

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**DESARROLLO Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE
RUTINA Y TIPO DE LOS TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

DOMINGO FAUSTINO MONTOYA HURTADO

PROMOCIÓN 1992 - I

LIMA – PERÚ

2003

**A MI ESPOSA CARMEN A MIS HIJOS GUSTAVO,
MARCO Y CARMEN POR LA MOTIVACIÓN Y EL
EL APOYO INCONDICIONAL CONSTANTE EN EL
DESARROLLO DE MI AUTORREALIZACION
PROFESIONAL Y COMO SER HUMANO.**

**DESARROLLO Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS
DE RUTINA Y TIPO DE LOS
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y
POTENCIA**

S U M A R I O

El presente Informe de Suficiencia se basa en el copilado de una serie de publicaciones de profesionales de calificado prestigio en esta especialidad y de las experiencias vivenciales del autor cuando laboró en **FRESA, DELCROSA, BBICT (ABB) y AVJ**. Se ha creído conveniente dividirlo en los siguientes capítulos:

En el **Capítulo I**, se describe en forma breve los componentes y accesorios que conforman el transformador y detalles básicos de su construcción física.

En el **Capítulo II**, fundamentalmente está referido a detallar las diferentes etapas de fabricación por las que transitan los transformadores antes de llegar a la Sala de Pruebas, es la etapa semifinal del transformador, en la que se decide finalmente su aprobación o rechazo del producto terminado.

En el **Capítulo III**, se detallan las Pruebas de Laboratorio que se realizan a los transformadores. Antes de su recepción, es norma someterlos a dichas pruebas a fin de determinar si cumplen las especificaciones de las Normas impuestas en su fabricación; en nuestro caso la **NTP 370.002** e **IEC 76**, que además cumplan con las exigencias de normas como **ANSI, NEMA** y otras.

Finalmente en el **Capítulo IV**, está ligado al análisis económico, el cual obviamente depende de las dimensiones del transformador y de los ensayos especiales a los cuales son sometidos, por normas y fundamentalmente de mutuo acuerdo entre él fabricante y cliente. Concretamente se presentará el análisis económico del costo de una prueba de rutina.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	3
EL TRANSFORMADOR Y EL CIRCUITO MAGNÉTICO	
1.0 Alcances	3
1.1 Componentes y Características	5
1.1.1 Partes Principales	5
1.1.2 Partes Auxiliares	5
1.1.3 Accesorios de Protección	19
1.2 Comparaciones entre Circuito Eléctrico y Magnético	25
1.3 Parámetros del Circuito Magnético	27
1.4 Unidades del Sistema Internacional SI .	29
1.5 Curvas de Inducción	37
1.5.1 Chapas Laminadas en Caliente	38
1.5.2 Chapas Laminadas en Frío o de Grano Orientado	38
1.6 Aspectos Constructivos del Circuito Magnético	43
1.6.1 Unión entre Núcleos y Culatas	43
1.6.2 Secciones del Núcleo	47
1.6.3 Sujeción y Prensado de las Chapas	48
1.6.4 Comentarios de Diseño	50
CAPÍTULO II	56
ORGANIZACIÓN DEL DEPARTAMENTO CONTROL DE CALIDAD	
2.1 Posición y Organización	56

2.2	Procesos de Fabricación de Transformadores de Distribución	59
2.3	Control de Calidad de las Piezas Metal-Mecánica	59
2.3.1	Control de Calidad para Recepción de Materiales	59
2.3.2	Generalidades	59
2.3.3	Inspección de Insumos	61
2.3.4	Control del Armazón	63
2.3.5	Control de Radiadores	63
2.4	Sección de Carpintería Metálica	64
2.4.1	Generalidades	64
2.4.2	Control de Tanques y Tapas	65
2.4.3	Control de Travesaños	67
2.5	Control de Calidad	67
2.5.1	Núcleos	67
2.5.2	Generalidades	68
2.5.3	Control de Calidad antes y después del Corte	69
2.5.4	Corte de Láminas o Chapas Magnéticas	69
2.5.5	Armado del Núcleo	71
2.6	Sección Montaje	73
2.6.1	Generalidades	73
2.6.2	Bobinado de los Transformadores	75
2.6.3	Construcción de Bobinas	77
2.6.4	Control de Bobinas	82
2.6.4	Control de Secado y Barnizado	86
2.6.5	Control de Montaje de La Parte Activa	87

2.6.7	Control de Secado Final	89
2.6.8	Consideraciones en El Proceso de Secado	91
2.6.9	Descripción del Proceso de Secado	93
2.7	Rotulado de los Transformadores	97
2.8	Control de Acabado Final	99
CAPÍTULO III		103
PRUEBAS DE LABORATORIO		
3.1	La Sala de Ensayos o Laboratorio	103
3.2	Revisión Electromecánica Previa a las Pruebas de Laboratorio	105
3.3	Ensayos de los transformadores de Distribución y Potencia	105
3.3.1	Generalidades	105
3.4	Ensayos o Pruebas de Rutina	108
3.4.1	Medida de la Resistencia de Aislamiento	108
3.4.2	Medida de La Resistencia Óhmica de los Arrollamientos	116
3.4.3	Prueba de Distribución de Flujo	121
3.4.4	Medida Relación Transformación y Grupo de Conexión	124
3.4.5	Medida de la Tensión de Corto Circuito	150
3.4.6	Medida de las Pérdidas y de la Corriente en Vacío	163
3.4.7	Ensayo de Tensión Aplicada	173
3.4.8	Ensayo de Tensión Inducida	183
3.4.9	Resumen de las Pruebas Realizadas	188
3.4.10	Ensayo de la Rigidez Dieléctrica del Aceite	192
3.5	Ensayo Tipo: Prueba de Calentamiento	204
3.6	Ensayo Tipo : Prueba de Impulso	215

3.7	Control de la Sección Pintura y Acabado	251
3.8	Control de Embalaje y Despacho	252
CAPÍTULO IV		
ANÁLISIS DE COSTOS		
4.1	Alcances	252
4.2	Evaluación de Costos	252
4.3	Estudio de Tiempos	253
4.3.1	Preparación de las Pruebas	253
4.3.2	Rendimiento del Personal	253
4.3.3	Dificultad de las Pruebas	253
4.4	Equipos	254
4.4.1	Materiales	254
4.5	Recintos y Almacenes	254
4.6	Dirección Técnica	255
4.7	Horas Hombre Empleadas en las Pruebas	255
4.8	Costos del Proceso	255
4.8.1	Costos Fijos	255
4.8.2	Costos Unitarios	255
4.9	Costo Total de la Prueba	257
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		259
BIBLIOGRAFÍA		265

PRÓLOGO

El presente Informe de Suficiencia sobre Ingeniería Eléctrica contiene información singular de los procedimientos que deben realizarse en las diversas pruebas de laboratorio destinadas a comprobar que cumplan con las especificaciones técnicas que dieron lugar a su fabricación.

El conjunto de estas pruebas que pueden ser **Pruebas Tipo** (sí solo se realizan en los prototipos), o **Pruebas de Rutina** (sí se efectúan a todas las unidades de un lote de fabricación) y **Pruebas Especiales**; estas se encuentran normalizadas y sus especificaciones generalmente toman como base las Normas Nacionales, o las Normas Internacionales que más se adecuen a las condiciones propias de nuestro país.

Durante el desarrollo de la misma se ha prestado mucha atención a la explicación detallada con la finalidad de dar a todos aquellos que se encuentren motivados e interesados en investigar esta propuesta, tengan una visión más amplia y precisa de las pruebas que se realizan; así como también en algunos casos se han incluido sugerencias de carácter técnico.

El procedimiento seguido durante la ejecución de las pruebas de control de calidad se ha desarrollado teniendo en consideración a los lectores a los que va dirigido el presente trabajo tengan tras la lectura de la misma, un conocimiento más amplio sobre la fabricación y fundamentalmente de las pruebas de control de calidad. Sin embargo, es importante indicar que el presente informe de suficiencia pretende desarrollar todo un conjunto de

pasos para la aprobación o rechazo del producto terminado. Sin embargo si es posible dar pautas que se pueden aplicar para este tipo de labor, siendo este básicamente el objetivo del presente trabajo de investigación.

Se debe señalar también, que las pruebas de control de calidad, de un nuevo producto involucra la participación de todas las secciones, por consiguiente deberá de existir una comunicación participativa y fluida entre las personas responsables de realizar las pruebas ya que de lo contrario el tiempo programado se vería incrementado notablemente. Efectivamente las pruebas de control de calidad no es una actividad que involucre a una sola sección en forma aislada, sino que más bien dependen de todo el conjunto de secciones, que determinan el resultado en el proceso del control de calidad de un producto en su etapa final y esto es el resultado del Trabajo de Equipo.

Finalmente se hace necesario expresar mi agradecimiento a cada una de las personas que hicieron posible el desarrollo del presente trabajo, especialmente a la empresa **DELCROSA S.A.** a través del ingeniero Amilcar Bedoya Castillo y también al Ingeniero Manuel Carranza Arévalo que pertenece al consorcio **Asea Brown Boveri S.A.** así mismo al Ing. Armando Aguilar Sánchez de la empresa **AEI S.A.** por haber permitido compilar información, esperando sea de utilidad para el desarrollo profesional de las personas involucradas en esta especialidad, así como a los estudiantes que requieran de este tipo de material de consulta.

CAPÍTULO I

EL TRANSFORMADOR Y EL CIRCUITO MAGNÉTICO

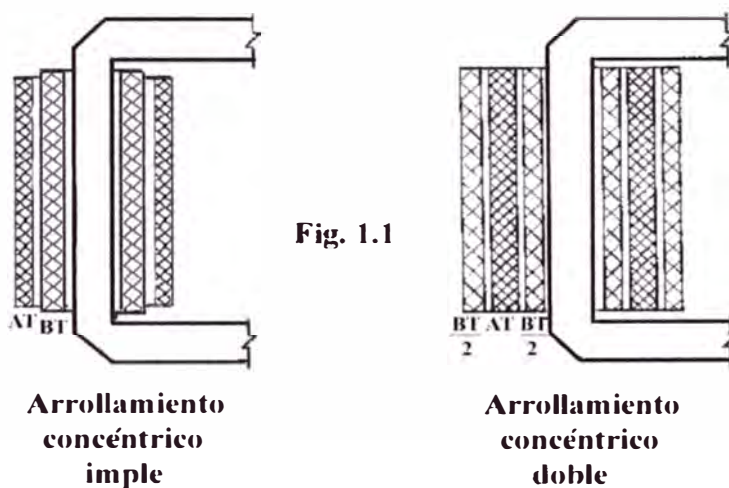
1.0 ALCANCES

El Transformador es una máquina eléctrica estática que transfiere energía (potencia) eléctrica de un circuito a otro a una misma frecuencia, bajo el principio de inducción electromagnética. La energía (potencia) transferida es transformada en dos factores: Tensión e Intensidad.

El Transformador es una máquina estática y por no tener dispositivos en movimiento, permite que su construcción sea más sencilla que las máquinas eléctricas rotativas, no teniendo pérdidas mecánicas (fricción) siendo sus pérdidas en el hierro (núcleo). Por tal motivo el rendimiento de un transformador es extremadamente alto comparado con las máquinas eléctricas rotativas.

El Transformador de Potencia constituye uno de los elementos más importantes en los sistemas eléctricos de potencia, debido a que en las grandes redes eléctricas de generación y transmisión o en las instalaciones industriales formando parte de las subestaciones eléctricas, en cualquiera de sus modalidades como elevadores en las plantas generadoras, reductores o de enlace, por lo que su continuidad de servicio es muy importante lo que significa que además de una buena técnica de diseño y construcción de los transformadores de potencia que existen actualmente, es necesario se dispongan de elementos de protección contra las posibles fallas que se presenten. **El Transformador de Distribución** es aquel transformador que

sirve para la alimentación de las redes urbanas, de los centros de carga importante de fábricas y edificios así como para la electrificación rural, en donde se reduce el voltaje a su valor final de empleo: 220/440 V monofásico ó trifásicos y a tensión y frecuencias fijas. El arrollamiento o devanado de Baja Tensión BT. está montado sobre el núcleo, y a continuación el arrollamiento de alta tensión AT., con el objeto que él de bajo voltaje quede más próximo al núcleo, de manera que no sea posible la formación de un arco entre el núcleo y el devanado de AT. y también para facilitar las reparaciones de este último devanado más expuesto a averías. En la Figura (1-1) se muestra el esquema de una fase del transformador



El arrollamiento de mayor tensión se denomina devanado de Alta Tensión AT. o devanado de tensión superior, el devanado de menor tensión se denomina devanado de baja tensión BT. o devanado de tensión inferior. La bobina o devanado que es conectado a la alimentación de la red se le denomina primario, y al devanado en la cual se induce una tensión por el principio de inducción y que alimenta la carga se llama secundario.

Los conceptos de devanado de alta y baja tensión no necesariamente coinciden con las correspondientes a devanados primario y secundario.

1.1 COMPONENTES Y CARACTERÍSTICAS

Todo transformador consta de partes principales, partes auxiliares y de accesorios.

1.1.1 PARTES PRINCIPALES

Que está formado por el núcleo magnético y los devanados o bobinas.

a) El Núcleo

Que constituye el circuito magnético que transfiere energía de un circuito a otro, siendo la función principal de conducir el flujo activo. Se construye de láminas de acero al silicio de grano orientado, laminados en frío y de alta permeabilidad magnética y espesores del orden de 0.35 mm (0.014 pulgadas) con un aislante que puede ser papel, barniz o Carlite.

b) Las Bobinas

Que constituyen los circuitos de alimentación y carga, pudiendo ser de alambre delgado, grueso o barra. La función principal de las bobinas es crear un campo magnético a través del primario con una pérdida de energía pequeña, induciéndose una fuerza electromotriz en el secundario.

1.1.2 PARTES AUXILIARES

Son aquellos dispositivos formados por:

TANQUE o CUBA

Es el elemento indispensable en los transformadores cuyo medio de refrigeración no es el aire, sin embargo se puede prescindir de él en casos especiales. Su función es la de disipar calor producido por el transformador.

Los tanques se fabrican con planchas de acero laminados en frío (aletas) y en caliente (tapa y culata) de la mejor calidad; adecuadas para soldadura y de espesor apropiado para cada capacidad, todas las juntas tienen soldaduras dobles, las uniones se sueldan por medio de soldadura eléctrica y una vez terminados se prueban por medio de un compresor de aire para localizar los poros y defectos de la soldadura. Los tanques están previstos, para resistir una presión interna continua de 0.7 kg/cm^2 , con aceite hasta el nivel de operación sin que sufra una distorsión permanente.

Por el tamaño del transformador, al tanque se le dota de medios apropiados de disipación de calor, consistiendo éstos generalmente en las siguientes formas:

- a) Baterías o tubos disipadores con dos, tres o más tubos por cada batería.
- b) Ventiladores eléctricos adosados a las baterías de tubos para el enfriamiento de las mismas.
- c) Serpentes interiores de cobre por los cuales se hace circular agua o gases refrigerantes.
- d) Conductos para forzar aire al interior.

Cuando los tanques han sido terminados se procede a limpiarlos de asperezas y materias extrañas por medio de raspados o chorros de arena; a continuación se le da una mano de pintura base llamado **primer** y sobre ésta se le da dos o tres manos de pintura anticorrosiva, con el objeto de proteger el tanque contra las inclemencias climatológicas, Debido a que son tratados con pinturas, esmaltes y anticorrosivos son aptos para trabajar a la intemperie inclusive en atmósferas agresivas y con alto grado de salinidad.

LOS AISLADORES PASANTES

Son bujes que permiten el paso de la corriente a través del transformador y evita que haya un escape indebido de corriente y además protege contra el flameo. El material aislante es de porcelana sólida completamente vitrificada y para el sellamiento con el tanque y los herrajes se emplean empaques de caucho sintético resistentes al aceite y a la intemperie. Ver Figura (1-2)a.

Normalmente los aisladores instalados cumplen las siguientes características:

1 kV / 200 – 3150 A	DNI 42530
3 kV / 200 – 3150 A	DNI 42539
10 – 30 kV / 250 A	DNI 42531
10 – 30 kV / 630 A	DNI 42532
10 – 30 kV / 1000-3150 A	DNI 42533
45 kV / 1000 – 3150 A	DNI 42534

Y aisladores especiales:

1 kV / 100 A; 3 kV / 4500 – 6500 A; 40 – 50 kV / 600 A; 1 kV / 40 A.

En transformadores que tienen neutro, el buje correspondiente, es idéntico al utilizado en las fases y diseñado para el mismo voltaje y corriente.

El Refrigerante

Que tiene que ser un buen dieléctrico cuando está en contacto con la parte activa y conductor del calor que puede ser gases y líquidos. Gases como el aire, hidrógeno, nitrógeno y helio. Líquido como el aceite mineral, silicona líquida, clophen y agua.

El aceite debe poseer alta rigidez dieléctrica, baja viscosidad, alta estabilidad química, ser altamente refinados y filtrados, tener como mínimo 120kV/cm de rigidez dieléctrica, o sea 30kV de tensión de ruptura, baja tendencia a la formación de carbón y ausencia de humedad. El punto de inflamación ha sido fijado en un valor mínimo de 140 °C. La gravedad específica no será mayor de 0,91 a 156 °C. Bajo punto de congelación. Norma IEC 296.



Fig. (1-2) a, b, c.

LOS CONMUTADORES

Se le llama también cambiadores de derivaciones o taps, que son órganos destinados a cambiar la relación de tensiones de entrada y salida con el objeto de regular el potencial en un sistema. Existen dos tipos de ellos. Uno es el sencillo conmutador de tomas, montado en resina sintética no higroscópica, llamada orlita, se manobra fácilmente girándolo sobre la tapa del tanque **sin carga** y el otro es el perfeccionado para maniobrar con carga por medio de señal o automático.

Los valores de tensión a variar fluctúan entre el 2.5% y el 5% hacia arriba y debajo de la tensión nominal del transformador. Los taps son diseñados en material plástico de alto coeficiente dieléctrico. Cuando la tensión secundaria es menor o mayor de la deseada, se mueve la manija del cambiador a la posición de tensión deseada, para lo cual es necesario que el transformador **se encuentre desconectado (sin suministro eléctrico)**. Ver figura (1-2)b

El transformador será suministrado de acuerdo a especificaciones, con conmutador de derivaciones bajo carga o conmutación en vacío y con los márgenes de regulación de tensión requeridos, para los devanados correspondientes. El conmutador de derivaciones en vacío, está equipado para **operar sin tensión, se cortará el suministro eléctrico**, antes de manipular el mando manual, colocado en la tapa del transformador, provisto de un indicador de posición y medios para enclavar en la posición deseada.

El mecanismo está diseñado para evitar que quede algún devanado abierto o en cortocircuito, cuando el mando de accionamiento se coloque en una posición enclavada. Por fase, el conmutador posee 6 contactos teniéndose así la posibilidad de seleccionar 5 relaciones de tensión en forma rápida y

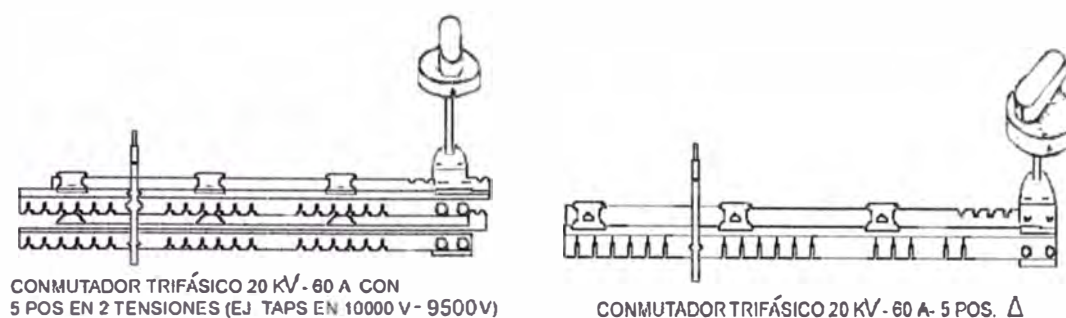


Fig. (1-2)c

segura. Ver. Fig.(1-2)c.

TANQUE CONSERVADOR O DE EXPANSIÓN DE ACEITE

El peligro de oxidación del aceite contenido en el tanque es tanto mayor, cuanto más elevada es la temperatura del aceite y cuanto más grande sea la superficie de contacto con el aire. La oxidación del aceite tiene consecuencias dañinas en varios aspectos: en **primer lugar**, provoca una disminución de la rigidez dieléctrica; en **segundo lugar**, los productos de la oxidación se depositan sobre la parte activa del transformador, sobre todo en las superficies horizontales, mermando el efecto de refrigeración; en **tercer lugar**, el aceite disminuye su viscosidad y pierde, en parte, sus características refrigerantes; por último, a raíz de la oxidación aumenta la acidez del aceite, con él consiguiente peligro de destrucción del tanque. Por esto se requiere a un mínimo posible la superficie expuesta a la acción del aire, lo que se consigue mediante el conservador. El tanque conservador será a su vez tanque de expansión y de conservación de aceite, para proteger el transformador contra la absorción de la humedad y disminuir la oxidación. La capacidad del conservador se determina considerando el aumento de volumen que experimenta el aceite del tanque, para lo cual se

considera el nivel mínimo de aceite todavía presente en el conservador (a una temperatura de $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$), así como el nivel máximo (a una temperatura de

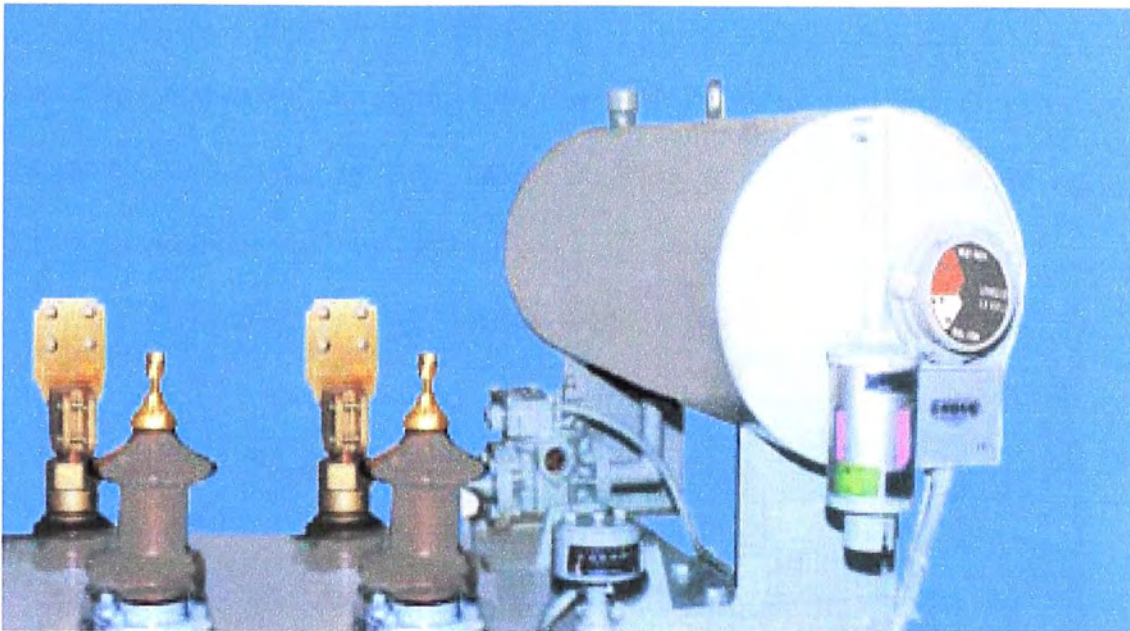


Fig. 1-3 El Tanque Conservador Y Sus Accesorios

$90\text{ }^{\circ}\text{C}$). Ver. Fig.1-3. Para un calentamiento máximo de $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ en el aceite se tiene, según lo indicado por las normas CEI los $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ sobre un ambiente a $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, cuando el transformador lleva conservador de aceite, y los $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ cuando no lleva conservador. El calentamiento medio del aceite será de $50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Por lo tanto la temperatura máxima del aceite, considerando el ambiente a $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, será de Máx. = $90\text{ }^{\circ}\text{C}$. La variación de temperatura será de: $110\text{ }^{\circ}\text{C}$.

OTROS ACCESORIOS

Son aparatos que nos indican el estado del transformador, los que se utilizan normalmente, en los transformadores de distribución son: Ver. **Fig. (1-3)a**

- Termómetro
- Válvula de seguridad
- Válvula de filtrado

Indicador de nivel de aceite

Deshumecedor ó desecador

- Conmutador de tomas

También tiene el transformador válvulas de drenaje, cáncamos o ganchos de elevación, desecador de aire, tapón de llenado, perno de puesta a tierra, grifos de vaciado, etc. Ver Tabla 1-1.



Fig. (1-3)a

EL TERMÓMETRO

Ubicado en la parte superior del tanque permite medir la temperatura del aceite. Para que la medida sea exacta hay que llenar con el mismo aceite del transformador el espacio del pozo termométrico, antes de colocar el termómetro. Estos pueden ser usados al exterior aun en las peores

condiciones garantizando una buena medida de la temperatura del aceite en el transformador. Usándose normalmente dos tipos:

1. Termómetro Bimetálico, sin contactos eléctricos con aguja indicadora de máxima para temperatura de 0 a 120 °C. **Fig. 1.3.b1.**

2. Termómetro de Mercurio, con dos contactos (MAX ó MIN temperatura), medida de 0 a 120 °C. Incorpora dos micros interruptores con contactos de cierre independiente y regulación exterior visible. **Fig. 1.3.b2**



Fig. (1-3)b1, b2.

La Válvula De Seguridad

Es un dispositivo que, en caso de aumentar la presión en el tanque por corto circuito permite la salida de los gases y del aceite, evitando que el tanque se deforme o explote. Daremos algunas características del Tipo a Resorte.

a.-Cortocircuitos continuos al interior del transformador producen un aumento de la presión interna. Para evitar que dicha presión afecte en forma permanente es posible colocar dicha válvula de seguridad.

b.- La válvula de seguridad viene normalmente montada en la tapa.

c.- El resorte a sido calibrado para abrir a 7 p.s.i. (0.5 Atm.).

d.- Controlar la tapa de protección exterior deje una luz no menos de 5 mm. respecto a la tapa del transformador y permitir la salida del gas y del aceite.

e.- Al bajar la presión de los 7 p.s.i. la válvula cierra automáticamente.

f.- Controlar que no se observen fugas de aceite por la empaquetadura

Válvula de Filtrado, Vaciado y Muestreo

Dispositivo de purga de aceite según norma **DIN 42551** para transformadores trifásicos dispuestos cerca del fondo del tanque principal que sirve además para el vaciado del transformador. De 3000 kVA en adelante en la parte superior e inferior del tanque principal, se instalan válvulas de globo de 1" de diámetro para la toma de muestras de aceite y válvulas de cortina de 2" de diámetro para la regeneración del aceite. Estas válvulas llevan un tapón que deben permanecer siempre colocados así no sean utilizados.

Indicador de Nivel de Aceite

Por su construcción se caracterizan especialmente por ser sólidos y resistentes que garantizan un buen funcionamiento para operar a intemperie.

Son instalados en el lado frontal del conservador de aceite. Además han sido diseñados para cumplir diversos tipos de ejecuciones tales como:

-Tipo Dial magnético con o sin contactos de alarma y desconexión.

-Tipo flotador.

-Tipo bastón

Deshumecedor de Silicagel

Se conecta al tubo de respiración del conservador para secar el aire que viene en contacto con el aceite del conservador. Los granitos que llenan el deshumecedor toman el nombre de silica-gel. Tienen la propiedad de ser azules cuando están secos y de volverse rosado al estar húmedos. Los gránulos de la sustancia higroscópica son de silicato aluminico puro con un colorante azul que sirve de indicador. Al aumentar la saturación de humedad, se produce con el tiempo un cambio de color de azul a rosa. Se procede a su secado calentándose de 150 – 180 °C. pudiendo volver a utilizarse al tomar nuevamente el color original. Ver. Fig. 1-3.c.

En la **Figura (1.3)d** se puede observar las partes principales y auxiliares del transformador y en la **Tabla 1-1**, se da una descripción de accesorios para transformadores trifásicos, esta Tabla se ha extraído del catálogo de la fabrica de transformadores **DELCROSA S.A.** Las circunstancias climatológicas especiales, por ejemplo alto grado de humedad del aire, aconsejan equipar a los transformadores con deshumectadores (desecador) de aire. En esta ejecución el conservador del aceite está en comunicación con el exterior a través de un dispositivo cuya finalidad es secar el aire aspirado del exterior, cuando se produce una variación de volumen en el aceite, evitando así que penetre humedad en el transformador y se forme óxido en el conservador.

La Silicagel (sales de secado) es un producto que se presenta en granos, es usado por su elevada absorción de la humedad. Normalmente es de color azul y se vuelve rosado al estar húmedo. Los gránulos de las sales de silicagel de color azul se están pasando a color rosado. Indicando de esta

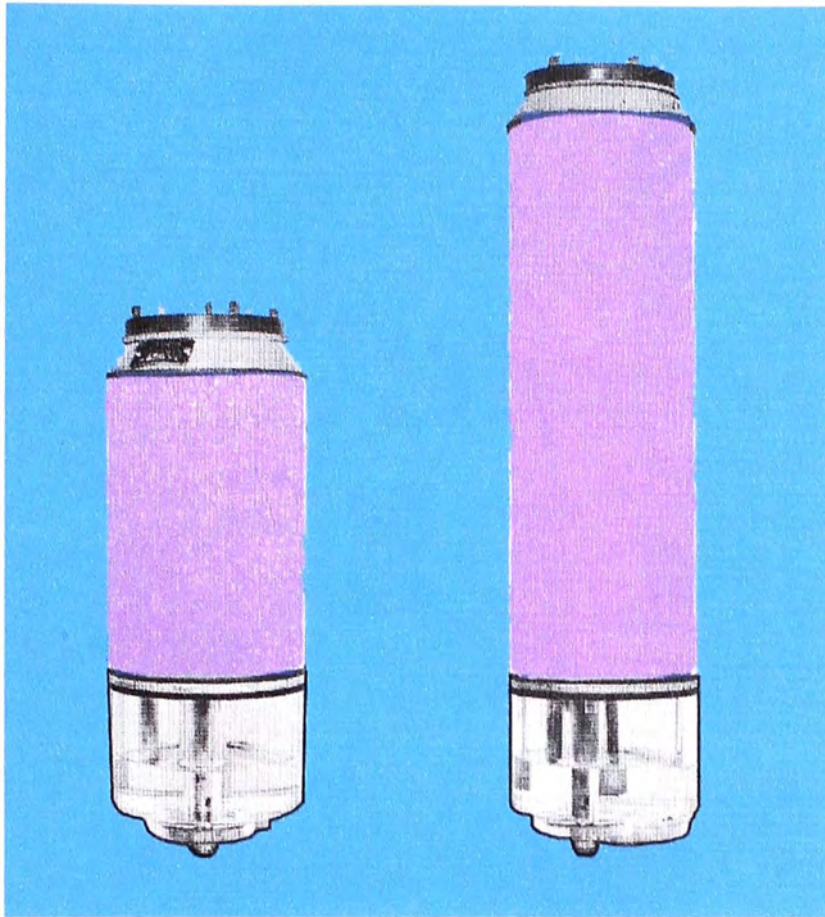


Fig.1-3 c Se muestran dos tamaños de Desecador

La Silicagel (sales de secado) es un producto que se presenta en granos, es usado por su elevada absorción de la humedad. Normalmente es de color azul y se vuelve rosado al estar húmedo. Los gránulos de las sales de silicagel de color azul se están pasando a color rosado. Indicando de esta manera la presencia de humedad. En la Fig. 1-3 c, vemos este fenómeno.

