

Instituto Schneider Electric de Formación

Mantenimiento de transformadores de
potencia en baño de aceite.



MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN BAÑO DE ACEITE



GROUPE SCHNEIDER

■ Merlin Gerin ■ Telemecanique

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN BAÑO DE ACEITE

ÍNDICE

1	TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN BAÑO DE ACEITE	5
	1.1.- Inspecciones horarias	5
	1.2.- El aceite	6
	1.3.- Gases y relé de gases	7
	1.4.- Envejecimiento por calor	8
	1.5.- Transformadores con puntas de sobreintensidad	9
	1.6.- Información complementaria	9
2	INSTRUCCIONES DE SERVICIO PARA EL ACEITE DE TRANSFORMADORES	10
	2.1.- Extracción de la muestra	10
	2.2.- Resultados analíticos	11
	2.3.- Revisión periódica	12
3	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE SECADO Y DEPURACIÓN DE ACEITES PARA TRANSFORMADORES	14
	3.1.- Pulverización en frío	14
	3.2.- Pulverización en caliente	14
	3.3.- Filtrado	15
	3.4.- Tiempos de secado	15
4	MÉTODOS DE PREPARACIÓN Y REGENERACIÓN DEL ACEITE PARA TRANSFORMADORES	16
	4.1.- Métodos de tratamiento del aceite fuera del transformador	16
	4.2.- Tratamiento del aceite en la cuba del transformador	16
5	INSTRUCCIONES PARA PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES EN ACEITE	18
	5.1.- Generalidades	18
	5.2.- Comprobaciones para la puesta en servicio	18
	5.2.1.- En los transformadores con conmutador de toma maniobrable sin tensión	19
	5.2.2.- En transformadores con regulador de carga	19
	5.2.3.- En transformadores con refrigeración forzada	20
	ANEXO I: Tabla de instrucciones de mantenimiento	21
	ANEXO II: Casetas de transformador	22

1.- TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN BAÑO DE ACEITE

Los transformadores de potencia en baño de aceite necesitan una atención sistemática.

En el anexo I se adjunta una tabla-resumen de las inspecciones de

mantenimiento preventivo, con indicación de las frecuencias mínimas de las inspecciones.

Se complementa esta tabla con las siguientes observaciones.

1.1.- Inspecciones horarias

Las inspecciones indicadas en la tabla a realizar como mínimo cada hora, significan en la práctica disponer de los elementos que efectúen una vigilancia continua y avisen cuando las magnitudes a vigilar adopten valores que se consideren anormales. Así, para las temperaturas pueden ser termostatos o termómetros con contacto eléctrico respectivamente y sondas o bobinas termométricas (para los bobinados).

En los transformadores con depósito condensador, si están equipados con relé Buchholz, éste puede efectuar la vigilancia del nivel de aceite con su boya superior (boya de alarma).

En los transformadores sin depósito conservador (transformadores de llenado integral), esta función de vigilancia del nivel de aceite puede efectuarla un aparato detector de gases denominado también «bloque de protección» (tipo DG o DGP). Se trata de una alternativa al relé Buchholz para el caso de transformadores sin depósito conservador.

La vigilancia de la temperatura del aceite con termómetro o termostato es fácil y no requiere elementos caros ni sofisticados. La vigilancia directa de la temperatura de los arrollamientos ya es menos fácil y requiere elementos cuyo precio sólo se justifica normalmente en transformadores a partir de cierta potencia-precio.

Para máquinas de menos potencia-precio, la vigilancia de la temperatura del aceite, puede sustituir además en cierta forma a la de los arrollamientos si se tiene en cuenta que en circunstancias normales, la temperatura del aceite, es de 5 a 10 °C inferior a la de las bobinas.

Evidentemente, el aceite efectúa una función de uniformización (igualación) de la temperatura, de forma que el valor en la capa superior del mismo, es un índice del valor medio de la temperatura en la parte superior del transformador (parte activa, chapa magnética y bobinados), teniendo en cuenta el diferencial de temperatura antes indicado.

1.2.- El aceite

El aceite en los transformadores, cumple la doble misión de aislamiento y de refrigeración. Por tanto, las revisiones y vigilancia del mismo deben centrarse básicamente en evaluar su capacidad para efectuar correctamente estas dos funciones. A este respecto, se pueden leer en el tema 2º, unas «instrucciones de servicio para el aceite de transformadores», redactadas por una firma constructora de los mismos, que aportan información sobre este particular.

En las mismas, se dan indicaciones prácticas para la toma de las muestras a ensayar. Es un aspecto importante, pues una toma incorrecta puede dar lugar a que el resultado del ensayo no se corresponda con el estado real del aceite de aquel transformador.

Ahora bien, en los casos en que se considere oportuno un análisis más amplio del estado físico-químico del aceite, es aconsejable atenerse para ello a las Normas UNE vigentes al respecto:

UNE-7021: «Determinación de las características físicas de los aceites para transformadores, interruptores, condensadores y cables».

UNE-7022: «Determinación de las características químicas de los aceites para transformadores, interruptores, condensadores y cables».

También se usan en nuestro país las normas y publicaciones:

CEI-296: «Aceites aislantes nuevos para transformadores e interruptores».

ASTM D-1040 (americana): «Aceites aislantes minerales para transformadores e interruptores de aceite».

VDE-0370: «Prescripciones para aceite de transformadores de potencia, de medida e interruptores».

Aún dentro de la diversidad de métodos de ensayo, formas de valoración y unidades de medida utilizadas, todas estas normas resultan concordantes en lo básico. Según las mismas, los principales aspectos y valores a controlar, son :

- ☐ color (da idea del grado de envejecimiento del aceite),
- ☐ densidad,
- ☐ viscosidad,
- ☐ índice de neutralización (acidez),
- ☐ puntos (temperatura) de inflamación y de combustión,
- ☐ contenido de azufre corrosivo,
- ☐ contenido de agua,
- ☐ rigidez dieléctrica (tensión de perforación),
- ☐ factor de pérdidas dieléctricas ($\tan \delta$),
- ☐ envejecimiento.

