



300617
34 A
28

UNIVERSIDAD LA SALLE

ESCUELA DE INGENIERIA
INCORPORADA A LA U.N.A.M.

**PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO
DE LOS TRANSFORMADORES ELECTRICOS**

T E S I S P R O F E S I O N A L
Que para obtener el Título de :
INGENIERO MECANICO - ELECTRICISTA
P r e s e n t a :
RICARDO SALAZAR GONZALEZ

Director de Tesis:

ING. HUMBERTO ESPINOZA AGUILAR

México, D.F.

1989

FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

INTRODUCCION.	3
CAP. I DESCRIPCION DEL FUNCIONAMIENTO. DE UN TRANSFORMADOR ELECTRICO.	7
CAP. II JUSTIFICACION E IMPORTANCIA DE LAS PRUEBAS A LOS TRANS- FORMADORES ELECTRICOS.	24
CAP. III PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE. LOS TRANSFORMADORES ELECTRICOS.	28
CAP. IV SISTEMAS DE PROTECCION DE LOS. TRANSFORMADORES ELECTRICOS.	109
CAP. V ASPECTOS TECNICO-ECONOMICOS.	133
CONCLUSIONES.	141
BIBLIOGRAFIA.	144

INTRODUCCION.

Conforme la industria eléctrica fue creciendo, la dificultad de trasladar la energía de un lugar a otro fue haciéndose más evidente, ya que los circuitos eléctricos trabajaban a base de corriente directa normalmente a bajo voltaje, lo que hacía sumamente ineficiente la transmisión.

Se vió entonces la necesidad de que de alguna manera se tendría que elevar el voltaje entre el centro de generación y las cargas. Básicamente el transformador vino a llenar esta necesidad junto con el necesario cambio de corriente directa a alterna.

El transformador estático es un aparato empleado para transferir la energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro, sin variar la frecuencia y usualmente, pero no siempre, de un cambio de tensión.

Los transformadores no tienen partes en movimiento por lo que requieren poca vigilancia y escasos gastos de mantenimiento comparados con otros aparatos, su rendimiento es muy elevado y no es difícil lograr un buen aislamiento para muy altas tensiones. Estas características favorables hacen que el transformador sea un elemento de gran utilidad. Como puede transformar una tensión elevada a otra baja y viceversa de una manera económica, a él se debe en gran escala la extensa difusión que ha alcanzado la corriente alterna.

En cualquier circuito eléctrico hay por lo menos tres partes fundamentales. Circuito de Generación: generalmente a un voltaje no muy alto. Circuito de Transmisión: que es a un alto voltaje con el objeto de hacer esta transmisión más eficiente y barata y así poder transmitir la energía a largas distancias, ya que generalmente los grandes centros de generación se encuentran alejados de los centros de consumo. Así pues, el transformador por sus características es capaz de elevar el voltaje en el centro de generación, para la transmisión. Circuito de Utilización:

donde el voltaje está a un nivel propio para el consumo de energía. De nuevo es el transformador el equipo que reduce el voltaje al nivel utilizable. La elevación y disminución del voltaje generalmente se efectúan en varios pasos en circuitos de subtransmisión y distribución.

El transformador para un rendimiento óptimo debe ser el adecuado para el trabajo y condiciones del sistema a operar. Hay transformadores específicos según una determinada función. En la selección de un transformador eléctrico entran en juego varios parámetros como son:

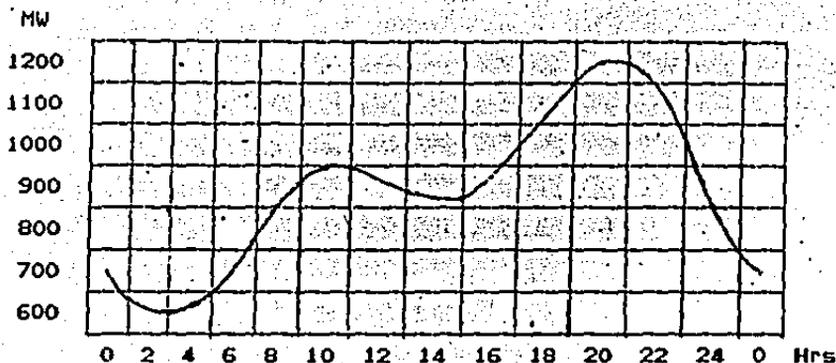
- Las necesidades por cubrir: esto es, el uso al que se destinará, la capacidad actual y futura del sistema, la continuidad de operación, la tensión de utilización, el número de fases, el tipo de conexión, las condiciones del medio ambiente, la altitud de operación y las protecciones a dicho equipo.
- Datos del sistema: como son, la tensión de alimentación y salida, la frecuencia y las derivaciones de tensión a la salida.
- Selección del equipo: en cuanto al precio y especificaciones, normas y procesos de fabricación, y normas y aplicación de pruebas.

La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, comercial, residencial). En general una carga absorbe potencia real y potencia reactiva, como en el caso de un transformador o motor de inducción.

La potencia suministrada en cada instante por un sistema es la suma de la potencia absorbida por las cargas más las pérdidas en el sistema. Aunque la conexión y desconexión de las cargas individuales es un fenómeno aleatorio, la potencia total varía en función del tiempo siguiendo una curva que puede predeterminarse con bastante aproximación y que depende del ritmo de las actividades humanas en la región servida por el sistema.

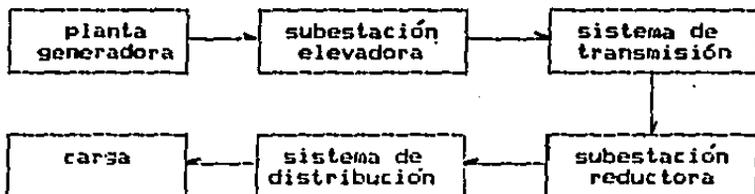
En la figura 1 se representa la variación de la potencia real suministrada por un sistema en función del tiempo, para un período de 24 hrs. El área bajo la curva y el área que se obtendría si la demanda se mantuviera a su valor máximo durante todo el tiempo considerado, es el factor de carga.

fig. 1.



La figura 2 representa esquemáticamente los principales elementos de un sistema de energía eléctrica.

fig. 2.



El suministro de energía eléctrica debe realizarse con una cantidad adecuada, de manera que los aparatos que la utilizan funcionen correctamente. La calidad del suministro de la energía eléctrica queda definida por la continuidad del servicio, la regulación del voltaje y el control de la frecuencia.

Las principales disposiciones para hacer frente a una falla en algún elemento del sistema que haga perder la continuidad del servicio son:

- a) Disponer de la reserva de generación adecuada para hacer frente a la posible salida de servicio, o indisponibilidad de cierta capacidad de generación.
- b) Disponer de un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento del sistema que haya sufrido una avería.
- c) Diseñar el sistema de manera que una posible falla y/o desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto del sistema.
- d) Disponer de los circuitos de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación normal.
- e) Disponer de los medios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones, cuando estas no hayan podido ser evitadas.

La regulación del voltaje en el sistema eléctrico es de suma importancia, pues si no se guarda una tolerancia máxima de 10% de variación sobre el voltaje nominal de operación de los equipos, estos no funcionarán adecuadamente además de que su vida útil se recorta considerablemente.

También es necesario el control de la frecuencia en el sistema, sobre todo para cargas constituidas por motores eléctricos que mueven distintos tipos de máquinas, donde la velocidad de rotación es precisa para el proceso de producción. El equilibrio del sistema se da cuando los generadores conectados al mismo giran a la velocidad correspondiente a la frecuencia nominal, esto es: la potencia real producida es igual a la potencia real absorbida por las cargas, más las pérdidas del sistema; esto da por resultado un menor costo en la transmisión y distribución de la energía eléctrica. La frecuencia debe ser idealmente exenta de armónicas, que causan pérdidas adicionales al sistema, afectan el funcionamiento del equipo y pueden producir fenómenos de resonancia.

CAPITULO I

DESCRIPCION DEL FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR ELECTRICO

I.1 DEFINICION.

Un transformador es un dispositivo eléctrico sin partes en movimiento, el cual, por inducción electromagnética, transforma energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos, a la misma frecuencia y cambiando usualmente los valores de tensión y de corriente, no habiendo contacto eléctrico entre el circuito de entrada y el de salida.

Como la transferencia de energía eléctrica se debe a la inducción electromagnética y esta se da al variar el campo magnético con respecto a un conductor; es estrictamente necesario que sea corriente alterna la que alimenta al transformador; la corriente de salida es también alterna a la misma frecuencia.

I.2 PRINCIPIO DE OPERACION.

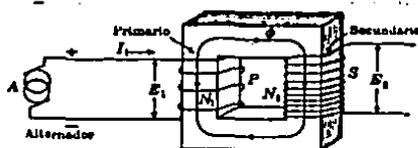
El transformador se funda en que la transmisión de la energía eléctrica por inducción de un arrollamiento a otro, dispuestos en el mismo circuito magnético, puede realizarse con excelente rendimiento.

Las fuerzas electromotrices se inducen por la variación del flujo magnético. En el caso del generador, así como en el motor eléctrico, el flujo magnético es de intensidad constante y la

variación del flujo que abrazan las espiras del inducido se consigue mediante el movimiento mecánico relativo del flujo y de las espiras. En el transformador, las espiras y el circuito magnético están en reposo uno con respecto a otro, y las fuerzas electromotrices se inducen por la variación de la intensidad del flujo con el tiempo.

El núcleo está formado por chapas superpuestas de acero estampado. En uno de los lados del núcleo de hierro se arrolla un devanado continuo P, que es el primario; y en el otro lado, otro devanado S o secundario; ambos pueden o no tener el mismo número de espiras.

fig. 3.



Un alternador suministra corriente al devanado primario, que como está montado sobre un núcleo de hierro, su fuerza contraelectromotriz produce un flujo magnético ϕ . Dicho flujo será conducido por el hierro y abrazado por el devanado secundario e inducirán en este una fuerza electromotriz de la misma frecuencia que el flujo magnético. Debido a esta fuerza electromotriz inducida, el secundario es capaz de suministrar corriente eléctrica. La energía, por lo tanto, se transfiere del primario al secundario por medio del flujo magnético.

En realidad cualquiera de los dos arrollamientos puede hacer de primario y el otro de secundario, dependiendo sólo de cual recibe y cuál suministra la corriente. También en la práctica

es común situar sobre un mismo brazo del núcleo las dos bobinas para reducir la dispersión magnética.

El flujo magnético ϕ que circula por el núcleo de hierro pasa por el arrollamiento primario y por el secundario induciendo en ambos una fuerza electromotriz igual por espira; por lo que la fuerza electromotriz total inducida en cada uno de los arrollamientos es proporcional al número de espiras que lo componen, esto es, en caso ideal:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

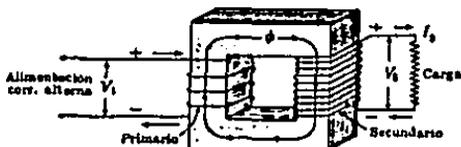
donde E es la fuerza electromotriz total inducida. N es el número de espiras en el arrollamiento y los subíndices 1 y 2 indican primario y secundario respectivamente.

Para explicar la sucesión de reacciones que se dan el transformador resulta sencillo suponer que el secundario no tiene carga, en este caso circula una corriente muy pequeña en el primario; es la corriente de excitación I_0 que no es mayor al 3% de la corriente nominal del transformador. Esta corriente en vacío genera la fuerza electromotriz que produce un flujo magnético muy pequeño en el núcleo, y a su vez compensa las pérdidas del núcleo o pérdidas en vacío. Como el primario es muy inductivo y las pérdidas pequeñas se tiene a I_0 a casi 90° retardado con respecto al vector tensión en las terminales V_1 . Para cargas ordinarias, el flujo generado por la corriente induce la fuerza electromotriz E, en el primario, casi igual a la tensión en las terminales V_1 , difiriendo de ésta debido a la pequeña impedancia del primario. Como V_1 es constante, lo es también la fuerza electromotriz inducida E_1 , de donde se deduce que también es constante el flujo magnético ϕ , y por lo tanto, también la fuerza magnetomotriz que genera a éste, lo mismo que las pérdidas en el hierro; así la corriente de excitación I_0 se comprueba que es casi constante para todas las cargas normales del transformador.

Si se aplicara carga al secundario se tendrá una demanda de corriente en él: I_2 cuya magnitud y desfase respecto a V_2 quedará determinado por las características de la carga. Sin embargo, en cada instante, la dirección de la corriente en el secundario debe ser tal que se oponga a las variaciones del flujo, según la ley de Lenz. Esta corriente tiende a contrarrestar el flujo magnético que circula por el núcleo de hierro; según la

regla del tornillo de la mano derecha, lo que reduce a su vez a la fuerza contraelectromotriz del primario permitiendo que circule más corriente por este último arrollamiento, suministrando la energía requerida por el aumento de potencia debida a la carga aplicada al secundario y haciendo que el flujo magnético adquiera de nuevo un valor cercano al inicial.

fig. 4.



La variación de la fuerza contraelectromotriz en el primario, al pasar de marcha en vacío a marcha en plena carga es de 1 a 2%. Como esta fuerza es proporcional al flujo magnético común ϕ , el valor de este varía sólo ligeramente dentro de los límites de trabajo diseñados del transformador; por lo tanto, los amperios vuelta netos que actúan en el núcleo permanecen prácticamente constantes.

Que los amperios vuelta permanezcan constantes, y la corriente de excitación también, trae a colación que el flujo magnético lo es también; por lo que un aumento o disminución de los amperios vuelta del primario y/o secundario deben equilibrarse entre sí según los requerimientos de potencia e intensidad de corriente; así si aumenta la potencia en el secundario dada la carga aumentará la corriente en el primario y viceversa. Si esto no se cumple se violaría la ley de la conservación de la energía.

En caso ideal, despreciando la corriente de excitación que es muy pequeña y casi 90° desfasada, se tiene que los amperios vuelta del primario y secundario son iguales y opuestos.

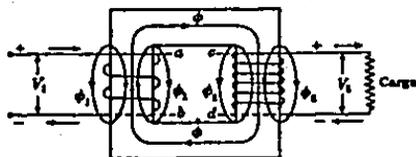
$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad \text{o lo que es igual:} \quad \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

es decir, las intensidades de corriente en el primario y el secundario son inversamente proporcionales a sus respectivos números de espiras y también a la tensión inducida o en las terminales, si el factor de potencia es unitario.

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{E_2}{E_1} = \frac{V_2}{V_1}$$

Sin embargo, en realidad la igualdad arriba citada no se cumple del todo, es aproximada variando según la impedancia de los devanados y a que la conversión de corriente en el primario a flujo magnético en el núcleo no es del 100% debido a la dispersión magnética o reactancia de dispersión. Todo el flujo producido por el primario no lo abraza el secundario, sino que una parte del mismo completa su circuito magnético alrededor de éste a través del aire, en vez de hacerlo por el núcleo de hierro; flujo ϕ_s .

fig. 5.



Entre los planos "a" y "b" se produce una fuerza magnetomotriz debida a los amperios vuelta del primario, estando "a" a un mayor potencial magnético que "b" en el instante considerado. Esta fuerza magnetomotriz es proporcional a la intensidad de la corriente primaria y tiende a que parte del flujo que va de "a" a "b" pasa por el aire que rodea al núcleo. Esta parte del flujo sigue un circuito magnético sobre el que actúan solamente los amperios vuelta del primario. Este flujo ϕ_s .

se denomina flujo de dispersión del primario y es proporcional únicamente al total de amperios vuelta del primario, porque las espiras del secundario no abrazan el circuito magnético de ϕ_1 , que por lo tanto, induce una fuerza electromotriz en el primario únicamente. El flujo ϕ_1 está en fase con la corriente total del primario I_1 . La fuerza electromotriz e_1 , inducida por ϕ_1 , está en retraso de 90° con respecto a este flujo y a la corriente I_1 . La fuerza electromotriz e_1 , queda equilibrada por una fuerza contraelectromotriz igual y opuesta a ella (adelantada 90° con respecto a ϕ_1 y a I_1). Como esta fuerza electromotriz inducida por el flujo de dispersión del primario es proporcional a la intensidad de corriente I_1 y desfasada -90° , no es otra cosa que una caída de tensión por reactancia, representada por $-I_1 X_1$. La componente de la tensión de línea que contrarresta esta fuerza electromotriz es: $I_1 X_1$. El efecto del flujo dispersado en el primario es pues la inducción de una fuerza electromotriz que se opone a la corriente que entra al transformador. El mismo caso se presenta en el secundario, siendo ϕ_2 el flujo de dispersión del secundario, que es proporcional únicamente a los amperios vuelta del secundario y que induce una fuerza electromotriz e_2 , retrasada 90° respecto a la intensidad I_2 ; es también una caída de tensión por reactancia inductiva que se opone a la corriente I_2 que sale fuera del transformador.

En la parte del núcleo que rodea al secundario, el flujo magnético común ϕ y el flujo magnético disperso ϕ_2 están en oposición, aunque no precisamente contrarios; como ϕ lo generan el conjunto de los amperios vuelta del primario y del secundario, y ϕ_2 se debe solamente a los amperios vuelta del secundario, ϕ y ϕ_2 no están casi nunca en oposición directa, sino que su diferencia de fase suele ser un ángulo menor que 180° . No existen, en realidad, dos flujos separados en el núcleo en un instante dado, sino simplemente el flujo resultante de combinar ϕ y ϕ_2 .

En los transformadores actuales el primario y el secundario no se disponen sobre los brazos separados del núcleo, precisamente para evitar una gran dispersión de flujo en el primario y secundario, lo que daría origen a una conversión ineficiente de energía. Para reducir las fugas de flujo (dispersión magnética) se deben alternar las espiras del primario con las del secundario; con esto se logra tener un rendimiento bastante elevado y una gran precisión en la regulación.

La regulación de un transformador de tensión constante es la variación de la tensión en el secundario, expresada en un valor porcentual relativo a la tensión nominal del mismo, que se produce cuando, por determinado factor de potencia, se anula la potencia útil en Kva, manteniéndose constante la tensión aplicada al primario.

El rendimiento de un transformador ordinario es muy elevado y se cuantifica según las pérdidas y no como una medición de la potencia útil y absorbida, ya que como las pérdidas son pequeñas (constantes a tensión constante, como se ha demostrado, y menor al 3%) una lectura errónea de un aparato de medición originaría un error que exceda por mucho el valor de las pérdidas, tanto en el núcleo como en el cobre. Ambas pérdidas quedan determinadas en la prueba de circuito abierto y corto circuito respectivamente.

1.4 CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores eléctricos pueden clasificarse de varias maneras, dependiendo de alguna característica propia de los mismos o para resaltar diferentes cualidades de una misma función a realizar.

En general, se clasifican en si son de medición, de alumbrado o de fuerza.

Por su capacidad y tensión: en transformadores de distribución hasta 500 Kva y 69 Kv y transformadores de potencia, que son mayores de 500 Kva.

Por el acomodo que guardan las bobinas y el núcleo, en: transformadores de tipo no acorazado, acorazado, de núcleo arrollado, núcleo en espiral y núcleo hipersil.

Dependiendo de las fases de trabajo, en: monofásico y trifásico.

Por su refrigerante, según si es seco (por aire), por aceite o por askarel (no combustible).

Por su enfriamiento, en:

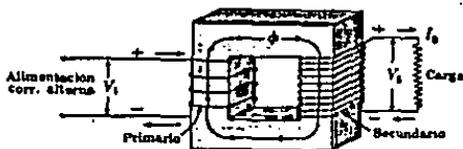
- OA: transformadores eléctricos sumergidos en líquido aislante, de enfriamiento propio.
- OA/FA: transformadores eléctricos sumergidos en líquido aislante de enfriamiento propio y de enfriamiento por aire forzado.
- OA/FA/FA: transformadores eléctricos sumergidos en líquido aislante de enfriamiento propio, enfriamiento por aire forzado (1^{er} paso) y de enfriamiento por aire forzado (2^o paso).
- OA/FA/FOA: transformadores eléctricos sumergidos en líquido aislante, de enfriamiento propio, enfriamiento por aire forzado y de enfriamiento por circulación forzada de líquido.
- FOA: transformador eléctrico sumergido en líquido aislante, de enfriamiento por circulación forzada de líquido.
- OW: transformador eléctrico sumergido en líquido aislante, con enfriamiento por agua.
- FOW: transformador eléctrico sumergido en líquido aislante.
- AA: transformador eléctrico tipo seco, con enfriamiento propio (autoenfriado).
- AFA: transformador eléctrico tipo seco, con enfriamiento de aire forzado.
- AA/FA: transformador eléctrico tipo seco, con enfriamiento propio y con enfriamiento de tipo forzado.

Por último, también pueden clasificarse según su instalación, en: transformadores de montaje en poste, de montaje en estación, ya sea del tipo convencional o compacto; transformadores subterráneos o de tipo pedestal, transformadores de tipo sumergible, de tipo jardín o de estación móvil.

I.3.1 TRANSFORMADOR TIPO NO ACORAZADO.

En el transformador de este tipo, el arrollamiento de cobre casi rodea el núcleo de hierro. Esquemáticamente se representa según la figura 6. El núcleo tiene forma de cuadro y está construido en chapas superpuestas de 0.35 mm de espesor, que pueden ser de forma rectangular, estableciéndose las juntas por capas individuales y de modo que se solapen en capas alternadas.

fig. 6.



Si un transformador se construyera con el primario y secundario montados sobre núcleos separados, como se representa en la figura resultaría de bajo rendimiento porque se desaprovecharía una gran parte del flujo del primario y del secundario, obteniéndose una regulación muy pobre. Si ambos se montan unidos, tanto sobre uno de los brazos del núcleo como sobre el otro, como en la figura 7, la dispersión del flujo se reduce a un valor muy pequeño. Si el arrollamiento de alta tensión se colocara junto al núcleo, sería necesario aislarlo a la vez del hierro y del arrollamiento de baja, lo que obligaría a interponer dos capas de aislante de alta tensión; pero si se pone en la parte exterior y alrededor del arrollamiento de baja, sólo será necesario disponer de una capa de aislante de alta tensión entre estos dos arrollamientos.

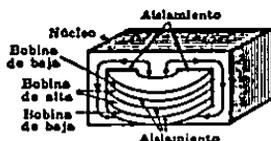
fig. 7.



1.3.2 TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO.

En el transformador cerrado o acorazado, el hierro rodea casi completamente al cobre. El núcleo tiene la forma de un ocho y el flujo total pasa por su parte central dividiéndose después en dos partes iguales, que circulan por los brazos exteriores.

fig. 8.



Las bobinas se hacen en parte de discos y suelen devanarse con cintas de cobre. Estas bobinas se aíslan y se disponen alternando las del arrollamiento primario y secundario, con lo que se reduce el flujo de dispersión hasta un valor muy pequeño. Las bobinas de baja tensión se colocan junto al hierro con el fin de reducir el aislamiento de alta tensión.

Comparando los dos tipos generales de transformador, se tiene que en el no acorazado, la longitud media del hierro es mayor y la de las espiras menor, y que la sección recta del hierro es menor y, por lo tanto el número de espiras mayor. Se adapta mejor a altas tensiones, porque la superficie que ha de aislarse es más reducida. En el tipo acorazado, las espiras quedan más sujetas, de modo que es más difícil que las arranquen las intensas fuerzas electromecánicas que suelen desarrollarse durante los cortos circuitos.

I.3.3 TRANSFORMADOR DE NUCLEO ARROLLADO.

En la construcción de los transformadores es necesario lograr que las bobinas y el núcleo queden mutuamente ligados; el perfeccionamiento en la producción del acero al silicio ha permitido reducir pérdidas en el núcleo, con aumento en la permeabilidad en la dirección en la que se orientan los granos en la estructura metalográfica del acero; la construcción en núcleo arrollado evita el paso del flujo magnético en dirección transversal a los granos, siendo éste en el sentido longitudinal de los mismos, aprovechando al máximo las excelentes características magnéticas del acero al silicio. El gran inconveniente de este tipo de transformadores es que el núcleo resulta muy difícil de acoplarlo a las bobinas, lo que no permite la producción en serie, industrial, de este tipo de núcleo; embobinados a mano se han logrado transformadores caros de tamaño mediano, y principalmente transformadores de corriente.

I.3.4 TRANSFORMADOR DE NUCLEO EN ESPIRAL.

En este tipo de transformador, las bobinas y el núcleo se acoplan arrollando cintas de acero alrededor de las bobinas. La cinta de acero se corta al ancho necesario, según la bobina y se arrolla sobre ésta. El proceso produce tensiones en la chapa de acero que modifica considerablemente sus propiedades magnéticas; por lo que es necesario recocerlo para que también se fije en forma.

Ventajas de este tipo de transformadores es que son casi nulas las pérdidas magnéticas, ya que el flujo es siempre en dirección del grano; no se tiene desperdicio de metal; no hay prácticamente juntas en el circuito de flujo y el núcleo queda muy rígido. Aunque este tipo de transformadores debe ser pequeño por el mismo proceso de fabricación, empleándose sólo en distribución hasta 5 Kva, ya que para mayor potencia se requiere que las bobinas sean de sección rectangular con gran relación entre la longitud y el ancho, lo que dificulta demasiado el enrollamiento del núcleo.

I.3.5 TRANSFORMADORES DE NUCLEO HIPERSIL.

Es el que, como núcleo, utiliza acero al silicio con grano orientado y bajas pérdidas (hipersil: high permeability silicon steel). Se arrolla la cinta de acero en espiral sobre un mandril de las mismas dimensiones de la bobina a acoplarse; para evitar tensiones y distorsión del grano, se recoce el núcleo ya formado; a alta temperatura se impregna con vidrio molido, para que al enfriarse quede una capa de vidrio entre la cinta arrollada que actúe como aislante y dándole dureza para maquinarse, ya que el núcleo debe cortarse a la mitad, dichas mitades se montan sobre las bobinas y se sujetan fuertemente por bandas metálicas.

I.3.6 TRANSFORMADORES ENFRIADOS POR AIRE.

El paso de la corriente por un conductor origina calor debido a las pérdidas en la conducción; el transformador no es la excepción y se requiere mantenerlo a temperatura ambiente, salvo que esté diseñado para soportar altas temperaturas. El refrigerante suele ser aire o aceite en transformadores de alta potencia.

El transformador de tipo seco es aquel que disipa el calor generado en su interior, por corriente que circula en sus devanados y por el flujo en sus núcleos, por el aire directamente.

El aumento de la altitud produce una disminución en la densidad del aire, lo cual a su vez incrementa la elevación de la temperatura en los transformadores que dependen del aire para su disipación de calor. Por lo que se debe de tomar en cuenta lo mencionado, para la adecuada operación del transformador, según se opere a capacidad nominal o reducida.

-operación a capacidad nominal: Transformadores construidos para altitudes de 1000 msnm pueden operarse a capacidad nominal a mayor altitud siempre que la temperatura ambiente promedio máxima no exceda de los valores indicados en la siguiente tabla de temperatura ambiente promedio máxima permisible del aire refrigerante.

-operación a capacidad reducida: Si la temperatura ambiente promedio máxima excede de los valores indicados en la tabla, se puede operar a capacidad reducida, en el porcentaje que se indica

por cada 100 mts. en exceso de 1000 mts. en la tabla de factor de corrección de la capacidad nominal para altitudes mayores de 1000 mts. Esto sin que sobrepase la temperatura ambiente de 40° C y que la promedio durante cualquier periodo de 24 hrs. no exceda de 30° C.