Normalmente el desecador puede acoplarse en el lado frontal del tanque conservador.

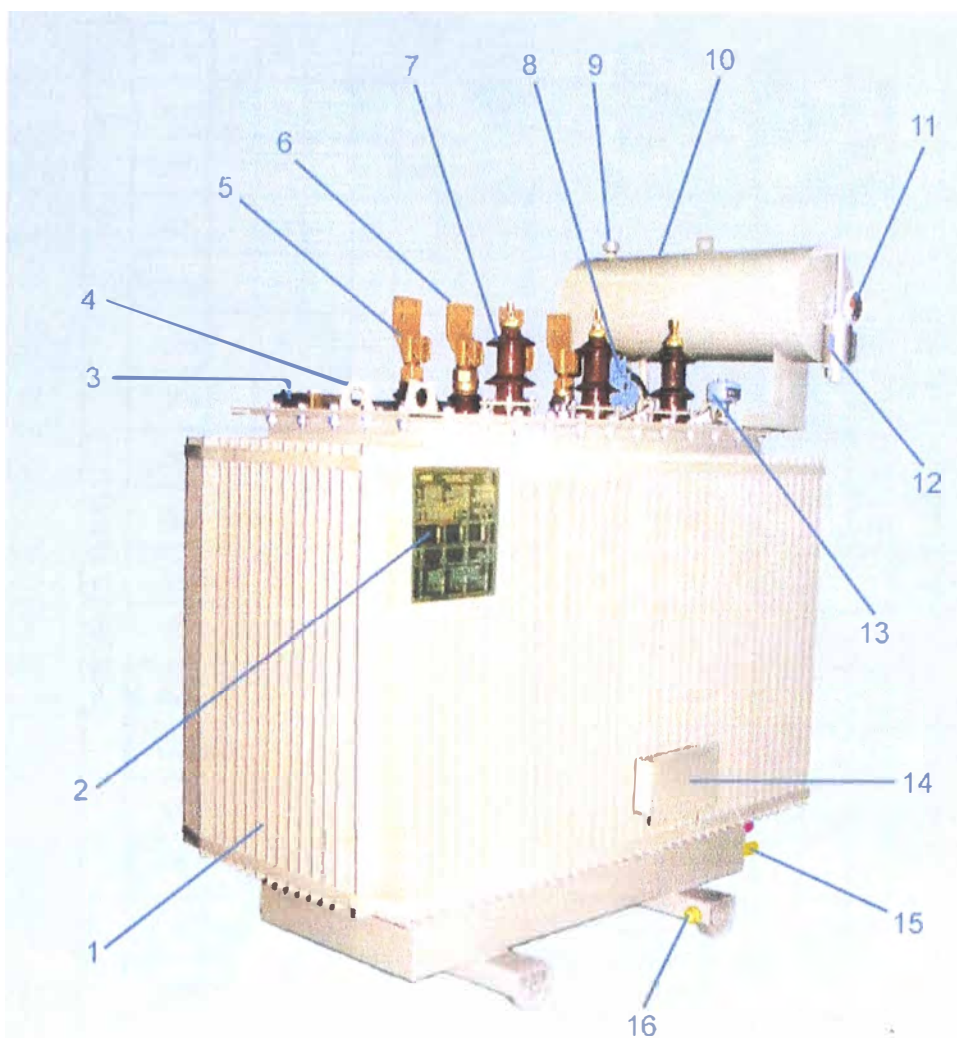


Fig. (1-3)d

- | | |
|------------------------------------|--|
| 1. Tanque o cuba. | 9. Tapón de aeración |
| 2. Placa de características | 10. Tanque conservador |
| 3. Válvula de seguridad | 11. Indicador nivel de aceite |
| 4. Oreja de suspensión | 12. Desecador |
| 5. Aislador de fase neutro | 13. Termómetro |
| 6. Aislador Baja Tensión | 14. Caja de bornes |
| 7. Aislador Alta Tensión | 15. Válvula de filtrado |
| 8. Relé Buchholz | 16. Perno de conexión a tierra. |

ACCESORIOS NORMALIZADOS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Tabla 1.1

ACCESORIO	MODELO	POTENCIA (kVA)																				
		15	25	40	50	80	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	
Ruedas	Diámetro 90 mm	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	S	S	S								
	Diámetro 135 mm														S	S	S	S	S	S	S	S
Valvula de Vaciado y Muestreo	Tapón	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S								
	Globo 1/2"														S	S	S	S				
	Globo 3/4"																			S	S	S
Termómetro	Dial, bulbo rígido						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Dial, bulbo rígido c/c																	X	X	X	X	X
	Dial, capilar flexible c/c																				X	X
Pozo Termométrico							S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S
Indicador de Nivel	Flotador	X	X	X	X	X																
	Dial, diam. 80 mm	X	X	X	X	X	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S
	Dial, diam. 100 mm c/c																	X	X	X	X	X
Relé Buchholz	Montaje en tapa														X	X	X	X				
	Montaje entre bridas																		X	X	X	X
Deshumecedor	VE11														X	X	X	X				
	VE. 1																		X	X	X	X
Válvula de Seguridad	Diámetro 1"	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Diámetro 2" c/c																				X	X

(S) Accesorios estándar incluidos en el transformador

(X) Accesorios adicionales incluidos solo a pedido

1.13 ACCESORIOS DE PROTECCIÓN

Para transformadores de gran potencia, se consideran otros accesorios, en especial son dispositivos destinados a conservar el buen estado del transformador, siendo éstos los siguientes:

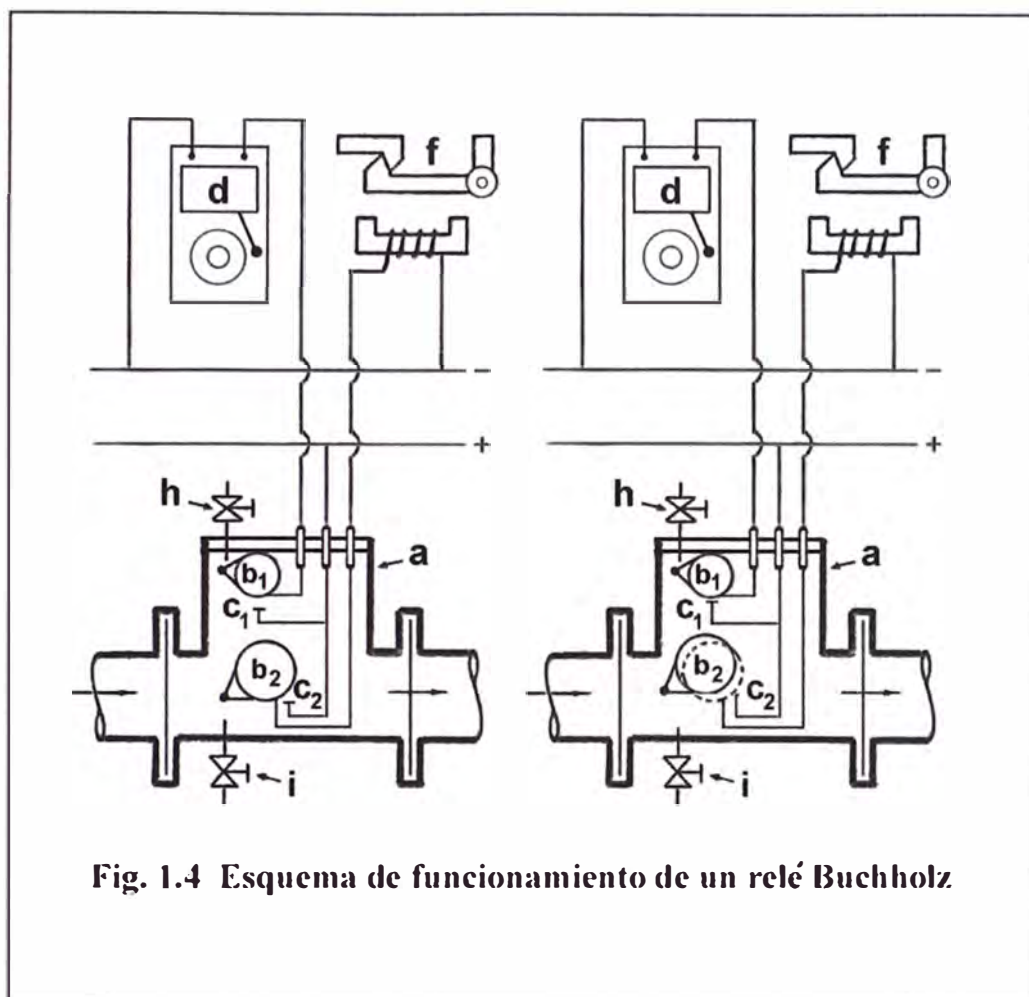
- El Relé de Buchholz
- El Relé de Imagen Térmica.

EL RELÉ DE BUCHHOLZ

Como consecuencia de un mal funcionamiento del transformador, se origina calentamientos en los arrollamientos y consecuentemente se producen gases en el aceite para los casos de arcos entre la cuba y arrollamientos, cortocircuitos, sobrecarga brusca, etc., que modifican las propiedades químicas del aceite y lógicamente disminuye la rigidez dieléctrica.

El relé Buchholz debe intercalarse en el tubo que une la cuba del transformador y el depósito de expansión (conservador de aceite), como se muestra en la Figura (1-3).

La caja "a" que normalmente está llena de aceite, contiene los flotadores "b1" y "b2" móviles alrededor de sendos ejes fijos. Cuando se producen pequeñas burbujas de gas, éstas se elevan en la cuba hacia el conservador del aceite, siendo captadas por el aparato y almacenadas en la caja, cuyo nivel de aceite baja progresivamente. El flotador "b1" se inclina cerrando los contactos "c1" que alimenta el círculo de alarma "d" cuando cae el flotador. La disposición esquemática del Relé de Buchholz se observa en la Figura (1-4). Y en la Fig. 1-4.a. Podemos ver al Relé Buchholz físicamente.



Si continúa el desprendimiento de gas, el nivel del aceite en la caja, baja más, de forma que los gases pueden alcanzar el conservador de aceite. Una mirilla que contiene la caja "a" permite observar la cantidad y color de los gases captados. De la cantidad se deduce la importancia del defecto. Del color de los gases se deduce el lugar de producción del defecto, así: Gases blancos indican destrucción del papel, amarillos del deterioro de piezas de madera, negros o grises de la descomposición del aceite. El flotador "b₂" continúa en reposo, si el desprendimiento de gases es lento. Cuando el desprendimiento de gas es violento, se producen grandes burbujas, de tal forma que el aceite es enviado bruscamente por choque a

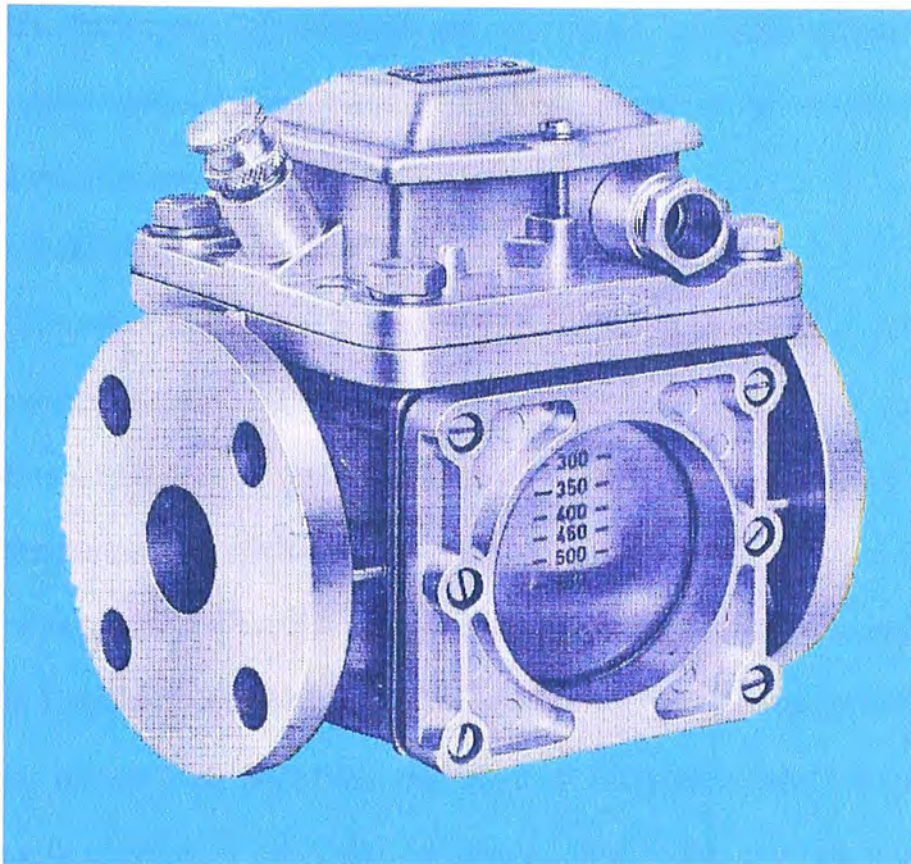


Fig. 1-4.a Relé Buchholz

través del tubo y hacia el conservador de aceite. Cuando la velocidad del flujo de aceite incide en el flotador "b₂" arrastrándolo y provocando el cierre de los contactos "c₂" que accionan el mecanismo "f" de desconexión de interruptores de los lados de AT. y BT. del transformador, sacándolo fuera de servicio. Cabe mencionar que las pequeñas burbujas se presentan cuando la temperatura del aceite es superior a los 150 °C, temperatura a la cual se produce la volatización del aceite.

El grifo "h" permite la salida de los gases acumulados en la caja, a los cuales se inflama para apreciar si se trata de gases de aceite o aire que hubiese penetrado en el transformador. Otro grifo de ensayo "i" permite comprobar haciendo funcionar el aparato por medio de una bomba auxiliar que los

contactos, flotadores, conexiones, etc., se hallen en buen estado. Este ensayo debe realizarse terminado su montaje y durante el servicio después de cada vez que haya funcionado el dispositivo.

EL RELÉ DE IMAGEN TÉRMICA

Es un dispositivo que evita que el transformador esté sometido a sobrecarga y consecuentemente al calentamiento que es perjudicial para los conductores activos. El relé de imagen térmica está constituido de las siguientes partes: Figura (1-5)

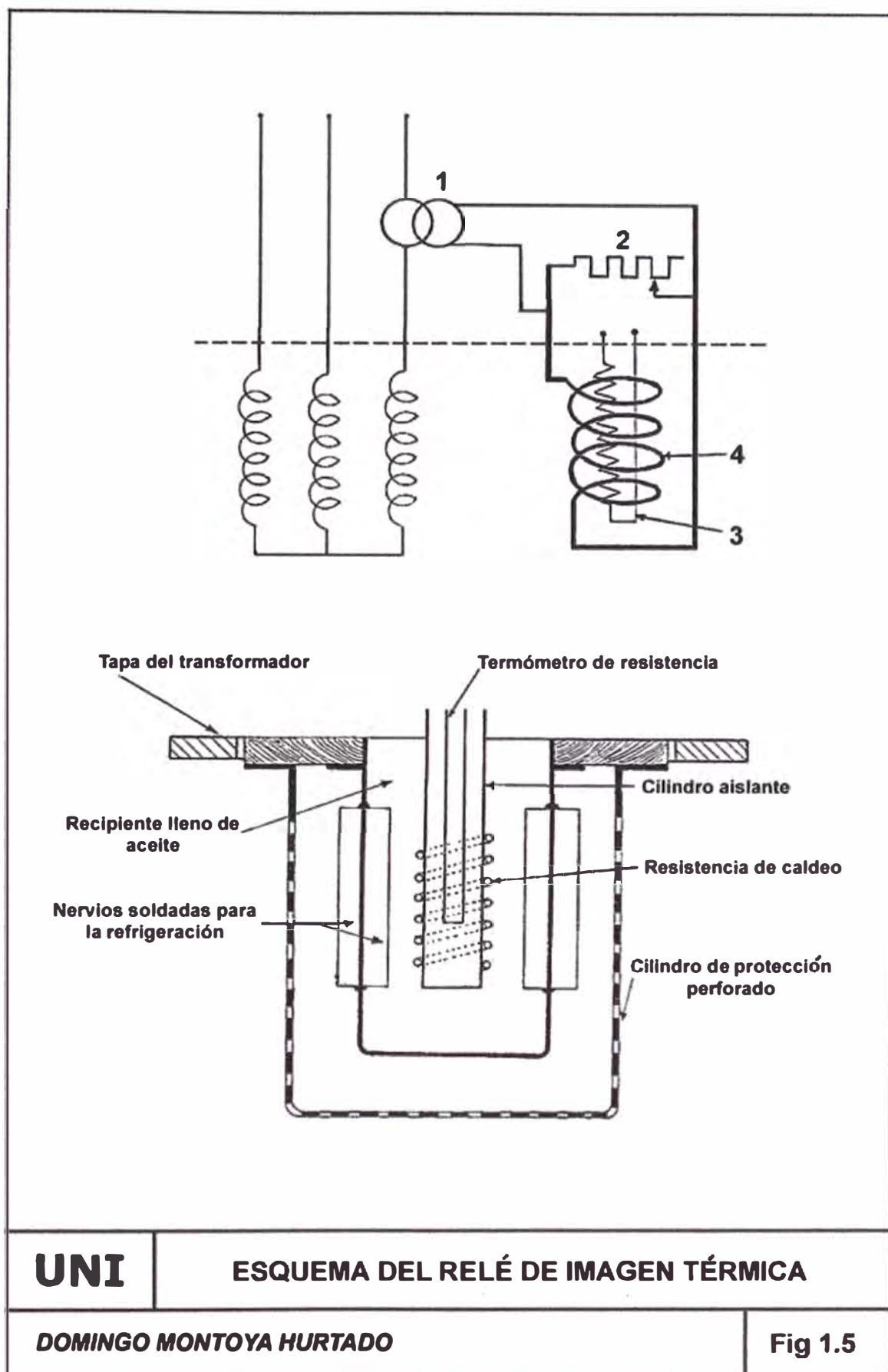
Un termómetro de resistencia "3" propiamente dicho que se encuentra en la parte del aparato que se halla sumergido en el aceite del transformador, y en el interior de un tubo perforado del material aislante. Este tubo sirve de soporte a la resistencia de caldeo "4" que es atravesada por una parte de la corriente secundaria de un transformador de intensidad I , situado en el circuito de alimentación del transformador.

La resistencia de caldeo está alojada en un recipiente metálico provisto de nervios interiores y exteriores, que estando llenos también de aceite va sumergido en el aceite del transformador. Las partes de aparato que se encuentran debajo de la tapa de aquel y rodeada de aceite se protegen con una envoltura cilíndrica de plancha perforada.

En la parte superior del aparato, encima de la tapa del transformador se coloca una resistencia ajustable "2", conectada en paralelo con la resistencia de caldeo. El recipiente metálico puede ser construido por un número de nervios diferentes, lo cual permite adaptar la constante de tiempo del termómetro de resistencia a la del bobinado del transformador.

Si no pasara corriente por la resistencia de caldeo, el aceite del recipiente, tendría la misma que del transformador, pero esta resistencia se alimenta por un transformador de corriente y es por lo tanto recorrida por una intensidad proporcional a la que da el transformador de potencia, resultando de ello un calentamiento del aceite del recipiente que corresponde a la diferencia de temperatura entre el arrollamiento y el aceite del tanque. El instrumento indicador es de cuadro móvil con escala dividida en °C. Si las dos constantes de tiempo están bien coordinadas, el instrumento indica de una manera bastante precisa las variaciones de temperatura en el arrollamiento del transformador.

El instrumento indicador se construye en general para ser accionados por contactos de máxima, una señal de alarma o provoque la desconexión del interruptor, tan pronto como la temperatura sobrepase los valores determinados. De lo expuesto el relé de imagen térmica es pues una protección eficaz contra las sobrecargas un parámetro importante a controlar en los transformadores de potencia es la temperatura del devanado del transformador. A éste indicador se le llama "relé de imagen térmica", que tiene la misión de reproducir indirectamente esta medida en el punto más caliente. Cuando se va poner en servicio un transformador se debe controlar que el relé de imagen térmica esté a nivel (para el caso de los indicadores que tienen contactos de mercurio los cuales deben coincidir con las



indicaciones del fabricante del transformador, por lo que se utilizarán como **mínimo un contacto** para la **indicación de alarma**, y **otro** para ordenar la **desconexión**. En los transformadores que tengan refrigeración forzada (para el caso de **ventiladores**). Se utilizará otro **contacto para el arranque** automático de estos. Luego ajustar la aguja de máxima con la de indicación de temperatura para que a partir de ese momento se efectúe el control.

1.2 COMPARACIÓN ENTRE EL CIRCUITO ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO

Así como un circuito eléctrico es un sistema de conductores eléctricos por los cuales pueden transmitirse corrientes eléctricas, como consecuencia de la aplicación de fuerzas electromotrices (fem); análogamente, el circuito magnético es un sistema de conductores magnéticos en los que puede ser establecido un flujo magnético como consecuencia de la aplicación de fuerzas magnetomotrices (fmm) Y así como un generador o una batería funcionan como fuente de fem y provocan corrientes en el circuito eléctrico, también un conductor o una bobina expuesta a un flujo magnético que varía con el tiempo, se comporta como fuente de fmm y crean magnetismo en el circuito magnético.

Estas generalizaciones permiten comparar la fmm con la fem y el flujo con la corriente. Puede plantearse una tercera analogía entre la oposición a la corriente en un circuito eléctrico y la oposición al establecimiento del flujo en un circuito magnético; en el primero es la resistencia y en el segundo recibe el nombre de reluctancia.

El flujo producido es directamente proporcional a la fmm e inversamente proporcional a la reluctancia y las relaciones entre las dos clases de circuitos

pueden ser comparadas sobre la base de la Ley de Ohm y de su analogía para los circuitos magnéticos.

$$\text{corriente} = \frac{\text{f.e.m.}}{\text{resistencia}}$$

$$\text{Flujo} = \frac{\text{f.m.m.}}{\text{reluctancia}} \quad (1)$$

Además de las analogías indicadas existen varias diferencias importantes entre los circuitos eléctricos y magnéticos. Por ejemplo en un circuito eléctrico la corriente puede ser reducida a cero mediante la simple apertura del interruptor principal, en estas condiciones existe una fem. pero no una corriente.

En cambio en un circuito magnético no existe nada semejante a un interruptor magnético que pueda ser abierto o cerrado, si existe una fmm. existirá un flujo porque la diferencia entre la reluctancia del aire y de los materiales magnéticos no es tan grande como la diferencia de resistencia entre los conductores y aisladores eléctricos.

Otra diferencia importante reside en las propiedades de resistencia y de reluctancia de los materiales eléctricos y magnéticos. Excepto en las variaciones relativamente pequeñas debidas a los cambios de temperatura, la resistencia de un conductor eléctrico es esencialmente constante; la resistencia no es afectada en forma significativa por la magnitud de la corriente.

En cambio la reluctancia de una sustancia magnética (diferente del aire) guarda una relación muy definida con el flujo creado, o dicho de otra

manera, la reluctancia y el flujo están ligados de tal modo que para una fmm dada, la reluctancia depende de la inducción y viceversa.

1.3 PARÁMETROS DEL CIRCUITO MAGNÉTICO

Si: “ ε ” es la fmm o diferencia de potencial magnética o lo largo del circuito magnético, donde:

ϕ es el flujo que circula por el circuito magnético

R es la reluctancia del circuito magnético

Entonces según la ecuación (1) se tiene:

$$\phi = \frac{\varepsilon}{R} \quad (2)$$

La inversa de la reluctancia R, se denomina permeancia P del circuito magnético, es decir:

$$P = \frac{1}{R} = \frac{\phi}{\varepsilon} \quad (3)$$

Si el circuito magnético es de sección uniforme y naturaleza homogénea, la permeancia del mismo resulta por experiencia proporcional a la sección transversal A del circuito magnético e inversamente proporcional a su longitud l, de tal modo que:

$$P = \mu \frac{A}{l} \quad (4)$$

y:

$$R = \frac{l}{\mu A} \quad (5)$$

donde el coeficiente de proporcionalidad μ , llamada permeabilidad de la sustancia desempeña un papel similar a la conductividad de los circuitos

eléctricos. La intensidad del campo magnético \mathbf{H} queda definida como la fmm. por unidad de longitud, es decir:

$$H = \frac{\varepsilon}{l} \quad (6)$$

introduciendo la densidad de flujo o inducción B , se tiene:

$$B = \frac{\phi}{A} = \frac{\frac{\varepsilon}{RA}}{A} = \frac{\varepsilon}{RA^2}$$

$$B = \frac{\varepsilon}{\frac{l}{\mu A} \times A} = \mu \frac{\varepsilon}{l} \quad (7)$$

Por la ecuación (6) se tiene:

$$\mathbf{B} = \mu \mathbf{H} \quad (8)$$

El valor de la permeabilidad μ depende de la sustancia que constituye el circuito magnético y suele ser prácticamente el mismo para casi todos los materiales que se emplean en la electrotecnia tales como el aire, aceite cobre, aluminio, aleaciones y aislantes; salvo para los llamados materiales ferromagnéticos como el hierro y sus derivados en los cuales alcanza valores mucho más elevados que las sustancias restantes.

La permeabilidad μ es afectada muy poco por la temperatura dentro de los márgenes industriales, es por ello que la propiedad de la permeabilidad ha sido decisiva para la construcción de las máquinas eléctricas.

Debido a la elevada permeabilidad de los materiales ferromagnéticos es posible la fabricación económica de las máquinas eléctricas, pero la

inconstancia de la permeabilidad μ , trae como consecuencia en estudio de estas máquinas, incertidumbre y dificultad, disminuyendo así el carácter racional de la buena parte de la Electrotecnia y otras ramas afines, imprimiendo al cálculo de estas máquinas un sello empírico en sus fundamentos que pesa a lo largo de todo el desarrollo.

1.4 UNIDADES DEL SISTEMA INTERNACIONAL SI

El estudio y diseño de las máquinas eléctricas se encuentran entre las áreas más antiguas de la ingeniería eléctrica. Su estudio comienza a finales del siglo diecinueve. En ese entonces las unidades eléctricas comenzaron a estandarizarse internacionalmente y llegaron a ser utilizadas por los ingenieros de todo el mundo, Volt, ampere, ohm, watt y unidades similares del sistema métrico de unidades han sido utilizadas para describir las cantidades eléctricas en las máquinas.

En los países de habla inglesa, las cantidades mecánicas han sido medidas durante mucho tiempo con el sistema inglés de unidades (pulgadas, pies, libras, etc) Esta práctica se siguió en el estudio de máquinas. Por esa razón, durante muchos años las cantidades eléctricas y mecánicas se han medido con diferentes sistemas de unidades.

En 1954 fue adoptado como norma internacional un sistema de unidades basado en el sistema métrico. Este sistema se conoce como **Sistema Internacional (SI)** y ha sido acogido en la mayor parte del mundo. Estados Unidos es prácticamente el único país que se ha mantenido en el sistema inglés ya que incluso Gran Bretaña y Canadá adoptaron el **SI**.

1.- Unidades del sistema SI. Las unidades de las cantidades empleadas con mayor frecuencia en ingeniería eléctrica (volts, amperes, watts, ohms, etc.) son aquellas del sistema métrico. Forman parte del Sistema Internacional de Unidades (Systeme International d'Unités, abreviado "**SI**"). Las unidades del sistema SI se emplean en este informe de suficiencia según la costumbre en publicaciones de ingeniería eléctrica en el ámbito mundial. Otras unidades, en particular las del sistema **cgs** (centímetro-gramo-segundo) se encontrarán en citas de literatura antigua. Las unidades eléctricas del sistema **cgs** se indican en la **Tabla 1-2** junto con los factores de conversión a unidades del sistema SI. Las unidades eléctricas del sistema SI se basan en el sistema **mksa**(metro-kilogramo-segundo-ampere). Han sido adoptadas por las instituciones normativas a nivel mundial, que incluyen a la International Electrotechnical Commissions (IEC), el American National Standards Institute (ANSI) y el Standards Board (Consejo de Normas) del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

2.- Cantidades fundamentales CGPM. La General Conference on Weights and Measures (Junta General de Pesas y Medidas, CGPM) ha adoptado siete cantidades como base o fundamentales, es decir, que no se derivan de otras. Estas son longitud, masa, tiempo, corriente eléctrica, temperatura termodinámica, cantidad de sustancia e intensidad luminosa. En la **Tabla 1-2** se da una lista de ellas, el nombre de la unidad SI para cada una y la letra o símbolo literal utilizado en el Sistema Internacional (SI).

TABLA 1-2 Unidades básicas del sistema SI

Cantidad	Unidad	Símbolo
Longitud	metro	m
Masa	kilogramo	Kg
Tiempo	segundo	s
Corriente eléctrica	ampere	A
Temperatura termodinámica	Kelvin	K
Cantidad de sustancia	mol	mol
Intensidad luminosa	candela	cd

3.- Unidades derivadas del sistema SI. La mayor parte de las cantidades y unidades empleadas en ingeniería eléctrica caen dentro de la categoría de unidades derivadas del sistema SI, es decir, unidades que pueden definirse completamente en términos de las cantidades básicas o fundamentales y las complementarias descritas con anterioridad.

