



Impulsando soluciones confiables



Manual de recepción, instalación, operación y mantenimiento para transformadores sumergidos en líquido aislante, Tipo Poste Monofásicos y Trifásicos para Distribución Aérea (d-1 y d-3).



# ¡POR FAVOR LEA ESTO PRIMERO!

## Atención:

Sírvase leer y entender la información contenida en el presente Manual de Instrucciones antes de Recibir/Instalar/Operar/Dar mantenimiento a su Transformador de Distribución.

El producto cubierto por este Manual, debe ser Instalado, Operado y Mantenido, exclusivamente por personal especializado y calificado.

Contiene información muy importante para su seguridad y la de su aparato.



## División Distribución

Manual de recepción, instalación, operación y mantenimiento  
para transformadores sumergidos en líquido aislante,  
Tipo Poste Monofásicos y Trifásicos para Distribución Aérea  
(d-1 y d-3).

Capacidad

Tensión Nominal

Corriente Nominal

Impedancia

Número de Serie

Fecha de Embarque

Firma y Sello Autorizados

# Carta de Garantía

**Prolec GE, S. de R.L. de C.V.** Garantiza el aparato aquí especificado contra todo defecto de Diseño, Construcción, Material y Mano de Obra.

Mediante esta Garantía nos comprometemos a reparar o sustituir, según sea necesario, L.A.B. fabrica, todo aquel equipo o parte del que se encuentre defectuoso dentro del plazo de 12 meses a partir de la fecha de energización o 18 meses a partir de la fecha de embarque, lo que suceda primero y siempre que se nos de aviso por escrito al descubrir el defecto, detallando la falla encontrada a que se refiere el párrafo anterior y las circunstancias en que ocurrió.

Siendo esta Garantía contra defectos de diseño o fabricación; nuestro compromiso queda sin efecto en caso de instalación, operación o mantenimiento inadecuado, o realizado por el personal no calificado, así como por circunstancias accidentales o fortuitas, tales como la falta de protección adecuada del equipo contra sobrecorrientes, sobretensiones o sobrecargas, descargas atmosféricas, incendios, maltrato en el transporte o maniobra, además de cuando no exista evidencia de resultados satisfactorios de pruebas realizadas previas a la energización, etc.



# Manual de recepción, instalación, operación y mantenimiento para transformadores de Distribución Tipo Poste sumergidos en aceite.

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN .....	5
2.	DEFINICIONES .....	5
2.1	Transformador .....	5
2.2	Transformador de distribución .....	5
2.3	Condiciones generales de servicio .....	5
2.3.1	Frecuencia .....	5
2.3.2	Temperatura ambiente .....	5
2.3.3	Altitud de operación .....	5
2.3.3.1	Efecto de la altitud en la elevación de la temperatura .....	5
2.3.4	Efecto de la altitud en la rigidez dieléctrica del aire .....	5
2.3.5	Operación a tensiones superiores a la nominal .....	6
2.3.6	Rigidez dieléctrica del líquido aislante .....	6
2.3.7	Condiciones especiales de servicio .....	6
2.4	Clasificación .....	6
2.4.1	En función de las condiciones de servicio .....	6
2.4.2	En función de los sistemas de disipación de calor .....	6
2.4.3	En función de los lugares de instalación .....	6
2.4.3	En función de los lugares de instalación .....	6
2.5	Especificaciones .....	6
2.5.1	Capacidad nominal en kVA .....	6
2.5.2	Tensiones nominales preferentes .....	7
2.5.3	Derivaciones .....	7
3.	RECEPCIÓN DE TRANSFORMADORES .....	7
4.	MANEJO .....	8
4.1	Como manejar el transformador .....	8
4.2	Como mover el transformador .....	9
4.3	Como Montar el Transformador .....	9
5.	ALMACENAMIENTO .....	9
6.	INSTALACIÓN .....	9
6.1	Puntos a ser verificados .....	9
6.2	Conexiones .....	9
6.3	Placa de Características .....	9
6.4	Sistema de enfriamiento .....	9
6.5	Sistema de tierras .....	9
7.	OPERACIÓN .....	10
7.1	Cambiador de derivaciones de operación desenergizada .....	10
7.2	Transformadores autoprotegidos .....	10
7.2.1	Interruptores térmicos o termomagnéticos, elementos de protección en baja tensión .....	10
7.2.2	Elementos de protección en alta tensión .....	11
7.2.3	Apartarrayos .....	11
7.3	Sobrecargas .....	11
7.3.1	Sobrecargas momentáneas .....	11
7.3.2	Sobrecargas continuas .....	12
7.3.2.1	Ciclos de carga .....	12
7.3.2.2	Carga de transformadores a capacidad nominal .....	12
7.3.2.3	Método para convertir el Ciclo de Carga Real a carga equivalente .....	12
8.	MANTENIMIENTO .....	14
8.1	Introducción .....	14
8.2	Mantenimiento preventivo .....	14
8.2.1	Inspección periódica .....	14
8.2.2	Transformadores con humedad en sus aislamientos .....	14
8.2.3	Aceite .....	14
8.2.4	Empaques .....	15
8.2.5	Tanque .....	15
8.3	Partes y repuestos para transformadores Prolec .....	15
8.4	Torques de apriete .....	15
8.5	Mantenimiento correctivo .....	15
8.5.1	Deterioro del aceite .....	15
8.5.2	Fallas en equipo auxiliar .....	16
8.5.3	Falla en los devanados .....	16
8.6	Conclusiones .....	17
9.	SEGURIDAD Y PROTECCIÓN .....	17
9.1	Distancias mínimas de acercamiento del personal a boquillas energizadas .....	17
9.2	Altura mínima de conductores en líneas aéreas .....	18
10.	FUENTES DE INFORMACIÓN .....	18

## INTRODUCCIÓN

La operación satisfactoria de los transformadores sumergidos en aceite depende del diseño adecuado, la correcta fabricación, una instalación apropiada y del mantenimiento preventivo de que sean objeto. El descuido de algunos de los requisitos fundamentales antes señalados, puede conducir a serios problemas, inclusive hasta la pérdida del transformador.

Este manual tiene el propósito de proporcionar recomendaciones adecuadas para la instalación y mantenimiento de los transformadores de distribución sumergidos en aceite, marca Prolec GE.

Esta guía cubre los siguientes tipos de transformadores:

Transformadores de distribución tipo porte, convencionales ó autoprotegidos, de 5 a 167 kVA inclusive, monofásicos ó trifásico, diseño normalizado y de 200 Kv de nivel básico de aislamiento al impulso y menores.

## 2. DEFINICIONES

### 2.1 Transformador

El transformador es un dispositivo eléctrico sin partes en movimiento, el cual por inducción electromagnética, transforma energía eléctrica de uno o más circuitos, a la misma frecuencia y cambiando usualmente los valores de tensión y corriente.

### 2.2 Transformador de distribución

Es aquel transformador que tiene una capacidad hasta de 500KVA hasta 34500 volts en alta tensión y hasta 15000 volts en baja tensión.

### 2.3 Condiciones generales de servicio

#### 2.3.1 Frecuencia

La frecuencia de operación debe ser de 60 Hertz.

#### 2.3.2 Temperatura ambiente

Los transformadores a norma, deben ser apropiados para operar a su capacidad nominal, siempre que: La temperatura promedio del ambiente no exceda de 30°C y la temperatura máxima no sea mayor a 40°C. Se recomienda que la temperatura promedio del aire refrigerante se calcule promediando las lecturas obtenidas durante 24 horas, ejecutando estas lecturas cada hora. Cuando el ambiente sea el medio refrigerante, se puede usar el promedio de la temperatura máxima y mínima durante el día, por lo general el valor obtenido en esta forma es ligeramente mayor que el promedio real diario, pero en no más de 0,25.