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

Tipo de enfriamiento	Altitud en metros			
	1000	2000	3000	4000
sumergidos en líquido aislante autoenfriados	30	28	25	23
sumergidos en líquido aislante y aire forzado	30	26	23	20
tipo seco autoenfriado				
a) 55 °C de sobreelevación	30	27	24	21
b) 65 °C de sobreelevación	30	27	24	21
c) 80 °C de sobreelevación	30	26	22	18
d) 150 °C de sobreelevación	30	22	15	7
tipo seco y aire forzado				
a) 55 °C de sobreelevación	30	24	19	14
b) 65 °C de sobreelevación	30	24	19	14
c) 80 °C de sobreelevación	30	22	14	6
d) 150 °C de sobreelevación	30	15	0	-15

Factor de corrección de la capacidad nominal para altitudes mayores de 1000 mts.

Tipo de enfriamiento	factor de corrección por cada 100 mts. (%)
Autoenfriados sumergidos en líquido aislante	0.40
Sumergidos en líquido aislante enfriados por aire forzado	0.50

Autoenfriados tipo seco	0.30
Tipo aire enfriado por aire forzado	0.50

El aumento en la altitud disminuye la densidad del aire y a su vez la tensión de flameo. La rigidez dieléctrica del 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 mts. 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 requerida, según la siguiente tabla:

Factores de corrección de rigidez dieléctrica para altitudes mayores de 1000 mts.

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	0.67

1.3.7 TRANSFORMADORES ENFRIADOS POR ACEITE.

La capacidad en Kva de un transformador autoenfriado en aceite, es definida por una sobreelevación de temperatura permitida según el diseño del transformador, medida sobre una media ambiente de 30 °C, durante un período de 24 hrs., siempre y cuando la máxima temperatura registrada no exceda de 40 °C.

Como ya se mencionó, las fuentes de calor que generan la sobre-elevación de temperatura en el interior del transformador son el resultado directo de sus pérdidas, las cuales son:

- pérdidas magnéticas: que son de valor constante e independiente de la carga, dadas en el núcleo.
- pérdidas en el cobre: producidas por el paso de la corriente a través de los devanados y son dependientes de la carga solicitada al transformador.

La construcción y dispositivos del tanque y radiadores del transformador, deben ser tal, que no permitan que se rebasen los límites de temperatura a la que los aislamientos son especificados. Esto es sumamente importante para la vida útil del transformador, ya que cuando este trabaja arriba de la sobre-elevación especificada, sus aislamientos envejecen y se acorta considerablemente su vida útil.

Los aceites para transformadores se usan para aislar y enfriar los embobinados de transformadores de mediana y alta potencia principalmente. Para que el aceite pueda desempeñar estas funciones correctamente se debe mantener limpio y seco durante su uso y almacenamiento.

Al calentarse el aceite en los conductos de refrigeración de los devanados y del núcleo, el peso específico del aceite disminuye y tiende a subir, obligando a que descienda el aceite de la parte superior del depósito y circule por contacto con su superficie interior, relativamente fría, o bien hacia afuera por tuberías o radiadores donde se enfría y vuelve a la parte inferior del depósito para repetir el mismo ciclo. Este es el sistema llamado de circulación por Termosifón.

También los hay, como en el tipo de refrigerante seco, con ventilación forzada de aire, o con circulación forzada del mismo aceite por bombeo, o por agua en un serpentín.

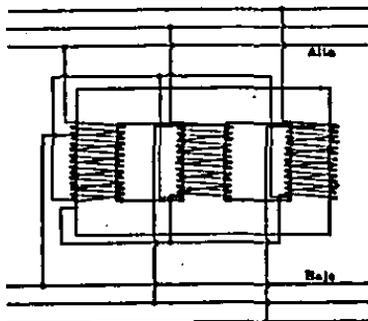
I.3.8 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.

Los transformadores trifásicos tienen un peso considerablemente menor y ocupan mucha menor superficie en planta

que tres transformadores monofásicos de igual potencia, por lo que son preferidos en la práctica.

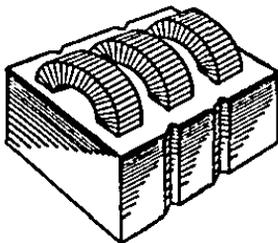
La figura 9 representa la disposición práctica de los arrollamientos en un transformador con núcleo no acorazado; cualquier par de brazos actúa como retorno del tercero, de igual manera que en una línea trifásica un par de conductores actúa como retorno de la corriente del tercero.

fig. 9.



De igual manera, un transformador trifásico acorazado no difiere en nada de lo que se obtendría juntando tres transformadores monofásicos del tipo acorazado. Debido al empleo en común de los circuitos magnéticos entre los arrollamientos, este tipo de transformador requiere menos hierro que tres unidades monofásicas equivalentes.

fig. 10.



Como cada fase tiene un circuito magnético independiente de las otras, las tres fases son más independientes entre sí que en el tipo no acorazado.

Las ventajas de los transformadores trifásicos de su menor costo y espacio se aminoran por el hecho de que al averiarse una fase se debe de retirar del servicio todo el transformador.

Los primarios de los transformadores trifásicos tienen común una parte del circuito magnético y por ello deben de estar en fase; no pueden acoplarse conexiones delta-estrella ya sea en el primario o secundario respectivamente, con delta-delta o estrella-estrella, aunque las relaciones de tensiones sean las mismas, porque habrá un desfaseamiento entre las tensiones correspondientes al secundario. Se prefiere para altas tensiones una conexión delta-estrella en el primario y secundario respectivamente porque se requiere menor aislamiento (en estrella se aíslan a $V / 1.732$).

CAPITULO II

JUSTIFICACION E IMPORTANCIA DE LAS PRUEBAS A LOS TRANSFORMADORES ELECTRICOS.

II.1 ASPECTO TECNICO DE LA IMPORTANCIA Y EL PORQUE DE LAS PRUEBAS.

Dado que el transformador es un elemento de mucha importancia en la distribución y en el manejo de la energía eléctrica, resulta esencial que su operación sea lo más confiable y eficiente posible, por lo que la realización de las pruebas de funcionamiento a estos equipos se vuelven necesarios, ya que sólo así se logran determinar las condiciones de éstos para su operación.

Dichas pruebas son obligadas por el fabricante durante el proceso de producción del transformador, para certificar y garantizar su calidad una vez puesto en operación, y son muy recomendables para efectuárselas por el usuario a manera de mantenimiento, si no todas, al menos las que resulten más prácticas y significativas.

Además de ser un equipo indispensable en cuanto a la función que realiza, es costosa su adquisición, por lo que su operación eficiente redundará en una rápida amortización y se evitará en lo posible costos altos por paro de equipo; máxime si dura toda su vida útil según diseño, condición que se logra si las características de operación y la funcionabilidad del transformador son las especificadas; nuevamente son las pruebas aplicables al transformador las que muestran sus condiciones de operación, que permiten evaluar si estas son las especificadas para las que se seleccionó el transformador.

Las pruebas que deben aplicárseles a los transformadores, que serán descritas en el capítulo siguiente, y la justificación del porque de las mismas, entre otras, aparte de lo anteriormente mencionado, son:

Pruebas aplicables al transformador	Aspectos técnicos
Resistencia de los aislamientos del conjunto	Con esta prueba se logra determinar el estado del aislamiento de los devanados en cuanto a resequeidad y/o suciedad.
Tensión de ruptura dieléctrica del aceite	Es indispensable para evaluar si el aceite en cuestión tiene las características aislantes necesarias para su uso en el transformador.
Relación de transformación	Con esta prueba se determina el valor de los voltajes a la entrada y salida del transformador, y se verifica si la entrega de potencia es la especificada para el sistema donde opera, en todas sus derivaciones.
Polaridad	Con esta prueba se determina la secuencia de fases; se requiere para poder efectuar la conexión adecuada de bancos de transformadores.
Pérdidas de excitación	Con esta prueba evaluamos las pérdidas que tiene el núcleo del transformador en la transferencia de energía del devanado primario al secundario.
Corriente de excitación	Esta prueba nos permite evaluar la magnitud de la corriente en vacío que es la que se da al estar el devanado secundario sin carga, y que genera el flujo magnético en el núcleo de hierro y compensa las pérdidas de excitación.

<p>Impedancia y pérdidas debidas a la carga</p>	<p>Estas pérdidas son las que corresponden a los devanados. Permiten evaluar el valor de impedancia del transformador, necesaria para determinar la corriente que circularía en caso de corto circuito.</p>
<p>Potencial aplicado</p>	<p>Con esta prueba se logra determinar si no hay pérdidas de tensión en cada uno de los estando los demás conectados a tierra. devanados</p>
<p>Potencial inducido</p>	<p>Esta prueba permite evaluar si el transformador resiste una sobretensión en sus devanados de, al menos el doble de la tensión nominal, durante un determinado período de tiempo.</p>
<p>Prueba de hermeticidad</p>	<p>Con esta prueba se determina si el tanque del transformador evita la entrada de humedad y las fugas de aceite.</p>
<p>Medición de la resistencia óhmica de los devanados</p>	<p>Por medio de esta prueba se pueden calcular las pérdidas en los devanados y la elevación de temperatura de los mismos.</p>
<p>Elevación de temperatura de los devanados</p>	<p>Esta prueba es necesaria para determinar la temperatura que alcanza el transformador durante su operación, para poder evitar excesos en la misma que vayan en decremento del equipo y de la vida útil del mismo.</p>
<p>Prueba de impulso</p>	<p>Permite registrar el tiempo y los valores de tensión según la forma de onda de respuesta dadas las condiciones de capacitancia e inductancia en las terminales de los devanados.</p>

<p>Prueba de vacío</p>	<p>Esta prueba permite garantizar que el tanque del transformador no sufrirá deformaciones permanentes como consecuencia de la aplicación de una presión de vacío, necesaria para el secado y llenado del aceite.</p>
<p>Prueba de nivel de ruido</p>	<p>Con esta prueba se logra determinar si el ruido producido por el transformador durante su operación es menor que los niveles permitidos por norma.</p>

Resulta en demasía costoso que una prueba califique al producto como defectuoso, por lo que durante el proceso de fabricación se debe poner mucho cuidado en la manufactura de las diferentes partes de que está constituido un transformador:

- a) bobinas: adecuado manejo de los conductores, número de vueltas, dimensiones totales y aislamiento.
- b) núcleo: evitar cortes defectuosos que impiden el adecuado ensamble, comprobar dimensiones.
- c) tanque: dimensiones, hermeticidad.
- d) enfriadores: capacidad, ensamble.
- e) ensamble de todos los accesorios y llenado del aceite al vacío.

Para el usuario la adquisición de un transformador defectuoso obliga un cambio y penalización al fabricante por la falla. El transformador regresa a planta en calidad de revisión para inspección y realización de las pruebas otra vez; se debe determinar si la falla fue por diseño y/o proyecto, de material o de mano de obra. Tiene el fabricante que evaluar las condiciones de operación y trato al equipo por parte del usuario.

CAPITULO III

PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES ELECTRICOS

III.1 TIPOS DE PRUEBAS.

El objeto de este capítulo es establecer las pruebas y métodos de prueba para transformadores eléctricos de distribución y de potencia.

Se clasifican las pruebas en tres tipos:

- pruebas de prototipo: que son las aplicables a nuevos diseños o modificaciones de diseños anteriores, con el fin de verificar si el producto cumple con las especificaciones técnicas.
- pruebas de rutina: que son las pruebas que deben de efectuarse en todos los transformadores, de acuerdo con los métodos posteriormente indicados, para verificar si la calidad del producto se mantiene dentro de las tolerancias permitidas..
- pruebas opcionales: que son las que se establecen entre el cliente y el fabricante, con el objeto de verificar características específicas del equipo que le interesen al primero.

III.2 PRUEBAS APLICABLES A LOS TRANSFORMADORES.

Las pruebas de rutina aplicables a los transformadores eléctricos de distribución y de potencia son:

- a) Características físicas del conjunto.
- b) Resistencia de los aislamientos del conjunto.
- c) Tensión de ruptura dieléctrica del aceite.

- d) Relación de transformación.
- e) Polaridad o secuencia de fases.
- f) Pérdidas de excitación.
- g) Corriente de excitación.
- h) Impedancia y pérdidas debidas a la carga.
- i) Potencial aplicado.
- j) Potencial inducido.
- k) hermeticidad.
- l) operación y calibración de accesorios.
- m) factor de potencia del aceite.

Además para transformadores de potencia, son:

- n) medición de la resistencia óhmica de los devanados.
- o) factor de potencia de los aislamientos del conjunto; que son, para transformadores de distribución, también aplicables, solo que como pruebas prototipo y opcional respectivamente.

Las pruebas de prototipo aplicables a los transformadores eléctricos de distribución y potencia son:

- a) características físicas de los componentes.
- b) elevación de temperatura de los devanados.
- c) de impulso.

Sólo para transformadores de potencia es, además:

- d) de vacío;
- y como ya se indicó, también para transformador de distribución es:
- e) medición de la resistencia óhmica de los devanados.

Las pruebas opcionales aplicables son:

- a) pérdidas, corriente de excitación e impedancia a tensiones, cargas y frecuencias distintas de las nominales.
- b) elevación de temperatura de los devanados a capacidades distintas de las nominales.
- c) nivel de ruido.

Y sólo para transformadores de distribución es, además:

- d) factor de potencia de los aislamientos del conjunto.

También, para ambos casos, según el cliente lo pida, pueden

ser opcionales las pruebas prototipo siempre y cuando no sean sobre productos nuevos o modificados, donde dichas pruebas deben hacerse forzosamente.

Para la aceptación del prototipo, no basta con que este cumpla las pruebas a tal fin, sino también las de rutina.

III.3 DESCRIPCIÓN Y METODOS PARA EFECTUAR LAS PRUEBAS.

III.3.1 CARACTERISTICAS FISICAS DEL CONJUNTO.

Se debe comprobar que estén de acuerdo con lo especificado por el cliente y para el fin propuesto las dimensiones externas del conjunto, distancias dieléctricas y la existencia y localización de los accesorios requeridos.

III.3.2 RESISTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS DEL CONJUNTO.

El objeto de esta prueba es indicar el estado de los aislamientos de los devanados en cuanto a secamiento y contaminación.

Para esto se conecta en corto circuito con un conductor desnudo las terminales de los devanados de una misma tensión nominal. El devanado cuya resistencia se desea medir, se conecta a la punta de línea del óhmetro y los demás devanados junto con el tanque se conectan a la terminal de tierra del óhmetro. Se aplica la tensión de operación del equipo y se obtienen las lecturas requeridas.

III.3.3 TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA DEL ACEITE.

El objeto de esta prueba es medir la tensión de ruptura del aceite en Kv como un indicio de que sus características aislantes son adecuadas para su uso en los transformadores.

Se ha dicho que las pérdidas en el transformador generan calor, y que este calor dependiendo de su intensidad, producirá más o menos daños en la degradación de la celulosa del aislamiento y en el aceite aislante, volviéndolo a éste espeso y lodoso, y por lo tanto disminuyendo su rigidez dieléctrica y su poder refrigerante. Este calor proviene indirectamente de la carga conectada al transformador, por lo que se requiere que éste no trabaje con continuas y prolongadas sobrecargas que produzcan un demérito en su vida útil.

Uno de los puntos básicos a cuidar en un transformador es la condiciones del aceite aislante. Se debe tomar una muestra de aceite, cada 10 u 11 meses y analizarla; no hay que basarse sólo en la rigidez dieléctrica que soporte, pues esto no es en ocasiones muy indicativo de la degradación existente, como cuando el aceite tiene sustancias en solución, tales como carbón, cenizas, etc., las cuales le hacen perder su viscosidad y peso específico adecuados, en este caso la prueba de rigidez dieléctrica nada dice.

Las características principales de un buen aceite aislante no inhibido son las que a continuación se indican en la tabla de la página siguiente.

Los aceites con valores muy diferentes a los presentes, habrá que regenerarlos. El proceso de regeneración del aceite consiste en varios pasos de secado, filtrado, desgasificado y calentado. Cuando se trate de aceites ya degenerados (como resultado de excesivos calentamientos, oxidación, etc.) será necesario cambiarlo.

CARACTERISTICA	NORMA CONNIE S.B.-I		TIPO "S"
	TIPO "S" HASTA 55 KV (DESCONTINUADOS)	TIPO "M" PARA MAYORES 55KV (IMPORTACION)	MEJORADO, HASTA 230KV y EN ESTUDIO PARA 400KV.
Aplicación usual	SILLANTE SIN SÓLIDOS en SUBESTACION		
Densidad relativa a 20°C/4°C	0.870 má.	0.865 a 0.910'	0.870 má.
Viscosidad a 37.8°C en s	60 má.	60 má.	60 má.
Tiempo interfacial a 25°C (1°C en $\frac{mm}{min}$) (mms/cm)	36 má.	40 má.	40 má.
Temperatura de inflamación a 760mm Hg en °C	163 má.	163 má.	163 má.
Temperatura de almacenamiento, en °C	-26 má.	-40 má.	-29 má.
Color	1.0 má.	1.0 má.	1.0 má.
Carbonos aromáticos en %	6 má.	6 má.	6 má.
Número de neutralización en mg. KOH/g aceite	0.03 má.	0.03 má.	0.03 má.
Carbonos y sulfatos	Negativo	Negativo	Negativo
Agua libre y corrosivo	No Corrosivo	No Corrosivo	No Corrosivo
Agua total en %	0.40 má.	0.10 má.	0.10 má.
Determinación de inhibidor	Negativo	Negativo	Negativo
Entonada de humos en ppm	33 má.	33 má.	33 má.
Enteojamiento acelerado CEI Nº de neutralización en mg KOH/g aceite	0.40 má.	0.40 má.	0.40 má.
Leche en %	0.10 má.	0.10 má.	0.10 má.
Tensión de ruptura dieléctrica en kV Electrodos planos (2.54 mm)	30 má.	30 má.	30 má.
Electrodos semicirculares (1.02 mm)	20 má.	20 má.	20 má.
Factor de potencia a 60 Hz y 100KV en % a 25 °C	0.05 má.	0.03 má.	0.03 má.
a 100 °C	0.5 má.	0.3 má.	0.3 má.
Tendencia a la gelificación	D e b e e b e r b e r e e e e		

La vida útil del transformador depende de la vida de sus aislamientos, ya sea el aceite o las estructuras aislantes. La función primordial de los aislamientos es limitar o controlar los efectos eléctricos; sin embargo en el caso de los transformadores, sobre todo los de potencia, esta función no puede separarse de otras dos funciones secundarias de gran importancia: proveer soporte mecánico a los conductores y hacer posible la disipación del calor generado por ellos; por tanto hay que considerar tres propiedades fundamentales de los aislamientos: dieléctricas, mecánicas y térmicas. La relación entre estas propiedades es tan estrecha que muchas de las fallas dieléctricas se deben a la pérdida gradual de propiedades mecánicas causada a su vez por la operación continua a alta temperatura.

En el estudio de los materiales aislantes y en la comparación de unos dieléctricos con otros, se emplean ciertas propiedades que los distinguen, entre ellas:

- resistencia dieléctrica: definida como la resistividad volumétrica a corriente directa y medida en [ohm cm].
- absorción dieléctrica: llamado así a la acumulación de cargas eléctricas en el interior del material bajo la influencia de un campo eléctrico.
- constante dieléctrica: es decir, la relación entre la capacitancia de un capacitor con un dieléctrico dado y la que tendría el mismo capacitor con aire como dieléctrico.
- factor de potencia: entendido como la relación entre la pérdida de carga, en [watts] y la energía alimentada al sistema, considerado como un capacitor.
- pérdida dieléctrica: definida como la velocidad a la que se transforma la energía eléctrica en calor en un dieléctrico sometido a un campo eléctrico variable.
- rigidez dieléctrica: es el valor de voltaje que produce la ruptura del dieléctrico.
- envejecimiento: entendido como pérdida gradual de propiedades mecánicas bajo ciertas condiciones de temperatura.

Las propiedades de los dieléctricos se ven afectados por factores tales como:

- factores relativos al voltaje aplicado: forma de onda, magnitud, frecuencia, velocidad de variación, tiempo de aplicación, distribución a lo largo de los devanados, etc.
- factores relativos a la disposición de los aislamientos: forma de los electrodos, distancia entre los mismos, forma del campo magnético, naturaleza y forma de los dieléctricos, localización, etc.

- factores relativos a las condiciones de trabajo: temperatura, humedad, contaminación, etc.

Durante largo tiempo, las pruebas a las que se sometían los transformadores se limitaban a las conocidas como de baja frecuencia, basadas exclusivamente en el voltaje del sistema, pero sin tomar en cuenta los transitorios probables ni la coordinación del aislamiento a lo largo del mismo. En otras palabras, los transformadores que pasaban las pruebas de voltaje aplicado y de voltaje inducido eran considerados aceptables.

El desarrollo mismo de los sistemas condujo a la necesidad de adoptar un nuevo sistema de pruebas, que tomara debidamente en cuenta los posibles transitorios ocasionados por descargas atmosféricas, lo que originó la aparición de las pruebas de impulso. A partir de este nuevo sistema de pruebas las clases de aislamientos, que originalmente se basaban en el valor nominal del voltaje entre fases, quedaron referidos a un nuevo valor llamado "nivel básico de impulso", de tal manera que dado este quedaban definidos todos los valores de prueba, independientemente del voltaje nominal. Un nuevo avance se produjo recientemente cuando, después de una serie de ensayos e investigaciones, se llegó a la conclusión de que, en ciertos casos, eran más rigurosos los efectos de los transitorios causados por la operación de interruptores, que los producidos por las descargas atmosféricas.

La distribución de los esfuerzos dieléctricos que se producen en operación manual o durante las pruebas de potencial aplicado y potencial inducido es en términos generales, uniforme a lo largo de los devanados. En cambio, la distribución de los esfuerzos debido a los transitorios depende de la distribución de la inductancia y de la capacitancia a lo largo de los devanados. Al producirse sobre el circuito una descarga se originan dos tipos de efectos:

a) una distribución inicial, que depende solamente de la distribución de la capacitancia; dada por la expresión:

$$E = E_1 \frac{\operatorname{sen} h x \left(1 - \frac{x}{l}\right)}{\operatorname{sen} h l}$$

donde: E es el voltaje en un punto de distancia x de la línea.

E₁ es el voltaje máximo de prueba.

α es una constante de distribución; $\alpha = \sqrt{\frac{C_0}{C_1}}$

- x es la distancia de un punto del devanado a la línea.
- L es la longitud total del devanado.
- C_0 es la capacitancia equivalente a tierra.
- C_s es la capacitancia serie equivalente;

por lo que la mejor distribución se da al ser α tan pequeño como sea posible.

- b) una oscilación, originada al transferirse alternativamente energía del circuito capacitivo al inductivo, efecto muy difícil de calcular debido a que tienen que ser muy precisos los valores de las inductancias; esto ha hecho necesario el empleo de otros métodos para determinar el período y la amplitud de las oscilaciones, entre otros:
 - simulación del circuito en un computador analógico para trazar la onda resultante de sumar la distribución inicial y la oscilación.
 - simulador del circuito en un computador digital, para obtener el máximo valor, su polaridad y el momento en el que ocurre.
 - construcción de modelos a escala, manteniendo el valor de la inductancia de la unidad del tamaño natural y suplementando la capacitancia que se requiere.

Para obtener un buen diseño de estructura aislante no basta conocer la distribución de los esfuerzos dieléctricos a lo largo del devanado, es preciso además, colocar piezas aislantes del material adecuado, en la posición más conveniente. La posición de los aislamientos dentro de un campo eléctrico no puede ser arbitraria, sino que depende de la forma del campo. De ahí la importancia de que a partir de la disposición de los electrodos y el cálculo de la distribución de los esfuerzos dieléctricos transitorios se pueda definir la distribución de las superficies equipotenciales.

Algunos de los principios más usuales en el diseño de estructuras aislantes son:

- a) El aislamiento sólido debe adaptarse, hasta donde sea posible, a la forma del electrodo o de las superficies equipotenciales.
- b) Como lo anterior no siempre es posible, debe evitarse que una pieza aislante conecte entre sí puntos de distintas superficies equipotenciales que no se encuentren suficientemente distantes.
- c) Si en un lugar determinado del campo se emplean en serie dos elementos de distinta constante dieléctrica, la distribución del voltaje es inversamente proporcional a la relación de

constantes dieléctricas.

- d) La rigidez dieléctrica de dos ductos llenos de aceite es mayor que la rigidez dieléctrica de un solo ducto de espesor igual a la suma de los dos.
- e) Por tanto, cuando se trata de aislar con una barrera de cartón y aceite, el espacio debe dividirse tanto como sea posible en espacios pequeños, usando barreras muy delgadas de cartón, de manera que el espesor total sea el mínimo posible y el espesor total del aceite, el máximo posible.

III.3.3.1 FACTORES QUE INFLUYEN SOBRE LA RIGIDEZ DIELECTRICA.

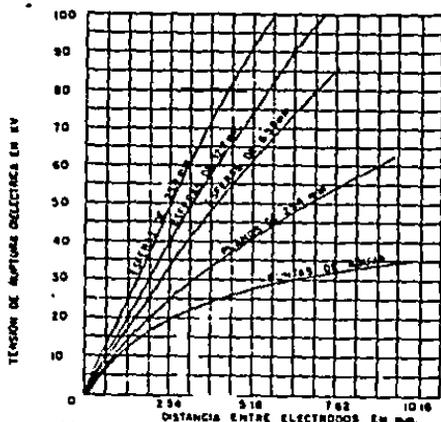
Los principales factores que influyen en el cálculo de la rigidez dieléctrica en un aceite aislante son:

- efectos del material, forma, tamaño y distancia de separación de los electrodos.
- efecto del contenido de humedad y otras impurezas.
- efecto del contenido de gases.
- influencia de la temperatura.
- influencia de la presión.
- efecto de la frecuencia.
- efecto del ritmo de la elevación de la tensión.
- efecto de las ondas de impulso.

Efectos del material, forma, tamaño y distancia de separación de los electrodos. Las formas prácticas de los electrodos como elementos que integran una máquina eléctrica no corresponden la mayor parte de las veces a los que se utilizan en el laboratorio y campo para la realización de las pruebas. Sin embargo se ha experimentado con una gran cantidad de diferentes materiales, formas, tamaños y distancias entre electrodos, para obtener resultados que se asemejen más a la realidad.

En la siguiente gráfica se observa la variación de la tensión de ruptura dieléctrica con respecto a la forma, tamaño y separación de electrodos.

gráf. 1.



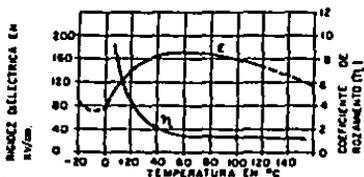
Efecto del contenido de humedad y otras impurezas. La rigidez dieléctrica se afecta grandemente por el agua y diferentes impurezas sólidas que se encuentran disueltas y en suspensión en el aceite. La influencia de las impurezas sólidas es muy difícil de apreciarse cuantitativamente, pero ellas pueden reducir fuertemente la rigidez dieléctrica del aceite. De igual manera, el agua cuando se encuentra en suspensión, reduce grandemente el valor de la misma.

Efecto del contenido de gases. Los gases disueltos disminuyen las propiedades dieléctricas del aceite aislante, debido a que en los equipos con presiones relativamente débiles aparece el peligro de que se formen burbujas en el seno del aceite. Este proceso se intensifica por efecto de las impurezas, por falta de homogeneidad de la superficie de los electrodos y cuando el aceite alcanza la saturación gaseosa.

