2. Reacondicionamiento. Este tratamiento consiste en eliminar por medios físicos las partículas sólidas dispersas y disminuir el contenido de humedad. Este tratamiento es recomendable en aceites con baja rigidez dieléctrica y alto contenido de humedad. Puede realizarse por filtrado o centrifugado, no obstante el mejor método es por deshidratación bajo vacío precedido por un filtrado.

De esta manera se eliminan el agua, gases y productos volátiles pudiendo disminuir la acidez volátil debida a la presencia de CO₂ disuelto.

Mediante este procedimiento no se mejora sensiblemente ni el factor de pérdidas ni el índice de neutralización, puesto que no se eliminan sustancias polares.

Si el contenido de agua es muy elevado, el tratamiento del aceite deberá complementarse con un secado de la parte activa.

5.3.5.3. Regeneración. Cuando el índice de neutralización es superior a 0.3 es muy probable que se estén formando lodos, sobre todo si la tensión interfásica es baja. En este caso un tratamiento de reacondicionamiento no es eficaz, debiendo recomendarse un tratamiento de regeneración.

El procedimiento de regeneración más frecuente es el de la filtración con tierras adsorbentes, las cuales fijan los productos polares producidos durante la oxidación, mejorando el índice de neutralización, el ángulo de pérdidas y la tensión interfásica.

Antes de proceder a un tratamiento de este tipo, es preciso realizar un estudio tanto económico como de evaluación de la cantidad final obtenible, ya que en determinadas circunstancias podría ser preferible optar por la sustitución total del aceite, cuando el estado inicial del mismo presenta signos de muy avanzada oxidación.

5.3.6. Medición de resistencias. Son necesarias para el cálculo de las pérdidas en el cobre y de la temperatura de los devanados al finalizar las pruebas de temperatura.

Estas mediciones generalmente se efectúan por los métodos de la caída de potencial o del puente, los cuales requieren el uso de corriente continua. El método de la caída de potencial es simple y conveniente para mediciones efectuadas en los lugares de utilización de los transformadores.

Sin embargo, el método del puente, aunque requiere el uso de mayor equipo, resulta más exacto y adaptable para una mayor gama de resistencia. Al medirse la resistencia de un devanado, es muy importante que se efectúe simultáneamente una determinación exacta de la temperatura de dicho devanado.

- **Tan δ (Pérdida dieléctrica) de los transformadores:** Entre los instrumentos de medida disponibles, se emplea más comúnmente el puente de schering, ya que es de fácil manejo. Se debe elegir un día claro para efectuar la medida, limpiar las superficies de los bujes y realizar la desconexión de todos los cables (o líneas) externos al transformador.

Como el valor medido es muy dependiente de la temperatura en el momento de la medida, la misma deberá realizarse cuando cada parte del transformador consiga

una distribución uniforme de temperatura. La temperatura del aceite debe ser casi igual durante toda la medida.

Se recomienda, si es posible, realizar la medición bajo dos condiciones distintas de temperaturas de aceite.

Las medidas serán efectuadas, respectivamente, de la siguiente manera:

1. Entre cada bobina y tierra. Todas las otras bobinas, no probadas, deberán ser puestas a tierra.
2. Entre todas las bobinas y tierra. Los resultados obtenidos deberán ser comparados con la última medición y la medida efectuada en la fábrica. Una elevación apreciable de la "Tan δ " debe ser considerada como una advertencia de absorción significativa de humedad o de deterioración de los materiales aislantes.

La figura 19 podrá ser utilizada para evaluar el grado de deterioración.

Si el valor medido se encuentra dentro de la región "aislamiento satisfactorio", indicado en la figura 19, ninguna atención será requerida.

Pero si este valor se encuentra en la región "cuidado", el transformador deberá ser inspeccionado más frecuentemente.

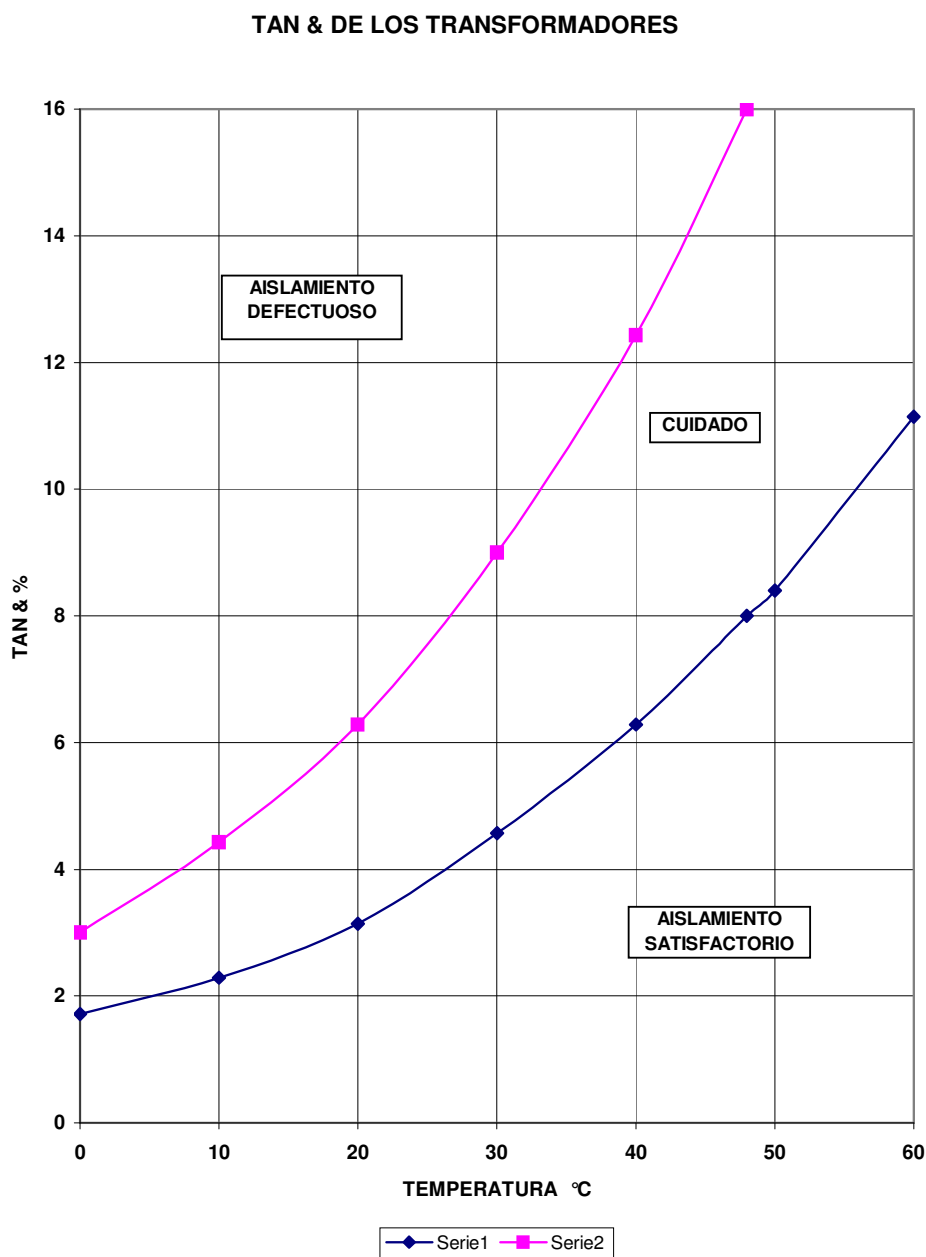


Figura 19. Tan δ (Pérdida dieléctrica) de los transformadores.

Si el valor se encuentra en la región “aislamiento defectuoso”, se debe filtrar el aceite y medir nuevamente la “Tan δ ”. Si la condición defectuosa no mejora, será necesario secar el transformador.

La medida del factor de potencia ($\text{Tan } \delta$) del aislamiento es muy interesante para determinar el estado de aislamiento del transformador.