En la **Tabla 1-3** se da una lista de las principales cantidades eléctricas en el sistema SI y se indican sus equivalencias en términos de unidades fundamentales y complementarias. Las definiciones de estas cantidades como aparecen en el Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms del IEEE son:

TABLA 1-3 Unidades derivadas del sistema SI más utilizadas en ingeniería eléctrica

Unidades del SI				
Cantidad	Nombre	Símbolo	Expresión en términos de otras unidades	Expresión de términos de unidades básicas
Fenómeno periodico)	hertz	Hz	1/s	s ⁻¹
Energía, trabajo, cantidad de calor	joule	J	N·m	m ² Kg s ⁻²
Potencia ,flujo radiante	watt	W	J/s	m ² kg. s ⁻³
Cantidad de electricidad Carga eléctrica	coulomb	C	A .s	s.A
Diferencia de potencial Potencial eléctrico.	Volt	V	W/A	m ² kg.s ⁻³ A ⁻¹
capacitancia eléctrica	farad	F	C/V	m ⁻² kg ⁻¹ s ⁴ A ²
Resistencia eléctrica	ohm	Ω	V/A	m ² kg ⁻¹ s ⁴ A ⁻²
Conductancia	siemens	S	A/V	m ⁻² kg ⁻¹ s ³ A ²
Flujo magnético	weber	Wb	V.s	m ² kg s ⁻² A ⁻¹
Densidad del flujo magnético	tesla	T	Wb/m ²	kg. s ⁻² A ⁻¹
Inductancia	henry	H	Wb/A	m ² kg s ⁻² A ⁻²

Adaptado de las normas ANSI / IEEE 268-1973,268-1976 Y 268 – 1982.

hertz. Unidad de frecuencia igual a 1 ciclo por segundo.

newton. Fuerza que imprimirá una aceleración de 1 metro por segundo por segundo a una masa de un kilogramo.

pascal. Presión ejercida por una fuerza de 1 newton distribuida en forma uniforme sobre una superficie de 1 metro cuadrado.

joule. Trabajo realizado por una fuerza de 1 newton que actúa a lo largo de 1 metro de distancia.

watt. La potencia necesaria para realizar trabajo con una rapidez de 1 joule por segundo.

coulomb. La cantidad de carga eléctrica que pasa por cualquier sección transversal de un conductor en 1 segundo cuando se mantiene constante la corriente de 1 ampere.

volt. La diferencia de potencial entre dos puntos de un alambre conductor que conduce una corriente constante de 1 ampere cuando la potencia disipada entre estos puntos es de 1watt.

farad. La capacitancia de un capacitor en el cual la carga de un coulomb produce una diferencia de potencial de un volt entre sus terminales.

ohm. La resistencia de un conductor de manera que una corriente constante de 1 ampere en él produce un voltaje o tensión de un volt entre sus extremos.

siemens (mho). Conductancia de un conductor tal que el voltaje constante de 1 volt entre sus extremos produce una corriente de 1 ampere en él.

weber. El flujo magnético cuya disminución a cero, cuando se enlaza a una sola vuelta (espira), induce en ella un voltaje cuyo integral en el tiempo es 1 volt-segundo.

tesla. Inducción magnética igual a 1 weber por metro cuadrado.

henry. Inductancia para lo cual el voltaje inducido en volts es numéricamente igual a la rapidez de cambio de la corriente, en amperes por segundo.

Sistema de unidades cgs. Las unidades que se emplean con mayor frecuencia en física y ciencias eléctricas desde su establecimiento en 1873 hasta que se abandonaron prácticamente en 1948, se basan en los sistemas electromagnéticos y electrostático centímetro-gramo y segundo (**cgs**).

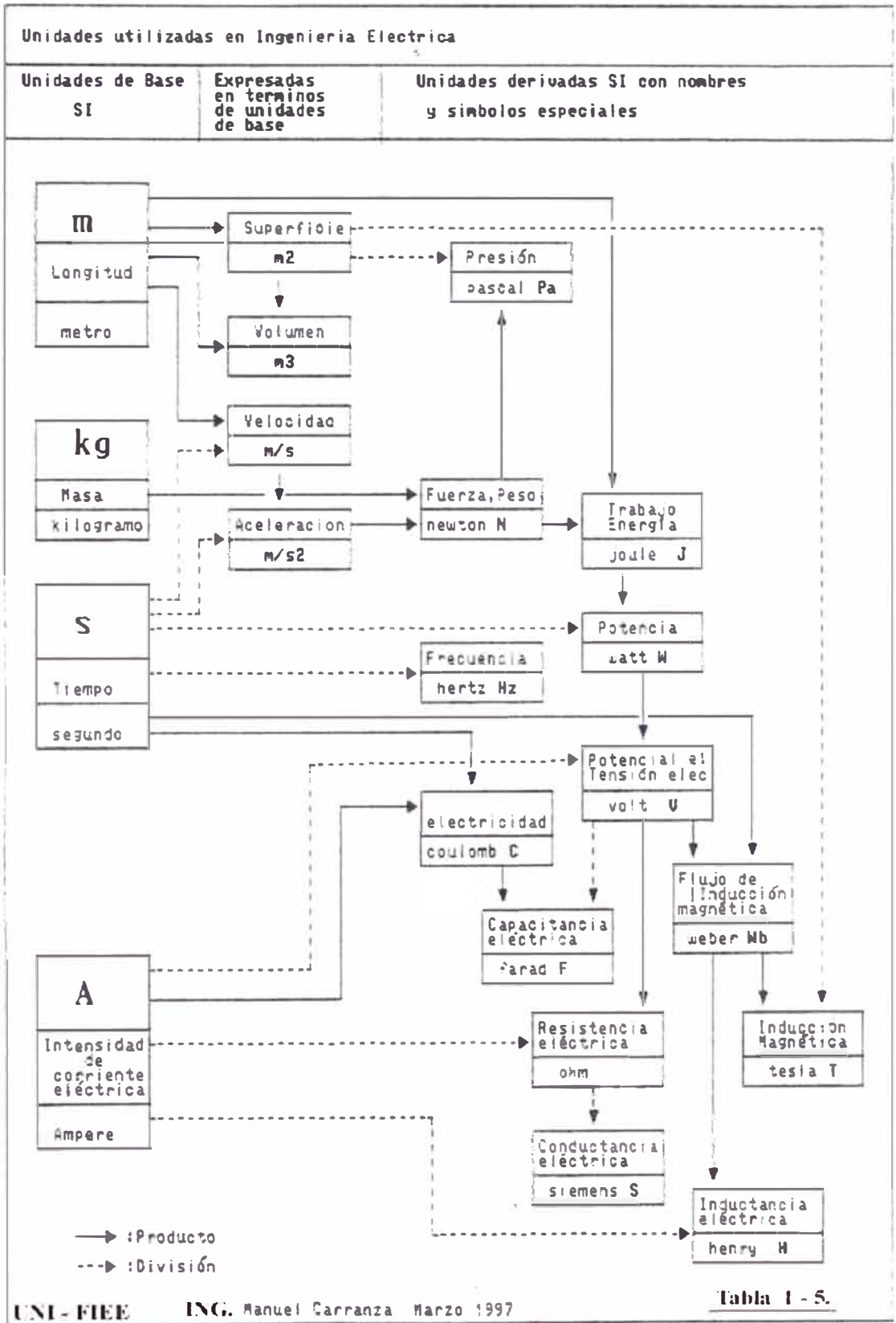
Estas se han empleado principalmente en trabajos teóricos, en contraste con las unidades del sistema **SI** (y sus antecesoras las “unidades prácticas” véase párrafo siguiente) empleadas en ingeniería.

En la **Tabla 1-4** se da una lista de las principales cantidades eléctricas del sistema **cgs** en las que se indican sus unidades, símbolos y su valor equivalente en el sistema **SI**. Las unidades **cgs** se dejaron de usar en publicaciones de ingeniería eléctrica oficialmente conforme a las normas de la **IEEE** a partir de 1966.

Las unidades del sistema **cgs** no se utilizan mucho en ingeniería eléctrica, ya que su magnitud suele ser inconveniente en comparación con las cantidades usadas en la práctica. Por ejemplo, la unidad electromagnética **cgs** de la capacitancia es el gigafarad.

TABLA 1-4 Unidades **cgs** y equivalentes

Cantidad	Nombre	Símbolo	Correspondencia con el sistema SI
Sistema electromagnético			
Corriente	abampere	abA	= 10 amperes (exactamente)
Voltaje	abvolt	abV	= 10^{-8} volt (exactamente)
Capacitancia	abfarad	abF	= 10^9 farads(exactamente)
Inductancia	abhenry	abH	= 10^{-9} henry (exactamente)
Resistencia	abohm	ab Ω	= 10^{-9} ohm (exactamente)
Flujo magnetico	maxwell	Mx	= 10^{-8} weber (exactamente)
Intensidad del campo magnético	oersted	Oe	= 79.5774 amperes por metro
Densidad del flujo magnético	gauss	G	= 10^{-4} tesla (exactamente)
Fuerza Magnetomotriz	gilbert	Gb	= 0.795774 ampere
Sistema electrostático			
Corriente	statampere	statA	= 3.335641×10^{-10} ampere
Voltaje	statvolt	statV	= 299.79246 volts
Capacitancia	statfarad	statF	= 1.112650×10^{-12} farad
Resistencia	statohms	statH	= $8.987\ 554 \times 10^{11}$ henrys
Unidades Mecánicas			
Aplicable por igual al sistema electrostático y electromagnético			
Trabajo / energía	erg	rg	= 10^{-7} joule (exactamente)
Fuerza	dina	din	= 10^{-5} newton (exactamente)



1.5 CURVAS DE INDUCCIÓN.

Para el aire y demás sustancias no ferromagnéticas la ecuación $\mathbf{B} = \mu \mathbf{H}$ es solamente una expresión analítica, ya que se transforma en: $\mathbf{B} = \mathbf{H}$.

Para los materiales magnéticos se requiere una representación gráfica de la densidad del flujo \mathbf{B} en función del campo \mathbf{H} , es decir $\mathbf{B} = f(\mathbf{H})$. Esta curva se denomina Característica Magnética o Curva de Inducción del material considerado. Para los transformadores en el cual los circuitos magnéticos se encuentran sometidos a un flujo alterno es necesario considerar las curvas de la chapa magnética aleadas, denominadas también chapas silicosas, generalmente con un grosor de 0.35 mm. La aportación del silicio tiene las finalidades de reducir las pérdidas por histéresis y aumentar la resistividad de acero. Con lo último se logra lógicamente disminuir las pérdidas por corrientes parásitas. El silicio evita el envejecimiento de la chapa, originada por la acción continuada de calor, el cual trae consigo el aumento de las pérdidas con el tiempo. El contenido de silicio en una chapa magnética es inversamente proporcional a la pérdida por Kg pero no se puede exagerar el contenido de silicio, porque la chapa se vuelve tan quebradiza que se hace difícil su manipulación, además presenta dificultades para el punzonado y corte.

Es importante que las chapas que van a emplearse y que por consiguiente estén ya cortadas, tengan el corte limpio y sin rebabas, de lo contrario podrían producirse cortocircuitos francos entre las chapas con un aumento de pérdidas.

Para evitar las pérdidas en los transformadores se aísla una cara de la chapa con un papel fino y encolado o mediante un barniz protector; a veces para aprovechar el espacio se recurre al silicato, ello da lugar como resultado una disminución de pérdidas en el núcleo, aproximadamente del orden del 20%. Otro tipo de aislamiento es el llamado carlita que se emplea en ambas caras de la chapa (laminada en frío).

No se puede recurrir al limado de las chapas una vez montadas en el paquete, ya que aumentarían los cortocircuitos.

En el montado de las chapas hay que procurar que estén bien apretadas entre sí, de lo contrario vibran y hacen ruidos desagradables. Conforme aumenta la inducción, aumentan las pérdidas por Kg de chapa.

Hay dos tipos de estas chapas y son: Las chapas laminadas en caliente y las chapas laminadas en frío o de grano orientado.

1.5.1 CHAPAS LAMINADAS EN CALIENTE

Es la chapa de permeabilidad y pérdidas consideradas antes como normales. Como una orientación se indica que las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas están en el rango de 0.8 W/Kg a 1.3 W/Kg referidas a 1 Tesla y a la frecuencia de 60 Hz.

1.5.2 CHAPAS LAMINADAS EN FRÍO O DE GRANO ORIENTADO

El acero al silicio de grano orientado laminado en frío, cristaliza en el sistema regular centrado como se indica en la Figura (1.6).

Tal cristalización ofrece una anisotropía magnética. Cabe mencionar que una masa de acero no es un monocristal sino que está formada por cristales de mayor o menor tamaño, según el proceso de fabricación y tratamiento de

azufre. Cada cristal tiene una malla cristalina con determinada orientación. El conjunto de cristales aún cuando cada anisótropo, forma un cuerpo isótropo.

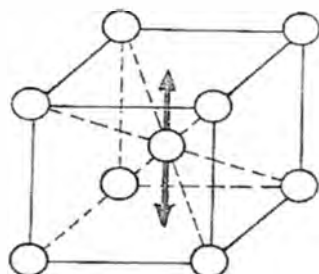


Fig. 1.6

Por fuertes laminadas en frío, los cristales tienden a orientarse. Se somete a un tratamiento térmico el material con la finalidad de eliminar tensiones internas, con ello, mejora las características magnéticas conservándose la orientación.

La dirección definida por el eje cuaternario es la más favorable, desde el punto de vista magnético, por el cual la chapa magnética de grano orientado sea en conjunto anisótropa, y que la dirección magnética más favorable sea la de laminación; por consecuencia la permeabilidad μ tiene valores más elevados y en campos alternos las pérdidas son mínimas.

Como orientación se indica que la chapa de grano orientado suele tener pérdidas en el rango de 0.5 W/Kg a 0.7 W/Kg referidos a 1 Tesla (T) a la frecuencia de 60 Hz.

Los actuales transformadores suelen proyectarse con inducciones que oscilan entre 1.5 T a 1.85 T y que con las chapas de grano orientado a estas inducciones no se llegan a la saturación.

En términos generales se puede admitir una reducción en las pérdidas de un transformador aproximadamente de un 50% y lógicamente al poder trabajar con inducciones de 1.7T, no se necesita tanta sección del núcleo para un mismo transformador y aún en estas condiciones las pérdidas en el hierro vienen a ser de un 35% de la chapa normal. Indirectamente se obtiene otra ventaja, ya que siendo el núcleo de menor sección, las espiras de los arrollamientos tienen menor longitud, con lo cual los arrollamientos ofrecen menos resistencia existiendo como un 10% menos de pérdidas en el cobre, a la vez que se disminuye el peso del hierro que representa un 10% menos de pérdidas.

Las figuras (1.7) y (1.8) muestran las curvas de inducción $B = f(H)$ de las chapas laminadas en caliente y laminadas en frío respectivamente.

La permeabilidad μ en cada punto; alcanza magnitudes que van de 50,000 a 150 para la chapa laminada en frío. La Figura (1.9) pone de manifiesto la característica fuertemente direccional de la chapa laminada en frío. Según el ángulo del flujo con la dirección del laminado, la permeabilidad μ se reduce a la centésima parte.

En las máquinas y transformadores eléctricos se calcula directamente con los valores de la inducción B y el campo H , no interviniendo casi nunca los de la permeabilidad μ .

La figura (1.10) nos muestra la magnitud de las pérdidas en la chapa de grano orientado en función del ángulo del flujo referidos a 1.5.T, observándose que para una desviación axial de 70° las pérdidas son cuatro veces mayores.

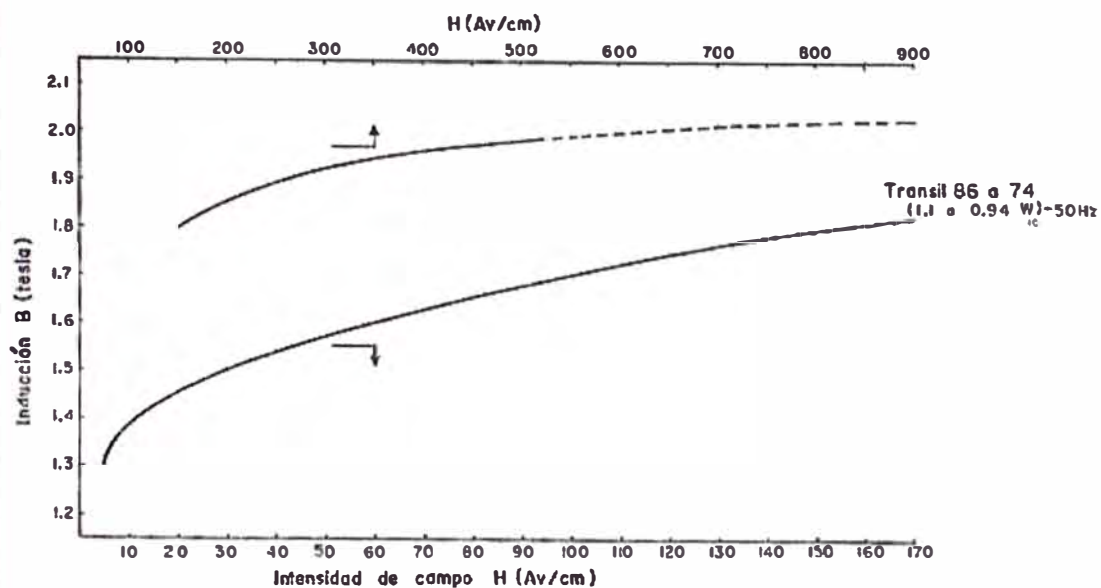


Fig. 1.7 Curva de inducción de chapas magnéticas laminadas en caliente

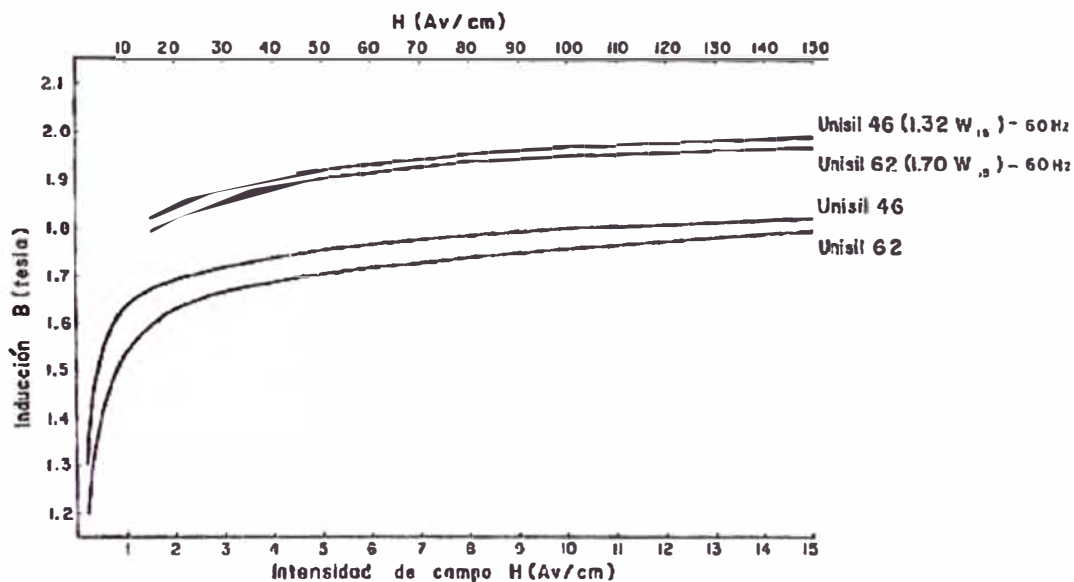


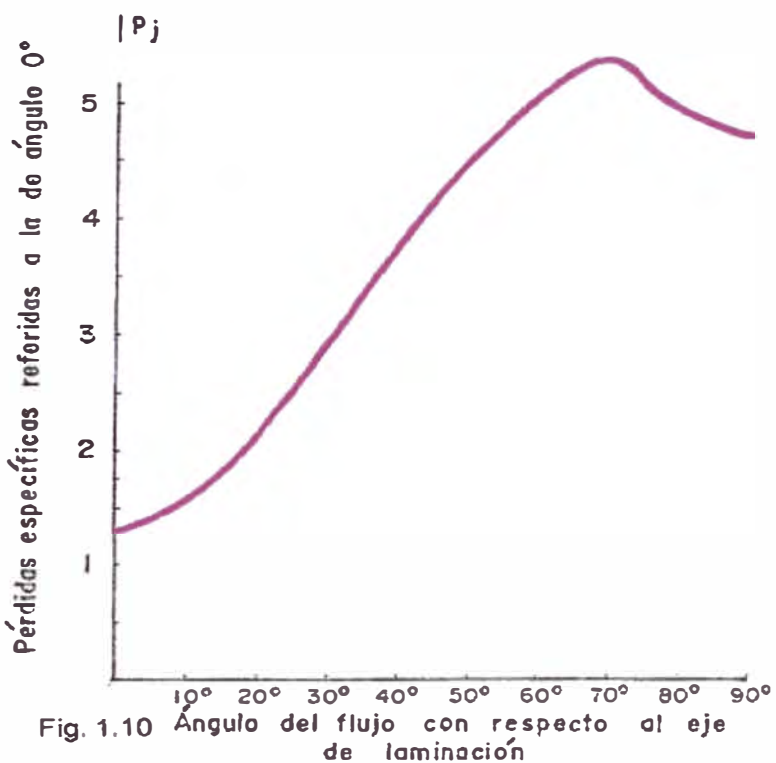
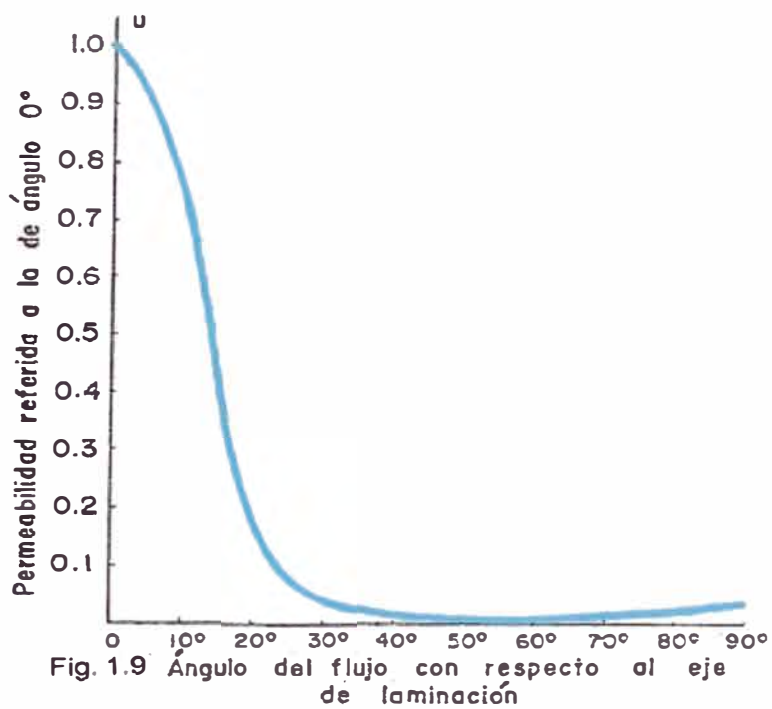
Fig. 1.8 Curva de inducción de Chapas magnéticas laminadas en frío

UNI

**CURVA DE INDUCCIÓN DE CHAPAS MAGNÉTICAS
LAMINADAS EN CALIENTE Y EN FRIÓ**

DOMINGO MONTOYA HURTADO

**Fig 1.7
Fig 1.8**


UNI
**CHAPA DE GRANO ORIENTADO,
CALIDAD INTERMEDIA, A 1.7 TESLA**
DOMINGO MONTOYA HURTADO
**Fig 1.09
Fig 1.10**

1.6 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DEL CIRCUITO MAGNÉTICO

1.6.1 Unión entre Núcleos y Culatas La unión entre núcleos y culatas (yugos) puede efectuarse en dos procedimientos, que son: Junta lisa o a tope y Junta ensamblada o a solape.

a) Junta Lisa o a Tope

Es aquella unión entre núcleos y culatas (yugos) simplemente por contacto y suele emplearse en transformadores de gran potencia. La Figura (1.11) nos muestra este tipo de junta.

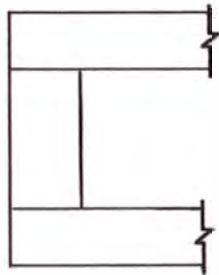


Fig 1.11

b) Junta Ensamblada o al Solape

Es aquella unión entre núcleos y culatas por ensamble y es el procedimiento más utilizado en transformadores de pequeña y mediana potencia. Observar esta junta en la Figura (1.12).

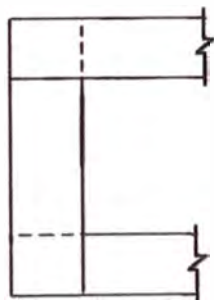


Fig. 1.12

En cualquiera de las dos juntas mencionadas, existen trechos en los cuales el flujo no se establece longitudinalmente en relación con la dirección del laminado, corte recto como se observa en la Figura (1.13).

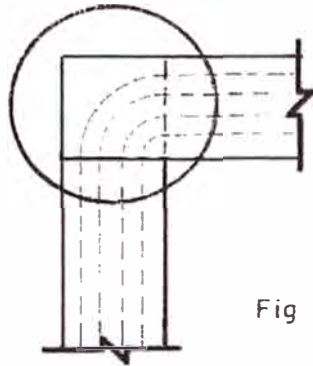


Fig 1.13

Esto origina en tales zonas cuando son de chapa de grano orientado, un aumento de pérdidas, luego disminuye el rendimiento y se tiene calentamiento a la vez. En las chapas de grano orientado, laminadas en frío, se evita este defecto con el llamado corte a 45° , lo cual facilita el paso del flujo magnético entre las columnas y los yugos, permitiendo obtener pérdidas y corriente de excitación mas bajas como se observa en la Figura (1.14)a.

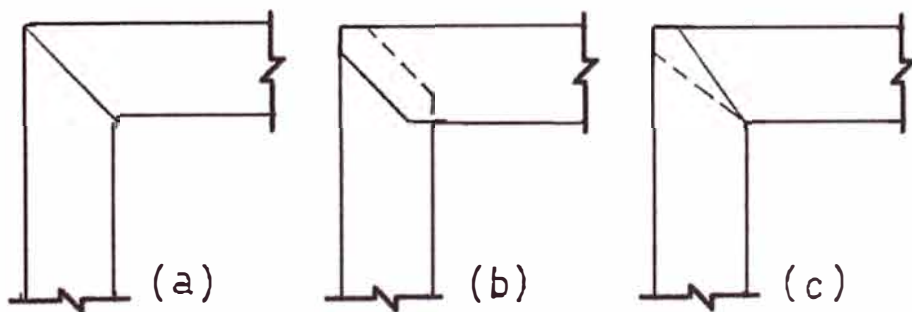


Fig 1.14

Otro tipo de corte (corte oblicuo), que admite la disposición de junta ensamblada o al solape se observa en las Figuras (1.14)b y c que para los transformadores trifásicos quedarían ensamblados según las Figuras (1.15)a y b respectivamente. Ver Fig. 1-22. Para mayor detalles.

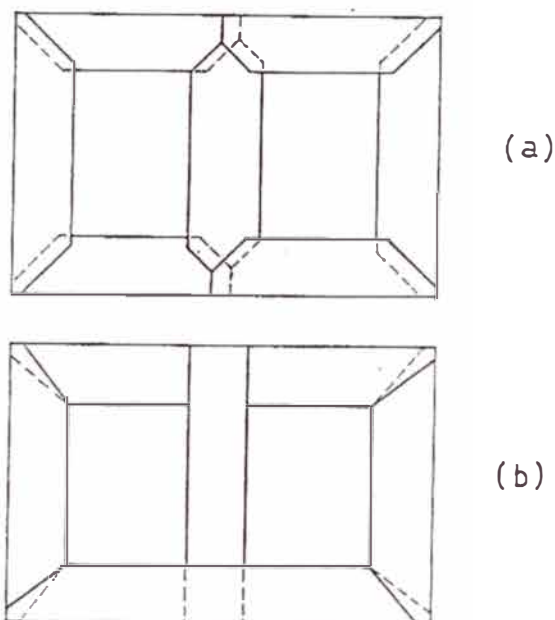


Fig. 1.15

Las culatas o yugos cuya forma no afecta a los arrollamientos se hacen casi siempre de sección cuadrada o rectangular y algunas veces de sección escalonada, aunque siempre más sencilla que la sección de los núcleos. La formación del circuito magnético debe hacerse de tal forma que las bobinas que constituyen los arrollamientos se coloquen de forma fácil.

En los transformadores de gran potencia se disponen los núcleos y culatas separadamente y se montan después de colocar los correspondientes bobinados como se muestra en la Figura (1.16).

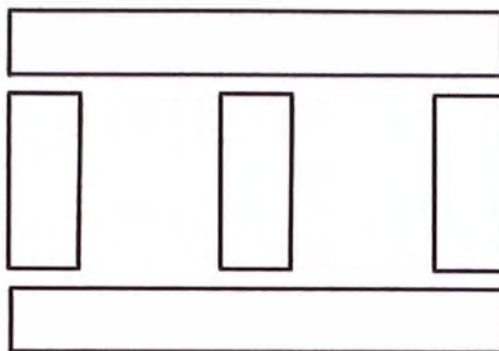


Fig. 1.16

Para facilitar el desmontaje y reparación de los bobinados en algunos de los transformadores grandes, la culata superior se coloca a tope sobre las columnas, como se observa en la Figura (1.17).

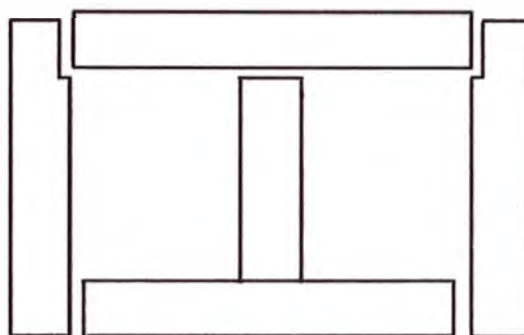


Fig. 1.17

1.6.2 SECCIONES DEL NÚCLEO

Las secciones del núcleo pueden ser: Cuadrado o rectangular y aproximadamente circular.

a) Sección Cuadrada o Rectangular

Empleada frecuentemente para pequeños transformadores y las bobinas tienen la misma forma que la sección de los núcleos.

b) Sección Aproximadamente Circular

Una sección circular perfecta no es económica ya que habría que cortar una gran cantidad de chapas de diferentes tamaños. Lo más frecuente y lógico

es cortar las chapas en dos o más tamaños escalonados de forma que la sección resultante quede inscrita en una circunferencia, aprovechando así mejor la chapa magnética y aumentando a la vez la superficie de ventilación de los núcleos. Este es el procedimiento en el caso de transformadores de mediana potencia, tal como se muestra en la Figura (1.18).