Efecto de la temperatura. Se han llevado a cabo investigaciones sobre la dependencia entre la rigidez dieléctrica y la temperatura, las cuales ponen de manifiesto una variación digna de tomarse en cuenta de la rigidez entre 0 y 70 grados centígrados llegando hasta el doble el valor correspondiente a la temperatura inicial, disminuyendo después rápidamente.

En la siguiente gráfica se observa que la rigidez dieléctrica aumenta con la temperatura hasta 60 grados centígrados, debido a

gráf. 2.



que el agua y ciertas impurezas en suspensión se diluyen en el aceite y además porque a dicha temperatura baja la viscosidad. A partir de 60 grados centígrados la viscosidad permanece casi constante, es decir, el calentamiento a consecuencia de los iones líquidos en el campo eléctrico va disminuyendo hasta los 60 grados quedando luego constante. A partir de este momento la rigidez dieléctrica disminuye debido a que el calor total de vaporización decrece al elevar la temperatura. Cuanto más puro es el aceite aislante, menos notorio es el aumento de la rigidez dieléctrica con la temperatura.

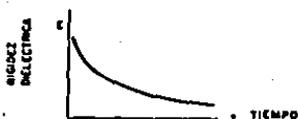
Influencia de la presión. El valor de la rigidez dieléctrica para presiones inferiores a la atmosférica disminuye casi proporcionalmente con la presión. Al aumentar la presión la rigidez dieléctrica crece primeramente muy de prisa, hasta 20 atmósferas, después, hasta 55 atmósferas la variación es más lenta, llegando por arriba de este valor a ser prácticamente nula.

La rigidez dieléctrica es independiente de la presión en los casos siguientes: Para aceites completamente desgasificados. Para ondas de impulso (prescindiendo de la cantidad de contaminantes o contenido de gases). Y cuando se tienen presiones altas, mayores de 80 atmósferas.

Efecto de la frecuencia. La rigidez dieléctrica del aceite aislante aumenta con la frecuencia. Aún en zonas de muy alta frecuencia (3×10^4 a 5×10^5 Hz) con ondas amortiguadas, que se pueden considerar como una sucesión de ondas de impulso, la rigidez dieléctrica aumenta; o bien esta última disminuye al aumentar la frecuencia al tratar con ondas no amortiguadas.

Efecto del ritmo de la elevación de la tensión. Cuando se aumenta rápidamente la tensión resultan tensiones de rupturas más

gráf. 3.



elevadas. En la gráfica 3 se observa la relación entre la rigidez dieléctrica y el ritmo de elevación de la tensión eléctrica.

Efecto de las ondas de impulso. Los equipos eléctricos sumergidos en aceite aislante están sujetos a sobretensiones transitorias (ondas de impulso) debido a descargas atmosféricas y a la operación de interruptores. Bajo estas condiciones la rigidez dieléctrica es más alta que cuando se trate de tensiones directas o alternas.

Para el caso de ondas de impulso la tensión de ruptura dieléctrica no depende de la presión ni de la temperatura, únicamente de las impurezas.

III.3.3.2 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LA ACEPTACION DEL ACEITE AISLANTE NUEVO.

Estos métodos cubren todas las pruebas que se le hacen al aceite nuevo que se utiliza como aislante, refrigerante y agente para extinguir el arco eléctrico en transformadores e interruptores.

	Norma CCONNIE 3.8-1	Norma ASTM tomo 40
a) Pruebas Físicas.		
- Muestreo.	4.0	D- 923
- Apariencia visual.	Inspección visual	D-1524
- Densidad relativa.	5.1	D-1298
- Viscosidad.	5.2	D- 88
- Tensión interfacial.	5.3	D- 971

- Temperatura de inflamación e ignición.	5.4	D- 92
- Temperatura de escurrimiento.	5.5	D- 97
- Color.	5.18	D-1500
- Carbones aromáticos, parafínicos y nafténicos.	5.8	D-2140
- Coeficiente de expansión térmica.	---	D-1903

b) Pruebas Químicas:

- Número de neutralización.	5.10	D- 664, D- 974
- Cloruros y sulfatos.	5.7	D- 873
- Azufre libre y corrosivo.	5.6	D-1275
- Azufre total.	5.9	D- 129
- Determinación de inhibidor.	5.19	D-1473
- Envejecimiento acelerado CEI.	5.12	IEC publ. 74
- Contenido de humedad.	5.11	D-1533

c) Pruebas Eléctricas:

- Tensión de ruptura dieléctrica.	5.15	D- 877 D-1816
- Factor de potencia y constante dieléctrica.	5.17	D- 924
- Resistividad volumétrica.	5.16	D-1169
- Tendencia a la gasificación.	5.20	D-2300
- Curva de envejecimiento acelerado PFVO.		prueba no normalizada
- Resistencia al impulso.	---	D-3300

Tensión de ruptura dieléctrica. Esta prueba mide la habilidad que tiene el aceite para soportar esfuerzo dieléctrico sin que suceda una falla. Es la tensión a la cual ocurre un arco entre dos electrodos bajo condiciones de prueba. Este valor es función de agentes contaminantes, tales como el agua, suciedad, partículas conductoras, una o más de las cuales pueden estar presentes cuando la tensión de ruptura dieléctrica sea baja en el aceite aislante.

Un valor alto de tensión de ruptura dieléctrica no indica necesariamente que el aceite no está contaminado o degradado.

Los equipos eléctricos sumergidos en aceite aislante se encuentran sujetos a esfuerzos eléctricos de diferentes intensidades y varios grados de uniformidad debido a la variedad de configuraciones de electrodos que se utilizan en su manufactura; por esta razón se usan dos tipos de electrodos: planos y semiesféricos para la realización de esta prueba.

Los electrodos planos se usan frecuentemente para evaluar aceites nuevos no procesados y aceites en servicio.

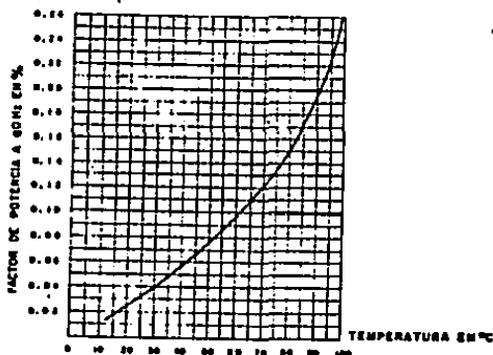
Los electrodos semiesféricos debido a su mayor uniformidad de campo eléctrico son sensibles a pequeñas cantidades de contaminantes, por tal motivo tienen gran aplicación para evaluar a los aceites deshidratados y desgasificados.

Factor de potencia y constante dieléctrica. El factor de potencia del aceite aislante es la relación de la potencia disipada en watts al producto del voltaje y corriente efectiva en voltamperes cuando se prueba en un campo eléctrico alterno. Se define también como el coseno del ángulo de fase entre el voltaje de corriente alterna aplicado al aceite y la corriente resultante. Su valor es esencialmente proporcional a la energía disipada en forma de calor en el aceite aislante. El factor de potencia indica pérdidas dieléctricas en el aceite. Es de gran importancia mantener las pérdidas dieléctricas al mínimo. Un valor alto de factor de potencia indica la presencia de contaminantes o productos de deterioro, tales como agua, productos de oxidación, partículas conductoras, partículas coloidales, carbón, barniz, etc.

La prueba de factor de potencia se realiza a 25 y 100 grados centígrados, sin embargo es recomendable trazar un curva de comportamiento del aceite con la temperatura, tal como se observa en la gráfica 4.

El valor de factor de potencia a 25 grados indica contaminación por humedad y la presencia de algunas impurezas que

gráf. 4.



se disuelven en el aceite a esta temperatura. Dado que algunos equipos de medición de factor de potencia poseen bomba de vacío, a medida que se aumenta la temperatura se va eliminando la humedad de la muestra de aceite y el valor obtenido de factor de potencia indica la presencia de otros contaminantes (productos de oxidación, barnices, materiales sólidos, partículas coloidales, etc.) que se van disolviendo en el aceite aislante con el aumento de temperatura.

La constante dieléctrica es la relación entre la capacitancia de un capacitor que contiene aceite aislante como dieléctrico con respecto a otro que se encuentra en vacío, ambos de iguales materiales y dimensiones.

La constante dieléctrica de un aceite aislante es una propiedad la cual determina la energía electrostática almacenada, por unidad de volumen y por unidad de gradiente de potencial. Los resultados de esta prueba son de utilidad para fines de diseño.

Resistividad volumétrica. También llamada resistencia específica de un aceite aislante, en $\text{ohm}\cdot\text{cm}$, es la relación del gradiente de potencial de corriente directa en volts por centímetro de forma paralela a la corriente que fluye dentro de la muestra, a la densidad de corriente en amperes por centímetro cuadrado en un instante de tiempo dado. Este valor es numéricamente igual a la resistencia que se opone a que fluya una corriente directa a través del volumen de un cubo de un cm de lado, el cual contiene aceite aislante.

Una baja resistividad volumétrica normalmente indica la presencia de partículas contaminantes conductoras.

Tendencia a la gasificación. Esta prueba indica la tendencia de un aceite aislante a emitir o absorber gas en la presencia de esfuerzos eléctricos de suficiente intensidad como para causar ionización. Consiste en medir la velocidad a la cual un gas es emitido o absorbido por una muestra de aceite aislante de 5 mlts. estando este saturado con el gas cuando la interfase se somete a una tensión eléctrica de $10 \pm 2\%$ Kv y a una temperatura de 65 ± 0.1 grados centígrados, midiendo la tendencia a la gasificación por el cambio de volumen de gas tras el transcurso del tiempo.

Los aceites aislantes con un contenido adecuado de ciertos componentes aromáticos al ser sometidos a un campo eléctrico tienen la cualidad de reabsorber el gas eventualmente formado, mientras que los aceites con un contenido menor de dichos compuestos aromáticos se caracterizan por una emisión continua de gas.

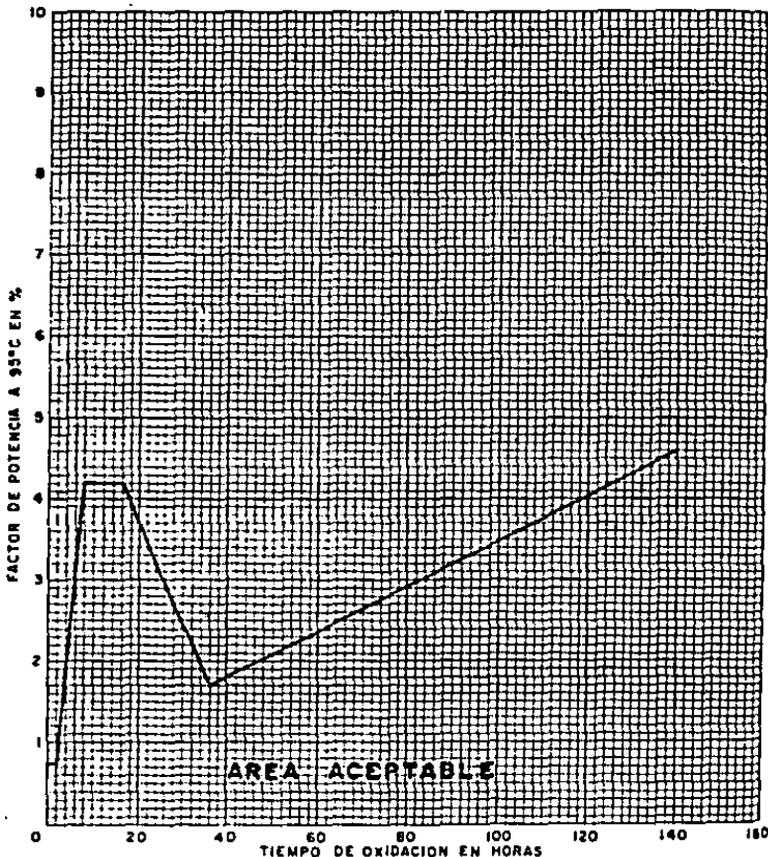
Curva de envejecimiento acelerado PFVO. Cuando los aceites aislantes se encuentran en servicio, en la mayoría de las veces están sujetos a efectos de oxidación, sin embargo en transformadores de potencia se tienen sistemas de preservación de aceite adecuados para evitar la entrada de aire y/o humedad. En transformadores de distribución, el aire que se encuentra en la cámara de gases en la parte superior del transformador se expande al aumentar la temperatura quedando presión positiva, lo cual puede hacer que exista una fuga de aire por los empaques. Cuando el transformador se enfría libera cierta cantidad de aire quedando presión negativa, lo que puede hacer que se introduzca aire húmedo de la atmósfera. El aceite aislante absorbe oxígeno y humedad del aire atmosférico, trayendo como consecuencia la disminución de las propiedades dieléctricas, formación de ácidos y lodos. De aquí la ventaja de utilizar en los equipos eléctricos un aceite aislante resistente a la oxidación.

La curva PFVO (valor del factor de potencia de oxidación) es una prueba de envejecimiento acelerado la cual tiene condiciones similares a la de muchos transformadores. Consiste en oxidar el aceite aislante a 95 grados centígrados en presencia de cobre y aire, midiéndose continuamente el factor de potencia por medio de

una celda de acero inoxidable de polos concéntricos durante 140 hrs. Se registra en forma continua el factor de potencia en un graficador y después se determina la vida útil de acuerdo a la primera aparición de lodos, trazándose la curva con todos los valores registrados. Esta prueba proporciona el grado de refinación de un aceite aislante.

Los aceites de base nafténica de buena calidad deben quedar por debajo de la curva ilustrada.

gráf. 5.



Resistencia al impulso. Los aceites aislantes que se usan en los equipos eléctricos de alta tensión se encuentran sujetos a sobretensiones, las cuales pueden clasificarse en tres grupos:

- sobretensiones transitorias de alta frecuencia debido a descargas atmosféricas.
- sobretensiones transitorias de alta frecuencia debido a la operación de interruptores.
- sobretensiones permanentes de baja frecuencia debido al desequilibrio de las redes eléctricas.

La habilidad del aceite aislante para soportar los esfuerzos por sobretensiones transitorias se considera en la actualidad un parámetro importante para determinar su uso en transformadores de muy alta tensión, siendo de principal importancia para el diseño de tales equipos.

La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) ha normalizado esta prueba para demostrar la capacidad del aceite aislante a sobre-tensiones, la cual recomienda para descargas atmosféricas una onda de impulso unidireccional de 1,2/50 microsegs. (Véase III.3.18). La onda de impulso debido a la operación de interruptores es normalmente oscilatoria de 250/2500 microsegs., aunque existen otras recomendadas, tales como las que comprende el rango de 100/2500 a 500/2500 microsegs. debido a que el tiempo puede variar ampliamente.

III.3.4 RELACION DE TRANSFORMACION.

La relación de vueltas debe determinarse para todas las derivaciones, así como para todas las posibles conexiones de los devanados del transformador.

La prueba de relación debe hacerse a tensión nominal o menor y a frecuencia nominal o mayor sin carga.

En el caso de transformadores trifásicos, en los cuales cada fase sea independiente y accesible se recomienda usar alimentación monofásica, a menos que los devanados de alta tensión estén

conectados en estrella con neutro inaccesible; entonces se recomienda usar alimentación trifásita.

Los transformadores en conexión estrella que no tengan un punto neutro accesible pueden probar con alimentación trifásica. Cualquier diferencia en las características magnéticas de las tres fases origina un desplazamiento del neutro, lo que causa un desequilibrio en las tensiones de fase. Cuando dicho desequilibrio ocurre, la conexión de fases se debe cambiar a una delta o a una estrella. Si se encuentra que las tensiones de línea son iguales y 1.732 veces mayor a la tensión de fase, en conexión estrella, la relación es correcta.

Para realizar esta prueba se puede hacer por tres métodos distintos:

a) Método de los vóltmetros: Se usan 2 vóltmetros, uno para medir la tensión del devanado de alta tensión y el otro para el de baja tensión. Se toma la lectura simultáneamente; se hace otra medición intercambiando los vóltmetros y se toma el promedio de las dos lecturas; esto con el fin de compensar el error de lectura por el instrumento. La relación de transformación se determina por el promedio de las lecturas.

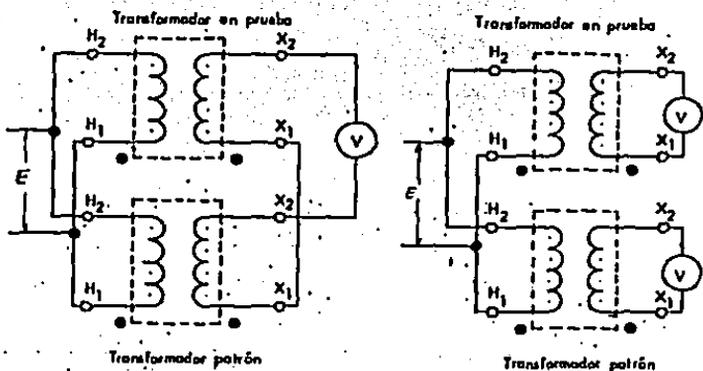
Se deben hacer por lo menos 4 pruebas con tensiones distintas que difieran un 10% aproximadamente. Si las relaciones de transformación a dichos valores no difieren en más del 1%, el promedio de ellas es la relación de transformación.

b) Método del transformador patrón: El transformador que se va a probar se excita en paralelo con un transformador patrón de la misma relación nominal y los otros dos devanados se conectan en paralelo, intercalándose un vóltmetro entre las dos terminales de igual polaridad.

Este es el método más conveniente para medir con precisión la relación de un transformador de prueba.

Las figuras 11 y 12 representan las conexiones a hacerse para la prueba; en la segunda se debe de tomar una segunda lectura con los vóltmetros intercambiados; el promedio de estas es la relación de transformación.

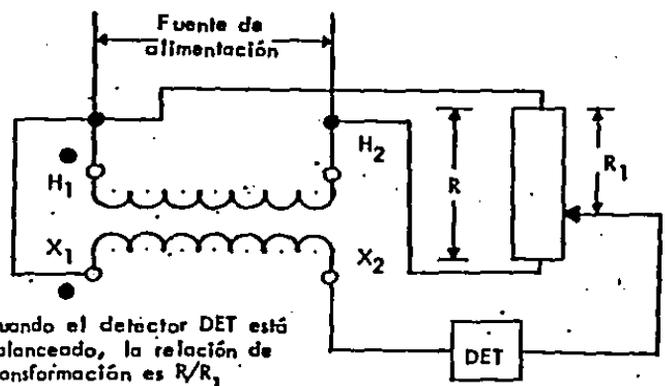
figs. 11, 12.



c) Método del potenciómetro de resistencia: Se requiere de un potenciómetro conectado a las terminales del primario y de un voltmetro conectado a este y al secundario. El voltmetro se debe de ajustar a cero haciendo variar la resistencia del potenciómetro; entonces la relación de resistencias del potenciómetro R es igual a la relación del transformador

$$\frac{V_r}{V_s} = \frac{R}{R_1}$$

fig. 13.

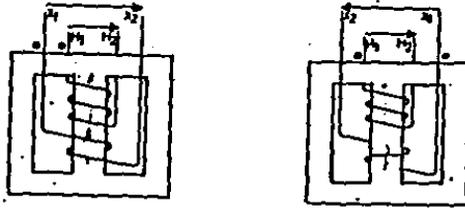


Cuando el detector DET está balanceado, la relación de transformación es R/R_1 .

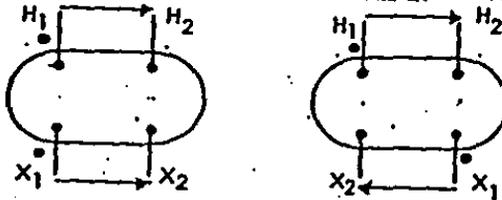
III.3.5.1 POLARIDAD..

La prueba de polaridad se requiere principalmente para poder efectuar la conexión adecuada de bancos de transformadores. En las siguientes figuras, 14a y 15a, se muestran los arreglos de los devanados correspondientes a una polaridad sustractiva y a una polaridad aditiva respectivamente, y la 14b y 15b muestran los arreglos de las terminales respectivamente.

figs. 14a, 15a.



figs. 14b, 15b.



Los tres métodos más comúnmente usados para determinar la polaridad son:

- a) Comparación con un transformador patrón: La polaridad de un transformador se puede verificar comparándolo con un transformador patrón de polaridad conocida, de manera similar a la prueba de relación por el método de transformador patrón. Se conectan en paralelo el transformador patrón y el que se va a probar, se aplica una tensión al devanado primario; el voltmetro indica la diferencia de las dos tensiones secundarias si las polaridades son iguales; o si las polaridades son diferentes el voltmetro indica la suma de las tensiones de los secundarios.

- b) Método del impulso inductivo con corriente directa: Se conecta una fuente de corriente directa al embobinado de alta tensión intercalando un voltmetro. Las terminales del voltmetro se transfieren a las terminales de baja tensión sin desconectar la fuente de corriente directa, teniendo cuidado de conservar las terminales en el mismo orden con el que estaban en alta tensión (izquierda y derecha). Así, se desconecta la fuente de corriente directa del devanado de alta tensión y se observa la deflexión de la aguja del voltmetro causada por la descarga inductiva; si esta se deflexiona en la misma dirección que en el devanado de alta tensión, la polaridad es aditiva, si no es subtractiva.
- c) Método con tensión alterna: Se conectan las terminales de alta tensión con la de baja tensión de un mismo lado intercalando en cualquier lado un voltmetro. Se aplica una tensión alterna conocida y se toma la lectura del voltmetro. Si esta es mayor que la tensión aplicada la polaridad es aditiva y si resultara menor, la polaridad es subtractiva.

Este método queda limitado a transformadores con relación de transformación grande que permita apreciar la diferencia entre la lectura y el voltaje aplicado.

Para transformadores trifásicos, la polaridad de cada fase se determina de la misma manera como se ha descrito para transformadores monofásicos.

III.3.5.2 SECUENCIA DE FASES.

Esta prueba puede efectuarse usando un indicador de secuencia de fases, el cual puede incluir un motor de inducción trifásica o un circuito de fase dividida.

La prueba debe efectuarse como sigue:

1. Se debe conectar el indicador de secuencia de fases a las terminales de alta tensión del transformador, el cual debe excitarse en las tres fases, a una tensión trifásica apropiada

para el indicador y anotándose la dirección de rotación o la inducción del instrumento.

2. Se transfiere el indicador al lado de baja tensión del transformador, conectando en X_1 , X_2 y X_3 las terminales que estaban conectadas a H_1 , H_2 y H_3 , respectivamente.
3. El transformador se excita de nuevo con una tensión adecuada (sin cambiar las conexiones de excitación) anotando otra vez la dirección de rotación o la indicación del instrumento.
4. Si la indicación del instrumento es la misma en ambos casos, la secuencia de fases del transformador es la normal.

Este método no indica el desplazamiento angular del transformador. La polaridad por fase, el desplazamiento angular y la secuencia de fases de un transformador trifásico, pueden obtenerse simultáneamente al determinar la relación de transformación por el método del transformador patrón.

III.3.6 PERDIDAS DE EXCITACION.

Las pérdidas de excitación de un transformador las constituyen principalmente las pérdidas del núcleo, las cuales son una función de la magnitud, frecuencia y forma de onda de la tensión aplicada.

Las pérdidas y la corriente de excitación son muy sensibles a la diferencia de forma de onda, y por lo tanto sus valores varían considerablemente con la forma de onda de la tensión de prueba. Una forma de onda más aguda que la senoidal da por resultado pérdidas de excitación menores que esta última; alrevés que una onda achatada que produce pérdidas mayores.

Para la determinación de esta prueba se debe usar una onda senoidal uniforme; los métodos a usarse pueden ser:

1. Voltmetro de tensión media; se puede usar o no un transformador de medición, lo más recomendable es que se use para evitar errores en la medición de las pérdidas. El voltmetro debe estar conectado lo más cerca posible de la carga, el ampermetro lo más cerca posible a la alimentación y el wattmetro, entre ambos con la bobina de potencial hacia el lado de carga.

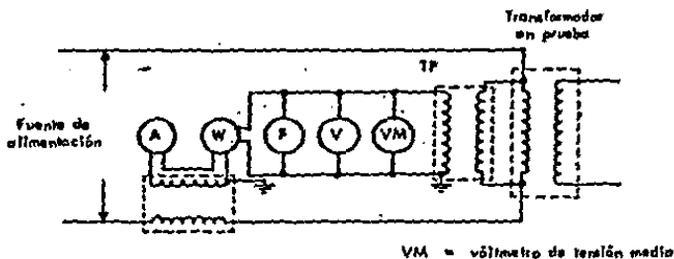
En este método se utiliza un voltmetro de valor medio, que consta de un voltmetro de corriente directa conectado en serie con un rectificador de onda completa. Estos instrumentos están generalmente graduados para dar la misma indicación numérica que un voltmetro de valor eficaz para una misma tensión de onda senoidal, esto es, que su escala está marcada en valores medios multiplicados por el factor de forma 1.11.

Para esta prueba se puede usar cualquier devanado del transformador, aunque en general se prefiere el de baja tensión, devanado completo, si no es posible, al menos el 25%.

La secuencia de la prueba debe ser como sigue:

- Ajustar y mantener la frecuencia al valor nominal.
- Por medio del voltmetro de tensión media ajustar la tensión nominal al valor de la tensión eficaz, si es que la escala del voltmetro de valor medio está corregida por el factor 1.11; o ajustarse al valor eficaz dividido entre 1.11 si la escala del voltmetro medio no está corregida por dicho factor.
- Registrar simultáneamente las lecturas del frecuencímetro, voltmetros de tensión media, voltmetros de tensión eficaz, ampermetros y wattmetros.
- Determinar las pérdidas del circuito de prueba las cuales deben restarse de los watts registrados según el inciso anterior para obtener las pérdidas de excitación del transformador bajo prueba.

fig. 16.



En general las pérdidas por excitación están constituidas por pérdidas de histéresis y pérdidas por corrientes circulantes. Las pérdidas por histéresis son una función de la densidad máxima del flujo del núcleo e independientes de la forma de onda de dicho flujo, y a su vez la densidad máxima del flujo es una función del valor medio de la tensión (no del valor eficaz), por lo que al ajustar la tensión media, correspondiente a una onda senoidal en la prueba de pérdidas de excitación, se obtienen las pérdidas de histéresis reales correspondientes a una onda senoidal, aunque la forma real de la onda de tensión aplicada no lo sea.

Las pérdidas por corrientes circulantes en el núcleo varían con el cuadrado de la tensión eficaz y son independientes de la forma de onda de la tensión aplicada.

Como la prueba de pérdidas de excitación se ajusta por tensión media, en el caso de que la onda de tensión aplicada no sea senoidal, las tensiones media y eficaz no mantienen la relación de 1.11, lo cual hace que las pérdidas por corrientes circulantes se alteren.