A continuación se presenta en la tabla 1 los factores de corrección de temperatura a 20 °C para las medidas del factor de potencia.

Tabla 1. Factores de corrección a temperatura corregida.

Temperatura °C	Factor de corrección
10	0.8
15	0.9
20	1
25	1.12
30	1.25
35	1.40
40	1.55
45	1.75
50	1.95
55	2.18
60	2.42
65	2.70
70	3

El factor de potencia debe ser inferior al 2 % a 20 °C.

- **Pruebas de relación de transformación:** Se emplea por lo general dos métodos para efectuar la prueba de relación, dependiendo del tipo de transformador y de las facilidades existentes.

El método más conveniente, que se emplea mucho en la práctica consiste en aplicar una tensión conocida (normal o menor) al devanado de mayor tensión y medir la tensión del otro devanado por medio de voltímetros y transformadores de medida apropiados.

Las relaciones de las lecturas de los instrumentos indicarán las relaciones de espiras en los distintos devanados. Se deberán efectuar lecturas para cada taps del transformador.

Más exacto es el método que se sigue en las pruebas de fábrica, consistente en comparar la tensión del transformador con un transformador patrón calibrado, cuya relación es ajustable en pequeñas escalas. Con este método, el transformador en prueba y el patrón se conectan en paralelo y se aplica tensión a sus devanados de alta tensión, mientras los devanados de baja tensión se hallan conectados a un detector sensible, cuya indicación se lleva a cero ajustando la relación del transformador patrón. En este punto las relaciones de ambos transformadores son iguales.

A veces se adopta un tercer procedimiento, que consiste en emplear un potenciómetro de resistencia derivado entre los terminales de los devanados del transformador, los cuales van conectados previamente en los arrollamientos en serie, como si se tratase de un autotransformador. Entre el punto común de los dos devanados y el punto variable del potenciómetro se conecta un detector

adecuado. Cuando éste detector indica cero, la relación de las resistencias representara la relación de transformación.

5.3.7. Resistencia de aislamiento. La resistencia del aislamiento medida a un transformador frío es mayor que cuando se mide el mismo transformador caliente y también es mayor cuando el transformador está fuera del aceite, que cuando está sumergido dentro de este. Por lo tanto para determinar la condición del aislamiento todos los valores de medida deben ser reducidos a condiciones fijas.

La condición de referencia es una temperatura de 20 °C y con el transformador lleno de aceite en buenas condiciones, para estas condiciones de aislamiento mínimo satisfactorio es el que se indica en la tabla 2.

Tabla 2. Mínima resistencia de aislamiento en aceite a 20 °C.

VOLTAJE (L – L) CLASE KV.	MEGOHMIOS	VOLTAJE (L – L) CLASE KV.	MEGOHMIOS
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15	410	196	5300
25	670	230	6200
34.5	930	287	7750
46	1240	345	9300
69	1860		

El valor de la medida de la rigidez dieléctrica de aislamiento de cada uno de los devanados de un transformador debe ser superior a los 400 M Ω a 20 °C.

La medida de resistencia del aislamiento de un transformador debe ser corregida a 20 °C, multiplicando el valor de la medida por el factor de corrección correspondiente a la temperatura del transformador. Si la resistencia del aislamiento es medida con el transformador fuera del aceite, los valores serían divididos por 20 y luego corregidos por la temperatura; es deseable tener el transformador a una temperatura entre 0 °C y 40 °C para evitar hacer grandes correcciones.

A continuación en la tabla 3 se presentan factores de corrección a temperatura corregida.

Tabla 3. Factores de corrección.

°C	°F	Factor de corrección	°C	°F	Factor de corrección
0	32	0.25	40	104	3.95
5	41	0.36	45	113	5.60
10	50	0.50	50	122	7.85
15	59	0.75	55	131	11.20
20	68	1.00	60	140	15.85
25	77	1.40	65	149	22.40
30	86	1.98	70	158	31.75
35	95	2.80	75	167	44.7

El método más satisfactorio para medir la resistencia del aislamiento es por medio de "megger". Este instrumento es muy conveniente usarlo porque indica la resistencia en megohmios directamente. La tensión de prueba debe ser aplicada por lo menos un minuto.

Para medir la resistencia entre el conductor y la envolvente, la tensión de prueba debe estar entre los 500 y 5000 V. La tensión de prueba debe ser aplicada en cada uno de los tres (3) conductores, envolvente y equipos adyacentes deben ser aterrizados.

Para medir la resistencia entre la envolvente y tierra, la tensión de prueba debe estar entre los 10 y 500 V. La tensión debe ser aplicada entre la envolvente y los equipos adyacentes debidamente aterrizados.

Esto es aplicable solamente para el caso de estructura no aterrizadas a través de la envolvente, o sea, con aterramiento independiente.

Para estar seguros de los resultados uniformes, las medidas de resistencias del aislamiento siguiendo el procedimiento del megger deben tomarse en cuenta con este instrumento un procedimiento regular. La práctica recomienda para la medida de resistencia del aislamiento, llevar siempre el tanque o el núcleo a tierra cortocircuitando cada bobinado del transformador en los terminales de los aisladores.

La medida de resistencia se hace entonces entre cada bobinado y entre cada uno de los bobinados y tierra. Los bobinados nunca deben dejarse flotando o sueltos cuando se toman medidas de resistencias del aislamiento.

Los bobinados sólidamente a tierra deben tener la tierra móvil para medir la resistencia de aislamiento de un bobinado a otro bobinado colocado a tierra, si la tierra no puede ser movable como en el caso de algunos bobinados que van sólidamente a tierra por medio del neutro, la resistencia del aislamiento del bobinado no puede ser medida y entonces es tratada como una parte del circuito de tierra.

Por ejemplo en el caso de un transformador tridevanado, el alto voltaje, el voltaje terciario y el bajo voltaje, estos tres bobinados están cortocircuitados por la conexión común de sus terminales.

La resistencia de aislamiento del bobinado de alto voltaje, es medida conectando los terminales de alto voltaje a la línea de resistencia terminal del megger. Los bobinados de bajo voltaje y voltaje terciario son conectados a tierra y al terminal de tierra del megger.

El equipo será considerado satisfactorio si los valores de resistencia medidos son iguales o superiores a los definidos en la tabla 4 y tabla 5.

Las resistencias medidas dependen largamente de las condiciones atmosféricas. Los valores medidos pueden ser bastante mayores que los valores especificados.

Las discrepancias entre las resistencias medidas en cada una de las 3 lecturas en las mismas condiciones y al mismo tiempo no deben ser diferentes más de un 25 %.

Tabla 4. Resistencia mínima entre conductor y envolvente.

Tensión aplicada (V)	500	1000	2000	2500	5000
Resistencia mínima (MΩ)	300	250	200	150	5 – 20 *

*** Sin disyuntor.**

Tabla 5. Resistencia entre la envolvente y la tierra

Tensión aplicada (V)	10	100	500
Resistencia mínima (KΩ)	500	50	20 **

No debe olvidarse de reconectar la envolvente a tierra después de la realización del control de aislamiento envolvente – tierra.

5.3.8. Índice de absorción. Esta prueba se basa en la comparación de las características de absorción de un buen aislamiento contra las características de absorción de humedad u otro contaminante de un material aislante.

Durante la prueba, un voltaje de prueba es aplicado durante un periodo largo de tiempo, usualmente 10 minutos. El operador toma lecturas con el megger cada 10 segundos durante el primer minuto, y luego cada minuto hasta los 10 minutos.

Al momento de tomar las lecturas de resistencia, la razón entre la lectura tomada a los 60 segundos y la lectura tomada a los 30 segundos, indica el índice dieléctrico de absorción.

$$\frac{\text{Resistencia de aislamiento a } 60''}{\text{Resistencia de aislamiento a } 30''} = \text{Índice de absorción dieléctrica}$$

Esta prueba es útil para aumentar la precisión de pruebas puntuales. En general se debe obtener un índice de absorción de 1.25 a 2, o más es mucho mejor.