En algún caso puede ser conveniente realizar también ensayos para determinar la tendencia del aceite a formar fangos por la presencia de alquitranes y/o la posible existencia en el aceite de compuestos de resina procedentes del aislamiento de los arrollamientos del transformador.

En general, la comparación de los valores obtenidos con los de un ensayo anterior, respectivamente con los de aceite nuevo del mismo tipo, aporta una valiosa información en cuanto al envejecimiento y tendencia del aceite de aquel transformador.

1.3.- Gases y relé de gases

Dentro de los dispositivos de protección de los transformadores en baño de aceite, cabe destacar el relé de gases (relé Buchholz) por su especial sensibilidad para detectar averías en su fase inicial (averías «nacientes»).

Su coste, proporcionalmente pequeño frente al valor del transformador, lo hace aconsejable en todos los transformadores con depósito conservador, cuya intensidad nominal requiera fusibles de protección de calibres superiores a los máximos que se construyen en la actualidad, y por tanto, deban ser protegidos por interruptores de potencia a los cuales el relé Buchholz pueda dar orden de desconexión.

Cuando el relé Buchholz actúa por su flotador superior (nivel alarma) debe de comprobarse previamente que no ha sido por bajo nivel de aceite. El examen del nivel del depósito conservador puede dar alguna indicación en este sentido.

Si no es así, la actuación puede deberse a la inclusión de aire en el aceite que se ha ido desplazando hacia arriba y ha quedado en la cavidad («campana») del relé. Esto sucede en ocasiones cuando el aceite del transformador se ha hecho «pasar» por un aparato para secado y/o filtrado.

Un procedimiento primario, pero en ocasiones el único posible, es acercar una llama a la espita de salida del relé y abrir la misma. Si es aire, no pasará nada; pero si ha habido avería, el gas originado por la misma se inflamará convirtiendo la espita en un mechero.

Ahora bien, lo deseable es no quemar este gas, sino recogerlo en un recipiente previamente acoplado a la espita de salida de relé y analizarlo, ya que el resultado del mismo puede dar

una importante información sobre la naturaleza y causas de la avería o anomalía que ha originado el gas analizado y facilitar la toma de decisiones al respecto.

Existen en el mercado dispositivos para recogida de los gases, acoplables a los relés Buchholz, como accesorios opcionales de los mismos.

En efecto, los aceites aislantes, al descomponerse debido a sobrecalentamiento o por arco eléctrico en su seno, dan lugar a hidrógeno (H_2) y a hidrocarburos ligeros: metano (CH_4), etano-eno-ino (C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2) y propano-eno-ino (C_3H_8 , C_3H_6 , C_3H_4).

Además si se ven afectados los aislamientos sólidos (papel, cartón, madera, algodón, etc.) se produce monóxido de carbono (CO) y anhídrido carbónico (CO_2), que se mezcla con los otros gases.

Se observa que los defectos térmicos (sobrecalentamientos) producen mayor proporción de hidrocarburos saturados, mientras que los eléctricos (arcos o descargas eléctricas) dan lugar a una mayor proporción de hidrocarburos no saturados.

Por tanto, la comparación entre las concentraciones de ambos tipos de hidrocarburos, obtenidas del análisis del gas recogido del relé Buchholz, puede dar una valiosa información acerca de la naturaleza del defecto. En este sentido, son pues importantes las relaciones de concentración: CH_4/H_2 , C_2H_2/C_2H_4 y C_2H_4/C_2H_6 . Además la presencia o no de CO y CO_2 .

Desde luego al hacer la evaluación de resultados, hay que tener en cuenta una cierta concentración de gases debida al envejecimiento normal del

aceite, que no presupone, por tanto, que haya defecto. Al valor máximo admisible de estos gases, atribuidos al envejecimiento normal, se le denomina «límite de concentración de alarma».

En base a lo anteriormente explicado, puede establecerse una clasificación o gradación de defectos «característicos»:

- a.- no hay defecto (envejecimiento normal),
- b.- descargas parciales de poca energía, por impregnación defectuosa o contenido de agua elevado,
- c.- descargas parciales de gran energía, con contorneamiento o perforación de aislantes sólidos,
- d.- arcos de pequeña energía, por ejemplo entre conexiones de aislamiento defectuoso o a partes metálicas a potencial flotante. Perforación del espacio de aceite entre aislantes sólidos,
- e.- arcos de gran energía, por ejemplo arcos entre espiras, entre arrollamientos, o entre éstos y masa. Arcos en el conmutador bajo carga (mal funcionamiento del mismo),

f.- defectos térmicos de baja temperatura (150 a 300 °C),

g.- defectos térmicos de temperatura media (300 a 700 °C),

h.- defecto térmico de alta temperatura (> 700 °C).

Estos defectos térmicos pueden ser debidos a sobrecalentamientos locales en el núcleo magnético, por ejemplo por pérdida del aislamiento entre chapas o concentración de flujo. También a contactos en los circuitos eléctricos o a circulación de corriente por la cuba.

Según sean los valores resultantes del análisis del gas recogido, se tomarán las decisiones oportunas en cuanto a la forma de subsanar el defecto.

Todo lo anteriormente explicado sobre los gases recogidos en el relé Buchholz rige igualmente para los gases recogidos en el aparato detector de gases (DG o DGP) que pueda haber en transformadores con depósito conservador («transformadores de llenado integral»).