Por consiguiente, para obtener las pérdidas de excitación correspondientes a una onda senoidal, se debe aplicar la siguiente fórmula, donde P son las pérdidas de excitación a la tensión E_a , corregidas con base a una onda senoidal. P_m son las pérdidas de excitación medidas durante la prueba. P_1 son las pérdidas por histéresis por unidad, referidas a P_m . P_2 son las pérdidas de corrientes circulantes por unidad, referidas a P_m y K es igual a la relación indicada, siendo E_r la tensión de prueba, medida con voltmetro de tensión eficaz, y E_a es la tensión de prueba, medida con voltmetro de tensión media.

$$P = \frac{P_m}{P_1 + K P_2}$$

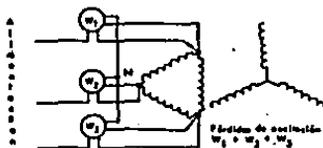
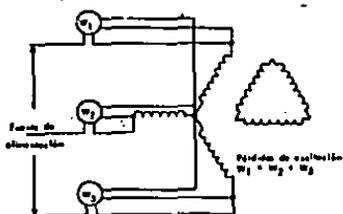
$$K = \left(\frac{E_r}{E_a} \right)^2$$

Deben usarse los porcentajes reales de pérdidas por histéresis y corrientes circulantes, considerando como típicos los siguientes:

Material del núcleo	% Histéresis	% Corriente circulante
acero al silicio, laminado en caliente	80	20
acero al silicio, de grano orientado laminado en frío	50	50

2. Pérdidas de excitación de transformadores trifásicos; el método descrito para transformadores monofásicos aplica también para trifásicos, según lo siguiente: Cuando se midan las pérdidas de excitación de transformadores trifásicos sin neutro disponible, con dos wáttmetros se deben tomar tres grupos de lecturas usando cada vez una fase común distinta. El valor promedio de los tres grupos de lecturas representa las pérdidas de excitación medidas. Si el neutro no está disponible se puede formar un neutro artificial, para el caso de tres wáttmetros, uno a cada fase con una de sus puntas a un punto común de conexión entre estos. Para mayor exactitud se recomienda hacer la medición con tres wáttmetros, ya sea con neutro común o inaccesible.

figs. 17, 18.



En ambos casos la suma de las tres lecturas representa las pérdidas de excitación medidas.

3. Pérdidas de excitación por el método de puente de impedancia; este método se prefiere como alternativa al método de tensión media, para cuando la forma de onda de la tensión de excitación aplicada sea prácticamente una onda senoidal y cada armónica importante no mayor de 0.5% de la fundamental. Este método es muy ventajoso en mediciones de cargas a bajo factor de potencia en los cuales se requiere ordinariamente wátmetros y tensiones especiales.

III.3.7 CORRIENTE DE EXCITACION.

El diagrama de conexiones para medir la corriente de excitación es el mismo que el empleado para conocer las pérdidas de excitación. Los diferentes métodos de medición se basan en los instrumentos utilizados, y son:

- a) **Vóltmetro y ampérmetro de valores eficaces:** Este método se usa principalmente cuando la forma de onda de la tensión es prácticamente senoidal.

En caso de que la forma de onda de la tensión aplicada difiera de la senoidal, la corriente de excitación será de menor valor, por lo que se debe corregir en base a una onda senoidal.

- b) **Medición con vóltmetro de valor medio y ampérmetro de valor eficaz:** Cuando la onda de tensión es prácticamente senoidal no es necesario hacer ninguna corrección en la lectura de corriente del ampérmetro; sin embargo con el ampérmetro de valor eficaz, la corriente de excitación medida es generalmente mayor que la obtenida con una tensión senoidal, por lo que dicho valor se ha de corregir.

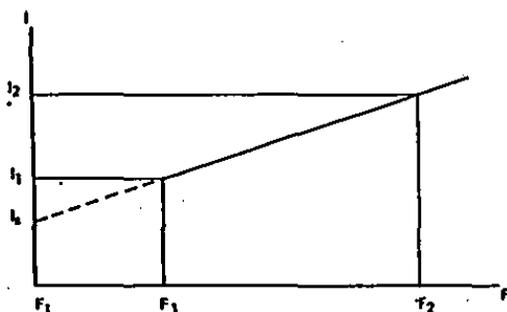
La corrección de medición de la corriente de excitación en base a una onda senoidal, se puede hacer por cualquiera de los siguientes métodos:

- método del factor de forma,
- método del ampérmetro de cresta, y
- método del promedio de lecturas.

El primer método está basado en el hecho de que existe una relación prácticamente lineal entre el valor eficaz de la corriente de excitación y el factor de forma de la onda de tensión aplicada, dentro de una amplia gama de factores de forma.

Este método es el de medición más exacto cuando se pueden aplicar varias ondas de diferentes factores de forma, que permiten una efectiva extrapolación. La corriente de excitación se mide con un amperímetro de valor eficaz a dos o más tensiones de diferentes factores de forma, pero sostenidas al mismo valor con un voltímetro de tensión media. Dichos factores de forma pueden variarse convenientemente cambiando la excitación del campo del generador o insertando una impedancia en el circuito de prueba.

fig. 19.



Los factores de forma pueden ser determinados tomando lecturas simultáneas de tensión con un voltímetro de valor eficaz y otro de valor medio. El factor de forma está dado por la relación del valor eficaz con el valor medio.

La corriente de excitación I_s correspondiente a una tensión senoidal que se determina mediante la siguiente ecuación, donde: I_1 e I_2 son las corrientes eficaces correspondientes a los factores de forma F_1 y F_2 .

$$I_s = I_2 - \frac{I_2 - I_1}{F_2 - F_1}$$

En el método del ampermetro de cresta se emplea un voltmetro de valor medio y un ampermetro de cresta para leer los valores máximos instantáneos de las correspondientes corrientes.

Se toman lecturas simultáneas de la tensión media y del valor de cresta de la corriente correspondiente al 100%, 86.6% y al 50% de la tensión de prueba. Estas lecturas determinan aproximadamente la fundamental, la tercera y la quinta armónica de la corriente de excitación respectivamente. La corriente de excitación I_s correspondiente a una tensión senoidal se determina de:

$$I_s = \sqrt{\frac{I_1^2}{6} + \frac{I_2^2}{3} + \frac{I_3^2}{3}}$$

donde I_1 , I_2 e I_3 son los valores de cresta de las corrientes de excitación correspondientes a las tensiones de excitación de 100%, 86.6% y 50% de la tensión de prueba.

Este método se aplica también a transformadores trifásicos con devanados en delta o con núcleos de tres piernas; la corriente de línea consiste solamente en las componentes fundamental y quinta armónica. Ya que únicamente dos componentes importantes están presentes, sólo son necesarias dos lecturas: I_1 al 100% e I_2 al 86.6% de la tensión de excitación. La tensión de excitación I_s se determina de:

$$I_s = \sqrt{0.25 I_1^2 + 0.338 I_2^2}$$

En el método de promedio de lecturas se determina la corriente de excitación con voltmetros y ampermetros de valores eficaces; donde la corriente de excitación es baja respecto a la real. También se determina el valor de la corriente de excitación con un voltmetro de valor medio y un ampermetro de valor eficaz; que resulte en una medición alta con relación a la real, además se debe leer el voltmetro de valor eficaz. Si las dos lecturas de tensión eficaz no difieren en más del 10% una de la otra, la corriente de excitación referida a una onda senoidal se puede considerar como el promedio de los valores obtenidos.

III.3.8 IMPEDANCIA Y PERDIDAS DEBIDAS A LA CARGA.

III.3.8.1

La tensión de impedancia corresponde a una componente resistiva efectiva, que corresponde a las pérdidas de carga y a una componente reactiva, correspondiente al flujo disperso de los devanados.

La tensión de impedancia de un transformador, visto desde las terminales del devanado excitado, es la tensión requerida para hacer circular su corriente nominal teniendo el otro devanado en corto circuito. Este valor generalmente está entre el 1 y el 15% de la tensión nominal del devanado excitado y puede tomarse como una guía al planear la tensión de impedancia requerida en prueba.

Las componentes resistiva y reactiva de la tensión de impedancia son determinadas mediante la aplicación de las siguientes ecuaciones:

$$E_r = \frac{P_z}{I} \quad ; \quad E_x = \sqrt{E_z^2 - E_r^2}$$

donde E_r es la tensión resistiva (componente en fase),
 E_x es la tensión reactiva (componente desfasada 90°),
 E_z es la tensión de impedancia medida en la prueba de pérdidas de carga,
 P_z son los watts medidos en la prueba de pérdidas de carga,
 I es la corriente nominal del devanado excitado.

Las tensiones de resistencia, de reactancia y de impedancia se obtienen al dividir los valores E_r , E_x y E_z respectivamente entre el valor de la tensión nominal.

Las pérdidas de carga están constituidos por una componente dada por I^2R , la cual se incrementa con la temperatura, y otra componente de pérdidas indeterminadas, la cual disminuye al aumentar la temperatura; cuando se requiera referir las pérdidas

de carga de una temperatura a otra, se deben calcular separadamente las dos componentes por medio de las siguientes fórmulas:

$$P' r = P_r \frac{t' + K}{t + K} ; P = P_r + P_i$$

$$P' i = P_i \frac{t + K}{t' + K} ; P' = P' r + P' i$$

donde P_r es la suma de las pérdidas I^2R a la temperatura t ,
 $P' r$ es la suma de las pérdidas I^2R a la temperatura t' ,
 P son las pérdidas de carga a la temperatura t ,
 P' son las pérdidas de carga a la temperatura t' ,
 P_i son las pérdidas indeterminadas a la temperatura t ,
 $P' i$ son las pérdidas indeterminadas a la temperatura t' ,
 t es la temperatura a la cual se hace la medición,
 t' es la temperatura a la cual se deben referir las pérdidas, y
 K es una constante, cuyo valor es 234.50 para conductores de cobre y 225.0 para aluminio.

Para calcular las pérdidas I^2R de los devanados se debe partir de las corrientes usadas en la prueba de pérdidas de carga y de las mediciones de resistencia corregidas a la temperatura a la que se midieron las pérdidas de carga.

III.3.8.2 METODO DE CORTO CIRCUITO.

En esta prueba se requiere que uno de los devanados este conectado en corto circuito y el otro se excite a la frecuencia nominal y a una tensión tal, que haga circular la corriente nominal en los devanados.

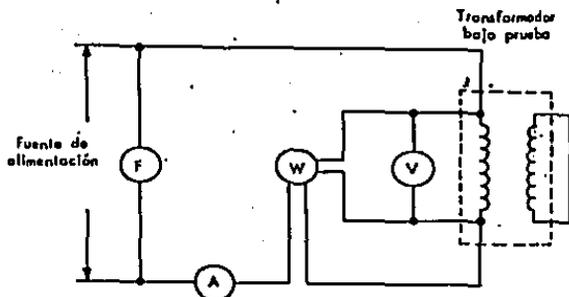
Una vez ajustadas la frecuencia y la corriente a sus valores nominales, se deben tomar lecturas simultáneas en los amperímetros,

vóltmetros, wáttmetros y en el frecuencímetro. Se miden las pérdidas de carga.

Es suficiente medir y ajustar la corriente en el devanado excitado, ya que en el devanado en corto circuito circula la corriente nominal, según calibración previa, excepto por un error despreciable debido a la corriente de excitación.

Además, no es conveniente conectar un equipo de medición en el devanado en corto circuito, ya que se introduce un error considerable por la caída de tensión y las pérdidas de este equipo.

fig. 20.



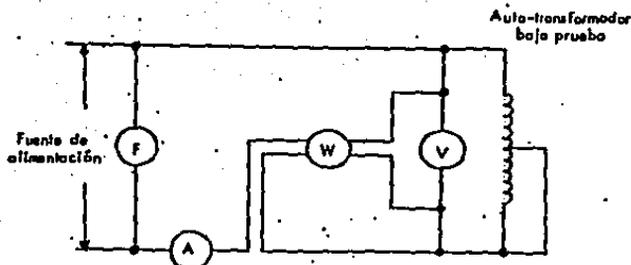
La temperatura de los devanados se toma inmediatamente antes y después de la medición. El promedio de estas lecturas, para cada devanado, se toma como la temperatura de medición.

Las pérdidas I^2R de los devanados se calculan a partir de las corrientes que se usan en la medición de pérdidas de carga y de las mediciones de resistencia óhmica (corregidas estas a la temperatura a la que se haga la prueba de pérdidas de carga). Estas pérdidas I^2R , restadas de las pérdidas de carga leídas en los wáttmetros, dan como resultado las pérdidas indeterminadas del transformador a la temperatura de prueba.

III.3.8.3 PRUEBA DE AUTOTRANSFORMADORES.

Las pruebas de impedancia y pérdidas de carga se pueden hacer en autotransformadores sin afectar sus conexiones internas. Las conexiones externas deberán ser como se ilustra en la figura 21.

fig. 21.



Las pruebas se deben hacer poniendo en corto circuito las terminales de alta o de baja tensión y a las terminales que queden libres se les aplica una tensión tal que haga circular la corriente nominal.

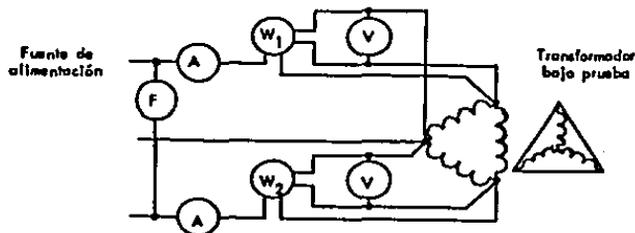
La tensión de impedancia medida a través del devanado serie, corresponde a la existente entre las terminales de alta tensión del autotransformador, en tanto que la tensión de impedancia medida a través del devanado común corresponde a la existente entre las terminales de baja tensión del autotransformador.

Otra forma de efectuar las pruebas de impedancia y pérdidas de carga consiste en considerar a los devanados serie y común como devanados separados, estando uno en corto circuito y excitado el otro. Cuando se emplea este procedimiento, la corriente que se haga circular debe ser la nominal del devanado excitado y puede ser igual o no a la corriente de línea. El valor de impedancia así obtenido se debe referir a la capacidad del aparato funcionando como autotransformador. Las pérdidas de carga, activa y reactiva deben ser las mismas por cualquier método.

III.3.8.4 PRUEBA DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS.

1. En este caso se ponen en corto circuito las terminales de alta o baja tensión y en las terminales que quedan libres se aplica una tensión trifásica a frecuencia nominal, de un valor tal que haga circular la corriente nominal en los devanados.

fig. 22 a.



La tensión de impedancia de un transformador trifásico es el promedio de las tres tensiones medidas.

Si las tres corrientes de línea no pueden balancearse, el promedio de sus valores eficaces debe corresponder al valor deseado.

2. Con un devanado conectado en delta y alimentación monofásica.

En este caso, el devanado por el cual se aplica la tensión debe estar conectado en delta y debe abrirse en un punto para aplicar la tensión monofásica. Si el otro devanado está también conectado en delta no es necesario ponerlo en corto circuito, pero si está conectado en estrella, las mismas terminales deben ponerse en corto circuito con el neutro. El procedimiento de prueba que se sigue es similar a la prueba en transformadores monofásicos.

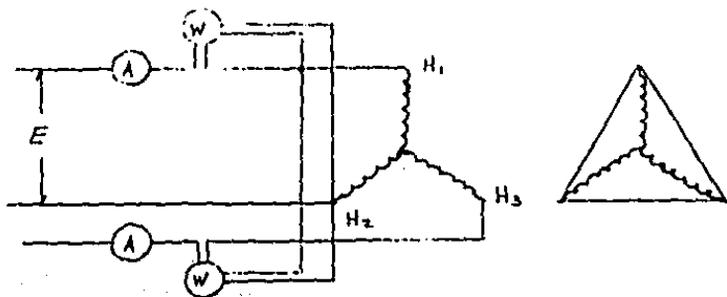
Es importante considerar que la tensión de impedancia obtenida en este caso es igual a tres veces la tensión de

impedancia de una fase, por lo que para obtener el porcentaje de impedancia se aplica la siguiente fórmula:

$$X_{imp} = 100 \frac{\text{tensión de impedancia medida}}{\text{tensión nominal del devanado} \times 3 \text{ excitado en delta}}$$

Ahora bien, independientemente de como estén conectados los devanados, no necesariamente uno en delta, se puede efectuar una prueba en la que no se usan las terminales del neutro, ni es necesario abrir la delta, como se indica a continuación:

fig. 22b.



Las tres terminales de línea de un devanado, se conectan en corto circuito. Se aplica una tensión monofásica a frecuencia nominal a dos de las terminales del otro devanado y se hace el ajuste necesario para que circule la corriente nominal de línea. Se toman tres lecturas sucesivas sobre tres pares de terminales: $H_1 - H_2$, $H_1 - H_3$, $H_2 - H_3$ y se aplican las siguientes ecuaciones:

$$\text{Pérdidas de Carga} = \frac{1.5 (P_{1-2} + P_{1-3} + P_{2-3})}{3}$$

$$\text{Tensión de Impedancia} = \frac{0.866 (E_{1-2} + E_{1-3} + E_{2-3})}{3}$$

donde P y E son las lecturas individuales de pérdidas y tensiones de impedancia medidas según las terminales indicadas por los subíndices.

La componente de pérdidas indeterminadas de las pérdidas de carga se obtiene restando a estas últimas las pérdidas $I^2 R$ del transformador, que a su vez se calculan de:

$$I^2 R_{Ld} = 1.5 (I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2)$$

para un transformador trifásico conectado en delta o estrella:
donde: R_1 es el promedio de las resistencias medidas entre fases del devanado de alta tensión.

R_2 es el promedio de las resistencias medidas entre fases del devanado de baja tensión.

I_1 es la corriente de línea de alta tensión.

I_2 es la corriente de línea de baja tensión.

Las correcciones a hacer por efecto de la temperatura se deben de hacer como se indicó en 1, pág. 46.

3. Prueba de Transformadores de Tres Devanados.

Para la prueba de un transformador con tres devanados, el cual puede ser monofásico o trifásico, se hacen mediciones de pérdidas de carga e impedancia a cada par de ellos, siguiendo el mismo procedimiento que para transformadores de dos devanados.

Si las capacidades en Kva de los distintos devanados no son las mismas, la corriente aplicada para la prueba debe ser la correspondiente a la del devanado de menor capacidad de los dos bajo prueba; sin embargo, los resultados de impedancia, una vez convertidos a la forma de porcentaje, deben estar referidos a la misma base de Kva y de preferencia a la del devanado de mayor capacidad.

Las impedancias características equivalentes individuales, de cada devanado pueden determinarse mediante las fórmulas siguientes

$$Z_1 = \frac{Z_{1,2} - Z_{1,3} + Z_{2,3}}{2} = M_{2,3}$$

$$Z_2 = \frac{Z_{1,2} - Z_{2,3} + Z_{1,3}}{2} = M_{3,1}$$

$$Z_3 = \frac{Z_{2,3} - Z_{1,2} + Z_{1,3}}{2} = M_{1,2}$$

donde $Z_{1,2}$, $Z_{2,3}$ y $Z_{3,1}$ son los valores de impedancia entre pares de devanados como se indica, según subíndices, todos expresados en la misma base de Kva. M es la impedancia mutua equivalente entre pares de devanados.

La corrección por temperatura para cada par de devanados es igual que para transformadores monofásicos con dos devanados.

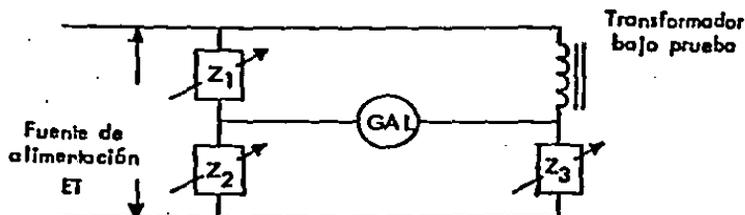
Las pérdidas de carga del transformador con tres devanados son aproximadamente iguales a la suma de las pérdidas de los tres devanados, determinados por las condiciones de carga de los mismos.

III.3.8.5 METODO DEL PUENTE DE IMPEDANCIA.

Este metodo puede usarse como una alternativa del método wátmetro-vóltmetro-ampérmetro usado para la medición de impedancia y pérdidas de carga. Es muy ventajoso en medición de cargas con bajo factor de potencia, en las que de ordinario se requieren técnicas y wátmetros especiales.

En general, el circuito de un puente de impedancia está dispuesto de tal manera que permita la comparación entre una tensión proporcional a la corriente del transformador bajo prueba y una tensión de referencia, la que debe ser función de la tensión de prueba E_T , figura 23.

fig. 23.



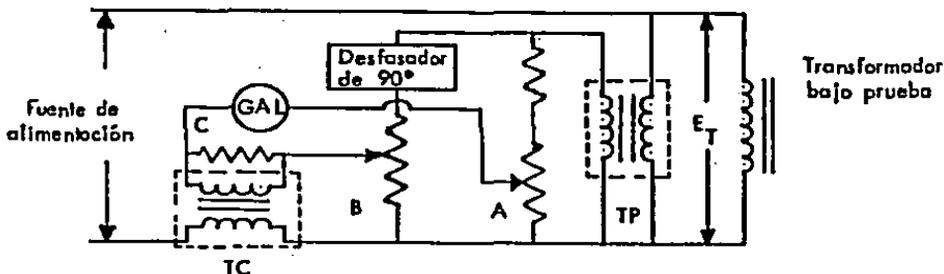
La comparación de las tensiones se hace ajustando los valores de impedancia de uno o más ramales del puente, Z_1 , Z_2 , y Z_3 , hasta que las tensiones aplicadas a Z_1 y Z_2 , sean exactamente iguales en magnitud y ángulo de fase. La condición de equilibrio del puente se obtiene cuando la lectura en el vóltmetro sea nula.

Las características de impedancia que representan al transformador bajo prueba, pueden ser calculadas con base en los valores de Z_1 , Z_2 , y Z_3 , tomados del puente en equilibrio, usadas las fórmulas descritas en 3.

III.3.8.6 CIRCUITO TIPO POTENCIOMETRO.

Una forma conveniente del puente de impedancia, para efectuar la prueba a los transformadores, es un circuito tipo potenciómetro doble para corriente alterna combinada con un desfasador.

fig. 24.

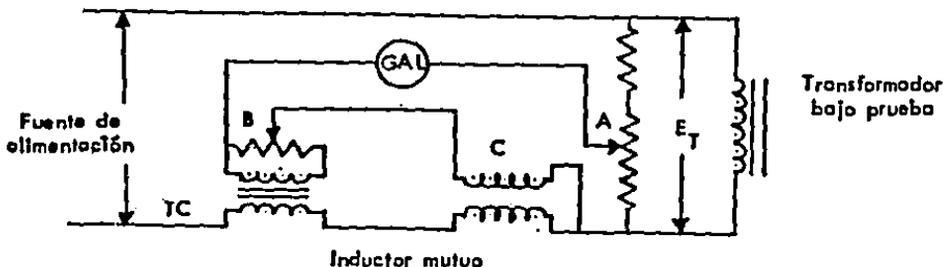


Los dos potenciómetros (A y B) se pueden conectar directamente de un transformador de potencial TP a las terminales del transformador bajo prueba. La suma vectorial de las caídas de tensión (A y B), en cuadratura, se compara con la caída de tensión C del secundario del transformador de corriente TC.

Las constantes de este circuito pueden seleccionarse de modo que la posición de equilibrio del potenciómetro A sea directamente proporcional a las pérdidas del transformador bajo prueba. Este circuito puede usarse en lugar del wáttmetro tipo dinamómetro normal y se acepta fácilmente a sistemas automáticos de prueba.

Otro circuito tipo potenciómetro doble de corriente alterna emplea un indicador mutuo, con el cual se logra la caída de tensión en cuadratura requerida para el equilibrio. Ver figura 25. En este caso, la suma vectorial de las caídas de tensión B y C es comparada con la caída de tensión A para operación a frecuencia fija nominal.

fig. 25.



Pueden seleccionarse las constantes del circuito de modo que la posición de equilibrio del potenciómetro B sea directamente proporcional a las pérdidas del transformador bajo prueba.

La configuración de un circuito tipo potenciómetro de lectura directa para medición de pérdidas está normalmente determinada por el parámetro tensión o corriente que se mantendrá durante la prueba. Para la prueba de pérdidas de excitación, en la que la tensión es el parámetro de referencia, las caídas de tensión para equilibrar el puente, en fase y en cuadratura, se derivan ventajosamente de la parte de potencial del circuito de prueba. Para la prueba de pérdidas de carga, donde la corriente es el parámetro de referencia, las caídas de tensión para equilibrar el puente se obtienen ventajosamente de la parte de corriente del circuito de prueba.

III.3.8.7 MEDICION TRIFASICA CON PUENTES.

Las mediciones de pérdidas en transformadores trifásicos se efectúan conectando el circuito del puente a cada fase sucesivamente y calculando las pérdidas totales a partir de las tres mediciones monofásicas.

III.3.9 PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO.

En aparatos diseñados para conexión delta o diseñados para que cualquier terminal de un devanado se pueda usar como terminal de línea, la prueba de potencial aplicado se debe hacer aplicando la tensión de prueba entre cada devanado y todos los otros devanados conectados a tierra. La tensión de prueba debe ser la correspondiente a la clase de aislamiento del devanado.

En transformadores con aislamiento reducido al neutro, la tensión de prueba debe ser la correspondiente a la clase de aislamiento de la terminal del neutro.

Todas las terminales del devanado bajo prueba que salgan del tanque del transformador se deben conectar entre sí y a la línea del equipo de prueba.

Todas las otras terminales y partes conductoras, incluyendo el núcleo del tanque, se deben conectar a tierra y a la otra terminal del equipo de prueba.

La conexión a tierra entre el transformador bajo prueba y el equipo de pruebas debe ser un circuito metálico sólidamente conectado.

En la conexión entre el equipo de prueba y el transformador a probar no debe existir una resistencia mayor de 8 ohms.

Durante la prueba se puede hacer llegar al transformador una tensión del 10% más que la especificada. La aplicación de la tensión debe ser tal que se inicie a un 25% o menos del valor total e incrementarse gradualmente hasta su valor total en un período de tiempo no mayor a 5 segs. La tensión a dicho valor total debe permanecer un minuto, que es lo que normalmente dura la prueba, y disminuir posteriormente en forma gradual a tener 25% o menos del valor de tensión en 5 segs. para poder abrir el circuito.

III.3.10 PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO

Esta prueba consiste básicamente en inducir en los devanados del transformador una tensión al doble de la tensión nominal.

Para la aplicación del voltaje, la frecuencia debe ser mayor a la nominal para limitar la densidad de flujo en el núcleo originado por los volts por vuelta del devanado del transformador. Dicha frecuencia mínima debe ser:

$$F = \frac{\text{Tensión inducida a través del devanado}}{\text{Tensión nominal del devanado} \times \text{factor de forma}} \times \text{frecuencia nominal}$$

Sin embargo, con frecuencias altas la severidad de la prueba se incrementa, por lo que la duración debe reducirse, según:

Frecuencia Hz.	Duración segs.
menor a 120	60
121 a 180	40
181 a 240	30
241 a 360	20
361 hasta 400	18

Es recomendable efectuar esta prueba después de haber hecho la de potencial aplicado, para tener como referencia el hecho de que la tensión inducida desarrollada entre terminales de cualquier devanado no produzca una tensión superior a la tensión de prueba de potencial aplicado. Si esto no se logra, la tensión inducida desarrollada entre terminales de cualquier devanado se debe limitar a la tensión de prueba de baja frecuencia especificada para ese devanado.

Si al efectuar la prueba de potencial inducido, no se produce la tensión requerida entre las terminales trifásicas de línea adyacentes se debe modificar la prueba de modo que se produzca esta tensión. Esto es porque en los transformadores con aislamiento reducido al neutro no se alcanza la tensión de prueba en la terminal de línea entre ésta y el neutro. De cualquier forma no se debe aplicar o inducir una tensión por vuelta mayor que dos veces la de diseño.