Un índice de absorción por debajo de 1.1 es peligroso, entre 1.1 y 1.25 es cuestionable, entre 1.25 y 1.4 es razonable, entre 1.4 y 2 es bueno, y por encima de 2 es excelente. Un índice de absorción por debajo de los indicados indica que el equipo necesita mantenimiento.

Se debe recordar que una prueba de aislamiento DC puede ser usada para una prueba de aceptación, pero es más comúnmente usada para chequear la deterioración gradual del equipo durante su tiempo de vida útil. Se debe consultar el fabricante del equipo para pruebas específicas o para el voltaje de prueba si no se sabe.

La resistencia de aislamiento decrece con la humedad, temperatura y la edad, y debe ser registrado a través del tiempo a una temperatura dada y corregida.

Índice de polarización: Un buen aislamiento debe mostrar un incremento continuo en la resistencia durante los 10 o 15 minutos típicos de prueba.

5.3.9. índice de polarización. Se obtiene de la división entre el valor leído al décimo minuto y el valor leído al primer minuto.

$$\frac{\text{Resistencia de aislamiento a } 10'}{\text{Resistencia de aislamiento a } 1'} = \text{Índice de polarización}$$

El índice de polarización indica la calidad o estado en que se encuentra el aislamiento. Un bajo índice de polarización usualmente indica exceso de humedad y contaminación. En grandes motores o generadores valores tan altos como 10 son esperados.

Algunos valores mínimos del índice de polarización para máquinas AC o DC según la clase de aislamiento son:

Cuadro 9. Índice de polarización.

Clase de aislamiento	A	B	C
Índice de polarización	1.5	2.0	2.0

6. MOTORES ELÉCTRICOS DE MEDIA TENSIÓN.

El mantenimiento de los motores eléctricos, adecuadamente aplicado, se resume a una inspección periódica en cuanto a los niveles de aislamiento, elevación de temperatura, desgastes excesivos, correcta lubricación de los rodamientos y eventuales exámenes en el ventilador, para verificar el correcto flujo de aire.

La frecuencia con que se deben realizar las inspecciones, depende del tipo de motor y de las condiciones del local de aplicación del motor. Dentro de una variedad de pruebas que se le pueden realizar a un motor eléctrico, desde su fabricación, puesta en servicio y tiempo de vida útil se deben resaltar las siguientes:

6.1. PRUEBAS ELÉCTRICAS GENERALES.

- a. **Amperaje:** Por fase tanto en vacío como con carga y corriente de arranque.
- b. **Temperatura:** En vacío y con carga.
- c. **Resistencia ohmica del bobinado.**
- d. **Resistencia de aislamiento.**
- e. **Índice de polarización.**
- f. **Índice de absorción.**

- g. Rodamientos.**
- h. Vibraciones.**
- i. Velocidad.**
- j. Ventilación.**

6.2. MANTENIMIENTO DE MOTORES ELÉCTRICOS DE MEDIA TENSIÓN.

6.2.1. La corriente eléctrica. Intensidad de la corriente eléctrica (I): Es la cantidad de electrones que pasan por un conductor en un periodo de tiempo dado. La unidad de tiempo es el segundo, la unidad de medida de la intensidad es el Amperio.

El amperio equivale al paso de 6.28×10^{18} electrones por segundo (6.28 trillones de electrones). Esta cifra equivale a un coulumbio. El coulumbio es la unidad de carga eléctrica más elemental.

Por consiguiente, un amperio será un Coulumbio por segundo, 3 amperios son 3 coulumbios por segundo. En lugar de decir, pasaron 70 coulumbios en 70 segundos, se dice que la intensidad es de 7 amperios. Otras unidades son el miliamperio y el microamperio.

Las corrientes características de un motor son: La corriente nominal, la corriente de arranque y la corriente a rotor bloqueado.

- **La corriente nominal**, es decir la corriente del estator, es la corriente absorbida por el motor cuando desempeña su potencia nominal a la velocidad nominal y cuando se aplican al motor el voltaje y la frecuencia nominal.

La corriente nominal, que es también definida como corriente de plena carga, puede ser calculada por medio de las siguientes fórmulas:

$$I_n = \frac{P_a \times 1000}{V} = \frac{P_n \times 1000 \times 100}{V \times N} \quad \text{Para motores de corriente continua.}$$

$$I_n = \frac{P_a \times 1000}{V \times \cos \varphi} = \frac{P_n \times 1000 \times 100}{V \times N \times \cos \varphi} \quad \text{Para motores monofásicos de corriente}$$

alterna.

$$I_n = \frac{P_a \times 1000}{1.73 \times V \times \cos \varphi} = \frac{P_n \times 1000 \times 100}{1.73 \times V \times N \times \cos \varphi} \quad \text{Para motores trifásicos de corriente}$$

alterna.

Donde I_n = Corriente nominal en amperios; P_a = Potencia activa en KW; V = Voltaje nominal en voltios; N = Rendimiento en %; $\cos \varphi$ = Factor de potencia y P_n = Potencia nominal.

Cuando la potencia nominal este expresada en HP se debe sustituir 1000 por 746 en las fórmulas anteriores.

- **La corriente de arranque**, es la corriente absorbida por el motor durante el período de arranque, también es definida como la corriente de rotor libre.

En todos los motores eléctricos, las corrientes de arranque pueden tener valores que varían ampliamente, dependiendo, en primer lugar de la potencia nominal del motor y de la resistencia efectiva del rotor en el instante de arranque.

Con el fin de evaluar aproximadamente la corriente de arranque del motor, en la actualidad todos los motores tienen en su placa de características una letra código (esta letra no debe confundirse con la que indica la clase de diseño). La letra código establece la cantidad de corriente que el motor puede absorber de la red en el momento del arranque.

Estos límites se expresan en términos de la potencia aparente que consume el motor en el instante del arranque, comparada con la potencia de salida dada en caballos de fuerza.

En la tabla 6 se presentan los valores de kilovoltamperios por caballo para cada una de las letras código.

Para determinar la corriente de arranque de un motor, se leen de la placa de características los datos de voltaje nominal, caballos de fuerza y letra código. La potencia aparente consumida por el motor en el instante de arranque está dada por la siguiente ecuación:

$S_{arr} = (\text{Caballos de fuerza}) \times (\text{Letra código})$

y la corriente de arranque se puede encontrar mediante la ecuación:

$$I_{arr} = \frac{S_{arr}}{\sqrt{3} V_T}$$

Tabla 6. Letras código.

Letra código nominal.	KVA con rotor frenado / hp.
A	0 – 3.15
B	3.15 – 3.55
C	3.55 – 4.00
D	4.00 – 4.50
E	4.50 – 5.00
F	5.00 – 5.60
G	5.60 – 6.30
H	6.30 – 7.10
J	7.10 – 8.00
K	8.00 – 9.00
L	9.00 – 10.00
M	10.00 – 11.20
N	11.20 – 12.50
P	12.50 – 14.00
R	14.00 – 16.00
S	16.00 – 18.00
T	18.00 – 20.00
U	20.00 – 22.40
V	22.40 en adelante.

6.2.2. Temperatura del motor. Temperatura del motor: La vida de un motor esta en función del aislamiento de su devanado, si no se considera el desgaste de los cojinetes, de las escobillas, de los anillos colectores o del conmutador, debido a las condiciones de servicio y al cual se puede obviar, con un costo relativamente bajo, reemplazando estas partes.

Por lo tanto es de suma importancia considerar cuidadosamente las condiciones de funcionamiento que influyen sobre el calentamiento y, por ende, sobre la duración del aislamiento del motor.

El calentamiento es una consecuencia de las pérdidas que se verifican a cada transformación de la energía, que, en el caso del motor, es la transformación de energía eléctrica en energía mecánica (pérdidas en el cobre, en el hierro, cojinetes, anillos, conmutador, etc. que generan calor en estas partes), es decir:

$P_t = P_a - P_p$, donde P_t = pérdidas totales en KW; P_a = Potencia activa requerida de la red en KW; P_p = Potencia producida al eje en KW.