1.4.- Envejecimiento por calor

Una de las causas de envejecimiento del aceite, con pérdida de sus facultades, son los calentamientos excesivos, especialmente los permanentes o de larga duración. Por tanto, las condiciones de ventilación del recinto donde está instalado el transformador pueden ser importantes. Si bien no es una cuestión propiamente de mantenimiento sino más bien de

diseño o proyecto de la instalación, dada la interrelación o influencia mutua que debería haber entre el proyecto y el mantenimiento, en el anexo II se adjunta una información sobre las cantidades de aire de ventilación para los transformadores con refrigeración natural por aceite, con un ábaco para la evaluación del mismo.

1.5.- Transformadores con puntas de sobreintensidad

Hay transformadores que, por su régimen de servicio, están sometidos a frecuentes puntas de sobreintensidad de valor elevado, por ejemplo, los transformadores para hornos de arco, los transformadores que alimenten motores de arranque directo y frecuente, etc. En consecuencia, sus arrollamientos están sometidos a esfuerzos dinámicos superiores en valor y número a los de los transformadores para servicio más «normal».

Aunque dichos transformadores hayan sido ya contruídos para este tipo de servicio, es conveniente vigilar y revisar las condiciones de fijación mecánica de sus arrollamientos, efectuando, si es preciso, un «reapretado» de los mismos. Esto es más necesario en los transformadores de construcción antigua. En los de fabricación más reciente, es mucho menos necesario, dadas las actuales posibilidades constructivas.

1.6.- Información complementaria

En el tema 5, como información complementaria, se dan unas «Instrucciones para puesta en servicio de transformadores en aceite», redactadas por una firma constructora, en las que se especifican las comprobaciones que deben de realizarse antes de la puesta en

servicio de un transformador nuevo o que haya estado almacenado o fuera de servicio durante un cierto tiempo.

Algunas de las comprobaciones y verificaciones reseñadas en estas instrucciones, pueden ser también interesantes desde el punto de vista del mantenimiento.

2.- INSTRUCCIONES DE SERVICIO PARA EL ACEITE DE TRANSFORMADORES

El aceite para transformadores se altera con el tiempo, es decir, llega a oxidarse, al formar productos ácidos e incluso a formar depósitos en forma de lodos. Este proceso de envejecimiento es debido a varias causas como son: el oxígeno del aire en contacto con el aceite, temperatura de régimen elevadas y la humedad absorbida. Con la alteración de las características químicas y físicas del aceite empeoran sus cualidades aislantes y refrigerantes hasta llegar a ser inservible para el transformador. Por esto hay que evitar, por una parte, el funcionamiento del

transformador en malas condiciones, por ejemplo, refrigeración deficiente, sobrecargas inadmisibles o demasiado prolongadas, desecadores saturados de humedad, etc. y, por otra parte, es absolutamente necesario un control periódico y sistemático del aceite en servicio o después de un paro algo prolongado.

El control del aceite consiste, principalmente, en medir el índice de neutralización y la rigidez dieléctrica en una muestra extraída del transformador.

2.1.- Extracción de la muestra

En transformadores de potencia, de medida y en interruptores, se extraerá la muestra siempre del orificio de purga inferior. Si existen comportamientos separados para selectores o conmutadores, las muestras requeridas también se extraerán del fondo. En caso de circulación forzada del aceite, con elementos de refrigeración separados, se sacarán las muestras del circuito de aceite, preferentemente en las válvulas de entrada y de salida de la caja del transformador. Como los aceites para transformadores son altamente sensibles a mínimas cantidades de impurezas, se empieza la extracción dejando salir cierta cantidad de aceite (de 2 a 10 litros, según sea el tamaño del transformador) que se pierde, con el fin de lavar el camino de extracción, eliminar impurezas extrañas al aceite y evitar en lo posible un resultado

analítico erróneo; luego se deja salir más aceite, con el cual se lava la botella. Después de este enjuague, se llena la botella con la muestra hasta el borde, sin dejar aire, cerrándose inmediatamente. Al tomar la muestra hay que procurar que no penetre humedad en el transformador.

Las muestras de aceite procedentes de transformadores colocados a la intemperie y que hayan sido tomadas con lluvia o bajo un ambiente excesivamente húmedo conducen casi siempre a resultados de ensayo inexactos.

El chorro de aceite hasta el frasco de ensayo debe ser lo más corto posible. No deben de emplearse embudos ni cualquier otro envase para sacar la muestra, ni deben de limpiarse nunca exteriormente con trapos las botellas que no estén bien cerradas.

Es recomendable emplear botellas de plástico opaco, de 1 litro, destinadas exclusivamente a la toma y al transporte de muestras de aceites minerales aislantes. Cuando no está llena con una muestra, esta botella debe de guardarse limpia y conteniendo siempre, como mínimo, 1/5 parte de su volumen, de aceite mineral seco. Este aceite no se echará hasta inmediatamente antes de lavarla con la muestra. Las botellas de plástico ofrecen la ventaja de poderlas llenar hasta el borde, sin dejar aire que esté en contacto con el aceite y continúe así el proceso de oxidación.

Los posibles cambios de volumen en la muestra de aceite, debidos a cambios de temperatura, son absorbidos por la

flexibilidad del envase. El transporte y envío de las muestras deben de hacerse protegiéndolas de la luz del día.

La botella llevará una etiqueta indicando el tipo del transformador (o aparato), su número de fabricación, su tensión de serie, la fecha de extracción de la muestra y todos los demás datos que se crean convenientes.

La experiencia de laboratorio aconseja dejar "reposar" la botella con el aceite a probar durante unas horas, mejor un día, antes de ensayarlo, para dar tiempo a que las eventuales impurezas se "posen". Se obtienen con ello, en la prueba, mejores valores de rigidez dieléctrica.