#### 2.3.3 Altitud de operación

Los transformadores de distribución, deben estar para una altitud mínima de 1000 metros sobre el nivel del mar.

##### 2.3.3.1 Efecto de la altitud en la elevación de la temperatura

El aumento de la altitud produce disminución en la densidad del aire, lo cual a su vez incrementa la elevación de temperatura en los transformadores que dependen del aire para su disipación del calor. Por lo tanto, se debe tomar en cuenta lo anterior para la operación de los transformadores en las formas que a continuación se indican:

#### 1) Operación a capacidad nominal.

Transformadores construidos para altitudes de 1000 metros pueden operarse a capacidad nominal a mayores altitudes, siempre que la temperatura ambiente promedio máxima, no exceda de los valores indicados en la siguiente tabla:

Temperatura ambiente promedio máxima permisible del aire refrigerante para operación a capacidad nominal.

Altitud en Metros	Temperatura Ambiente Promedio
1000	30°C
2000	28°C
3000	25°C
4000	23°C

#### 2) Operación a capacidad reducida.

Si la temperatura ambiente promedio máxima excede de los valores indicados en la tabla anterior, pero sin exceder la temperatura promedio de 30°C, se puede operar el transformador a capacidad reducida, a un 0,4 de la capacidad por cada 100 metros en exceso a los 1000 m sobre el nivel del mar.

#### 2.3.4 Efecto de la altitud en la rigidez dieléctrica del aire

El argumento en la altitud produce disminución en la densidad del aire, lo cual a su vez disminuye la tensión del flameo. La rigidez dieléctrica de algunas partes de un transformador, que depende total o parcialmente del aire para su aislamiento disminuye conforme la altitud aumenta. para una clase de aislamiento, dada la rigidez

dieléctrica a 1000 metros de altitud, debe multiplicarse por el factor de corrección apropiado para la nueva altitud, a fin de obtener la nueva rigidez dieléctrica a la altitud especificada. Ver la siguiente tabla:

Factores de corrección de rigidez dieléctrica para altitudes mayores a 1000 m.

Altitud en metros	Factor de Corrección
1000	1,00
1200	0,98
1500	0,95
1800	0,92
2100	0,89
2400	0,86
2700	0,83
3000	0,80
3600	0,75
4200	0,70
4500 (1)	0,67

(1) La altitud de 4500 metros es considerada la máxima para transformadores normales.

### 2.3.5 Operación a tensiones superiores a la nominal

- Los transformadores deben ser capaces de operar con 5% arriba de la tensión nominal del secundario a capacidad nominal en kVA, sin exceder los límites de sobre-elevación de temperatura. Este requisito se aplica cuando el factor de potencia de la carga es de 80% ó mayor.
- Con 10% arriba de la tensión nominal del secundario en vacío, sin exceder los límites de sobre-elevación de temperatura.
- Para cualquier derivación se aplica los mismos requisitos anteriores.

### 2.3.6 Rigidez dieléctrica del líquido aislante

La rigidez dieléctrica del líquido aislante nuevo no debe ser menor de 28 kV. (según método ASTM D-877).

### 2.3.7 Condiciones especiales de servicio

Condiciones de servicio fuera de las indicaciones en los párrafos anteriores se deben especificar previamente al fabricante. Ejemplo de algunas de estas condiciones son las siguientes:

- Vapores ó atmósferas dañinas, exceso de polvo, polvo abrasivo, mezclas explosivas de polvo ó gases, vapor de agua, ambiente salino, humedad excesiva, etc.
- Vibraciones anormales, golpes ó cambios de posición.
- Temperaturas ambiente excesivamente bajas ó altas.
- Condiciones de transporte ó almacenaje poco usuales.
- Limitaciones de espacio.
- Otras condiciones de operación, dificultades de mantenimiento, tensión desbalanceada, forma de onda deficiente, necesidades especiales de aislamiento, etc.

## 2.4 Clasificación

### 2.4.1 En función de las condiciones de servicio

Los transformadores se clasifican por su condición de servicio en:

- Para su uso interior.
- Para uso exterior.

### 2.4.2 En función de los sistemas de disipación de calor

Los transformadores de Distribución sumergidos en líquido aislante y enfriados por aire, están clasificados como Tipo OA (Autoenfriados).

### 2.4.3 En función de los lugares de instalación

Los transformadores se clasifican por su lugar de instalación como sigue:

- Para instalarse en pote (Tipo Poste).
- Para instalarse en subestaciones (Tipo subestación).
- Para instalarse en un pedestal (Tipo Pedestal).

## 2.5 Especificaciones

### 2.5.1 Capacidad nominal en kVA

La capacidad nominal de un transformador, es la capacidad que el devanado secundario debe suministrar en un tiempo especificado (continuo ó limitado), a su tensión y frecuencia nominales, sin exceder los límites de temperatura correspondientes dentro de las condiciones establecidas.

Capacidades nominales preferentes, en kVA, para transformadores tipo poste:

1 Fase	5	10	15	25		37.5		50	75	100			167
3 Fases			15		30		45		75		112.5	150	

### 2.5.2 Tensiones nominales preferentes

1 $\phi$ Baja Tensión	1 $\phi$ Alta Tensión	3 $\phi$ Baja Tensión	3 $\phi$ Alta Tensión
120/240 V	13200 V	220Y/127 V	13200 V
240/120 V	13200YT/7620 V	440Y/254 V	23000 V
240/480 V	22860YT/13200 V	480Y/277 V	33000 V
	23000 V		
	33000YT/19050 V		
	33000 V		

### 2.5.3 Derivaciones

Las derivaciones deben ser de 2,5% c/u de la alta tensión nominal, dispuestas dos arriba y dos abajo con respecto a la nominal.

## 3. RECEPCIÓN DE TRANSFORMADORES

Todos los transformadores PROLEC son revisados y probados en fábrica de acuerdo a normas nacionales e internacionales. Aún así, por condiciones de transporte, sugerimos revisar algunos de los puntos importantes. Cuando se recibe un embarque de transformadores, cada uno de éstos debe examinarse cuidadosamente antes de ser desembarcado del transporte. Los transformadores viajan asegurados, por lo que es recomendable revisarlos antes de descargar, para así hacer válido el seguro en caso de que existiese algún daño. Si es evidente cualquier daño o indicación de maniobra brusca, ó la falta visible de un accesorio, se deberá hacer una descripción del daño y redactarlo en el mismo documento del flete. Se presentará inmediatamente una reclamación por inconformidad a el transportista y se notificará a PROLEC, dando los datos completos de la placa de características y los detalles específicos del daño y de ser posible fotografías de los daños antes de que el equipo sea descargado.

