



Impulsando soluciones confiables



Manual de instalación, operación y mantenimiento Transformadores Tipo Subestación



ANTES DE INSTALAR U OPERAR ESTE TRANSFORMADOR, LEER CUIDADOSAMENTE ESTE MANUAL

PRIMERA EDICIÓN 2010

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS

Se prohíbe su reproducción total o parcial sin autorización por escrito del titular de la obra.

DERECHOS RESERVADOS © PROLEC-GE INTERNACIONAL, S. DE R.L. DE C.V. 2009
Blvd. Carlos Salinas de Gortari km 9.25, C.P. 66600, Apodaca Nuevo León, México.

FIRST EDITION 2010

ALL RIGHTS RESERVED

Prohibited its total or partial reproduction without written permission or consent of its author.

*ALL RIGHTS RESERVED © PROLEC- GE INTERNACIONAL, S. OF R.L. OF C.V. 2009
Blvd. Carlos Salinas de Gortari km 9.25, Zip code 66600, Apodaca Nuevo Leon, Mexico.*

Manual de instalación, operación y mantenimiento Transformadores Tipo Subestación

Tabla de Contenido

Sección 1		
Introducción.....		7
Sección 2		
Seguridad.....		8
2.1	Introducción.....	8
2.2	Básicos.....	8
2.2.1	Seguridad Personal.....	8
2.2.2	Mantenerse Alerta.....	8
2.2.3	Primeros Auxilios.....	8
2.2.4	Protección Personal.....	8
2.2.5	Protección para Peligros Mecánicos.....	8
2.2.6	Protección para Peligros Eléctricos.....	8
2.3	Notaciones y Alertas de Seguridad.....	8
2.3.1	Peligro.....	8
2.3.2	Atención.....	8
2.3.3	Precaución.....	8
2.4	Seguridad contra Fuego del Transformador.....	8
2.5	Precauciones de Puesta a Tierra.....	9
2.6	Manejo de Aceite del Transformador.....	8
2.7	Peligros Eléctricos.....	9
2.8	Peligros Mecánicos.....	9
2.9	Procedimientos y Reglas Generales de Seguridad.....	9
2.9.1	Precauciones para subir al Transformador.....	9
2.9.2	Indicación del nivel de Líquido.....	9
2.9.3	Equipo de Enfriamiento.....	9
Sección 3		
Recepción, Manejo, Almacenamiento y Ubicación de Transformadores tipo Subestación.....		10
3.1	Introducción.....	10
3.2	Recepción.....	10
3.2.1	Registrador de Impacto.....	10
3.3	Manejo.....	11
3.4	Almacenamiento.....	11
3.5	Ubicación.....	11
Sección 4		
Conexiones.....		13
4.1	Accesorios de Tubería.....	13
4.2	Prueba de Fuga.....	13
4.3	Venteo.....	13
4.4	Empaques.....	14
4.5	Uniones Intemperie.....	14
Sección 5		
Accesorios.....		15
5.1	Indicador de Nivel de Líquido.....	15
5.2	Indicador de Temperatura de Líquido.....	15
5.3	Indicador de Temperatura de Devanados.....	16
5.4	Manovacúmetro.....	16
5.5	Manovacúmetro de Indicación Dual con Contactos.....	16
5.6	Relevador Mecánico de Sobrepresión.....	17
5.6.1	Operación.....	17
5.6.2	Alarmas Eléctricas.....	17
5.7	Relevador de Presión Súbita.....	18

Manual de instalación, operación y mantenimiento Transformadores Tipo Subestación

Tabla de Contenido

5.7.1	Operación.....	18
5.7.2	Interruptor.....	18
5.8	Relevador de Sello.....	18
5.8.1	Operación.....	18
5.8.2	Procedimiento posterior a operación.....	18
5.8.3	Procedure After Relay Operates	19
5.9	Cambiador de Derivaciones para Operación Sin.Carga	19
5.9.1	Pruebas.....	19
5.10	Boquillas	19
5.11	Apartarrayos	20
5.11.1	General.....	20
5.11.2	Instalación.....	20
5.11.3	Operación.....	20
5.11.4	Mantenimiento.....	20
5.12	Ventiladores.....	21
5.12.1	Instalación	21
5.12.2	Mantenimiento.....	21
Sección 6		
	Líquido Aislante	22
6.1	Manejo de Líquidos Aislantes.....	22
6.2	Llenado de Transformadores.....	22
6.3	Muestreo de Líquidos Aislantes.....	22
6.3.1	Muestreo de Transformadores.....	22
6.3.2	Muestreo de Barriles	23
6.4	Filtrado y Secado de Líquidos Aislante.....	23
6.5	Líquido Aislante Silicón	24
6.5.1	Precauciones de Seguridad.....	24
6.5.2	Manejo	24
6.5.3	Filtrado	24
6.6	Líquido Aislante R-Temp.....	24
6.6.1	Manejo y Almacenamiento.....	25
6.6.2	Mantenimiento del Fluido.....	25
6.7	Líquido Aislante Envirotemp FR3.....	25
6.7.1	Manejo y Almacenamiento.....	25
6.7.2	Mantenimiento del Fluido.....	25
6.8	Líquido Aislante Beta Fluid.....	26
6.8.1	Safety Precautions	26
6.8.2	Storage.....	26
Sección 7		
	Inspección Previa a Energización.....	27
7.1	Pruebas Eléctricas Recomendadas Previas a la Energización.....	27
7.1.1	Propiedades Dieléctricas del Aceite.....	27
7.1.1.1	Rigidez Dieléctrica	27
7.1.1.2	Prueba de Aislamiento.....	27
7.1.1.3	Otras Pruebas.....	28
7.1.2	Resistencia del Aislamiento.....	28
7.1.3	Factor de Potencia del Aislamiento.....	28
7.1.4	Relación de Transformación (T.T.R.).....	28
7.1.5	Pruebas a Circuitos de Control.....	29
7.1.6	Pruebas de Alarma.....	29
7.2	Inspección Final.....	29
7.2.1	Indicador de Nivel de Líquido.....	29
7.2.2	Válvulas.....	29

Manual de instalación, operación y mantenimiento Transformadores Tipo Subestación

Tabla de Contenido

7.2.3	Tierras Temporales	29
7.2.4	Conexiones a Tierra Finales.....	29
7.2.5	Apartarrayos	29
7.2.6	Cambiadores de Derivaciones de Operación sin Carga.....	29
7.2.7	Verificación de Transformadores de Corriente.....	29
7.2.8	Gabinetes de Control.....	29
7.2.9	Materiales y Herramientas.....	29
Sección 8		30
Operación y Mantenimiento del Transformador.....		30
8.1	Operación.....	30
8.1.1	Altitud	30
8.1.2	Temperature Ambiente.....	30
8.1.3	Condiciones de Variación de Voltaje.....	30
8.1.4	Variación del Voltaje Auxiliar	30
8.1.5	Condiciones de Sobrecarga.....	30
8.2	Mantenimiento.....	30
8.2.1	Inspección General.....	31
8.2.2	Pruebas del Aceite.....	31
8.2.3	Pruebas Eléctricas de Rutina.....	31
8.2.4	Pruebas a Dispositivos de Protección del Transformador.....	31
8.2.5	Inspección Externa.....	31
8.2.6	Inspección Interna.....	31
8.2.6.1	Remoción y Soldado de Tapas	32
Sección 9		
Asistencia		34
Apéndice		35

ANTES DE INSTALAR U OPERAR ESTE TRANSFORMADOR, LEER CUIDADOSAMENTE ESTE MANUAL

ATENCIÓN

El equipo cubierto por estas instrucciones deberá ser instalado, operado y puesto en servicio únicamente por técnicos competentes familiarizados con buenas prácticas de seguridad. Estas instrucciones están escritas para dicho personal y no están intencionadas como sustituto para entrenamiento adecuado in procedimientos de seguridad para este tipo de equipo.

Este manual no intenta cubrir todas las posibles contingencias durante la instalación, operación o mantenimiento, ni todos los detalles o variaciones de este equipo. Para mayor información, contactar el Departamento de Servicio de Producto de PROLEC GE.



PROLEC GE Departamento de Servicio de Producto
Boulevard Carlos Salinas de Gortari Km. 9.25
Apodaca, N. L., 66600, México
Teléfono: 1-800-GEPROLE (1-800-437-7653)

www.prolecge.com

SECCIÓN 1

INTRODUCCIÓN

Los Transformadores PROLEC GE son profesionalmente diseñados y manufacturados de acuerdo a los estándares industriales de calidad para proveer servicio eficiente, confiable y de larga duración. Para poder asegurar una operación satisfactoria y servicio libre de problemas de su transformador, deberá permitir únicamente que personal calificado y con experiencia realice cualquier actividad relacionada con el transformador como se describe en este manual.

Para una larga vida del transformador, éste deberá ser operado de tal manera que no se excedan los límites nominales de temperatura. El nivel de aceite deberá mantenerse dentro de los límites normales y ventilación apropiada deberá ser provista.

Siga las prácticas de mantenimiento e instrucciones de servicio indicados.

SECCIÓN 2

SEGURIDAD

2.1 Introducción

La instalación, operación y mantenimiento de Transformadores tipo Subestación deberá estrictamente seguir los procedimientos de seguridad. Un completo entendimiento e implementación de esta Sección de Seguridad minimizará posibles situaciones y condiciones peligrosas. Adicionalmente, normatividades regulatorias es de seguridad deberán ser también aplicadas.

2.1 Básicos

2.2.1 Seguridad Personal

La Seguridad Personal es primero. Detenga cualquier actividad si existen condiciones de trabajo no seguras. Todos los miembros del equipo deben seguir las prácticas de seguridad para evitar acciones inseguras.

2.2.2 Mantenerse Alerta

Ciertas condiciones pueden llevar a emergencias. Un plan de evaluación de riesgo deberá estar disponible previo al inicio de cualquier trabajo.

2.2.3 Primeros Auxilios

All personnel involved in the transformer activities should be aware of First Aid practices. Contact information for professional emergencies services should be available.

2.2.4 Protección Personal

Ropa y Equipo de Protección Personal deberá ser utilizado acorde al trabajo a realizar. Utilizar camisas de algodón de manga larga, zapatos de seguridad, botas de plástico, guantes de piel, lentes de seguridad y cascos. Evite el uso de ropa holgada, joyería (anillos, relojes y cadenas), tenis, shorts, camisas de manga corta y audífonos.

2.2.5 Protección para Peligros Mecánicos

Evite trabajar bajo bloques o equipo alzado y nunca intente reparar equipo en operación. Daños severos a la persona pueden ocurrir.

2.2.6 Protección para Peligros Eléctricos

Evite trabajar en circuitos energizados. Utilice tierras temporales. Utilice diagramas para identificar Fuentes de alimentación de energía.

2.3 Notaciones y Alertas de Seguridad

2.3.1 Peligro



Peligro inmediato que resultará en daño severo, muerte o daño a propiedad y daño catastrófico al equipo.

2.3.2 Atención



Prácticas de trabajo peligrosas o inseguras que pueden resultar en daño severo, muerte o daño a propiedad y daño catastrófico al equipo.

2.3.2 Precaución



Prácticas de trabajo peligrosas o inseguras que pueden resultar en daño menor, muerte o daño a propiedad y daño innecesario al equipo.

2.4 Seguridad contra Fuego del Transformador

- No permitir fumar, soldar o exponer flamas cerca de cualquier equipo que maneje aceite.
- No soldar en el transformador a menos que sea necesario y que sea aprobado previamente por el Departamento de Servicio de Producto de PROLEC GE.
- Siempre que se trabaje en el transformador, deberá estar disponible un equipo contra incendios.