Normalmente la prueba se debe seguir de la siguiente manera: Se inicia con un valor de tensión menor o igual al 25% de la que se vaya a aplicar, el doble de la nominal, e irse aumentando gradualmente hasta el valor de prueba en un tiempo menor a 5 segs; se sostiene esta tensión el tiempo necesario según la frecuencia y se disminuye hasta llegar al valor con el que se inició, también en un lapso de 5 segs. para poder abrir el circuito.

Es una evidencia definitiva de falla las burbujas gaseosas que se desprendan del seno del líquido aislante donde está sumergido el devanado.

En el caso de probar devanados de alta tensión con su terminal conectada a tierra, los otros devanados también deben conectarse, con un circuito sólido a tierra; esta conexión puede ser a un punto propio de los devanados, o uno de tierra del transformador auxiliar empleado para proporcionar la tensión de prueba.

Cuando la prueba de potencial inducido en un devanado produzca una tensión entre las terminales de los otros devanados mayor que la de la prueba de potencial aplicado se puede seccionar y conectar a tierra los otros devanados. En este caso se deben efectuar pruebas de potencial inducido adicionales a fin de tener la tensión de prueba requerida entre las terminales de los devanados que se seccionaron.

En el caso de autotransformadores y en transformadores con neutro conectado a tierra, no siempre es posible efectuar la prueba de potencial inducido correspondiente al nivel de aislamiento del devanado, a causa de que los niveles de

aislamiento puedan no estar en proporción con la relación de los devanados.

III.3.11 PRUEBA DE HERMETICIDAD.

El objeto de esta prueba es garantizar la hermeticidad del transformador para evitar la entrada de humedad y las fugas de aceite.

Para la realización de la prueba deben transcurrir al menos 8 hrs. desde el momento en que se desenergizó el transformador, para asegurar que la temperatura interna del mismo se haya estabilizado.

Todas las cámaras a probar se deben hacer por separado, aunque pueden probarse simultáneamente.

La cámara se debe llenar con nitrógeno o aire seco hasta tener una presión, según el transformador de que se trate:

Equipo	Presión inicial, relativa Kg / cm ²	Tiempo hrs	% tolerancia de presión
distribución aérea	0.34	2	10
distribución subterránea	0.70	2	10
potencia	1.05	6	5
tanque conservador y cámaras	0.34	2	10

Una vez alcanzada la presión de prueba se debe de medir la temperatura del tanque del transformador. Se corta el suministro de gas y el tanque presurizado debe dejarse en reposo el tiempo indicado en la tabla. Al cabo de este tiempo se vuelve a medir la presión residual y la temperatura.

Se considera satisfactoria la prueba, si la presión residual corregida por temperatura no es inferior a la presión inicial menos la tolerancia indicada.

Para corregir la presión residual por temperatura se aplica la fórmula:

$$P_2 = P_1 \frac{T_2}{T_1}$$

donde P_1 es la presión absoluta (manométrica más atmosférica) residual al finalizar la prueba, en Kg / cm².
 P_2 es la presión absoluta residual corregida a la temperatura inicial, en Kg / cm².

T_1 y T_2 son las temperaturas absolutas, en grados K, al finalizar e iniciar la prueba, respectivamente.

En transformadores con tanque conservador, este último se debe desconectar del tanque principal al efectuar la prueba. También si el transformador tiene un relevador Buchholz, este último no debe someterse a ninguna prueba de presión.

III.3.12 PRUEBA DE OPERACION Y CALIBRACION DE ACCESORIOS.

El objeto de esta prueba es garantizar que las características de los instrumentos y accesorios sean las solicitadas y que operen dentro de los límites acordados.

Estos son normalmente:

- indicador de nivel del aceite,
- indicador de temperatura del aceite,
- indicador de temperatura de los devanados;
- transformadores de corriente,

- válvula de supresión,
- equipo de control y operación de enfriamiento forzado, manual y/o automático,
- relevador buchholz,
- relevador de presión súbita,
- cambiador de derivaciones,
- equipo de atmósfera inerte,
- manómetro,
- cuernos de arqueo, y
- conectores, principalmente.

Todos los instrumentos deben ser probados en cuanto a su operación o funcionamiento, medición y calibración.

III.3.13 PRUEBA DEL FACTOR DE POTENCIA DEL ACEITE.

Esta prueba consiste en garantizar que el aceite en el transformador cumpla con los requisitos mínimos de calidad.

Las pruebas aplicables son las de tensión de ruptura dieléctrica y la de factor de potencia. Ver prueba III.3.3.2.

III.3.14 MEDICION DE LA RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS.

La medición de resistencia de los devanados tiene como objeto el permitir calcular las pérdidas I^2R de los devanados y el poder calcular la temperatura de los devanados en la prueba de temperatura.

a) Determinación de la temperatura en frío:

Se debe determinar la temperatura de los devanados al hacer la medición de la resistencia en frío. La medición de la resistencia en frío no debe hacerse cuando el transformador este

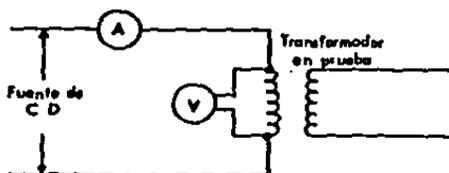
localizado en corrientes de aire o en lugares donde la temperatura fluctúe rápidamente. La temperatura de los devanados debe registrarse como la lectura promedio de varios termómetros colocados entre los devanados, en contacto directo con el conductor, o en su caso, igual a la temperatura promedio del líquido aislante, siempre y cuando el transformador haya estado en reposo mínimo 3 hrs, y hasta 8 hrs en mayores de 500 Kva, sin excitación y sin corriente en sus devanados antes de hacer la medición de la resistencia en frío. La lectura de resistencia después del corte de corriente debe hacerse después de transcurrido el tiempo de estabilización de la temperatura.

b) Método de caída de potencial:

Este método debe emplearse cuando la corriente nominal del devanado del transformador es de al menos 1 amper.

Las mediciones de resistencia se efectúan con corriente continua tomándose lecturas simultáneas de tensión, según la conexión mostrada en la figura 26. La resistencia se calcula de acuerdo con la Ley de Ohm.

fig. 26.



Quando se tenga el caso de que la corriente continua para la prueba la proporciona un conmutador, la aguja del voltmetro oscilará debido a las variaciones de tensión producida, por lo que un devanado del transformador, que no sea el de prueba, debe ponerse en corto circuito para amortiguar estas variaciones.

La lectura debe ser lo más preciso posible; por eso se hace énfasis en la estabilidad de la temperatura, en que la intensidad de corriente sea constante y en la conexión del voltmetro directamente con las terminales del devanado por medir, para no incluir en la lectura las resistencias de las líneas de conducción y sus resistencias de contacto.

Es importante proteger el voltmetro contra variaciones bruscas de potencial causadas por el transformador en prueba, por lo que este se debe desconectar del circuito antes de conectar o desconectar la corriente.

Si la caída de tensión es menor a 1 v., debe usarse un potenciómetro o un milivoltmetro.

Las lecturas deben hacerse varias veces y calcular la resistencia con cada uno de los valores de corriente y tensión medidos. El promedio de las resistencias calculadas con estas mediciones se considera como la resistencia del circuito.

La corriente de prueba no debe exceder del 15% de la corriente nominal del devanado bajo prueba, para no incurrir en errores con los instrumentos al tener calentamiento en éstos.

c) Método de puente:

Este método es aplicable en todos los casos de medición de resistencia. Se prefiere debido a su exactitud, ya que las corrientes pequeñas con las que trabaja no alteran el valor de resistencia por cambio de temperatura. Este método es obligatorio en los casos en que la corriente nominal del devanado bajo prueba sea menor a 1 ampere.

Este método es recomendable en todas las mediciones que se requieran hacer con el fin de determinar la elevación de la temperatura de los devanados del transformador.

III.3.15 FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS DEL CONJUNTO:

Esta prueba se aplica a transformadores sumergidos en aceite. Para tal efecto todos los devanados deben estar sumergidos en el aceite aislante, conectados todos en corto circuito, con las boquillas en sus respectivos lugares. La temperatura de los devanados junto con el aceite debe ser estable a 20 grados C. Para otras temperaturas los resultados deben corregirse, alterándose por el factor K dado en la siguiente tabla.

Se puede medir el factor de potencia del aislamiento por medio de puentes o por el método de volt-amperes y watts, a la frecuencia nominal de operación.

El factor de corrección de temperatura para el factor de potencia del aislamiento depende de los materiales aislantes, de su estructura, de su contenido de humedad, etc. Los valores de corrección K son satisfactorios usándose en la siguiente ecuación:

$$FP_{20} = \frac{FP_T}{K}$$

donde; FP_{20} es el valor del factor de potencia corregida a 20 °C.
 FP_T es el valor del factor de potencia medido a temperatura T en °C.

T es la temperatura de prueba.
K es el factor de corrección.

Es válido considerar que la temperatura del aislamiento es la temperatura promedio del aceite.

Temperatura de prueba T °C	Factor de corrección K
10	0.80
15	0.90
20	1.00

Temperatura de Prueba T °C	Factor de corrección K
25	1.12
30	1.25
35	1.40
40	1.55
45	1.75
50	1.95
55	2.18
60	2.42
65	2.70
70	3.00

Las mediciones que se deben hacer para las pruebas de factor de potencia del aislamiento se deben hacer entre los devanados y tierra y entre los devanados, como se indica:

a) Para transformadores monofásicos:

Método I Prueba sin circuito de guarda	Método II Prueba con circuito de guarda
Alta tensión vs Baja tensión y tierra.	Alta tensión vs Baja tensión y tierra. Baja tensión vs Alta tensión y tierra.

Baja tensión vs Alta tensión y tierra.	Alta tensión vs Tierra, con baja tensión conectada a la guarda.
Alta y baja tensión vs Tierra.	Baja tensión vs Tierra, alta tensión conectada a la guarda.

b) Para transformadores trifásicos:

Método I Prueba sin circuito de guarda	Método II Prueba con circuito de guarda
Alta tensión vs Baja tensión, terciario y tierra.	Alta tensión vs Baja tensión y tierra, con terciario conectado a la guarda.
Baja tensión vs Alta tensión, terciario y tierra.	Alta tensión vs Tierra, baja tensión y terciario conectados a la guarda.
Terciario vs Alta tensión, baja tensión y tierra.	Baja tensión vs Terciario y tierra, alta tensión conectada a la guarda.
Alta y baja tensión vs Terciario y tierra.	Baja tensión vs Tierra, alta tensión y terciario conectados a la guarda.

Alta tensión vs Baja tensión y terciario y tierra.	Terciario vs Alta tensión y tierra, con baja tensión, conectado a la guarda.
Baja tensión vs Alta tensión y terciario y tierra.	Terciario vs Tierra, con alta y baja tensión conectados a la guarda.
Alta, baja tensión y terciario. vs Tierra.	-----

III.3.16 CARACTERISTICAS FISICAS DE LOS COMPONENTES.

Se debe hacer la comprobación física, dimensional y de funcionamiento de los componentes del transformador para verificar que cumplan con las especificaciones y que sean adecuados para el servicio.

III.3.17 ELEVACION DE TEMPERATURA DE LOS DEVANADOS.

Los transformadores deben probarse contra elevación de temperatura de los devanados para cada una de las capacidades indicadas en placa, con las pérdidas totales correspondientes. Se deben efectuar bajo condiciones normales de enfriamiento. Deben estar totalmente ensamblados y en condiciones de servicio. Deben hacerse las pruebas en locales donde no haya posibilidad de corriente de aire.

La temperatura ambiente debe determinarse, pues se requiere el dato para efectuar la prueba; su valor será el promedio de al menos 3 termómetros de ambiente distribuidos alrededor del

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

transformador, a la misma distancia uno del otro y a aproximadamente a la mitad de la altura del transformador a una distancia mínima de este de 1 mt y máxima de 2 mts. Debe de procurarse evitar efectos de variación de temperatura debidos a causas externas.

La determinación de la elevación de la temperatura de partes metálicas dentro del tanque, que no sean los conductores, es prueba de diseño, por lo que frecuentemente es necesario diseñar el transformador proporcionando medios adecuados para la colocación de los termopares. Esta determinación debe hacerse cuando se especifique claramente, a menos que exista un registro de esa prueba efectuada en un duplicado. La comparación con otros transformadores con diseño y arreglo de las partes metálicas similares, aun cuando no tengan la misma capacidad, es en muchos casos suficiente.

El dispositivo adecuado para la medición de la temperatura superficial es el termopar; este deberá ir soldado a la superficie, o en su defecto soldado a una placa metálica delgada cuadrada de 2.5 cm de lado que esté pegada firmemente a la superficie. En cualquier caso debe estar aislado térmicamente del medio.

El aumento de temperatura en las bobinas debe determinarse por el método de resistencia preferentemente.

La estabilización de la temperatura se considera cuando el gradiente ambiente-interior o aceite en su caso, no varíe más de un grado centígrado en 4 hrs. consecutivas.

Se permite reducir el tiempo requerido para la prueba por medio del uso de sobrecargas iniciales o enfriamiento restringido.

Los métodos de carga para la prueba de temperatura son: el real y el de la carga simulada, pudiendo esta última hacerse por el método de corto circuito o el de oposición.

III.3.17.1 METODO DE CARGA REAL:

Este es el método más exacto, sin embargo su aplicación no es muy practica en transformadores de gran capacidad por la energía tan grande que se requiere; si es posible en transformadores de pequeña capacidad, aplicada por medio de reóstatos, bancos de resistencias, etc.

III.3.17.2 METODO DE CARGA SIMULADA:

- a) Corto circuito: Esta prueba se realiza poniendo en corto circuito uno de los devanados, ya sea el de alta tensión o el de baja, según convenga y alimentado por el otro devanado con las pérdidas correspondientes.

En este método se requiere de una predeterminación precisa de las pérdidas de excitación y de carga, incluyendo las pérdidas indeterminadas, a la temperatura de operación. Tiene la ventaja de permitir la medición directa de las pérdidas y de la corriente durante la prueba de elevación de temperatura.

- b) Método de oposición: Para este método, dos transformadores duplicados se conectan en paralelo, se excita a frecuencia y tensión nominales uno de los grupos de los devanados puestos en paralelo y en otro grupo de devanados se intercala una fuente de tensión entre terminales de igual designación, que haga circular la corriente nominal por dichos devanados. Esta corriente debe ser preferentemente a corriente nominal, en caso contrario se deberá corregir.

Las correcciones se describen más adelante, en la sección: cálculos y correcciones, III.3.17.5

III.3.17.3 PRUEBA DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE.

La temperatura media del aceite es igual a la temperatura del aceite del nivel superior menos la mitad de la diferencia de la temperatura del aceite circulante en la parte superior e inferior de los dispositivos de enfriamiento; cuando no es posible medir directamente estas temperaturas, la diferencia de ellas se puede estimar determinando las temperaturas de las superficies externas de la entrada y la salida del aceite por los dispositivos de enfriamiento.

III.3.17.3.1 En transformadores autoenfriados (OA) y enfriados por aire forzado (FA) la temperatura ambiente debe estar comprendida entre los 10 °C y los 40 °C; si está fuera de este rango se debe corregir, según los factores descritos posteriormente.

En la prueba de temperatura con enfriamiento por aire forzado, se debe suspender la circulación del aire de enfriamiento al mismo tiempo que se quita la carga para hacer las mediciones de resistencia en caliente.

III.3.17.3.2 En transformadores sumergidos en aceite enfriados por agua (OW) hay que determinar el caudal de agua y su temperatura a la entrada y salida de los dispositivos de enfriamiento. La temperatura ambiente debe tomarse como la del agua de entrada, la cual no debe ser menor de 20°C, ni mayor de 30 °C. Para valores fuera de rango, se deben aplicar los factores de corrección.

Para tomar las medidas de resistencia en caliente, se debe suspender la circulación del agua de enfriamiento simultáneamente con la carga.

III.3.17.3.3 Los transformadores sumergidos en aceite, enfriados por agua, autoenfriados (clase OW/A) se deben probar como se ha descrito para transformadores clase OA, FA y OW.

III.3.17.3.4 Para los transformadores sumergidos con circulación forzada del aceite (FOA y FOW) se debe determinar el caudal del aceite circulante y la temperatura del mismo a la entrada y salida del circuito de enfriamiento del transformador. Esto no es necesario cuando el equipo de circulación de aceite para enfriamiento es parte integral del transformador.

Si el aceite circulante se enfría por aire (FOA) se procedera como se indica en el caso para transformadores clase OA y FA.

Si por el contrario, el aceite circulante se enfría por agua (FOW) se seguirá el procedimiento descrito para transformadores clase OW.

Para la medición de la resistencia en caliente, se debe suspender la circulación forzada del aceite al mismo tiempo que se quita la carga.

III.3.17.3.5 Prueba de Transformadores sumergidos en aceite, por el método de Corto Circuito: Puede hacerse de dos formas:

a) Método de la temperatura del nivel superior del aceite: El aumento de la temperatura del nivel superior del aceite sobre la temperatura ambiente producido por las pérdidas totales a la capacidad nominal, se determina al poner en corto circuito el devanado de alta o baja tensión y se hace circular una corriente a frecuencia nominal, de tal manera que las pérdidas en los devanados sean iguales a las pérdidas totales requeridas; dichas pérdidas son la suma de las pérdidas de carga correspondientes a la derivación del devanado secundario que produzca las pérdidas más altas junto con las pérdidas de excitación a la tensión y frecuencia nominal de la misma derivación.

Las pérdidas de carga deben corregirse para una temperatura de 20 °C, de acuerdo a lo establecido en III.3.17.5, más la elevación de temperatura garantizada de los devanados.

La prueba se debe mantener hasta que se alcance la temperatura de estabilización del nivel superior de aceite y la temperatura ambiente no varíe más de 1 °C o 2.5% (cualquiera que sea mayor) durante cuatro horas consecutivas.

El aumento de la temperatura del aceite se obtiene con el promedio de las elevaciones obtenidas durante la estabilización del nivel superior del aceite con respecto a la temperatura ambiente.

El aumento de la temperatura promedio del devanado sobre la temperatura del nivel superior del aceite, se determina de la siguiente manera: Inmediatamente después de obtener la temperatura del nivel superior del aceite, se ajustan las corrientes de los devanados a los valores nominales para la conexión de prueba de temperatura y se mantienen constantes durante 2 hrs. Después de esto se desconecta el transformador, se abre el corto circuito y se mide la resistencia de los devanados, preferentemente en las bobinas que se consideren con menor disipación de calor.

Los aumentos promedio de las temperaturas de los devanados sobre la temperatura del nivel superior del aceite al instante del corte, se calculan a partir de los valores de las resistencias extrapoladas a ese instante.

Los transformadores con devanados múltiples pueden requerir pruebas adicionales de temperatura para determinar la elevación de temperatura media en todos los devanados, con respecto a la del nivel superior del aceite.

La elevación de temperatura media en los devanados, sobre la temperatura ambiente, es la suma que resulta de tomar la elevación de temperatura ambiente durante la estabilización más la elevación de temperatura media de los devanados sobre la temperatura del aceite al nivel superior en el instante del corte.

- b) Empleo de la temperatura media del aceite: Para determinar el aumento de temperatura media del aceite, sobre la temperatura ambiente, producida por las pérdidas totales a capacidad normal, se procede igual que por el método anterior, solo que se deben medir las temperaturas medias del aceite en lugar de las temperaturas del nivel superior; la temperatura media del aceite es igual a la temperatura en el nivel superior menos la mitad de la diferencia de las temperaturas del aceite

circulante en la parte superior e inferior de los dispositivos de enfriamiento.

En la determinación de la elevación media de temperatura de los devanados sobre la temperatura media del aceite, se permite, si no se indica lo contrario, que las corrientes de los devanados varíen hasta un 15% de los valores nominales, en cuyo caso la elevación de temperatura media de los devanados, observada con respecto a la temperatura media del aceite, se debe corregir para obtener las elevaciones de temperatura media de los devanados correspondientes a la corriente nominal, usando la siguiente fórmula:

$$ET_{mC} = ET_{mO} \left(\frac{\text{corriente nominal}}{\text{corriente medida}} \right)^{1.6}$$

siendo ET_{mC} la elevación de la temperatura media corregida de los devanados sobre la temperatura media del aceite, en °C. y ET_{mO} es la elevación de la temperatura media observada de los devanados sobre la temperatura media del aceite, en °C.

La elevación de la temperatura media de los devanados, sobre la temperatura ambiente, es la suma de la elevación de temperatura media del aceite sobre la temperatura ambiente, más la elevación de temperatura media de los devanados, corregida en su caso, sobre la temperatura media del aceite.

III.3.17.3.6 Prueba de Transformadores sumergidos en aceite por el método de Oposición: Se debe conectar en paralelo y excitar el transformador en prueba y el transformador en oposición (transformadores duplicados) a tensión y frecuencia nominales un grupo de devanados y entre otro grupo de devanados se intercala una fuente de tensión entre terminales de igual designación, que haga circular la corriente nominal por dichos devanados.

Se debe mantener la prueba hasta que se alcance la temperatura de estabilización.

Se deben desconectar los transformadores y medir las resistencias de los devanados del transformador en prueba, corregir los valores al instante del corte y determinar la elevación de la temperatura de los devanados sobre la temperatura ambiente.

Los transformadores con devanados múltiples pueden requerir pruebas adicionales de temperatura media en todos los devanados con respecto a la temperatura ambiente.

III.3.17.4 PRUEBA DE ELEVACION DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES DE TIPO SECO:

Para transformadores de este tipo es recomendable emplear el método de oposición, a diferencia del método de corto circuito que se prefiere para transformadores sumergidos en aceite. Se emplea cuando se prueban más de una unidad. Cuando solo hay un transformador se emplea el método de auto-oposición.

Para transformadores autoenfriados (clase AA) se debe considerar como temperatura ambiente la del aire alrededor del transformador. Para transformadores enfriados por aire forzado (AFA) se debe considerar como temperatura ambiente la del aire de entrada de los ventiladores.

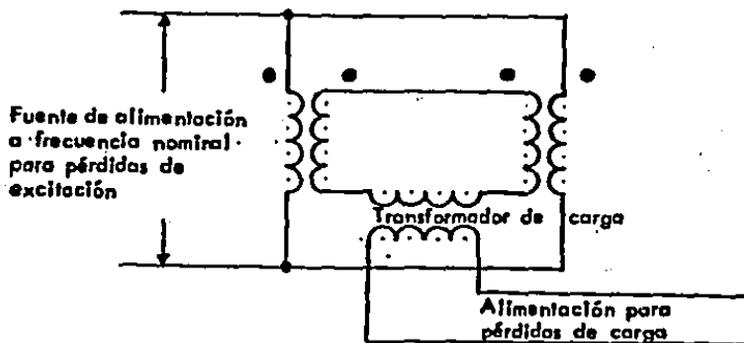
Para efectuar las pruebas de temperatura en estos tipos de transformadores, es necesario que la temperatura ambiente este comprendida en un rango de 10 °C a 40 °C; si no, es necesario hacer correcciones por temperatura.

Es importante que los termómetros que se coloquen en las bobinas se localicen aproximadamente en los ductos de aire, de tal manera que indiquen en la forma más aproximada la temperatura del devanado, sin restringir apreciablemente la ventilación. La parte sensible del termopar que se emplee y que no esté en contacto con las bobinas, debe aislarse térmicamente.

Quando se alcance la temperatura de estabilización se debe desconectar el transformador bajo prueba, así como su equipo de enfriamiento forzado, si lo tiene, y medir las resistencias de sus devanados. A partir de los valores de resistencias extrapoladas al instante del corte en el suministro de corriente, se calculan las elevaciones de temperaturas de los devanados sobre la temperatura ambiente.

III.3.17.4.1 Prueba de Elevación de Temperatura en Transformadores Monofásicos por el método de Oposición: Este método se puede aplicar cuando se dispone de dos transformadores iguales, en cuyo caso se deben conectar en paralelo tanto los devanados de alta tensión como los devanados de baja tensión, ver fig. 27. Se aplica la tensión nominal a cualquiera de los grupos de devanados en paralelo y en el otro se hace circular la corriente nominal, intercalando una fuente de tensión monofásica, dicha corriente deberá ser también a frecuencia nominal, a menos que, no se pueda, en cuyo caso se corregirá como posteriormente será indicado.

fig. 27.

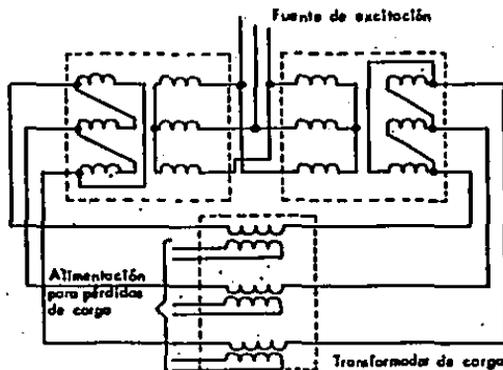


La prueba se debe llevar a cabo hasta que se establezcan las condiciones de estabilización, entonces se suspende simultáneamente la excitación, la circulación de corriente y la ventilación forzada, si existe. Inmediatamente después se hacen las mediciones de resistencia de los devanados. Se refieren al instante del corte y se calculan las elevaciones promedio de temperatura de los devanados sobre la temperatura ambiente.

III.3.17.4.2 Prueba de Elevación de Temperatura en Transformadores Trifásicos por el método de Oposición: Este método se puede aplicar cuando se dispone de dos transformadores iguales, véase la fig. 28; en cuyo caso se deben conectar en paralelo tanto los devanados de alta tensión como los de baja tensión. Para hacer la conexión en paralelo se deben unir las terminales de igual designación de ambos transformadores.

Se aplican tensión y frecuencia nominales a cualquiera de los grupos de devanados en paralelo y por el otro lado se hace circular la corriente de carga, intercalando una fuente de tensión trifásica. Esta corriente debe ser a frecuencia nominal, pero si esta condición no puede cumplirse, se aplica el factor de corrección descrito más adelante.

fig. 28.

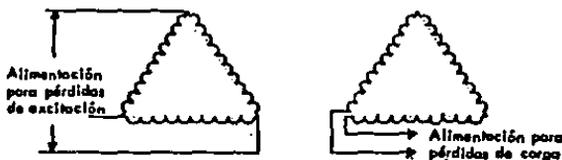


Se debe llevar la prueba hasta que se establezcan las condiciones de estabilización. Entonces se suspenden al mismo tiempo la excitación, la circulación de corriente y el enfriamiento forzado, si el transformador cuenta con este; seguido de esta interrupción se debe de medir la resistencia de los devanados, dichas mediciones se refieren al instante de corte del suministro de energía y se calculan las elevaciones promedio de temperatura de los devanados sobre la temperatura ambiente.

III.3.17.4.3 Método de Auto-oposición: Este método es el apropiado para la realización de la prueba de temperatura de transformadores trifásicos secos si no se dispone del duplicado correspondiente para aplicar el método de oposición.

Se requiere que tanto el devanado de alta tensión como el de baja estén conectados en delta. Es necesario que en el diseño se de la oportunidad de abrir el circuito delta para formar un circuito serie monofásico con la fuente de corriente intercalada y hacer circular la corriente nominal del devanado, véase fig. 29. El punto de apertura de la delta puede ser el cambiador de derivaciones. Se aplica tensión trifásica a frecuencia nominal a uno de los devanados y por el otro devanado, cuya delta se abrió, se hace circular la corriente de fase con una fuente monofásica de aislamiento adecuado.

fig. 29.