En la práctica común no se indican las pérdidas de un motor, más bien su rendimiento que se calcula con las siguientes fórmulas:

$$\eta = \frac{P_p \times 100}{P_a} = \frac{(P_a - P_t) \times 100}{P_a} = \frac{P_p \times 100}{P_p + P_t}$$

Muchos motores eléctricos bajo condiciones normales de operación consiguen calentarse completamente. Sin embargo hay algunas partes del motor que se pueden sentir demasiado calientes al contacto, lo que quiere decir que la unidad puede estar trabajando dentro de los límites establecidos en los datos de placa y la ventilación esta restringida.

El aumento de temperatura no debe pasar los límites de operación segura de la máquina, se han establecido y normalizado las temperaturas nominales para el devanado de un motor de acuerdo con el tipo de aislamiento. A continuación se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro 10. Clases de aislamiento.

Clase de aislamiento	A	B	F	H
Punto caliente máximo °C	105	130	155	180
Tolerancia para punto caliente °C	15	20	25	30
Temperatura límite observable °C	90	110	130	150
Temperatura ambiente estándar °C	40	40	40	40
Elevación límite sobre la ambiente °C	50	70	90	110
Clasificación usual, elevación en °C	40	60	75	90

- **Puntos calientes:** Los sistemas de un aislamiento tienen un punto caliente o de máxima temperatura, que no se debe exceder para tener máxima duración de los devanados. Esta temperatura máxima se determina con la clase de aislamiento (Cuadro 10).

- **Tolerancia para puntos calientes:** Dado que un punto caliente puede estar en el centro de los devanados y no se puede medir (excepto con termopares enclavados en el aislamiento), se ha calculado y establecido una tolerancia para puntos calientes a cada temperatura. Esta tolerancia es la diferencia teórica entre la temperatura en el punto más caliente y la temperatura medida con termómetros en el exterior del devanado o la temperatura calculada mediante la prueba por resistencia.

Cuando se resta la tolerancia para punto caliente de la máxima de ese punto, se obtiene la temperatura límite observable, la cual es la que se midió con los termómetros o con el método por resistencia.

- **Temperatura ambiente:** Los devanados del motor estarán a la misma temperatura que la del aire circundante, y NEMA ha normalizado la temperatura ambiente normal y máxima en 40°C. Todas las capacidades nominales de los motores se basan en la temperatura ambiente salvo que se especifique lo contrario para capacidades especiales.

- **Elevación limitada:** si se resta la temperatura ambiente estándar de 40°C de la temperatura límite observable, se tendrá la elevación límite en relación con el ambiente. Esta diferencia de temperatura es la elevación por la cual el fabricante puede clasificar un motor estándar. Si el fabricante utiliza toda esa temperatura a plena carga, no habrá margen para sobrecargas continuas o temporales, y el

motor tendrá un factor de servicio de 1 (solo con el 100% de la carga). Por tanto, muchos fabricantes utilizan un valor nominal menor que el citado, para que el motor pueda soportar cierta sobrecarga durante periodos cortos.

- **Variación en la temperatura ambiente:** Todos los motores son diseñados y construidos sobre estándares. Sin embargo, existe una variable difícil de controlar y es la temperatura ambiente. Esta temperatura varía demasiado en invierno, en verano, entre las regiones septentrionales y meridionales, pero la clasificación normal para motores se basa en la ambiente estándar de 40°C. Si este ambiente se eleva hasta 80°C, se debe reducir la capacidad nominal del motor, pues de lo contrario el punto máximo caliente será mayor del que puede resistir el aislamiento y ocurrirá la falla prematura del aislamiento. Si la temperatura ambiente es inferior a 40°C, entonces y en teoría, los aislamientos pueden soportar más carga. En la práctica, se deben tener en cuenta otras piezas como son: el eje, los cojinetes, las escobillas y otros dispositivos colectores de corriente, que puedan limitar la capacidad para sobrecarga del motor, aunque disminuya la temperatura ambiente.

Para compensar las temperaturas mayores a la ambiente estándar se deben utilizar aislamientos de diferentes clases.

6.2.3. Medida de resistencias y aislamiento. Resistencia de los devanados: Las pérdidas de energía eléctrica son ante todo pérdidas convencionales de $I^2 R$. La determinación de una pérdida eléctrica individual significa que se debe conocer la

resistencia particular con la exactitud requerida a la temperatura de operación normal. Si también se conoce la corriente a través del mismo elemento, el cálculo de las pérdidas de energía eléctrica es sencillo.

Es relativamente fácil encontrar todas las resistencias de devanados estacionarios por el método de voltímetro – amperímetro. Por lo general, una simple lectura de óhmetro no tiene la precisión debido a la baja resistencia en cuestión. Una resistencia de campo en derivación es la única que por lo general es lo bastante elevada para usar un óhmetro.

Una máquina típica de laboratorio escolar debe tener una resistencia de campo en derivación del orden de 80Ω . Por lo común, los campos en serie, campos de conmutación y devanados de compensación tienen todos ellos menos de 1Ω .

Si se quiere una exactitud a tres cifras significativas, estas resistencias se deben encontrar por medio de un puente de Kelvin o por la técnica del voltímetro – amperímetro.

Por lo general, en la ejecución de una prueba de eficiencia de la máquina habrá trabajado el tiempo suficiente para que los devanados estén casi a la temperatura de operación normal. En este caso, se pueden probar los diversos devanados conectándolos en forma individual a la alimentación de energía y midiendo su caída de voltaje a diversas corrientes dentro de su alcance.

La resistencia dc del arrollamiento es el valor ohmico entre dos puntos. Esta resistencia de una longitud de cobre debe ser constante a lo largo de toda la vida de la máquina y por lo tanto cualquier variación en cualquier forma de los valores tomados en la fabrica deben ser motivo de interés.

Cualquier reducción en la resistencia indica un acortamiento efectivo en la longitud del cobre, un incremento en la resistencia indica un aumento efectivo en la longitud del cobre.

Para la prueba de medición de resistencia se necesita un aparato de medición que tenga una exactitud mínima de dos decimales. Este ensayo es muy simple dependiendo del equipo, la única dificultad luego de estar aisladas físicamente los terminales del devanado de prueba, es fijar las puntas de los conductores.

Los resultados solo pueden ser comparados previamente se hallan tomado los datos en el mismo devanado. Una sola lectura tomada no puede ser usada para detectar cualquier defecto en el devanado, la prueba debe ser muy exacta y las lecturas deben concordar dentro de un margen del 0,5%.

- **Factores que afectan los resultados.** Si la resistencia esta baja entonces la longitud efectiva del cobre se ha acortado, lo cual normalmente indica que existen espiras en corto.
- Lecturas de resistencia elevada son normalmente asociadas con mala conexión, mal soldada o mal aseguradas.

- Una o más espiras abiertas cambiara por completo toda la resistencia, también una conexión equivocada dará lecturas incorrectas.
- **Acción correctiva.** Para corregir el devanado (bobinado) dañado, es necesario conocer la naturaleza exacta de la falla y su localización.

Por lo tanto se requerirá una prueba más profunda, dividiendo el devanado en secciones más pequeñas.

El corto entre espiras es difícil de reparar sin dañar la sección del material aislante y debe ser atendido solo por personal experto en la materia. Estos daños se presentan con frecuencia en áreas donde el acceso es severamente limitado.

Una mala conexión o circuitos abiertos son fáciles de reparar, ya que suelen presentarse en áreas propias de la construcción de fabrica de la máquina. Más sin embargo también se podrá ver afectada la sección del material aislante.

Una lectura inicial de la resistencia podrá ser usada para determinar si la reparación ha sido satisfactoria, por que la lectura debe retornar a su valor inicial.