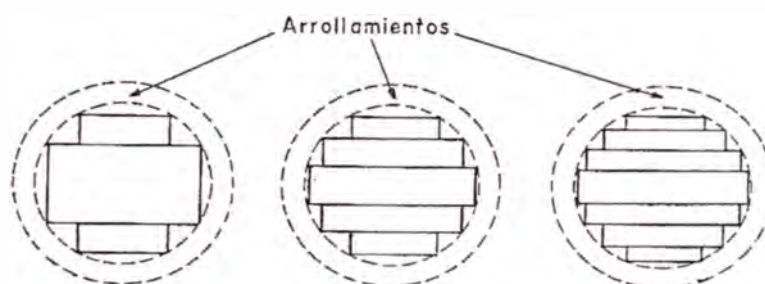
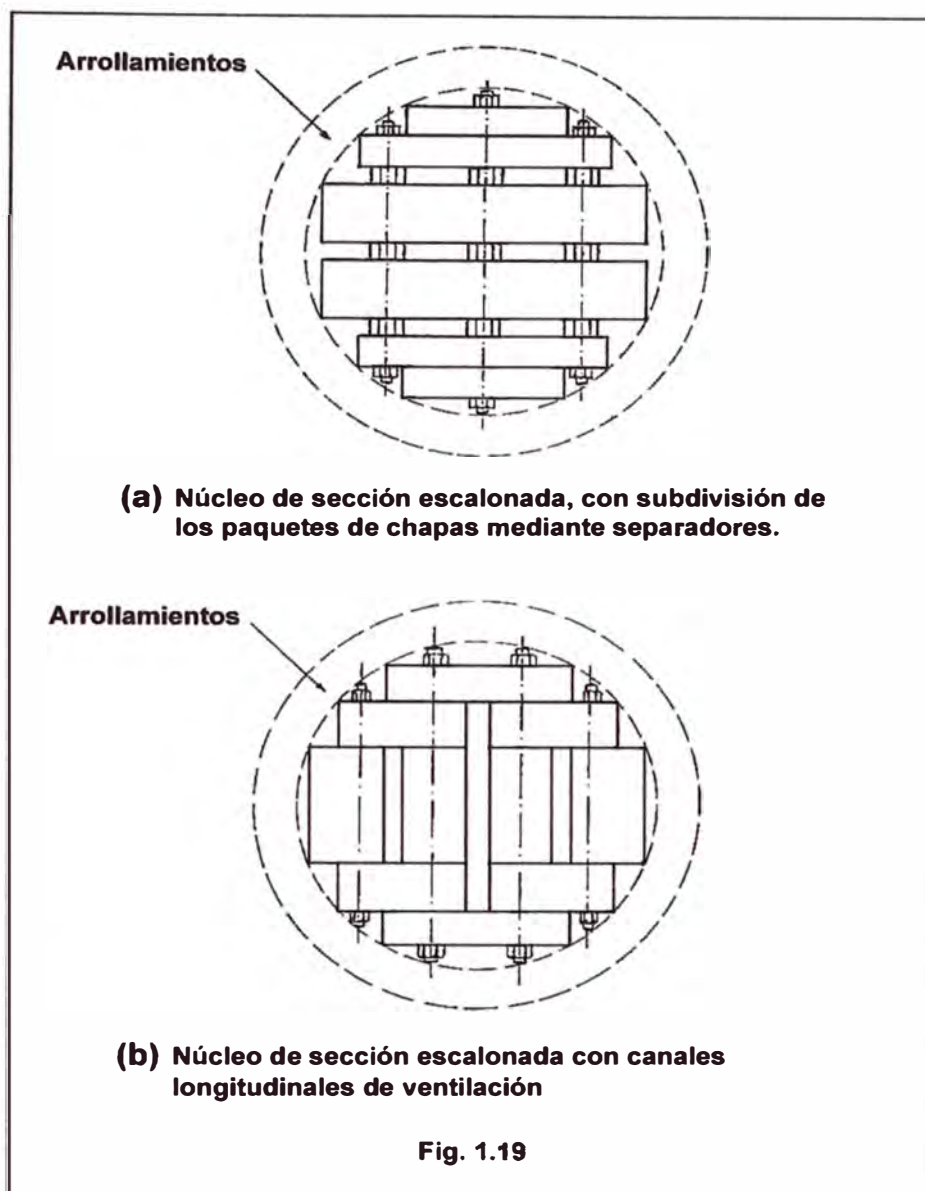


Fig. 1.18

Para los transformadores de gran potencia hace unas décadas era necesario para una mayor ventilación subdividir las chapas mediante separadores o viguetas de hierro, constituyendo así los canales de ventilación como se muestra en la Figura (1.19)a y b.

1.6.3 SUJECIÓN Y PRENSADO DE LAS CHAPAS

El prensado de los circuitos magnéticos según la tecnología de hace tres décadas se realizaba con ayuda de espárragos, que se instalaban en los agujeros pasantes de las columnas y culatas. Los transformadores de las series nuevas se ensamblan de acuerdo a la nueva tecnología que es progresiva y que no requiere espárragos, excluyendo por lo tanto la necesidad de agujeros para éstos. Así la dirección del flujo no es alterada.



Los nuevos procedimientos de sujeción y prensado de los circuitos magnéticos, en combinación con el empleo de las chapas de grano orientado, laminados en frío, mejoran las características técnicas de los transformadores, permitiendo estar muy bien prensados. Disminuyendo así las pérdidas por Foucault o corrientes parásitas; reduciendo las vibraciones y el nivel de ruido evitándose consecuentemente calentamiento por dichos fenómenos.

La sección de circuito magnético para un ensamblaje más compacto con los arrollamientos se aproxima a la circular lo que se consigue ejecutándola en forma de un polígono escalonado inscrito en la circunferencia. El apilado de los circuitos magnéticos se efectúa de manera que la resistencia magnética al circuito del flujo sea la mínima. Ver. **Fig. 1.20**.

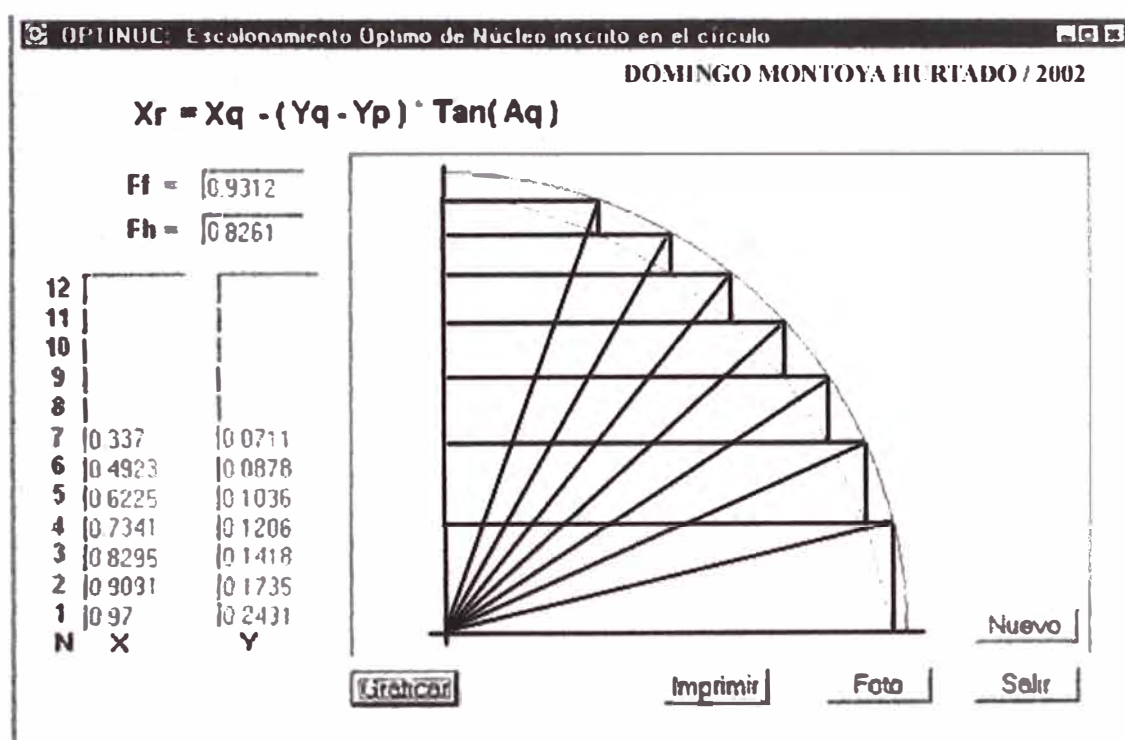


Fig. 1.20

1.6.4 COMENTARIOS SOBRE EL DISEÑO DEL TRANSFORMADOR

Generalidades

Es práctica común el establecer a priori las dimensiones principales del núcleo en base a las características técnicas como potencia, tensión, pérdidas, tensión de corto circuito, etc. Económicas como costos de materiales, transporte, etc. Es así que para la solución óptima desde el punto de vista económico cada empresa normaliza sus núcleos de acuerdo a sus costos de materiales. En el presente informe de suficiencia se tendrá que señalar unos breves detalles sobre este tema.

a) EL NÚCLEO

El núcleo constituye el circuito magnético del transformador, y está formado por láminas de acero al silicio, de grano orientado, laminado al frío y de alta permeabilidad magnética, aislados unos de otros. El tipo de núcleo es el de columnas y el corte y la disposición de las chapas se muestra en la Fig. 1.21. La unión de las columnas con el yugo es por laminación ya que de esta forma se logra una notable estabilidad mecánica del núcleo y se evita el aumento de las pérdidas adicionales en la unión, así como la elevación excesiva de la temperatura del acero en el lugar del empalme. Como las bobinas redondas resisten mejor a los esfuerzos mecánicos que se originan en los cortocircuitos, la sección de la columna se aproxima a una sección circular, y tiene la forma de un polígono escalonado inscrito en una circunferencia de diámetro "D", como se muestra en la Fig. 1.21.

A modo referencial se muestra en la Fig.1.22 un tipo diferente de corte (a 45°) la disposición de las chapas, consiguiéndose con ello la disminución de

pérdidas en la zona de transición de la columna al yugo donde las líneas del flujo viran a 90° si se utiliza juntas oblicuas.

b) PROPIEDADES GENERALES DE LA CHAPA MAGNÉTICA

La chapa magnética será de acero al silicio, de grano orientado, laminado en frío del grado M-2H de espesor 0.3 mm. Garantizado en pérdidas Máximas a 1.7 Teslas. En las tablas 1-6. y tabla 1-7.; se muestran las principales propiedades para esta chapa, tomadas del catálogo de *KAWASAKI STEEL CORPORATION*.

Grade	Espesor T (cm)	Densidad δ (gr/cc)	Pérdidas máximas En el Fierro (w/kg)	
			1.5 T 60Hz	1.7 T 60Hz
KAWASAKI AISI				
RGM1H -	0.3	7.65	-	1.45
RGM2H -			-	1.54
RGM3H -			-	1.61
RGM5H M5			1.28	----

Tabla 1-6. Grados y especificaciones.

Grade	Densidad δ (gr/cc)	Resistividad. $\mu\Omega$ -cm.	Pérdidas (w/kg)	
			W15/60	W17/60
KAWASAKI AISI				
RGM1H -	7.65	45	1.06	1.42
RGM2H -			1.10	1.49
RGM3H -			1.16	1.57
RGM5 M5	7.65	48	1.20	1.73

Tabla 1-7. Propiedades típicas magnéticas. (t = 0.3 mm.).

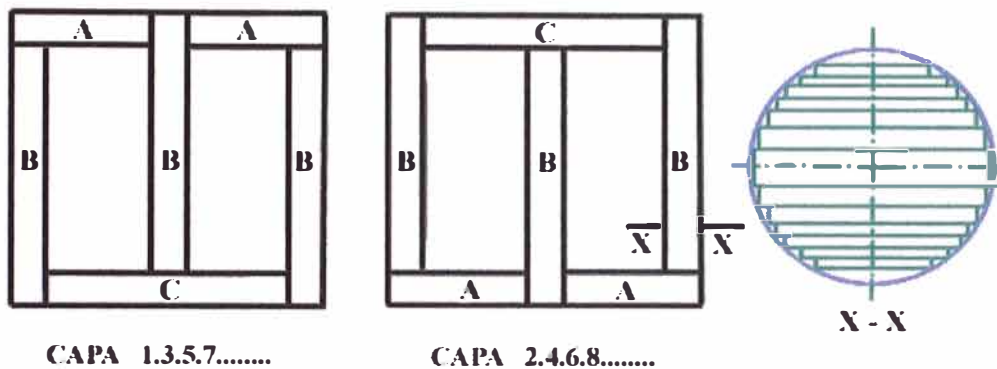


Fig. 1.21 Corte recto de las chapas del núcleo

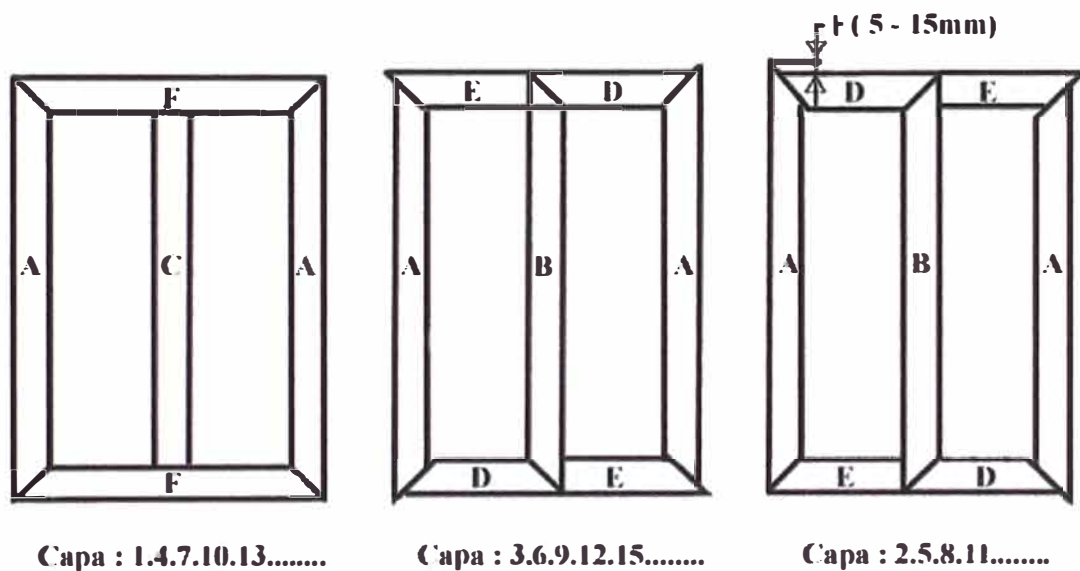


Fig. 1.22 Corte a 45° para las chapas del núcleo

UNI

**CORTE RECTO DE LAS CHAPAS DEL NÚCLEO
CORTE A 45° PARA LAS CHAPAS DEL NÚCLEO**

DOMINGO MONTOYA HURTADO

**Fig 1.21
Fig 1.22**

c) Sección Del Núcleo

El núcleo tendrá la forma de un polígono de siete escalones inscrito en una circunferencia, ver Fig. 1.23. La adopción del número de escalones es atendiendo a la potencia del transformador.

El área neta del hierro se determina con la expresión:

$$A_{Fe} = f_a * f_{Fe} (\pi D^2 / 4)$$

Donde:

f_a : Factor de apilamiento de las chapas.

f_{Fe} : Factor del hierro

D : Diámetro del núcleo (cm)

A_{Fe} : Área neta del hierro (cm^2)

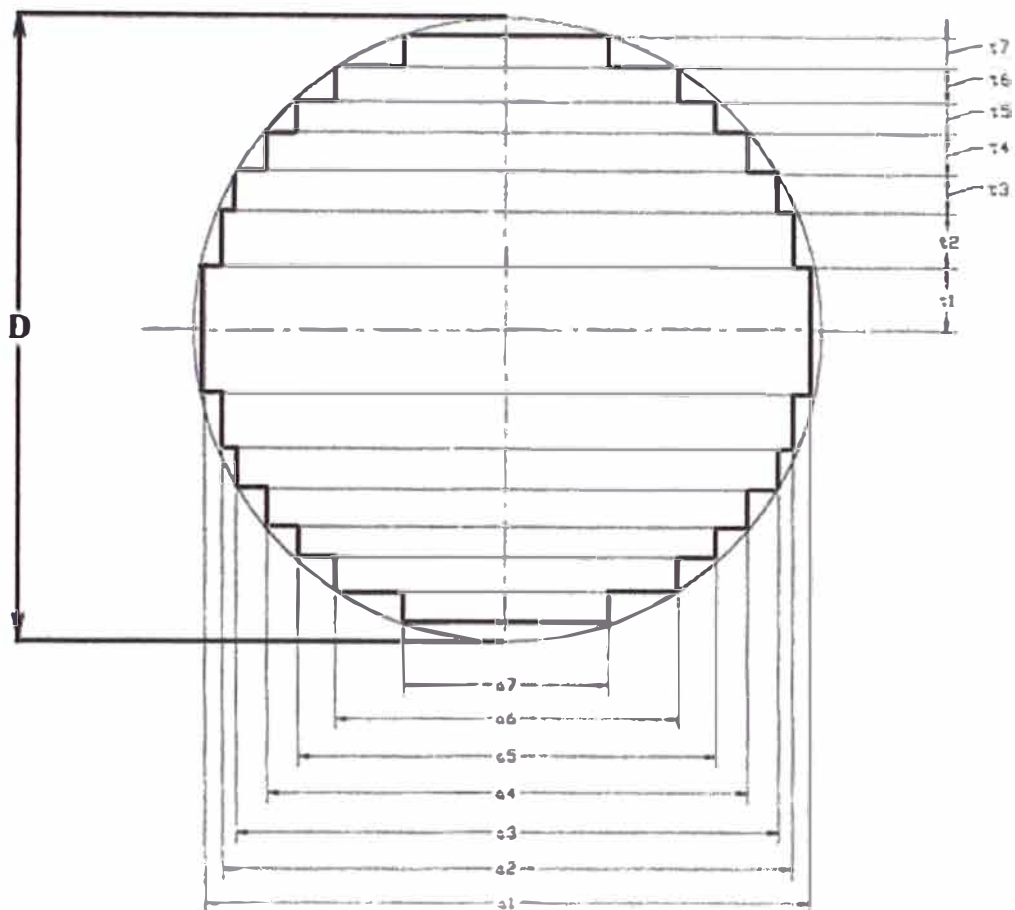
La ecuación se puede expresar como:

$$A_{Fe} = f_u * (\pi D^2 / 4)$$

Donde:

f_u : Factor de utilización del fierro ($f_a * f_{Fe}$).

f_a : Factor de apilamiento debido al aislamiento de las placas de hierro y a los espacios que quedan entre superficie $f_a = 0.93$ (según la Escuela del Técnico Electricista)

**UNI****SECCIÓN TRANSVERSAL DEL NÚCLEO****DOMINGO MONTOYA HURTADO****Fig. 1.23**

Con la finalidad de garantizar la mayor utilización del hierro (factor del hierro) dentro del área circular, es que los anchos de los escalones tomarán ciertos valores, expresados como una fracción del diámetro. A partir de la [tabla 1-8](#). Se muestran los anchos de los escalones.

Número de escalón	Factor (Fe)	A(1)	A(2)	A(3)	A(4)	A(5)	A(6)	A(7)	A(8)	A(9)	A(10)
1	0.6366	.707									
2	0.7869	.85	.526								
3	0.851	.906	.707	.424							
4	0.886	.934	.796	.605	.356						
5	0.9079	.95	.846	.707	.534	.313					
6	0.9227	.959	.875	.768	.64	.483	.281				
7	0.933	.967	.898	.812	.707	.584	.436	.255			
8	0.94	.972	.91	.842	.755	.657	.541	.417	.239		
9	0.948	.977	.929	.867	.794	.707	.608	.498	.37	.214	
10	0.953	.979	.93	.884	.823	.748	.662	.578	.468	.346	.204

Tabla 1.8. Anchos de los escalones del núcleo.

CAPÍTULO II

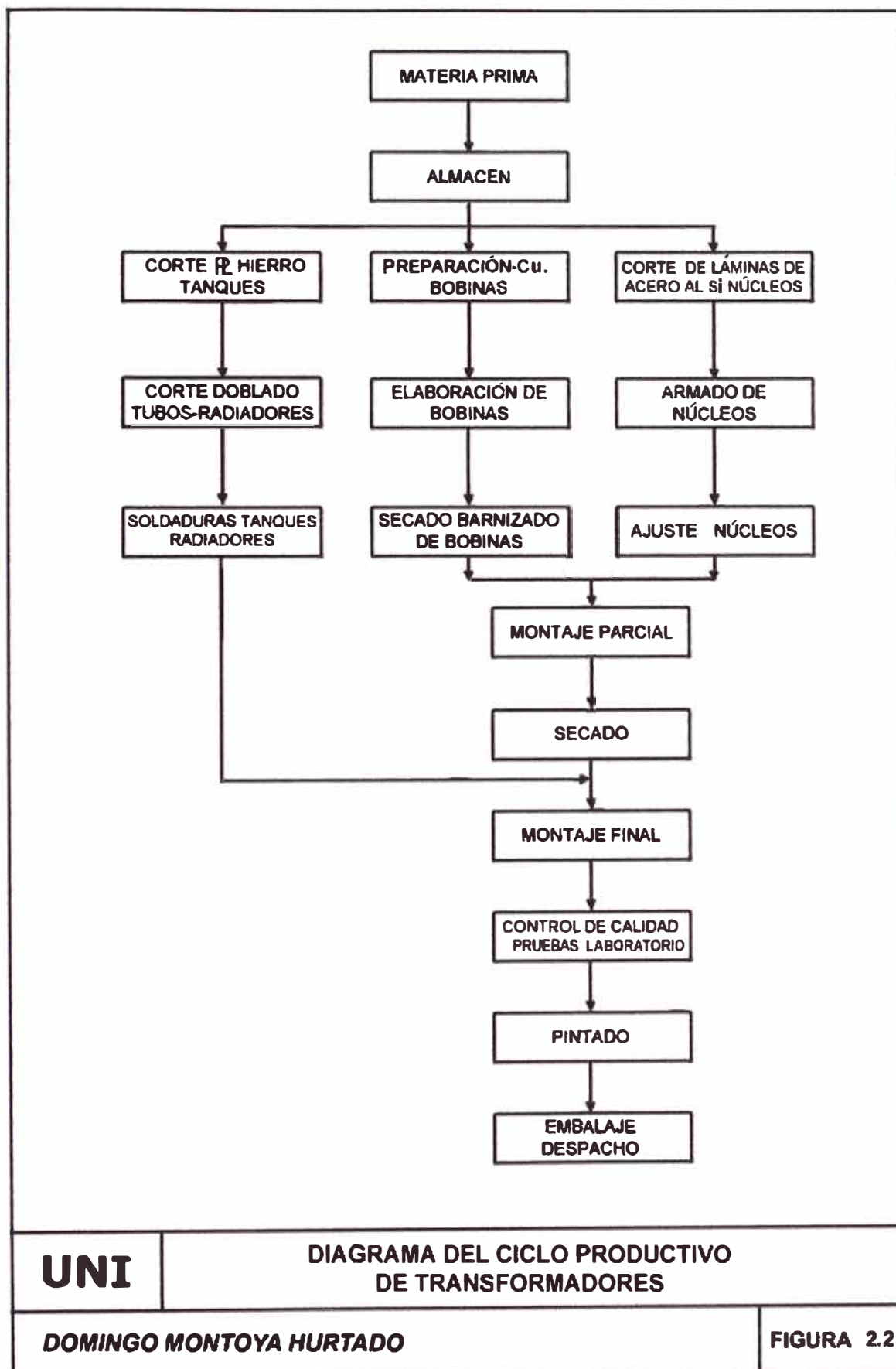
ORGANIZACIÓN DEL DEPARTAMENTO DE CONTROL DE CALIDAD

2.1 POSICIÓN Y ORGANIZACIÓN

En la organización de una empresa fabricante de transformadores, el Departamento de Control de Calidad está ubicada como se aprecia en el organigrama Fig. (2.1)

El departamento de control de calidad de una empresa dedicada a la fabricación de transformadores cumple las siguientes funciones:

1. Planifica y controla todo el proceso de fabricación y fundamentalmente la etapa de las pruebas de protocolo.
2. Fija normas de calidad con un estricto celo en su actualización y en la coordinación con el Comité Técnico.
3. Establece y mejora los métodos de medición.
4. Analiza, interpreta e informa los resultados de las Inspecciones estadísticas.
5. Analiza los costos de calidad.
6. Investiga, analiza y mantiene informado a los departamentos de línea sobre los reclamos y devoluciones del producto mal elaborado.
7. Divulga dentro de la empresa, la importancia del control de calidad, a través de las reuniones que se llevan a cabo en las diferentes secciones.
8. Promueve el entrenamiento y la capacitación de su personal

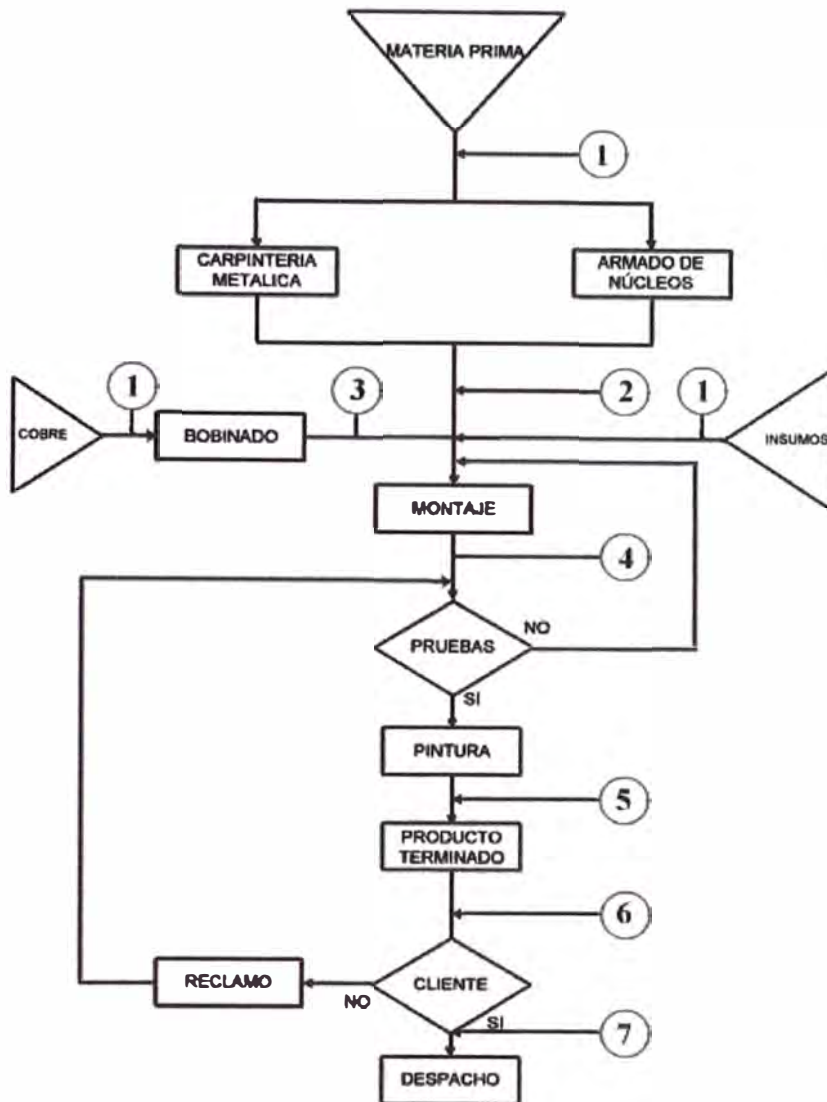


UNI

DIAGRAMA DEL CICLO PRODUCTIVO DE TRANSFORMADORES

DOMINGO MONTOYA HURTADO

FIGURA 2.2



LEYENDA

1. CONTROL EN ALMACEN DE MATERIALES.
2. CONTROL EN CONFECCIÓN DE TANQUES, TRAVESAÑOS, TIRANTES, ARMADO DE NÚCLEOS, etc.
3. CONTROL DE BOBINAS.
4. CONTROL EN LA SECCIÓN MONTAJE.
5. CONTROL EN LA SECCIÓN PINTURA.
6. REVISIÓN DEL PRODUCTO TERMINADO.
7. SI EL CLIENTE ESTA DE ACUERDO, CONTROL EN EL DESPACHO.

UNI

DIAGRAMA DEL PROCESO DE FABRICACIÓN

DOMINGO MONTOYA HURTADO

FIGURA 2.3

Seguidamente se confecciona el diagrama de operaciones en el proceso de fabricación; de donde obtendremos otro diagrama de controles para dedicarnos ya en lo que verdaderamente es el control de calidad en la fabricación de transformadores. Están representados en las **Fig. 2.2 y 2.3.**

2.2 PROCESO DE FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

El proceso de fabricación de los transformadores de distribución se muestra en la **Fig. 2.4. “DIAGRAMA DE OPERACIONES DEL PROCESO DOP”.**

2.3 CONTROL DE CALIDAD DE PIEZAS METAL-MECANICA

2.3.1 CONTROL DE CALIDAD PARA LA RECEPCIÓN DE MATERIALES

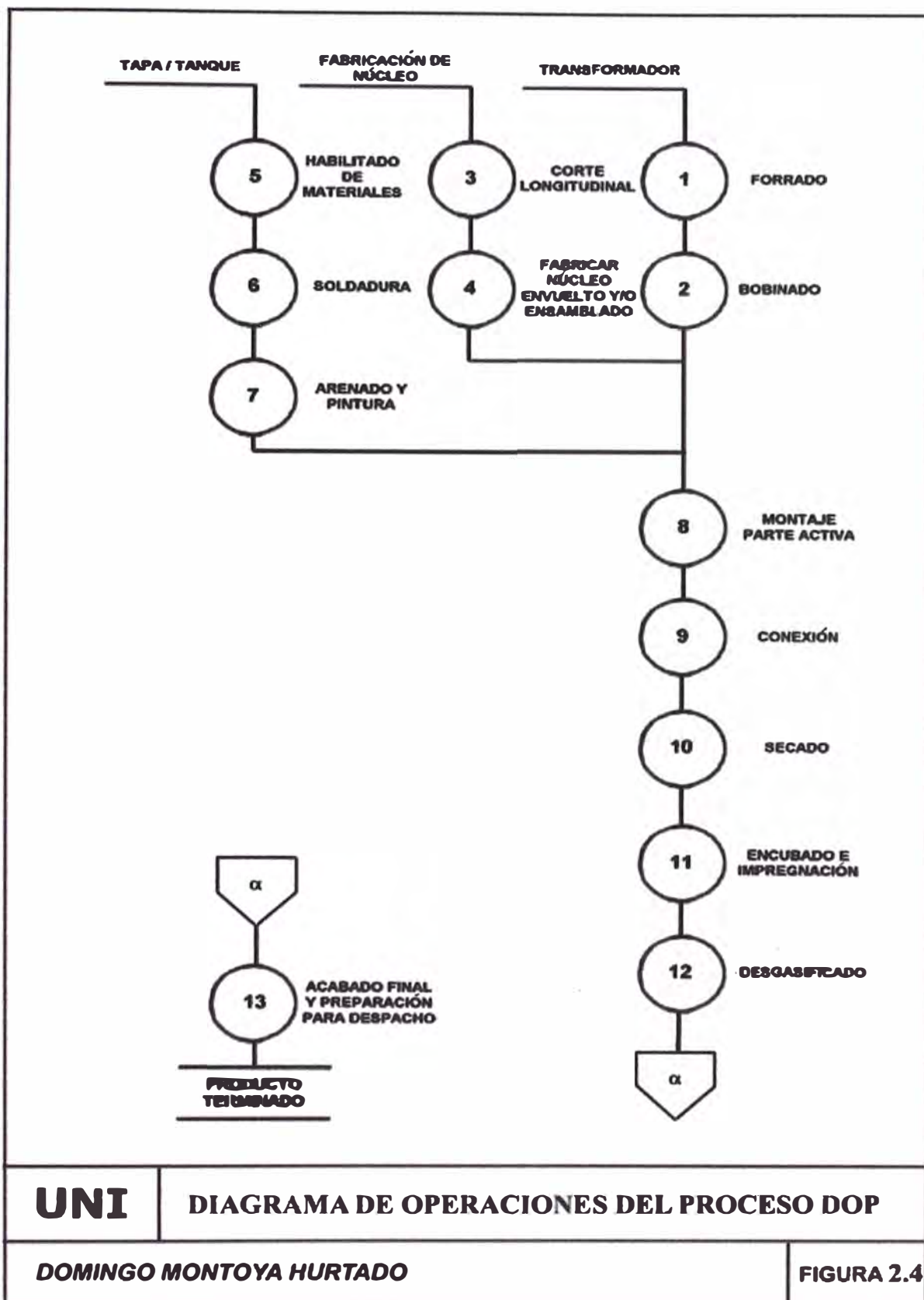
Almacén de materiales (insumos)

2.3.2 Generalidades

El objetivo principal es dar las bases para absolver los problemas que normalmente se presentan en esta área y estas bases son las siguientes:

- i) Estimar la calidad en lotes de la materia prima o en el producto semiterminado.
- ii) Calificar y decidir si debe proceder a la aceptación o al rechazo de dicho tipo de lotes.