### Inspección en la recepción.

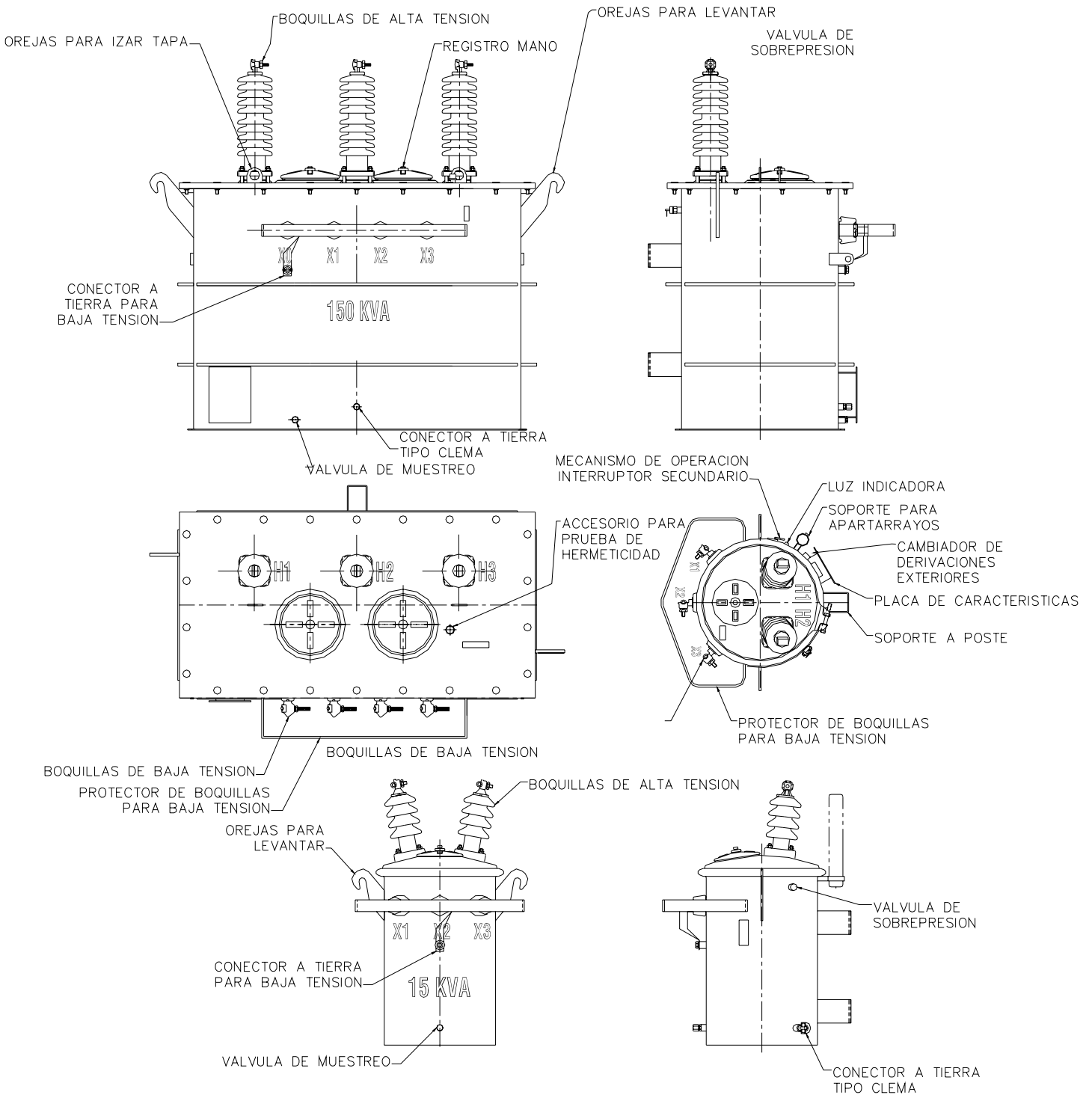
Para facilitar la inspección, promocionamos a continuación una lista de los elementos más importantes a ser revisados (Tomaremos como ejemplo un aparato de 25 kVA):

- La capacidad del Transformador: Indicada en una de las caras del transformador (25 kVA), la cual debe de coincidir con la capacidad grabada en la placa de características.
- Los datos en la placa de características deben de coincidir con los datos de remisión, y con la descripción del transformador:
  - 1.- Capacidad 25 kVA.
  - 2.- Fases 1.
  - 3.- Tensión Primaria 13200 V.
  - 4.- Tensión Secundaria 120/240 V.
  - 5.- Frecuencia 60 Hz.
  - 6.- Número de Serie XXXX XX XXX

Posteriormente:

- Verificar que no haya fugas ó manchas de aceite en las uniones del tanque, en los cordones de soldadura ó por los empaques.
- Revisar que la porcelana de las boquillas de baja y alta tensión, se encuentren en un buen estado y no presenten roturas, grietas ó despostilladuras visibles.
- Inspeccionar que los radiadores (en caso de llevarlos) no presenten golpes ó abolladuras, ya que esto puede provocar fugas de aceite o la obstrucción de la circulación de aceite, función indispensable para un enfriamiento adecuado.
- Comprobar que en las uniones de los accesorios con el tanque o con otros accesorios, no existan rastros o manchas de aceite, por ejemplo:
  - En boquillas de A.T. o de B.T.
  - En conectores de las boquillas.
  - En tapa(s) de registro de mano.
  - En la válvula de drenaje o muestreo.
  - En la válvula de sobrepresión.
  - En la manija del cambiador de derivaciones. (Si es de operación exterior).
  - En la manija del Interruptor Térmico ó Termomagnético. (Nota: No todos los transformadores cuentan con todos estos accesorios ya que estos se suministran de acuerdo a normas o a solicitud del cliente).

- Revisar que los conectores para conexiones a tierra estén completos. Estos se encuentran localizados, uno debajo de las boquillas de baja tensión y otro en la parte inferior del tanque. Así mismo, revisar los conectores de las boquillas.



## 4. MANEJO

### 4.1 Como manejar el transformador

El transformador de distribución debe siempre de manejarse con sus protecciones para transporte. Los movimientos pueden hacerse con montacargas o algún tipo de grúa. Para ello el transformador cuenta con aditamentos en el tanque, donde el transformador puede ser sujetado para elevarlo y/o transportarlo. Si el transformador está montado en una tarima, es recomendable mantenerlo en esa plataforma hasta que se requiera su instalación.



Los aditamentos de maniobras con que cuenta el transformador PROLEC son ganchos u orejas. Es recomendable el uso de cables, cuerdas ó estrobos, para facilitar su manejo y traslado al sitio requerido. Por ningún motivo las cadenas ó estrobos, deberán de hacer contacto con las boquillas, por riesgo de que puedan dañar la porcelana interna ó externamente.

#### **4.2 Como mover el transformador**

Cuando un transformador de distribución no pueda manejarse con montacargas o grúa, puede ser deslizado ó movido sobre rodillos, cuidando de no inclinar el transformador de tal manera que pueda dañarse la base y para evitar la caída súbita del mismo. Si tiene que ser deslizado sobre rodillos, se debe usar una plataforma para distribuir los esfuerzos sobre la base del transformador.

##### **Precaución:**

Un transformador de distribución nunca se debe levantar o mover sujetándolo por las boquillas o apoyándose de los apartarrayos o accesorios, debido a que son piezas altamente frágiles.

##### **Precaución:**

Algunos transformadores cuentan con aditamentos para levantar la tapa, éstos están diseñados para soportar sólo el peso de la misma y no para soportar el peso del transformador completo.

#### **4.3 Como Montar el Transformador**

Casi todos los transformadores de distribución cuentan con un sistema de montaje diseñado para ser instalados en poste de distribución. En aquellos casos donde se usen crucetas para el montaje, es conveniente fijar los ganchos a los soportes del transformador, antes de ser elevado para su instalación en las crucetas. Si no se dispone de ningún aditamento, se debe usar plataforma para montar el transformador.

### **5. ALMACENAMIENTO**

En caso de que los transformadores no requieran ser instalados inmediatamente, es recomendable colocarlos en un sitio permanente, previa revisión del transformador y manteniendo sus protecciones de embarque. No debe almacenarse en presencia de alta humedad, lodos ó de gases corrosivos, tales como cloro ó en atmósferas explosivas, etc.

Es recomendable proteger las boquillas con una cubierta de madera, cartón ó de un material similar, durante su período de almacenamiento. Lo anterior es con el fin de evitar que las boquillas sean golpeadas y/o dañadas. La energización del transformador con daños en las boquillas acorta la vida del transformador.

### **6. INSTALACIÓN**

Una vez realizada la inspección indicada en el capítulo III, y si no se tiene ningún daño ó desviación, los transformadores de distribución pueden ser energizados con toda confianza.

Para transformadores que han sido almacenados por largos períodos de tiempo (más de un año), es recomendable verificar los siguientes puntos a manera de guía.