- **Resistencia de aislamiento:** El aislamiento es el material entre dos puntos que están a diferente potencial, el cual presenta una alta resistividad que previene el flujo de corriente entre estos puntos. La falla del aislamiento es uno de los

problemas más comunes asociados a la salida de servicio de muchos equipos eléctricos.

Un megohmetro (megger) es un probador de resistencia de aislamiento, el cual es esencialmente un ohmímetro con una alta resistencia ($M\Omega$ o más) y provisto de un alto potencial DC (sobre los 5000V). Este alto potencial causa un bajo incremento de la corriente de flujo a través y sobre el aislamiento bajo prueba.

Muchos factores pueden causar falla en el aislamiento: Daños mecánicos, la humedad, el calor, la presencia de residuos extraños, la corrosión, etc.

A medida que el tiempo pasa, la combinación de estos factores permite un flujo excesivo de corriente a través del aislamiento en puntos donde normalmente debería ser bloqueada por la resistencia de aislamiento.

Usualmente esta resistencia va disminuyendo gradualmente a medida que el aislamiento se va degradando, dejando el equipo altamente riesgoso. Otras veces caerá repentinamente, como si fuese sumergido súbitamente en líquido.

Realizar periódicamente pruebas de la resistencia de aislamiento y llevar un registro cuidadoso, son de gran ayuda para conseguir una gráfica exacta de la condición del aislamiento. La prueba de resistencia de aislamiento no solo tienen

como propósito indicar si el equipo esta mal, sino que también indica si el aislamiento del equipo esta decayendo.

La resistencia de muchos tipos de aislamientos puede variar ampliamente con la temperatura. Los datos de resistencia obtenidos deben ser corregidos a la temperatura estándar para la clase del equipo bajo prueba.

Al realizar la prueba de resistencia de aislamiento con un megger, se recomiendan los siguientes voltajes DC de prueba a temperatura ambiente de acuerdo con el nivel de tensión del motor.

Cuadro 11. Voltajes de prueba.

Nivel de tensión del motor en Volt.	Voltaje de prueba DC en Volt.
600 o menos.	500
601 a 1000.	500 a 1000
1001 en adelante.	500 a 2500
	2500 a 5000 es lo optimo.

Al aplicar cualquiera de estos voltajes constantes de prueba se presentará una corriente de fuga a través de dos partes, sobre la superficie del conductor (constante) y dentro del volumen del aislamiento.

Dentro del volumen del aislamiento, se presentan tres tipos de corriente.

- Una corriente capacitiva (I_c) alta, pero de corta duración.
- Una corriente de absorción dieléctrica (I_a), decae a cero con el tiempo.

- Una corriente de conducción de falla (I_f), constante.

Tal como se muestra en la figura 20.

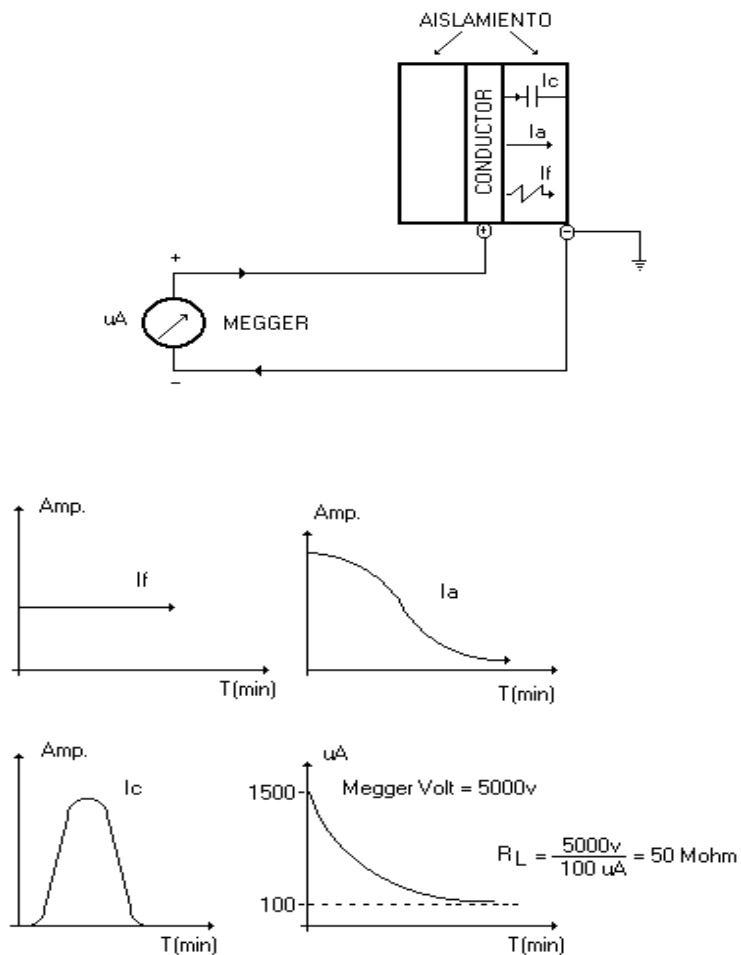


Figura 20. Corrientes de fuga.

La resistencia de aislamiento es la razón entre el voltaje DC de prueba aplicado y la corriente de fuga medida en cualquier momento dado. Este valor de resistencia se obtiene directamente con el megger.

Los valores obtenidos de resistencia deben ser corregidos a una temperatura estándar de 40 °C. Esto puede ser realizado mediante la siguiente ecuación:

$$R_{40^{\circ}C} = K_t \times R_t$$

Donde $R_{40^{\circ}C}$ es la resistencia de aislamiento en MΩ corregida a 40°C, R_t es la resistencia de aislamiento en MΩ medida con el megger y K_t es el coeficiente de corrección por temperatura que se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Coeficiente de corrección por temperatura.

Coef. (Kt)	°C	Coef. (Kt)	°C
0.06	55	3	0
0.09	60	4	5
0.12	65	6	10
0.18	70	8	15
0.24	75	12	20
0.35	80	16	25
0.48	85	23	30
0.7	90	32	35
0.96	95	43	40
1.5	100	64	45
1.97	105	90	50

El valor de resistencia de aislamiento medido no debe estar por debajo del valor indicado en la siguiente ecuación:

$$R_m = K_v + 1$$

Donde R_m es la resistencia mínima de aislamiento en $M\Omega$ a $40\text{ }^\circ\text{C}$ y K_v es el nivel de tensión de trabajo del motor en kilovoltios.

El método más satisfactorio para medir la resistencia del aislamiento es por medio de "megger". Este instrumento es muy conveniente usarlo porque indica la resistencia en megohmios directamente. La tensión de prueba debe ser aplicada por lo menos un minuto.

Para medir la resistencia entre el conductor y la envolvente, la tensión de prueba debe estar entre los 500 y 5000 V. La tensión de prueba debe ser aplicada en cada uno de los tres (3) conductores, envolvente y equipos adyacentes deben ser aterrizados.

Para medir la resistencia entre la envolvente y tierra, la tensión de prueba debe estar entre los 10 y 500 V. La tensión debe ser aplicada entre la envolvente y los equipos adyacentes debidamente aterrizados.

Esto es aplicable solamente para el caso de estructura no aterrizadas a través de la envolvente, o sea, con aterramiento independiente.

Para estar seguros de los resultados uniformes, las medidas de resistencias del aislamiento siguiendo el procedimiento del megger deben tomarse en cuenta con este instrumento un procedimiento regular. La práctica recomienda para la medida

de resistencia del aislamiento, llevar siempre el tanque, la carcasa o el núcleo a tierra cortocircuitando cada bobinado del motor en los terminales de los cables conductores.

La medida de resistencia se hace entonces entre cada bobinado y entre cada uno de los bobinados y tierra. Los bobinados nunca deben dejarse flotando o sueltos cuando se toman medidas de resistencias del aislamiento.