En cada almacén de insumos el departamento de control de calidad inspeccionará minuciosamente o por muestreo al azar cada lote de insumos adquiridos de terceros.



UNI

DIAGRAMA DE OPERACIONES DEL PROCESO DOP

DOMINGO MONTOYA HURTADO

FIGURA 2.4

2.3.3 INSUMOS A REVISAR

Son diversos los insumos a los cuales es necesario una revisión o comprobación visual para garantizar el producto adquirido que a continuación se describe:

- Terminales
- Spaguettis
- Papel Presspan
- Empaquetaduras
- Interruptor de baja tensión
- Interruptor de alta tensión
- Conductores de Cobre Electrolítico
- Láminas de acero al Silicio.
- Conmutadores
- Aisladores
- Accesorios en general para aisladores
- Empaques de caucho sintético resistentes al aceite
- Deshumecedor o desecador
- Relé Buchholz
- Termómetros
- Pinturas
- Barnices
- Portafusibles - Fusibles
- Tirantes
- Espárragos

- Tuercas
- Pernos
- Accesorios para prensar (Anillo de presión, arandelas, etc.)
- Herramientas

Además realizar el control visual de las láminas de Hierro, verificando sus dimensiones, espesor, etc.

De igual manera con los tubos de Hierro soldados en frío, verificar si corresponden al espesor y diámetro solicitado.

En cuanto al cobre se requiere que sea electrolíticamente puro con 99.9% de pureza, el control realizado es ocular comprobando calibres según el rotulado y las especificaciones de la copia de protocolos de los ensayos realizados por el proveedor que necesariamente deben cumplir con las prescripciones que exigen las respectivas normas.

Para los aisladores, de igual manera al recibir un lote se deberá inspeccionar las características exteriores que no presenten roturas ni rasguños de ningún tipo. Todos los bornes aisladores están hechos de porcelana de material denso y homogéneo libre de porosidades, burbujas e imperfecciones que afecten su capacidad eléctrica o mecánica.

La superficie de la porcelana es vidriada de color uniforme, dura, lisa, continua e inmune a la humedad, al mal tiempo y a la contaminación atmosférica.

También exigir la presentación del respectivo protocolo de pruebas a que son sometidos en fábrica, algunas de las cuales son: Pruebas Mecánicas Eléctricas, de perforación y porosidad, de flameo, choque térmico, etc.

El plan de inspección utilizado es el muestreo simple basado en la Norma MIL-STD 105. Citemos un ejemplo: □ de: 3" x 1 1/2" x 3/16"; ángulo L de : 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16". Se deben comprobar las dimensiones según los planos correspondientes.

2.3.4 CONTROL DEL ARMAZÓN

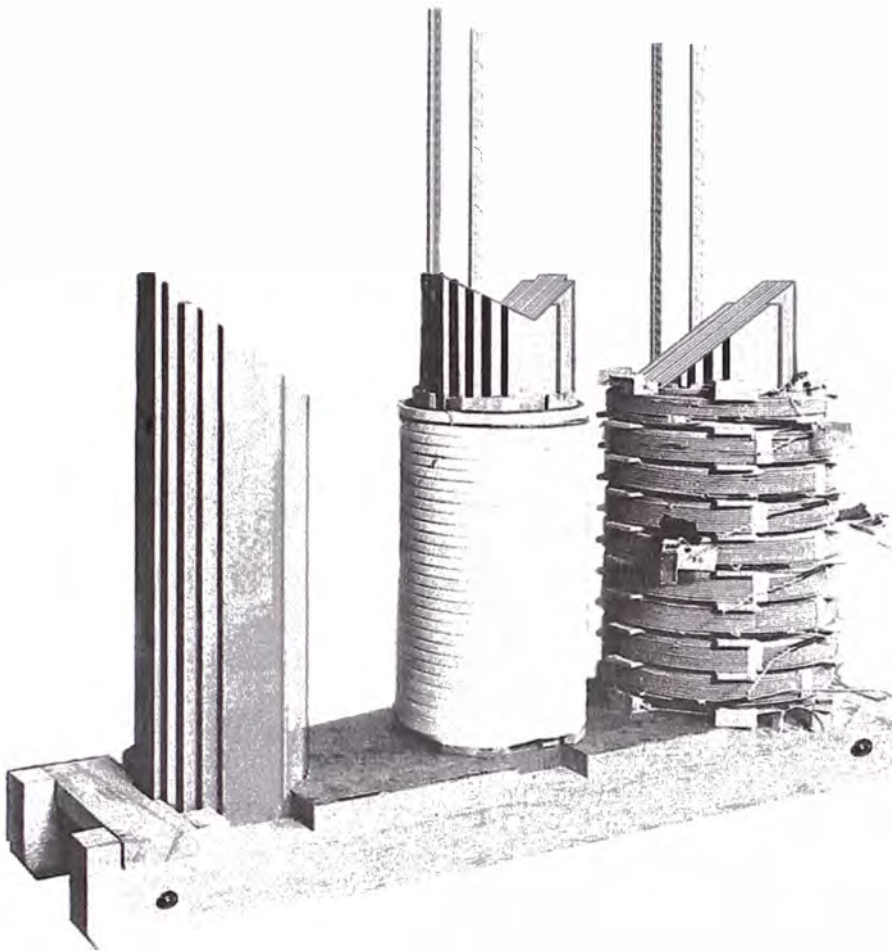
Llamase armazón a la parte que sostiene al núcleo perfectamente armado y la tapa puesta, mediante tirantes (espárragos), cuyas dimensiones son específicas para cada tipo de núcleo.

En esta parte del control se verifica el buen prensado del núcleo, se comprueba las dimensiones del conjunto según el plano correspondiente.

La parte más importante del control para el buen funcionamiento es la verificación del aislamiento entre el núcleo, los travesaños, la altura entre la tapa y el núcleo, para la cual se debe medir del borde de la tapa a la base del núcleo, que se prepara a base de tacos de madera.

2.3.5 CONTROL DE RADIADORES

Se llaman radiadores a los dispositivos de refrigeración, es decir, aquellas partes del tanque por donde circula el aceite caliente que por convección hace la transferencia de calor con el medio ambiente, claro esta que este tipo **ON-AN**, es decir con enfriamiento por circulación natural de aire, para los transformadores de mayor potencia el sistema de refrigeración tiene que ser por circulación forzada de aceite, de agua, o circulación forzada de aire o una combinación de dos de ellas.



Estructura magnética de un transformador trifásico de 640 kVA;
la columna central lleva el arrollamiento de baja tensión; la
columna a la derecha lleva ambos arrollamientos, el de baja y
encima el de alta tensión

Fig. 2-5

2.4 SECCIÓN DE CARPINTERÍA METÁLICA

2.4.1 Generalidades

En esta sección se manufactura la parte metal-mecánica es decir:

- Tanques
- Tapas
- Travesaños
- Tirantes

- Armazón
- Tanques conservadores
- Dispositivos de sujeción para los aisladores
- Pasa tapas o bushings.

2.4.2 CONTROL DE TANQUES Y TAPAS

Una vez programado y preparado el material correspondiente para la fabricación de los tanques se procede a soldarlos, instante en que se hace una inspección visual, verificando que los puntos de soldadura muestren una buena apariencia estética.

Seguidamente comprobar que los agujeros de la tapa coincidan con el correspondiente al tanque, verificando también la coincidencia de diámetros para lo cual se usa un perno del mismo diámetro.

Verificar y comprobar los agujeros de la tapa para los aisladores tanto de alta tensión como de baja tensión, la existencia del pozo termométrico, el agujero para la prensa estopa del conmutador, las orejas de izaje, etc.; para ello es necesario verificar con los planos y las especificaciones correspondientes.

En la tapa, antes de su montaje se colocarán el conmutador, los aisladores de BT - AT. y el conservador. En esta operación se deberá cuidar en forma especial el ajuste de las empaquetaduras y de los tubos de conexión para evitar fugas de aceite. Es aconsejable también probar que el tapón de llenado del aceite se enrosque suavemente para evitar tener que repasar por la fileteadora del niple, con la tapa ya armada. Finalmente se prueba la hermeticidad del tanque por inyección de aire y un baño de agua con

detergente para detectar, posibles sumideros y fisuras. El tanque debe soportar una presión continua de 0.7 kg/cm^2 .

En los transformadores en seco, la función del tanque es únicamente de protección, para evitar contactos eléctricos peligrosos para el personal que lo maniobra. En los transformadores en aceite la función del tanque es más complicada, ya que sirve para:

- Conservar el aceite en un recipiente hermético, libre de humedad, polvo, etc.
- Disipar el calor producido por las pérdidas.

El empleo de los tanques va a depender de los métodos de enfriamiento de los transformadores:

- Natural.
- Por ventilación forzada.
- Por ventilación interna de agua.
- Por circulación externa de aceite.

Tomaremos en cuenta únicamente el de enfriamiento natural por ser el que se emplea en nuestro medio. Especialmente en los transformadores de mediana potencia (hasta 10,000 KVA) es suficiente la refrigeración por circulación natural del aceite, a su vez enfriado por la acción directa del aire sobre las paredes del recipiente, para mantener al transformador a temperatura permitidas por la Norma.

Los transformadores con enfriamiento natural, vemos que en su construcción es importante aumentar la superficie del tanque. Para esto se pueden emplear los siguientes tipos constructivos:

- Tanque llano.
- Tanque con lados de planchas corrugadas (aletas).
- Tanques con tubos.
- Tanques con radiadores de tubos o de plancha.

Empaquetaduras.- Las empaquetaduras de los aisladores de alta y baja tensión ubicadas en la tapa son de material sintético altamente resistentes al aceite y calor, proporcionando una perfecta hermeticidad y evitando que las partes internas sean contaminadas por la humedad en el interior y puedan comprometer el buen funcionamiento del transformador.

2.4.3 CONTROL DE TRAVESAÑOS

El travesañó es un dispositivo para el prensado del núcleo, se prepara generalmente de Hierro en perfiles □,Π de diferentes dimensiones y para transformadores pequeños de perfiles de ángulos L de diferentes medidas. Lo concerniente al control en esta parte del proceso es la verificación de las dimensiones axiales y el diámetro del tubo, que debe respetar las especificaciones de los planos para cada tipo de tanque.

2.5 CONTROL DE CALIDAD EN EL PROCESO DE FABRICACIÓN

2.5.1 Núcleos

Si el progreso Tecnológico es el resultado de una variación continuada en la mejor utilización de los materiales y su puesta en marcha, el progreso técnico procede por saltos provocados por descubrimientos determinados, sea por la utilización de materiales nuevos. La construcción de transformadores evidentemente no escapa a estas realidades.

sea por la utilización de materiales nuevos. La construcción de transformadores evidentemente no escapa a estas realidades.

Sin duda alguna, el hecho más notable ocurrido en el mercado industrial fue la aparición de las **planchas magnéticas laminadas en frío**, de cristales orientados. A comienzos del siglo XX los progresos expresados en pérdidas específicas de la plancha fueron rápidos, no ocurrió lo mismo entre 1926 y 1951, en cuyos veinticinco años de esfuerzos aplicados a la plancha de silicio laminada en caliente no se pudo reducir las pérdidas más que de 1.3W/Kg a 1.1W/Kg (a 10000G y 50 Hz) y posteriormente a 0.9W/Kg.

La aparición en 1953 y su industrialización en 1954, de la plancha magnética laminada en frío, permitió a los constructores utilizar desde ese momento, un material con pérdidas de sólo 0.5W/Kg. (a 10000G, 50Hz. y en el sentido del laminado), presentando además excelente permeabilidad, un coeficiente de relleno de 0.95 y ningún envejecimiento.

2.5.2 GENERALIDADES

El material usado en la construcción de los núcleos es de acero (Láminas) compuesta con una aleación de silicio de grano orientado del orden de 3% al 5% que se conoce generalmente como chapa magnética, laminada en frío. La aleación de silicio tiene importancia porque reduce las pérdidas por histéresis, le otorga la permeabilidad magnética y aumenta la resistividad del acero, logrando disminuir las pérdidas por corriente circulatorias (parásitas); así mismo protege contra el óxido y envejecimiento de las chapas.

El núcleo magnético así formado está compuesto de columnas de sección aproximadamente circular, dispuestas en un solo plano.

2.5.3 CONTROL DE CALIDAD ANTES Y DESPUÉS DEL CORTE

Las láminas de acero al silicio, de grano orientado, laminado en frío y de alta permeabilidad magnética; por ser de material delicado y de calidad especificada para transformadores es posible conseguirlo solamente mediante importación, necesita una atención y cuidado esmerado en el tratamiento durante el proceso de fabricación de núcleos.

Antes de cortar las láminas, el operario debe identificar el tipo y las dimensiones del núcleo para proceder a extraer formando pequeños rollos del empaque en que se encuentra.

Seguidamente debe identificar el sentido de los granos orientados; luego proceder al corte mediante guillotinas a que pueden ser del tipo mecánico (manual) o neumático. Después del corte, controlar que las láminas mantengan su estructura molecular y que no presenten rebabas.

2.5.4 CORTE DE LÁMINAS O CHAPAS MAGNÉTICAS

El proceso de corte se debe efectuar con exactitud y precisión para cada tipo de núcleo, que además tiene su plano respectivo en la que se indican las dimensiones y detalles en general para el proceso del corte.

Los detalles a controlar en el corte de planchas son:

- Dimensiones de columna
- Dimensiones del yugo
- Ancho de columna
- Ancho del yugo.

El calentamiento que ocasionan en el núcleo; en tal virtud es aconsejable usar cuchillas nuevas y programar un mantenimiento permanente a las existentes; para el proceso de corte. Las láminas de acero al silicio vienen en bobinas con un ancho de 914mm., se procede a recortar el rollo transversalmente para después obtener rollos de anchos iguales a los correspondientes a cada escalón; posteriormente se desenrolla cada bobina magnética resultante a fin de recortar el acero al silicio a las longitudes deseadas de cada escalón y yugo.

596 planchas de	180 x 365
368 planchas de	160 x 365
344 planchas de	140 x 365
120 planchas de	203 x 635
372 planchas de	189 x 635
288 planchas de	171 x 635
264 planchas de	148 x 635
204 planchas de	123 x 635
180 planchas de	90 x 635
132 planchas de	54 x 635
174 planchas de	180 x 527
124 planchas de	180 x 541
96 planchas de	160 x 559
88 planchas de	160 x 582
68 planchas de	140 x 607
60 planchas de	140 x 638
44 planchas de	140 x 676
Orden de Trabajo N° _____	
Tipo de Núcleo; 3 - 640 kVA	
Operario: _____	
Fecha de Inicio: _____	
Fecha de Término: _____	
Vo. Bo. Jefe	

Cuadro 2-1 Ejemplo de "Orden de Cortado de Núcleo"

El montaje del núcleo se realiza por entre laminación siguiendo una secuencia determinada de ensamble, comenzando por el escalón de menor ancho y apilando dos planchas juntas por capa. En el Cuadro 2-1. damos un ejemplo de una orden de corte para un núcleo de 640 kVA.

2.5.5 ARMADO DEL NÚCLEO

El tipo de núcleo usado en las empresas **ABB** y también **DELGROSA** es del tipo “de columnas”, ya que un transformador trifásico es la combinación de tres transformadores monofásicos. Se utiliza este tipo de núcleo con el fin de aprovechar la combinación de flujo magnético del núcleo y para reducir sus dimensiones. La manufactura del núcleo de los transformadores influye en forma directa en la eficiencia del mismo.

El apilamiento de láminas cortadas de acero al silicio debe realizarse de acuerdo a lo indicado en planos de diseño, se recomienda que el núcleo presente las siguientes características:

- Buen acabado
- Eliminación total de rebabas.
- Apilamiento de láminas de manera uniforme
- Láminas debidamente prensadas.

En caso de no cumplir estos requisitos el producto se considera como rechazado.

La forma de efectuar el apilamiento es el siguiente:

Se comienza con el último escalón cogiendo grupos de tres (3) láminas cada uno hasta llegar al escalón central.

Luego se completa la columna, aplicando nuevamente los otros escalones.

Las láminas deben apilarse yuxtapuestas en una capa y solapadas entre capa y capa.

Durante el proceso de ensamblaje del núcleo, se tiene especial cuidado en reducir al mínimo los entre hierros entre láminas, ya que estos causan valores importantes de corrientes de vacío. Si el prensado de las planchas es perfecto esto elimina totalmente las vibraciones y consecuentemente los ruidos durante el funcionamiento; así mismo el calentamiento por dichos fenómenos. Una vez instalado el núcleo en el tanque, se conecta a tierra para evitar la presencia de tensiones capacitivas.

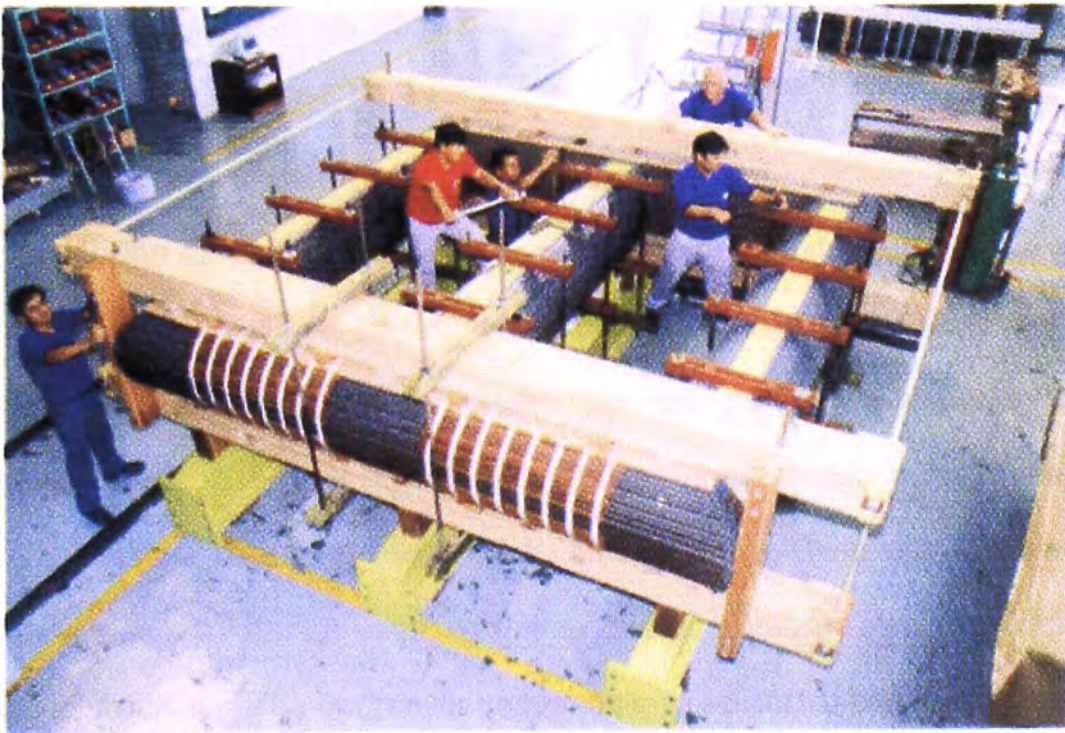


Fig. 2-6 Armado del núcleo en transformador de potencia.

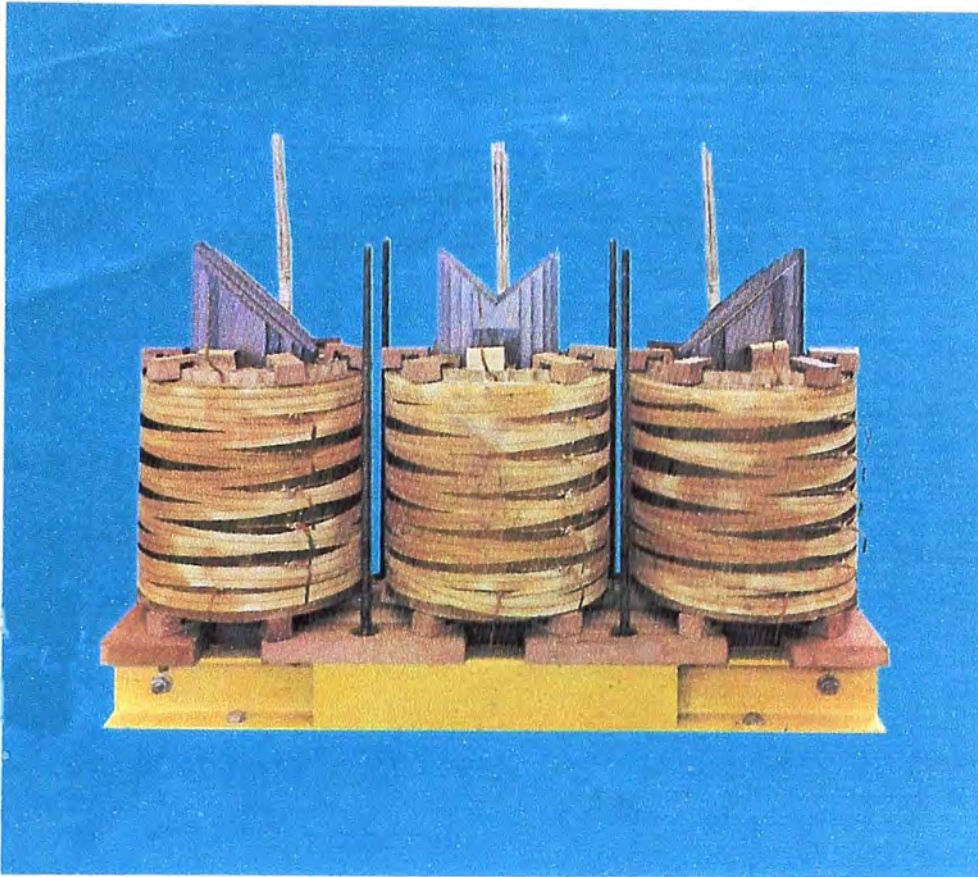


Fig. 2-7 Armado del núcleo y bobinado en transformador de distribución

2.6 SECCIÓN MONTAJE

2.6.1 Generalidades

Esta sección es clave en el proceso productivo de transformadores, ya que esta formada por subsecciones, en las cuales se realizan diferentes partes del trabajo, pero que están ligados por ser partes componentes del transformador. En la sección montaje se centralizan todos los trabajos efectuados por secciones afines tales como: Montaje, Chapistería, Núcleos, Metal Mecánica, etc. En esta sección se realiza el trabajo electromecánico, por tal razón se debe dar mayor importancia y realizar un control minucioso en cada proceso, para evitar en lo posible errores que podrían surgir en el proceso de fabricación. Ver. **Fig. 2-8**.

Generalmente la sección montaje cuenta con el personal organizado por grupos que se dedican a los trabajos como:

- Construcción de Bobinas
- Secado y barnizado de bobinas
- Armado, conexionado y montaje de bobinas
- Acabado final

En esta sección se deberán cumplir rigurosamente las normas establecidas para la fabricación de transformadores, así como ejecutar los trabajos conforme es indicado en las hojas de cálculo.



Fig. 2-8 Vista General de la Sección Ensamblaje.

2.6.2 BOBINADO DE TRANSFORMADORES

En general las bobinas pueden ser de dos clases:

- a) Concéntricas** En las que primario y secundario son devanados en forma concéntrica.
- b) Intercaladas** En las que el primario y secundario son devanados en forma separada (una arriba de la otra).

En los transformadores de distribución o potencia, es recomendable colocar la de baja tensión al interior y la de alta al exterior, siendo en esta forma más fácil y más seguro el aislamiento al núcleo.

Sin embargo esta posición puede variar incluso, en casos especiales, se divide la baja tensión en dos partes y se coloca la de alta al medio.

CONCÉNTRICAS.- Pueden ser : Rectangulares y Cilíndricas.

RECTANGULARES.- Estas bobinas se emplean cuando los núcleos son rectangulares y para esta construcción resultan más económicas.

Su construcción no es muy recomendable ya que la bobina tiende a deformarse y a abultar demasiado. Su principal desventaja es que es mecánicamente débil , porque las fuerzas radiales, en caso de corto circuito no se distribuyen uniformemente en el perímetro de la bobina, que tiende a ponerse circular, lo que puede llegar a destruirla.

Algunos fabricantes la emplean en transformadores monofásicos hasta 15kV y 200 KVA.

CILÍNDRICAS.- Eliminan las desventajas de las bobinas rectangulares, ya que las fuerzas producidas en un corto circuito se distribuyen uniformemente por toda la bobina. Estas pueden ser de tres tipos:

1. Helicoidales
2. A Galletas
3. De Discos

1.- Helicoidales.- Se utilizan principalmente para transformadores de baja y media tensión (hasta 3000V) y amperajes hasta 2500-3000 A.

Las bobinas consisten en 1 o más capas de conductores aislados enrollados sobre un molde aislante.

Por otro lado no se puede utilizar para mayores tensiones, pues la tensión entre capas resulta demasiada elevada y el aislamiento excesivo.

2.- A Galletas.- Se denomina a las bobinas que se dividen en un cierto número de “discos” o “galletas” , cada “galleta” esta conformada por varias capas de uno o dos conductores redondos o rectangulares. Las galletas tienen que ser de un número múltiplo de 4 a fin de que las salidas de las bobinas salgan de las partes superiores y se puedan aislar debidamente.

Si en un caso tenemos 8000 V. de tensión de diseño de la bobina escojamos 8 galletas, cada una será de 1000 V. Y se cada galleta tiene 10 capas, la tensión por cada será de 100V. Es decir con este diseño se logra que el voltaje entre capas sea reducido, lo que implica menos peligroso y menos aislamiento. Este tipo se utiliza hasta no mas de 30,000 V. Puesto que no tiene mucha resistencia a descargas eléctricas externas (Rayos).

3.- De Discos.- Se usan a partir de 2300V. y 90 A. Se bobinan uno o dos conductores en paralelo sobre un cilindro aislante, formando discos del ancho de una espira separados por canales de refrigeración.

Normalmente se construyen en dos versiones :continuos o soldados a grupos de dos.

Actualmente las bobinas son fabricadas de forma cilíndrica y concéntricas y su diseño permite obtener las siguientes ventajas:

- Adecuada coordinación de aislamiento, que proporcionara una óptima resistencia dieléctrica a sobretensiones debidas a maniobras y descargas atmosféricas.
- Mejor refrigeración, facilitando una mejor circulación del aceite, para la disipación del calor generado por los bobinados.
- Mayor rigidez mecánica, que permite soportar mejor los esfuerzos de cortocircuito.

2.6.3 CONSTRUCCIÓN DE BOBINAS

a) BOBINAS DE BAJA TENSIÓN.- Su bobinado es del tipo continuo. Se inicia preparando el molde de aislamiento, siendo esto muy importante para todo el trabajo, esto se refuerza con cinta de lino bañado de barniz quedando listo para recibir el alambre.

Como los conductores para esta bobina son de un espesor considerable el devanado se hace por capas, colocando la misma cantidad de vueltas exactamente en cada capa.

Cuando se tiene terminado el devanado, se procede a fijar perfectamente las salidas por medio de amarres y a continuación se procede a aislar barnizándola, habiendo antes verificado la correcta construcción.

Una vez secada y barnizada la bobina de baja tensión se procede a la construcción de la bobina de alta.

En la construcción de las bobinas de baja tensión debemos tener en cuenta un aspecto muy importante. Esto es consistente en reducir al mínimo las pérdidas adicionales, ya que, en bobinas de alambre de gran sección se producen pérdidas llamadas por **corrientes circulatorias**.

En todo arrollamiento se establece un flujo magnético que se cierra sobre el núcleo, sino que lo hace sobre la parte exterior de la bobina, cruzando los conductores (a lo largo de la bobina). Este flujo transversal induce unas corrientes circulatorias, estas aumentan las pérdidas.

Evitamos esto intercambiando la posición física de los conductores es decir "transponiendo" los conductores. Con esto se consigue que en la espira formada por los conductores las tensiones inducidas sean opuestas y no circule corriente. Queda circulando una corriente en cada conductor independiente, pero esta es reducida.

En resumen para evitar las corrientes circulatorias, es necesario transponer los conductores, es decir, hacer que cada conductor ocupe la posición relativa de todos los otros conductores ocupe la posición relativa de todos los otros conductores, si los conductores están colocados unos sobre otros en sentido radial. En el caso de que sean 4 o más conductores colocados en dos filas, la transposición tiene que ser "transposición progresiva" en la que prácticamente se hacen rotar los conductores, a fin de que uno ocupe la posición de todos los otros.

El conductor empleado en el bobinado de Baja Tensión es normalmente de sección rectangular y esta forrado con papel de celulosa pura.

b) Construcción de Bobinas de Alta Tensión.

Este bobinado es del tipo de galletas o sea que, esta compuesto de varios paquetes de bobinas, formando un conjunto fácilmente desmontable e intercambiable.

En el transformador el arrollamiento de alta tensión, está físicamente colocado al exterior del arrollamiento de baja tensión, y a este concéntrico. Están separados por uno o más cilindros aislantes y por distanciadores. Debido a la sub-división de los arrollamientos de alta tensión en varios paquetes, es posible la construcción y lógicamente el reemplazo por separado de cada paquete, lo que disminuye notablemente los gastos eventuales de reparación o de sustitución.

En la construcción de estas bobinas, normalmente de conductores delgados, hay que tener especial cuidado en las salidas o derivaciones de cada paquete o galleta ya que estas deberán salir de los extremos superiores de cada una, por lo cual hay que aislarlas para la tensión total del paquete.