#### **6.1 Puntos a ser verificados**

- Las características del transformador deben de estar de acuerdo a las necesidades de la instalación.
- No debe haber continuidad entre los devanados de alta tensión, baja tensión y tierra. Puede verificarse con un medidor de resistencia de aislamiento (megger) 1 Megaohm / kV a 75°C mínimo.
- El devanado de alta tensión, en transformadores monofásicos para sistema con retorno por tierra, tiene el neutro conectado al tanque.
- No deben existir fugas de aceite.
- Debe tener el nivel de aceite correcto, (Ver marca de nivel en el interior del tanque) a una temperatura de 25°C.
- El cambiador de derivaciones debe de estar en la posición requerida; para verificarlo se mide la relación de transformación. El cambiador se posiciona en fábrica en la tensión nominal.

#### **6.2 Conexiones**

Los transformadores monofásicos se embarcarán con las conexiones internas de acuerdo a lo especificado en las normas ó en su defecto a lo especificado por el cliente.

Para verificar ó modificar la conexión original, es necesario referirse al diagrama de conexiones, indicado en la placa de características de cada transformador. No debe hacerse ninguna otra conexión que no sea la especificada en el diagrama.

#### **6.3 Placa de Características**

El transformador se identifica mediante la placa de características, por lo que resulta indispensable conocerla antes de conectar el aparato. Los datos que contiene la placa de características son:

- Diagrama de conexiones eléctricas internas del transformador.
- Marca del Transformador.
- Capacidad en kVA.
- Número de fases.

- Tensiones nominales de alta y baja tensión.
- Tensiones de las derivaciones.
- Frecuencia.
- Polaridad.
- Porcentaje de Impedancia.
- Elevación de Temperatura.
- Nivel Básico de Aislamiento al Impulso.
- Número de serie.
- Diagrama vectorial.
- Peso total aproximado y cantidad de aceite.
- Año de fabricación.

#### 6.4 Sistema de enfriamiento

Los transformadores de distribución, generalmente son autoenfriados, esto es, depende del aire que los rodea para disipar el calor generado en la transformación.

En caso de que se requiera instalar un transformador en un recinto cerrado, se recomienda lo siguiente:

- El recinto debe estar ventilado, de tal forma que el aire caliente escape rápidamente y pueda ser reemplazado por aire nuevo y frío.
- Deben de existir ventilas de entrada cerca del piso de la habitación.
- Las ventilas de salida deben estar localizadas tan alto como el techo lo permita.
- El número y tamaño de las ventilas depende de la eficiencia y el ciclo de carga de los transformadores.
- Se recomienda 60 dm<sup>2</sup> de ventila por cada 100 kVA, (Valor para 1000 MSNM, ver Punto 2.3.3) destinados por igual en las ventilas de entrada y salida.
- Los transformadores deben contar para su ventilación con una separación mínima entre uno y otro, así como entre las paredes adyacentes a los tanques, con una separación no menor de 0,90 mts. ó la distancia dieléctrica necesaria entre boquillas y cualquier otro objeto. (Ver punto 9.1).

#### 6.5 Sistema de tierras

Los transformadores deben estar permanentemente conectados a tierra, para evitar tensiones inducidas peligrosas. Los sistemas de tierra deben ser de acuerdo a las buenas prácticas de cada región. Esto es especialmente importante en los transformadores para sistemas con retorno de corriente por tierra.

## 7. OPERACIÓN

La función del transformador empieza cuando el resultado de su transformación es empleada por el usuario. Para ello ya fue asegurada su confiabilidad en cada etapa de su desarrollo hasta llegar al punto de su instalación, con suficiente espacio para su ventilación, protegido contra sobrecargas y sobretensiones y sin descuidar su mantenimiento, se obtendrá un servicio confiable y continuo por muchos años.

#### 7.1 Cambiador de derivaciones de operación desenergizada

La mayoría de los transformadores cuentan con un cambiador de derivaciones de operación sin carga (transformador desenergizado) que puede ser de manija interna o externa, según su especificación. El objetivo del cambiador es ajustar la tensión del transformador a la tensión de la línea de alimentación y por consiguiente obtener la tensión correcta en el secundario.

Si la tensión de la línea de alimentación es mayor que la tensión del devando, se tendrá un incremento logarítmico en pérdidas de excitación en el transformador. Por el contrario si la tensión de la línea de alimentación es menor que la del devanado, se tendrá una tensión reducida en la línea de carga. (o en el secundario).

Para hacer un cambio de derivaciones, siga los siguientes pasos:

- Cerciórese de que el transformador esté completamente desenergizado y no existe tensión en ambos devanados.
- Si el cambiador no es de operación con manija externa, abra la tapa de registro de inspección o registro de mano.
- El cambiador de derivaciones está marcado con números progresivos correspondiendo el # 1 a la tensión mayor y el # 5 a la tensión menor. (Ver en la placa de características las diferentes opciones de tensión en el devanado de alta tensión).
- La manija debe girarse en sentido de las manecillas de un reloj para cambiar de una tensión mayor a una tensión menor.
- Al girar la manija de acuerdo al paso anterior, se incrementará la tensión en el lado secundario. Para reducir la tensión el lado secundario, gire la manija en sentido contrario a las manecillas del reloj.
- Evite la entrada de humedad o de cualquier objeto extraño a través de la ventana de registro de mano.

#### 7.2 Transformadores autoprotegidos

Los transformadores de distribución del tipo autoprotegidos, cuentan con un sistema de protecciones contra excesos de tensión y/o calentamiento. Estas protecciones son coordinadas y ensambladas en fábrica.

##### 7.2.1 Interruptores térmicos o termomagnéticos, elementos de protección en baja tensión

Al existir un corto circuito en el lado de la carga (red secundaria), el interruptor operará en un lapso de algunos ciclos, disparándose el interruptor térmico o termomagnético, dependiendo de la capacidad del transformador,

el cual se desconectará de la red, y una vez que se haya verificado que se eliminó la condición de falla, podrá ser reconectado restableciendo manualmente el mecanismo del interruptor.

Para lograr un medio económico para la comprobación de sobrecargas, se provee de un foco piloto que por medio de una luz roja señala cuando el transformador alcanza su máxima capacidad térmica.

Al encenderse esta señal, y si es ignorada, puede llegar a incrementarse el nivel de carga hasta llegar a rangos peligrosos de sobrecarga, es entonces cuando las protecciones hacen efectiva su función y el interruptor desconectará la carga para evitar dañar el aparato.

Algunos transformadores autoprotegidos cuentan con una manija de emergencia asegurada de su posición normal con un sello de plomo. Esta se localiza bajo la manija de operación ó de la luz de señalamiento. Si el operador no puede restablecer el interruptor debido a que la carga es mayor (máximo 10%) de la capacidad del transformador, el sello se debe romper y colocar la palanca en posición de emergencia. Posteriormente se deberá restablecer el servicio, accionando el interruptor.

En este caso el transformador debe reemplazarse por una unidad mayor a la brevedad posible, siendo recomendable que no transcurra un período mayor a 24 horas. El uso prolongado en condiciones de sobrecarga, acorta la vida del transformador.

### **Para restablecer el interruptor o la luz piloto.**

Cuando el interruptor operó debido a una sobrecarga ó a un corto circuito externo y se requiere restablecer el interruptor, siga los siguientes pasos:

- 1) La manija (palanca) del interruptor estará en posición de abierto (desconectado), la manija se deberá de regresar, imitando la acción de una desconexión manual (con un movimiento de la manija de abajo hacia arriba) y llevando ésta a la posición de restablecer "Reset" para que el mecanismo enganche.
- 2) Cerrar el interruptor, con un movimiento inverso al paso anterior (la manija debe moverse de arriba hacia abajo) donde la manija quedará en la posición de cerrado.
- 3) Para apagar la luz roja de la señal del foco piloto cuando el interruptor no haya operado:
- 4) Mover la manija a la posición de desconectado (de abajo hacia arriba) y recerrar, como el punto 2).