Los bobinados sólidamente a tierra deben tener la tierra móvil para medir la resistencia de aislamiento de un bobinado a otro bobinado colocado a tierra, si la tierra no puede ser movable como en el caso de algunos bobinados que van sólidamente a tierra por medio del neutro, la resistencia del aislamiento del bobinado no puede ser medida y entonces es tratada como una parte del circuito de tierra.

Por ejemplo en el caso de un motor trifásico, la fase A, la fase B y la fase C, estos tres bobinados están cortocircuitados por la conexión común de sus terminales.

La resistencia de aislamiento del bobinado de, la fase A, es medida conectando los terminales de la fase A, a la línea de resistencia terminal del megger.

Los bobinados de la fase B y la fase C, son conectados a tierra y al terminal de tierra del megger.

Las resistencias medidas dependen largamente de las condiciones atmosféricas. Los valores medidos pueden ser bastante mayores que los valores especificados.

Las discrepancias entre las resistencias medidas en cada una de las 3 lecturas en las mismas condiciones y al mismo tiempo no deben ser diferentes más de un 25 %.

6.2.4. Índice de absorción. Esta prueba se basa en la comparación de las características de absorción de un buen aislamiento contra las características de absorción de humedad u otro contaminante de un material aislante.

Durante la prueba, un voltaje de prueba es aplicado durante un periodo largo de tiempo, usualmente 10 minutos. El operador toma lecturas con el megger cada 10 segundos durante el primer minuto, y luego cada minuto hasta los 10 minutos.

Al momento de tomar las lecturas de resistencia, la razón entre la lectura tomada a los 60 segundos y la lectura tomada a los 30 segundos, indica el índice dieléctrico de absorción.

$$\frac{\text{Resistencia de aislamiento a } 60''}{\text{Resistencia de aislamiento a } 30''} = \text{Índice de absorción dieléctrica}$$

Esta prueba es útil para aumentar la precisión de pruebas puntuales. En general se debe obtener un índice de absorción de 1.25 a 2, o más es mucho mejor.

Un índice de absorción por debajo de 1.1 es peligroso, entre 1.1 y 1.25 es cuestionable, entre 1.25 y 1.4 es razonable, entre 1.4 y 2 es bueno, y por encima de 2 es excelente. Un índice de absorción por debajo de los indicados indica que el equipo necesita mantenimiento.

Se debe recordar que una prueba de aislamiento DC puede ser usada para una prueba de aceptación, pero es más comúnmente usada para chequear la deterioración gradual del equipo durante su tiempo de vida útil. Se debe consultar el fabricante del equipo para pruebas específicas o para el voltaje de prueba si no se sabe.

La resistencia de aislamiento decrece con la humedad, temperatura y la edad, y debe ser registrado a través del tiempo a una temperatura dada y corregida.

Índice de polarización: Un buen aislamiento debe mostrar un incremento continuo en la resistencia durante los 10 o 15 minutos típicos de prueba.

6.2.5. Índice de polarización. El índice de polarización se obtiene de la división entre el valor leído al décimo minuto y el valor leído al primer minuto.

$$\frac{\text{Resistencia de aislamiento a } 10'}{\text{Resistencia de aislamiento a } 1'} = \text{Índice de polarización}$$

El índice de polarización indica la calidad o estado en que se encuentra el aislamiento. Un bajo índice de polarización usualmente indica exceso de humedad y contaminación. En grandes motores o generadores valore tan altos como 10 son esperados.

Algunos valores mínimos del índice de polarización para máquinas AC o DC según la clase de aislamiento son:

Cuadro 12. Valores mínimos de índice de polarización.

Clase de aislamiento	A	B	C
Índice de polarización	1.5	2.0	2.0

A continuación se presentan valores mínimos del índice de absorción y del índice de polarización que indican en que condiciones se encuentra el sistema de aislamiento, como se muestra en la tabla #8.

Tabla 8. Índice de polarización y de absorción.

	10 minutos : 1 minuto.	60 seg. : 30 seg.
Peligroso	Menor de 1.0	Menor de 1.1
Pobre	1.0 a 1.4	1.1
Cuestionable	1.5 a 1.9	1.1 a 1.24
Aceptable	2.0 a 2.9	1.25 a 1.3
Bueno	3.0 a 4.0	1.4 a 1.6
Excelente	Sobre 4.0	Sobre 1.6

6.2.6. Rodamientos. Los rodamientos son unos elementos de máquina relativamente robustos y de larga duración, especialmente si están montados correctamente y se cuidan bien. El manejo correcto en el montaje y desmontaje no implica nada extraordinario: exigen limpieza, precisión y atención, pero esto es totalmente normal tratándose de máquinas.

El mantenimiento de los rodamientos significa, en pocas palabras, protegerlos de suciedad y humedad y vigilar que estén bien lubricados.

La eficiencia de la protección depende de la configuración de la disposición, del estado de las obturaciones y del lubricante. La bondad de la lubricación depende del lubricante empleado y de la forma en que se emplea.

Al proyectar máquinas se parte de los factores unas veces conocidos y otros supuestos, relativos a las condiciones ambientales y de funcionamiento. Las instrucciones de mantenimiento deben por fuerza basarse en unas condiciones de funcionamiento similares promedias. El usuario conoce sin embargo todas las circunstancias en la práctica y las condiciones locales de funcionamiento y entretenimiento en sus más mínimos detalles. Combinando sus propios conocimientos con las reglas y consejos prácticos para el almacenamiento de repuestos, atención durante la marcha, revisión durante las paradas, desmontaje y montaje, que se facilitan en este manual, el mantenimiento no deberá originar problema alguno en lo que respecta a los rodamientos.

Para evitar paradas prolongadas por causa de eventuales averías en los rodamientos se debe cerciorar de que sea fácil disponer de rodamientos de recambio. Por ello es conveniente averiguar desde un principio que rodamientos integran la maquinaria y si se requiere alguna herramienta especial para desmontaje o montaje. Se recomienda almacenar los rodamientos en un lugar donde la humedad del aire no sobrepase el 60%, la temperatura se mantenga más o menos uniforme, este libre de polvo y sustancias corrosivas.

Se debe tener vigilancia de los rodamientos durante su funcionamiento.

Los rodamientos montados en máquinas en las que una parada acarrea serias consecuencias deben revisarse regularmente. En aplicaciones de rodamientos menos criticas, cuyas condiciones de funcionamiento no sean espacialmente severas, pueden en la mayoría de los casos dejarse sin más atención que la lubricación. En este manual se tratará la vigilancia rutinaria de los rodamientos que esta subdividida en cuatro procedimientos:

1. **Escuchar:** Se debe apoyar si es posible por un extremo un palo, un destornillador u otro objeto similar sobre el alojamiento del rodamiento lo más próximo posible a éste. Aplicar el oído al otro extremo y escuchar. Si todo está en orden, deberá oírse únicamente un suave zumbido. Un rodamiento dañado emite un ruido elevado, a menudo irregular y estruendoso.

2. **Tocar:** Se debe comprobar la temperatura de la disposición mediante un termómetro, una tiza termosensible o, en muchos casos, poniendo la mano sobre

el alojamiento. Si la temperatura parece anormalmente alta o varía súbitamente, es signo de alguna anomalía en el funcionamiento del rodamiento. El motivo puede ser falta de lubricante, exceso de lubricante, impurezas, sobrecarga, rodamiento dañado, insuficiente juego interno, acuñamiento, gran rozamiento en las obturaciones o calentamiento procedente del exterior.

Se debe tener en cuenta que en la relubricación se produce a menudo una elevación totalmente normal de la temperatura que puede perdurar de uno a dos días.

3. **Observar:** Se debe vigilar que no se escape el lubricante a través de obturaciones defectuosas o tapones mal apretados. En general las impurezas confieren al lubricante un color oscuro anormal. Se deben revisar también los dispositivos de obturación próximos a los rodamientos; deben mantenerse en tal estado que por ejemplo los líquidos calientes o corrosivos no puedan penetrar hasta los rodamientos. Compruebe el funcionamiento de la lubricación automática en caso de haberla.