2.2.- Resultados analíticos

El índice de neutralización (DIN 51558) indica cuántos mg de KOH son necesarios para neutralizar los productos ácidos existentes en 1 g de aceite. En un aceite nuevo, este índice no debe ser superior a 0,05 mg KOH/g aceite. Cuando este índice pasa de 0,6 hay que cambiar el aceite por otro aceite nuevo y, a ser posible, lavar el transformador antes de ser rellenado.

Las instalaciones y los procedimientos corrientes de regeneración de aceites eliminan la humedad y retienen partículas en suspensión, mediante un secado y una filtración del aceite, pero no mejoran el índice de neutralización. La regeneración química requiere procedimientos especiales.

La rigidez dieléctrica depende en sumo grado del contenido de humedad en el aceite y por esto es importante evitar su penetración a través del depósito de expansión intercalando un desecador de aire entre éste y el orificio de

respiración. Midiendo la rigidez dieléctrica de un aceite con electrodos esféricos y a una distancia de 2,5 mm (según la norma VDE-0370/10.66) la tensión de perforación encontrada no debe ser inferior a los siguientes valores:

30 kV, para aceite de transformadores hasta la serie 110 kV (que corresponde a 120 kV/cm).

40 kV, para aceite de transformadores de más de 110 kV hasta 200 kV (que corresponde a 160 kV/cm).

45 kV, para aceite de transformadores de más de 220 kV hasta 440 kV (que corresponde a 180 kV/cm).

Según se ha demostrado en la práctica, estos valores de perforación no se presentan en los transformadores en servicio permanente pero si, no obstante, se midiesen tensiones más bajas, sería esto un síntoma de que la muestra tomada ha absorbido

humedad. Se recomienda, sin embargo, someter el aceite a un tratamiento de secado cuando se encuentran tensiones de perforación inferiores a las indicadas.

El ensayo de crepitación, que a veces se efectúa para formarse un juicio acerca del estado del aceite, es insuficiente, puesto que el aceite crepita al calentarlo en un tubo de ensayo solamente cuando su tensión de perforación es inferior a unos 12 kV. Por tanto, si en dicho ensayo el aceite crepitase, esto indicaría que su rigidez dieléctrica es claramente insuficiente y en consecuencia ya no es necesario realizar el ensayo dieléctrico.

Ahora bien, si por el contrario no crepita, esto no quiere decir que su rigidez dieléctrica alcanza un valor suficiente. Debe pues realizarse el ensayo dieléctrico.

Si se dispone de los aparatos necesarios, puede medirse además el factor de pérdidas $\tan \delta$ a 90 °C. Valores superiores a 1000×10^{-3} indican que hay que sustituir el aceite ensayado por aceite nuevo.

Con el fin de evitar costes y molestias, es aconsejable repetir los ensayos negativos con nuevas muestras de aceite, asegurándose de esta forma de que no se hayan introducido errores en la toma de muestra o en la ejecución de los análisis y ensayos.

2.3.- Revisión periódica

Experiencias hechas aconsejan vigilar continuamente el estado del aceite aislante en todo aparato de alta tensión. Como ya se ha dicho, la rapidez de su envejecimiento depende, en gran manera, del régimen de carga, del ambiente y de otras circunstancias exteriores.

Damos a continuación una tabla, a título de recomendación, para los períodos de control del aceite aislante en

transformadores de potencia. Los tiempos indicados pueden ser acortados o alargados según las condiciones de régimen a las que están sometidos los transformadores. Se recomienda además efectuar un control después de cambios, reparaciones y desconexiones originadas por cortocircuito, así como antes de la puesta en marcha, sea por primera vez o después de un paro algo prolongado.

6 meses	12 meses	2 años	3 a 5 años
En transformadores cuya revisión anterior dio casi valores límite.	En transformadores de: $S \geq 1$ MVA.	En transformadores de: $S < 1$ MVA, $U \geq 20$ kV.	En transformadores de: $S = 1$ MVA, $U < 20$ kV.

Valores límite:

Regeneración del aceite:

Tensión de perforación:
120 kV/cm hasta serie 110 kV
160 kV/cm serie 110 kV hasta 220 kV
180 kV/cm serie 220 kV hasta 440 kV

Cambio del aceite:

Índice de neutralización:
> 0,6 mg KOH/g aceite
Factor de pérdidas a 90 °C:
 $\tan \delta > 1000 \times 10^{-3}$

Tabla 1:

Los períodos de revisión de los aceites son los indicados en la tabla 1.

De los controles efectuados y de los resultados encontrados debería de guardarse constancia en fichas preparadas al objeto, para cada transformador.

Si el contenido de aceite es mayor de 1 tonelada, puede resultar más económico regenerarlo en el propio transformador, con instalaciones móviles. En transformadores menores, se suele cambiar el aceite y proceder a la regeneración en instalaciones fijas.

3.- PROCEDIMIENTOS GENERALES DE SECADO Y DEPURACION DE ACEITES PARA TRANSFORMADORES

3.1.- Pulverización en frío

La pulverización en frío y al vacío es el medio más conveniente para secar el aceite húmedo y, al mismo tiempo, el menos perjudicial.

La fina distribución del aceite por el proceso de pulverización facilita la extracción del agua a través de la bomba de vacío.

Este método no es aplicable más que en el caso de disponer de un depósito

para el acondicionamiento del aceite que sea estable al vacío. Por tal motivo se aplica solamente en fábrica para el tratamiento del aceite, tanto nuevo como regenerado.

3.2.- Pulverización en caliente

Para imprimir al secado un ritmo más acelerado, también se puede calentar el aceite del transformador antes de su pulverización aunque, a ser posible, sin pasar de los 80 °C. Este procedimiento también se emplea si no se dispone de un depósito completamente estable al vacío.

