



Universidad Carlos III de Madrid



GRADO EN INGENIERÍA ELECTRICA

CIRCUITOS MAGNÉTICOS Y TRANSFORMADORES

TEMA 2: CONSTITUCIÓN FÍSICA DE TRANSFORMADORES

JUAN CARLOS BURGOS



ÍNDICE TEMA 2.

CONSTITUCIÓN FÍSICA DE TRANSFORMADORES

2.1. PRINCIPIO BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR	3
2.2. ARROLLAMIENTOS	3
2.3. NÚCLEO MAGNÉTICO	8
2.4. AISLAMIENTO.....	9
2.5. REFRIGERACIÓN	11
2.6. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	20

TEMA 2

CONSTITUCIÓN FÍSICA DE TRANSFORMADORES

2.1. PRINCIPIO BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

Un transformador es un aparato que transvasa energía eléctrica entre dos sistemas con diferente nivel de tensión.

Exceptuando algunas aplicaciones que trabajan en régimen transitorio (por ejemplo en convertidores electrónicos de corriente continua), los transformadores sólo funcionan como tal en corriente alterna. Una onda de corriente alterna viene caracterizada por su valor eficaz, su frecuencia y su desfase respecto de una referencia. Como se verá en próximos temas, un transformador modifica sólo el valor eficaz de la onda sin alterar ni la frecuencia ni el desfase¹.

Un transformador está compuesto, como mínimo por un núcleo magnético y por dos o más arrollamientos (figura 2.1)².

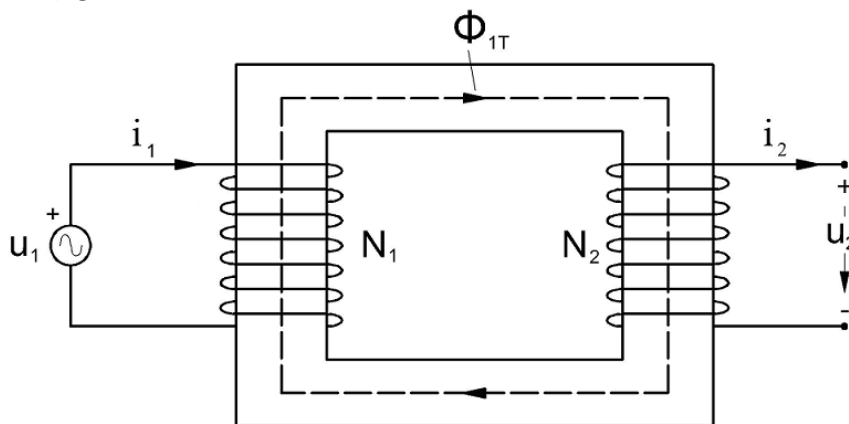


Figura 2.1: Esquema de funcionamiento de un transformador

Aunque es una expresión un tanto incorrecta, en un principio podemos decir que el arrollamiento primario crea un flujo sinusoidal³. Cuando este flujo variable en el tiempo atraviesa el arrollamiento secundario engendra en él un f.e.m.

$$e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

Esta f.e.m. puede ser aplicada a una carga, de modo que circule por ella una intensidad y se transmita potencia a la carga.

¹ En realidad, sí que existe un pequeño desfase entre la tensión de entrada y la de salida, pues sin ello sería imposible entregar potencia activa a la salida, pero este desfase no supera en ningún caso los 3º, de modo que en lo sucesivo lo despreciaremos.

² La figura 2.1 es una figura conceptual, y no representa la ubicación real de los arrollamientos primario y secundario, como se comentará en el apartado siguiente

³ Como se verá en el tema 3, el flujo común es creado por la acción conjunta de los arrollamientos primario y secundario, de modo que es incorrecto (aunque a veces útil para evitar dar explicaciones que no vienen al caso) decir que el arrollamiento primario crea el flujo.

2.2. ARROLLAMIENTOS⁴

Los arrollamientos son los encargados de tomar la energía del sistema eléctrico de alimentación (arrollamiento primario) y entregársela al sistema eléctrico de salida (arrollamiento secundario)⁵.

Habitualmente los arrollamientos se forman mediante un hilo o pletina⁶ de cobre arrollada sobre un carrete aislante. Se deben hacer dos precisiones a la sentencia anterior: la primera que no siempre se emplea cobre; en épocas de escasez económica o para ahorrar costes, en ocasiones se emplea aluminio como conductor. La segunda en ocasiones los arrollamientos no se forman con hilos o pletinas sino con folios de cobre o aluminio de una anchura igual al alto del arrollamiento; esto último se utiliza especialmente en el caso de arrollamientos de aluminio o en arrollamientos secundarios de transformadores encapsulados en resina. La elección de las dimensiones de la pletina (ancho y alto) puede parecer un problema trivial a una persona no experta en transformadores, pero tiene una importancia fundamental a la hora de que el transformador tenga unas pérdidas de potencia activa reducidas y una resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos de cortocircuito.

En los transformadores con núcleo de columnas los arrollamientos primario y secundario (o de AT y de BT) son cilindros concéntricos⁷ (figura 2.2 a). En los transformadores de tensiones elevadas, el aislamiento de los arrollamientos constituye un problema importante. Evidentemente es más fácil aislar un arrollamiento de baja tensión que uno de alta tensión. Dado que el núcleo magnético está puesto a tierra⁸, el arrollamiento de baja tensión es habitualmente el arrollamiento más interno.

En los transformadores de núcleo acorazado los arrollamientos están compuestos por galletas de forma rectangular paralelas (como se puede ver en la parte derecha de la figura 2.2 b).

Cuando por los arrollamientos circula una corriente se producen unas pérdidas de potencia activa (pérdidas por efecto Joule):

$$P_j = RI^2 = \rho \frac{l}{s} I^2 = \rho \delta^2 V_{cu} \quad (2.2)$$

Donde ρ es la resistividad del cobre, δ la densidad de corriente y V_{cu} el volumen de cobre.

⁴ Aunque en muchos documentos los arrollamientos son llamados bobinados o devanados, en el caso de un transformador el nombre oficial es arrollamientos. El nombre devanado se utiliza en el caso de máquinas eléctricas rotativas.

⁵ Atendiendo a cuál es el arrollamiento que transmite energía y cuál es el que la recibe, los arrollamientos se denominan primario y secundario. Si en lugar de eso atendemos al nivel de tensión, los arrollamientos se denominan arrollamiento de AT y de BT, nosotros emplearemos un nombre u otro en función de cuál de los dos aspectos nos interese destacar en cada momento.

⁶ Se llaman pletinas a los conductores de sección rectangular.

⁷ En el caso de pequeños transformadores para electrónica esto no siempre es así. Tampoco es así en el caso de transformadores de núcleo magnético acorazado.