4. **Lubricar:** Se deben relubricar los rodamientos según las instrucciones de lubricación del fabricante de la máquina. Un rodamiento bien lubricado no se desgasta, puesto que el lubricante impide contacto metálico directo entre los diversos elementos del rodamiento. El fabricante de la máquina indica por regla general que lubricante e intervalo de relubricación debe adoptarse, y en tal caso

basta por tanto conseguir las instrucciones, en caso de faltar tales instrucciones, las siguientes recomendaciones son de gran utilidad.

Todos los rodamientos pueden en principio lubricarse o bien con grasa o bien con aceite. Los rodamientos axiales de rodillos a rótula exigen no obstante normalmente lubricación por aceite; grasa puede usarse solamente a muy bajas velocidades. En cuanto a los rodamientos con placas de protección o de obturación, se llenan de grasa en el momento de fabricación y no necesitan lubricarse nunca.

Determinante para la elección del lubricante es en primer lugar el campo de temperaturas y la velocidad a la que trabaja el rodamiento. En condiciones normales de funcionamiento se puede generalmente emplear grasa, la cual se mantiene más fácilmente en el rodamiento en comparación con el aceite; la grasa contribuye también por si misma a proteger el rodamiento contra la humedad e impurezas.

La lubricación con aceite se emplea comúnmente cuando las temperaturas de funcionamiento o las velocidades son elevadas, cuando interesa disipar calor de la aplicación y cuando los elementos contiguos de la máquina están lubricados por aceite. En las tablas de rodamientos se especifican los límites de velocidad que rigen para lubricación por grasa y aceite respectivamente.

Se debe guardar el lubricante en recipientes limpios, cerrados y el lugar de almacenamiento debe ser seco.

Aunque los rodamientos son componentes mecánicos robustos, con una larga duración de servicio, es prudente sin embargo, revisarlos de vez en cuando. Esto se debe efectuar preferentemente durante una parada programada de la máquina o cuando la máquina debe desmontarse por algún motivo, ya sea para su revisión o reparación. Si por algún motivo hay que desmontarlos, es una buena regla señalar primeramente cómo va montado el rodamiento, o sea que es lo que iba “arriba” y “adelante”, etc. Naturalmente hay que observar luego que el rodamiento quede montado de la misma forma.

No desmonte nunca un rodamiento no averiado, si no es absolutamente necesario.

6.2.7. Análisis de vibraciones. La vibración puede definirse como el movimiento de una masa desde su punto de reposo a lo largo de todas las posiciones y de regreso al punto de reposo, en donde está lista para repetir el ciclo. El tiempo que requiere para esto es su periodo, y el número de repeticiones de este ciclo en un tiempo dado es su frecuencia.

La severidad de la vibración se determina por la amplitud, o el máximo movimiento de su velocidad pico y de su aceleración pico. El ángulo de fase a menudo se mide cuando se compara el movimiento de una pieza que está vibrando con respecto a una referencia fija. Las máquinas vibrarán a lo largo de un amplio espectro de frecuencias. El análisis de vibración en el monitoreo de condiciones se realiza comparando las características de las vibraciones de la operación actual

con respecto a una línea de referencia, la cual se midió cuando se sabía que la máquina estaba operando normalmente. La selección de los parámetros específicos a medir depende principalmente de la frecuencia de la vibración.

Las técnicas para el análisis de vibraciones pueden utilizarse para vigilar el rendimiento del equipo mecánico que gira, realiza movimiento recíprocante o tiene otras acciones dinámicas. Entre los ejemplos se incluyen las cajas de engranes, los rodamientos, motores, bombas, ventiladores, generadores, transportadores, máquinas recíprocantes y máquinas indexadoras.

Las vibraciones perjudican ciertas operaciones como el buen funcionamiento de un generador, de una bomba de suministro y evacuación de cualquier fluido, el esmerilado y el aserrado, y no se pueden permitir. Sin embargo, se hará mención a las vibraciones del motor o de la máquina impulsada que se refleja en el funcionamiento del motor.

Las vibraciones excesivas del motor son dañinas en varios aspectos, pues tienden a producir falla estructural del aislamiento debilitándolo, aflojando los cinchos, amarres y cuñas, permitiendo la vibración de los devanados.

Las vibraciones producen chisporroteo en los dispositivos colectores de corriente o escobillas, generando quemaduras en el conmutador o en los anillos colectores y su efecto es acumulativo, agravando el problema. Las vibraciones debilitan el

cobre y el alambre puede romperse en cualquier momento. Las vibraciones también producen desgastes prematuros en los rodamientos.

Las vibraciones se pueden producir por desbalanceo eléctrico o mecánico en el motor, desalineación mecánica entre el motor y la carga o por la propia carga, así como por cimientos deficientes que pueden vibrar o aumentar el grado de desbalanceo.

La vibración en los motores conectados con su carga se puede determinar con instrumentos mecánicos, electrónico o del tipo de lengüeta, que suelen estar calibrados en milésimas de pulgada de desplazamiento.

A continuación se presentan algunos límites de vibración de acuerdo a las RPM (tabla 9) y criterios de consideración del estado del equipo (tabla 10).

Tabla 9. Límites de vibración.

VELOCIDAD RPM.	MÁXIMA AMPL.. PICO A PICO
3000 – 4000	0.001 Pulg.
1500 – 2999	0.0015 Pulg.
1000 - 1499	0.002 Pulg.

Tabla 10. Criterios del equipo según la lectura.

CRITERIO.	LECTURA FILTRADA (in/seg).
Bueno.	0.049 – 0.0785
Regular.	0.0785 – 0.157
Malo.	0.157 – 0.628

6.2.8. Velocidad del motor. Velocidad nominal: La clasificación que se indica en la placa de identificación característica del motor en cuanto a las rpm, o posteriormente en radianes por segundo, es sólo un punto de diseño de estado estable. Un motor podría operar a cualquier velocidad desde “alto total” hasta su velocidad nominal, o puede tener que hacerlo a su velocidad nominal excepto durante incursiones periódicas a cerca del doble de esa velocidad. La carga puede disminuir de repente y a pesar de ello requerir velocidad constante o casi constante, lo que obligaría a descartar un motor en serie, por ejemplo.

Además, el punto de operación del motor y el hecho de si se requieren velocidades superiores o inferiores a él habrán de determinar la velocidad básica y el tipo fundamental del motor.

Las velocidades nominales de los motores de tamaños normalizados se expresan por lo general en niveles como las siguientes rpm: 4160, 3500, 2500, 1750, 1150, 850, 650, 500, 480, 400 y 300.

Los motores se han clasificado por sus características de velocidad y de carga. Algunas clasificaciones se ajustan a motores dc o ac, pero sólo las aplicables a motores dc tienen nombre:

1. **Velocidad constante:** Es un motor cuya velocidad varía en una pequeña cantidad desde que el motor trabaja sin carga hasta plena carga, aproximadamente un 20% aunque no se adoptado oficialmente.
2. **Velocidad variable:** Es un motor cuya velocidad varía en más del 20% desde vacío hasta plena carga.
3. **Velocidad ajustable:** Se puede modificar su velocidad básica entre límites amplios, pero se mantiene esa velocidad dentro de aproximadamente 20% desde vacía hasta plena carga.
4. **Velocidad variable ajustable:** Cambian de velocidad en forma amplia conforme se modifica su carga, pero se puede controlar su velocidad a cualquier carga en particular.
5. **Motores reversibles:** Es una clasificación que pueden satisfacer todos los tipos, se vuelve más complicado con los tipos de ac.

Las velocidades especificadas en la placa característica, son las velocidades máximas de operación segura de la máquina. Por lo tanto se debe tener especial cuidado en no exceder estas velocidades bajo ninguna condición.

También se debe tener especial cuidado en el sentido de giro del motor, sobre todo en aquellos motores que poseen un abanico de ventilación unidireccional cuyo sentido de giro esta indicado por una flecha en la placa característica.