2.5 2.5 Precauciones de Puesta a Tierra.

- El transformador deberá ser conectado a tierra durante y después de la instalación.
- Todas las boquillas deberán ser conectadas a tierra durante la instalación del transformador. Antes de energizar asegurarse de remover las tierras temporales.
- El equipo de prueba deberá ser adecuadamente puesto a tierra de acuerdo a su manual.
- Puntas de Transformadores de Corriente sin conexión a circuitos auxiliares deberán ser cortocircuitadas y conectadas a tierra.

2.6 Manejo de Aceite del Transformador.

- El aceite del Transformador no deberá ser vaciado en el piso.
- Un kit de contenedor de vaciado de aceite deberá estar disponible siempre que se trabaje con el transformador.
- Contacto prolongado con el aceite del transformador puede ocasionar erupciones en la piel y/o irritación de los ojos.
- No abrir la válvula del transformador sin antes revisar si la válvula está conectada a un equipo de manejo de aceite.
- Nunca remueva un conector a menos que la válvula esté cerrada y una charola esté debajo del conector de la válvula.

2.7 Peligros Eléctricos.

- No realice cualquier trabajo en el gabinete de control o cualquier circuito a menos que todas las fuentes de energía hayan sido identificadas y desconectadas. Confirme la ausencia de voltaje con un apropiado dispositivo de prueba.
- Nunca intente abrir y cerrar circuitos energizados de transformadores de corriente, debido a que esto puede ocasionar una descarga eléctrica.
- No trabaje en cualquier circuito eléctrico a menos que no exista alimentación de emergencia y la fuente de energía haya sido removida.
- Respete las distancias eléctricas apropiadas mientras se realicen pruebas a las boquillas o devanados. Alta relación transformará Fuentes de bajo potencial en Fuentes peligrosas de alto potencial.

2.8 Peligros Mecánicos.

- Precaución extrema deberá tomarse mientras se trabaje arriba del transformador. Aceite o agua vaciado puede hacer muy resbalosa la tapa.
- Nunca levante el transformador a menos que utilice las orejas o apoyos apropiados (referir al dibujo de Dimensiones Generales). Personal certificado y equipo listado deberá considerarse.

AVISO



No intente instalar, operar o realizar cualquier actividad de mantenimiento en este transformador sin el conocimiento y experiencia apropiado.

La información de seguridad contenida en este manual deberá seguirse durante la instalación y procesamiento del transformador. Lea cuidadosa y completamente el manual antes manejar, instalar o energizar el transformador. El no seguir estas precauciones resultará en daño al equipo, daño severo a la persona o muerte.

La siguiente es una lista de algunas precauciones de seguridad y limpieza que deberán seguirse por cualquier persona involucrada en el movimiento, instalación, operación o mantenimiento del transformador.

2.9.1. Precauciones para subir al Transformador

Para evitar daños al transformador o a la persona, ningún componente (tuberías, válvulas, radiadores, ventiladores) deberá ser utilizado para subir. Debido a que las superficies pueden estar resbalosas, se deberá tomar precaución mientras se trabaje en la parte superior del transformador.

PELIGRO



Nunca suba al transformador mientras se encuentre energizado, ya que podría resultar en daño a la persona o incluso muerte debido a descargas eléctricas.

2.9.2 Indicación de nivel de Líquido

Bajo nivel de aceite puede causar fallas eléctricas internas. No drene el transformador mientras esté energizado. Las muestras de aceite pueden ser obtenidas de la válvula de drenaje y muestreo mientras el transformador esté energizado.

2.9.3 Equipo de Enfriamiento


Si el enfriamiento del transformador es ONAF-Future (referir a la placa de datos), los ventiladores deberán ser instalados y probados para su correcto funcionamiento. Ver las recomendaciones mencionadas en este manual.

SECCIÓN 3

RECEPCIÓN, MANEJO, ALMACENAMIENTO Y UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES TIPO SUBESTACIÓN

3.1 Introducción

Esta sección provee información relacionada a la recepción, manejo, almacenamiento y ubicación de su transformador de potencia.

AVISO	
	Lea cuidadosa y completamente esta sección antes de intentar mover, manejar o almacenar transformador. El no seguir éstas instrucciones puede resultar en daño severo a la persona, muerte o daño al equipo y propiedad.


3.2 Recepción

Los Transformadores tipo Subestación son normalmente embarcados llenos de líquido aislante y listos para instalarse. Inmediatamente después de recibir el equipo, examine partes para cualquier daño que haya podido ocurrir durante el embarque. Si daño o manejo rudo es evidente, levante un reclamo de daño con la compañía de transporte y notifique a la Oficina de Ventas GE Industrial System más cercana.


Los siguientes puntos deberán ser inspeccionados:

- Todas las boquillas deberán revisarse contra grietas o fugas.
- El Tanque los Radiadores deberán revisarse contra grietas o fugas.
- El estado de la pintura deberá ser evaluado.
- Todos los accesorios externos deberán ser inspeccionados contra roturas, pérdida o fugas.

Instale las partes que hayan sido enviadas, como tornillería y flexibles, y verifique el material contra la lista de embarque para posibles faltas.

PRECAUCIÓN	
	Antes de remover la tapa de cualquier registro, placa de embarque o cualquier otro dispositivo, ventee el transformador a presión atmosférica.

Una inspección interna es necesaria únicamente si se sospecha de daños internos debido a indicaciones externas de manejo rudo. Si el transformador debe ser abierto en un día húmedo o lluvioso, tomar las precauciones necesarias para evitar la entrada de humedad.

PRECAUCIÓN	
	Por requerimiento de cliente, algunos transformadores son embarcados presurizados con nitrógeno. Bombear aire seco dentro de la cámara de aire por no menos de 30 minutos previos a inspección interna por parte del personal para purgar el nitrógeno. Respirar el nitrógeno puede causar asfixia.

3.2.1 Registrador de Impacto

El registrador de impactos es provisto únicamente cuando el cliente lo solicita. Es responsabilidad del cliente revisar la gráfica del registrador de impactos antes de descargar el transformador. Si se encuentra daño externo al transformador o si el transformador a recibido impactos o resonancia, se deberá seguir lo siguiente:

- No descargue el transformador.
- No abra el transformador.
- Notifique al transporte.
- Notifique a Servicio de Producto PROLEC GE al 1-800-GEPROLE (1-800-437-7653).
- Tome fotografías o video de todos los daños visibles.

3.3 Manejo

Están provistas orejas para levantar el transformador completo. Levante el transformador por medio de las orejas principales de levante, utilizando cables suficientemente largos para obtener un ángulo no mayor a 30 grados del eje vertical.

Una barra separadora podrá ser requerida para obtener ángulo aceptable. Cuando se levante el transformador, la tapa debe estar correctamente asegurada en su lugar.

Levante el transformador utilizando las 4 orejas de levante.

Para evitar daños a las boquillas asegurar que los cables no estén en contacto con las boquillas durante el levante del transformador.

Si el transformador no puede ser levantado en el sitio, puede ser deslizado utilizando la estructura de la base.


Superficie adecuada debe ser provista para soportar el peso y se debe tener cuidado de no volcar el transformador.

Los apoyos para gato deben ser provistos para levantar el transformador con gatos. Consulte los dibujos del transformador para la ubicación de dichos apoyos.

No intente mover el transformador mediante la ubicación de gatos debajo de las válvulas de drene, cabezales de radiadores u otros dispositivos. Cajas de Control cuando son provistas pueden ser removidas para facilitar el movimiento del transformador.


3.4 Almacenamiento

Si después de recibir el transformador, se decide continuar con el periodo de almacenamiento, todas las inspecciones y pruebas descritas en esta sección deberán ser realizadas.

AVISO	
	La placa de tierra debe ser sólidamente aterrizada durante el periodo de almacenamiento.

Antes de almacenar el transformador, asegúrese que el líquido aislante está a un nivel adecuado, agregue nitrógeno seco en la cámara de aire hasta que la presión llegue a 3 PSI (20.7 kPa) y después selle la unidad. Antes de poner en servicio el transformador después de un periodo de almacenamiento, libere la presión interna hacia la atmósfera.

El transformador no deberá almacenarse en presencia de vapors o gases corrosivos, como el cloro. Si un transformador tipo interior es almacenado en el exterior, deberá ser completamente cubierto para evitar la lluvia. Los transformadores almacenados como reemplazo deberán mantenerse en las mismas condiciones que los que se encuentren en servicio. Realice inspecciones periódicas del nivel de liquido, su aguante dieléctrico, y cuando sean provistos, ventiladores, alarmas y circuitos de control. También revisar el manovacuómetro para asegurar que el transformador está sellado e inspeccionar cajas de conexión y otros compartimentos para evidencia de humedad o condensación.

PRECAUCIÓN	
	Para evitar condensación interna dentro de la Caja de Control del transformador, cuando apliquen, las resistencias calefactoras suministradas deberán estar energizadas y operados durante todo el periodo de almacenamiento.

3.5 Ubicación

Por requerimientos del cliente, algunos transformadores tienen símbolos de Centro de Gravedad localizados en un lado del transformador y en la tapa (ver Dibujo de Dimensiones Generales). Éstos deberán ser utilizados para posicionar el transformador en el pedestal.

Se deberán considerar accesibilidad, ventilación y facilidad de inspección al momento de ubicar el transformador.

El único cimiento necesario es un piso nivelado suficientemente fuerte para soportar el peso del transformador. El transformador deberá localizarse al menos 6 pulgadas y preferentemente a 1 pie o más de cualquier pared u obstrucción que puedan evitar la libre circulación del aire alrededor de la unidad.

Los acabados y componentes del transformador están diseñados para operación en atmósferas no corrosivas. Atmósferas que incluyan agentes corrosivos pueden requerir medidas de protección adicionales.

Los transformadores auto enfriados dependen del aire alrededor de los mismos para disipar calor. Si el transformador sera tipo interno, se deberá proveer ventilación adecuada para evitar que la temperatura del cuarto exceda más de 5°C la temperatura del aire exterior.

El número y cantidad de ventilaciones necesarias dependerá de la distancia al transformador, y en la eficiencia y ciclo de carga del aparato. En general, proveer alrededor de 30 ft² (2.8 m²) de ventilación de entrada y salida por cada 1,000 kVA de capacidad.

Arregle las ventilaciones de entrada y salida para que permanezcan abiertas. No utilice ventanas de ventilación o puertas que puedan ser abiertas o cerradas por el personal debido al peligro de calor excesivo en caso de que se queden cerradas inadvertidamente durante periodos largos de carga o temperatura.


Si se utilizará ventilación forzada, proveer 5000 ft³ (141 m³) de aire por minuto por cada 1000 kVA de capacidad del transformador, y direccionar el aire entrante directamente al transformador para que fluya a través de los radiadores. Si esto no se puede realizar y el aire se mueve de forma natural en el cuarto, proveer 10,000 ft³ (283 m³) por minuto por cada 1000 kVA. A altitudes mayores, la baja densidad de aire reduce la eficiencia de enfriamiento del transformador y las distancias de fuga de las boquillas. Presiones atmosféricas bajas pueden requerir ventilación del transformador previo a su puesta en servicio para poder equilibrar las presiones internas y externas. Si el transformador se va a instalar a una elevación arriba de 3300 ft (1000 m), consulte con la Oficina de Ventas GE Industrial más cercana la posibilidad de operar a altitudes mayores.

Bridas atornilladas se proveen en alta y baja tensión del transformador para realizar las conexiones a interruptores, switchgear o gabinetes. Los Gabinetes de Terminales, cuando son provistos pueden removerse para facilitar la instalación del transformador. Para desensamblar un compartimento, remueva los tornillos alrededor de la orilla del panel frontal y jale desde la parte inferior hasta que la parte superior se deslice fuera. La tapa y los paneles laterales pueden ser removidos. Las cubiertas protectores de las boquillas no deberán ser removidas hasta que la unidad se encuentre lista para la conexión con el fin de evitar daño a las mismas.