Si no es posible usar la frecuencia nominal para la corriente de carga se puede usar otra, en cuyo caso se debe hacer la corrección según se indique posteriormente.

III.3.17.4.4 Método de Pérdidas separadas: La prueba de temperatura de transformadores tipo seco autoenfriados y ventilados puede efectuarse utilizando las elevaciones de temperatura alcanzadas en dos pruebas separadas, una exclusivamente con las pérdidas del cobre y otra con las pérdidas de excitación.

Una elevación T_c se obtiene inmediatamente después de correr la prueba de temperatura con corriente nominal circulando en un devanado y con el otro devanado en corto circuito.

La otra elevación T_e se obtiene inmediatamente después de hacer la prueba de temperatura con excitación normal del núcleo, con tensión nominal en uno de los devanados y el otro devanado abierto, sin carga.

La elevación total de temperatura del devanado, con corriente y excitación nominal se calcula con la siguiente expresión:

$$T = T_c \left[1 + \left(\frac{T_e}{T_c} \right)^{1.75} \right]^{0.80}$$

donde: T es la temperatura total, compuesta de la T_c y de la T_e .
 T_c es la temperatura que se obtiene al hacer circular en un devanado la corriente nominal, con el otro devanado en corto circuito (temperatura por las pérdidas del cobre).
 T_e es la temperatura que se obtiene al aplicar en un devanado tensión nominal, con el otro devanado en vacío (temperatura por las pérdidas de excitación).

III.3.17.4.5 Corrección por Temperatura ambiente en Transformadores tipo seco: Cuando la temperatura del medio ambiente sea diferente de 30 °C, la elevación de temperatura del devanado se debe multiplicar por

el factor de corrección C , dado por la siguiente relación, donde C es el factor de corrección para temperatura ambiente.

K es una constante que vale 234.5 para cobre y 225 cuando se trate de aluminio.

$$C = \frac{K + 30}{K + T_a}$$

Ta es la temperatura ambiente registrada en grados centígrados, y que es distinta de 30 °C, valor para el cual no hay corrección.

III.3.17.5 CALCULOS Y CORRECCIONES:

III.3.17.5.1 Extrapolación de la Resistencia de los Devanados en caliente al instante del corte: Se debe de tomar una serie de cuatro lecturas de resistencia como mínimo en una fase de cada devanado, registrando el tiempo transcurrido entre el instante del corte y cada lectura; preferentemente cada lectura a intervalos de tiempo constantes, de tal forma que permitan una extrapolación lo más exacta posible, al instante del corte.

La primera lectura en cada devanado debe tomarse inmediatamente después del corte en el suministro de energía, pero no antes de que se establezca la corriente, ni después de transcurridos máximo 4 min.

Se traza una gráfica con los datos de resistencia y se debe prolongar hasta el instante del corte.

El valor de resistencia así obtenido debe usarse para calcular la temperatura promedio del devanado en el momento del corte.

III.3.17.5.2 Cálculos de Temperatura promedio de los Devanados al instante del corte: La temperatura promedio de un devanado puede determinarse por cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$T = \frac{R}{R_0} (K + T_0) - K$$

$$T = \frac{R - R_0}{R_0} (K + T_0) + T_0$$

donde: T es la temperatura promedio del cobre al instante del corte, en °C.
 To es la temperatura a la que se midió la resistencia en frío, Ro.
 Ro es la resistencia en frío, determinada de acuerdo a lo indicado en III.3.14.
 R es la resistencia en caliente, determinada por extrapolación al instante del corte.
 K es una constante que vale 234.5 para cobre y 225 para aluminio.

III.3.17.5.3 Corrección de Temperatura por Altitud:

Cuando el transformador se prueba a una altitud distinta de aquella en que se va a operar, se aplica una corrección de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$E_a = E_b + AT ; \quad AT = E_b \frac{A - B}{100} F$$

donde: E_a es la elevación de temperatura del aceite corregida a la altitud A, que es la de operación.
 E_b es la elevación de temperatura del aceite, obtenida por prueba a la altitud B.
 AT es el valor de corrección en grados centígrados, obtenido según se muestra en la ecuación.
 A es la altitud en metros sobre el nivel del mar, del lugar de operación del transformador.
 B es la altitud a la cual se efectúa la prueba de temperatura, en metros sobre el nivel del mar.
 F es un factor empírico para cada 100 mts. de diferencia de altitud, dependiendo del tipo de enfriamiento del transformador, dado en la siguiente tabla:

Tipo de Enfriamiento	Factor F
Autoenfriado en aceite (OA)	0.004
Autoenfriado tipo seco (AA)	0.005

Tipo de Enfriamiento	Factor F
Enfriamiento auxiliar por aire forzado (FA)	0.006
Tipo seco con enfriamiento forzado (AFA)	0.010

III.3.17.5.4 Corrección a la Frecuencia cuando se aplica sin que sea el valor nominal:

Si la frecuencia de prueba es distinta de la nominal, las pérdidas del cobre pueden diferir de aquellas obtenidas bajo condiciones de frecuencia nominal, por lo que pudiera necesitarse una corrección para la elevación de temperatura del devanado y del aceite de la parte superior del tanque.

Esta corrección puede hacerse por cálculo siempre y cuando la diferencia de la frecuencia aplicada y la nominal no sea mayor del 10%.

$$A = E_a \left[\left(\frac{W}{W_o} \right)^{0.8} - 1 \right]$$

$$E_{ca} = E_a + A \quad ; \quad E_{cd} = E_d + A$$

donde: A es el factor de corrección obtenido según se muestra, y que se aplica a E_a y a E_d , que son: La elevación observada del aceite en la parte superior, y la elevación observada del devanado, respectivamente. Para la obtención de E_{ca} y E_{cd} , que son: La elevación corregida del aceite en la parte superior, y la elevación corregida del devanado, respectivamente.

W son las pérdidas a frecuencia nominal.

W_o son las pérdidas a la frecuencia de prueba.

Es condición necesaria que la diferencia entre las pérdidas a la frecuencia de prueba y las pérdidas a la frecuencia nominal no sea mayor del 20%.

También la corrección puede hacerse por el método de ajuste de pérdidas, que se aplica cuando la temperatura del aceite del nivel superior se aproxima a la estabilización, entonces se debe ajustar la tensión de excitación hasta que la suma de pérdidas de excitación y de carga, medidas durante la prueba, sean iguales a las pérdidas a frecuencia nominal.

III.3.17.5.5 Correcciones que deben aplicarse cuando la Prueba de Elevación de Temperatura se efectúa con pérdidas distintas de las totales:

Si las pérdidas de carga que se obtienen en la prueba difieren de las pérdidas verdaderas, se debe aplicar un factor de corrección a la elevación de temperatura de los devanados.

Esta corrección se aplica siempre y cuando el valor de la frecuencia de la prueba no difiera del valor de la frecuencia nominal en más del 10%

La elevación corregida de temperatura en los devanados se determina usando la siguiente ecuación: que aplica siempre y cuando los valores requeridos de las pérdidas de excitación y carga, o pérdidas totales, no difieran más del 20% de sus correspondientes valores durante la prueba.

$$T = T_0 \left(\frac{W}{W_0} \right)^n$$

Donde: T es la elevación corregida de los devanados.

T₀ es la elevación media de los devanados.

W son las pérdidas totales requeridas.

W₀ son las pérdidas totales aplicadas en la prueba.

n es un factor que vale 0.80 para transformadores autoenfriados y 0.70 para transformadores sellados.

III.3.18 PRUEBAS DE IMPULSO.

Las pruebas de impulso se deben hacer solamente cuando se solicite y solo en los devanados que se especifique, estando el transformador sin excitación.

Para las pruebas de impulso se debe usar una onda nominal de 1.2/50 microsegundos de polaridad positiva o negativa indistintamente, pero no ambas. Para la prueba de frente de onda la polaridad siempre debe ser negativa. Se recomienda usar ondas de polaridad negativa en transformadores sumergidos en aceite y ondas positivas en los de tipo seco. Aunque al probar transformadores sumergidos en aceite, las condiciones atmosféricas en el momento de la prueba sean tales que las boquillas no resistan la onda de polaridad especificada, entonces se puede usar para esa terminal en particular, una onda de polaridad opuesta.

Quando se especifican pruebas de impulso en las terminales de línea, primero se debe aplicar una onda a tensión reducida, luego dos ondas cortadas y una onda completa.

Quando se especifican pruebas de frente de onda, las pruebas de impulso que se deben aplicar, son: una onda de tensión reducida, dos frentes de onda, dos ondas cortadas y una onda completa; el orden de las pruebas de onda cortada y de frente de onda se pueden cambiar, pero la de onda completa debe ser la última que se le aplique a la terminal bajo prueba.

El tiempo para llegar a la cresta desde el cero virtual no debe ser superior a 2.5 microsegundos, excepto para los devanados de una gran capacitancia al impulso, como lo son los de transformadores de alta capacidad en Kva.

Para confirmar que la alta capacitancia al impulso de los devanados provoca un frente de onda prolongado, se puede reducir la resistencia en serie del generador de impulso, lo cual puede producir oscilaciones sobrepuestas. En el circuito solamente deben estar las inductancias debidas al generador y los conductores.

Para facilitar las mediciones del tiempo se puede considerar que el tiempo para llegar a la cresta a partir del cero virtual es 1.67 veces el registrado entre los puntos en el frente de onda al 30% y 90% del valor de cresta.

El tiempo para alcanzar el 50% del valor de cresta en la cola de la onda aplicada no debe ser menor de 50 microsegs. desde el cero virtual, al menos que el devanado sea de baja inductancia.

El cero virtual se determina localizando dos puntos en el frente de onda en los cuales la tensión aplicada sea el 30% y el 90% del valor de cresta y dibujando una línea recta entre ellos. La intersección de esta línea y el eje de tiempo, es el cero virtual.

Cuando hay oscilaciones de alta frecuencia en la cresta de la onda, el valor de cresta se determina dibujando una onda promedio que pase a través de esas oscilaciones. Si el período de oscilaciones es de 2 o más microsegs., se puede utilizar el valor de cresta de dichas oscilaciones.

Si hay oscilaciones en los frentes de las ondas, los puntos de 30% y 90% del valor de cresta se pueden determinar dibujando una frente de onda promedio a través de dichas oscilaciones. Estas variaciones en la magnitud de los frentes de onda no deben ser mayores del 10% de la tensión aplicada.

Es difícil evaluar la cresta de la onda con oscilaciones sobrepuestas de gran magnitud, sin embargo, si las características del generador le permiten dar una onda completamente lisa, se puede detectar la falla de una pequeña porción del aislamiento de los devanados por medio del osciloscopio de rayos catódicos; o usar diferentes arreglos del generador de impulsos, de tal forma que sea la impedancia del transformador principalmente la que determine la forma de onda aplicada.

Todos los impulsos que se apliquen a un transformador y que excedan del 40% del valor de cresta de la onda completa se deben registrar. Cuando se requiera el reporte de los oscilogramas, se adjuntarán únicamente los correspondientes a la primera onda de

tensión reducida, las de las dos últimas ondas cortadas y el de la última onda de tensión completa, con la cual se representa el registro de la aplicación de la prueba de impulso al transformador.

III.3.18.1 PRUEBA DE FRENTE DE ONDA.

Para efectuar esta prueba la tensión de debe cortar en la parte ascendente de la onda antes de que se alcance el valor de cresta por medio de un explosor adecuado. Debe tener un valor de cresta y un tiempo para arquear, de acuerdo con la siguiente tabla:

Clase de aislamiento Kv	Nivel básico de aislamiento Kv	Tensión de cresta Ec Kv	Tiempo específico de arqueo microsegs	Separación del explosor mm
8.7	95	165	0.500	70
15.0	110	195	0.500	86
25.0	150	260	0.500	--
34.5	200	345	0.500	--
46.0	250	435	0.500	--
69.0	350	580	0.580	--
92.0	450	710	0.710	--
115.0	550	825	0.825	--
138.0	650	960	0.960	--
161.0	750	1070	1.070	--
196.0	900	1240	1.240	--
230.0	1050	1400	1.400	--

Arriba de un aislamiento de 200 Kva el frente de onda y la onda cortada tienen la misma pendiente y por lo tanto sólo se aplicarán ondas cortadas.

Esta tabla no se aplica a los devanados de baja tensión de transformadores de generador, interior o menores de 5 Kv.

La separación del explosor indicada, es según explosores metálicos de sección cuadrada de 1.3 cms. de lado.

Para medir la tensión se debe usar una conexión separada de la terminal en prueba; el explosor que se utilice para cortar la onda en el frente se debe conectar directamente a dicha terminal. En general, las pruebas de frente de onda se deben aplicar solamente a las terminales de línea y no al neutro o a otras terminales.

Con el fin de tener alguna tolerancia durante la realización de las pruebas, se permite una diferencia de -0.1 a +0.3 microsegs a los tiempos tabulados en la tabla. Si al efectuar una prueba de frente de onda no se cumple con la tolerancia, se debe considerar que la prueba es válida siempre y cuando la tensión de cresta obtenida en la prueba haya igualado o excedido la tensión determinada por la siguiente fórmula:

$$E = E_c \left[1 + \frac{(T - 0.1) - T_1}{AT_1} \right]$$

donde: E es la tensión a determinar para compararla con la tensión de cresta E_c .

E_c es la tensión de cresta, tomado de la tabla anterior.

T es el tiempo especificado de arqueo, en microsegs.

T_1 es el tiempo efectivo medido en microsegs.

A es una constante que depende de la clase de aislamiento y que vale 4 para 69 Kv y mayores, y 3 para menores 46 Kv inclusive.

Quando se prueban devanados que tengan una gran capacitancia, como los devanados de alta capacidad en Kva y tensión nominal baja, puede no ser práctico obtener tiempos para arqueos menores de 0.5 microsegs. ya que las grandes corrientes producidas al corte de la onda de tensión, asociadas con la alta capacitancia dan mediciones erróneas en los circuitos para tal fin. Para evitar estas dificultades, se debe considerar que se alcanzan las tensiones y los tiempos especificados de prueba, siempre y cuando las pruebas se realicen con las distancias del explosor dadas en la siguiente tabla. Los tiempos para el arqueo máximo y mínimo serán de 1 y 0.5 microsegs respectivamente.

Clase de aislamiento Kv	Nivel básico de aislamiento Kv	Valor de prueba del frente de onda Kv	Separación del explosor mm
1.2	45	75	32
2.5	60	100	38
5.0	75	125	51
8.7	95	165	70
15.0	110	195	86

La separación indicada del explosor es para el de tipo metálico de sección cuadrada de 1.3 cms. de lado.

III.3.18.2 CONEXIONES PARA LAS PRUEBAS DE IMPULSO.

En general cada una de las terminales se debe probar por separado. Las terminales del devanado bajo prueba que no se prueben, deben conectarse a tierra o a través de una resistencia de bajo valor, cuando se requiera efectuar mediciones de corriente.

Con objeto de limitar las tensiones inducidas en los devanados que no estén bajo prueba, se deben conectar sus terminales directamente a tierra, o bien a través de una resistencia.

Es conveniente que las tensiones inducidas en las terminales que no estén en prueba no excedan del 80% de la tensión de onda completa correspondiente a su clase de aislamiento.

Todas las conexiones a tierra deben ser directas, excepto las que se acaban de describir y las terminales del neutro, las cuales pueden conectarse a tierra a través de la misma impedancia del neutro a tierra que se vaya a usar en operación, si es que se dispone de dicha impedancia.

III.3.18.2.1 En los devanados con conexión serie o paralelo, para las clases de aislamiento de 25 Kv o mayores, se debe probar en ambas conexiones. La tensión de prueba debe corresponder a la clase de aislamiento del devanado para esa conexión.

Para las clases de aislamiento menores de 15 Kv inclusive, solamente las conexiones en serie se deben probar, a menos que se especifique lo contrario.

III.3.18.2.2 Devanado con derivaciones. El devanado bajo prueba se debe de conectar en la posición que tenga el mínimo de vueltas efectivas. El diseñador seleccionará la posición del cambiador de derivaciones que más le convenga en los devanados que no estén bajo prueba para facilitar la obtención de la forma de onda.

Los transformadores reguladores se deben conectar en la posición de máxima oposición, es decir, a las mínimas vueltas efectivas.

III.3.18.3 DISPOSITIVOS DE PROTECCION.

Si los transformadores y los reguladores tienen como parte integral dispositivos de protección no lineales, de la misma clase de tensión que la de los devanados a que están conectados, deben de incluirse durante la prueba de impulso. La operación de estos dispositivos generalmente origina diferencias entre la onda de tensión reducida y los oscilogramas de onda a tensión completa. Se puede demostrar que estas diferencias se originan por la operación de los dispositivos de protección, al efectuar dos o más pruebas de onda a tensión reducida a valores diferentes de tensión, con el fin de de mostrar la tendencia en su operación. En donde la naturaleza de los dispositivos de protección y el diseño de los transformadores lo permitan, se puede variar la impedancia de tales dispositivos, para llevar a cabo las pruebas de onda a tensión completa y de onda a tensión reducida, como en un refinamiento optativo en la técnica para la detección de fallas.

III.3.18.4 DEVANADOS DE MUY BAJA IMPEDANCIA.

La impedancia de algunos devanados puede ser tan baja que la tensión requerida al término de 40 microsegs. no se pueda alcanzar con el equipo disponible. En tales casos se pueden emplear ondas de cola más corta.

Con el fin de asegurar una prueba adecuada, la capacitancia del generador con las conexiones que se usen deben exceder de 0.011 microfarad. El diseñador puede probar los devanados de baja impedancia conectando juntas las terminales de los devanados del mismo nivel de aislamiento; o se puede probar los devanados de baja impedancia intercalando una resistencia que no exceda de 500 ohms en la terminal a tierra del devanado.

III.3.18.5 PRUEBAS DE IMPULSO EN LOS NEUTROS DE LOS TRANSFORMADORES.

Para efectuar las pruebas de impulso en el neutro de un transformador o de un regulador separado conectado en el neutro de un transformador, se pueden aplicar cualquiera de los siguientes métodos:

III.3.18.5.1 Prueba del neutro induciendo la tensión a través de una terminal de línea. En la prueba del neutro, o del neutro y el devanado regulador, la tensión se induce por la aplicación de un impulso a cualquier terminal de línea, estando el neutro conectado a tierra a través de una impedancia adecuada, a fin de tener la tensión necesaria para la prueba de onda a tensión completa de la terminal del neutro a tierra.

Se debe aplicar una onda de tensión reducida y dos ondas de tensión completa a la terminal de línea de un devanado, con una tensión de cresta no mayor que la correspondiente al nivel de la terminal de línea.

Los otros devanados se deben conectar en corto circuito para efectuar esta prueba. El devanado en prueba se conecta en la posición de máximas vueltas. Los oscilogramas de tensión se deben tomar en el neutro.

Cuando se requiera éste método, la prueba en el neutro debe hacerse antes que la de la terminal de línea.

III.3.18.5.2 Prueba del neutro por aplicación directa. Se debe aplicar directamente una onda de tensión reducida y dos ondas de tensión completa al neutro o al regulador, con una amplitud igual al nivel de aislamiento del neutro. El devanado en prueba debe estar conectado para la máxima tensión. Se debe usar una onda que tenga un frente no mayor de 10 microsegs. y una cola de 40 microsegs. a la mitad del valor de cresta de la onda, con excepción del caso en que la inductancia del devanado sea tan baja que la duración al punto de 50% de la tensión de cresta en la cola

de la onda no se pueda obtener, en cuyo caso se debe aplicar una onda de cola más corta.

Si las terminales del neutro de los devanados están especificados también como terminales de línea, se le deben de aplicar también las pruebas de impulso.

III.3.18.6 DETECCIÓN DE FALLAS DURANTE LA PRUEBA DE IMPULSO.

Uno de los puntos más importantes en las pruebas de impulso es la detección de fallas debido a la naturaleza de las mismas. Algunas de las indicaciones de fallas de aislamiento son:

a) Oscilogramas de tensión:

Se debe de considerar como falla cualquier diferencia en la forma de onda que se tenga entre la onda de tensión reducida y la onda de tensión completa final, misma que puede ser detectada sobreponiendo los dos oscilogramas de tensión, siempre y cuando la diferencia no sea atribuible a los dispositivos de protección o a las condiciones del circuito externo de prueba, en cuyo caso se debe investigar completamente este fenómeno, aplicando las veces que sea necesario una onda reducida y otra completa.

Se deben considerar como posibles fallas las diferencias que se observen al comparar las ondas cortadas entre sí principalmente en rizo final. Como las desviaciones pueden ser originadas también por las condiciones en el circuito de prueba externo del transformador o por los dispositivos de protección, se debe de verificar la falla al aplicar la onda de tensión completa. La acción de los dispositivos de protección son descritos en III.3.18.3.

b) Humo y burbujas:

Las burbujas con humo que suben a través del aceite en el transformador son una evidencia definitiva de falla. Las burbujas

claras no siempre son evidencia de falla, ya que puede ser aire ocluido. Sin embargo se debe investigar repitiendo la prueba o reprocesando al transformador y repitiendo la prueba, para determinar si efectivamente hubo una falla.

c) Ausencia de arqueo en el explosor:

Si al hacer la prueba de onda cortada no ocurre un arqueo en el explosor o cualquier parte externa, a pesar de que los oscilogramas muestren una onda cortada, esto es una indicación definitiva de un arqueo dentro del transformador.

d) Ruidos perceptibles:

Los ruidos perceptibles dentro del transformador durante la aplicación del impulso puede ser una indicación de falla; hay que investigar a que se deben.

e) Oscilogramas de corriente a tierra:

En este método de detección de fallas, la corriente de impulso en la terminal a tierra del devanado en prueba se mide por medio de un osciloscopio conectado a través de un derivador intercalado entre las terminales del devanado que normalmente deben conectarse a tierra, y a tierra. Cualquier diferencia entre las formas de onda de tensión reducida y de tensión completa que se detecte al sobreponer los dos oscilogramas de corriente, puede ser indicación de falla o de desviaciones debidas a causas no perjudiciales. Se deben investigar completamente y explicarse las diferencias encontradas por medio de una nueva prueba de onda completa.

Algunas causas de diferencia entre las formas de onda que no representen falla pueden ser debidas al circuito de prueba externo o a los dispositivos de protección, o a la saturación del núcleo del hierro del transformador.

Es difícil aislar completamente el circuito de medición de la influencia de la alta tensión del generador de alimentación y

frecuentemente algunas tensiones de fuga se registran produciéndose oscilogramas erráticos durante los primeros microsegs. Si estas influencias aparecen al principio de la onda de corriente (y en menor proporción en el comienzo de la onda de tensión) se pueden despreciar.

El método de detección a tierra no se debe aplicar cuando se efectúen las pruebas de onda cortada.

Cuando la impedancia del transformador bajo prueba sea elevada, con respecto a su capacitancia en serie, las mediciones de corriente al neutro se pueden dificultar debido a las pequeñas corrientes de impulso. Con el fin de reducir inicialmente la alta corriente capacitiva y de mantener una amplitud razonable para el resto de la onda, se puede conectar un capacitor en el circuito de medición de corriente al neutro. El capacitor no debe ser más grande de lo necesario para obtener este resultado.

Las mediciones de tensión inducida en algún otro devanado pueden ser útiles para detectar fallas.

III.3.18.7 TIEMPO DE BARRIDO DE LOS OSCILOGRAMAS.

Los tiempos de barrido deben ser del orden de 2 a 5 microsegs. para las pruebas de frente de onda; de 5 a 10 microsegs. para la prueba de onda cortada; de 50 a 100 microsegs. para las pruebas de onda completa; y de 100 a 300 microsegs. para las mediciones de corriente al neutro.

III.3.19 PRUEBA DE VACIO.

El objetivo de esta prueba es garantizar que el tanque del transformador no sufra deformaciones permanentes como consecuencia de la aplicación del vacío. Esto es con el propósito de determinar si mecánicamente estas partes son aptas para los procesos actuales de secado y llenado al vacío.

Antes de iniciarse la prueba deben cerrarse las válvulas de los radiadores y vaciarse todo el aceite del tanque. Se debe hacer el vacío hasta alcanzar una presión absoluta de 500 micrones o menor y mantenerse durante dos horas durante las cuales no debe aumentar la presión absoluta en más de 50 micrones.

La deformación permanente no debe ser mayor de 1% de la dimensión menor del tanque.

III.3.20

Para las pruebas de pérdidas de excitación, corriente de excitación e impedancia a tensiones y/o cargas distintas de los valores nominales; así como la elevación de la temperatura en los devanados probados a capacidades distintas de las nominales, obedecen los mismos procedimientos y métodos descritos para las pruebas a valores nominales, solo que haciendo las correcciones pertinentes mencionadas en su oportunidad al describir dichas pruebas.

III. 3.21 PRUEBA DE NIVEL DE RUIDO.

El objetivo de esta prueba es determinar si el transformador cumple con los niveles de ruido establecidos por norma. La medición debe hacerse en un ambiente que tenga un nivel de ruido de al menos 7 decibeles por debajo del nivel del transformador más el nivel de ruido normal del ambiente de operación. Este nivel de ruido ambiente debe ser determinado por lo menos con cuatro mediciones inmediatamente antes y cuatro inmediatamente después de ser medido el ruido del transformador. Para un nivel de ruido ambiente de 7 db o más por debajo del nivel de ruido del transformador y ambiente de operación combinados, se aplican las siguientes correcciones dadas en la tabla:

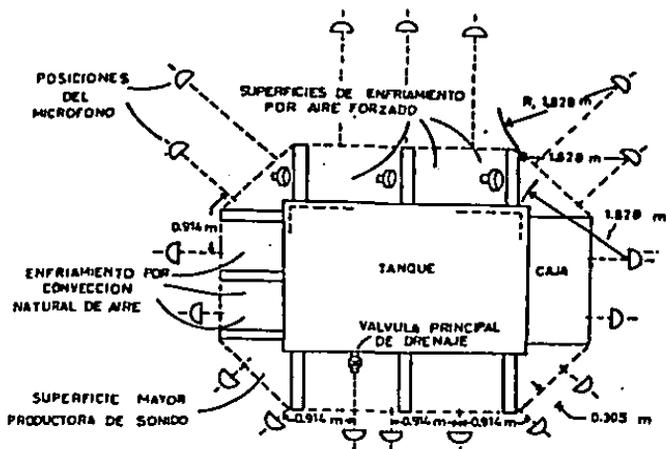
Diferencia en db entre el nivel de ruido del transformador y medio ambiente combinados, y el nivel de ruido del ambiente de prueba.	Corrección en db aplicable al nivel de ruido del transformador y ambiente combinados para obtener el nivel de ruido del transformador.
7.00	-1.00
7.25	-0.95
7.50	-0.90
7.75	-0.85
8.00	-0.80
8.25	-0.75
8.50	-0.70
8.75	-0.65
9.00	-0.60
9.25	-0.55
9.50	-0.50
9.75	-0.45
10.00	-0.40
más de 10.00	0.00

El nivel de ruido promedio se define como la media aritmética de las lecturas del nivel de ruido tomadas durante la prueba, en donde la superficie de un transformador de mayor producción de ruido es una superficie vertical que sigue el contorno trazado por una cuerda tensa alrededor de la proyección horizontal del contorno del transformador. Este contorno se determina incluyendo radiadores, tubos enfriadores, compartimiento de interruptores, terminales de cambiadores, etc., excluyendo boquillas terminales y extensiones menores como válvulas, instrumentos de medición, etc.