⁸ No sería adecuado que el núcleo magnético no estuviera puesto a tierra, ya que en ese caso su potencial quedaría indeterminado, pudiendo alcanzar tensiones peligrosas respecto de los arrollamientos en determinadas circunstancias

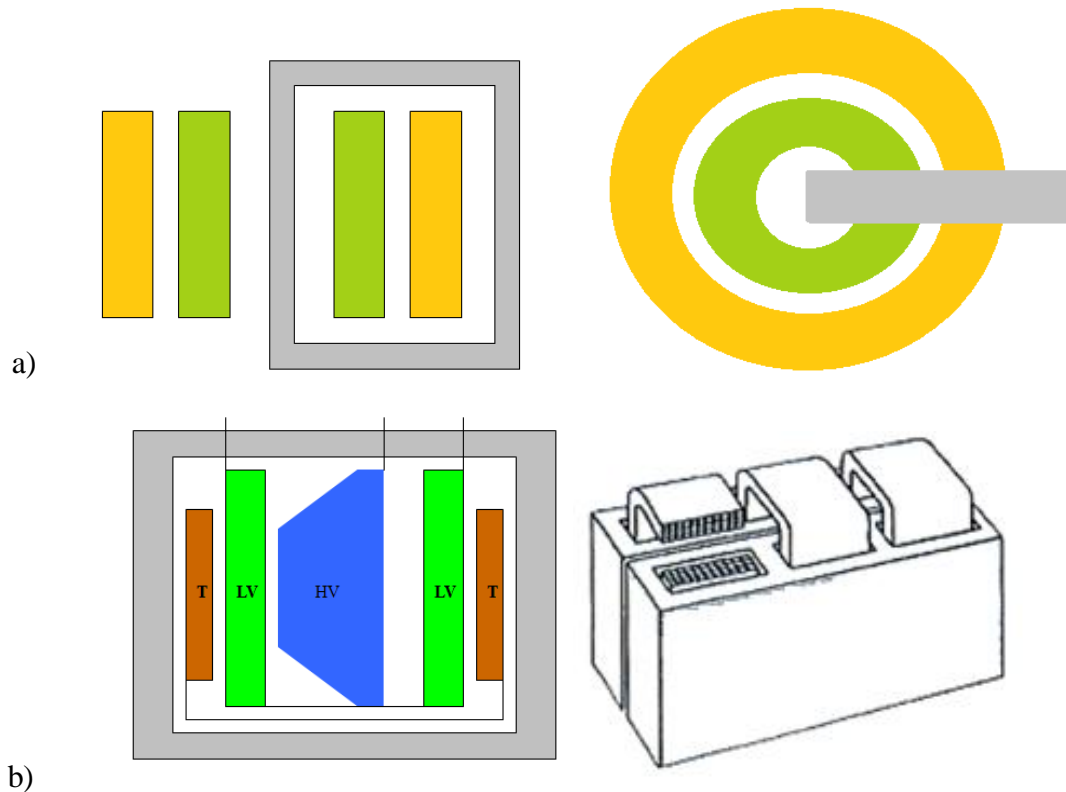


Figura 2.2.: a) Arrollamientos concéntricos en un transformador de columnas (izquierda: semisección, derecha planta) b) Arrollamientos alternados en un transformador acorazado (el eje del núcleo es la recta horizontal inferior de la figura). Izquierda: Disposición de los arrollamientos dentro de la ventana. Derecha vista en perspectiva⁹

2.3. NÚCLEO MAGNÉTICO

El trasvase de energía entre los arrollamientos de un transformador se realiza a través del flujo magnético. El núcleo magnético es el encargado de canalizar el flujo desde el arrollamiento primario al secundario. Para ello el núcleo magnético está compuesto por un material de baja reluctancia.

Como es sabido, cuando una superficie es atravesada por un flujo variable en el tiempo se engendra en él una fuerza electromotriz. Esto se utilizó en el apartado 2.1 para mostrar el funcionamiento del transformador; pero no sólo la bobina secundaria es recorrida por un flujo variable en el tiempo, también el núcleo magnético es recorrido por un flujo magnético variable en el tiempo y en él se inducen f.e.m. Además, como el núcleo magnético está formado por un material conductor¹⁰, estas f.e.m. dan origen a corrientes parásitas o de Foucault¹¹. La circulación de corrientes por el interior del núcleo magnético provoca unas pérdidas de potencia activa denominadas pérdidas por Foucault

⁹ La figura b, parte derecha ha sido tomada de M. Heathcote “The J&P Transformer Book” pag 13. 12th edición. Ed Newnes

¹⁰ Como es el acero

¹¹ Llamadas en inglés eddy currents o corrientes de remolino porque pueden circular libremente por la masa del hierro.

$$P_{Fo} = R_{Fe} I_{Fo}^2 = \frac{U_{Fo}^2}{R_{Fe}} \quad (2.3)$$

La expresión (2.3) debe ser entendida como una fórmula conceptual para dar una visión intuitiva del problema, ya que la modelización de corrientes de Foucault es un fenómeno complejo que debe ser llevado a cabo mediante cálculo diferencial; a pesar de ello vamos a utilizarla para mostrar algunas ideas importantes sobre las pérdidas por Foucault. En la expresión anterior, P_{Fo} son las pérdidas de potencia activa por corrientes de Foucault, R_{Fe} la resistencia que opone el hierro al paso de corrientes, y U_{Fo} la f.e.m. que da lugar a las corrientes de Foucault.

Como se verá en el tema 3, el valor eficaz de la tensión inducida depende del producto de la frecuencia por la inducción

$$U_{Fo} = 4,44 f \phi = 4,44 f B S_{Fe} \quad (2.4)$$

Por tanto, de (2.3) y (2.4) se llega a

$$P_{Fo} = \frac{U^2}{R_{Fe}} = \frac{(4,44 f B S_{Fe})^2}{\rho_{Fe} \frac{l_{Fe}}{S_{FE}}} = K_{Fo} B^2 f^2 V_{Fe} \quad (2.5)$$

Donde V_{Fe} es el volumen de hierro del transformador.

De la ecuación 2.5 se desprende que si se desean reducir las pérdidas de potencia activa se debe aumentar la resistencia del hierro al paso de corriente. Una primera forma de hacer eso es utilizando chapas magnéticas con un cierto porcentaje de silicio. Habitualmente este porcentaje se limita al 3% ya que el silicio hace más quebradizas las chapas magnéticas. El utilizar chapas magnéticas con silicio tiene, además, la ventaja de que el silicio retarda el envejecimiento de la chapa magnética, reduce la magnetoestricción (y con ello el ruido emitido por el transformador) y hace más afilado el ciclo de histéresis con lo que las pérdidas por histéresis también son menores.

Para aumentar la resistencia del hierro al paso de corriente, el núcleo magnético se forma apilando chapas magnéticas. Habitualmente las chapas magnéticas tienen 0,3 mm de espesor. No obstante, si no se aíslan las chapas entre sí, las corrientes de Foucault se comunicarían de una chapa a la contigua. Por ello, cuando se fabrican las chapas magnéticas se da un tratamiento químico superficial a las chapas (un fosfatado) que las aísla eléctricamente. Este fosfatado recibe el nombre de carlite.

Además de provocar pérdidas de potencia activa (y con ello generación de calor), las corrientes de Foucault tienen otro inconveniente, y es que se oponen al flujo que las produjo, con lo que en el interior del núcleo magnético el flujo es menor que en el borde del mismo¹². Al utilizar chapas magnéticas, en cada una de ellas se produce este apantallamiento magnético, pero en menor medida. Por eso, utilizando chapas magnéticas para una sección geométrica dada la sección útil del núcleo es mayor.

¹² Este fenómeno es muy semejante al efecto pelicular que se da en los conductores cuando son atravesados por corriente alterna, en los que la corriente no se distribuye uniformemente por el conductor sino que es mayor en el borde del conductor.