Antes de poner en servicio el transformador, revise el nivel y la rigidez dieléctrica del líquido aislante en todos los compartimentos (referir a Sección 6 y 7 de este Manual).

Sección 4


CONEXIONES

PRECAUCIÓN	
	No realice conexiones a excepción de aquellas autorizadas por la placa de datos.

La tornillería necesaria para realizar las conexiones entre el transformador y el equipo a coordinar está provista junto con dicho equipo. La unión de barras de bus deberán ser apropiadamente alineadas antes de atornillar para prevenir esfuerzo innecesario en las boquillas. Al realizar conexiones de línea, se deberá evitar largas secciones de conductores no soportados y las puntas deberán ser suficientemente flexibles para permitir expansión y contracción.

Los Transformadores que tienen internamente tableros de terminales son embarcados normalmente conectados al voltaje máximo. Cuando son embarcados de otra forma, se sujeta una placa de identificación a la placa de datos indicando las conexiones que deben ser realizadas. Antes de aplicar voltaje al transformador, revise que todas las conexiones están ajustadas y que los devanados están conectados al voltaje deseado.

Conecte a tierra permanente y efectivamente el transformador a través de la placa de tierra localizada en la base del tanque. Los transformadores tipo subestación usualmente pueden conectarse a un bus común. Una tierra confiable de baja resistencia es esencial para la protección adecuada.

AVISO	
	Una pobre conexión a tierra es tan pésima como no tenerla, debido a que da un sentido falso de seguridad a aquellos que realicen trabajo alrededor del equipo y que pueda resultar en serio daño personal o daño al transformador.

Cuando un transformador está diseñado para ser utilizado en un sistema con neutro sólidamente aterrizado, asegúrese, que la punta del neutro esté sólida y permanentemente aterrizada.

4.1 Accesorios de Tubería

Cuando se ensamble una tubería, limpie las roscas para remover todo el líquido aislante, grasa y tierra.. Aplique el Compuesto GE No. A15A11A o cinta de TeflonTM a las roscas y atornille ajustadamente las partes.

4.2 Prueba de Fuga

Inspeccione completamente el transformador en busca de evidencia de fugas y realice las siguientes pruebas de presión. Introduzca nitrógeno seco a través de la válvula de presión hasta que la presión del tanque llegue a 5 PSI (34.5 kPa). Selle el tanque a esta presión y examine en busca de fugas durante un periodo de 12 horas. Las fugas sobre el nivel del líquido pueden ser localizadas mediante el uso de solución de jabón líquido en todas las uniones con empaque, conectores de tubería, etc. Las pequeñas burbujas indicarán la localización de la fuga.

Después de reparar la fuga, agregue suficiente nitrógeno o aire seco hasta llegar a una presión de 0.5 psi a 25 °C (temperatura superior del líquido).

4.3 Venteo

El transformador debe ser venteado a la atmósfera antes de ser puesto en servicio, si se ha presurizado para prueba de fuga, si se ha almacenado, o si la unidad ha sido abierta y resellada. El venteo debe realizarse con el líquido a una temperatura de 25 °C. Si es necesario ventear a otras temperaturas, re-ventee en cuanto la unidad regrese a 25 °C. Esta operación es necesaria para prevenir exceso de presión o vacío de operación.

4.4 Empaques

Una cantidad de diferente tipos de empaques son utilizados en transformadores tipo subestación, dependiendo de la aplicación. Los empaques que se utilizan para mantener el sello del transformador han sido seleccionados por las características de resistir deterioro por el líquido aislante y para prevenir la contaminación del líquido aislante. No se debe realizar sustitución de estos empaques originales sin la aprobación de PROLEC GE. Empaques de reemplazo pueden ser comprados a través de la Oficina de Ventas GE Industrial Systems. Identifique las partes buscadas como se muestra en “Lista de Partes de Renovación” (referir al Apéndice de este manual)

Los empaques utilizados para mantener el sello del transformador pueden ser reutilizado a menos que estén dañados. Antes de instalar un empaque nuevo o reemplazar uno, limpie completamente las superficies del empaque. Aunque muchas veces no se requiere adhesivo, si se desea se puede utilizar el adhesivo GE EC-826 (GE Spec. A50P68), excepto en ensambles anillo (“O” ring) Comprima el empaque aproximadamente 1/3, o hasta los retenes cuando sean provistos ya sea en las partes a ensamblar o en el empaque en sí. Los empaques se comprimen hasta los retenes cuando exista incremento notable en el torque requerido para ajustar los tornillos. Se recomienda una prueba de fuga después de abrir y cerrar cualquier unión con empaque que afecte el sellado del transformador.

4.5 Uniones Intemperie

Todas las uniones atornilladas entre el transformador y el compartimento de terminales tienen empaques de hule adheribles que son para uso intemperie y protegidos contra rayos UV.

Sección 5

ACCESORIOS

No todos los transformadores tienen los siguientes accesorios. Los accesorios instalados en el transformador dependen de los requerimientos del cliente.

Si algún accesorio no está operando satisfactoriamente, consulte la Oficina de Ventas GE Industrial Systems más cercana para reparaciones o reemplazos.

5.1 Indicador de Nivel de Líquido

El indicador de nivel de líquido magnético es utilizado para indicar el nivel del líquido aislante en el tanque principal del transformador y en los compartimentos asociados. Consiste de un brazo flotante y un imán por un lado y un Segundo imán y aguja indicadora por el lado frontal. (Ver Fig. 5.1).

Los indicadores que tienen contactos secos, pueden ser alambrados a una alarma cuando el líquido alcance el nivel muy bajo para operación segura del transformador. Una leva en el vástago del indicador operará el contacto cuando la aguja indicadora indique en la marca "LOW" de la carátula.

Como vaya incrementando el nivel del líquido, así indicará la aguja indicadora el cambio, pero el contacto no apagará la alarma hasta que el indicador haya avanzado de 5 a 10 grados arriba de la marca "LOW".



Fig. 5.1. Indicador de Nivel de Líquido

5.2 Indicador de Temperatura de Líquido

El indicador de temperatura de líquido es utilizado para indicar la temperatura superior del líquido del transformador y aquellos que tienen contactos internos pueden ser utilizados para control ventiladores y/o iniciar alarmas. Cuando se requieren contactos de alarmas se proveerá un termómetro tipo ALR como el mostrado en la Fig. 5.2.

El termómetro está montado con su bulbo sensor de temperatura con termopozo que se extiende dentro del transformador al nivel superior del aceite y es ajustado mediante la unión de una tuerca. El termopozo está sellado, por lo que es posible remover el termómetro sin bajar el nivel de aceite o abrir el transformador.

La carátula es calibrada en centígrados con una aguja indicadora Blanca o amarilla para indicar la temperatura superior del líquido y una aguja indicadora de color rojo para indicar la temperatura máxima que se ha medido desde el último reinicio. Gire la perilla en la parte frontal del indicador para reiniciar la última lectura.

Los indicadores tipo ALR están equipados con dos contactos que son operados por levas en el vástago. El contacto No. 1 tiene el fin de controlar los ventiladores, y el contacto No. 2 puede ser utilizado como alarma en un circuito control. Los contactos están normalmente ajustados para operar en elevaciones de temperaturas como sigue: Contacto No. 1, 65 °C; Contacto No. 2, 90 °C. Cuando las temperaturas bajan los contactos operan entre 5 °C y 10 °C debajo de estos ajustes. Cuando el contacto No. 1 sea utilizado para control de ventilador, un interruptor selector "Man-Auto" será incluido in el circuito de control para operación manual.

Para verificar la operación del termómetro o de la temperature a la que el contacto opera, remover la unidad y coloque el bulbo en un contenedor de líquido. Caliente el líquido y utilizando un termómetro exacto, compare las lecturas y verifique las temperaturas de operación del contacto.



Fig. 5.2. Indicador de Temperatura de Líquido

5.3 Indicador de Temperatura de Devanado

El indicador de temperatura de devanado está calibrado para indicar el punto más caliente de las bobinas del transformador.

El termopozo es calentado tanto por el aceite alrededor como por el elemento resistivo, el cual está energizado por medio de un transformador de corriente montado dentro del tanque para simular el gradiente de temperatura del punto más caliente del devanado. La combinación de las dos temperaturas está indicada en la carátula. Una aguja indicadora de color rojo para indicar la temperatura máxima que se ha medido desde el último reinicio. El indicador máximo es reinicial.



Fig. 5.3 Indicador de Temperatura de Devanado

5.4 Manovacuómetro

El manovacuómetro provisto con el transformador (Fig. 5.4) indica si la cámara de aire en el tanque está bajo presión o vacío. Este accesorio es de tipo compuesto y normalmente está calibrado en PSI. Las lecturas del indicador deberán variar conforme cambia la temperatura del transformador y deberán indicar normalmente presión positiva.

No se deberá esperar que el instrumento muestre lecturas exactas cerca del punto cero. Cuando el transformador esté desenergizado o esté operando bajo poco o ninguna condición de carga en un ambiente de baja temperatura, el indicador podrá indicar vacío dentro del tanque.

La falta de lectura bajo cualquier cambio en temperatura es un indicio de fuga en el sello del transformador y deberá ser investigado.



Fig. 5.4 Manovacuómetro

5.5 Manovacuómetro de Indicación Dual con Contactos

El manovacuómetro de indicación dual con contactos suministrado con el transformador está normalmente calibrado en PSI. Las lecturas del indicador deberán variar conforme las temperaturas del transformador cambien y deberán indicar normalmente presión positiva. No se deberá esperar que el instrumento muestre lecturas exactas cerca del punto cero.

Cuando el transformador esté desenergizado o esté operando bajo poco o ninguna condición de carga en un ambiente de baja temperatura, el indicador podrá indicar vacío dentro del tanque. La falta de lectura bajo cualquier cambio en temperatura es un indicio de fuga en el sello del transformador y deberá ser investigado.

El contacto del manovacuómetro consiste en dos contactos operados por un diafragma de nitrilo que opera conforme la presión o vacío del transformador se vaya presentando. El contacto de presión está ajustado para operar a presiones superiores a 7.5 PSIG y el contacto de vacío operará a 5PSIG de vacío.

Las puntas de los contactos un polo dos tiros están identificados o numerados como se muestra en la Fig. 5.5. El contacto permitirá o interrumpirá los valores de corriente listados en la siguiente tabla.

10.0 A	125 – 250 VAC
0.50 A	125 VDC
0.25 A	250 VDC

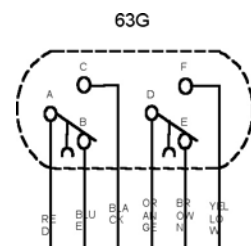


Fig. 5.5. Identificación de Puntas de Contacto

5.6 Relevador Mecánico de Sobrepresión

El relevador mecánico de sobrepresión es utilizado para proteger el tanque contra presiones excesivas y peligrosas, que pueden generarse dentro del tanque del transformador. Cuando se exceda una presión predeterminada, la fuerza de dicha presión levanta el diafragma y libera al exterior del tanque. El relevador mecánico de sobrepresión está montado en la parte superior del transformador ya sea en la tapa principal o en el registro.

AVISO



La presión dentro del tanque del transformador o cualquier compartimento separado está actuando sobre el relevador mecánico de sobrepresión. Purgue esta presión antes de remover el relevador mecánico de sobrepresión.

Nunca desensamble el relevador mecánico de sobrepresión, se deberán tomar precauciones cuando se remueva la cubierta protectora debido a que tiene resortes bajo compresión.