Para transformadores cuyo tanque sea de una altura menor de 2.50 mts. las mediciones se deben hacer a la mitad de la altura recorriendo el microfono alrededor del transformador. Para transformadores cuyo tanque rebase los 2.5 mts. las mediciones se deben hacer a 1/3 y 2/3 de la altura.

Se debe comenzar partiendo de un punto de referencia, ej. la válvula principal de drenaje, y recorriendo el transformador en el sentido de las manecillas del reloj, se marcan alrededor de este puntos de referencia a intervalos regulares de 1 mt. aprox. dejando el microfono en cada posición el tiempo necesario para el registro de los decibeles, medidos en dirección horizontal a lo largo de la superficie de mayor producción de ruido. Ver la figura 30.

fig. 30.



CAPITULO IV

SISTEMAS DE PROTECCION DE LOS TRANSFORMADORES ELECTRICOS

La operación exitosa de un transformador depende en buena medida de que cumpla satisfactoriamente las pruebas descritas en el capítulo anterior, durante su diseño y fabricación; además de establecer un programa de mantenimiento al mismo, que incluya regularmente las pruebas de rutina.

Sin embargo, la vida útil del transformador no depende exclusivamente de verificar que funcione éste bajo condiciones especificadas por pruebas, sino además de la adecuada protección que debe tener básicamente contra sobretensiones y sobrecorriente.

Dichos sistemas de protección son esenciales en la operación del transformador y deben de considerarse siempre en la instalación del equipo. La protección contra sobretensión, está dada por los apartarrayos, y la protección contra sobrecorriente por los fusibles.

IV.1 PROTECCION CONTRA LOS RAYOS Y SOBRETENSIONES.

Una gran parte de las interrupciones de los suministros de energía eléctrica, sobre todo en las líneas de alta tensión, se deben a los rayos o descargas atmosféricas.

La caída del rayo se debe principalmente a nubes cargadas con un potencial elevado, con polaridad opuesta a la de la tierra.

Las cargas que se acumulan en las nubes son debidas a las que se transportan desde el suelo por las partículas de agua electrificadas.

Las nubes y la superficie de la tierra forman un gran condensador, donde las líneas de transporte de energía se encuentran obviamente dentro del campo eléctrico de este condensador.

Cuando se da en una nube una alta concentración de cargas y el gradiente de potencial es superior a la rigidez dieléctrica del aire interpuesto, se produce la ruptura, constituyendo el rayo una corriente de aire ionizado. Esta ruptura es, en el lado de la tierra sobre los objetos más densamente cargados y elevados, como las líneas de transmisión.

La intensidad de corriente es muy intensa, alcanzando valores hasta de 150,000 amp., y la tensión puede alcanzar por reflexiones en la ondulación hasta 2'000,000 de volts. Sin embargo la acción del rayo es sumamente rápida, no pasa de 200 microsegs. Cuando cae un rayo sobre una línea tiende a formar un arco a través de los aisladores o a destruir los aparatos que estén próximos. La onda se divide en otras que se propagan por la línea en direcciones opuestas. La velocidad de propagación es aproximadamente la de la luz (3×10^{10} cm/segs.), y la onda al pasar tiende a hacer que salte el arco o a destruir los aparatos. No obstante, las ondas se atenúan rápidamente y sus efectos destructivos quedan, por lo general, confinados a la región donde cayó el rayo.

La apertura de interruptores, los cortos circuitos momentáneos y otras perturbaciones similares que se originan en los sistemas generan ondas que pueden ser semejantes a las debidas por descarga eléctrica atmosférica, pudiendo llegar a ser de magnitud suficiente para averiar los equipos.

Las líneas de transporte de energía se protegen parcialmente contra las descargas atmosféricas por medio de hilos de tierra que se colocan a mayor altura que los conductores de corriente. Estos hilos son de acero, de cobre con alma de acero o de una aleación

especiales, excepto la localización, la conexión antes del fusible y la tensión adecuada. Debido a la estructura de flameo más refinada, los apartarrayos tipo valvular ofrecen mayor margen de tensión de impulso que los apartarrayos tipo expulsión.

La aplicación de apartarrayos tipo expulsión requiere la consideración de factores adicionales. La corriente remanente puede ser igual a la corriente de falla del sistema; por lo tanto, se debe considerar la corriente de falla en el punto de localización del apartarrayos y el efecto de ésta en la coordinación de los dispositivos de sobrecorriente.

IV.5 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE.

El instrumento empleado para la protección de transformadores contra sobrecorriente es el fusible, su función es desconectar el transformador del sistema de distribución reduciendo los daños y disturbios al mínimo.

Los tipos de protección abarcan los siguientes aspectos:

- a) Protección por sobrecarga: esta se requiere debido a la elevación de temperatura causada por las sobrecorrientes de gran duración, que pueden deteriorar el aislamiento en los devanados.
- b) Protección por corto circuito: previene efectos electrodinámicos y térmicos debidos a las corrientes de corto circuito causadas por una falla exterior al transformador.
- c) Protección por fallas internas: que trata de minimizar el área de daño dentro del transformador que ha fallado y aislarlo del resto del sistema.

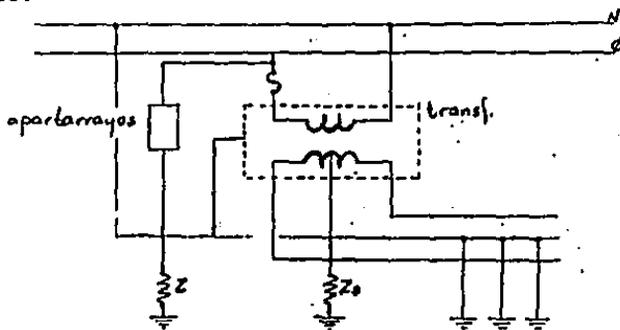
El fusible es un elemento eléctrico de protección y/o seguridad, de funcionamiento térmico, diseñado para interrumpir un circuito eléctrico cuando por este circula una sobrecorriente que pueda dañar a los conductores y equipos conectados al mismo.

En general se clasifican en fusibles de alta tensión y de

Cuando fluye una onda de corriente a través de la impedancia a tierra, produce una caída (fuga de corriente) que combinada con la caída en la impedancia del apartarrayos produce una tensión alta aplicada al primario del transformador. Puesto que el secundario y el tanque prácticamente están a potencial de tierra, existe una tensión entre los dos embobinados y entre el primario y el tanque.

La conexión a un punto común de tierra en el neutro secundario, como se muestra en la figura 36, reduce la tensión a la pequeña caída de impedancia del apartarrayos. Por lo tanto la interconexión elimina la tensión por caída (de corriente, por fuga a tierra) a través de la impedancia a tierra.

fig. 36.



Una consideración importante en la aplicación de apartarrayos para la protección de transformadores de distribución es la localización adecuada para evitar la posibilidad de que operen los fusibles. Si el apartarrayos se conecta entre el transformador y el fusible, en caso de una descarga atmosférica la onda de corriente pasa por el fusible y puede fundirlo sacando al transformador innecesariamente de servicio. Por lo tanto, la conexión del apartarrayos debe hacerse entre la línea y los fusibles.

La aplicación del apartarrayos tipo valvular para transformadores de distribución no requiere precauciones.

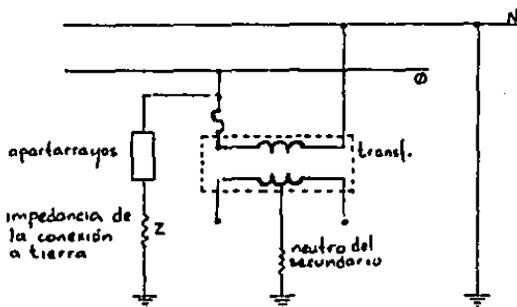
distancia entre los apartarrayos y el equipo protegido pueden reducir la efectividad de los apartarrayos. La línea, la tierra y las terminales de conexión ofrecen trayectorias de alta impedancia para las ondas de corriente producidas por las descargas atmosféricas. Durante las descargas estas trayectorias pueden producir tensiones adicionales al aislamiento del equipo protegido. La tensión total aplicada al aislamiento puede ser la suma del nivel de tensión a la cual el apartarrayos limita la descarga atmosférica, más la tensión producida a través de las conexiones. La tensión a través de las conexiones, por lo tanto, puede modificar completamente las características de protección precisa de los apartarrayos. Se recomienda utilizar las terminales más cortas y la mínima separación posible al equipo protegido.

El apartarrayos y el equipo a proteger deben tener un punto común de conexión a tierra para aliviar cualquier tensión que pueda aparecer por caída a través de la impedancia de tierra.

IV.4.4 PROTECCION DE TRANSFORMADORES.

En la figura 35 no existe intercomunicación entre el neutro del sistema y el neutro del apartarrayos.

fig. 35.



Aplicación de apartarrayos en base a la tensión máxima del sistema.

- tensión máxima de operación del sistema.
Kilovolts de fase a fase.

clase de tensión del apartarrayos	neutros múltiples	neutro sólido a tierra	neutro con impedancia	neutro aislado
1	1.00	1.00	1	1.0
3	4.50	3.75	3	2.7 - 3.0
6	9.00	7.50	6	5.5 - 6.0
9	12.80	11.25	9	8.2 - 9.0
12	15.00	15.00	12	11 - 12
15	18.00	18.00	15	13 - 15
20		25.00	20	18.0
25		30.00	25	23.0
30		37.00	30	27.0
37		46.00	37	34.0
40		50.00	40	36.0
50		60.00	50	45.0
60		73.00	60	55.0
73		90.00	73	66.0

IV.4.3 LOCALIZACION DEL APARTARRAYOS.

Este es un factor importante de tomarse en cuenta, debido a que la longitud de la conexión a la línea y a tierra, y a la

Las tensiones máximas tolerables son de mucha importancia en la aplicación de apartarrayos debido a que estos dispositivos son sensibles a la tensión. Para la aplicación y operación adecuada de apartarrayos, la tensión máxima permisible del sistema no debe exceder la tensión de diseño del apartarrayos aplicado.

IV.4.2 CONEXION DEL SISTEMA.

Según el grado de conexión a tierra, los sistemas se clasifican en la siguiente forma:

- a) Sistema con neutros múltiples: es el sistema de distribución con estrella a tierra en el cual el neutro está solamente a tierra en cada transformador de distribución.
- b) Sistema con neutro sólidamente conectado a tierra: este sistema difiere del anterior en que el neutro está conectado sólidamente a tierra únicamente en las subestaciones.
- c) Sistema con neutro a través de una impedancia: en este sistema el neutro en las subestaciones está conectado a tierra a través de una resistencia o una reactancia para limitar las corrientes de falla de fase al neutro. Los sistemas que llevan neutralizadores de falla se incluyen en esta categoría.
- d) Sistema con neutro aislado: este sistema no está conectado a tierra.

Por medio de componetes simétricas se han determinado las tensiones máximas de fase a fase que ocasionan una sobretensión de fase a tierra dentro de las capacidades de tensión de los apartarrayos. Estas tensiones máximas de fase a fase y las capacidades correspondientes de los apartarrayos se ilustran en la siguiente tabla, a la página siguiente.

IV.3.7 TUBOS DE PROTECCION.

Estos dispositivos de protección tienen gran aplicación porque son relativamente de bajo costo, en comparación con los autovalvulares o de thyrita. Están contruidos con un tubo de fibra con casquillos en ambos extremos; dentro del tubo están dos electrodos: superior e inferior. El casquillo superior va unido a unas antenas, y los tubos están instalados de manera que cada una de las antenas queda exactamente debajo de un conductor, formando con ello espacio de aire en serie. El electrodo inferior esta en conexión con tierra. Cuando salta la chispa, la descarga pasa a la antena y al interior del tubo, desde el electrodo superior hasta el inferior. La elevación de la temperatura producida por la descarga eléctrica eleva la presión en el interior del tubo y tiende a extinguir el arco. Sin embargo, el efecto predominante en la supresión del arco es el hecho de que el calor da origen a un desprendimiento de gases de los materiales orgánicos que revisten el tubo. Estos gases no ionizables se entremezclan con los gases ionizados del arco y destruyen su conductividad, de manera que el arco permanente que tiende a seguir a la descarga transitoria no se ha de romper durante el período siguiente.

IV.4 APLICACION DEL APARTARRAYOS.

La aplicación de apartarrayos de distribución requiere la consideración de varios factores: la tensión de operación del sistema, la conexión del sistema, la localización de los apartarrayos y los aparatos que protegen.

IV.4.1 TENSION DE OPERACION DEL SISTEMA.

La tensión en un sistema dado puede variar de lo normal por la acción de condiciones especiales, tales como:

- a) tensión inducida por líneas próximas de mayor tensión.
- b) contacto directo de líneas de mayor tensión.
- c) pérdida de la conexión a tierra del neutro;
- d) desbocamiento de generadores por pérdida de carga.

Siguiendo la misma trayectoria de la corriente transitoria, se establece una corriente remanente a frecuencia nominal a través de la estructura de flameo y la cámara de expulsión. Como en el caso del tubo de expulsión de un fusible, el arco genera gases desionizantes de la fibra de la cámara. Como los gases se producen rápidamente y aumentan la presión dentro de la cámara, el arco se alarga y se estrecha. Además la alta presión y la naturaleza desionizante de los gases aumentan la resistencia dieléctrica dentro de la cámara.

En el momento cero de la corriente de 60 hz, el arco se interrumpe momentáneamente y ya no se restablece por si mismo. La alta presión de los gases expulsa las partículas del arco de la cámara, quedando listo el apartarrayos para repetir el mismo ciclo de operación.

IV.3.6 APARTARRAYOS DE THYRITA.

La thyrita es un material cerámico no poroso que es muy buen aislante hasta que se alcance la tensión crítica, para lo cual su resistencia decrece rápidamente permitiendo el paso de corrientes intensas con un pequeño aumento de tensión; llegando a aumentar la corriente hasta 12 veces su valor nominal cuando la tensión solo se duplica.

Cuando la tensión vuelve a su valor nominal, el apartarrayos corta la descarga y evita que siga circulando una corriente dinámica.

El material se prepara en discos con las superficies opuestas cubiertas de cobre pulverizado, para que se establezca contacto eléctrico. Se colocan ruptores en serie con los discos de thyrita que mantienen el circuito abierto hasta que se produce la descarga.

Las características eléctricas de la thyrita permanecen invariables para las distintas condiciones de funcionamiento.

Su funcionamiento se funda en el hecho de que la tensión necesaria para iniciar y mantener una descarga a través de pasos angostos es mucho más elevada que cuando la descarga se hace libremente. Los pasos pueden regularse de manera que la tensión necesaria para iniciar y mantener la descarga corresponda a la parte AB de la curva de descarga de un apartarrayos, ver la figura 31, característica real; cuando la tensión es inferior a este valor, la descarga disminuye hasta alcanzar el de interrupción, tensión de corte o parte BC de la curva de descarga. La tensión de interrupción es netamente superior a la de trabajo de la línea, de manera que no se mantiene el arco.

Cada bloque unidad tiene una tensión nominal de 3000 v eficaces; estos se conectan en serie para obtener la capacidad de línea, se juntan y se sujetan por medio de tubos de porcelana.

El apartarrayos tipo valvular flamea y drena la corriente transitoria a tierra. El elemento característico de este tipo de apartarrayos ofrece baja resistencia al flujo de corriente transitoria y por lo tanto mantiene la tensión de descarga a través del apartarrayos en un mínimo. El elemento, sin embargo, ofrece resistencia muy alta a la corriente remanente a la frecuencia nominal que precede a la corriente transitoria, y como la magnitud de la corriente remanente es limitada, no puede sostenerse por sí misma a través de la estructura de flameo del apartarrayos. Después de la interrupción de la corriente remanente, el apartarrayos queda listo para repetir el ciclo de operación.

IV.3.5 APARTARRAYOS TIPO EXPULSION.

En este tipo de apartarrayos, a diferencia del valvular, la cámara de expulsión prácticamente no ofrece impedancia a las corrientes transitorias, y por lo tanto la tensión de descarga es muy pequeña. De hecho, para la misma corriente transitoria la caída de tensión es despreciable comparada con la caída en un apartarrayos tipo valvular.

por la descarga descompone el peróxido de plomo inmediato al punto de ruptura en litargirio y minio, sustancias que son muy aislantes. Cuando la tensión vuelve a ser la normal, el litargirio y el minio cierran las perforaciones del barniz aislante. Con el tiempo el barniz inicial queda reemplazado por el litargirio y el minio, que hacen que la tensión de descarga aumente, perdiéndose la protección a 300 v, por lo que si se requiere se deben cambiar.

IV.3.3 APARTARRAYOS DE BOLAS.

Este apartarrayos es básicamente igual al anterior, solo que el peróxido de plomo se prepara en forma de bolitas, recubiertas de una capa de barniz aislante. Estas se colocan en un tubo de porcelana y se conectan a la línea y a tierra. Como en el tipo anterior, el calor desarrollado por el paso de la corriente durante la sobretensión descompone y aísla las copas aislantes por donde abrió el apartarrayos para la circulación de corriente a tierra y cierra el paso a la corriente dinámica.

Este tipo de apartarrayos es sencillo, fácil de reparar y es de bajo costo de adquisición y operación. Se usa mucho para transformadores de distribución.

IV.3.4 APARTARRAYOS AUTOVALVULARES.

Este apartarrayos consiste de uno o más bloques circulares porosos en serie, dependiendo el número de ellos de la capacidad que deba de tener el apartarrayos, estos bloques son de material cerámico y partículas conductoras que se han mezclado uniformemente a la pasta. Estos bloques se someten a una elevada presión hidráulica y se cuecen en un horno eléctrico. Las características físicas de los materiales son tales que quedan en su masa miriadas de poros cuando los bloques están listos. Para que exista contacto eléctrico, dos caras paralelas se revisten de cobre por pulverización.

IV.3.1 APARTARRAYOS DE ANTENA

Este tipo de apartarrayos está formado por dos antenas conductoras, montadas sobre un aislador cada una, de manera que la mínima separación corresponda a la parte más baja de las antenas. Una de ellas se conecta directamente a la línea que se protege y la otra a tierra, a través de una resistencia que limite la corriente de descarga. Su separación es tal que a la tensión ordinaria de trabajo no puede producirse un arco entre ellas; pero al alcanzarse una sobretensión en base a la cual se calibra este dispositivo, se produce la descarga a través del aire y se deriva a tierra. La función de las antenas es romper el arco formado, que tiende a extenderse hacia la parte más alta de las antenas.

Este tipo de apartarrayos era el más usado antiguamente para protección, pero con el auge y desarrollo de la moderna tecnología, se han abandonado casi en su totalidad, ya que están lejos de ser perfectos, porque suelen producirse arcos sin necesidad por la reducida velocidad de descarga de la resistencia, y porque no suprimen siempre el arco dinámico que sigue a la descarga transitoria, lo que da origen a arcos permanentes de descarga a tierra o a la destrucción del apartarrayos.

IV.3.2 APARTARRAYOS DE PELICULA DE OXIDO.

Este apartarrayos está compuesto por unidades, cada una de un anillo de porcelana, sobre el que se fijan, de ambos lados unos discos de metal barnizados que rompen a 300 v; el espacio entre discos se llena con peróxido de plomo.

Estas unidades se agrupan en serie tantas como la tensión de la línea lo requiera, y se conecta entre los conductores de la línea y a tierra disponiendo en serie de un condensador de aire que interrumpa la descarga a tierra.

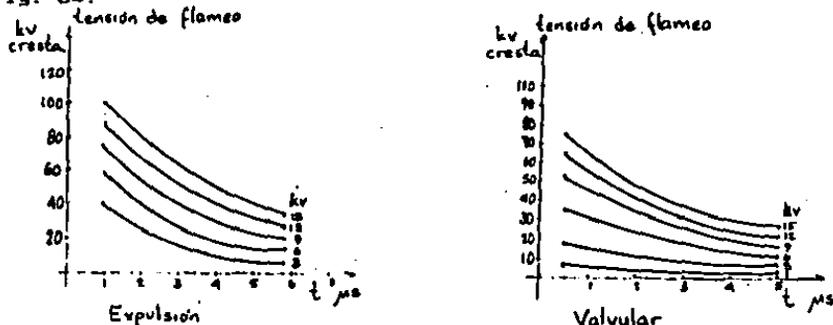
Cuando el potencial excede los 300 v por unidad, el barniz aislante de los discos se perfora y permite el paso de la descarga a tierra a través del peróxido de plomo. El calor desarrollado

IV.3 TIPOS BASICOS DE APARTARRAYOS.

Los apartarrayos se dividen genéricamente en tres clases: de estación, de línea y de distribución. Su tensión está referida a la tensión máxima de fase a tierra que soportan.

- a) Apartarrayos de estación: suelen ser valvulares y se utilizan para la protección de grandes transformadores y de otros equipos de subestaciones, y en combinación con capacitores se usan para la protección de generadores y motores. Se fabrican en tensiones desde 3 Kv.
- b) Apartarrayos de línea: también valvulares, se utilizan en la protección de transformadores y otros equipos. Se fabrican en tensiones de 20 a 73 Kv.
- c) Apartarrayos de distribución: pueden ser del tipo valvular o de expulsión; aunque tienen las mismas funciones básicamente, sus características y su construcción son diferentes. Se utilizan para protección de transformadores y otros aparatos pequeños de distribución. Los de tipo valvular tienen dos características: de flameo al impulso y de tensión de descarga; tienen una respuesta rápida a las tensiones de las descargas atmosféricas aun con ondas con frentes casi verticales. Los apartarrayos tipo expulsión tienen características de flameo similares al tipo valvular, sin embargo la caída por impedancia en la curva de descarga es despreciable.

fig. 34.



Esta onda se seleccionó como estándar porque simula con bastante aproximación una descarga atmosférica y puede reproducirse en laboratorio; se designa como onda 1.5×40 microsegs. para indicar que llega a su valor máximo, o valor de cresta, en 1.5 microsegs. y que se reduce a la mitad de su valor máximo en 40 microsegs. La parte ascendente de la onda se llama frente de onda, determinada su pendiente por la velocidad de elevación.

Los niveles de aislamiento recomendados para equipos de varias clases de tensión se dan en la siguiente tabla. Estos niveles y las características de flameo se determinan por pruebas de impulso.

Nivel básico de aislamiento en Kv con onda estándar de 1.5×40 microsegs.

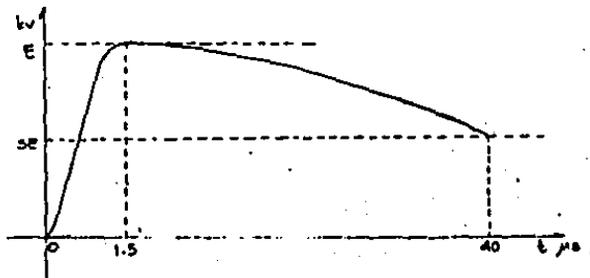
clase de tensión Kv	clase distribución	clase estación
1.2	30	45
2.5	45	60
5.0	60	75
8.7	75	95
15.0	95	110
23.0	—	150
34.5	—	200
46.0	—	250
69.0	—	350

prevenir una tensión excesiva en los equipos protegidos, se requiere coordinar las características de aislamiento del equipo con las características de protección del apartarrayos. La característica de aislamiento es la curva de tensión-tiempo, conocida como nivel de impulso, que representa la tensión resistente del equipo. La característica de flameo del apartarrayos es también una curva tensión-tiempo, a los cuales flamea el apartarrayos y comienza a pasar la corriente transitoria a tierra. La característica de aislamiento del equipo debe estar siempre a un nivel de tensión más alto que la característica del apartarrayos, y debe existir una diferencia de tensión suficiente entre ambas características.

IV.2.2 NIVELES BASICOS DE AISLAMIENTO.

La coordinación de aislamiento requiere que el aislamiento de todos los componentes de un sistema esté arriba de un nivel mínimo y que el dispositivo de protección seleccionado opere bastante abajo del nivel de aislamiento. Como resultado de estudios llevados a cabo por organismos internacionales se han adoptado niveles básicos de aislamiento que definen las tensiones resistentes de impulso para aislamiento de varias clases de tensiones. De acuerdo con las normas establecidas, los niveles básicos de aislamiento al impulso son niveles de referencia expresados en tensión de impulso valor de cresta, con una onda estándar de 1.5×40 microsegs; ver la figura 33. El aislamiento de los aparatos debe ser igual o mayor que el nivel básico de aislamiento.

fig.33.



IV.2 PRINCIPIO DEL APARTARRAYOS.

Los apartarrayos son aparatos de protección que limitan las sobretensiones en el equipo protegido conduciendo la onda de sobretensión a tierra por una trayectoria de baja impedancia. La figura 32 muestra un gráfica de la onda típica de sobretensión. Los apartarrayos están compuestos por dos partes básicas: una estructura de flameo y un elemento resistivo no lineal o una cámara de expulsión, similar al tubo de expulsión de un fusible. Los apartarrayos con elementos resistivos no lineales se les denomina tipo valvular, mientras que los provistos con cámara de expulsión se les llama del tipo de expulsión.

fig. 32.



Cuando ocurre una sobretensión, flamea sobre la estructura de flameo del apartarrayos y fluye corriente a través del elemento o cámara a tierra. Como en esta situación la línea queda puesta a tierra, a través del apartarrayos fluye también una corriente remanente a frecuencia nominal. La magnitud de esta corriente en un apartarrayos tipo valvular es independiente de la capacidad del sistema; en cambio, en uno tipo expulsión es función de la capacidad de falla del sistema y de las características de diseño del apartarrayos.

Los apartarrayos de cualquier tipo deben ser capaces de prevenir el flujo continuo de corriente remanente a la frecuencia del sistema. Después del flameo y de la descarga de la corriente transitoria e interrupción de la corriente remanente, los apartarrayos deben ser capaces de repetir su ciclo de operación.

IV.2.1 COORDINACION DE AISLAMIENTO.

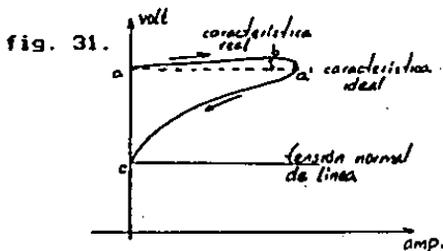
Para llenar la función principal de un apartarrayos, que es

de alta resistencia a la tracción, y se conectan eléctricamente con los puntos más altos de las torres metálicas, y en el caso de postes de madera o concreto, con un alambre de cobre que establece comunicación con tierra a lo largo del poste. Aún cuando los hilos de tierra reducen la frecuencia de las descargas en un 50%, no pueden proporcionar una protección completa.

En su mayor parte las líneas y los aparatos están protegidos por apartarrayos. La misión de estos es limitar el aumento de tensión entre sus terminales hasta un valor que solo sea algo superior a la tensión de trabajo. Cuando la tensión aplicada al

apartarrayos alcanza el valor crítico, su misión estriba en evitar mayores aumentos, lo que exige que deje pasar una corriente muy intensa con poco aumento de tensión. En la figura 31 se representa la característica AA' de un apartarrayos ideal. Cuando la tensión en la línea alcanza el valor crítico en A, el apartarrayos descarga corrientes muy grandes sin que aumente la tensión en las terminales.

En realidad la tensión aumenta ligeramente al aumentar la corriente, debido a la caída de tensión producida por la resistividad del mismo apartarrayos. Esta característica se representa en la parte AB de la característica real ABC.