Dos comentarios más antes de finalizar este apartado. El primero que, como se vio en el apartado anterior las pérdidas por histéresis dependen de la frecuencia, mientras que las pérdidas por Foucault dependen del cuadrado de ésta. Por ello, en los circuitos electrónicos que funcionan a altas frecuencias y que incorporan transformadores, con el fin de reducir las pérdidas por Foucault al mínimo, en lugar de fabricar los núcleos apilando chapas magnéticas se utilizan ferritas, que están formadas por gránulos de óxidos de hierro aglomeradas mediante un aglutinante. Aún así, las corrientes de Foucault siguen existiendo y a altas frecuencias pasan de un gránulo a otro a través de las capacidades parásitas.

El segundo comentario hace referencia a otro tipo de chapas magnéticas llamadas chapas de metal amorfo. El acero al silicio de los transformadores convencional cristaliza en el sistema cúbico centrado en el cuerpo, y mediante laminación en frío los cristales se orientan¹³. Sin embargo, existen aleaciones especiales a base de hierro, cobalto, níquel o vanadio con fósforo boro o carbono y pequeñas cantidades de aluminio, silicio, estaño o antimonio que una vez fundidas son enfriadas a gran velocidad. La gran velocidad de enfriamiento hace que los átomos de la aleación no se puedan disponer según una red cristalina y se dispongan de forma arbitraria. Los materiales así formados tienen unas pérdidas en el hierro y una corriente de magnetización notablemente menores que la chapa magnética convencional de cristales orientados. Como ejemplo, la figura 2.3 muestra los ciclos de histéresis de un material amorfo y uno de grano orientado.

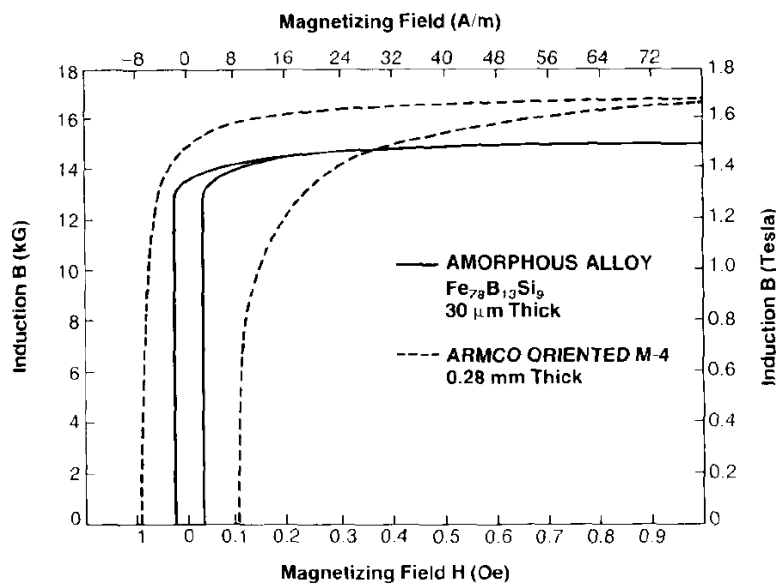


Figura 2.3 Ciclo de histéresis de un material amorfo (en línea continua) y uno de cristales orientados (en línea discontinua)¹⁴

Como se observa en la figura 2.3 la inducción de saturación de la chapa amorfa es un poco menor que la de una chapa de grano orientado. Entre los inconvenientes de la chapa amorfa se encuentra que para conseguir enfriarla a grandes velocidades es preciso que las chapas sean extraordinariamente finas (espesor menor de 100 μm), por lo que resulta muy difícil su manipulación y apilado (no tienen consistencia mecánica suficiente como para mantenerse de pie por si solas). Un segundo inconveniente es que son más duras que las chapas de grano orientado, por lo que desgastan mucho el utillaje. Por todas estas razones, y por la mejora de propiedades que ha habido en los últimos años en la chapa convencional (eliminación de

¹³ Este tipo de chapa magnética es llamada chapa de grano orientado, en inglés cold rolled grain oriented (CRGO)

¹⁴ Figura tomada de R Hasegawa, J. Non-Cryst. Solids, vols 61-62, p. 725, 1984

rebabas, tratamiento laser para partir los dominios magnéticos, etc) y porque la chapa amorfa es más cara, los transformadores de chapa amorfa no se utilizan demasiado.

Por lo que se refiere a los tipos de núcleos magnéticos, la figura 2.4 muestra los principales tipos de núcleos magnéticos para transformadores monofásicos. El núcleo más utilizado es el mostrado en la figura 2.4 b), llamado núcleo de columnas. Los de la figura 2.4 a) (núcleo acorazado o shell type) y 2.4 c) (de cuatro columnas) se utilizan en transformadores grandes cuando hay problemas de transporte.

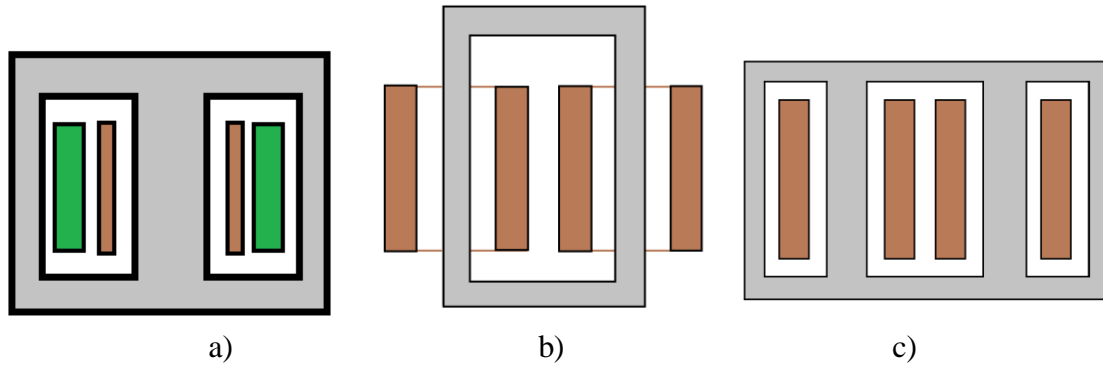


Figura 2.4: Tipos de núcleos magnéticos para transformadores monofásicos. Los rectángulos sombreados corresponden a los arrollamientos.

En la figura 2.5 se muestran los tipos de núcleos magnéticos para transformadores trifásicos. El más utilizado es el 2.5 a) (transformador de columnas) y los tipos 2.5 b) (transformador de cinco columnas) y 2.5 c) (transformador acorazado) se utilizan en transformadores grandes cuando hay problemas de transporte.