Si el relevador mecánico de sobrepresión es pintado en sitio, se deberá cuidar que la pintura no quede en el espacio entre el diafragma y la brida, y alejado de la indicación visual.

El relevador mecánico de sobrepresión consta de un diafragma de acero inoxidable en forma de domo, mantenido bajo compresión por medio de resortes, empaques, cubierta protectora y una indicación visual de color amarillo, la cual muestra cuando la unidad ha operado.

5.6.1 Operación

Cuando las fuerzas de presión crecientes dentro del tanque se aplican contra el diafragma de acero inoxidable del relevador mecánico de sobrepresión y éstas exceden la fuerza de compresión de los resortes, el diafragma se levanta ligeramente y libera el gas a través de la abertura entre el diafragma y la fundición. Después, la presión del tanque se distribuye sobre el área del diafragma, causando que el dispositivo abra rápidamente y mantenga dicha abertura hasta que la presión del tanque baje lo suficiente debajo de la presión de operación. Finalmente, el diafragma se asenta y sella el tanque para prevenir la entrada de humedad o materiales extraños.

Mientras el diafragma se abre durante la operación, éste levanta y muestra una bandera localizada en el centro de la cubierta. Esto indica que el relevador mecánico de sobrepresión ha operado. Dicha bandera permanecerá visible hasta que sea manualmente reestablecida al ser movida hacia abajo. La presión de operación del tanque del transformador determina la presión a la cual el relevador mecánico de sobrepresión está ajustado para operar. La presión de operación del tanque está mostrada en la placa de datos y está igualmente indicada en el dispositivo de sobrepresión.

5.6.2 Alarmas Eléctricas

Cuando se suministren alarmas eléctricas con varios dispositivos, el arreglo de contactos y el código de colores de las puntas serán de acuerdo al Diagrama de Conexión del Transformador.

Contacto No. 1 del indicador de temperatura de líquido está diseñado para manejar 15 Amp a 115 o 230 VAC.



Fig. 5.6. Relevador Mecánico de Sobrepresión

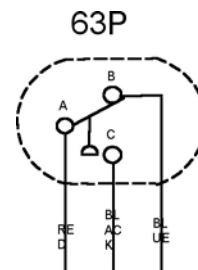


Fig. 5.7. Identificación de Puntas del Relevador Mecánico de Sobrepresión

5.7 Relevador de Presión Súbita

El relevador de presión súbita es un dispositivo utilizado en el transformador para detectar incrementos de presión excesivos dentro del tanque como resultado de arqueos internos. Es una práctica común conectar sus contactos de disparo a un interruptor y des energizar el transformador. El relevador no es susceptible a operar debido a vibraciones, choques mecánicos, fallas de bombas o variaciones de presión debido a cambios de temperatura.

El relevador de presión súbita consiste en dos cámaras separadas. La cámara superior contiene dos fuelles y un interruptor auto reiniciable compuesto de brazo, resorte actuador y contacto. Las puntas del interruptor están alambradas hacia un receptáculo de 3 pines. La cámara superior está sellada de la atmósfera por un empaque anillo (O-ring) y esta aislada de la cámara inferior por medio de una unión con empaque. La cámara inferior contiene los fuelles sensores. Todos los fuelles tienen un medio de interconexión de silicón con un orificio y un ensamble compensador de temperatura ambiente insertado en la entrada de los fuelles de control. La cámara inferior está provista con una válvula de muestreo para fines de prueba.

5.7.1 Operación

Un incremento en la presión del transformador provoca una contracción de los fuelles sensores, por lo que esto fuerza que una porción del aceite entre los dos fuelles de control y los expande. Un orificio limita el flujo de aceite hacia los fuelles a un tasa fija mientras no exista restricción de flujo.

Mientras la relación de incremento de presión sea gradual, así como el cambio, que acompaña variaciones en la carga o temperatura ambiente, los dos fuelles de control se expanden a la misma relación y no existirá actuación del contacto. Con presiones decrecientes, el silicón fluirá de regreso a los fuelles sensores.

Sin embargo, durante altos cambios de relación de presión del transformador el orificio provocará una baja relación de expansión en los fuelles que los mismos fuelles. Entonces, una falla ocurrirá en el transformador, el incremento de presión resultante producirá una relación de expansión diferencial entre los dos fuelles de control y por lo tanto un enlace mecánico para actuar el contacto. El switch en cuestión iniciará el disparo del interruptor conectado a través del circuito de sello apropiado.

El silicón utilizado en el relevador es de una formula especial con relativa viscosidad constante, por lo que minimiza los efectos de las variaciones de temperatura en la operación del relevador. Para compensar los cambios de temperatura, un bimetálico es posicionado sobre el orificio para incrementar o decrementar su tamaño efectivo de acuerdo a las variaciones de temperatura.

5.7.2 Interruptor

La acción de auto-reinicio, es la actuación del contacto de un polo doble tiro con contactos normalmente abierto y normalmente cerrados. La punta común están conectadas al pin A del receptáculo, la punta normalmente cerrado está conectada al pin B y la punta normalmente abierta al pin C.

Los contactos del interruptor tienen una capacidad de CA 10 Amp a 125 Volts o 5 Amp a 250 Volts y capacidad de CD 0.25 Amp a 125 Volts o 0.29 Amp a 250 Volts.

5.8 Relevador de Sello

El relevador de sello automáticamente mantiene circuitos de alarma y disparo cuando opera momentaneamente los contactos del Relevador de Presión Súbita. Estas señales se mantienen eléctricamente hasta que el botón de reinicio es presionado.

El relevador de sello puede ser conectado a 115 o 220/230 VCA, 50 o 60 Hertz. Otros modelos operan desde voltajes estándar de CD de 24, 48 o 125.

Un circuito impreso es utilizado para las conexiones internas. Las conexiones externas son por medio de bloque de terminales atornillable capaces de aceptar cable hasta calibre #12 AWG.

5.8.1 Operación

El relevador de sello responde a las actuaciones del contacto del instrumento al que está conectado. Cuando esto ocurre, la bobina del Relevador de Sello (63X) es energizada, operando y bloqueando los contactos de circuito de alarma y disparo. Estos se mantienen bloqueados hasta que el interruptor de reinicio (63RS) es presionado manualmente. Un LED rojo (63C) enciende cuando el circuito de sello está bloqueado y se apaga cuando es reiniciado, regresando los contactos a su estado normal.

5.8.2 Circuitos de Control

El relevador puede ser utilizado para desenergizar el transformador y/o iniciar una alarma en el evento de un incremento súbito de presión. Debido a que los cambios de las presiones del transformador causan momentaneamente el cierre de los contactos del interruptor, un circuito adicional de sello deberá ser provisto para completar las funciones de disparo/alarma una vez operado el relevador.

Se deberá cuidar en la selección de componentes de este circuito para asegurar el desempeño óptimo del sistema total. Las características de operación, especialmente las velocidades de respuesta de los relevadores auxiliares, deben ser compatibles con el relevador de presión.

5.8.3 Procedimiento posterior a Operación


Después de que el relevador se dispare por falla de presión y se ponga fuera de servicio el transformador, la causa del disparo debe ser identificada antes de re-energizar el transformador. Siga los procedimientos de revisión para determinar si existe daño al transformador. Si no se encuentra daño alguno, prosiga a probar el relevador para revisar que el relevador de presión súbita opera correctamente.

5.9 Cambiador de Derivaciones para Operación sin Carga

El cambiador de derivaciones provee medios de cambio de relación de voltajes para el transformador desenergizado sin comprometer el sello del mismo. Se embarca instalado y con la posición correspondiente al voltaje nominal mostrado en la placa de datos a menos que otra cosa se requiera por parte del cliente.

Existen diferentes cambiadores de voltaje dependiente la corriente de Alta Tensión. Para cambiar la posición, desenergice el transformador, remueva la tapa protectora y gire a la posición deseada.

5.9.1 Pruebas

ATENCIÓN	
	La relación debe considerarse al realizar esta prueba, debido a que los voltajes ponen en peligro al personal presente.

Antes de poner en servicio el transformador, pruebe el cambiador de derivaciones para determinar que las posiciones está correctas y el cambio de voltajes de acuerdo a la placa de datos. Para hacer esto, aplique un bajo voltaje en un devanado (normalmente el de alta tensión) y mida el voltaje en el otro devanado para cada posición del cambiador.




Fig. 5.8. Cambiador de Derivaciones para Operación sin Carga

5.10 Boquillas

Porcelana o material Epóxico es utilizado como el aislamiento mayor en las boquillas, se deberá realizar una inspección en busca de picadura o grietas. Si existe evidencia de daño o manejo rudo, llene un reclamo con la compañía de transporte rápidamente y notifique la Oficina de Ventas GE Industrial Systems más cercana. Si es necesario reemplazar la boquilla, el reemplazo puede realizarse externamente después de que el nivel de líquido haya sido disminuido por debajo de las boquillas.

Para remover la boquilla, drene el líquido aislante a un nivel por debajo de la boquilla (referir a la sección de este manual correspondiente a Manejo de Líquido Aislante) Abra los registros de la tapa del transformador. Las líneas de las boquillas están atornilladas por debajo de la boquilla. La conexión será ya sea terminal tipo ojo de un barreno o un ensamble flexible con múltiples tornillos dependiendo de la capacidad de corriente de la línea.. Exercise caution when removing hardware in the tank internal to avoid dropping any hardware as it is removed.

PRECAUCIÓN	
	Cualquier cosa que caiga dentro del tanque debe se retirado debido a que puede causar fallas al transformador.

Después que las líneas hayan sido desconectadas, las boquillas podrán ser removidas desde el exterior del tanque. Afloje las tuercas que mantienen la conexión de la clema. Remueva las roldanas y las conexiones y retire la boquilla.

Para instalar una nueva boquilla, primero limpie las superficies del empaque de la boquilla y realice el procedimiento de remoción de boquilla en forma invertida. Ajuste los tornillos de conexión de la clema de 10 a 17 ft-lb (13.6 to 23 Newton-metro). Reconecte las líneas a las boquillas con precaución de evitar que algún objeto caiga dentro del tanque. Cierre el registro de la tapa y llene el tanque con líquido hasta el nivel adecuado.

ATENCIÓN


 No exceda el peso vertical máximo recomendado sobre los puntos de conexión de las espadas o clemas (12.5 kg o 122.5 N). Si se requiere peso adicional, los cables deberán soportarse a canales glastic o algún dispositivo de soporte.



Fig. 5.9. Boquillas

5.11 Apartarrayos

5.11.1 General

Se deberá revisar la placa de datos para asegurar que el voltaje máximo de línea-tierra bajo condiciones de operación, incluyendo condiciones de falla, no exceda la capacidad del apartarrayo. La aplicación de voltajes superiores al nominal puede resultar en falla del apartarrayo.

La operación eficiente del apartarrayo requieren una tierra permanente de baja Resistencia. La mejor protección es conectando el apartarrayo a través de la línea y terminal de tierra del aparato a ser protegido, utilizando un conexión común de tierra para tanto el aparato como para el apartarrayo. Si esto es físicamente imposible, el apartarrayo deberá ser conectado a un Resistencia que no exceda 5 ohms.

5.11.2 Instalación

Los apartarrayos clase Intermedia, Estación y Distribución son montados verticalmente.

El apartarrayos deberá montarse lo más cerca posible al aparato a ser protegido. Las conexiones de líneas y tierra deben ser lo más cortas y directas posibles.

Las tuercas o pernos de conexión a línea o tierra deben ser ajustados firmemente en sus respectivas puntas, pero con un torque no mayor a 15 lb-pie.