### **7.2.2 Elementos de protección en alta tensión**

Una falla en un transformador invariablemente involucra un arco, ya que la corriente de falla deberá ir a través de un espacio previamente ocupado por un material aislante. La falla puede ocurrir en cualquier parte eléctrica del transformador y las magnitudes de las corrientes de falla varían desde valores del orden de la corriente nominal del transformador, hasta la máxima corriente de falla asimétrica que el sistema puede proporcionar debido a una condición de falla de línea a tierra o de línea a línea.

Estas corrientes pueden lograr que un transformador falle con consecuencias catastróficas, con los siguientes resultados:

- Que la tapa del transformador y/o el registro de mano se desprendan violentamente.
- Que las boquillas sean expelidas.
- Que el tanque del transformador se deforme o se dañe permitiendo fugas de aceite y/o gas.
- Incendio.

Los transformadores autoprotegidos están provistos de un fusible, conectado en el devanado de alta tensión. En el caso de una falla interna este fusible operará fundiéndose interrumpiendo el paso de la corriente. Dicho fusible está coordinado con el interruptor de tal forma que en caso de un corto circuito en la carga, el interruptor operará en lugar del fusible.

### **7.2.3 Apartarrayos**

Los apartarrayos comúnmente utilizados deben ser del tipo distribución. En transformadores autoprotegidos, los apartarrayos o los cuernos de arqueo están conectados al tanque, por lo tanto éste debe estar sólidamente aterrizado, dependiendo de las prácticas de operación recomendadas por la compañía suministradora de energía.

## **7.3 Sobrecargas**

### **7.3.1 Sobrecargas momentáneas**

Siguientes recomendaciones de carga pueden utilizarse para transformadores Prolec, provistos con modernos sistemas de aislamiento térmico (ver Figura 3).

Duración	Veces la corriente nominal
2 Seg.	25,0
10 Seg.	11,3
30 Seg.	6,7
60 Seg.	4,75
5 minutos.	3,0
30 minutos.	2,0

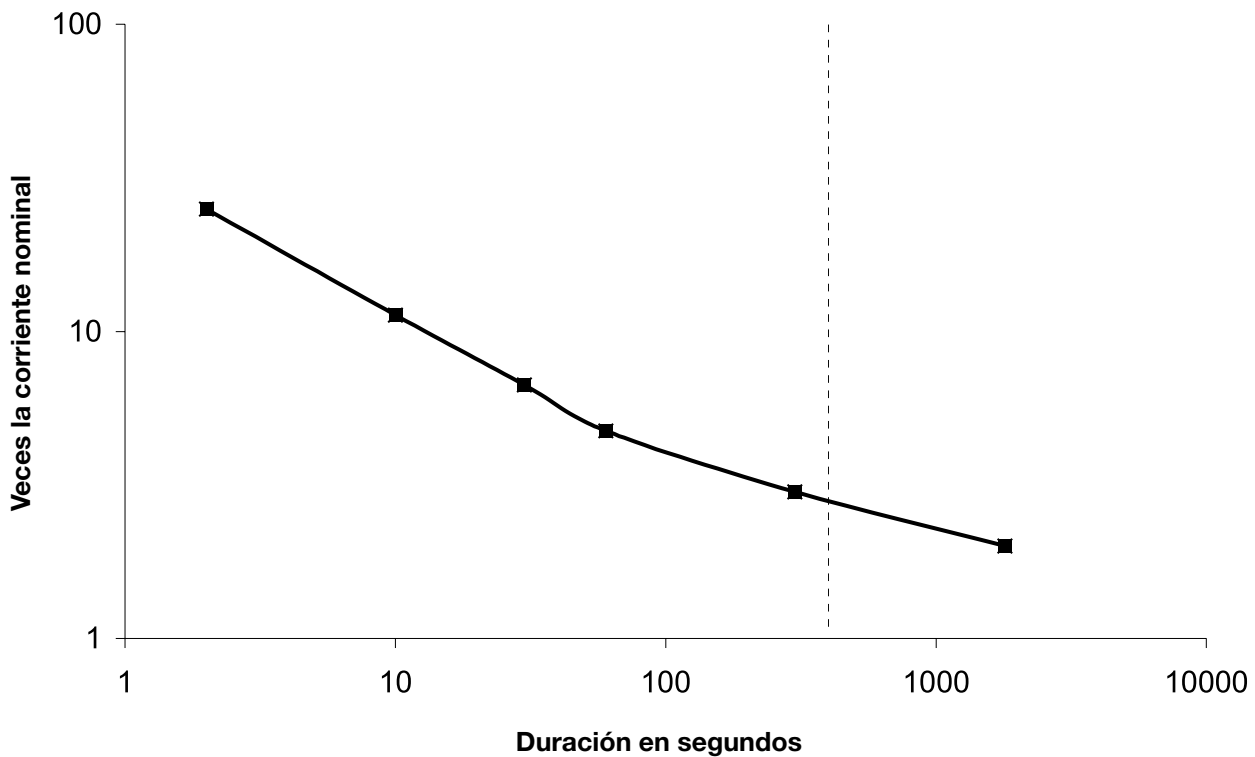


Figura 2. Sobrecargas momentáneas.

### 7.3.2 Sobrecargas continuas

#### 7.3.2.1 Ciclos de carga

Los transformadores generalmente operan con un Ciclo de Carga que se repite cada 24 horas. Este ciclo de carga puede ser constante, como en el caso de un transformador que alimenta una carga sostenida, o puede tener una o más crestas durante el período de 24 horas, como en el caso de una subestación o un transformador de distribución. El ciclo de carga real debe ser convertido a una forma rectangular por el método dado en el punto 8.3.2.3. Cuando el promedio de cargas reales antes de la cresta de carga difiere de las tabulaciones, se puede obtener una exactitud suficiente por interpolación.

#### 7.3.2.2 Carga de transformadores a capacidad nominal

La capacidad nominal determina la carga máxima constante. Esta capacidad puede ser incrementada en una cantidad específica durante dos horas, provocando un aumento moderado en la elevación de temperatura, sin exceder las limitaciones establecidas a capacidad nominal.

**NOTA:** Usualmente se especifica un incremento del 25 al 50%.

La carga que el transformador puede soportar continuamente sin exceder la sobre-elevación de temperatura de 65°C, puede determinarse en forma aproximada, multiplicando los kVA nominales por los factores de conversión indicados en la Tabla 1. La carga así determinada, puede usarse como base de carga bajo las condiciones deseadas.

Tabla 1.

Porcentaje de los kVA nominales durante 2 horas	Factor de conversión
125	1,1
150	1,2

\*Siguiendo el 100% de los kVA nominales.

Ejemplo: Carga de 37.5 kVA nominales, se requiere un transformador de 45 kVA nominales para que soporte una sobrecarga de 50% adicional.

$$37,5 \times 1,5 = 56,25 \text{ kVA}$$

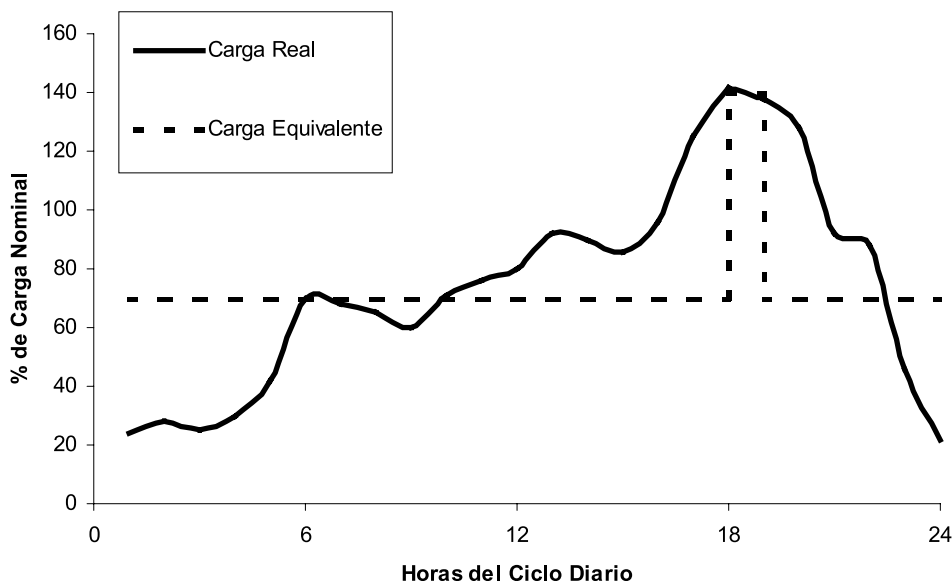
En la Tabla 2 se listan los factores de conversión para la carga soportada continuamente sin exceder la sobreelevación de temperatura de 65°C.