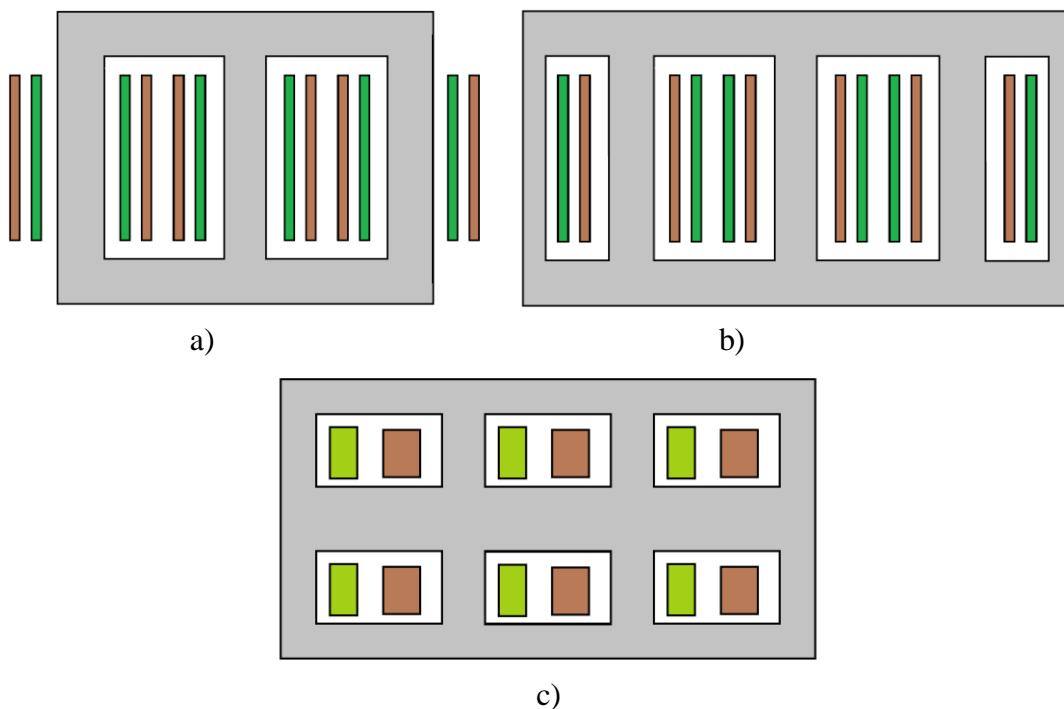


Figura 2.5: Tipos de núcleos magnéticos para transformadores trifásicos

2.4. AISLAMIENTO

El aislamiento es lo que garantiza que las diferentes partes de un equipo eléctrico se encuentran a diferente potencial. Por ello un equipo eléctrico no podría funcionar si el aislamiento no es adecuado.

En transformadores de bajas tensiones (digamos hasta 20 kV) los hilos de cobre que componen el arrollamiento están aislados por un barniz o esmalte. Para transformadores de tensiones mayores el aislamiento de los arrollamientos se realiza mediante papel impregnado en aceite.

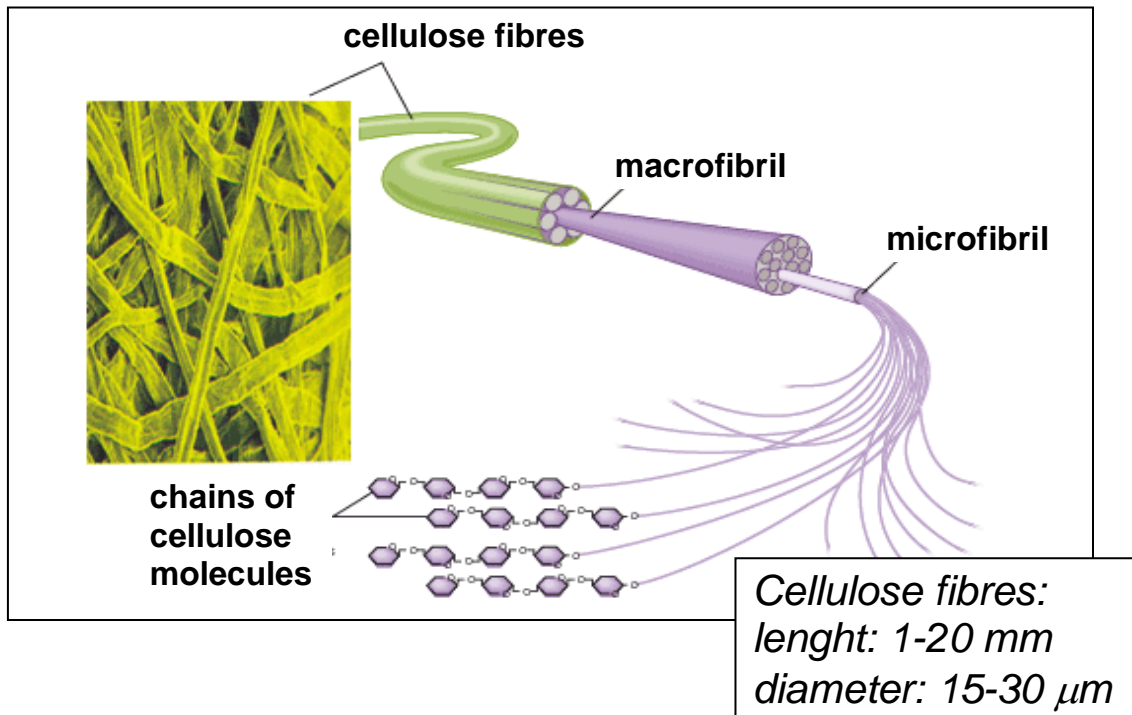


Figura 2.6: Estructura de la celulosa

El papel es un polímero formado por monómeros de celulosa (figura 2.6). Cuando el transformador está recién salido de fábrica las cadenas poliméricas tienen una longitud media de 800 monómeros. No obstante, bajo la acción de la temperatura y del agua las cadenas de celulosa se rompen (hidrólisis) y el grado de polimerización disminuye. La hidrólisis de una cadena de celulosa, además de dar cadenas más pequeñas da lugar a tres moléculas de agua, por lo que el contenido en agua del aislamiento de un transformador va aumentando a lo largo de su vida.

Si cuando se fabrica el papel se añaden ciertas bases orgánicas (urea, dicianhidamida) se forma el papel térmicamente mejorado, que soporta mayores temperaturas con un menor grado de envejecimiento. Los papeles térmicamente mejorados se utilizan mucho en América y menos en Europa.

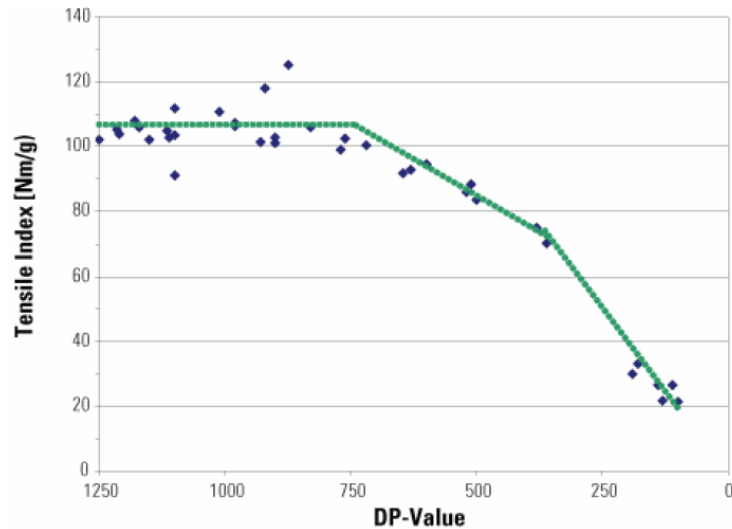


Figura 2.7: Relación entre la resistencia a la tracción del papel y su grado de polimerización¹⁵

La resistencia a la tracción mecánica del papel depende de su grado de polimerización (figura 2.7), y por debajo de un grado de polimerización de 200 no se puede garantizar que el transformador va a ser capaz de soportar los esfuerzos de repulsión que se producen durante un cortocircuito, con lo que el transformador debe mandarse a achatarrar.