El apartarrayo deberá ser asegurado o atornillado en su base de montaje y en una ubicación en donde no esté sujeto a vibración constante.

5.11.3 Operación

El apartarrayo se encuentra energizado a menos que se desconecte de la línea.

5.11.4 Mantenimiento

AVISO

 Antes de inspeccionar o manejar el apartarrayo, desenergice el transformador, desconecte el apartarrayo de la línea y como precaución de seguridad aterrice la terminal de línea.

El apartarrayo deberá ser completamente desconectado eléctricamente y removido de su base para su examinación. No existe una prueba de campo que verifique las características protectivas del apartarrayo.

5.12 Ventiladores

Los ventiladores son utilizados para incrementar la capacidad de disipación de calor y por lo tanto proveer capacidad de carga adicional al transformador. Los ventiladores son para ser utilizados únicamente en los transformadores diseñados para operar con dicha capacidad de ventilación forzada.

Todos los ventiladores utilizados en el transformador son de la misma capacidad y sus características están mostradas en la placa de datos del motor. Las capacidades también se muestran en los Diagramas de Control.

5.12.1 Instalación

Cuando el enfriamiento del transformador es ONAF-F (future), los ventiladores deberán ser instalados apropiadamente antes de operar el transformador en la capacidad de ventilación forzada mostrada en la placa de datos. Para obtener esta capacidad, el tipo, número y ubicación del transformador deberá estar indicado en el dibujo de Dimensiones Generales y en el Diagrama de Control. El cliente deberá instalar los ventiladores de acuerdo a las instrucciones recomendadas por el proveedor de los ventiladores.

Antes de montar, realice una inspección contra daños de embarque y revise la alineación apropiada de las aspas. Cuando se instalen los ventiladores, asegúrese que el flujo de aire vaya hacia los radiadores.

Después de que los ventiladores están montados, el conector deberá ser instalado como se indica en el Diagrama de Control.

5.12.2 Mantenimiento

Una inspección periódica deberá realizarse del equipo de enfriamiento forzado para asegurar que esté en condiciones satisfactorias de operación. Las chumaceras de los motores están permanentemente lubricadas y selladas de fábrica y no requieren mantenimiento.

No pinte las aspas del ventilador. De lo contrario, puede causar que las aspas se desbalancen dinámicamente. Puesto en operación, el desbalance provocará vibraciones que eventualmente provocarán la destrucción del aspa.



Fig. 5.10. Ventilador de Enfriamiento de Transformador

Sección 6

LÍQUIDO AISLANTE

El líquido aislante debe mantenerse a un nivel apropiado (ver placa de datos). La rigidez dieléctrica del líquido aislante deberá mantenerse en un valor alto. Es recomendable, que el líquido se muestree y pruebe después de los primeros días de operación, posteriormente después de 6 meses y después anualmente. Mantenga registros exactos de pruebas y filtrado o reemplazo del líquido.

6.1 Manejo de Líquido Aislante

Las siguientes instrucciones referentes a líquidos aislantes están intencionadas para cubrir transformadores en aceite. Referir a la placa de datos del transformador para determinar el tipo de líquido aislante en el transformador. Si el líquido aislante es diferente a aceite, referir al área correspondiente de este manual para instrucciones adicionales.

Cuando se maneje aceite aislante, utilice únicamente mangueras de metal o material sintético resistente al aceite debido a que el sulfuro natural del plástico se disuelve en el aceite.

No son necesarios antioxidantes en el aceite aislante debido a las técnicas modernas de sellado que excluyen efectivamente el oxígeno de la atmósfera. Sin embargo, aceite inhibido puede ser provisto a requisición del cliente.

Es posible agregar al aceite regular inhibido contra oxidación. Consulte la Oficina de Ventas GE Industrial Systems para más información.

6.2 Llenado de Transformadores

Los transformadores son normalmente embarcados llenos de líquido aislante. Si es necesario rellenar el transformador, asegúrese que todas las uniones están ajustadas y ventee el tanque a la atmósfera cuando se esté llenando. Para prevenir burbujeo, es preferible llenar el transformador a través de la válvula de drene con sistema de filtrado. Llene el transformador hasta el nivel indicado en la placa de datos de acuerdo a la temperatura prevaleciente.

Si las pruebas en el líquido aislante son satisfactorias y no existen sistema de filtrado disponible, llene el transformador a través de la abertura de la tapa. Comprima el líquido a través de dos o más espesores de musolina u otra tela parecida al algodón que haya sido lavada y secada para remover impurezas. Utilice al menos un set de telas por cada transformador.

6.3 Muestreo de Líquidos Aislante

En el muestreo y prueba de líquidos aislantes, se deberá dar estricta atención a la limpieza y secado de los receptáculos de muestra y prueba. Las muestras del líquido aislante deberán tomarse cuando al menos el calor del aire alrededor evite la posibilidad de condensación. Si el transformador o barriles están a la intemperie, la muestra deberá tomarse en un día despejado con las precauciones necesarias para evitar contaminación por viento, polvo, etc. Observe el siguiente procedimiento para obtener resultados consistentes de una muestra tomada ya sea en campo o en la fábrica.

6.3.1 Muestreo de Transformadores

Las impurezas que tienden a afectar la rigidez dieléctrica del aceite generalmente pueden ser encontradas en el fondo del transformador. Es por esto, que las válvulas de muestreo están localizadas en la válvula de drene.

Una botella de vidrio café de un cuarto, cuello corto es el contenedor recomendado para muestras. Para probar en sitio, otros contenedores pueden ser utilizados siempre y cuando estén totalmente limpios. Si van a ser utilizados contenedores metálicos, asegúrese que todas las líneas de soldadura sean removidas del empaque. No utilice empaques de hule o retenes de empaques.

Para limpiar la botella, enjuague con un solvente de hidrocarburos seco como el kerosene. Posteriormente, lave con espuma fuerte, enjuague totalmente con agua destilada, y seque en un horno a una temperatura de 105 °C a 110 °C por al menos 8 horas. Después de secado, las botellas deben ser selladas totalmente. Guárdelas en un gabinete o compartimento seco y libre de polvo.

Limpie cuidadosamente la válvula de muestreo y permita que fluya suficiente líquido aislante para remover humedad y material extraño que haya sido colectado.

Enjuague la botella cuidadosamente, al menos 3 veces, con pequeñas porciones de líquido de la válvula de drene.

Vacíe totalmente la botella durante los enjuagues.

Obtenga una muestra en la botella, dejando suficiente espacio (aproximadamente 1" o 25.4 mm) para permitir posible expansión del líquido. Reselle el transformador y selle cuidadosamente el contenedor para prevenir exposición a la atmósfera.

Cuando se realicen muestreos repetidos, observe el nivel de líquido del transformador y llene como se requiera.

6.3.2 Muestreo de Barriles

1. Los barriles deberán permanecer en reposo por al menos 8 horas antes de ser muestreados.
2. Los aditamentos de vidrio deberán ser limpiados, secados y almacenados de la misma forma que se indicó para las botellas.
3. Tome la muestra alrededor de 1/3" (8.5 mm) de la botella observando las precauciones antes mencionadas.

6.4 Filtrado y Secado del Líquidos Aislante

Si el resultado de la prueba indica humedad u otro contaminante presente, usualmente pueden ser removidos utilizando un sistema de filtrado de aceite. Agua presente en el transformador deberá ser removida antes de iniciar el proceso del sistema de filtrado. Para detalles del procedimiento a seguir referir a la instrucción GEH-754. Copias de esta publicación pueden ser obtenidas en la Oficina de Ventas GE Industrial Systems.

Los transformadores contaminados con humedad no solo tendrán humedad suspendida en el líquido aislante, sino también en las bobinas y el aislamiento. La temperatura más eficiente para filtrar la humedad del transformador es entre 20 °C y 40 °C, pero a esta temperatura la transferencia de humedad de la bobina y el aislamiento hacia el líquido aislante es muy lenta. Para poder completar el secado del transformador, la operación de filtrado deberá ser seguida por una prueba de temperatura.

Las recomendaciones referentes al secado de un transformador en particular pueden ser obtenidas en la Oficina de Ventas GE Industrial Systems. La solicitud de esta información de secado deberá incluir el número de serie del transformador y los voltajes y KVA disponibles, incluyendo cualquier transformador de operación de elevación o reducción. Una explicación más detallada del proceso de secado puede ser encontrada en la instrucción GEI-65070, copias de dicha instrucción pueden ser obtenidas a través de la Oficina de Ventas.

El primer paso para el secado del transformador consiste en remover cualquier indicio de agua y la solución de agua previamente explicada bajo "Filtrado y Secado de Líquidos Aislante". Calentar el transformador puede remover la humedad que permanece en las bobinas y el aislamiento. Tome precauciones cuando se caliente el transformador para evitar daños al aislamiento. La temperatura máxima del devanado determinada por la medición de Resistencia no deberá exceder 95 °C.

AVISO



Cualquier método de secado que involucre calentamiento del aceite del transformador cuando está expuesto a la atmósfera genera serio peligro de incendio. Ninguna fuente de humo o flama deberá ser permitida cerca del transformador y extinguidores, preferentes de dióxido de carbono, deberán estar disponibles antes del secado.

Corto circuitando un devanado y aplicando voltaje adecuado puede permitir el calentamiento del transformador. La corriente de carga completa puede ser obtenido mediante la aplicación de volts de impedancia del transformador. Asegúrese de cargar todo el devanado. Si el transformador se encuentra a temperatura del cuarto al inicio del secado, 125% de carga simulado de corto circuito puede ser aplicada hasta que la temperatura superior del líquido llegue a 65 °C. En este punto, la corriente deberá ser reducida de acuerdo a la siguiente tabla:

Max. Amps. Permisibles de Corto-Circuito En Porcentaje de Carga Completa	Temperatura Máxima Superior del Aceite en °C
100	75
85	80
50	85

Debido a que los devanados se encuentran a temperaturas mayores que el líquido aislante, el aislamiento puede dañarse si estos valores son excedidos. Filtrado durante la prueba de temperatura no acelerará considerablemente el proceso de secado, debido a que éstas temperaturas el filtro prensa pierde su habilidad para remover cualquier cantidad de humedad.

El espacio de aire en el transformador deberá ser ventilado para remover el vapor de agua que se genere. El remover registros, relevadores de sobrepresión, o la tapa completa puede permitir el ventilado. Si el secado es interior, provea buena ventilación para liberar los vapores fuera del cuarto. Si la tapa no se remueve, deberá ser limpiada completamente para prevenir condensación. Las temperaturas requeridas pueden ser obtenidas cubriendo el transformador por medio de papel, tela, etc.

Tome una muestra del líquido por cada 4 horas y realice las pruebas de rigidez dieléctrica. Los transformadores deberán ser muestreados tanto para superior como inferiormente. Para determinar el avance del secado, grafique las curvas de corriente de carga, la temperatura superior del líquido, y rigidez dieléctrica vs tiempo. Un decremento en la rigidez dieléctrica indica que la humedad está pasando del devanado al aislamiento hacia el líquido aislante. Conforme la humedad vaya saliendo del líquido aislante, la rigidez dieléctrica incrementará, indicando que el proceso de secado está progresando satisfactoriamente.

Continúe con el secado hasta que cuatro muestras consecutivas de al menos 26 kV y preferentemente 30 kV o mayor y hasta que el resultado satisfactorio “nube” sea obtenido como se indica bajo “Contenido de Humedad” (referir a Sección 7.1.1.3). Cuando la operación de secado haya sido completado, el líquido removido para las muestras debe ser reemplazado. Para evitar generación de burbujas en los devanados, es recomendado que el líquido sea retornado a través de la conexión superior filtro prensa.