Según sea la temperatura del aceite, se requiere una depresión, conforme se indica en la tabla 2.

(La unidad de 1 Torr corresponde a 1 mm Hg partiendo del vacío absoluto, de forma que la presión atmosférica normal resulta ser de 760 Torr).

El aceite se saca por el fondo del transformador a través de la tubuladora inferior prevista para ello, se conduce luego a presión por la instalación

pulverizadora con una bomba accionada por un motor y finalmente se vuelve a introducir por la tubuladora superior o por el depósito de expansión. Si el transformador contiene aceite muy húmedo, primero hay que sacar el agua que probablemente se ha depositado en el fondo de la cuba.

Temperatura (°C)	Depresión (torr)
20	20
30	35
40	60
50	100
60	160
70	250
80	375

Tabla 2:

3.3.- Filtrado

El filtro-prensa tiene la misión de depurar el aceite, pero con este proceso también se le puede secar. Para acelerar el secado, al tiempo que se filtra, se suele pulverizar simultáneamente. En lo que respecta al vacío, puede decirse lo mismo que para la pulverización.

El aceite, impulsado a presión por la bomba, se hace pasar a través de un papel-filtro lo más exento posible de fibras. Hay que secar las nuevas hojas del filtro y colocarlas en el filtro-prensa

inmediatamente después de retirarlas de la estufa ya que, de lo contrario, absorben enseguida la humedad del aire con el consiguiente perjuicio para el proceso de secado. Cuando no haya necesidad de utilizar inmediatamente el papel-filtro seco, se le conserva en aceite completamente seco. El papel-filtro ya usado no puede volver a utilizarse aún secándolo, ya que los residuos adheridos al mismo volverían a ensuciar el aceite.

3.4.- Tiempos de secado

La pulverización y el secado deben prolongarse hasta que las medidas de control señalen la suficiente rigidez dieléctrica del aceite. Para acondicionar el aceite hasta conseguir unos valores

máximos de rigidez, hay que contar con un filtrado de 2 horas de duración por m³. La rigidez dieléctrica que debería alcanzarse, como mínimo, es de 200 kV/cm.

4.- MÉTODOS DE PREPARACION Y REGENERACION DEL ACEITE PARA TRANSFORMADORES

4.1.- Métodos de tratamiento del aceite fuera del transformador

En este caso se parte del supuesto de que el transformador está seco.

Nunca hay que llenar un transformador seco con aceite húmedo ya que entonces el aislamiento de papel absorbería inmediatamente la humedad, quedando así en peligro todo el aislamiento del transformador. Si antes de llenarlo, se comprueba que el aceite contiene humedad, hay que secarlo fuera del transformador por

medio de uno de los métodos antes indicados. Para ello hay que disponer de recipientes adecuados.

El proceso de tratamiento durante el cual fluye el aceite de un recipiente a otro debe prolongarse hasta que el aceite esté suficientemente seco y pueda ya ser introducido en el transformador de acuerdo con el procedimiento señalado anteriormente.

4.2.- Tratamiento del aceite en la cuba del transformador

Cuando el transformador contiene aceite húmedo hay que secar al mismo tiempo también el interior del transformador. Secar solamente el aceite no es suficiente, mientras no se haya eliminado también la humedad de los materiales aislantes.

Si además se han formado lodos, como es de esperar en caso de encontrar un índice de neutralización $> 0,6$ mg KOH/g aceite, hay que limpiar el núcleo y los devanados de los depósitos de lodo.

También puede ser necesario un secado previo de los transformadores que se entreguen llenos de nitrógeno, si es que durante el transporte se ha

condensado vapor de agua. En este aspecto, deciden los resultados obtenidos por el control del punto de rocío.

En este caso se acondiciona el aceite de acuerdo con el método de pulverización en caliente, o sea, en combinación con una instalación de calefacción. Hay que tener en cuenta el vacío admisible para la cuba del transformador pero ha de ser lo más elevado posible para no tener que calentar mucho el aceite. En el depósito de pulverización, independiente de la cuba del transformador, el vacío puede ser más elevado.

Clase de cuba	Presión admisible en Torr
Cuba de chapa ondulada	600
Cuba de chapa lisa sin refuerzos	100 - 400
Cuba de radiadores	10 - 400

Tabla 3:

A título orientativo, se indican a continuación unos valores de vacío admisibles en los transformadores. No obstante, es conveniente consultar a la fábrica constructora los datos acerca del vacío admisible para cada cuba.

Si se seca el aceite sin intercalar una cuba independiente de pulverización en la que se pueda mantener un vacío bastante elevado, habrá que atenerse entonces a las siguientes condiciones, según el nivel de aceite en el transformador, con el fin de que se evapore la humedad existente en todas las partes y pueda ser evacuada fácilmente.

Para no alterar el aceite, no es conveniente pasar de los 90 °C.

En la tabla 4 se indica la temperatura necesaria del aceite para una altura del fondo hasta la superficie libre.

Las tuberías para el aceite y sus empalmes con el transformador deben de ser completamente herméticas, pues de lo contrario podría penetrar aire a través de las uniones de los tubos o de las juntas de las bombas de aceite y mezclarse íntimamente con éste. El aire vuelve a ceder entonces humedad al aceite, antes de ser eliminado por el vacío.

Durante el tratamiento térmico en la instalación, hay que cubrir la tapa y los aisladores del transformador con unas capas de material térmicamente

aislante para impedir fugas de calor. En el espacio con presión rebajada, por encima del nivel del aceite, hay un grado muy alto de humedad relativa. Si la temperatura en la tapa o bien en los aisladores, queda por debajo de un cierto valor, como consecuencia de las pérdidas de calor, el vapor de agua se condensa. La cantidad de agua condensada puede no ser muy grande, pero suficiente para que caigan gotas en el arrollamiento dando lugar a la formación de arcos en las partes sometidas a elevados esfuerzos dieléctricos durante el funcionamiento.