#### 7.3.2.3 Método para convertir el Ciclo de Carga Real a carga equivalente

La carga permitida, como se obtiene de las gráficas A, B y C, es una función de la carga inicial, la cresta de carga y su duración. En las gráficas, cada combinación de cargas se considera como un simple ciclo de carga rectangular, consistente en una carga inicial esencialmente constante de 50, 70 ó 90% de capacidad, seguida de una cresta rectangular de la magnitud y tiempo considerados en la tabla. La carga supuesta para los cálculos en las tablas se ilustra en la Figura 3.

El ciclo de carga diaria ordinariamente no es así de simple, sino a menudo es como el ciclo representado por la línea continua en la figura, consistentes en fluctuaciones de carga a través del día y hay generalmente, un período durante el ciclo de carga diaria cuando la carga se eleva a un valor considerablemente mayor a cualquier otro alcanzado en el resto del tiempo. Normalmente, el valor máximo o cresta de carga no es alcanzado y pasado súbitamente, sino que se eleva y desciende gradualmente.

**Carga en % de la Capacidad del Transformador**



Para usar las recomendaciones de carga, se deben convertir las fluctuaciones del ciclo real de carga a un ciclo de carga equivalente simple rectangular, tal como se representa por la línea interrumpida en la figura 4. Un transformador que alimenta una carga fluctuante, genera pérdidas fluctuantes, el efecto de las cuales es equivalente a una carga intermedia sostenida por mismo período. Esto se debe a las características de acumulación de calor de los materiales en el transformador. Una carga que genera pérdidas del mismo valor que las causadas por cargas fluctuantes, es una carga equivalente desde el punto de vista térmico.

La carga inicial equivalente, es el valor eficaz de la carga obtenida por la ecuación 1 para un período escogido precedente a la cresta de carga. La experiencia con este método de estudios de carga, indica que son bastante satisfactorios los resultados obtenidos al considerar períodos de 12 horas procedentes a las crestas en la determinación de la carga inicial equivalente. Se sugiere utilizar intervalos de tiempo (t) de una hora como una simplificación, la cual para un período de 12 horas será:

$$\text{Carga inicial Equivalente} = 0,29 \cdot \sqrt{L_1^2 + L_2^2 + L_3^2 + L_{12}^2}$$

(Ec. No. 1).

**En donde:**

$L_1, L_2, L_3 \dots L_{12}$  Son las cargas promedio obtenidas para cada intervalo de una hora del período de 12 horas precedente a la cresta de carga. La cresta de carga equivalente para el ciclo de carga normal, es la carga (valor eficaz) obtenida por la ecuación 1, para un período limitado dentro del cual se encuentran la mayor parte de las crestas reales irregulares.

La duración estimada de la cresta tiene considerable influencia sobre los valores máximos eficaces. Si la duración es sobreestimada, los valores máximos eficaces pueden ser considerablemente menores que las crestas de la demanda máxima.

Para protegerse contra sobrecalentamientos debido a altas, pero breves sobrecargas durante el período de cresta, el valor eficaz para el período de la cresta de carga no debe ser menor que el 90% de la demanda máxima durante la media hora de carga máxima.

Carga previa en condiciones de carga estable expresada en % de la capacidad del transformador	Duración de la sobrecarga permitida en % de la potencia nominal				
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
50 %	180 minutos	90 minutos	60 minutos	30 minutos	15 minutos
75 %	120 minutos	60 minutos	30 minutos	15 minutos	8 minutos
90 %	60 minutos	30 minutos	15 minutos	8 minutos	4 minutos

Este método puede emplearse para convertir un ciclo de carga irregular, como el de la figura, a un ciclo de carga rectangular. En este caso, la porción continua es 70% y la cresta 140% de los kVA, nominales.

## 8. MANTENIMIENTO

### 8.1 Introducción

El transformador es un equipo eléctrico del cual a menudo se abusa por descuido ó desconocimiento; con sobrecargas continuas, protecciones inadecuadas y un pobre mantenimiento. Estos abusos se cometen a título de que el transformador es un aparato estático, construido robustamente, por lo que sus posibilidades de fallas son mínimas. Sin embargo, tales abusos se reflejan en una disminución considerable en la vida útil del aparato. En esta información se mencionan prácticas de cómo mantener y dar servicio al transformador, los tipos de fallas más comunes y su manifestación general que permitan al personal de mantenimiento detectar y/o evitar dichas fallas.

### 8.2 Mantenimiento preventivo

#### 8.2.1 Inspección periódica

Es recomendable una inspección visual periódica de las partes externas del transformador al menos cada dos años. En esta inspección se deberán tomar las precauciones y medidas necesarias sobre seguridad.

Los puntos de dicha inspección son:

- Las boquillas de alta tensión.
- Las boquillas de baja tensión y la conexión de los cables.
- Los apartarrayos y accesorios de protección.
- El acabado del tanque.
- La hermeticidad.
- La carga.
- Los empaques (en boquillas, tapa tanque, registro de mano, etc.).
- Las válvulas (de muestreo, sobrepresión, drenaje, etc.).

Estando el transformador instalado y si el tanque muestra evidencias de herrumbre o deterioro de la pintura, el área afectada puede limpiarse con cepillo de alambre y retocarse con una capa de pintura, dosificada con rociador, protegiendo las boquillas para evitar que el rocío de la pintura se deposite en éstas.

Cuando se encuentre un daño en el transformador y éste no puede ser reparado en el campo, debe enviarse al taller de servicio (para servicios fuera de garantía) o a la fábrica (para aparatos en garantía) o a la fábrica (para aparatos en garantía).

Al enviar el transformador al taller de servicio por cualquier motivo, es recomendable hacer una inspección cuidadosa de todas sus partes, para así en un mismo servicio hacer todas las reparaciones necesarias o reposición de partes envejecidas prematuramente. Se recomienda en una reparación, evaluar mejoras adicionales como:

- Pintar el tanque.
- Cambiar empaques, en especial los de cubierta y tapa de registro.
- Revisar nivel y las condiciones del aceite.
- Revisar hermeticidad y el apriete de tornillos.

#### 8.2.2 Transformadores con humedad en sus aislamientos

La humedad es el mayor agente destructor en un transformador. Si hay cualquier evidencia de penetración de humedad a la unidad, debe drenarse el aceite; el núcleo y las bobinas secarse en el horno o en algún otro medio adecuado y aceptado para esta necesidad, dependiendo de las dimensiones del transformador. Una vez hecho el secado, la unidad debe llenarse con aceite previamente tratado. Es recomendable, y para aparatos de clase de aislamiento 34.5 kV y superior es imprescindible, un llenado de aceite estando el transformador en vacío (una presión de 1.5 mm Hg) ó un proceso similar que asegure condiciones de calidad óptima en la reparación.

El transformador al salir de un servicio de reparación, se debe probar con una tensión no mayor de 75% del valor utilizado en las pruebas originales de fábrica. (Consultar normas nacionales y/o internacionales de reparación de transformadores para mayor información).