6.5 Líquido Aislante Silicón

Líquido Aislante Silicón es un fluido seleccionado para alcanzar un balance óptimo de transferencia de calor y propiedades de resistencia al fuego. Materiales que no son afectados por el fluido silicón han sido seleccionados para ser utilizados en la construcción de estos transformadores y no se deberán sustituir sin la aprobación de PROLEC GE.

6.5.1 Precauciones de Seguridad

Como clase, líquidos silicón no son tóxicos. El contacto con los ojos de fluidos silicón puede causar irritación local temporal. Si los ojos son enjuagados con agua y la irritación persiste, consulte un médico.

6.5.2 Manejo

Fluido Silicón puede ser manejado en contenedores, pipas, mangueras resistentes al aceite, etc. los cuales están libres de aceite, grasa u otros materiales extraños, debido a que éstos contaminan el líquido y decrementan sus propiedades no flamables. Todos los aparatos utilizados en el muestreo, filtro, almacenamiento o transporte de fluidos Silicon deberán mantenerse exclusivos para el uso con este líquido, debido a que es extremadamente difícil remover restos de aceite u otros contaminantes. El aceite mineral es miscible en fluido silicon, por lo que es prácticamente imposible separa ambos líquidos después de haber sido mezclados.

Utilice kerosene u otro solvente aprobado para remover todos los restos de fluido Silicon en la parte externa del transformador.

Esta precaución deberá tomarse debido a que el fluido Silicon tiene una tendencia a afectar la adhesión de las capas de pintura.

6.5.3 Filtrado

Si los resultados de pruebas indican humedad u otro contaminante presente, éstos pueden ser removidos pasando el Silicon a través de un filtro prensa. Éste dispositivo puede ser utilizado como un papel filtro prensa para secado o como tierra y papel para purificar. Todos los aparatos utilizados en muestreo, filtrado, almacenaje o transporte del Silicon deberán mantenerse para el uso exclusivo con este líquido, debido a que es extremadamente difícil remover rastros de aceite u otros contaminantes.

El filtrado puede ser completado en el transformador u otro contenedor mediante la circulación del Silicon desde el fondo hasta la parte superior a través de un filtro prensa. Filtrado puede ser realizado más rápido y eficiente pasando el líquido del transformador, a través del filtro prensa y hacia un contenedor limpio y seco separado y nuevamente de regreso al filtro para rellenar el transformador. De esta forma, todo el líquido pasará dos veces por el filtro prensa.. Si es necesario filtrado adicional, el proceso complete puede ser repetido. Conforme la humedad vaya siendo extraída del líquido durante el proceso de filtrado, el medio de filtrado se humedecerá. Muestras frecuentes del líquido saliente deberán ser probadas para determinar cuando el medio de filtrado debe reemplazarse.

El filtro prensa no removerá grandes cantidades de agua del Silicon. Cuando grandes cantidades de agua son introducidas en el filtro, éstas pasarán, emergiendo como finas gotas dispersas en el silicón. Por lo tanto, si existe agua presente deberá ser removida antes de iniciar el filtrado.

Un transformador contaminado con humedad no solo tendrá humedad suspendida en el líquido aislante, pero también dentro de los devanados y aislamientos. La temperatura más eficiente para el filtrado de humedad del líquido es entre 20 °C y 40 °C, pero a esta temperatura el transformador transfiere la humedad de los devanados y aislamientos hacia el líquido aislante lentamente.

6.6 Fluido R-Temp

El Fluido R-Temp es un fluido dieléctrico de Hidrocarbano Resistente al Fuego (FRHF) formulado para su uso en transformadores de distribución donde las propiedades únicas eléctricas, térmicas y de seguridad son ventajosas. El líquido R-Temp fluid es no tóxico y biodegradable.

El fluido R-Temp es también conocido como Fluido Alto Punto de Ignición, o Líquido Dieléctrico No Flamable. El enfriamiento del dieléctrico deberá estar listado como Líquido No Flamable cumpliendo con los requerimientos del National Electrical Code Sección 450-23, incluyendo el punto mínimo de ignición de 300 °C y los requerimientos del National Electrical Safety Code (IEEE C2-1993), Sección 15.

6.6.1 Manejo y Almacenamiento

Los mismos procedimientos base para manejo y almacenamiento de aceite mineral convencional deberá seguirse para el fluido R-Temp.

6.6.2 Mantenimiento del Fluido

Pruebas de mantenimiento periódicas equipos con fluido R-Temp deberán seguir el mismo plan utilizado para equipos de aceite mineral convencional.

Las pruebas de mantenimiento recomendadas incluyen:

1. Rigidez dieléctrica de acuerdo a ASTM D877. el límite aceptado para el uso continuo de fluido R-Temp es 24 kV mínimo (equipos de 69 kV y menor).
2. Punto de Flasheo y Punto de Ignición. Relativamente pequeñas cantidades de aceite convencional u otros contaminantes pueden reducir el punto de flasheo y punto de ignición del líquido R-Temp. Si es sospechado que el líquido pueda estar contaminado, se deberán medir el punto de flasheo y el punto de ignición de acuerdo a ASTM D 92.
3. Análisis de Gases Disueltos. Recomendado para equipo de alto valor o equipo en servicio de cargas críticas. La Guía ANSI/IEEE C57.104-1991 para detección y análisis de generación de gases deberá aplicarse.
4. Probar uno o más de las siguientes propiedades proveen una Buena indicación de contaminación posible del fluido o una degradación inusual. Límites aceptables para uso continuo de fluido R-Temp:

Factor de Disipación	D924	1.0% at 25° C max.
Número Acidez	D974	0.25% mg KOH/g max.
Tensión Interfacial	D971	22 mN/m at 25° C min.

6.7 Líquido Aislante Envirotemp FR3

El líquido Aislante Envirotemp FR3 es biodegradable debidoa que está formulado de aceite de semillas. Tiene un punto de ignición incluso mayor que el fluido R-Temp, para un margen incluso mayor de seguridad contra fuego.

6.7.1 Manejo y Almacenamiento

Los mismos procedimientos base para manejo y almacenamiento de aceite mineral convencional deberá seguirse para el fluido Envirotemp FR3.

6.7.2 Fluid Maintenance

Periodic maintenance tests for Enviroment FR3 fluid-filled equipment should follow the same schedule used for conventional mineral oil-filled equipment.

Recommended maintenance tests include:

1. Rigidez dieléctrica de acuerdo a ASTM D1816. el límite aceptado para el uso continuo de fluido Envirotemp FR3 fluid es 30 kV mínimo (equipos de 69 kV y menor).

2. Punto de Flasheo y Punto de Ignición. Relativamente pequeñas cantidades de aceite convencional u otros contaminantes pueden reducir el punto de flasheo y punto de ignición del líquido Envirotemp FR3. Si es sospechado que el líquido pueda estar contaminado, se deberán medir el punto de flasheo y el punto de ignición de acuerdo a ASTM D 92.
3. Análisis de Gases Disueltos. Recomendado para equipo de alto valor o equipo en servicio de cargas críticas. La Guía ANSI/IEEE C57.104-1991 para detección y análisis de generación de gases deberá aplicarse.
4. Probar uno o más de las siguientes propiedades proveen una Buena indicación de contaminación posible del fluido o una degradación inusual. Límites aceptables para uso continuo de fluido Envirotemp FR3:

Factor de Disipación	D924	1.0% at 25° C max.
Número Acidez	D974	2.5 mg KOH/g max.
Tensión Interfacial	D971	18 mN/m.

6.8 Líquido Aislante Beta Fluid

Beta fluid es un aceite dieléctrico utilizado para mejorar la seguridad contra fuego en los transformadores. Este fluido es 100% hidrocarburo y biodegradable. El Beta Fluid es una mezcla de aceites de petróleo cuidadosamente seleccionados, esto garantiza compatibilidad con otros fluidos dieléctricos, incluyendo aceite mineral de transformador y fluidos conteniendo BPCs o solventes.

6.8.1 Precauciones de Seguridad

Beta Fluid en contacto con la piel puede causar irritación. Lave el área de contacto con jabón y agua. Si hay contacto con los ojos, enjuague los ojos de inmediato con agua abundante. Si la irritación persiste, busque ayuda médica.

6.8.2 Almacenaje

Almacene el Beta fluid en contenedores cerrados totalmente, in un lugar fresco, seco, aislado y con ventilación, alejado de Fuentes de ignición o calor. Guarde los barriles en sus lados par que los tapones queden debajo del nivel interno del líquido. No guarde contenedores no marcados. Evite temperaturas extremas en el almacenaje.

Sección 7

INSPECCIONES PREVIA A ENERGIZACIÓN

Antes de energizar el transformador, pruebas de rutina eléctricas deberán realizarse al transformador para confirmar su condición de operación. Esta sección provee la guía para lograr una energización exitosa.

7.1 Pruebas Eléctricas Recomendadas Previas a la >Energización

7.1.1 Propiedades Dieléctricas del Aceite

7.1.1.1 Rigidez Dieléctrica

Una variedad de equipos de alto voltaje de pruebas dieléctricas puede ser adquirido de General Electric Company. El método ASTM D877 cubre las pruebas de rutina apropiadas. Los siguientes párrafos dan un panorama general de este procedimiento.

1. Establezca el espacio de 1" (25.4 mm) de diámetro de los electrodos a 0.100" (2.5 mm)
2. Limpie la taza de prueba y los electrodos con un paño seco o limpio, gamuza seca y enjuague con un solvente seco de hidrocarburos como el kerosene.
3. Llene la taza de prueba con el solvente seco y realice una prueba de rotura bajo condiciones estándar de aplicación de voltaje (3 kV por segundo). Si la taza tiene una rigidez dieléctrica superior a 25 kV, es considerado adecuado para propósitos de prueba. Observe las precauciones usuales en el manejo de solventes.
4. Inmediatamente después del último enjuague con el solvente, enjuague la taza con la muestra bajo investigación, y proceda con la prueba.
5. La temperatura de la muestra cuando sea probada deberá ser en el mismo cuarto, el cual deberá estar entre 20 °C y 30 °C (68 °F y 86 °F). Las pruebas son hechas en la muestra anterior arriba de la temperatura pueden ser malinterpretadas. Bajo ninguna circunstancia la taza deberá estar a una temperatura menor que la muestra.
6. Agite gentilmente la muestra antes de cada llenado para prevenir variaciones en los resultados debido a contaminantes asentados. Vacíe el líquido en el receptáculo lentamente para evitar la formación de burbujas y derrames. Si hay burbujas presentes, agite suavemente la taza algunas veces y espere al menos 3 minutos antes de aplicar voltaje.
7. Llene la taza al menos 5 veces, realizando una prueba por llenado, y promedie los resultados.

Debido a que el líquido es uno de las porciones mayores del sistema de aislamiento del transformador, su rigidez dieléctrica deberá mantenerse lo más alto posible. Una baja resistencia eléctrica es indicio de que impurezas como humedad, polvo conductor, o partículas carbonizadas han entrado al líquido. Si las pruebas de aceite llegan por debajo de 26 kV (30 kV cuando sea nuevo) el transformador no deberá ponerse en servicio. En este caso, el aceite deberá ser filtrado y regresado a su condición original o reemplazado, dependiendo la condición del líquido y las consideraciones económicas.

7.1.1.2 Prueba de Aislamiento

Es importante registrar las condiciones ambientales al momento de las pruebas para referenciar cuando se comparen los resultados de las mismas. La pérdida de factor de aislamiento puede ser sensible a variaciones en temperatura, caso en el cual un factor de corrección deberá aplicarse a los valores medidos. Esto se hace para permitir la comparación de pruebas realizadas a diferentes temperaturas. La temperatura de referencia utilizado por PROLEC GE in la prueba de aislamiento es 20°C.