6.2.9. Ventilación del motor. Ventilación o Refrigeración: La temperatura de régimen de una máquina depende del valor de la carga y además de la refrigeración. Cuando la máquina disponga de una buena refrigeración que permita extraer gran parte del calor disipado se la podrá someter a una carga mayor. La refrigeración se clasifica según su tipo y según su forma de actuar.

- Una máquina posee **ventilación natural** cuando se refrigera simplemente por radiación y por circulación de aire (convección), pero sin utilizar ventilador. Figura 21.

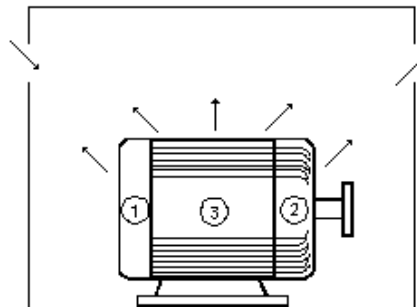


Figura 21. Ventilación natural.

- **La refrigeración propia** consiste en que el aire de refrigeración se mueve impulsado por un ventilador acoplado directamente al rotor o impulsado por éste. Figura 22.

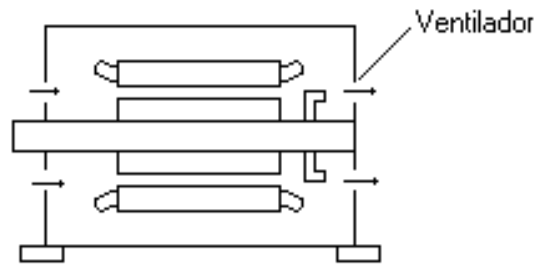


Figura 22. Ventilación propia.

- **La refrigeración forzada:** consiste en refrigerar la máquina con un ventilador que no está impulsado por el eje o emplear en lugar de aire otro medio refrigerante, por ejemplo, agua o gas. Figura 23.

La refrigeración forzada puede actuar de diversos modos. En la refrigeración interior se cede el calor a un medio refrigerante que recorre la máquina y se renueva continuamente. En la refrigeración de superficie se radia el calor desde la superficie cerrada de la máquina. De este modo se obtienen mejores tipos de protección. Existen además la refrigeración en circuito cerrado, la refrigeración por líquido y la refrigeración directa, en la que se emplean otros medios refrigerantes, por ejemplo, gases o agua en lugar de aire.

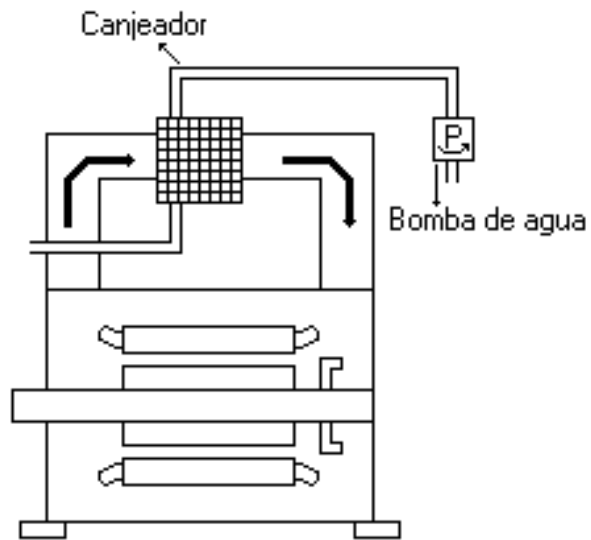


Figura 23. Ventilación forzada.

7. CONCLUSIÓN

Un sistema eficaz de operación y control del mantenimiento preventivo y predictivo es la columna vertebral de una sólida administración del mantenimiento.

El control del mantenimiento significa coordinar la demanda del mantenimiento y los recursos disponibles para alcanzar un nivel deseado de eficacia y eficiencia.

Un sistema eficaz de operación y control debe incorporar todas las siguientes características:

- Demanda de mantenimiento (es decir, qué trabajo tiene que hacerse y cuándo).
- Recursos de mantenimiento (es decir, quién hará el trabajo y que materiales y herramientas se necesitan).
- Procedimientos y medios para coordinar, programar, despachar y ejecutar el trabajo.
- Normas de rendimiento y calidad (es decir, cuanto tiempo se requerirá para hacer un trabajo y las especificaciones aceptables).

- Retroalimentación, monitoreo y control (es decir, el sistema debe generar información y reportes para el control del costo de calidad y la condición de la planta; también es esencial un mecanismo de recopilación de datos y un seguimiento regular para la retroalimentación y el control).

Los sistemas de control de mantenimiento desempeñan una función clave en un programa eficaz de mantenimiento. Los conceptos de control automático de procesos, que incluyen objetivos del proceso, muestreo, análisis de las muestras y aplicación de medidas correctivas, se definen y utilizan para establecer un sistema eficaz de control del mantenimiento.

En las industrias, un manual de procedimientos de inspección y mantenimiento preventivo basado en lineamientos de calidad ISO 9000 ayuda a la normalización de su sistema de mantenimiento, permitiéndole conseguir la certificación de calidad en los procesos de producción, en el producto final y lo más importante en la actualidad la reducción del impacto ambiental, llevando al mínimo o en lo posible a cero "0" la contaminación ambiental, protegiendo así el ecosistema.

8. BIBLIOGRAFÍA.

ABB TRANSFORMADORES. Mantenimiento de aceite en servicio. 450 Pág.

ABB TRANSFORMADORES. Transformadores > 2500 KVA. Instrucciones: Puesta en servicio y mantenimiento de transformadores con aislamiento líquido. 500 Pág.

AEG – ETI. Mantenimiento de transformadores. 330 Pág.

BOTERO, Camilo. FEDEMETAL, Manual de mantenimiento. Servicio Nacional De Aprendizaje (SENA). 1991. 150 Pág.

CEMENES. Transformadores Westinghouse. 300 Pág.

DABRAS LTDA. Manual de mantenimiento y operación para motores C.A. de inducción TEFC. 60 Pág.

ISO 9000 para pequeñas empresas, ¿que hacer?. Consejos de ISO/TC 176. 1997. 110 Pág.

LOPEZ, Rigoberto. Seminario sobre mantenimiento de máquinas eléctricas rotativas. 1999. 90 Pág.

NORMA NEMA. Selección, Instalación y Uso de motores eléctricos. 70 Pág.

NTC – ISO 9000. Sistema de gestión de calidad, Fundamentos y vocabulario. Santafé de Bogotá. ICONTEC. 120 Pág.

NTC – ISO 9001. Sistema de gestión de la calidad, Requisitos. Santafé de Bogotá. ICONTEC. 120 Pág.

NTC 1954. Electrotecnia – Transformadores Reconstruidos y Reparados. 1996. 23 Pág.

NTC 4116. SEGURIDAD INDUSTRIAL. Metodología para el análisis de tareas. 30 Pág.

NTC 818. Transformadores monofásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito. 1995. 20 Pág.

- NTC 819. Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito. 1995. 20 Pág.
- ROSALER, Robert C. Manual del ingeniero de planta. Segunda edición. Mc Graw Hill. 1998. 650 Pág.
- RPM III D-C RELIANCE ELECTRIC MOTORS. Installation, Operation and Maintenance. 40 Pág.
- SIEMENS. INDUCTION MOTOR / GENERATORS. Instructions, Installation, Operation and Maintenance. 50 Pág.
- SMEATON, Robert W. Motores eléctricos Selección, Mantenimiento y Reparación. Segunda edición. Mc Graw Hill. 1991. 400 Pág.
- TOSHIBA TRANSFORMADORES. Mantenimiento de transformadores de potencia. 300 Pág.
- U.S. ELECTRICAL MOTORS. Installations and Maintenance. 75 Pág.
- WEG. Manual de instalación y mantenimiento de motores eléctricos. 1999. 80 Pág.
- YEPEZ, Cesar. Instalación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia. 150 Pág.