El procedimiento para hacer las bobinas de alta tensión y el aislamiento que deben llevar las mismas debe ser como sigue:

Preparado el molde se comienza a colocar el alambre en forma pareja, procurando que las vueltas no queden completamente pegados a los extremos del molde con el objeto de que las diferentes capas forradas con presspán de 0,15 mm no hagan contacto unas con otras y cuidando que los terminales queden bien seguros y aislados.

Una vez terminada la bobina o bobinas, se sumergen en barniz aislante dejándolas en el recipiente hasta que este las haya recubiertas en forma

pareja, hecho lo cual se pasan al horno de secado. Posteriormente se arman las galletas en el tubo cuidando que las distancias y los separadores sean de las dimensiones indicadas. Se vuelve a poner al horno prensándola para que tome el alto calculado.

El montador tendrá cuidado en variar los distanciadores axiales para que la bobina tenga la exacta medida indicada con la hoja de cálculo o dibujo.

La temperatura a que se secan las bobinas, no debe pasar de 100 °C. y se dejarán en el horno hasta estar completamente seco el barniz aislante.

c) Colocación de las Bobinas

Llegamos a una de las fases más importantes de la construcción de los transformadores y nos referimos al momento en que, contruidos los devanados, se colocarán en el núcleo, para luego colocar la parte superior del mismo (yugo superior) y efectuar las conexiones. Ver Fig. 2-9.

El primer paso consiste en colocar el aislamiento en la parte baja de las láminas de las columnas para poder sentar los devanados. Este aislante, puede ser hecho de madera, fibra, bakelita, etc., y deberá haber sido calculado antes de introducir los devanados, para que sirva como asiento de estos.

Para fijar la bobina de baja tensión se coloca entre los arrollamientos y las columnas, una capa de papel y distanciadores principalmente por razones mecánicas.

Luego en forma concéntrica se colocan las bobinas componentes del devanado de alta tensión.

d) Ajuste de Bobinas – Rigidez Mecánica.

Para que un transformador presente la seguridad de funcionamiento duradero es necesario que todas sus bobinas posean una resistencia mecánica a los esfuerzos axiales de corto circuito. Ninguna espira aún en el caso de arrollamientos con gran número de vueltas de hilo, debe experimentar el menor desplazamiento con relación a las espiras próximas, bajo la acción de fuerzas exteriores o interiores. Para ese fin hay que cuidar que las bobinas queden bien prensadas y sin partes flojas.



Fig. 2-9. Ensamble del conjunto núcleo-bobina

e) DISTANCIADORES

1. - Entre Núcleo y Bobina.- Hay que aislar los arrollamientos de baja tensión de las columnas. Si el arrollamiento es de menos de 600 Voltios.,basta una capa de papel aislante colocada principalmente por razones mecánicas. Igualmente se colocará distanciadores de fin de bobina siendo el valor mínimo del aislamiento del orden de los 15 mm, para una tensión de 10 000 Voltios.

2. - Entre Bobinas y Tanque.- A fin de evitar descargas a través del aceite deben existir por lo menos 30 ó 35 mm. Entre cada punto con tensión y el tanque, para los transformadores hasta de 10 000 Voltios. Conforme sube el voltaje se deben aumentar aproximadamente 2 mm. por cada 1000 Voltios.

3. - Entre Arrollamientos de BT y AT.- En este caso hay que recordar que entre los arrollamientos hay que dejar dos canales de por lo menos 5 mm. para la circulación de aceite, este canal se logra por medio de separadores de presspán. A parte de esto hay que colocar algunas capas de papel (tubos) por razones de aislamiento.

2.6.4 CONTROL DE BOBINAS

Las bobinas de Alta Tensión, así como también las de baja tensión, estarán construidas de conformidad con las especificaciones técnicas señaladas en la hoja de cálculo; en caso de no cumplir con esta disposición estas bobinas serán rechazados.

También es de vital importancia conservar el aislamiento de los conductores de cobre; esmalte para los alambres y papel de averías de estos aislantes, existe la posibilidad de producirse cortocircuito en el transformador.

Tener cuidado con el sentido del arrollamiento, por que de ello dependerá en cierta forma el grupo de conexión del transformador. En la práctica sólo existen determinados números, siendo los más usuales: 0, 5, 6, 11, si ambos



Fig. 2-10 Sección Bobinados de Transformadores de Potencia.

arrollamientos son estrella o ambos triángulos pueden ser: 0, 6; si son triángulo-estrella o estrella triángulo serán 5 y 11.

Es necesario respetar la marca de las derivaciones ya que cada marca representa el porcentaje de elevación o reducción de espiras tal como: $\pm 2.5\% + 5\%$, o $\pm 2.5\% - 5\%$; del número de espiras que corresponden a la tensión como nominal del transformador. A fin de compensar las

fluctuaciones de la tensión de la red es preciso sacar derivaciones de un arrollamiento (en casi todos los casos de la AT).

Estas derivaciones permiten compensar las variaciones de voltaje en saltos de 2.5% en 2.5% de 5% en \pm y en cada derivación se le llama TAP.

Es indispensable respetar las distancias de los extremos y el aislamiento entre capa y entre arrollamientos, porque de ello dependerá si el transformador estará en condiciones de superar o no los requerimientos de las pruebas de laboratorio.



Fig. 2-11 Control y Armado del bobinado Transformador de Potencia.

Plan de corte del núcleo		Ancho del rollo exte	:	914
Nº .Escalones	7	Espesor de la chapa	:	0.3
Diámetro	210	Factor de apilamiento	:	0.97
Long. De columna	455	ALTO	:	815.00
Distanc. Entre ejes	365	ANCHO	:	933.00
Ancho de vent. Teori.	155	ESPESOR	:	202.27
Ancho de vent. Físico	162	PESO	:	775.44
Sección en la colum	313.374	No. total de chapas	:	3924
Dens Fe-Si(gr/cc)	7.65	No. total de plan. Ent	:	766
Secc. Yugo/secc.colu	1.02587			

	Escalón	1	2	3	4	5	6	7
A Yugo Corto	Anch fis	180.00	180.00	160.00	160.00	140.00	140.00	140.00
	Longitud	365.00	365.00	365.00	365.00	365.00	365.00	365.00
	No. chapa	87	62	48	44	34	30	22
	Factor	4	4	4	4	4	4	4
	Total cha	348	248	192	176	136	120	88
	Peso	52.47	37.39	25.73	23.59	15.95	14.07	10.32
	Chapas/p	5	5	5	5	6	6	6
	No. plan	70	50	39	36	23	20	15
	B Columna	Ancho cal	203.07	188.58	170.52	148.47	122.64	91.56
Ancho fis.		203.00	189.00	171.00	148.00	123.00	92.00	54.00
Longitud		635.00	635.00	635.00	635.00	635.00	635.00	635.00
No. chap		8692	61.06	49.08	43.79	34.31	30.02	22.90
No. chap		87	62	48	44	34	30	22
Altura cor		26.91	19.18	14.85	13.61	10.52	9.28	6.80
Altura acu		26.91	46.08	60.93	74.54	85.05	94.33	101.13
Diam. Corr		210.01	210.27	209.98	210.06	209.91	209.90	209.35
Factor		6	6	6	6	6	6	6
Total chap.		522	372	288	204	204	180	132
Peso		154.43	102.46	71.77	56.94	36.57	24.13	10.39
Sección		54.62	36.24	25.39	20.14	12.93	8.54	3.67
C Yugo Largo	Ancho	180.00	180.00	160.00	160.00	140.00	140.00	140.00
	Longitud	527.00	541.00	559.00	582.00	607.00	638.00	676.00
	No. chap	87	62	48	44	34	30	22
	Factor	2	2	2	2	2	2	2
	Total cha	174	124	96	88	68	60	44
	Peso	37.88	27.71	19.71	18.81	13.26	12.30	9.56
	Chapas/p	5	5	5	5	6	6	6
	No. plan.	35	25	20	18	12	10	8

Cuadro 2-2 Plan de corte de las chapas del núcleo

2.6.5 CONTROL DE SECADO Y BARNIZADO

Para el caso de transformadores en baño de aceite, cuando las condiciones del circuito pueden determinar excesivos esfuerzos electrodinámicos de cortocircuitos en el transformador, es recomendable barnizar estas bobinas ya que les otorgará una alta rigidez mecánica.

En cada caso el departamento técnico especificará si se procede o no a barnizar las bobinas.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

a) Las bobinas deben colocarse en un horno con circulación de aire en un plazo mínimo de 48 horas y a 100 °C aproximadamente.

Las bobinas así secadas deben ser colocadas dentro de la autoclave para realizar la desgasificación respectiva; naturalmente, que al efectuar esta desgasificación la autoclave debe estar con el calentamiento necesario para evitar que la bobina se enfríe.

b) Una vez desgasificada las bobinas e impregnadas con barniz, se deben retirar del "**autoclave**" y colocarse nuevamente en el horno para efectuar el secado final del barniz y su endurecimiento respectivo.

c) En el caso de que haya necesidad de que el barnizado sea mejorado, el proceso se repetirá dos veces o las que sean necesarias e indicadas por el Departamento Técnico.

La impregnación de las bobinas en autoclave, aumenta la rigidez dieléctrica del aislamiento y asegura una óptima resistencia a las reacciones químicas, a la penetración de la humedad y a las sollicitaciones mecánicas.

2.6.6 CONTROL DEL MONTAJE DE LA PARTE ACTIVA

Se debe guardar especial celo por el estricto cumplimiento de las normas establecidas por el Departamento Técnico.

Los pasos para el montaje de un transformador son los siguientes:

- a) Calentar en horno, en un proceso similar al secado de bobinas; al núcleo, luego cubrirlo con pegamento especial **ARALDIT**, para un mejor prensado de las láminas magnéticas y la protección contra el óxido.
- b) Aislar con separadores de papel Presspan, el núcleo y la bobina de baja tensión, con un espesor indicado por el Departamento Técnico.
- c) Usar separadores adecuados para aislar las bobinas de baja tensión y alta tensión, este proceso se hace solamente si el bobinado de alta tensión es del tipo galleta, si el bobinado es cilíndrico, los arrollamientos de alta y baja tensión vienen formando una unidad compacta.
- d) Separación de las galletas de alta tensión conforme a la disponibilidad de las bobinas y según las dimensiones indicadas en la hoja de cálculo.
- e) Conexión de las fases **U - V - W** de acuerdo a cada grupo establecido.
- f) Chequeo de las conexiones de las derivaciones al conmutador (En alta tensión). (Ver **Fig. 2 -12**)
- g) Usar aisladores de alta tensión y baja tensión indicadas por la Oficina Técnica. Ejemplo: Aislador de alta tensión: 20 kV. 250 A. Será un aislador con 3 campanas del tipo **IMEC o CED**. Aislador de baja tensión: 1 kV, 630 A . Ver **Fig. 2-13**
- h) Comprobación de la posición correcta del conservador previa consulta con el Departamento Técnico. El tanque conservador puede tener una

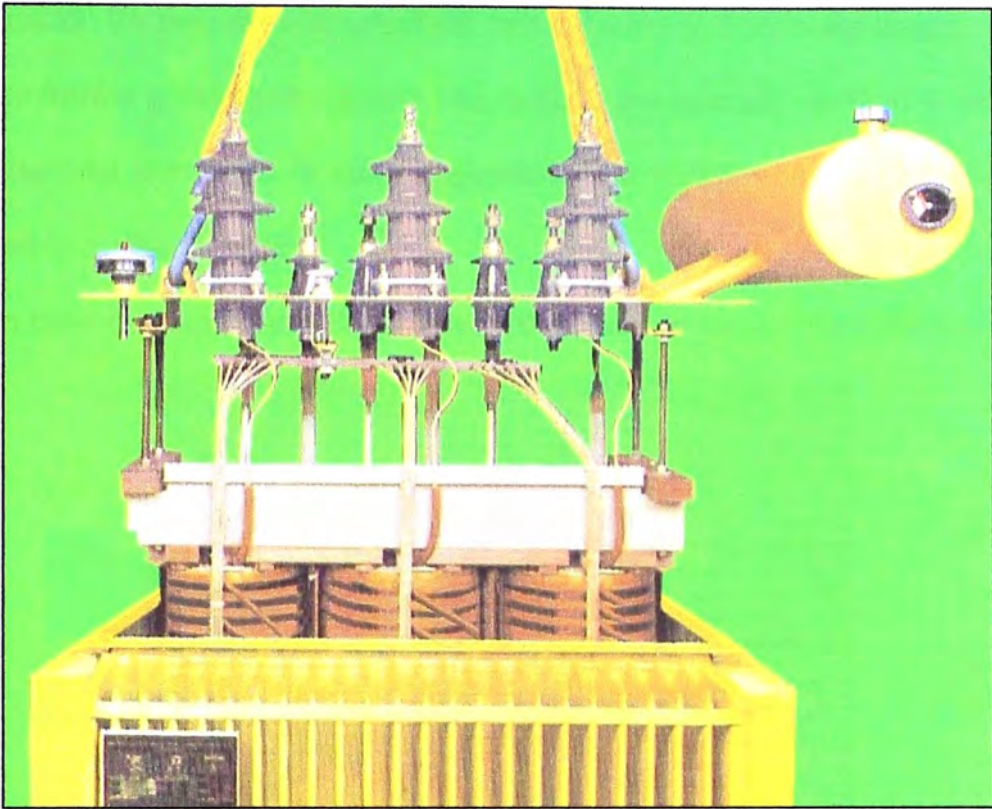


Fig. 2-11a. Ensamblado del conjunto núcleo-bobina al tanque.

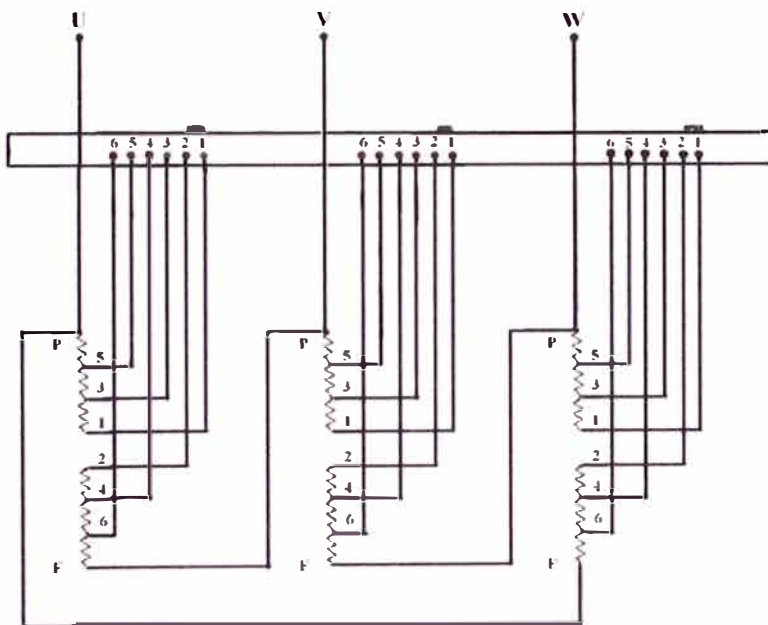


FIG 2.12 Conexiones de las Derivaciones al Conmutador para un Acoplamiento en Triángulo

disposición transversal o longitudinal con respecto al diseño del tanque.

i) Confrontar el plano de agujeros de la tapa, por ejemplo verificar si en el lado de baja tensión lleva cuatro agujeros para transformadores con neutro accesible en baja tensión.

k) En caso de haber errores se debe proceder a su inmediata rectificación.

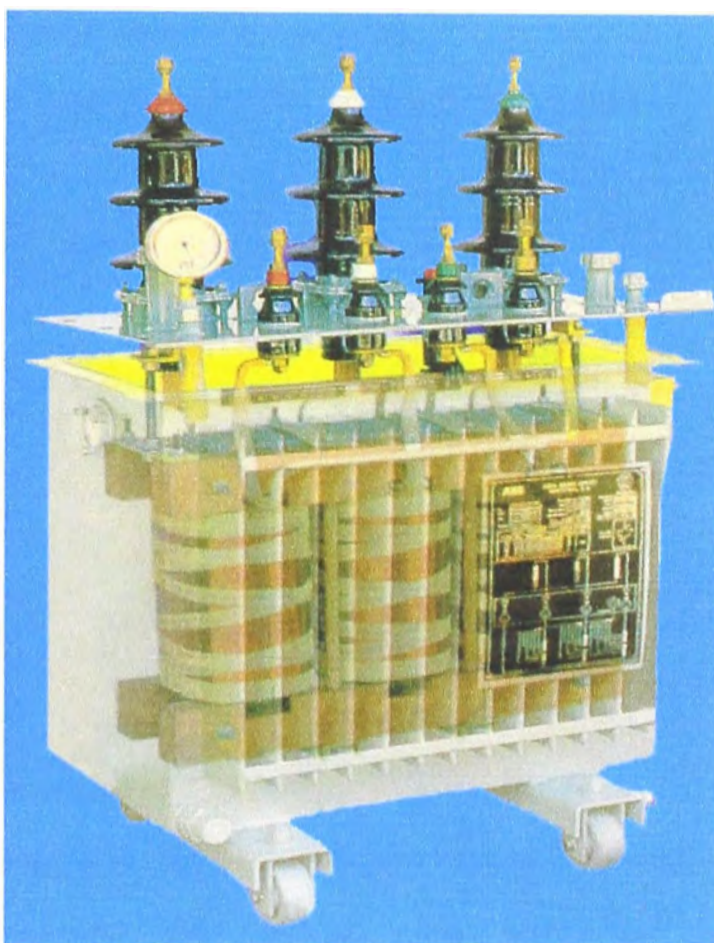


Fig. 2-13. Vista de Aisladores AT y BT en la Tapa del Transformador.

2.6.7 Control de Secado Final

El Transformador debidamente revisado y terminado el proceso de montaje será trasladado al horno para su secado final, con el objeto de eliminar la humedad adquirida en el proceso de montaje, dicho secado no debe ser

menor de 48 horas y a una temperatura de aproximadamente 100° C. **Ver.**

Fig. 2.14.

Para verificar y comprobar el grado de humedad mediante el uso del Megóhmetro, si arroja el aislamiento necesario se podrá retirar el transformador del horno; en caso contrario podrá permanecer por un periodo más largo, hasta estar exento de humedad.

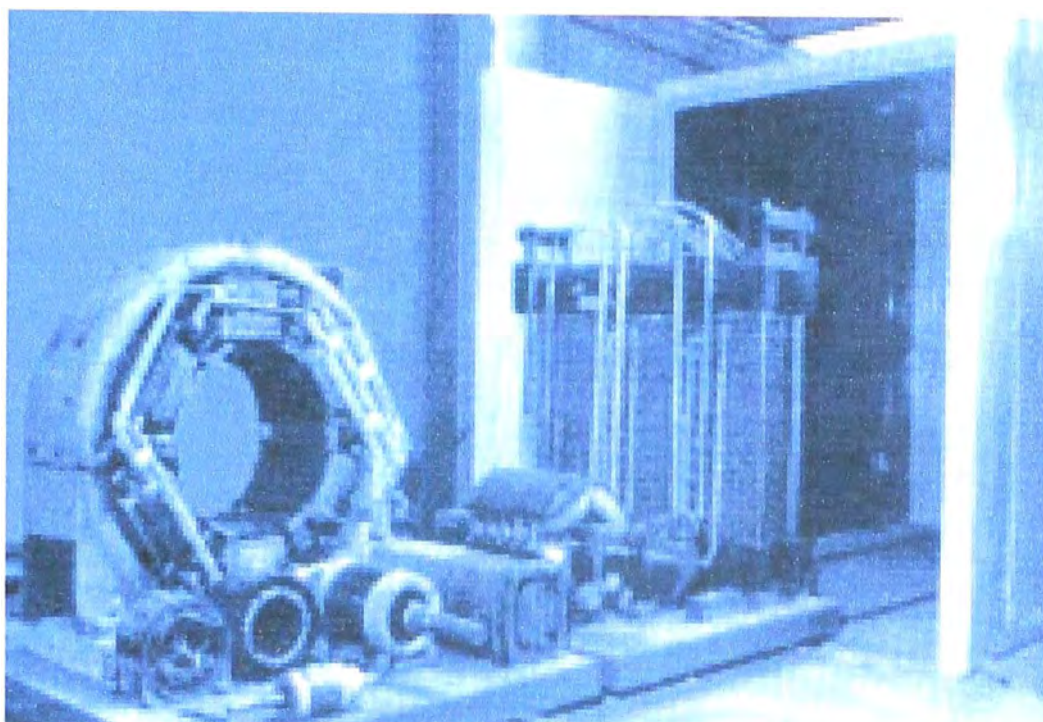


Fig. 2-14 Horno de secado natural (FRESA)

Realizado el secado final de la parte activa del transformador inmediatamente se sumerge en el tanque que esta construido de plancha de acero estructural soldado, que contiene aceite suficiente para completar el tanque. Ver Fig. 2-11.a.

El aceite es de alta rigidez dieléctrica. Antes de ser llenado al transformador este es filtrado y secado en un equipo especial de tratamiento de aceite.

Previamente a la inmersión en aceite la parte activa del transformador es

secada por circulación de aire caliente y finalmente se hacen los ajustes pertinentes y necesarios. El llenado se hace en vacío para evitar la contaminación y posibles burbujas en el interior que serían perjudiciales para el buen funcionamiento del transformador. Ver. Fig. 2-15.



Fig. 2-15 Equipo Especial de Tratamiento de Aceite.

2.6.8 CONSIDERACIONES EN EL PROCESO DE SECADO

Descripción del vacío

El término vacío es usado para designar alguna presión absoluta por debajo de la presión atmosférica, también se le define como el estado de un gas con una concentración de moléculas menor que la que tuviese en la atmósfera de la superficie terrestre.

La tecnología del vacío posee en la actualidad múltiples usos en la industria, estos son la evaporación, la destilación, la cristalización, la filtración, el secado, la desareación, etc.

Él vacío es necesario cuando en altas temperaturas pueden afectar a un determinado producto durante su extracción de humedad, logrando el mismo objetivo y hasta mejor; aún a temperaturas menores. Ver. **Fig. 2.16**.

Una de las muchas aplicaciones del vacío es en las autoclaves donde se extrae la humedad de un producto por evaporación o sublimación pudiéndose añadir calor al producto. Aplicación: Deshidratación, Función extracción de vapores condensables. Ejemplos de uso: transformadores y refrigeración.

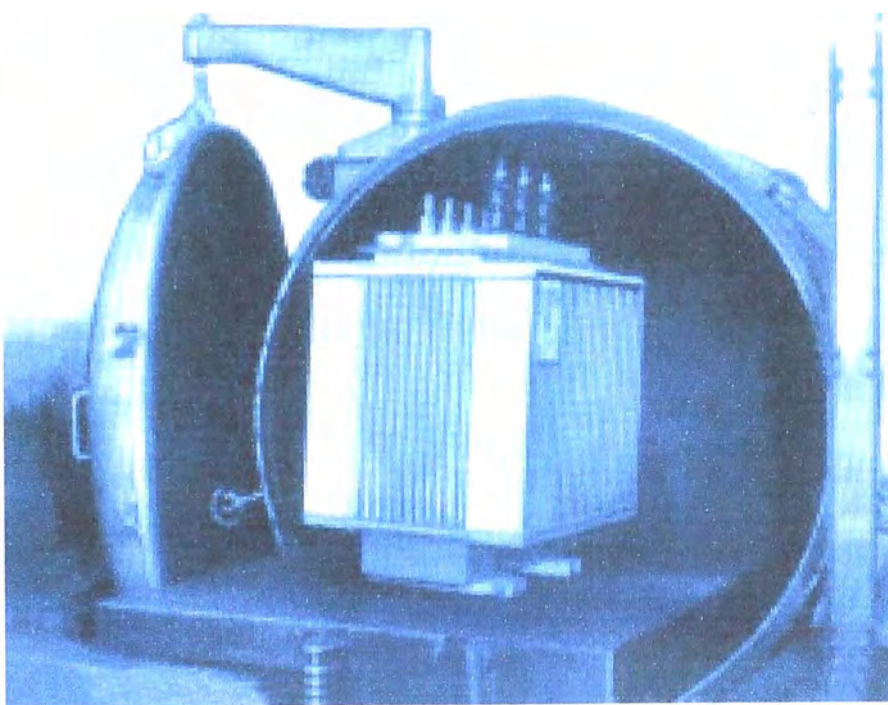


Fig. 2-16 Cámara de secado al vacío e impregnación (FRESA)

2.6.9 DESCRIPCION DEL PROCESO DE SECADO

Descripción del proceso

El proceso consiste en secar en un autoclave al vacío, obteniéndose de esta manera una mejor calidad del producto ya que se espera lograr menor porcentaje de humedad en los materiales higroscópicos en un menor tiempo de operación que se reducirá de 72 a 15 horas en la siguiente forma:

6 horas para subir la temperatura a 120 °C y 9 horas de secado al vacío hacia una nueva presión de 2mbar(*), luego de este secado se retiraría la parte activa para el reajuste correspondiente y colocación en el tanque para el llenado de aceite y devolución a la autoclave para el proceso de desgasificado al vacío.

(*) Dato obtenido de los procesos similares en el consorcio **ABB** para transformadores hasta 2000 kVA y tensiones menores que 36 kV.

Este Proceso considera la utilización de la cámara de vacío actual para ser convertida en una autoclave. Este proceso consta de 5 etapas. (**Ver Curva de Presión de Secado: Presión –Temperatura vs Tiempo**) - **Cuadro 2-3.**

a) Etapa de calentamiento

En esta etapa se realiza el calentamiento de las partes activas hasta una temperatura de 120 °C en un lapso de 6 horas, durante este tiempo el ventilador de circulación de aire debe quedar funcionando para obtener la transferencia de calor necesaria, el calentamiento debe ser controlado con un termostato para evitar sobre elevación de la temperatura que pueda ocasionar daños al producto.

b) Secado al vacío

El ventilador de circulación de aire se debe de apagar, mientras que la bomba de vacío debe arrancar y de permanecer funcionando hasta alcanzar una presión de vacío de 2mbar en 9 horas. El equipo calefactor debe quedar funcionando solo, esto es sin el ventilador de circulación de aire y servirá para el mantenimiento de la temperatura por efecto de calor radiante ya que la bomba de vacío empieza a extraer todo el aire interior y el vapor que va produciendo.

c) Encubado e impregnación

Esta etapa rompe el vacío para permitir el encubado de las partes activas el ajuste de pernos y el llenado de aceite para luego introducir nuevamente

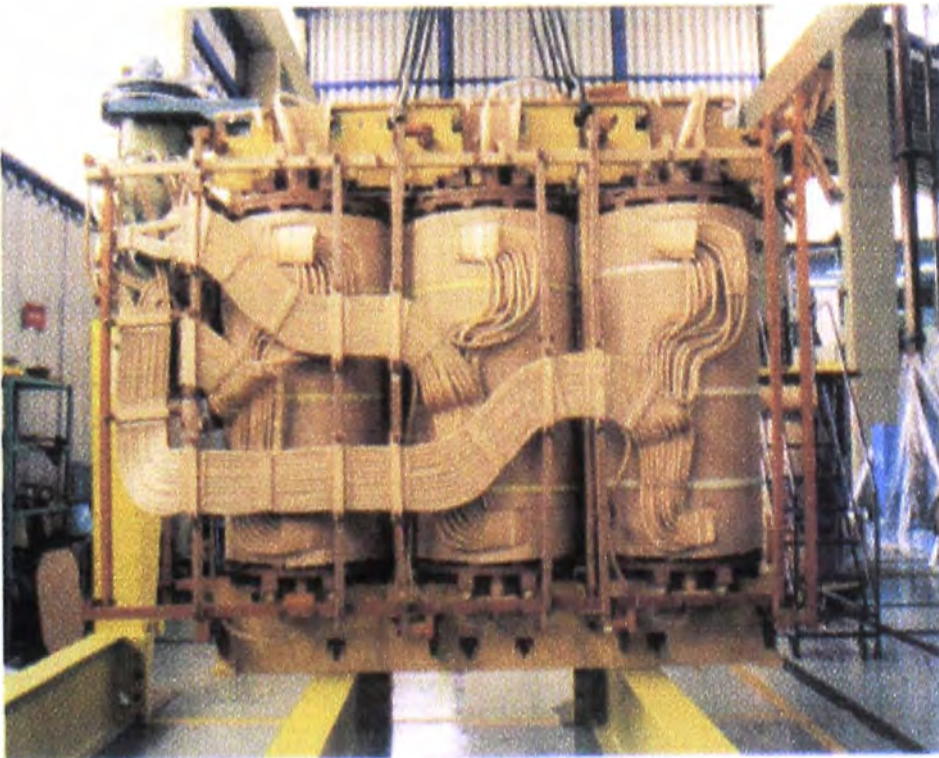


Fig. 2-17 Parte activa dirigiéndose al secado, encubado e impregnación.

los transformadores dentro de la autoclave. Esta etapa se realizará en un máximo de 5 horas por los operarios de la planta.

d) Desgasificado

En esta etapa se arranca la bomba de vacío debiendo obtenerse un vacío de 0.5mbar en una hora o menos permaneciendo este por un periodo de 2 horas más, rompiéndose después de este tiempo el vacío.

e) Descarga y carga

Esta etapa de descarga y carga de nuevas partes activas debe realizarse en un máximo de 1 hora, por las operaciones de la línea de fabricación.