Pruebas debajo del congelamiento deberán ser evitadas, debido a que esto afecta significativamente las mediciones. Entre las razones principales para realizar esta prueba está la capacidad de detector humedad en el aislamiento. Además, las características eléctricas de hielo o agua son diferentes y es mucho más difícil detectar la presencia de hielo que la presencia de agua, algunas veces imposible.

Otros factores ambientales, como la humedad relativa y la precipitación al momento de la prueba, deberán ser registrados para futuras referencias. Pequeñas cantidades de vapor de agua en la superficie externa del aislamiento pueden incrementar la cantidad de fuga de corriente y parecerán pérdidas incrementadas en los resultados de las pruebas. Por esta razón, realizar pruebas durante periodos de alta humedad o precipitación deberán ser con extreme cuidado, de lo contrario, resultará en evaluación difícilmente apropiada.

7.1.1.3 Otras Pruebas

Aunque una rigidez dieléctrica baja indique la presencia de contaminantes, un valor alto no es siempre una indicación certera de la ausencia de éstos. Un número de pruebas pueden ser realizadas en el líquido aislante para determinar su condición y por lo tanto ninguna prueba deberá considerarse conclusiva. El método ASTM D117 define las pruebas estándar y contiene referencias a otras designaciones ASTM para descripciones detalladas de cada método.

La prueba de Análisis Disueltos de Gases (DGA) deberá realizarse para poder tener un registro base. La muestra de aceite para DGA debe ser tomada con una jeringa de vidrio.

7.1.1.3.1 Prueba en Campo para Control de Humedad

La siguiente prueba de campo puede ser utilizada para detectar la presencia de cantidades excesivas de humedad en el líquido aislante:

1. Obtenga una muestra del líquido aislante cuando el transformador está a temperatura de operación (Preferentemente arriba de 40 °C).
2. Empezando con la muestra caliente, enjuague un tubo limpio y seco de prueba con el líquido a ser probado, llene a la mitad y mezcle continuamente con un termómetro centígrado mientras se enfríe hasta aproximadamente 20 °C. Enfríe lo más posible in la temperatura ambiente y complete el enfriamiento sumergiendo momentaneamente un tubo de prueba en un baño de hielo, removiendo, mezclando y sumergiendo, etc.
3. Observe la muestra cuidadosamente y note la temperatura a la cual la nubosidad inicial aparece. Limpie la parte exterior del tubo con un paño limpio para facilitar la inspección visual de la ligera nube de humedad que pueda formarse. Compare con líquido limpio a temperatura ambiente en un tubo similar de ser necesario. La inspección de la presencia de la nube deberá realizarse preferentemente contra un fondo oscuro y no directamente contra la luz de día. Si la nube aparecer a 20°C o mas, se indica gran cantidad de humedad presente.
4. Inspeccione la unidad en busca de agua. Si no existe, una muestra deberá enviarse al laboratorio para un análisis cuantitativo y recomendaciones en el tratamiento de la unidad.
5. Si la nubosidad no aparecer hasta que la temperatura está debajo de 20°C, un rango aceptable de humedad es aceptado como se indica.
6. Ésta prueba de humedad deberá ser considerarse como una prueba burda si existe alguna razón para cuestionar la condición del líquido aislante, se deberá enviar una muestra al Laboratorio para un análisis preciso.

7.1.2 Resistencia del Aislamiento

Todas las líneas primarias y secundarias deberán desconectarse de las boquillas del transformador previo a realizar la prueba de resistencia de aislamiento.

Todas las lecturas de Resistencia del aislamiento deberán corregirse a una temperatura de 20 °C (referir a Sección Apéndice)

7.1.3 Factor de Potencia del Aislamiento

La temperatura del aislamiento afecta fuertemente los resultados obtenidos. Por lo tanto, los resultados deberán corregirse a 20 °C. el Factor de Potencia del Aislamiento es también referenciado como el factor de disipación de calor, el cual técnicamente es el cotangente del ángulo, donde el factor de potencia es el coseno del ángulo. Éstos dos valores son aproximadamente iguales a ángulos pequeños. El método común más utilizado para obtener el factor de potencia del aislamiento es usar una fuente de voltaje de 10 KV, la cual contra actúa interferencia por voltajes inducidos.

El valor de aceptación de Factor de Potencia, una vez corregido a 20°C, debe ser igual o menor a 1.0%.

7.1.4 Relación de Transformación (TTR)

Relación de Transformación (TTR) es la relación de número de vueltas entre los devanados de alta y baja tensión. Cuando se realice esta prueba, mida de la relación de transformación de los devanados en cada posición del cambiador. Si el cambiador de derivaciones es bajo carga, mida las relaciones en todas las posiciones del cambiador. Los valores del TTR deberán compararse con los resultados de la fábrica.

Valores obtenidos del TTR deberán estar entre $\pm 0.5\%$ de los valores de relación calculados en la placa de datos.

ATENCIÓN



mientras se utilicen Fuentes de corriente directa en los devanados de transformadores, no opere el circuito hasta que el transformador esté conectado a tierra. El no cumplir con esta instrucción puede provocar daño personal o severo al equipo.

7.1.5 Pruebas a Circuitos de Control

Realice pruebas de Resistencia del aislamiento y de continuidad en todos los circuitos de la caja de control excepto los equipos auxiliares con dispositivos de estado sólido como el Hydran o cualquier otro dispositivo electrónico. PROLEC GE recomienda no utilizar más de 500 VCD para realizar la prueba de resistencia del aislamiento al circuito control.

7.1.6 Prueba de Alarma

Todas las señales de alarma y disparo de los dispositivos de protección del transformador como relevador de sello, relevador mecánico de sobrepresión, termómetro de devanado, termómetro de líquido, nivel de líquido, etc. Deberán ser probados para su adecuada operación.

7.2 Inspecciones Finales

7.2.1 Indicador de Nivel de Líquido

El aceite deberá revisarse para nivel apropiado en boquillas, tanque y cambiador de derivaciones.

7.2.2 Válvulas

Asegúrese que las válvulas de drene y llenado estén cerradas.

7.2.3 Tierras Temporales

Previo a la energización y después de drenar las cargas estáticas, confirme que todas las tierras temporales de seguridad de las boquillas hayan sido removidas.

7.2.4 Conexión Final de Tierra

Verifique que todas las conexiones finales de tierra no tengan puntos sueltos. Conexiones a tierra incluyendo el bus de tierra de las boquillas de neutro, tanque a tierras de sitio, caja de control y accesorios de aterrizaje.

7.2.5 Apartarrayos

Confirme la conexión a tierra apropiada para los apartarrayos.

7.2.6 Cambiadores de Derivaciones Operación Sin Carga

Se deberán revisar los cambiadores de derivaciones de operación sin carga para confirmar una operación correcta y restaurar a la posición de voltaje nominal. La práctica estándar de PROLEC GE es embarcar el transformador con el cambiador de derivaciones en la posición nominal.

Registre la posición inicial cuando la unidad esté lista para energizarse.

7.2.7 Verificación de Transformador de Corriente

Confirme que las terminals estén ya sea conectadas a la carga o cortocircuitadas.

PRECAUCIÓN



El secundario abierto puede producir voltajes peligrosos para humanos y equipo conectado.

7.2.8 Gabinetes de Control

La correcta operación de los siguientes accesorios deberá ser revisada. Resistencias calefactores y luz interior.

7.2.9 Materiales y Herramientas

Asegúrese que no existan materiales o herramientas en la tapa del transformador.

Sección 8

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

8.1 Operación

Para lograr una larga vida y garantizar el transformador, se recomienda operarlo a capacidades no mayores a las diseñadas. El transformador deberá operar con un nivel de aceite normal y ventilación adecuada, esto elimina y previene deterioro temprano.

8.1.1 Altitud

El transformador deberá operara una altitud no mayor a la establecida en la placa de datos. La operación a altitudes mayores reducirá la capacidad de enfriamiento y distancias eléctricas.

8.1.2 Temperatura Ambiente

Los límites de diseño de temperatura no deberán excederse. A menos que otra cosa sea especificada, el transformador está diseñado para operar a una temperatura promedio de 30°C y 40°C máxima (de acuerdo a ANSI). Si el transformador es operado excediendo los límites de temperatura ambiente, se recomienda reducir su capacidad.

8.1.3 Condiciones de Variación de Voltaje

El transformador nod eberá operar excediendo el 5% del voltaje nominal de la placa de datos, de acuerdo a ANSI C57.12.00.

AVISO



Nunca intente operar el cambiador de derivaciones de operación sin carga cuando el transformador esté energizado. Se puede ocasionar daño severo al operar y el transformador.

8.1.4 Variación del Voltaje Auxiliar

La fuente de alimentación auxiliar para los dispositivos del transformador (equipo auxiliar) no deberá exceder una variación de $\pm 10\%$.

8.1.5 Condiciones de Sobrecarga

Los transformadores pueden operar a cargas mayores a su capacidad nominal por periodos cortos de tiempo sin daño alguno que afecte la vida del sistema de aislamiento.

Para información adicional, referir a IEEE Std C57.91-1995, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers.

8.2 Mantenimiento

AVISO



Antes de realizar cualquier procedimiento de mantenimiento o reparación en el transformador, desenergice el transformador desconectando las líneas tanto Alta como Baja Tension, aterrice las líneas del transformador y desconecte la fuente de alimentación del gabinete de control. Referir a la Sección 2 de este manual para información de seguridad adicional.

El mantenimiento periódico e inspección contribuirá la segura, confiable y libre operación del transformador. Las siguientes inspecciones pueden detectar problemas de operación potenciales antes de que sean críticos y que mantendrán la garantía:

1. Inspección General.
2. Pruebas del Aceite.
3. Pruebas Eléctricas de Rutina.
4. Pruebas a Dispositivos de Protección del Transformador.
5. Inspección Externa.
6. Inspección Interna.

8.2.1 Inspección General

La inspección incluye la verificación de la temperatura del líquido, el nivel del líquido, la presión, la ausencia de fugas de aceite y el enfriamiento en la fase de operación actual.

8.2.2 Pruebas del Aceite

Es recomendado que las pruebas del aceite sean realizadas cada 6 meses. Las pruebas que deben ser realizadas son:

- Rigidez Dieléctrica (ASTM 1816, ASTM D877).
- Factor de Potencia (ASTM D924).
- Gravedad Específica (ASTM D1298).
- Color (ASTM D1500)
- Tensión Interfacial (ASTM D971).
- Número de Neutralización (ASTM D974).
- Contenido de Agua (ASTM D1533).
- Análisis de Gases Disueltos (ASTM D3612).

8.2.3 Pruebas Eléctricas de Rutina

La siguiente prueba eléctrica deberá realizarse mientras el transformador está desenergizado. Es recomendado que se realicen estas pruebas cada año:

- Resistencia de Devanados.
- Resistencia del Aislamiento.
- Factor de Potencia del Aislamiento.
- Relación de Transformación.

8.2.4 Pruebas a Dispositivos de Protección del Transformador

Es recomendado realizar estas pruebas cada año.

8.2.5 Inspección Externa

La condición de las superficies externas del transformador deberá ser examinada en intervalos regulares. La inspección deberá incluir los siguientes puntos:

- Revisión de ausencia de fugas de aceite.
- Revisión de condición de sistema de tierras.
- Revisión de ausencia de corrosión.
- Revisión Interna del Gabinete de Control.
- Verificar operación de ventiladores.
- Verificar conexiones eléctricas externas.
- Verificar la operación del cambiador de derivaciones.

Si se encuentra deterioro, las superficies deberán ser limpiadas y repintadas con un buen grado de pintura durable recomendada por PROLEC GE. Antes de pintar referir a la sección del relevador mecánico de sobrepresión de este manual para Avisos importantes.