#### 8.2.3 Aceite

El ciclo de carga al que es sometido el transformador indica la frecuencia con que debe de revisarse al aceite. Para un ciclo sin sobrecargas, se recomienda revisar el aceite, cada 3 ó 4 años por lo menos.

El aceite para transformadores debe tener una tensión mínima de ruptura dieléctrica de 23 kV, al ser analizado con un probador de discos de 2.54 cm. Con una separación de 0.254 cm.

Si los valores resultantes son menores a lo estipulado, el aceite debe filtrarse o reemplazarse conforme a la siguiente recomendación:

## Prueba.

1. Resistencia dieléctrica (ASTM D-877).
2. Número de neutralización.
3. Color.
4. Contenido de humedad. (En  $\mu\text{l/l}$  o  $\mu\text{g/g}$ ).

	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Aceite Satisfactorio	23 kV Min.	0,4 Max	3,5 Max	20 $\mu\text{l/l}$ o $\mu\text{g/g}$ Max
Necesita Filtrado	Menor de 22kV	0,4 a 1,0	Mayor de 3,5	
Necesita Reemplazo		Mayor de 1,0		Mayor de 65 $\mu\text{l/l}$ o $\mu\text{g/g}$

### 8.2.4 Empaques

Si es necesario remover la cubierta, boquillas, tapa o registro de mano, se debe prever un cambio de empaques para reemplazar los anteriores. Al instalarlos evite que éstos sean sometidos a esfuerzos que los dañen permanentemente, asegúrese que la tensión del apriete mecánico forme un sello efectivo (ver punto 7.3).

### 8.2.5 Tanque

El interior del tanque debe estar limpio, sus empaques no deben presentar signos de envejecimiento o de lo contrario corregir de inmediato cualquier fuga ó reemplazar los empaques envejecidos.

Se debe revisar que no exista rastro de carbón en el interior del tanque y tampoco señales de “abombamiento”.

Si se observa la existencia de algunas de éstas características, no se debe de reconectar el transformador, hasta determinar las causas que generaron este problema.

### 8.3 Partes y repuestos para transformadores Prolec

Cuando se quiera información o partes de repuesto para transformadores, éstas podrán solicitarse a través de personal de ventas de Prolec o sus representantes, proporcionándoles los datos completos de la placa de características: capacidad (kVA), tensión, número de serie, etc.

### 8.4 Torques de apriete

Los torques (pares de apriete) que se deben aplicar en las conexiones (uniones) roscadas se muestran en la Tabla No. 2. La tolerancia es de  $\pm 20\%$  del valor indicado.

### 8.5 Mantenimiento correctivo

Las fallas que pueden ocurrir a un transformador pueden clasificarse como sigue:

- a) Deterioro del aceite.
- b) Fallas en equipo auxiliar.
- c) Fallas en el devanado.

#### 8.5.1. Deterioro del aceite

El aceite aislante se deteriora por la acción de humedad y del oxígeno, por la presencia de catalizadores (cobre) y por temperatura. La combinación de estos elementos producen una acción química en el aceite, la cual da como resultado la generación de ácidos que atacan a los aislamientos y a las partes metálicas del transformador. De esta acción química, resultan los que se precipitan en el transformador y que impiden la correcta disipación del calor, acelerando por lo tanto, el envejecimiento de los aislamientos y por ende del transformador.

La humedad presente en el aceite puede originarse por el aire que entra en el transformador en operación, a través de sus juntas y de grietas en el tanque. También se genera por conducción de los aislamientos al aceite.

Otro factor que deteriora el aceite es la presencia de gases, los cuales son liberados por descomposición propia del aceite y de los aislamientos a altas temperaturas.

Tabla 2.

PARTE	TRANSFORMADOR	TORQUE kg-m
TORNILLOS DE APRIETE TAPA-TANQUE	TRIFASICOS	3.0
TORNILLO DEL CINCHO	MONOFASICOS	1.15
TORNILLO DE SUJECION DEL CONJUNTO BOBINA-NUCLEO	TODOS	1.25
TORNILLOS DE SUJECION DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DE OP. INTERIOR	TODOS	0.5
SUJECION DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DE OPERACION EXTERIOR	TODOS	1.1
BRIDA DE SUJECION BOQUILLA DE ALTA TENSION	TODOS	0.5
BRIDA DE SUJECION DE BOQUILLA DE BAJA TENSION	MONOFASICOS DE 5, 10, 15 Y 25 kVA	1.8
	MONOFASICOS DE 37.5 Y 50 kVA	2.3
	MONOFASICOS DE 75, 100 Y 167 kVA	4.0
	TRIFASICOS DE 15, 30, 45 y 75 kVA	1.8
TORNILLO DE LA TAPA DEL REGISTRO DE MANO	TRIFASICOS DE 112.5 Y 150 kVA	2.3
TORNILLO DE CONEXION ENTRE BOQUILLAS DE BT Y TERMINAL DE BOBINA	TODOS	2.5
	MONOFASICOS 5,10,15 Y 25 kVA	2.3
	MONOFASICOS 37.5 y 50 kVA	3.2
	MONOFASICOS 75, 100 Y 167 kVA	4.8
	TRIFASICOS DE 15, 30, 45 Y 75 kVA	2.3
CONECTOR TIPO CLEMA CONTRA BOQUILLA	TRIFASICOS DE 112.5 Y 150 kVA	3.2
CONECTOR A TIERRA	TODOS	0.5
VALVULA DE MUESTREO	TODOS	5.75
VALVULA DE SOBREPRESION	TODOS	5.1
	TODOS	5.0

El contenido de agua en el aceite, se define en partes por millón (ppm) donde 1,000 partes por millón equivalen a 0.1% de humedad en el aceite.

Se dice que el aceite está en equilibrio cuando su contenido de humedad es igual a 40 ppm. Bajo esta condición, ni el aceite cede su humedad a los aislamientos, ni éstos la ceden al aceite.

Al romperse la condición de equilibrio, es decir al aumentarse el valor del contenido de humedad en el aceite, se obtienen los siguientes resultados:

- El aceite cede su humedad a los aislamientos, lo cual da por resultado un incremento en sus valores de factor de potencia, lo que se traduce en un envejecimiento acelerado y una reducción de su vida útil.
- El incremento de humedad del aceite da por resultado una disminución del valor de tensión de ruptura ó rigidez dieléctrica. Con un contenido de agua de 60 ppm, el valor de rigidez dieléctrica se disminuye en un 13%.

El aceite se satura cuando su contenido de humedad es de 100 ppm. (0.01%). Bajo esta situación, cualquier adición en humedad será absorbida por los materiales fibrosos del transformador, como son: cartones y papeles aislantes.

De lo antes expuesto, se concluye que en la inspección de un aceite aislante se deben analizar cuando menos los siguientes datos:

- Contenido de humedad.
- Acidez.
- Rigidez dieléctrica.
- Factor de potencia a 25°C y a 100°C.
- Tensión interfacial.
- Presencia de lodos.

Un aceite contaminado es aquel que presenta los siguientes valores:

- Contenido de humedad mayor de 65 ppm.
- Acidez igual ó mayor que 0.2 mg. del número de neutralización de la potasa cáustica.
- Rigidez dieléctrica, menor a 22 kV.
- Tensión interfacial, 16 dinas/cm ó menor.
- Se reporta la presencia de lodos.