Conviene controlar cuidadosamente la condensación del agua en el condensador de la bomba de vacío y, a ser posible, medirla cada hora, anotando las cantidades encontradas en un registro donde consten, además, las lecturas del termómetro y del vacuómetro.

El final del tratamiento se determina según las cantidades de condensación de agua en función del tiempo. No obstante, no es posible indicar cifras exactas; hay algunos factores especiales, tales como el grado del vacío y hermeticidad de las juntas de la tapa del transformador, así como las condiciones de refrigeración del condensador, que desempeñan aquí un papel importante. Este tratamiento ha de ser realizado únicamente por montadores especializados.

Presión Torr	1 a 2 m °C°	2 a 3 m °C	3 a 4 m °C	4 a 5 m °C
760	104	106	108	110
710	103	105	107	109
660	102	105	105	108
560	101	103	104	107
500	98	101	104	105
450	95	98	101	102
400	92	95	98	98
350	89	92	95	95
300	86	89	92	95
250	83	86	89	92

Tabla 4:

5.- INSTRUCCIONES PARA PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES EN ACEITE

5.1.- Generalidades

No debe de ponerse en servicio un transformador que haya sido almacenado o que no haya trabajado durante algún tiempo, sin estar absolutamente seguros de que, tanto el líquido aislante como el aislamiento, están completamente secos.

Después de comprobar que el transformador y sus componentes están intactos, debe procederse, con toda precaución, a su limpieza a fondo. Especialmente deben limpiarse los pasatapas de AT, BT y RBC, niveles de aceite, mirillas de los accesorios, etc.

■ Verificación: Si el nivel del aceite en el depósito de expansión no alcanza la señal correspondiente al nivel mínimo, éste debe de llenarse cuidadosamente con aceite seco.

Deben de apretarse los tornillos que se hayan aflojado durante el transporte.

Debe de comprobarse si las designaciones para la conexión del transformador son las correctas y la colocación del conmutador la adecuada para el servicio a que se destine. A este objeto, se debe de consultar lo indicado en la placa de características del transformador.

5.2.- Comprobaciones para la puesta en servicio

☐ Ensayo de relación, con baja tensión, en todos los escalones.

☐ Medición de las resistencias óhmicas de los devanados en todos los escalones.

☐ Comprobación del aislamiento de los devanados entre sí y de éstos contra tierra.

☐ Desaire completo de todos los pasatapas.

☐ Comprobación de las distancias entre explosores (si los hay).

☐ Comprobación, verificación y ajuste de todos los aparatos de protección, termómetro, termostato, desecador, relé Buchholz, etc.

☐ Comprobar si los tornillos de embornamiento están bien apretados y asegurados por contratuercas.

☐ Conectar el transformador a la red, subiendo lentamente la tensión hasta alcanzar la tensión nominal, en los casos en que esto sea posible.

☐ Comprobar las condiciones de puesta en paralelo.

☐ Comprobar la rigidez dieléctrica del aceite. Ver en este aspecto lo indicado en las «Instrucciones de Servicio para el aceite de transformadores».

☐ Comprobación de las condiciones de ventilación. En los edificios donde se hallan instalados los transformadores,

es necesario renovar el aire, haciendo que éste circule en la cantidad necesaria para evacuar el calor producido. El volumen de aire necesario para la evacuación del calor producido por el transformador, depende de las calorías producidas por el transformador y de las temperaturas de entrada y salida del aire.

5.2.1.- En los transformadores con conmutador de toma maniobrable sin tensión :

- ☐ Comprobar que el conmutador establece e interrumpe bien los contactos.
- ☐ Comprobar que el conmutador, se mantiene con seguridad en cada posición.

5.2.2.- En transformadores con regulador en carga:

- ☐ Comprobación del Regulador en Carga.

Este ensayo debe efectuarse únicamente maniobrando a mano. Debe de efectuarse un examen ocular de su funcionamiento; debe de funcionar «de golpe», saltando las tres fases a la vez, y en el transcurso de una sola vuelta de manivela. No debe de haber ningún cuerpo extraño en el mecanismo de conmutación que impida o dificulte el funcionamiento. Las partes mecánicas más altas deben de quedar sumergidas en el aceite aislante, siendo recomendable, que queden 10 ó 15 cm por debajo de la superficie del aceite.

- ☐ Comprobación del proceso de regulación.

Este ensayo debe de efectuarse únicamente maniobrando a mano. Mediante un comprobador de circuitos, debe de comprobarse, la interrupción de un dedo de contacto del selector y la toma de contacto del escalón siguiente.

Este ensayo de comprobación, deberá de efectuarse en ambos sentidos de regulación y en tres escalones consecutivos. Efectuadas estas pruebas, puede considerarse correcto el proceso de regulación.

- ☐ Comprobación del accionamiento por motor.

Este ensayo debe efectuarse únicamente maniobrando a mano. Lo primero que debe de comprobarse es el sentido de giro, que debe de coincidir con el indicado en el esquema de conexiones. Debe de comprobarse que el tope mecánico actúa en las posiciones finales, después de alcanzar la posición del escalón. También es necesario en este ensayo, comprobar la apertura del interruptor de fin de carrera, ya que en cada una de las dos posiciones finales, debe ser imposible el accionamiento eléctrico para proseguir el funcionamiento.

Debe de comprobarse el engrase de todos los cojinetes del accionamiento.

- ☐ Comprobación de los escalones del regulador.