8.2.6 Inspección Interna

An internal inspection is necessary only if internal damage is suspected because of external.

AVISO



Cuando sea necesario operar un transformador en aceite, asegúrese que la temperatura del líquido sea mayor a la temperatura del medio exterior. De lo contrario, condensación interna puede ocurrir, la cual llevará a la falla del transformador.

Evite cualquier accidente. Asegúrese de liberar la presión del tanque o el vacío antes de aflojar o remover la cubierta del registro.

PRECAUCIÓN



Únicamente personal autorizado deberá permitirse en la tapa del transformador y cada precaución deberá tomarse para evitar caída de objetos dentro del transformador (Referir a la Sección 2 de este Manual).

Si es necesaria una inspección interna, remueva la soldadura alrededor de la tapa como se indica en “Remoción y Soldado de Tapas” (referir a Sección 8.2.6.1). Levante la tapa y drene el líquido aislante. Baje el nivel del líquido aislante a la parte superior de la parte viva e inspeccione el interior para ver si ha ocurrido daño alguno. Si es posible, no permita que las bobinas y el aislamiento se expongan al aire.


Examine el ensamble superior de la parte viva, todas las superficies horizontales y la superficie interna de la tapa en busca de signos de humedad. Si no se hayan signos de humedad o daño, proceda con el reensamble del transformador. Si existen signos de humedad dentro del tanque, se deberán seguir los pasos para determinar la cantidad de ésta y la causa por la cual entró humedad.

Si el transformador aparenta tener un daño interno, o si se desea remover la parte viva para inspección o secado, el transformador deberá ser des-entancado como se indica a continuación:

Desconecte las puntas de los devanados hacia las boquillas y remueva las boquillas utilizando el procedimiento indicado bajo “Boquillas”. Remueva el indicador de nivel de líquido, la conexión filtro-prensa, el indicador de temperatura (en aquellos que tengan invasión dentro del tanque), el cambiador de derivaciones y cualquier otra parte que pueda ser dañada o interfiera con la remoción de la parte viva.

Remueva las sujeciones de parte viva y saque el ensamble bobina-núcleo del tanque. Utilice cables para sacar el ensamble de parte viva. Después de re-ensamblar el transformador, será necesario realizar una corrida de secado como se explicó en los párrafos precedentes. Preguntas concernientes a la necesidad de secar un transformador en particular deberá referirse a la Oficina de Ventas GE Industrial Systems más cercana.

8.2.6.1 Remoción y Soldado de Tapas

AVISO	
	Antes de sacar el oxígeno del transformador, ingrese en el espacio de aire dentro del transformador nitrógeno seco y mantenga un pequeño flujo del gas durante la operación de extracción.

8.2.6.1.1 Remoción de Tapas

Tapas soldadas podrán ser removidas mediante la remoción de la soldadura con cinceles de punta de diamante y con un martillo neumático o por medio el método de extracción de oxígeno. Éste ultimo método es considerablemente más rápido y recomendado para todas las soldaduras de 5/16”(7.9 mm) y donde cualquier precaución adecuada puede ser tomada para peligros de incendio, que existe en operaciones de cortado de oxiacetileno.

Cuando se remueva la soldadura de la tapa, ésta deberá prensarse a las bridas del tanque para mantenerla en lugar y prevenir que partículas o rebabas de soldadura entren en el transformador. Proteja todas las aberturas contra la entrada de material extraño.

La soldadura entera podrá ser removida en un solo paso, procurando tener cuidado de evitar remoción profunda en las orillas de la tapa o la brida del tanque. La union deberá ser aterrizada o limpiada para soldarse previo a la remoción de la tapa. El equipo de corte de Oxiacetileno es necesario cuando las puntas de extracción son similares a Estilo de Reducción de Aire No. 183. Para mejor desempeño de la operación de extracción, se recomienda un equipo de corte similar al Airco Serie 3000 teniendo control gradual del flujo de presión del oxígeno. Los tamaños de puntas y las presiones recomendadas para varios tamaños de filetes son:

Tamaño Filete Soldadura	Tamaño Punta	Presión Oxígeno	Presión Acetileno
5/16 in	No. 8	60 PSI	8 PSI
3/8 and 7/16 in	No. 10	70 PSI	9 PSI
_ in and up	No. 12	75 PSI	9 PSI

8.2.6.1.2 Soldado de Tapas

Antes de reemplazar la tapa, remueva todos los rastros de polvo, grasa y aceite de las áreas a ser soldadas. Pegue un empaque con cemento a la brida del tanque o en la cubierta aplicando una capa silicato de sodio a ambas superficies.

El empaque deberá consistir de una pieza de 3/8" (9.5 mm) o una tira de 1/16" x 1" (1.5 x 38 mm) de asbestos seco doblada para obtener 1" (19 mm) ancho y deberá ser localizado aproximadamente 1/2" (12.7 mm) de la orilla exterior de la tapa.

Para prevenir salpicadura de soldadura que entre al transformador durante el soldado de la tapa, comprima los empaques prensando la tapa contra la brida y selle todas las aberturas externas en el tanque. Llene el espacio de aire en el transformador con nitrógeno seco y mantenga un flujo pequeño del gas durante la operación de soldado. Se recomienda el proceso de soldado de arco, utilizando diámetro de electrodo de 3/16" o 1/8" (4.8 o 6.3 mm) para el soldado de las tapas.

El filete deberá ser construido con una serie pasos hasta llegar a un espesor comparable con la soldadura original. Para poder realizar una unión hermética, se deberán remover completamente las rebabas y salpicaduras antes de cada siguiente paso y en cada punto donde el arco sea interrumpido.

Cuando la soldadura ha sido completada, remueva todas las uniones de presión como se explica bajo "Prueba de Fuga" (referir a Sección 4.2). Después de una prueba satisfactoria, limpie la soldadura y superficies adyacentes y aplique una capa primaria y dos capas de acabado de recubrimientos de pintura.

Sección 9

ASISTENCIA

Si necesita asistencia, una organización de servicio mundial está disponible para ayudarlo. Administración de Garantías, servicio de pruebas en sitio, instalación, estudios de sistemas, mantenimiento, problemas, reparaciones en sitio, y seminarios de entrenamiento son provistos por Servicios GE Engineering.

Si necesita reparar, reacondicionar, o reconstruir cualquier aparato eléctrico, un taller GE Service se encuentra cerca de usted disponible las 24 horas del día, siete días de la semana para trabajar en el taller o en sus premisas. Los métodos más actuales y partes de reemplazo genuinas GE son utilizadas para mantener el desempeño original de su equipo GE.

Para mayor información acerca de estos servicios, contacte la Oficina de Ventas GE, Oficina de Servicios de Ingeniería o Talleres de Servicio.

Marque

1-800-GEPROLE (1-800-437-7653)

para asistencia o visítenos

www.geprolec.com

APÉNDICE

Lista de Partes de Reemplazo

- Boquillas de Alta Tensión
- Boquillas de Baja Tensión
- Boquilla de Neutro
- Indicador de Temperatura de Líquido
- Indicador de Nivel de Líquido
- Manovacuómetro
- Ventilador
- Relevador de Presión Súbita
- Indicador de Temperatura de Devanado
- Empaques, Boquilla de Alta Tensión
- Empaques, Boquilla de Baja Tensión
- Empaques, Boquilla de Neutro
- Empaques, Indicador de Temperatura de Líquido
- Empaques, Indicar de Nivel de Líquido
- Empaques, Relevador de Presión Súbita
- Empaques, Válvula de Drene
- Empaques, Cambiador de Derivaciones
- Empaques, Relevador Mecánico de Sobrepresión / Registro
- Empaques, Indicador de Temperatura de Devanado

Referir a dibujo de Dimensiones Generales para la ubicación de estas partes y para partes no listadas. Note que las boquillas de neutro, ventiladores y el relevador de presión súbita son opcionales y pueden no estar incluidos en el transformador.

Las órdenes para Partes de Reemplazo deberán enviarse en la Oficina de Ventas GE Industrial Systems más cercana. Especifique la cantidad requerida y proporcione el NÚMERO DE SERIE DEL TRANSFORMADOR, y DESCRIPCIÓN de las partes deseadas. Si las partes requeridas no están identificadas en esta lista o en el dibujo de Dimensiones Generales, describa la(s) parte(s) e incluya el NÚMERO DE SERIE del TRANSFORMADOR.

Materiales que no son afectados por el Silicon han sido utilizados para construir el transformador y ningún sustituto deberá hacerse a dichos materiales sin la aprobación previa de PROLEC GE. Cualquier parte de reemplazo suministrada será manufacturada de los mismos materiales utilizados en transformadores nuevos. La operación exitosa de las partes de reemplazo dependen del correcto ensamble en sitio, las condiciones de la parte que permanece y del ciclo de secado si humedad ha entrado al transformador.

Tabla de Corrección de Resistencia del Aislamiento

Factor de Corrección de Resistencia del Aislamiento (MEGGER)									
Temperatura Aislamiento (°C)	Resistencia Aislamiento Factor Corrección	Temperatura Aislamiento (°C)	Resistencia Aislamiento Factor Corrección	Temperatura Aislamiento (°C)	Resistencia Aislamiento Factor Corrección	Temperatura Aislamiento (°C)	Resistencia Aislamiento Factor Corrección	Temperatura Aislamiento (°C)	Resistencia Aislamiento Factor Corrección
0	0.25	10	0.50	20	1.00	30	1.98	40	3.95
1	0.27	11	0.54	21	1.08	31	2.14	41	4.28
2	0.29	12	0.58	22	1.16	32	2.30	42	4.61
3	0.31	13	0.63	23	1.24	33	2.47	43	4.94
4	0.33	14	0.67	24	1.32	34	2.63	44	5.27
5	0.36	15	0.74	25	1.42	35	2.83	45	5.66
6	0.38	16	0.76	26	1.51	36	3.03	46	6.05
7	0.41	17	0.82	27	1.63	37	3.26	47	6.50
8	0.44	18	0.88	28	1.74	38	3.49	48	6.95
9	0.47	19	0.94	29	1.86	39	3.72	49	7.39
								50	7.89

Tabla de Corrección de Factor de Potencia

Factor de Corrección de Factor de Potencia									
Temperatura Aislamiento (°C)	Factor Corrección Factor Potencia	Temperatura Aislamiento (°C)	Factor Corrección Factor Potencia	Temperatura Aislamiento (°C)	Factor Corrección Factor Potencia	Temperatura Aislamiento (°C)	Factor Corrección Factor Potencia	Temperatura Aislamiento (°C)	Factor Corrección Factor Potencia
0	1.56	10	1.38	20	1.00	30	0.63	40	0.42
1	1.54	11	1.35	21	0.96	31	0.60	41	0.40
2	1.52	12	1.31	22	0.91	32	0.58	42	0.38
3	1.50	13	1.27	23	0.87	33	0.56	43	0.37
4	1.48	14	1.24	24	0.83	34	0.53	44	0.36
5	1.46	15	1.20	25	0.79	35	0.51	45	0.34
6	1.45	16	1.16	26	0.76	36	0.49	46	0.33
7	1.44	17	1.12	27	0.73	37	0.47	47	0.31
8	1.43	18	1.08	28	0.70	38	0.45	48	0.30
9	1.41	19	1.04	29	0.67	39	0.44	49	0.29
								50	0.28



Impulsando soluciones confiables

*Prolec GE S. de R. L. de C. V., Blvd. Carlos Salinas de Gortari km 9.25 Apodaca N.L. México C.P. 66600
Teléfono: Conmutador (81) 8030 2000, Fax (818) 030 2500*

www.prolecge.com