La reacción de hidrólisis es más intensa cuanto mayor es la temperatura (T). La velocidad de pérdida de vida viene dada por la ley de Arrhenius de las reacciones químicas

$$v = e^{A - \frac{B}{T}} \quad (2.6)$$

En el rango de temperaturas de trabajo del transformador, se suele utilizar la expresión aproximada de Mottlinger:

$$v = 2^{\frac{\theta - 98}{6}} \quad (2.7)$$

Donde θ es la temperatura en grados centígrados. La ecuación anterior nos dice que por cada 6° de incremento de temperatura la vida de un aislante (y por tanto la vida del transformador) se reduce a la mitad.

La hidrólisis del papel, además de producir agua, CO y CO₂ produce unos compuestos llamados furanos que, a diferencia de otros productos de envejecimiento, no son producidos por el envejecimiento de otros elementos del transformador (por ejemplo el aceite mineral). Por tanto, el análisis de furanos disueltos en el aceite puede utilizarse para evaluar el envejecimiento de un transformador. No obstante, esta técnica todavía no está totalmente depurada, por lo que hoy en día todavía no es un ensayo estándar.

¹⁵ Tomada de CIGRE Technical Brochure 323 “Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers”. Task Force D1.01.10. CIGRE

2.5. REFRIGERACIÓN

Como se desprende de las ecuaciones (2.6) o (2.7), la vida de un aislamiento depende de la temperatura. Si se desea que un transformador dure mucho tiempo es preciso mantener la temperatura acotada.

La ecuación que rige el calentamiento de un cuerpo expresa que una parte del calor que se genera se almacena en el cuerpo, incrementando de este modo su temperatura, y otra parte se transmite al exterior ya sea por conducción, radiación o convección.

$$Q_{gen} = Q_{almacenado} + Q_{dissipado} \quad (2.8)$$

Suponiendo, por simplicidad que el calor disipado lo es sólo por convección o conducción, se puede escribir para un incremento de tiempo Δt

$$P_{gen}\Delta t = mc_e\Delta T + kA(T - T_a)^n \Delta t \quad (2.9)$$

Donde P_{gen} son las pérdidas de potencia activa en el cuerpo, que se convierten en calor, m la masa del transformador, c_e el calor específico, k el coeficiente de película (que depende entre otras cosas de la velocidad del fluido refrigerante y de su viscosidad), A el área a través de la cual se evacua el calor T_a la temperatura ambiente y T la temperatura del aceite.

Dividiendo por Δt y haciendo el límite cuando Δt tiende a cero queda

$$P_{gen} = mc_e \frac{dT}{dt} + kA(T - T_a)^n \quad (2.10)$$

Dividiendo la ecuación anterior por kA queda:

$$\frac{P_{gen}}{kA} = \frac{mc_e}{kA} \frac{dT}{dt} + (T - T_a)^n \quad (2.10)$$

Donde

$$\tau = \frac{mc_e}{kA} \quad (2.10)$$

Es la constante de tiempo térmica del transformador y tiene dimensiones de segundos.

Aunque en general el coeficiente k no es constante (especialmente si la transmisión de calor al exterior se realiza por convección) a menudo por simplicidad se toma como constante. De igual forma, en ciertos casos $n=1$. Si así se considera, el calentamiento del transformador viene dado por una ecuación diferencial lineal de primer orden. En realidad esto no deja de ser una simplificación, puesto que el calor disipado por convección no depende linealmente de la diferencia de temperaturas entre el transformador y el ambiente.

Las pérdidas de potencia activa (tanto en el cobre como en el hierro) dependen del volumen (véanse las expresiones (2.2) y (2.5)) de dichos materiales en el transformador, mientras que el

calor disipado al exterior depende del área. Cuando el tamaño de un cuerpo crece, el volumen lo hace con la tercera potencia de las dimensiones, mientras que la superficie de evacuación del calor lo hace con el cuadrado de las dimensiones. Por eso, los cuerpos grandes tienen más problemas de refrigeración que los pequeños.



Figura 2.8: Transformadores de tipo seco

Los transformadores pequeños (para fijar ideas hasta los 30 MVA) se pueden refrigerar por aire (figura 2.8). Sin embargo, en los transformadores grandes el aire no es un medio suficientemente adecuado para evacuar el calor al exterior y se ha de utilizar algún medio más eficiente.

Los transformadores de grandes potencias están inmersos en una cuba donde son refrigerados por aceite mineral. El aceite mineral puede ser de varios tipos (nafténico, parafínico o aromático) pero es una mezcla de hidrocarburos (de cadena lineal o aromática) de diferente peso molecular.

Para potencias progresivamente mayores se adosan radiadores a la cuba del transformador y se refrigera externamente la cuba mediante ventiladores, que fuerzan la circulación de aire, o se emplean aerorrefrigerantes con agua e incluso se fuerza la circulación de aceite mediante bombas (figura 2.9 a). La refrigeración del aceite es más eficiente si se dirige el chorro de aceite a los arrollamientos (figura 2.9 b) en lugar de permitir que el aceite pueda circular de forma externa a los mismos, ya que el salto térmico del flujo de aceite externo a los arrollamientos es reducido, y eso limita la cantidad de calor que se puede disipar en los canales entre arrollamientos.

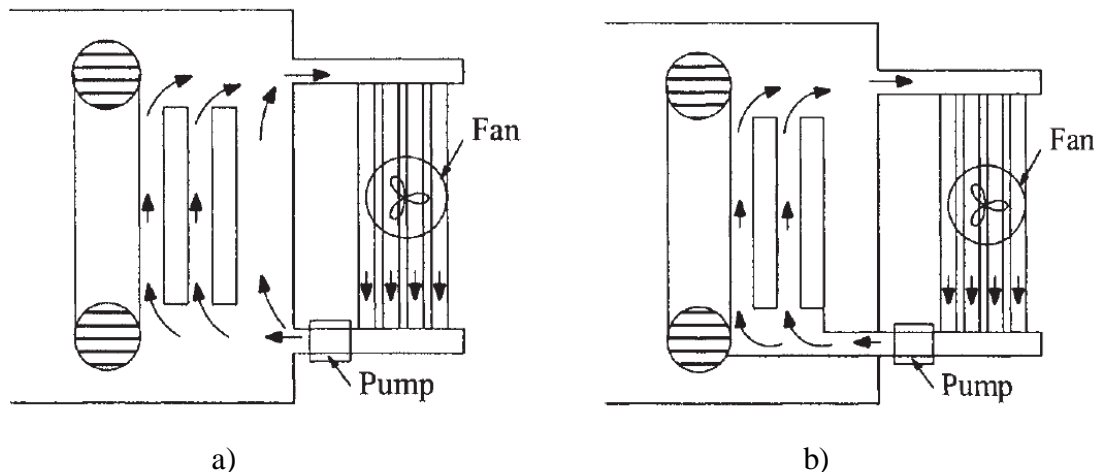


Figura 2.9: a) Circulación de aceite forzada b) Circulación de aceite dirigida. Como se observa en la parte a) de la figura, cuando la circulación de aceite no es dirigida existe un cierto flujo de aceite que circula por el exterior de los arrollamientos¹⁶

Para designar el tipo de refrigeración se emplea un código de cuatro letras: Las dos primeras hacen referencia al refrigerante en íntimo contacto con la parte activa del transformador mientras que las dos últimas se refieren al refrigerante externo a la cuba. En cada pareja la primera letra indica la naturaleza del refrigerante y la segunda letra la forma de circulación. Para la primera letra de la pareja se utilizan las siglas A, O, L, G (aire, aceite, líquidos aislantes o gases refrigerantes), mientras que para la segunda se utilizan las siglas N, F y D (natural, forzada y dirigida). De este modo, un transformador ONAN es un transformador en el que el refrigerante interno es aceite, el externo es aire y no tiene bombas ni ventiladores, de modo que tanto el aceite como el aire se mueven por diferencia de densidades. Un transformador ODAF es un transformador en el que el aceite se mueve mediante bombas y dispone de deflectores para dirigir el flujo de aceite, y el aire se mueve mediante ventiladores (figura 2.9 b).