Se aplica a los bornes de alta tensión (AT) del transformador, una tensión trifásica de baja tensión (BT), por ejemplo 220 V ó 380 V, 50 Hz. En los bornes de baja tensión del transformador, se conectan tres voltímetros en estrella, los cuales al actuar el regulador, deben de indicar la misma tensión e iguales aumentos o disminuciones.

Debe de efectuarse la verificación del instrumento indicador de escalones.

Comprobar el funcionamiento del accionamiento a distancia, si lo hay.

Es importante comprobar, que la posición del regulador sea la adecuada, antes de proceder a conectar el transformador a la red.

5.2.3.- En transformadores con refrigeración forzada.

☐ Comprobación del funcionamiento de todos los ventiladores.

☐ Comprobación de los dispositivos de accionamiento y de la señal de alarma en caso de avería de la instalación de ventilación.

☐ Comprobaciones en el caso de refrigeración por circulación exterior del aceite.

♦ Comprobación del cuidadoso desaire de toda la instalación y de su

disposición correcta en todas las tuberías.

♦ Comprobación de todos los dispositivos de vigilancia para circulación del aceite.

♦ Comprobación de las presiones y caudales adecuados en todo el circuito.

☐ En refrigeradores por agua, la presión del aceite, debe ser en todos los puntos superior a la presión del agua. En el lado de salida del agua es necesario que no exista ninguna posibilidad de obturación.

ANEXO I

INSTRUCCIONES PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE ACEITE					
NATURALEZA DE LA INSPECCIÓN		FRECUENCIA MÍNIMA DE LA INSPECCIÓN			
Tipos de transformadores	Inspección	Horaria	Trimestral	Anual	Cinco años Cuando indique los ensayos de aceite
Todos los tipos	Nivel de aceite Temperatura ambiente Temperatura del aceite Temperatura del bobinado Corriente de carga Tensiones Circuito de protecciones Protección contra sobretensiones Tomas de tierra Ensayos de aceite Filtrado de aceite Ensayo de aislamiento Inspección general Diafragma de seguridad	♦ ♦ ♦ ♦ ♦ ♦		♦ ♦ ♦ ♦ ♦ ♦	♦ ♦
Transformadores con refrigeración por ventiladores	Equipo de control de los ventiladores Estado de los motores y ventiladores		♦ ♦		
Transformadores con regulación en carga	Circuitos de control Estado de interruptores y selectores Estado del aceite del regulador Filtrado del aceite Sucesión de funcionamiento			♦ ♦ ♦ ♦	♦
NOTAS:					
1ª Si existen circunstancias especiales, puede ser conveniente una mayor frecuencia de la inspección.					
2ª Conviene una observación atenta de la estanqueidad durante los 3 primeros meses de servicio y en caso necesario proceder al reapriete de juntas.					
3ª Se aconseja efectuar los ensayos de aislamiento y protecciones en la época del año anterior a la de mayores tormentas en la zona.					

ANEXO II.- CASETAS PARA TRANSFORMADOR

Cuando la temperatura ambiente es superior a la normal, el calentamiento admisible debe de reducirse en los siguientes valores:

Temperatura superior a la normal en	Reducción del calentamiento admisible
5 °C o menos	5 °C
de 5 a 10 °C	10 °C

Tabla 5

En temperaturas más altas se deben de reducir tantos grados como se sobrepase la temperatura normal del ambiente.

De la misma forma que con una temperatura ambiente inferior puede aumentarse la carga del transformador, para una temperatura ambiente superior se deberá de reducir la potencia en un 1,5 % para cada grado que exceda a la temperatura normal del aire ambiente.

En transformadores para zonas de clima tropical, deben de indicarse especialmente el tipo de pintura, las condiciones de temperatura y humedad o salinidad, siendo recomendable la utilización de desecador de aire con sílica-gel.

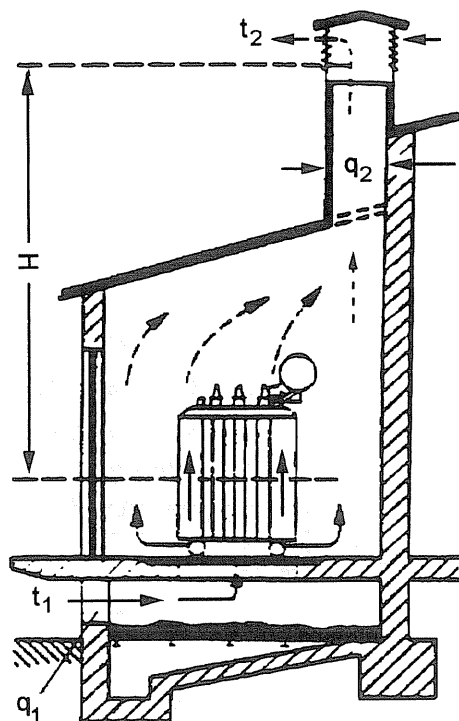
Casetas para transformador

En las casetas de transformador es importante que la ventilación sea suficiente. Para ello, las aberturas de entrada y salida de aire deben de estar opuestas, estando la de entrada a un nivel inferior al transformador y la de salida, en la parte alta de la caseta.

Se ha comprobado que la diferencia entre la temperatura del aire de la entrada y de la salida llega a 15 °C.

Los nomogramas y la figura adjuntos indican las medidas de las aberturas de ventilación. El valor hallado es la sección transversal libre necesaria.

Si las medidas de sección resultante no son practicables, se deberá recurrir a una ventilación forzada de la celda, por aspiración, desde el punto más elevado.



Conducción del aire en una cámara de transformador.

→ aire de alimentación (frío)

- - → aire de escape (caliente)

q_1 orificio de ventilación (en m^2)

q_2 sección de chimenea (en m^2)

t_1 temperatura del aire de entrada (en $^{\circ}C$)

t_2 temperatura del aire de escape (en $^{\circ}C$).