Bajo tal condición de contaminación, es recomendable sustituir el aceite, para lo cual se debe realizar lo siguiente:

- Drenar el aceite.
- Sacar el conjunto Bobina/Núcleo (Parte viva).
- Limpiar el tanque en su interior.
- Limpiar la parte viva y secarla de acuerdo al punto 7.1.2.
- Ensamblar parte viva en el tanque.
- Llenar el transformador en vacío, con aceite nuevo.
- Al llenar el tanque con aceite, se deberá dejar una cámara de aire. Esta deberá de ser de acuerdo con el nivel de aceite indicado en el interior del tanque.
- Probar la hermeticidad, con una presión positiva de 0.7 Kg/cm<sup>2</sup>

### **8.5.2 Fallas en equipo auxiliar**

Al instalar un nuevo circuito ó red eléctrica y detectar la existencia de un problema en él, la primera impresión de muchos electricistas es de que en el transformador está la falla y se destinan gran cantidad de recursos en revisarlo y probarlo una y otra vez.

El resultado posterior a esas revisiones indica que el transformador está correcto y la falla se encuentra en otro lugar, por ejemplo: en el equipo auxiliar de protección (apartarrays, mala selección del fusible, etc.), en el equipo de medición o en la red secundaria.

### **Recomendaciones:**

Antes de instalar los componentes de un circuito de distribución de energía, se debe revisar cada elemento y de ser posible probarlo antes de su instalación.

Posteriormente, con una lista de revisión, se certifica punto por punto, la calidad de los mismos.

### **8.5.3 Falla en los devanados**

Este tipo de fallas pueden ser ocasionadas por:

- (a) Falsos contactos.
- (b) Corto circuito externo.
- (c) Corto circuito entre espiras.
- (d) Sobretensiones por descargas atmosféricas.
- (e) Fallas en el equipo auxiliar.
- (f) Sobretensiones por transitorios.
- (g) Sobrecargas.



### a) Falsos contactos.

Los falsos contactos originan una resistencia mayor al paso de la corriente, produciéndose puntos calientes o hasta pequeños arcos.

Este tipo de fallas deterioran el aislamiento y contaminan el aceite produciendo gasificación, carbón y hasta “abombamiento” del transformador.

Estas fallas se manifiestan en forma de: presencia de carbón en las terminales, terminales carcomidas, o una coloración intensa en los aislamientos.

Como los falsos contactos se originan por tornillería o terminales sueltas, es recomendable apretar periódicamente las terminales externas del transformador y en un mantenimiento mayor revisar los aprietes internos del mismo.

### b) Corto circuito externo.

Esta falla es producida por un corto circuito externo al transformador de lado de baja tensión. Los transformadores Prolec están diseñados y probados para soportar corto circuito de acuerdo a normas. Sin embargo, si la intensidad y/o duración es mayor debido a una protección insuficiente, podrán ocasionarse daños en el transformador.

La alta corriente que circula durante el corto, se traduce en esfuerzos mecánicos que pueden distorsionar los devanados y hasta moverlos de su posición. Si el corto circuito es intenso y prolongado, su efecto se reflejará en una degradación del aceite, sobrepresión, arcos y posteriormente “abombamiento” del tanque, dependiendo de la severidad del corto circuito.

Después de una falla de este tipo y antes de reconectar el servicio del transformador, se debe tener la certeza de que ha eliminado el corto y revisar exhaustivamente el transformador para determinar si este no sufrió daños.

### 3) Corto circuito entres espiras.

Este tipo de fallas es el resultado de los aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, sobrecalentamientos continuos, exceso de tensión, etc.

Estas fallas tardan en poner fuera de servicio al transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. La ionización degrada al aceite y a los aislamientos y puede presentar después de la falla un posible “abombamiento” en el tanque.

### c) Sobretensiones por descargas atmosféricas.

Los transformadores PROLEC están diseñados y probados para soportar la incidencia de descargas similares a las atmosféricas de acuerdo a normas.

Para prevenir este tipo de falla, se recomienda el uso de apartarrayos lo más cercano al transformador. Esta distancia no debe ser mayor de un metro, entre la boquilla y el apartarrayo.

En caso de que la sobretensión resultante por las descargas atmosféricas rebase los límites del nivel de aislamiento al impulso del transformador, el devanado sujeto a este esfuerzo fallará.

La manifestación de este tipo de fallas, son bobinas deterioradas en el inicio o al final del devanado y tienen una similitud a la falla entre espiras.

### f) Sobrecargas.

El transformador está diseñado para soportar sobrecargas de acuerdo a norma. En caso que éstas excedan los valores de diseño de norma, el transformador tendrá un envejecimiento acelerado en los aislamientos y posteriormente una estas fallas entre espiras.

Las características de esta falla son: un envejecimiento total de todos los aislamientos internos del transformador, el papel y cartón quebradizo y con un color oscuro intenso.

## 8.6 Conclusiones

Para evitar daños causados por parámetros eléctricos excesivos (corriente ó tensión), todo transformador debe contar con protecciones que aislen al aparato o al sistema de distribución de estos fenómenos dañinos.

Por lo anterior expuesto, recomendamos proteger con los siguientes elementos:

- Apartarrayos, uno en cada fase.
- Fusible limitador de corriente en el lado primario del transformador.
- Interruptor ó limitador de corriente en el lado secundario del transformador y lo más cercano a éste.

## 9. SEGURIDAD Y PRECAUCIONES

### 9.1 Distancias mínimas de acercamiento del personal a boquillas energizadas

	Tensión Eléctrica		Distancia en metros
750	A	2500	0,30
2501	A	10000	0,60
10001	A	27000	0,90
27001	A	47000	1,20
47001	A	69000	1,80

**Notas:**

1. Valores tomados del Reglamento de Medidas Preventivas de Accidentes de Trabajo.
2. Valores para conductores desnudos.

**9.2 Altura mínima de conductores en líneas aéreas:**

EN CRUZAMIENTOS SOBRE:	TENSIONES ELECTRICAS DE LAS LINEAS	
	0 A 600 V	601 A 15000 V
CARRETERAS	7,00	7,00
CALLES, CALLEJONES O CAMINOS VECINALES	5,50	6,00
ESPACIOS NO TRANSITADOS POR VEHICULOS O EN CAMINOS RURALES	4,00	5,50
LINEAS DE SEÑALES	1,20	1,80
LINEAS DE 0 A 750 VOLTS	0,60	1,20
LINEAS DE 601 A 15000 VOLTS	1,20	1,20

**10. MAYOR INFORMACIÓN Y REFERENCIAS**

**Nuestra línea de soporte técnico es:**

**01-818-030-2280**

**Normas Nacionales.**

NOM-J-098	Tensiones Normalizadas.
NMX-J-116	Transformadores de Distribución Tipo Poste y Subestación.
NMX-J-123	Aceite Aislante No Inhibido para Transformadores de Distribución.
NMX-J-169	Métodos de Prueba para Transformadores de Distribución.
NMX-J-285	Transformadores de Distribución Tipo Pedestal monofásicos y trifásicos.
NMX-J-308	Guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de líquidos aislantes para Transformadores.
NOM-J-321	Apartarrayos Autovalvulares.
NMX-J-404	Conectores Aislados Separables para 15, 25 y 34 kV.
NMX-J-409	Guía de Carga para Transformadores de Distribución y Potencia Sumergidos en Aceite.
NMX-J-410	Guía de Instalación y Mantenimientos de Transformadores Sumergidos en Aceite.
NOM-024	Información comercial para empaques, instructivos y garantías de los productos eléctricos, electrónicos y electrodomésticos.
NOM-002	Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
NOM-008	Sistema General de Unidades de Medida.

**Normas Internacionales.**

ANSI/IEEE C57.12.00  
 ANSI/IEEE C57.12.20  
 ANSI/IEEE C57.12.80  
 ANSI/IEEE C57.12.90  
 ANSI/IEEE C57.91  
 ANSI/IEEE C57.12.25  
 ANSI/IEEE C57.12.10  
 IEC 76

**Asociaciones Profesionales.**

IEEE [www.ieee.org](http://www.ieee.org)  
 ASTM [www.astm.org](http://www.astm.org)  
 ASME [www.asme.org](http://www.asme.org)  
 ANCE [www.ance.org.mx](http://www.ance.org.mx)