Cuando la tensión vuelve a su estado normal, el apartarrayos debe de cortar la corriente para un valor situado por encima del correspondiente a la punta de la tensión de trabajo, punto C. De otro modo se mantendría una descarga dinámica, debida a la tensión de carga de la línea. Además en condiciones normales, el apartarrayos debe estar en circuito abierto. Debe absorber la energía de la descarga y transmitirla a tierra, porque de otra manera se producirían ondas estacionarias de tensión y de corriente.

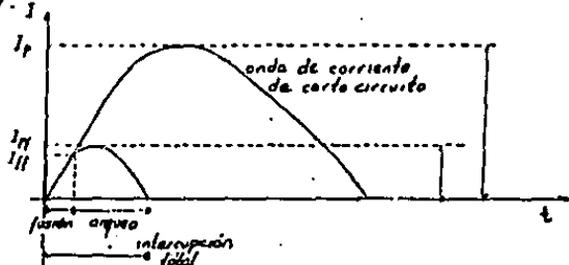
Como los daños ocasionados por los rayos se producen en la mayoría de los casos, en la proximidad inmediata del punto donde se produjo, el apartarrayos debe estar conectado cerca de los aparatos que deben protegerse.

baja tensión; los de alta tensión, a su vez en fusibles de potencia y cortacircuitos fusible, pudiendo ser en cada uno de estos dos tipos: fusible limitador de corriente, de expulsión y sumergido en aceite; además del fusible de vacío exclusivo del cortacircuito fusible.

IV.6 FUSIBLE TIPO LIMITADOR DE CORRIENTE.

Este tipo de fusible interrumpe una sobrecorriente limitando la corriente de falla a valores inferiores que el valor pico que circularía por el circuito si el fusible no se instalara, en un tiempo menor a la duración del primer semiciclo de la onda de corriente de falla. Ver la siguiente figura.

fig. 37. j



donde I_p es la máxima corriente instantánea disponible en el circuito dada por la onda de corriente de corto circuito.

I_{pf} es la máxima corriente instantánea que el fusible permite circular durante el tiempo total de interrupción.

I_{ff} es la corriente a la cual funde el fusible.

El fusible limitador de corriente está integrado por uno o más elementos de cintas metálicas perforadas o con una determinada configuración dentro del tubo aislante, resistente a grandes presiones provocadas por las energías térmicas generadas durante

el arqueo. Las cintas metálicas, comúnmente de plata, están rodeados de arena sílica o de cuarzo con el fin de extinguir el arco eléctrico producido por alguna falla y soportar la alta presión durante su operación.

Durante la operación del fusible por corto circuito, abrirá simultáneamente en todas las zonas diseñadas para tal fin, ya sean perforaciones o secciones transversales reducidas, generando tensiones de arco que al reaccionar con la arena sílica o de cuarzo que lo rodea se forman fulguritas, dando lugar a la inserción de una alta resistencia en un tiempo muy pequeño, lo que origina una tensión de arco mayor a la nominal del sistema. Y puesto que la magnitud de resistencia óhmica del fusible, durante el arqueo y posterior a este es muy grande, origina en el circuito eléctrico un factor de potencia cercano a la unidad, llegando a alcanzar la corriente a la tensión (ambas en fase), lográndose la extinción total del arco muy cerca del valor cero de tensión. Por este motivo los fusibles limitadores de corriente son prácticamente insensibles a las condiciones de la tensión transitoria de restablecimiento que aparece en condiciones transitorias inmediatamente después de la fusión del elemento sensible del fusible.

El éxito en la interrupción de un fusible limitador de corriente dependerá de la tensión de arco que sea generada y mantenida a través de los múltiples arcos que se originen durante la operación del fusible.

En función del tiempo que tarde en operar el fusible, según diseño, se clasifican en:

- a) Fusible limitador de corriente de respaldo; que puede interrumpir cualquier corriente desde su valor máximo hasta su corriente mínima de ruptura; diseñado para tiempos cortos.
- b) Fusible limitador de corriente de propósitos generales: que interrumpe cualquier corriente desde su máxima nominal hasta una corriente que funda el elemento sensible en una hora.
- c) Fusible limitador de corriente de rango pleno: que puede interrumpir cualquier corriente desde su máximo valor nominal hasta cualquier corriente que funda el elemento sensible en tiempos mayores a una hora.

IV.7 FUSIBLE TIPO EXPULSION.

Este tipo de fusible está formado por un pequeño eslabón fusible, el cual al fundir provoca que el arqueo producido genere gases desionizantes del material que lo rodea (ácido bórico, melanina, resinas fenólicas, resinas termoplásticas, fibra vulcanizada y otras) provocando una gran turbulencia alrededor del arco, de manera que cuando la corriente pasa por un valor natural cero, el canal del arco se reduce a un mínimo quedando interrumpido el flujo de corriente, pudiéndose expulsar los gases hacia el exterior del fusible.

El fusible de expulsión comparado con el limitador de corriente ofrece las siguientes ventajas:

- son de operación de rango pleno.
- son de menor costo de adquisición.
- menor costo del portafusible.
- menor peso y dimensiones.
- son de fácil manejo y operación.
- presentan un mayor rango de capacidades de corriente.
- menor tiempo en la reposición.

Contra las siguientes desventajas:

- generación de gases contaminantes.
- operación ruidosa.
- diseños de menor capacidad interruptiva.
- contribuye a incrementar la presión del tanque del transformador.

Las ventajas que presenta el empleo de fusibles limitadores de corriente, son:

- poseen una excelente capacidad de limitación de corriente.
- dicha capacidad de limitación de corriente es mantenida aun cuando se incrementa la tensión del sistema.
- interrumpe con seguridad aun cuando las condiciones de tensión transitoria de restablecimiento sean severas.
- con un diseño adecuado pueden sumergirse en líquidos.
- son de operación silenciosa.
- no contaminan.
- no contribuyen a incrementar la presión del tanque del transformador.

- Las desventajas con respecto al de tipo de expulsión, son:
- costo elevado del fusible.
 - costo elevado del portafusible.
 - de manejo delicado.
 - son de mayor peso y dimensiones.
 - se debe de tener mucho cuidado con el ajuste del mecanismo de disparo del portafusible.
 - el diseño para su operación a bajas corrientes de falla es más complicado, al igual que su fabricación.
 - no son fácilmente coordinables con otros dispositivos de protección, debido a la relación que guarda el tiempo de operación y la corriente (r.m.c. o directa) de falla.

IV.8 PRUEBAS A FUSIBLES DE ALTA TENSION.

Las pruebas mínimas realizables a fusibles de alta tensión para asegurar su eficiente operación son las que a continuación se enuncian.

IV.8.1 PRUEBA DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA.

Esta prueba tiene por objeto definir la capacidad máxima de interrupción al presentarse una falla de corto circuito, y la tensión de restablecimiento que aparece entre sus terminales, después de la interrupción de la corriente.

IV.8.2 PRUEBA DE ELEVACION DE TEMPERATURA.

Cuya finalidad es determinar la respuesta de los fusibles al conducir la corriente nominal, sin sufrir deterioro alguno y sin exceder los límites de temperatura establecidos por las normas.

IV.8.3 PRUEBA DE CICLOS DE CALENTAMIENTO - ENFRIAMIENTO.

Esta prueba se aplica al fusible con el propósito de conocer la respuesta del elemento sensible a la corriente. En el período de calentamiento se aplica corriente hasta lograr el equilibrio térmico, determinándose la constante de tiempo térmica del fusible; estableciéndose el período de enfriamiento hasta alcanzar el valor de la temperatura ambiente; y repitiendo este proceso para cada uno de los ciclos que sean definidos.

IV.8.4 PRUEBA DE FUSION.

La prueba de fusión o de corriente - tiempo, se efectúa para conocer el tiempo de respuesta de operación del fusible a la circulación de corriente, considerando que la corriente nominal de un fusible es aquella que debe ser conducida por este continuamente sin sufrir deterioro alguno.

IV.8.5 PRUEBA DIELECTRICA.

Esta prueba tiene por objeto determinar la respuesta de los fusibles a la aplicación de sobretensiones transitorias a 60 Hz (o frecuencia nominal del sistema) en forma de impulsos, y a la aplicación de sobrecorrientes, también en forma de impulso, como las que serian originadas por descargas atmosféricas.

IV.9 CRITERIO DE SELECCION DE UN FUSIBLE.

El criterio de selección de un fusible está dado en función de las características del sistema de suministro, como son:
- tipo de red (aérea o subterránea).

- tensión nominal.
- nivel básico de impulso.
- capacidad interruptiva en el punto de alimentación.
- las características propias del transformador, tales como su capacidad de carga y sobrecarga, curva de daño, curva de energización inrush y curva de restablecimiento de carga fría.

La curva de daño del transformador es una diseñada por el fabricante donde se indica la vida útil del transformador, la cual disminuye al alcanzar dichos valores de corriente y tiempo.

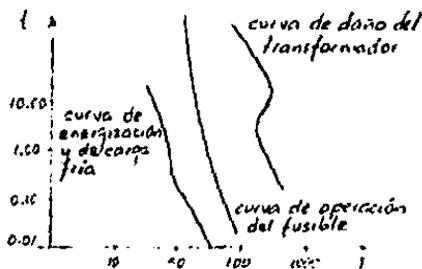
La curva de energización o puesta en servicio es la curva formada por 4 puntos básicamente graficando corriente - tiempo y que son donde el transformador alcanza corrientes transitorias, formada por la corriente de excitación del transformador, conocida como corriente inrush y la corriente de restablecimiento de carga fría. Prácticamente se consideran los siguientes valores:

- Corriente inrush: 25 veces la corriente nominal r.m.c. para 0.01 segs. y 12 veces para 0.10 segs.
- Corriente de carga fría: 6 veces la corriente nominal r.m.c. para un tiempo de 1 seg. y 3 veces para 10 segs.

La curva de restablecimiento de carga fría está dada por la corriente que resulta de la reenergización de un transformador que estaba fuera de servicio. El valor de estas corrientes depende del tipo de sistema y del tipo de cargas conectadas al mismo.

Al seleccionar un fusible se debe verificar que su curva de operación corriente - tiempo quede entre la curva de daño del transformador a proteger (a su derecha) y la curva de energización y de carga fría (a su izquierda), según se muestra en la figura 38.

fig. 38.



La función básica del fusible es interrumpir cualquier fall por sobrecorriente que afecte al transformador o al sistema d alimentación del lado primario, teniéndose que coordinar con l. protección del lado secundario para complementar la protección de. equipo.

Cuando un fusible seleccionado se emplee para proteger a ur transformador contra sobrecorriente, deben emplearse relaciones de fusión muy bajas, del orden de 1.0 a 1.5, definiéndose como:

$$\text{relación de fusión} = \frac{\text{corriente nominal del fusible}}{\text{corriente nominal del transformador}}$$

La selección del fusible debe estar en coordinación con el apartarrayos a emplear para la protección total del transformador, de tal manera que ambos sistemas protejan eficientemente al equipo en forma individual, según si es sobrecorriente o sobretensión. Esta coordinación se da cuando la tensión máxima de arco generado por la apertura del fusible sea menor a la tensión mínima de chispeo del apartarrayos.

CAPITULO V

ASPECTOS TECNICO - ECONOMICOS

El empleo de un transformador es conveniente cuando se tiene una carga elevada que puede ser suministrada en alta tensión, alimentación que resulta más económica que en baja tensión, aunque a veces el costo del equipo no siempre lo justifica.

Haciendo un análisis de las tarifas generales para el suministro y venta de energía eléctrica de la compañía suministradora: Compañía de Luz y Fuerza (en liquidación), aprobadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público que rigen a partir del 18 de Diciembre de 1987, se tiene que: existen varias tarifas dadas por factores que intervienen directamente en el costo y que son: suministros en alta o baja tensión, volúmenes grandes, medianos y pequeños de entrega de energía y servicios que contribuyen en mayor grado que otros al aumento de costos.

Dichas tarifas son:

- a) Tarifa 1. Que se refiere a servicio doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, departamento, condominio o vivienda. Solo se suministrará en baja tensión sin aplicar ninguna otra tarifa.

Las cargas por bloques de energía son:

de 1 a 25 Kwh:	\$ 40.57
de 26 a 50 Kwh:	\$ 57.58
de 51 a 75 Kwh:	\$ 76.13
de 76 a 100 Kwh:	\$ 88.39
de 101 a 200 Kwh:	\$ 97.73
adicional:	\$ 108.42
mínimo:	\$ 325.00

Los depósitos de garantía son:
para 1 fase: \$ 3,246.00
para 2 fases: \$ 16,228.00
para 3 fases: \$ 20,285.00

- b) Tarifa 2. Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 Kw, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

Cargo fijo: \$ 1,545.08 por Kwh.

Cargos por bloques de energía:
de 1 a 50 Kwh: \$ 116.43
de 51 a 100 Kwh: \$ 145.61
adicional: \$ 152.78
mínimo: \$ 1,545.00

Los depósitos de garantía son:
para 1 fase: \$ 9,314.00
para 2 fases: \$ 46,572.00
para 3 fases: \$ 69,858.00

- c) Tarifa 3. Esta se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 Kw, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

Cargo por demanda: \$ 16,582.71 por Kw.

Cargo adicional por Kwh: \$ 82.46
mínimo: \$ 132,662.00

Depósito de garantía: \$ 33,165.42

- d) Tarifa 4. Esta tarifa solo se aplicará para servicios en baja tensión a molinos de nixtamal y/o tortillerías oficialmente

autorizados. Se permitirá para alumbrado en los locales de los mismos, según condiciones de la misma compañía suministradora.

- e) Tarifa 5. Esta tarifa solo se aplicará para el suministro de alumbrado público, semáforos y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos.
- f) Tarifa 6. La cual se aplicará al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.
- g) Tarifa 7. La tarifa 7 se aplicará a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones de la Cía. de Luz y Fuerza lo permitan y esta tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.
- h) Tarifa 8. La tarifa 8 se aplicará para servicios que destinen la energía eléctrica en alta tensión a cualquier uso, con una demanda inicial de 20 Kw o más.

Cargo por demanda: \$ 11,598.59 por Kw

Cargo adicional por Kwh: \$ 58.02
mínimo: \$ 115,988.00

Depósito de garantía: \$ 23,197.18

- i) Tarifa 9. Esta se aplicará exclusivamente a los servicios en alta tensión o baja tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas.
- j) Tarifa 10. Que es la que aplicará para todos los servicios que destinen la energía eléctrica en alta tensión para revenderla al público.

k) Tarifa 11. No está definida.

l) Tarifa 12. Esta se aplicará a los servicios que destinen la energía eléctrica a cualquier uso, suministrado a tensiones de 66000 v o mayores.

Cargo por demanda: \$ 11,751.76 por Kw

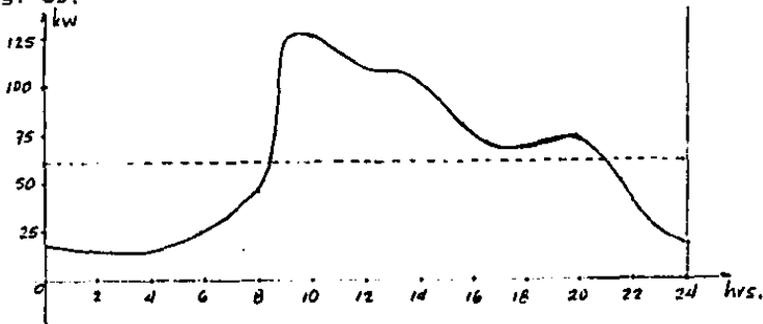
Cargo adicional por Kwh: \$ 47.40
mínimo: \$ 235,035.00

Depósito de garantía: \$ 23,503.52

De todo esto resulta evidente el empleo o no de un transformador, a excepción de las cargas comprendidas y especificadas por las tarifas 3 y 8, para lo cual es necesario una evaluación económica.

Suponiendo una empresa que tenga una capacidad instalada de 170 Kw operando con un factor de potencia del 88% y un factor de demanda de 73%, con condiciones de operación tales que la curva carga - tiempo sea descrita regularmente como se ilustra en la figura 39, y que opere 230 hrs. al mes.

fig. 39.



La carga media sera: 60 Kw, es decir 35.4% de la capacidad instalada.

La demanda máxima es: 170×0.73
dem. max. = 124.10 Kw

El consumo es : $124.1 \times 0.354 \times 230$
consumo = 10,104.22 Kwh.

a) Aplicando servicio en baja tensión (tarifa 3):

$124.10 \times 16,582.71 = \$ 2'057,914.31$
 $10,104.22 \times 82.46 = \$ 833,193.98$

Siendo el costo total: \$ 2'891,108.29 más I.V.A.

b) Aplicando servicio en alta tensión (tarifa 8):

$124.10 \times 11,598.59 = \$ 1'439,385.01$
 $10,104.22 \times 58.02 = \$ 586,246.84$

Siendo el costo total: \$ 2'025,631.85 más I.V.A.

El ahorro que resulta a favor de una instalación en alta tensión, por año es:

$(3'324,774.53 - 2'329,476.63) \times 12$
ahorro, I.V.A. incluido = \$ 11'943,575.00

La capacidad de la planta se satisface con una subestación de:

$$\frac{170}{0.88} = 193.18$$

De 225 Kva, cuyo costo promedio en el mercado, incluyendo el transformador es de:

\$ 26'544,704.00 I.V.A. incluido, para 23 Kv.

Por lo que la amortización será:

$$\frac{\$ 26'544,704.00}{\$ 11'943,575.00} = 2.22$$

De dos años y tres meses.

La empresa puede comparar:

- a) comprar una subestación que le cuesta \$ 26'544,704.00 y ahorrar anualmente \$ 11'943,575.00
- b) invertir ese capital en un banco que le ofrezca un rendimiento del 4.16% mensual, resultando anualmente \$ 16'778,751.00

La diferencia de valores es de \$ 4,835,176.00

Aparentemente a la empresa no le conviene la compra de la subestación y seguir contratando con la Cía. de Luz y Fuerza servicio en baja tensión, pero se encontrará con los siguientes inconvenientes:

- La demanda no debe ser menor de 60% de la carga instalada, ni menor de 25 Kw.
- El cargo que cobra Cía de Luz y Fuerza por conexión de su subestación es más elevado que si lo hace algún fabricante.
- La subestación nunca será del usuario.
- Si la subestación fuera del usuario la podrá mover o trasladarla de lugar si lo requiere, la podrá cambiar, llevar control más preciso del mantenimiento y servicios a la misma y depreciarla o venderla con lo que recupera al menos parte de su inversión.
- Las tasas de interés bancarias tienen actualmente una tendencia a la baja, además con lo que ahora se puede comprar la subestación, en un próximo futuro no alcanzará por la pérdida del valor adquisitivo del dinero; por lo que siempre conviene tener el dinero invertido en bienes y no en moneda.

El tener una carga tal que sea requerido un transformador y subestación de 300 Kva o mayor, conviene comprarlos. Para un transformador de 75 Kva, 112.5 o 225 Kva aunque represente una inversión mayor su adquisición, pudiera convenir su compra en

cuanto a propiedad y libertad, o preferirse el suministro de energía eléctrica en baja tensión; será decisión únicamente de la empresa.

Además la empresa puede planear su demanda de manera más eficiente y disminuir costos en su tarifa, aún siendo su consumo el mismo. Ejemplo:

Una empresa A consume 50 Kw durante 250 hrs. al mes, lo que hace un total de 12,500 Kwh. Otra empresa B consume 100 Kw durante 125 hrs. al mes, lo que resulta en los mismos 12,500 Kwh. Sin embargo el costo del suministro para el usuario B es superior que para el A, debido a que se necesita una cantidad mayor de equipo para satisfacer su alta demanda.

Esto se refleja en el cargo por demanda, dado por la máxima carga registrada. Esto puede disminuirse evitando picos en el consumo. En la gráfica del ejemplo (fig. 39), el área bajo la curva es el consumo de energía eléctrica y es igual al área bajo la línea punteada, que es el valor de carga media. Por lo que si se lograra planear el consumo de tal manera que se evitaran los picos, llenando valles en el perfil de la curva hasta hacerla lo más rectangular posible, el costo será menor.

En general, las pruebas a los transformadores hechas por el fabricante, a manera de control de calidad, no influyen en gran medida en el costo del transformador.

El costo de un transformador varía obviamente según su capacidad, aplicación, tipo, forma, etc. Es válido afirmar que genéricamente su costo está dado por los siguientes conceptos:

- Materiales: representa un promedio del 50% del costo total del transformador, costo constituido el 25% por cobre y acero al silicio (aproximadamente en la misma proporción), y el resto por el tanque, aisladores y aceite principalmente, además del resto de todos los demás materiales componentes.
- Mano de Obra: representa del orden del 10% del costo total del transformador.
- Indirectos: representan un 20% del costo total; aquí se incluyen nómina, ventas, equipo instalado, papelería y gastos de administración. El laboratorio de control de calidad y la

aplicación de las pruebas representa menos del 1%; solo si se le aplicaran pruebas prototipo este porcentaje se incrementará máximo al 2%.

- El 20% restante es utilidad para la empresa.

Estos valores porcentuales representan en promedio el valor nominal del costo del transformador. Se conservan para la generalidad de transformadores, aunque pueden variar refiriéndose a un transformador ya especificado.

CONCLUSIONES .

El incremento de las tensiones de operación de los sistemas eléctricos de potencia ha propiciado el desarrollo de nuevas técnicas en el diseño de transformadores y demás equipo eléctrico, así como la optimización de los materiales aislantes y técnicas utilizadas en su manufactura.

Las condiciones de trabajo, la intensidad de campo eléctrico y la temperatura de operación son más drásticas en la fabricación de equipo eléctrico moderno. Estos factores influyen en la confiabilidad y vida útil de los mismos, por lo que resulta muy importante mantenerlos controlados, según especificaciones del fabricante, para que funcionen de la mejor manera, haciéndolos completamente rentables.

El transformador se ha convertido en un elemento de gran importancia en los circuitos de distribución de energía eléctrica y de potencia, de aquí que su operación deba ser lo más confiable y eficiente posible, para que cumpla satisfactoriamente con su función. El realizarle las pruebas de funcionamiento y comprobar que efectivamente satisfacen las especificaciones técnicas según fueron diseñados, tanto por el fabricante como por el cliente, siguiendo un sencillo programa de mantenimiento, será una garantía de que el transformador está en adecuadas condiciones para el trabajo que realiza.

Del total de pruebas aplicables al transformador y que son la mayoría obligadas para el fabricante, el cliente deberá repetir algunas periódicamente siguiendo un programa de mantenimiento preventivo que estará en función de la carga y condiciones de operación, así como de lo que el fabricante sugiera. Dichas pruebas son: Resistencia de los aislamientos del conjunto, con lo que se logra determinar el estado de aislamiento de los devanados. Tensión de ruptura dieléctrica del aceite, que permite evaluar si aun tiene el aceite las características aislantes necesarias. Relación de transformación, que determina el valor de la tensión a la entrada y salida del transformador y si la potencia entregada

es la especificada para todas las derivaciones. Y la prueba de potencial inducido, que permite evaluar si los devanados del transformador resisten una sobretensión, de al menos el doble de la tensión nominal, durante un determinado período de tiempo.

Se ha hecho énfasis en la importancia que reviste el que un transformador cumpla con sus especificaciones técnicas según diseño, y también se analizó el costo del transformador, quedando demostrado que las pruebas aplicables son del orden del 1% de su costo. De aquí resulta evidente cómo son necesarias las pruebas de funcionamiento siendo estas no gravosas en el proceso de fabricación, y sin embargo sí lo son en demasia si el transformador resultara defectuoso.

Que un transformador funcione adecuadamente según las condiciones de operación a las que fue diseñado, no es completamente la mejor garantía de que siempre el servicio será el óptimo, ya que las mismas condiciones de operación, ejemplo la tensión de alimentación, otros equipos eléctricos del sistema, cortos circuitos, etc. también influyen grandemente en el trabajo que se realiza; por lo que además deberá de asegurarse al transformador con protecciones contra sobretensiones y sobrecorrientes básicamente, haciendo necesaria la coordinación entre apartarrayos y fusibles, logrando que protejan ambos al sistema, ya sea en forma individual o conjunta. Esta coordinación se da cuando la tensión máxima de arco generado por la apertura del fusible sea menor a la tensión mínima de chispeo del apartarrayos.

La correcta selección y conexión de los sistemas de protección, permitirán mantener las condiciones de operación que son requeridas para el servicio que se desea.

Para requerimientos en alta tensión donde se tenga una baja demanda, pudiera convenir contratar el servicio de la compañía suministradora de energía, Cla. de Luz y Fuerza (en liquidación), pero para servicios mayores a 225 Kva conviene hacer la inversión de la subestación eléctrica por las ventajas que representa a la empresa que ésta sea de su propiedad. De cualquier forma un ahorro sustancial por el pago del servicio se tendrá al planear el consumo de energía eléctrica de tal forma que la demanda máxima no sea mayor que 1.5 veces la carga media, y es que la máxima demanda

es la que impone las necesidades de equipo eléctrico que la satisfagan, más que el consumo total de energía que pudiera tenerse.

Cada vez más se hace necesaria una actitud perfeccionista que nos permita ofrecer nuestro trabajo con calidad y excelencia.

En un mercado tan competido como al que nos enfrentamos, la seguridad y bienestar de un empresa sólo se podrá mantener asegurando que hasta el más mínimo detalle satisfaga las exigencias que demanda el usuario, de servicio, eficiencia y alta rentabilidad.

BIBLIOGRAFIA:

1. CHESTER L. DAWES. Tratado de Electricidad, 2 vols. 2ª vol, Corriente Alterna. Ed. Gustavo Gili, S. A. México 1983.
2. NORMAS OFICIALES MEXICANAS. NOM-J-169-1978. Métodos de Prueba en Transformadores de Distribución y Potencia. Ed. por la Dirección General de Normas, Departamento de Normalización Nacional, Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, por el Dr. Román Sierra Castaños. México 1978.
3. COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Ed. por el Departamento de Relaciones Industriales de la Cía de Luz y Fuerza, S. A. México 1973.
4. COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A. Líneas Aéreas Sur. El Fusible como Dispositivo de Protección en Sistemas de Distribución. Ing. Alfredo Juárez Torres. México 1986.
5. COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A. Líneas Aéreas Sur. Normas, Luz y Fuerza, Montajes. México 1973.
6. MANUAL ELECTRICO PHELPS DODGE PYCSA, S. A. Ed. por Phelps Dodge Pycsa, S. A. México 1971.
7. CATALOGO DE TRANSFORMADORES IESA. Ed. por Industrial Eléctrica, S. A. México 1971.
8. CATALOGO DE TRANSFORMADORES IEI-CM para Electrificación e Industria. Ed. por Conductores Monterrey, S. A. Ingeniería Eléctrica Industrial, S. A. Boletín técnico. México 1983.

9. CATALOGO DE TRANSFORMADORES GESAMEX. Ed. núm. 3 por General Electric de Mexico, S. A. de C. V. Mexico 1982.
10. REVISTA TECNICA IEM. Ed. por Industrial Eléctrica de México, S. A. Transformadores para Pruebas de Corto Circuito. Por el Ing. Alvaro Cancino Q. y el Ing. Pablo E. Realpozo del C. México, enero 1986.
11. FIGUERDA NORIEGA, LUIS R., Ing. Las Tarifas Eléctricas y el Control de la Demanda de Energía Eléctrica. Ed. por La Comisión Federal de Electricidad. Mexico 1984.
12. MENDEZ ALBORES, RAUL, Ing. Aceite Aislante para Transformadores e interruptores. Preedición. México 1978.