H diferencia de altura entre el medio del transformador y la abertura de salida del aire.

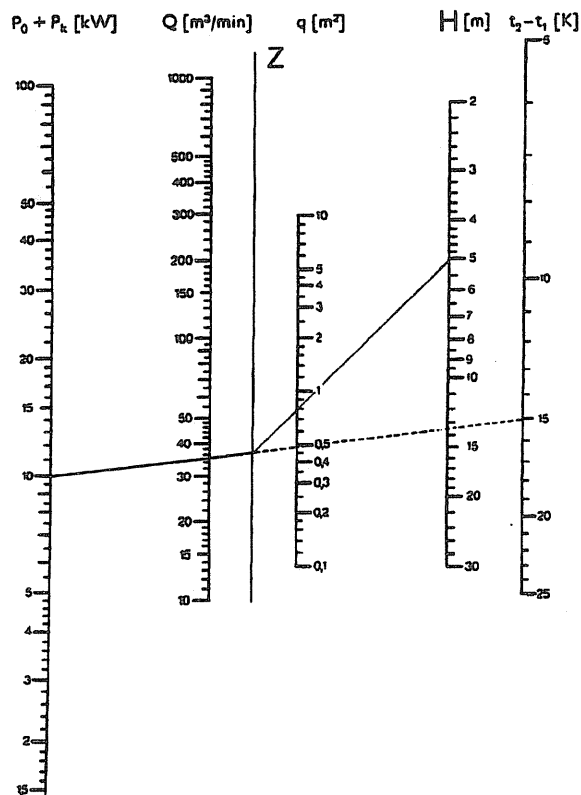
Normagramas

Para determinar la evacuación del calor, se pueden estudiar los normagramas de la página siguiente.

Los símbolos de las magnitudes de cada columna son:

- W calor producido por pérdidas de energía eléctrica (en kW)
- Q volumen de aire (en m^3/min)
- Z línea de toma
- q_2 sección de chimenea (en m^2)
- H diferencia de altura entre el medio del transformador y la abertura de salida del aire (en m)
- t_1 temperatura del aire de entrada (en $^{\circ}C$)
- t_2 temperatura del aire de salida (en $^{\circ}C$)

Ejemplo 1.



Se dan:

$$W = 10 \text{ kW},$$

$$H = 5 \text{ m},$$

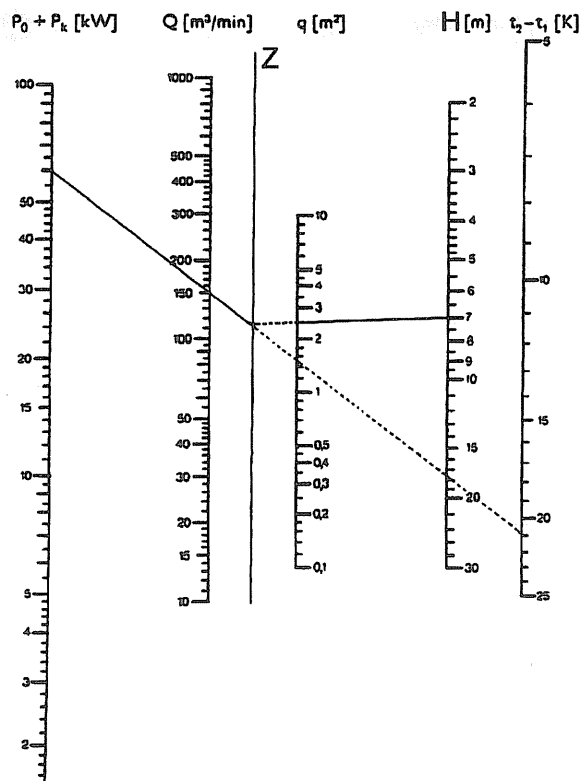
$$t_2 - t_1 = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Solución:

Se enlaza $W = 10$ con $t_2 - t_1 = 15$:
punto de intersección $Q = 35$;

$H = 5$ enlazando al punto de
intersección en la línea de toma (z),
da un valor $q_2 = 0,78 \text{ m}^2$.

Ejemplo 2.



En una instalación debe de
sustituirse un transformador de
 $S = 2,5 \text{ MVA}$, $P = 37 \text{ kW}$ por otro de
 $S = 5 \text{ MVA}$ y $P = 60 \text{ kW}$, que cabe
todavía en la cámara.

Se dan:

$$W = 60 \text{ kW}; H = 7 \text{ m}; q_2 = 2,4 \text{ m}^2.$$

Se busca: $t_2 - t_1$.

Solución:

Se enlaza $H = 7$ con $q_2 = 2,4$ y se
prolonga hasta z; el punto de
intersección en la línea de toma,
unido a $W = 60$, prolongado hacia
atrás, da el valor de $t_2 - t_1 = 21 \text{ } ^\circ\text{C}$.

NOTAS COMPLEMENTARIAS AL NORMAGRAMA DE VENTILACIÓN

La diferencia máxima admisible entre las temperaturas del aire a la entrada y a la salida es, en general de 20°C. Ahora bien, en las recomendaciones de UNESA (Proyecto de C.T. UNESA) es de sólo 15°C.

El valor de 92, sección en m² de la chimenea, respectivamente de la ventana de salida del aire se entiende como valor neto (sección útil).

Según el Reglamento de Alta Tensión (instrucción MIE-RAT 14), las ventanas destinadas a la ventilación deben estar protegidas con una persiana metálica, la sección total q_t de la de salida deberá ser superior al valor q_2 (sección neta). El valor total q_t puede calcularse con la fórmula:

$$q_t = \frac{q_2}{1 - K} \quad (\text{m}^2)$$

Siendo K, coeficiente de ocupación de la persiana, del orden de 0,2 a 0,35.