El aceite mineral es un buen refrigerante, porque tiene una viscosidad reducida (que además se reduce al aumentar la temperatura) y una constante de transmisión de calor por conducción elevada. Además tiene un elevado calor específico, lo cual es importante para evitar que la temperatura suba muy rápido en los casos en los que pudiera haber un aumento importante de calor generado en períodos de tiempos breves (sobrecargas).

Además de ser un buen refrigerante, el aceite es un buen aislante. El aceite tiene una elevada rigidez dieléctrica (mayor que la del aire¹⁷) y una reducida permitividad (lo que hace que el campo eléctrico en su seno sea mayor que en los aislamientos sólidos del transformador, ver ecuación (1.5) del tema 1). Además es un aislamiento eléctrico regenerable, pues en el caso de que se produzca un arco eléctrico en su interior, el aceite recupera su rigidez dieléctrica cuando se apague el arco y precipiten las partículas quemadas.

La tercera misión del aceite es actuar como un chivato que indica sobre el estado del transformador, como se indicará posteriormente, ya que en caso de una avería interna en el

¹⁶ Figura tomada de S.V. Kulkarni, S.A. Khaparde "Transformer Engineering. Design and Practice" pag 374. Editorial Marciel Dekker 2004.

¹⁷ Por esta razón, los transformadores en baño de aceite son más pequeños que los transformadores secos.

transformador el aceite se descompone dando gases, que (como se comentará) son indicativos del tipo de defecto que existe en el transformador.

Pero el aceite envejece a causa de diferentes factores, como son el oxígeno (que oxida el aceite produciendo ácidos, lodos, etc), la temperatura (que activa la reacción de oxidación y otras reacciones que descomponen el aceite) y la luz (por ello se deben realizar las tomas de muestras en botellas de vidrio opacas). Ciertos metales (como el cobre) catalizan las reacciones de envejecimiento del aceite. Cuando el aceite se oxida, los lodos que se producen se depositan en la superficie de los arrollamientos y crean las condiciones para que se pudiera dar el contorneo de los aislantes en el caso de deterioro del aislamiento sólido debido a una falta.

Pero el agente que más contribuye a la pérdida de propiedades de aceite es el agua. Pocas partes por millón de agua reducen la rigidez dieléctrica del aceite de forma drástica.

Para evitar el envejecimiento del transformador, los transformadores pequeños son de llenado integral (figura 2.10), esto es, se llenan de aceite hasta más arriba de la tapa superior de la cuba (hasta las bornas). Cuando el aceite se dilata, la cuba aumenta su volumen ("se hincha"). Este aumento de volumen es posible gracias a que este tipo de transformadores disponen de unas aletas de refrigeración con cierta elasticidad.



Figura 2.10: Transformador de distribución de llenado integral



Figura 2.11: Transformador de potencia con depósito de expansión

En el caso de transformadores de grandes potencias, no es posible que la cuba tenga una dilatación suficiente como para admitir los cambios de volumen del aceite al calentarse. En este caso, se dispone de un depósito llamado depósito conservador o depósito de expansión

con un volumen en torno al 8% del volumen de la cuba (figura 2.11). El depósito de expansión contribuye a evitar el envejecimiento del aceite, ya que está más alejado de los focos de generación de calor, además, el depósito conservador tiene una elevada superficie lateral en relación a su volumen y por ello se refrigera mejor.

En la mayoría de los transformadores instalados en Europa, dentro del depósito conservador el aceite está en contacto con el aire; sin embargo, la oxidación del aceite no es muy preocupante, ya que la superficie de contacto aire-aceite es reducida y además el aceite está relativamente frío. Lo que sí que es cierto es que al estar el aire en contacto con el aceite existe un cierto equilibrio químico en el depósito conservador, de forma que parte de los gases del aire está disuelta en el aceite. De esta forma, no es extraño que en el aceite de un transformador se encuentren 15.000 ppm de oxígeno en disolución. Dado que el aire tiene un cierto contenido en humedad (pues las plantas y los animales al respirar emiten agua) por el depósito conservador también penetra humedad al interior del transformador. Para reducirlo en la medida de lo posible, la salida de aire desde el depósito conservador al exterior se realiza a través de una tubería que finaliza en un cartucho de un compuesto desecante como es el silicagel (figura 2.12). El desecante de silicagel cumple su misión cuando el caudal de aire intercambiado entre la cuba y el ambiente es reducido, pero en casos tales como la desconexión de la red de un transformador en un día de lluvia o niebla, el desecador no es lo suficientemente efectivo y es inevitable que penetre humedad en el aceite. Cuando el silicagel se encuentra húmedo cambia de color, con lo que el responsable de mantenimiento sabe que debe cambiar el cartucho o secarlo.



Figura 2.12: Transformador con sistema de preservación del aceite por respiración (encerrado en un círculo rojo está el desecador de silicagel)

En América (y algo menos en Europa) se utilizan sistemas de preservación en los que se tiene una membrana de caucho entre el aceite y el aire, de modo que cuando el aceite se calienta la membrana se expande y cuando el aceite se enfría la membrana se contrae. Esta membrana, cuando es nueva, impide la entrada de oxígeno y humedad al transformador, si bien cuando

envejece pierde su efectividad. También se utilizan transformadores sin depósito conservador, pero con un colchón de nitrógeno y un sistema que regula la presión del mismo cuando varía la temperatura del transformador y el aceite se dilata.

El relé Buchholz

El relé Buchholz es un dispositivo que se coloca en la tubería que une la cuba y el depósito de expansión del aceite de un transformador y está preparado para advertir tanto de la presencia de gases en el aceite como de una velocidad del aceite más alta de lo normal.



Figura 2.13: Relé Buchholz

El relé Buchholz está formado por una pequeña cámara llena de aceite y en cuyo interior se encuentran un flotador que se encontrará en la superficie del líquido (1 en la figura 2.14) y un diafragma que estará sumergido en el aceite (2 en la figura 2.14). Tanto el flotador como el diafragma estarán conectados a sendos circuitos de desconexión y/o de alarma respectivamente mediante unos contactos que activan un interruptor en caso de presencia de gas en el aceite.

En caso de un defecto interno en el transformador, el aceite se descompone generando, entre otros productos gases. Los gases pasan de la cuba al depósito conservador y parte de ellos queda atrapada en el relé Buchholz lo que ocasiona un desplazamiento del nivel del líquido del relé, con lo que la altura del flotador baja y provoca que ésta accione un contacto que activa una alarma pero no desconecta el transformador.