LA AUTOCLAVE

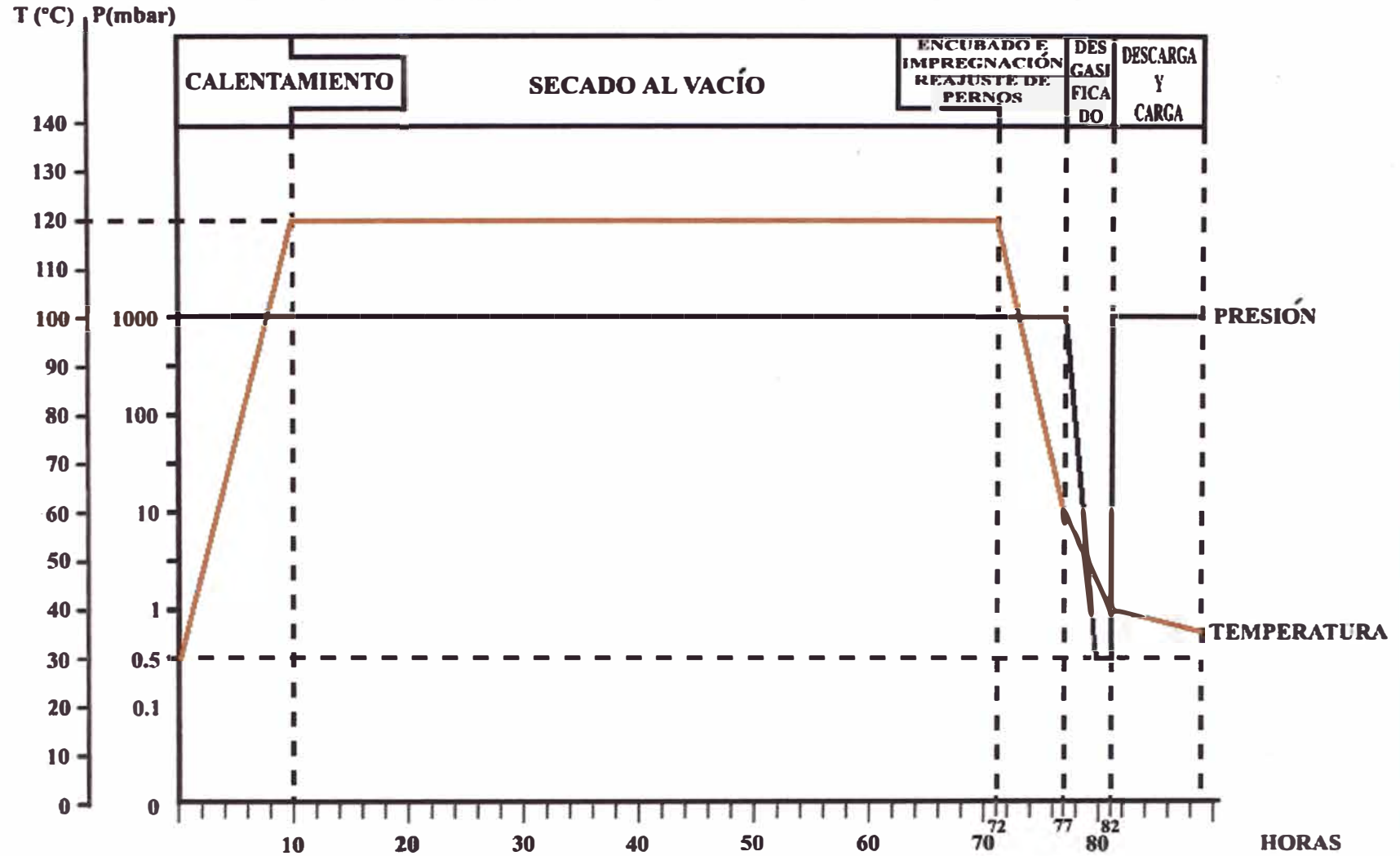
Es una instalación que se utiliza para la extracción de la humedad de ciertos productos por evaporación utilizando presiones sub-atmosféricas ó de vacío, pudiéndose añadir calor al producto obteniéndose muy poca humedad remanente al menor tiempo y así mismo el mas bajo consumo de energía.

Las autoclaves son utilizadas en diversas industrias tales como:

- ° Fábricas de transformadores eléctricos
- ° Industria maderera
- ° Industria del caucho
- ° Extracción de grasas
- ° Procesos de liofilización
- ° Ensayos de laboratorio.

Cuadro 2-3

CURVA DE PRESIÓN DE SECADO : PRESIÓN - TEMPERATURA Vs. TIEMPO



Un transformador, consta de la parte activa compuesta por el núcleo y las bobinas inmersas en aceite dieléctrico dentro de un tanque metálico, algunos de los elementos que conforman las partes del transformador como las maderas, los papeles, el aceite, los cartones, poseen un cierto porcentaje de humedad que es indeseable, por consiguiente se hace necesaria su eliminación de tal forma que no implique riesgos eléctricos por las altas tensiones de operación. Una autoclave nos permitirá el secado o extracción de humedad de los materiales que componen el transformador mediante el siguiente principio de funcionamiento:

Estando la carga dentro de la cámara, calentarla gradualmente hasta una temperatura determinada haciendo funcionar el ventilador para mejorar la transferencia de calor por convección, en este momento se debe apelar el vacío parando el ventilador ya que al haber vacío, terminará el proceso, obteniéndose un producto verdaderamente seco gracias a la combinación de la temperatura y la presión sub-atmosférica en el proceso.

2.7 ROTULADO DE TRANSFORMADORES

Todo transformador deberá tener una placa de características, construida de material no corrosible, oxidado electrolíticamente, resistente a las condiciones de intemperie, fijada en lugar visible y proporcionando las características técnicas del transformador. Ver Fig. 2.18.

Las inscripciones que lleva la placa deberán ser gravadas al ácido de manera indeleble (por ejemplo, por grabado o con perladora).

Normalmente es presentada en aluminio, resistente a la intemperie, conteniendo todos los datos de identificación grabados en bajo relieve.

Si el transformador lleva más de un régimen nominal, según los métodos de enfriamiento o acoplamiento de sus arrollamientos resultando esto explícitamente de su construcción, los regímenes nominales suplementarios deberán ser todos indicados en la placa de características:

- **Norma Técnica Peruana 370.002 – CEI Pub.76**
- Número de serie del fabricante.
- Año de fabricación
- Número de fases.
- Potencia nominal.
- Tensiones nominales
- Corrientes nominales
- Símbolo de acoplamiento.(Grupo de conexión)
- Tensión de cortocircuito nominal (para la toma principal)
- Método de enfriamiento.
- Clase de calentamiento.
- Altura de trabajo
- Instalación exterior o interior
- Servicio continuo intermitente.
- Peso total.
- Frecuencia nominal.

Además se deberán dar las indicaciones siguientes para algunos tipos de transformadores:

- Tipo de transformador (por ejemplo autotransformador o transformador sobre-elevador de tensión).

- Esquema de conexiones (en el caso que los símbolos de acoplamiento no den indicaciones completas en lo referente a conexiones internas).
- Nivel de aislamiento (se aplica a los arrollamientos de tensión nominal igual o superior a 5 kV y a la extremidad neutra de todos los arrollamientos con aislamiento graduado).
- Peso de la parte activa.
Peso del aceite aislante.
Detalles sobre las tomas o derivaciones que no son la toma principal.
- Naturaleza del líquido aislante si no es aceite mineral.

2.8 CONTROL Y ACABADO FINAL

Para el control del acabado final es necesario comprobar los siguientes aspectos:

- Ajuste general de las piezas metal-mecánicas.
- Revisión de accesorios en general.
- Revisión de rotulado.
- Revisión del nivel de aceite y tipo de aceites a usar.
- En caso de reunir las exigencias establecidas, se certifica para su correspondiente prueba eléctrica.
- Todo este proceso de control se realiza llenando previamente las hojas de control establecidas para cada proceso de fabricación.

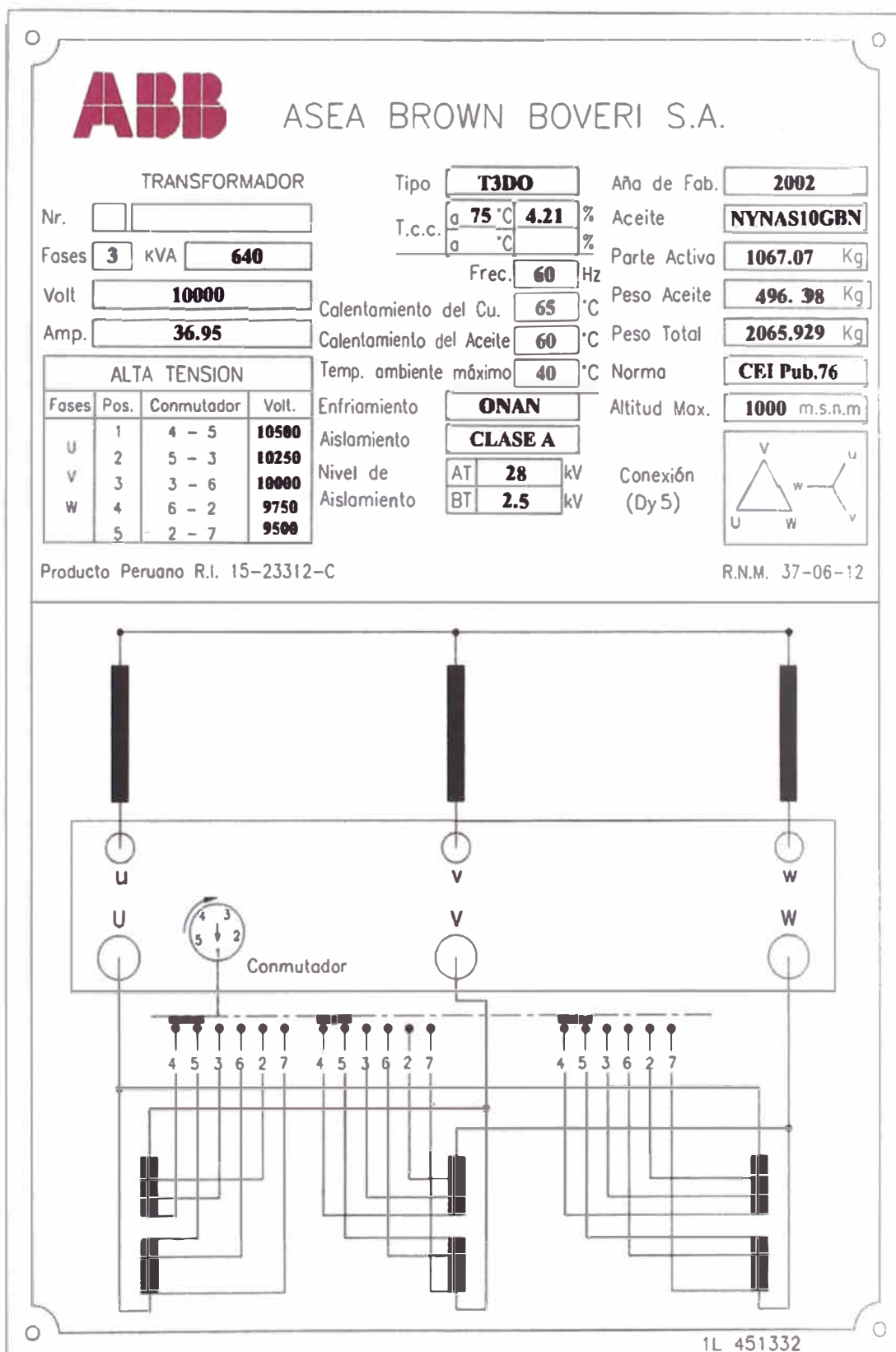


Fig. 2-18 Placa de Características de transformador trifásico

- Como norma general, las hojas de control son archivadas juntamente
 - con los protocolos de pruebas eléctricas para efectos de estadística y de una eventual necesidad.
- En la hoja de control:
- X** Significa proceso terminado
 - X.** Proceso determinado
 - Proceso no realizable.

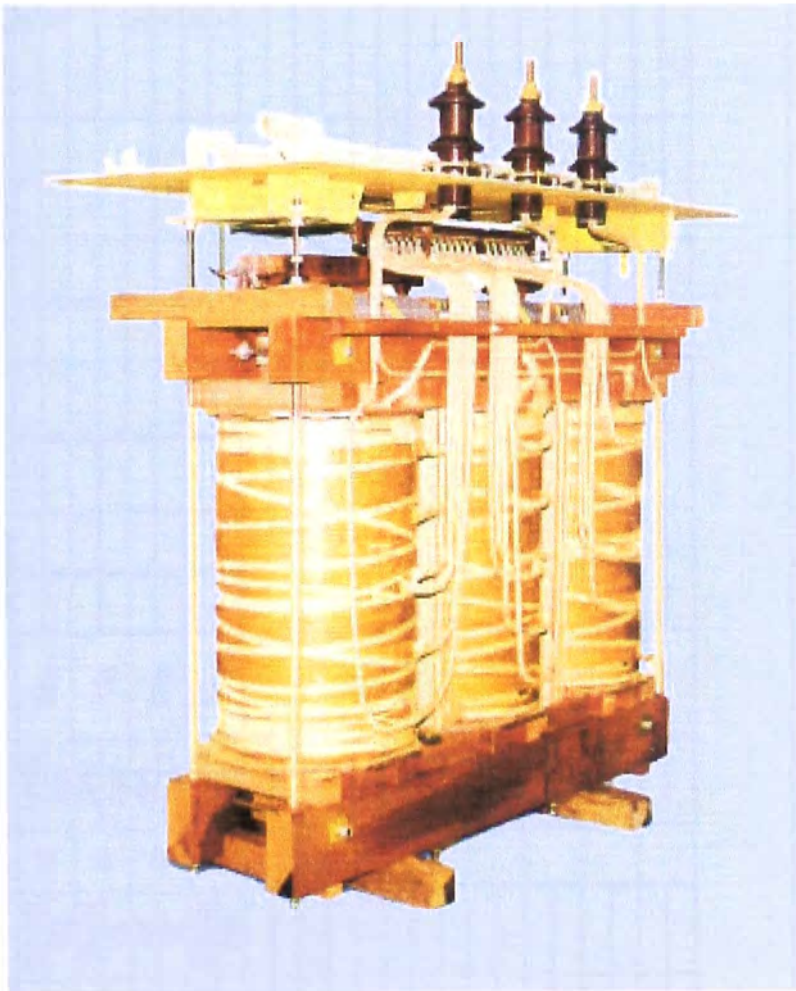


Fig. 2-19. Parte Activa de Transformador 3Ø, en proceso de encubado

CT	TIPO	HZ	AT	GRUPO	CORTE NÚCLEO	TRAVEZAÑO	BOB. AT	TAPA	MONT. PARCIAL	PRUEBAS	PINTURA	FECHA DE ENTREGA	Vº Bº
FECHA	K VA		BT		ARMADO NÚCLEO	TIRANTE	BOB. BT	TANQUE	MONT. TOTAL		EMBALAJE		
3/2/87	ON-AN	60	10000	Yd11	X	X	X	X	X	X	X	3/3/87	
0356	100		230		X	X	X	X	X		X		X
0337	ON-AN	60	2300	Yd5	X	X	X.						
4/2/87	75		230		X	X	X.						
0338	AN	60	440	Dy11	X	X	X	.	X	X	X	5/3/87	
5/2/87	15		220		X	X	X	.	X		.		
23/03/02	ON-ON		10000	Dy5	X	X	X	.	X	X	X	25/06/02	
0360	640		238		X	X	X	.	X		.		

CAPÍTULO III

CONTROL DE CALIDAD: PRUEBAS DE ENSAYO

3.1 SALA DE ENSAYOS O LABORATORIO DE PRUEBAS

La Sala de Ensayos o de Pruebas es la etapa semifinial del transformador en la que se decidirá finalmente su aprobación o rechazo del producto terminado. En el desarrollo de las pruebas se encontraran productos que no concuerdan con las especificaciones y las normas establecidas; motivo por el cual serán rechazados y separados para investigar y corregir los errores cometidos en el proceso de fabricación.

En el desarrollo de las pruebas se recomienda como norma de seguridad operar con responsabilidad y convicción para evitar fatales consecuencias, ya que existen pruebas que se operan con tensiones elevadas. Si bien en algunos aspectos es menos peligrosa que otras formas de energía, el exceso de confiabilidad o defectos en su manipuleo puede originar serios perjuicios tanto a equipos y materiales como al personal que operan en esta sección. El control de los riesgos que origina el uso de la electricidad no es difícil ni costoso, requiere decisión, disciplina y un básico conocimiento, de los que participan en el manipuleo y operación. Ver Fig. 3-1.

Para realizar las pruebas de laboratorio se dispone de:

- 1 Generador sincrónico de 1000 kVA, 60 Hz.
- 1 Generador sincrónico de 500 kVA, 60-120 Hz.
- 1 Transformador especial para ser usado como fuente de tensión variable

para las Pruebas de Vacío, Corto circuito y Calentamiento de 100 kVA.

- 1 Un transformador de 100 kVA sobre elevador de tensión, para la prueba de tensión aplicada con un alcance de hasta 1 kV.
- 1 Banco de condensadores de 6.6 MVAR.
- 2 Equipo de impulso de 3200 kV, 67 k joules.
- 1 Juego de instrumentos digitales para las mediciones.
- 1 Un equipo para medir el Método Voltamperimétrico (12 V, cc)
- 1 Megóhmetro (5000 V – 2500V – 1250V) Marca **H&B**
- 1 Pinza Amperimétrica – AMPROBE 300 – 100 – 15 –6 Amp. 300Volt.
- 1 Puente de Wheatstone – Thompson para la medida de la resistencia.
- 1 Puente para la medida de la Relación de transformación **H&B**
- 2 Transformadores de corriente de medida de 60kV, 10 – 5/5A



Fig. 3-1. Vista parcial de la Sala de Pruebas

3.2 REVISIÓN ELECTROMECAÁNICA PREVIA AL INICIO DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

La revisión electromecánica es una inspección ocular de la parte externa y la presencia física del transformador y comprende lo siguiente:

- Comprobación de la placa de características y en ella la revisión del rotulado en general.
- Comprobación del funcionamiento del conmutador y su respectiva coincidencia de lo graficado en la placa con las posiciones fijadas.
- Comprobación del nivel de aceite en el conservador y pozo termométrico.
- Comprobación de accesorios: válvula de seguridad, desecador ver llenado correcto de silicagel y coloración (humedad), perno de puesta a tierra, etc.
- Revisión de los aisladores.
- Identificación de las fases, que deben estar grabadas en forma visible y los terminales pintados indicadas por las normas. Este control debe confirmar las especificaciones indicadas con el pedido del transformador.

3.3 ENSAYOS DE RECEPCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA

3.3.1 Generalidades:

Los fabricantes de transformadores someten a estos a pruebas y ensayos en sus laboratorios con la finalidad de comprobar que cumplan con las especificaciones técnicas que dieron lugar a su fabricación.

El conjunto de estas pruebas que pueden ser **Pruebas Tipo** (si solo se realizan en los prototipos), o **Pruebas de Rutina** (sí se efectúan a todas las unidades de un lote de fabricación) se encuentran normalizadas y su

especificación generalmente toma como base las Norma Técnica Nacional 370.002, o las Normas Internacionales como IEC -76. Además, cumplan con exigencias particulares de las normas ANSI / NEMA, CSA y otras.

Bajo estas premisas daremos a continuación la relación de la serie de ensayos de rutina y tipo que tienen que superar los transformadores de distribución y potencia.

Básicamente y según especificaciones de las Normas existen tres tipos de ensayo.

I ENSAYOS DE RUTINA:

- a).Medida de la resistencia de los arrollamientos y control de aislamiento.
- b).Medida de la resistencia óhmica de los Arrollamientos.
- c).Prueba de distribución de flujos.
- d).Medida de la relación de transformación y comprobación del grupo de conexión.
- e).Prueba de corto circuito.
- f).Medida de las pérdidas y de la corriente de vacío.
- g).Ensayo de la tensión aplicada.
- i).Ensayo de la tensión inducida.

II ENSAYOS TIPO:

- a) Ensayo de calentamiento (Publicación IEC 76-5)
- b) Ensayo de impulso a onda completa (ensayo de recepción).
- d) Ensayo de Impulso de onda recortada (ensayo de recepción).

III ENSAYOS ESPECIALES:

- a) Ensayos dieléctricos (Publicación IEC 76-3)
- b) Medida de la impedancia de secuencia cero (Homopolar) en los transformadores trifásicos.
- c) Ensayo de corto circuito (Publicación IEC 76-5)
- e) Medida del nivel de ruido (Publicación IEC 551)
- f) Medida de los componentes armónicos de la corriente de vacío.
- g) Medida de la potencia tomada de los motores de la bomba de aceite y ventiladores

OBSERVACIONES:

1. Si se requieren ensayos especiales que no están indicados anteriormente, los métodos de ensayo serán de mutuo acuerdo entre fabricante y el comprador.

2. En los Ensayos de Rutina:

a) Ensayos Dieléctricos se refiere a las siguientes pruebas:

-Sobre tensión Aplicada a la frecuencia Industrial

-Sobre tensión inducida a doble o triple frecuencia.

3. En los Ensayos Tipo:

a) Durante las sobretensiones de origen atmosférico se pueden tener ondas de impulso plenas y ondas de impulso que no logran completarse por la actuación de algún descargador o por falla del sistema, las cuales hacen que la tensión caiga ú oscile alrededor de cero con un valor más reducido. Las normas CEI considera prueba solo con onda plena, en cambio las Normas

Americanas incluyen prueba con ondas recortadas, que están también dentro de la misma exigencia, para el aislamiento, que las plenas.

b) Ensayos de rigidez dieléctrica por medio de dos tipos de onda, uno con ondas de choque de onda completa y otro con ondas de choque de onda recortada, estas se refieren a la Prueba de Impulso. Los transformadores se someten a este ensayo de rigidez dieléctrica por medio de dos tipos de onda, uno con ondas de choque de onda completa y otros con ondas de choque con onda recortada, llamada también de frente escarpado.

3.4 ENSAYOS O PRUEBAS DE RUTINA

3.4.1 Medida de la Resistencia de Aislamiento

I OBJETO

Determinar el grado de humedad contenida en el dieléctrico y de la parte activa. Esta prueba nos indica los valores de resistencia de aislamiento entre arrollamientos y entre cada uno de ellos y tierra.

II FUNDAMENTO TEÓRICO

La medida de la resistencia de aislamiento tiene el objeto de informar el grado de humedad contenida en los materiales que conforman el transformador. La resistencia de aislamiento se expresa en Mega-Ohmios y su valor no debe ser inferior a la que se obtiene de la siguiente fórmula empírica. Este es un valor referencial útil para el servicio.

$$\text{Resistencia de Aislamiento en Mega-Ohmios} = \frac{\text{Tensión en los } \underline{\hspace{1cm}} \text{ bornes}}{\text{Potencia en kVA} + 1000}$$

Con un mínimo de un megohmio, se medirá el aislamiento entre:

- Alta y Baja Tensión: AT-BT.
- Alta Tensión y Masa: AT-M.
- Baja Tensión y Masa: BT-M.

III PROCEDIMIENTO DEL ENSAYO

Para realizar estas mediciones se utilizarán instrumentos diseñados para este objeto como son los Megóhmetros, los cuales existen de diversas variedades y de diferentes escalas. Mencionaremos del tipo Dinamo de accionamiento manual por manivela de 500 Voltios DC y 5000 Voltios DC y otro moderno con fuente incorporada también de 5000 Voltios DC.

Los elementos que pueden causar variaciones en los resultados son los siguientes:

- El valor de la tensión continua
- La Temperatura
- Grado de humedad del dieléctrico.

Para efectuar la prueba de absorción se utiliza un Megóhmetro de marca MEGGER. En la prueba se anotan las lecturas del Megóhmetro cada 15 segundos durante el primer minuto y a continuación se toman lecturas cada minuto, hasta que se estabiliza la lectura del equipo. Los pasos de la prueba:

- El transformador a probar debe estar completamente desenergizado y desconectado de los circuitos de alta y baja tensión.
- Limpiar todos los aisladores de material graso y de contaminantes.
- Verificar el estado del MEGÓHMETRO, ajustar el cero y el infinito.
- Nivelar el instrumento, el cual debe operar perfectamente nivelado.
- El tanque del transformador a probar debe estar conectado a tierra.

- El tanque del transformador a probar debe estar conectado a tierra.
 - Se realizan las conexiones de acuerdo a la Fig. 3-2.
- AT-BT : Alta tensión contra baja tensión. Fig.3-2 a(1)
- AT-BT+ T: Alta tensión contra baja tensión más tierra. Fig.3-2 a(2)
- BT-AT+ T: Baja tensión contra alta tensión más tierra. Fig.3-2 a (3)
- Una vez realizada las conexiones encender el probador MEGGER.
 - Anotar lecturas cada 15 segundos durante el primer minuto y a continuación se toman lecturas cada minuto, hasta que se estabilice la lectura del probador de aislamiento.

IV COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES

IV.1 Este ensayo se realiza con corriente continua, por lo que es independiente de la frecuencia del transformador a ensayar.

IV.2 Los resultados obtenidos con el MEGÓHMETRO son bastante aleatorios, observándose fuertes dispersiones entre las diferentes lecturas.

IV.3 Los resultados de medición de un aislador varían considerablemente con la temperatura del mismo y con el tiempo que se tiene aplicada la tensión.

IV.4 Existen diferencias entre MEGÓHMETRO de distinta fabricación, debido a que el sistema consiste en un galvanómetro con escala que mide la intensidad de circulación por circuito a verificar a una tensión determinada (no se debe olvidar las caídas internas, así como la tensión a que está referida la escala, y la potencia del MEGÓHMETRO).

IV.5 Las medidas realizadas en los transformadores son normalmente, un

bobinado contra el resto o masa; esto es, no existe un alcance mecánico entre ambos puntos de medida, sino que son placas de un condensador separadas por un aislamiento heterogéneo (papel, bakelita, aceite).

IV.6 Esta prueba se puede interpretar con la llamada "Curva de absorción dieléctrica", que se obtiene graficando los valores de la resistencia de aislamiento versus tiempo. Esta curva presenta al principio un valor pequeño de resistencia, que aumenta progresivamente, hasta estabilizarse en un tiempo determinado. La pendiente de la curva proporciona el grado relativo de humedad o contaminación del aislamiento de que se trate. Si la curva es de baja pendiente y tarda unos dos minutos en estabilizarse, indica que el aislamiento está en malas condiciones.

IV.7 Otro criterio práctico para determinar si un aislamiento está en buenas condiciones es si la resistencia mínima de aislamiento mínimo, es 1 megohm por cada kilovoltio de la clase de aislamiento del devanado, a 75 °C. El valor anterior debe duplicarse por cada 10 °C de disminución de temperatura.

V APLICACIONES EN EL TRANSFORMADOR DE 640 kVA

Presentamos las características del transformador de distribución de:

Potencia	640 kVA
Relación de transformación	10,000/236 V.
Regulación en el lado de 10kV	$\pm 2 \times 2.5 \%$
Número de Fases	3
Frecuencia	60 Hz.
Grupo de conexión	Dy5
Tensión de corto circuito	4.2%

Enfriamiento	ONAN
Clase de aislamiento	Ao
Nivel de aislamiento	28/2.5 kV
Bil.	75 kV
Altitud de operación	1000 msnm.
Servicio	Continuo

**V.a MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ANTES DEL
ENCUBADO DEL TRANSFORMADOR de 640 kVA**

Estas medidas no son suficientes para poner en evidencia un defecto de aislamiento, a menos que sea este muy pronunciado (contacto directo, aislante carbonizado, etc.), no obstante las medidas que se toman antes del encubado nos darán una idea de la eficiencia del secado. Las medidas que se toman antes del encubado nos proporcionarán un índice de la eficiencia de secado. Las medidas tomadas con el Megóhmetro aplicando 500VDC, ya que la parte activa no está sumergida en el aceite, son:

Antes de que la parte activa ingrese al horno:

T amb : 28 °C

Denominación	Mohm	VDC
AT/M	2,800	500
AT/BT	1,000	500
BT/M	60	500

- Antes del encubado después de haber permanecido a la temperatura de 60 °C durante 48 horas, obtenemos los siguientes valores:

Denominación	Mohm	VDC
AT/M	90,000	500
AT/BT	25,000	500
BT/M	15,000	500

V.b Medida de la resistencia de aislamiento después del encubado.

Esta prueba permitirá apreciar el estado general del transformador, garantizando con ello que se encuentre en las debidas condiciones para soportar las pruebas de aislamiento con tensión aplicada, o si es necesario aumentar el aislamiento, un nuevo secado, etc. A partir del circuito mostrado en la Fig. (3-4) se obtuvo las siguientes medidas:

T amb. : 30 °C

Denominación	Mohm	VOLTIOS DC
AT / M	29,000	5,000
AT / BT	90,000	5,000
BT / M	18,000	1,000

El probador de aislamiento MEGGER es un instrumento pequeño y portátil que da una lectura de la resistencia de aislamiento en ohms o megaohms. Para un buen aislamiento, la resistencia se lee generalmente en el rango de los megaohms. El MEGGER es esencialmente un medidor de resistencia de alto rango (óhmetro) con un generador de corriente directa interconstruido. Este medidor es de construcción especial con bobinas de corriente y bobinas de voltaje que permiten que los ohms verdaderos se puedan leer directamente, independiente del voltaje aplicado. Este método no es destructivo; es decir no ocasiona deterioro del aislamiento.