En caso de que el defecto del transformador sea muy importante la cantidad de gas generada es muy elevada y la gran burbuja gaseosa formada desplaza a gran velocidad al aceite hacia el depósito conservador. Si la velocidad del aceite es suficiente el diafragma interpuesto en la tubería se mueve y activa el contacto del interruptor que desconecta el transformador.

Es de recalcar que cuando el relé actúa por volumen de gases no se provoca la desconexión del transformador ya que lo que provoca la alarma puede ser nitrógeno almacenado en los aislamientos durante el transporte del transformador, la generación residual de gases debida

al funcionamiento normal o una pequeña avería incipiente muy poco activa (por ejemplo presencia de pequeñas descargas parciales). Sin embargo, cuando actúa por velocidad de aceite siempre se da disparo, ya que ello es síntoma de una generación anormal de gases con un volumen importante.

El relé Buchholz es uno de los relés de protección más selectivos, pues cuando dispara por velocidad es un síntoma inequívoco de que ha habido un problema interno en el transformador. Debido a ello, cuando dispara el relé Buchholz el interruptor que conecta el transformador a la red no se puede rearmar hasta que un operario pulse un botón para darse por enterado de la actuación del Buchholz.

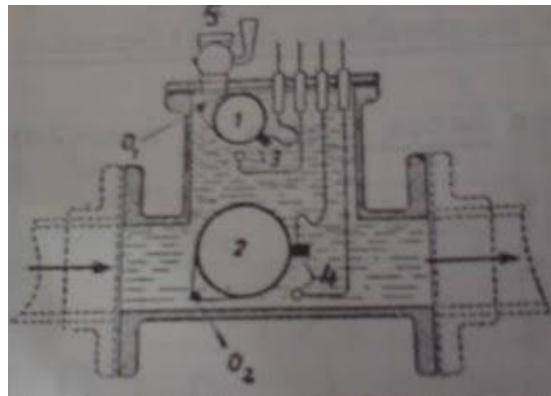


Figura 2.14: Relé Buchholz.

Análisis De Aceites

Periódicamente se realizan análisis fisicoquímicos del aceite que informan de si el aceite está envejeciendo de forma acelerada. Los principales ensayos del aceite son:

- Color: Un aceite nuevo es amarillo muy clarito. Un aceite viejo es casi negro
- Humedad: Contenido en agua
- Rigidez dieléctrica
- Tangente de delta (también llamado factor de disipación dieléctrica o tangente del ángulo de pérdidas dieléctricas)
- Acidez (miligramos de KOH precisos para neutralizar 1 l de aceite)

De entre estos ensayos, uno de los más importantes es el de tangente de delta. Para realizarlo se toma una muestra de aceite y se rellena un condensador con ese aceite como dieléctrico. En un puente de Schering se mide la capacidad y las pérdidas de potencia activa en el condensador.

En un condensador ideal la intensidad consumida por el condensador está 90° adelantada respecto de la tensión aplicada. En estas circunstancias el condensador no consume potencia activa alguna, y el intercambio con la fuente se reduce únicamente a la potencia reactiva. Sin embargo, si el dieléctrico del condensador tiene partículas polares en disolución, al someter el condensador a una tensión sinusoidal entre sus extremos, las moléculas polares se orientan en el sentido del campo (figura 2.15). En el siguiente semiciclo, la polaridad de las armaduras del condensador cambia y con ello los dipolos rotan para orientarse de nuevo con el campo

eléctrico. Al rotar los dipolos rozan entre ellos y generaran calor (esto es lo que se llama histéresis dieléctrica).

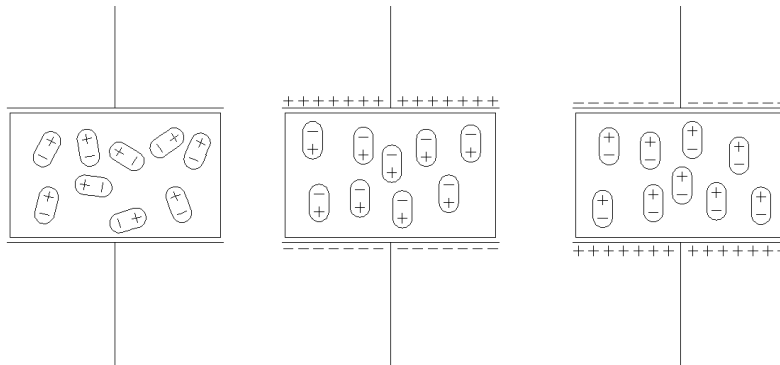


Figura 2.15: Fenómeno de histéresis dieléctrica en un dieléctrico polar

Para vencer la fricción entre los dipolos el condensador debe tomar una cierta potencia activa de la fuente. Debido a ello la corriente ya no desfasa 90º respecto de la tensión (figura 2.16), sino que tiene un desfase menor (lo llamaremos φ). El factor de potencia ($\cos \varphi$) está muy próximo a 0 ya que ángulo de desfase entre la tensión y la intensidad es próximo a 90º.

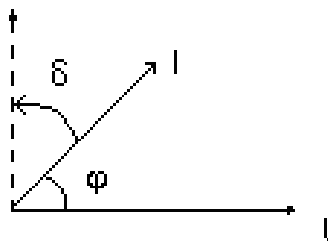


Figura 2.16: Diagrama fasorial de tensiones y corrientes en un condensador real

Para referirse a la magnitud de las pérdidas dieléctricas, en Europa es costumbre hablar del ángulo complementario a φ , que se suele denotar como δ . Por el contrario, en USA y países de influencia americana se utiliza más bien el $\cos\varphi$, no obstante, de forma aproximada la $\text{tg}\delta$ es igual al $\cos\varphi$.

$$\text{tg } \delta = \frac{I_{\text{resistiva}}}{I_{\text{capacitiva}}} \approx \frac{I_r}{I_{\text{total}}} = \cos \varphi \quad (2.11)$$

La tangente de delta es proporcional a las pérdidas dieléctricas de un aislante

$$\text{tg } \delta = \frac{I_{\text{resistiva}}}{I_{\text{capacitiva}}} = \frac{UI_r}{UI_c} = \frac{P}{Q} \quad (2.12)$$

$$P = Q \text{tg } \delta \quad (2.13)$$

La tangente de δ guarda una relación estrecha con la cantidad de moléculas polares presentes en un dieléctrico. Ocurre que el aceite nuevo, limpio y seco no tiene apenas moléculas polares, por lo que su tangente de delta es muy reducida. Sin embargo, a medida que el aceite va envejeciendo se crean productos de descomposición y las moléculas de algunos de ellos sí que son polares. Por eso la tangente delta de un aislante es uno de los indicadores más importantes sobre el estado del aceite mineral.

Tan indicativo del grado de envejecimiento del aceite es la $\tan \delta$ que si un aceite envejecido de un transformador tiene una tangente de δ muy elevada se manda a destruir, mientras que si la $\tan \delta$ es reducida se puede reacondicionar el aceite o regenerarlo.

Cuando el aceite de un transformador está envejecido pero poco se reacondiciona (tratamiento que consiste en un filtrado y un centrifugado). Si está más envejecido se regenera mediante tierras Fuller. Si está fuertemente envejecido se manda a destruir (es un residuo tóxico y su vertido al ambiente está prohibido).

Análisis De Gases Disueltos en el Aceite

Un análisis especialmente importante es el análisis de gases disueltos en el aceite.

El aceite se descompone bajo la acción de la temperatura generando como producto de esta descomposición, entre otros productos, gases tales como metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) y acetileno (C_2H_2). Si la temperatura del aceite es la normal de operación del transformador la proporción entre los diferentes gases se mantiene. Sin embargo, si existen puntos calientes de una determinada temperatura se producirá mayor proporción de un gas que del resto.

La forma de proceder es la que sigue:

- Se toma una muestra de aceite del transformador y se lleva al laboratorio a analizar.
- Se obtiene la concentración de los diferentes gases
- Se compara la concentración con un umbral dado por la norma UNE 60599.
- Si supera el umbral se determinan los siguientes cocientes:

$$a = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad b = \frac{CH_4}{H_2} \quad c = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

- Se compara el primer cociente con ciertos valores límites a_1, a_2, a_3 , de modo que si el cociente es menor que a_1 se asigna a ese cociente un 0. Si a_1 está comprendido entre a_1 y a_2 se asigna al cociente un 1 y si el cociente supera a_2 se asigna un 2. Lo mismo se hace con los otros dos cocientes.
- Con el código de tres dígitos obtenido se acude a una tabla de la norma UNE 60599 que indica el defecto más probable que puede ocurrir dentro del transformador (por ejemplo, un punto caliente por una soldadura mal hecha o en el núcleo, un arco eléctrico entre espiras o una descarga parcial).

En el caso de que el cociente entre la concentración de CO y de CO_2 sea inferior a un umbral o superior a otro, denota que se está descomponiendo el papel.

Tan importante o más que conocer el tipo de avería es conocer si es muy activa o no. Para ello hay que estudiar la evolución de la concentración de gases al transcurrir el tiempo. Si es preciso se debe incrementar la frecuencia de los controles.

Una generación excesiva de hidrógeno es sintomática de una descarga parcial. Una descarga parcial de un transformador es una ruptura muy localizada de la rigidez dieléctrica del aislamiento sólido o líquido que no afecta a todo el aislamiento (esto es, de un electrodo a

otro) sino sólo a una parte del mismo. En el caso de los transformadores, frecuentemente las descargas parciales se producen en burbujas de gas en el seno del aceite.

Alternativas al Aceite Mineral

El aceite mineral es un buen aislante y un buen refrigerante, pero tiene el problema de que su punto de inflamación¹⁸ es bajo. Por eso, para reducir el riesgo de incendio en transformadores situados en el interior de edificios y reducir la prima de los seguros en ocasiones se utiliza otro tipo de aislantes.

Una primera alternativa a los transformadores en aceite mineral es utilizar transformadores en seco, con los arrollamientos encapsulados en resina (figura 2.8). El problema que tienen es que el aire es peor refrigerante que el aceite, con lo que las potencias de este tipo de transformadores no suelen ser muy elevadas, digamos menores a 30 MVA. Además, los transformadores encapsulados en resina sólo se emplean para tensiones bajas o medias (en general menores a 52 kV), y nunca para tensiones altas o muy altas. La razón de ello es que es muy difícil que no quede una burbuja microscópica atrapada en la resina y se produzcan descargas parciales.

Una segunda alternativa son los transformadores en aceite de silicona. La silicona es un buen aislante, pero tienen una viscosidad elevada, por lo que no es un buen refrigerante, y lo peor de todo es que la viscosidad se incrementa con la temperatura. Por eso los transformadores en aceite de silicona son más voluminosos que los transformadores en aceite mineral.

Una tercera alternativa son los aceites vegetales, procedentes del refinado de aceites de girasol, colza, etc. Este tipo de aceites son buenos aislantes y tienen un punto de inflamación muy elevado. El problema es que se oxidan muy fácilmente, por lo cual sólo se fabrican como transformadores sin respiración, esto es, transformadores herméticos o transformadores con preservador de caucho. Además, los aceites vegetales son mucho más higroscópicos que el aceite mineral, por lo cual no se suelen utilizar en transformadores con respiración.

Además de la reducción del riesgo de incendio, otro motivo para el uso de transformadores en seco o con aceite de semillas es que son mucho más amigables con el medio ambiente ya que, como se indicó anteriormente, el aceite de transformador es un residuo tóxico y está prohibido su vertido al ambiente.

2.6. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA (informativo)

Los transformadores de potencia son máquinas de gran responsabilidad, pues un fallo en los mismos puede ocasionar una interrupción del suministro que afecte a una parte importante de la población o incluso puede ocasionar un incendio que destruya una subestación entera.

Los transformadores de grandes potencias se fabrican a medida, con lo que desde que se realiza el pedido hasta que se entrega el transformador puede pasar más de un año. Por tanto no se puede esperar a que un transformador falle para encargar el transformador de repuesto.

¹⁸ El punto de inflamación es la temperatura mínima necesaria para que un material inflamable desprenda vapores que, mezclados con el aire, se inflamen en presencia de una fuente de ignición.



Además de todo lo anterior, es mucho más barato reparar una avería cuando todavía afecta a una parte pequeña del transformador que cuando es un fallo más global.

Por todas las razones anteriores es muy importante conocer el estado de un transformador. Para ello se realizan determinados ensayos periódicos, como son:

- Ensayo de medida de la capacidad y de la tangente de delta entre arrollamientos: Consiste en aplicar una diferencia de potencial entre el arrollamiento de AT y el de BT como si fueran las dos armaduras de un condensador. Modificaciones de la capacidad alertan de deformaciones importantes (globales) en los arrollamientos, mientras que valores elevados de la tangente de delta alertan de la presencia de humedad en el transformador o de aceite muy envejecido. También se mide la capacidad y la tangente de delta entre cada uno de los arrollamientos y tierra.
- Ensayo de excitación monofásica: consiste en medir la intensidad precisa para crear el flujo. Si la intensidad de excitación es elevada ello es síntoma de chapas magnéticas cortocircuitadas, espiras en cortocircuito, etc.
- Ensayo de medida de la relación de transformación. Alerta sobre la existencia de espiras en cortocircuito.
- Ensayo de FRA: Consiste en registrar la respuesta del transformador al someterle a un barrido con una onda de tensión de frecuencias variables (desde 10 Hz hasta 1 MHz). Alerta sobre deformaciones geométricas (incluso deformaciones locales) en los arrollamientos. La geometría de un transformador no debe sufrir modificaciones importantes sobre la que el fabricante diseñó, pues las fuerzas de repulsión entre arrollamientos, los gradientes de campos eléctricos y las temperaturas locales del arrollamiento se modificarían.
- Ensayo FDS: Se utiliza para estimar el contenido en humedad de los aislamientos sólidos. Consiste en medir la evolución de la capacidad y de la tangente de delta entre arrollamientos a diferentes frecuencias (desde kilohertzios hasta diezmilésimas de hertzio). Los dipolos de agua responden especialmente a frecuencias bajas.

Hoy en día también existen equipos de monitorización adosados al transformador que detectan de forma continua (on-line) una elevación anormal de la temperatura del transformador, la presencia de ciertos gases de falta en el transformador, una cantidad de agua elevada, la avería de ventiladores o bombas, etc.