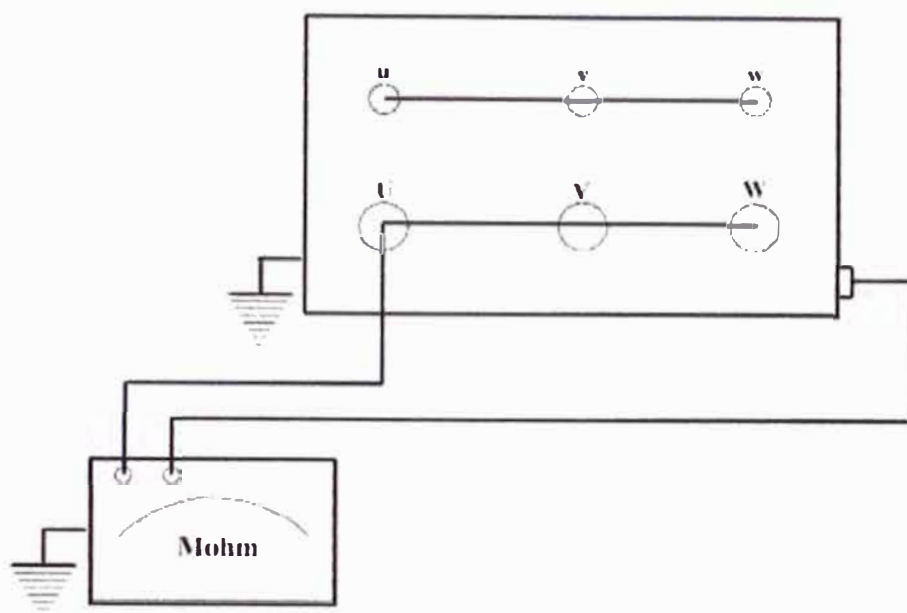


Fig. 3.2 MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (AT/M)

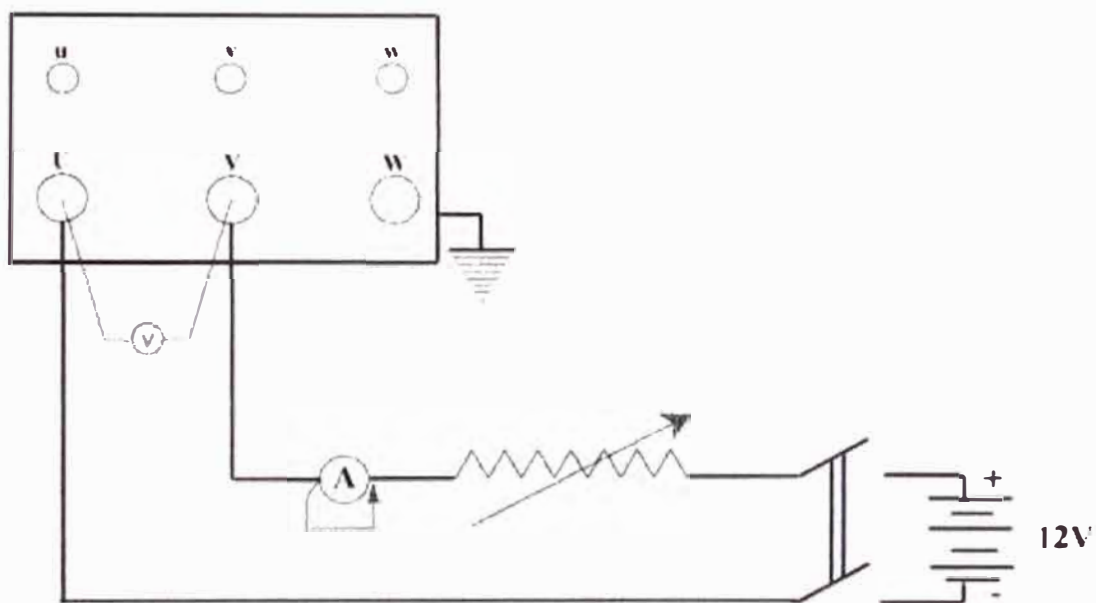
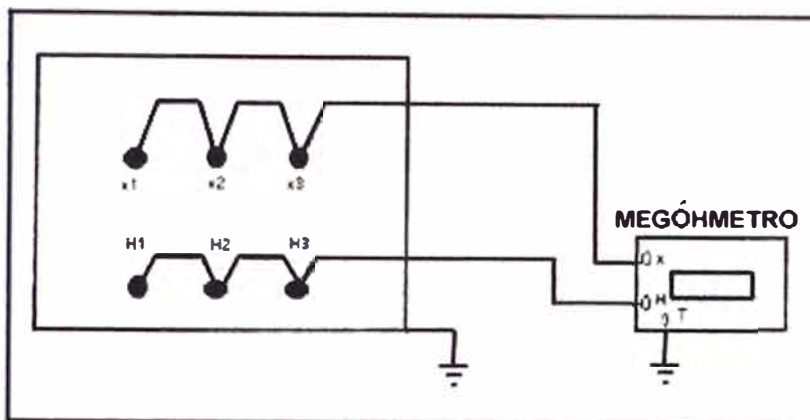
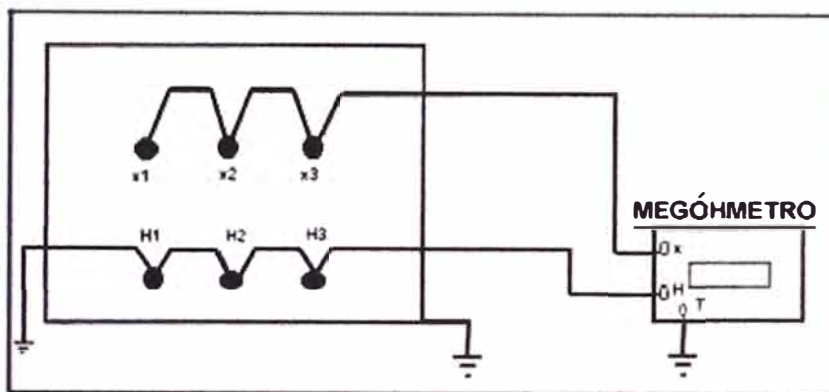


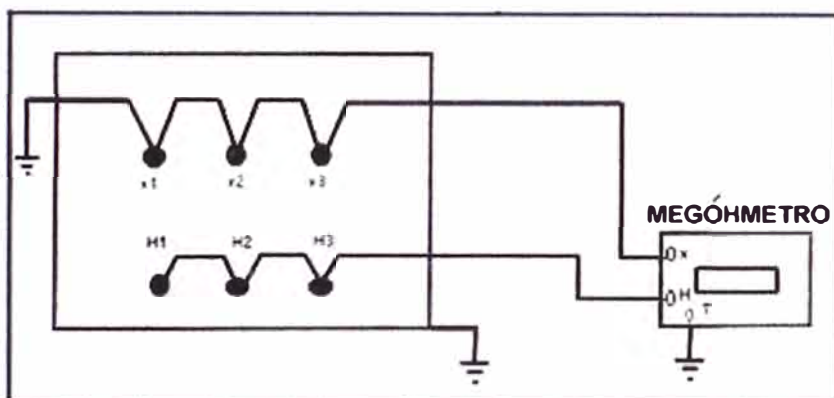
Fig. 3.3 MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE LOS ARROLAMIENTOS



1. Prueba aislamiento en DC devanado alta tensión contra devanado baja tensión (H-X)



2. Prueba aislamiento en DC alta tensión contra devanado baja tensión + tierra (H-X-T)



3. Prueba aislamiento en DC baja tensión contra devanado de alta tensión + tierra (X-H+T)

UNI

MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

DOMINGO MONTOYA HURTADO

Fig. 3.2a

3.4.2 Medida de la Resistencia Óhmica de los Arrollamientos

I OBJETO

Determinar el valor de la resistencia que servirá:

- 1.- Como valor de referencia para los controles de mantenimiento.
- 2.- Para el cálculo de las Pérdidas Joule, Pérdidas Suplementarias y Tensión de Cortocircuito para el ensayo de cortocircuito.
- 3.- Para determinar el calentamiento de los arrollamientos en el ensayo de calentamiento.
- 4.- Determinar el valor de la resistencia de cada arrollamiento al final de la prueba de calentamiento, teniendo en cuenta la temperatura ambiente.
- 5.- El ensayo se efectuara con corriente continua, empleando el Método Voltamperimétrico y reduciéndose al mínimo los efectos de inducción.

II FUNDAMENTO TEORICO

Atendiendo las **NTP 370.002** y **CEI Pub76**, el ensayo debe ser efectuado con corriente continua para el Método Volt.-Amperimétrico y con puentes de gran precisión como los de **WHEATSTONE** y/o **THOMSON** para el método puente. Debe registrarse la medida de la resistencia de cada arrollamiento, los bornes entre los cuales es medida y la temperatura de los arrollamientos. En todas las medidas de resistencia se deben reducir al mínimo los efectos de inducción; durante las medidas de resistencia en frío, se debe apuntar el tiempo necesario para la estabilidad de la corriente medida, para tenerlo en cuenta cuando se efectúen las medidas de resistencia en caliente. Estas resistencias deberán calcularse a su equivalente a las temperaturas de referencia de 75 °C; correspondiente.

Los datos que deben registrarse durante el proceso de la medición son los siguientes:

- a) La resistencia medida entre cada par de terminales
- b) El par de terminales entre los que se efectúa la medición.
- c) Temperatura de los devanados en la que se hace la medición.

Para transformadores del tipo seco, la temperatura que se tome en cuenta es la temperatura media tomada de varias lecturas hechas sobre termómetro por lo menos 3, puestos en la superficie del arrollamiento y la lectura debe ser aproximadamente igual a la del medio ambiente.

En transformadores sumergidos en Aceite, si ha estado desconectado por más de 15 horas previas a la prueba, puede considerarse que no hay diferencia entre la temperatura de los devanados y del aceite en la parte superior del tanque. Si el transformador ha permanecido desconectado entre 8 y 15 horas, puede considerarse que la temperatura promedio de los devanados coincide con la temperatura promedio del aceite.

No debe efectuarse la medición si no han transcurrido por lo menos 8 horas desde la desconexión del transformador.

Para calcular la resistencia Óhmica a su equivalente a la temperatura de referencia que normalmente es de 75 °C, se emplea la siguiente fórmula:

$$R_{75\text{ °C}} = R_{T_a} \cdot \frac{234.5\text{ °C} + 75\text{ °C}}{234.5\text{ °C} + T_a}$$

Donde:

R_{75 °C} = Resistencia En C.C. a 75 °C en Ohms

R_{T_a} = Resistencia en C.C. medido a temperatura ambiente en Ohms

T_a = Temperatura ambiente en °C.

III PROCEDIMIENTO DEL ENSAYO

III.1 La prueba se realiza aplicando una tensión en los bornes del transformador, tomando las medidas de las resistencias entre los arrollamientos a una temperatura de 25 °C; para cada uno de los lados del transformador.

III.2 En el lado de alta se aplicó una tensión aproximadamente de 3.5V, tomando la medida de las resistencias de los arrollamientos entre UV, VW, UW.

III.3 Para el lado de baja se aplicó una tensión aproximadamente de 10.4 V, tomando la medida de las resistencias de los arrollamientos entre uv, vw, uw.

III.4 Todas las mediciones se realizaron teniendo al conmutador de AT en la posición 3.

IV COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES

IV.1 No debe efectuarse la medición para transformadores que han estado en servicio si no han transcurrido por lo menos ocho (8) horas desde su desconexión.

IV.2 Si el transformador ha permanecido desconectado por más de quince horas previas a la prueba, debe considerarse que no hay diferencia entre la temperatura de los devanados y del aceite refrigerante en la parte superior del tanque.

IV.3 Si el transformador ha estado desconectado entre 8 y 15 horas puede considerarse que la temperatura promedio de los devanados coincide con la temperatura promedio del aceite.

IV.4 La resistencia también puede medirse directamente por comparación con resistencias patrones mediante el uso de los instrumentos llamados puente como son por ejemplo: Puente **WHEASTONE**, Puente **KELVIN** y otros.

IV.5 Debido al transitorio en el cierre de la alimentación al transformador, la inductancia alimentada por la fuente de tensión continua, se debe tener precaución de que tanto, para el cierre como para la apertura, el voltímetro debe estar desconectado del circuito hasta que haya pasado el transitorio de otra manera este puede ser dañado.

IV.6 La corriente de medida debe ser $I_m \leq 0.1 I_n$ (I_n : corriente nominal) con el objeto de evitar el calentamiento de los arrollamientos.

IV.7 Con el objeto de disminuir la constante de tiempo ($T = L / r$) del circuito se debería utilizar una resistencia en serie elevada. El voltímetro (en el caso I.5) solo deberá ser conectado al circuito)

IV.8 Durante la conexión y desconexión de la corriente de medida I_m ; el voltímetro debe permanecer desconectado (evitando que el fenómeno transitorio dañe al instrumento).

IV.9 El valor de la medida se debe dar en ohms con la indicación de la temperatura del objeto medido.

V APLICACIONES EN EL TRANSFORMADOR DE 640 kVA

Medida de la resistencia de los arrollamientos después del encubado:

Para esto se utilizará el Método Voltamperimétrico, teniendo cuidado de que la intensidad de corriente a través de los devanados no provoque un

calentamiento capaz de alterar la temperatura del devanado que se mide; para esto la corriente no debe superar el 10% de la corriente nominal.

En la Fig. 3-3; se muestra el circuito utilizado para esta prueba y a continuación las medidas efectuadas:

T amb. : 25 °C

A.T.	UV	VW	WU
V	1.8	1.65	1.8
A	1	0.9	1
Ohm	1.8	1.833	1.8

T amb. : 25°C

B.T.	uv	vw	wu
mV	4.3	4.3	4.4
A	5	5	5
Mohm	0.86	0.86	0.88

Las resistencias medias, medidas en el devanado de AT. y BT. serán:

$$R_{m_{AT}} = 1.811 \text{ Ohm.}$$

$$R_{m_{BT}} = 0.867 \text{ Mohm.}$$

La resistencia equivalente referida al lado de A.T. y a 25 °C será:

$$Req_{AT(25^{\circ}C)} = \frac{2}{3} \left[Req_{AT} + Req_{BT} \left(\frac{V_{AT}}{V_{BT}} \right)^2 \right] = 5.05 \Omega$$

Las Pérdidas Joule a 25 °C, serán:

$$P_{j(25^{\circ}C)} = \operatorname{Re} q_{AT} \times I_{NAT}^2 = 5.05 \times 36.95^2 = 6,896.8W$$

3.4.3 PRUEBA DE DISTRIBUCIÓN DE FLUJOS

Se aplica tensión monofásica por dos bornes de AT. y se miden las tensiones entre los otros bornes, según se muestra en la Fig. 3-4. La tensión aplicada debe ser aproximadamente igual a la suma de las medidas entre los otros dos pares de bornes, de lo contrario puede existir cruce entre espiras en un bobinado.

Los resultados obtenidos son:

Alimentación		MEDICIONES					
		UV	VW	WU	uv	vw	wu
UV	200	-	136	63.5	4.5	0.5	3.9
VW	201.5	103	-	98	4.5	4	0.4
WU	200	68	132	-	0.4	4.4	4

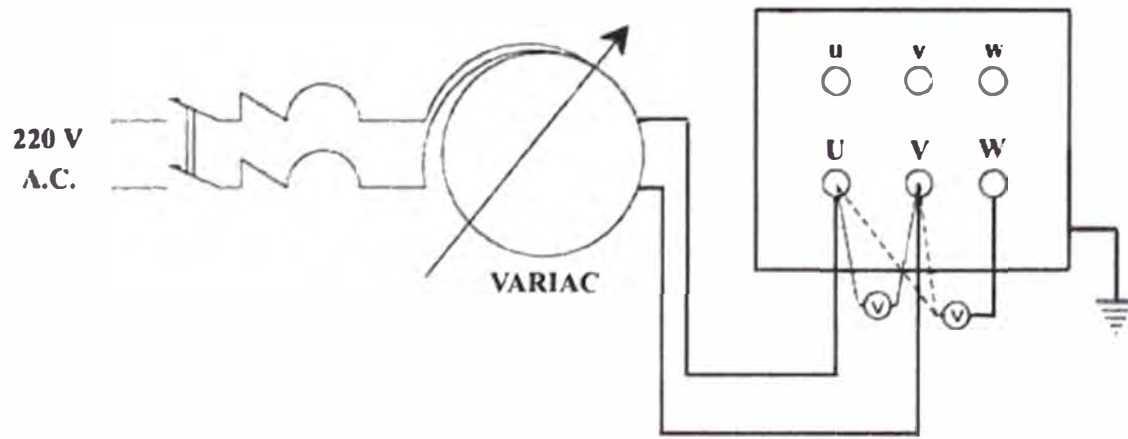


Fig. 3.4 PRUEBA DE DISTRIBUCIÓN DE FLUJOS

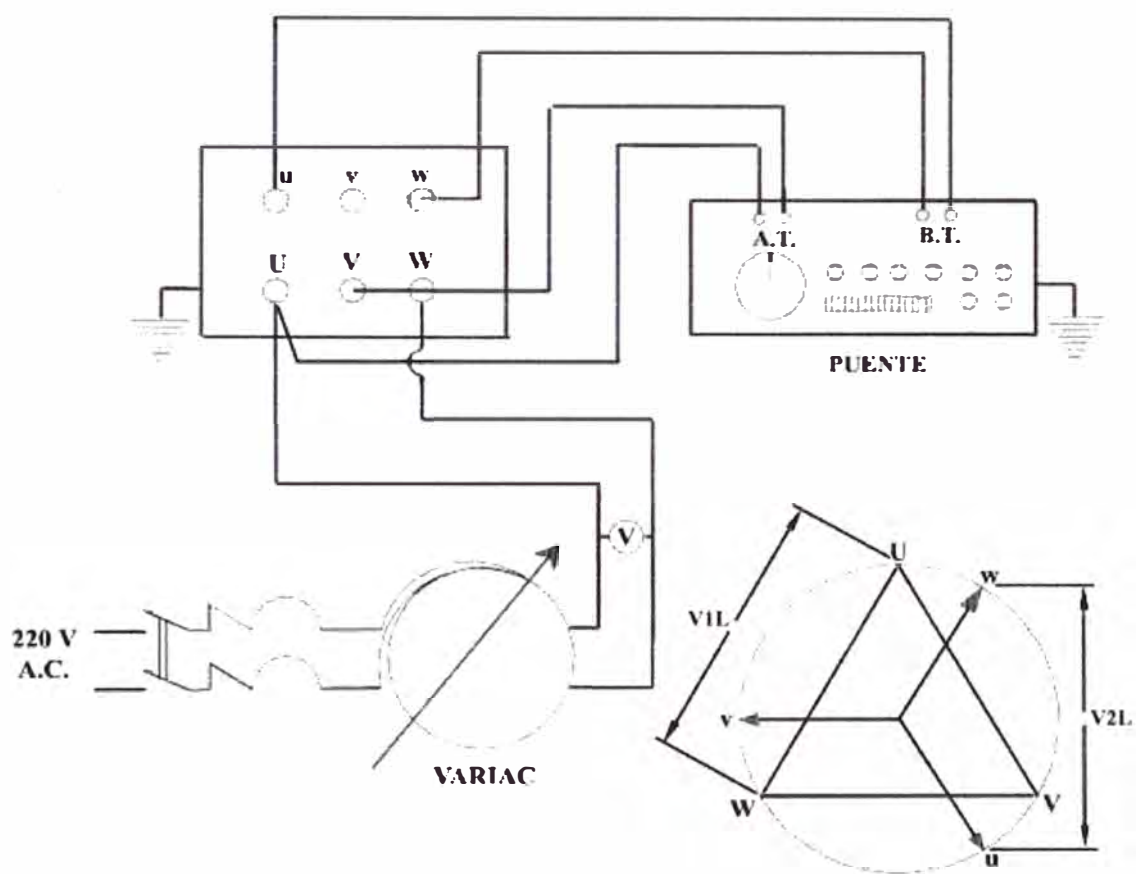


Fig. 3.5 MEDIDA DE LA RELACION DE TRANSFORMACION

3.4.4 MEDIDA DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y GRUPO DE CONEXIÓN.

I OBJETO

Determinar el error de relación e_r :

$$e_r \% = \frac{(a_n - a_r)}{a_n} \times 100; \text{ en donde } a_n = U_{1n}/U_{2n} ; a_r = U_{1r}/U_{2r}$$

-(U_{1n} , U_{2n} ,son las tensiones primarias y secundarias nominales)

-(U_{1r} , U_{2r} , son las tensiones primarias y secundaria medidas.

El control de la polaridad y correspondencia de fase (índice horario y grupo de conexión), que son importantes para el servicio en paralelo de los transformadores.

II Fundamento Teórico de la Prueba de Relación de Transformación

Una de las magnitudes características más importantes de un transformador es su relación de transformación " K_r " que está definida como la relación de las tensiones nominales del arrollamiento de alta y de baja tensión.

Existen dos métodos para determinar este cociente:

- 1.- Mediante medición directa empleando voltímetros.
- 2.- Mediante un Circuito Puente.

Este último, en la actualidad es la única aceptada por las normas internacionales y la **NTP.370.002**.

Explicaremos detalladamente el segundo método y solamente haremos mención al primero porque en determinado momento sirva de recurso en caso de faltar el puente, que además es bastante costoso.

El instrumento que vamos a usar es el puente denominado: **Medidor De La Relación De Transformación De Transformadores**. Posee ajuste digital y lectura directa del error de la relación de transformación, marca **Hartmann & Braun AG (H&B)**. Ver Fig. 3-12.

El puente se alimenta con tensión normal de red de 220 V, 50 o 60 Hz, una vez efectuado el ajuste del circuito puente se lee el coeficiente en los discos provistos de números con su posición decimal. En estos discos con cifras puede ajustarse también el cociente, que se deduce teóricamente de los valores nominales de las tensiones en los bobinados de alta y baja tensión. Esta relación teórica se determina de la siguiente manera:

Por ejemplo para el caso del grupo Dy5 cuando el neutro en baja tensión no es accesible. (Ver. Fig.3-6), se puede efectuar las verificaciones según se indican en la Fig. 3-7; en la 5º, o 6º fila.

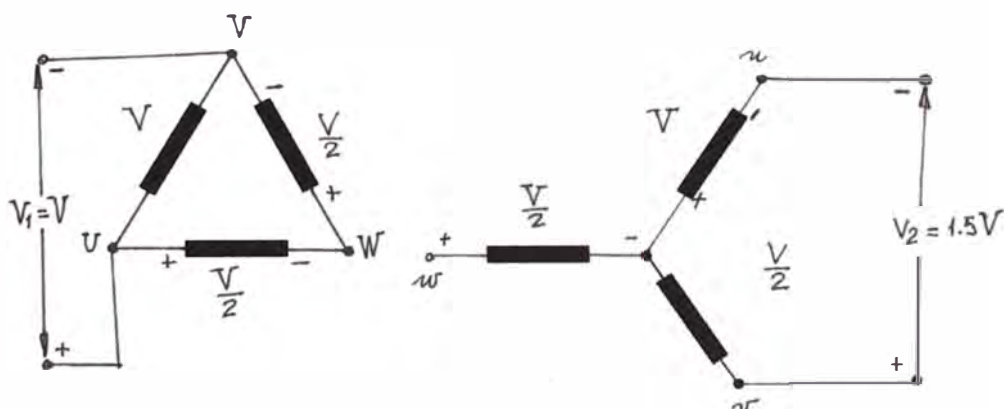


FIG. 3-6. Relación de transformación Grupo **Dy5**

Para la fila 5, la alimentación es para la primera fase, por UV y se mide la relación: U-V/ v-w-u (Fig.3-7)

U1 = tensión nominal AT, del transformador en prueba.

U2 = Tensión nominal BT, del transformador en prueba.

Si se aplica tensión entre UV, en esta columna habrá flujo pleno y en las otras dos la mitad de este flujo y por lo tanto las tensiones en el primario y secundario serán como se indica en la **Fig. 3.6**.

La relación de tensiones entre entrada y salida es si $V_1/V_2 = U_1/U_2$:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{U - V}{vw - u} = \frac{V}{1.5v}; \text{ Pero } \frac{V}{v} = \frac{U_1}{\frac{U_2}{\sqrt{3}}}$$

Reemplazando y simplificando resulta:

$$\frac{U - V}{vw - u} = \frac{U_1}{0.866U_2}$$

el valor que se muestra en la **Fig. 3-7**.

El orden en que se conectan los bornes del transformador para verificar la relación de transformación, asegura también el desfaseaje primario-secundario.

La forma de determinar el cociente antes mencionado, es decir la relación de transformación para los diferentes grupos de conexión está indicados en las **Fig. 3.7, Fig. 3.7(a) y Fig. 3.8**.

Tras efectuar el ajuste mediante los elementos correspondientes se lee la desviación porcentual del valor real al valor prefijado, sobre una escala.

El ajuste cero se determina por medio de un indicador de cero (Galvanómetro), dependiente de la fase.

Grupo de Conexión VDE 0532/8.64	Transformador a Medir		Conexión del Transformador a medir a los terminales U V y u v de la Instalación de medida				Valor de Medición
	Alta tens. U ₁	Baja tens. U ₂	U	V	u	v	
D d 0			U	V	u	v	$\frac{l_1}{l_2}$
			V	W	v	w	
			W	U	w	u	
Y y 0			U	V	u	v	$\frac{l_1}{l_2}$
			V	W	v	w	
			W	U	w	u	
D z 0			U	V	u	v	$\frac{l_1}{l_2}$
			V	W	v	w	
			W	U	w	u	
D y 5			U	V	u	o	$\frac{l_1 \cdot \sqrt{3}}{l_2}$
			V	W	v	o	
			W	U	w	o	
D y 5			U	V	v + w	u	$\frac{l_1}{0.866 \cdot l_2}$
			V	W	w + u	v	
			W	U	u + v	w	
D y 5			U	W + V	u	w	$\frac{0.866 \cdot l_1}{l_2}$
			V	U - W	v	u	
			W	V + U	w	v	
Y d 5			U	o	w	u	$\frac{l_1}{l_2 \cdot \sqrt{3}}$
			V	o	u	v	
			W	o	v	w	
Y d 5			U	V + W	w	u	$\frac{0.866 \cdot l_1}{l_2}$
			V	W + U	u	v	
			W	U + V	v	w	
Y d 5			U	V	v + w	u	$\frac{l_1}{0.866 \cdot l_2}$
			V	W	w + u	v	
			W	U	u + v	w	
Y z 5			U	V	o	u	$\frac{l_1 \cdot \sqrt{3}}{l_2}$
			V	W	o	v	
			W	U	o	w	
Y z 5			U	V	v + w	u	$\frac{l_1}{0.866 \cdot l_2}$
			V	W	w + u	v	
			W	U	u + v	w	
Y z 5			U	V + W	w	u	$\frac{0.866 \cdot l_1}{l_2}$
			V	W + U	u	v	
			W	U + V	v	w	

UNI

CONEXIÓN CON EXCITACIÓN MONOFÁSICA DEL TRANSFORMADOR A MEDIR

DOMINGO MONTOYA HURTADO

Fig. 3.7

Grupo de Conexión VDE 0532/8.64	Transformador a Medir		Conexión del Transformador a medir a los terminales U V y u v de la Instalación de medida				Valor de Medición
	Alta Tens. U ₁	Baja Tens. U ₂	U	V	Y	u v	
D d 6			U	V	v	u	$\frac{l_1}{l_2}$
			V	W	w	v	
			W	U	u	w	
Y y 6			U	V	v	u	$\frac{l_1}{l_2}$
			V	W	w	v	
			W	U	u	w	
D z 6			U	V	v	u	$\frac{l_1}{l_2}$
			V	W	w	v	
			W	U	u	w	
D y II			U	V	u	o	$\frac{l_1 \cdot \sqrt{3}}{l_2}$
			V	W	v	o	
			W	U	w	o	
D y II			U	V	u	v + w	$\frac{l_1}{0.866 \cdot l_2}$
			V	W	v	w + u	
			W	U	w	w + v	
D y II			U	V + W	u	w	$\frac{0.866 \cdot l_1}{l_2}$
			V	W + U	v	u	
			W	U + V	w	v	
Y d II			U	o	u	w	$\frac{l_1}{l_2 \cdot \sqrt{3}}$
			V	o	v	u	
			W	o	w	v	
Y d II			U	V + W	v	w	$\frac{0.866 \cdot l_1}{l_2}$
			V	W + U	u	v	
			W	U + V	w	u	
Y d II			U	V	u	v + w	$\frac{l_1}{0.866 \cdot l_2}$
			V	W	v	w + u	
			W	U	w	u + v	
Y z II			U	V	u	o	$\frac{l_1 \cdot \sqrt{3}}{l_2}$
			V	W	v	o	
			W	U	w	o	
Y z II			U	V	u	v + w	$\frac{l_1}{0.866 \cdot l_2}$
			V	W	v	w + u	
			W	U	w	u + v	
Y z II			U	V + W	u	w	$\frac{0.866 \cdot l_1}{l_2}$
			V	W + U	v	u	
			W	U + V	w	v	

UNI

CONEXIÓN CON EXCITACIÓN MONOFÁSICA DEL TRANSFORMADOR A MEDIR

DOMINGO MONTOYA HURTADO

Fig. 3.8

UNI

DESIGNACIÓN DE LAS CONEXIONES Y ÁNGULOS DE FASE DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

DOMINGO MONTOYA HURTADO

Fig 3.8a

Mediante el empleo de un divisor de tensión inductivo y del indicador del punto cero dependiente de la fase se alcanza una elevada exactitud de medición así como una gran sensibilidad de equilibrado.

El circuito para medir la relación de transformación lo da el Fig. 3 -9

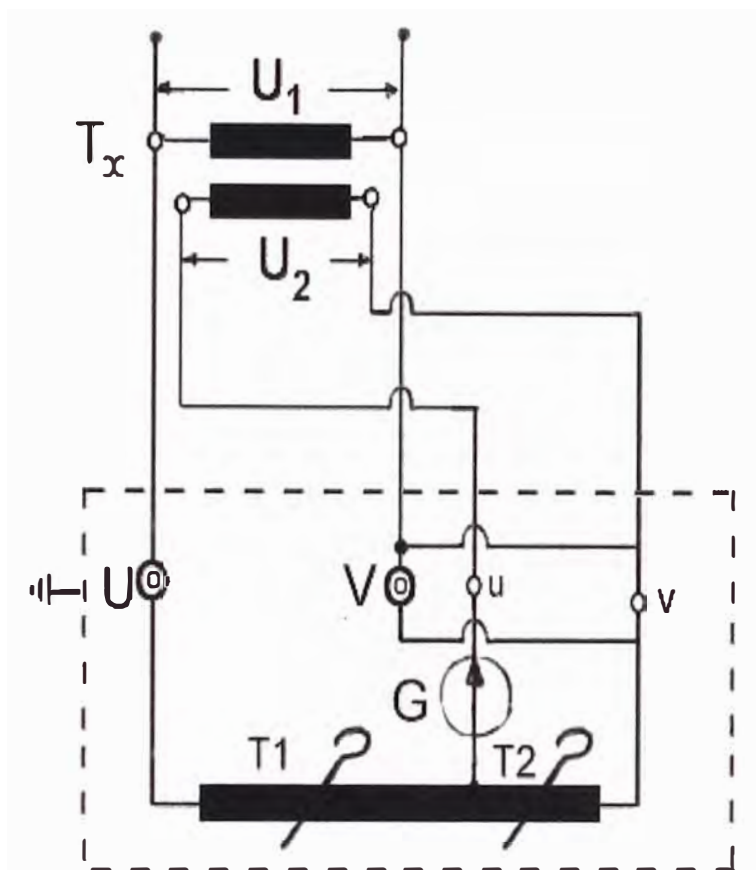


Fig. 3-9 : Conexiones del Punte al Transformador para la Prueba de Relación de Transformación

Leyenda:

T_x : Transformador en prueba

T_1 : Divisor de tensión inductiva

T_2 : Potenciómetro de ajuste cero.

G : Instrumento indicador de ajuste cero.

La tolerancia admitida según la Norma Nacional y las Normas Internacionales (**CEI, VDE, ANSI**, etc.), para la relación de transformación en vacío es el menor de los siguientes valores:

- $\pm 1/200$ del valor especificado o un porcentaje de este valor en $\pm 0.5\%$.
- $1/10$ de la tensión de cortocircuito real, a la intensidad nominal, expresada en tanto por ciento.

Para el Método Directo se precisan dos voltímetros, con el primero de los cuales se mide la tensión reducida generalmente a 110 o 220 voltios; y con el otro la tensión secundaria, el cociente de las lecturas dará la relación de transformación. Los bornes entre los que se efectúan las mediciones deben ser correspondientes en los dos arrollamientos. En la **Fig. 3-10** se da el circuito para esta prueba:

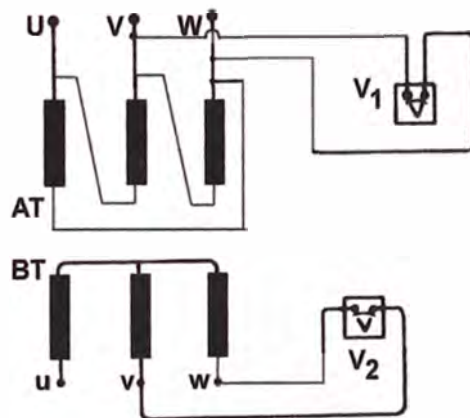


Fig.3-10. Conexiones de aparatos necesarios para efectuar la medida de relación de transformación. $K_r = \frac{V_1}{V_2}$.

Determinación de la Polaridad y Grupo de Conexión

Esta prueba es importante por permitir definir que otros transformadores podrían trabajar en paralelo con el transformador que está siendo probado.

Para el caso de los transformadores trifásicos, lo que se mide es el desfase entre el triángulo de tensiones primarias de línea y el triángulo de tensiones secundarias de línea.

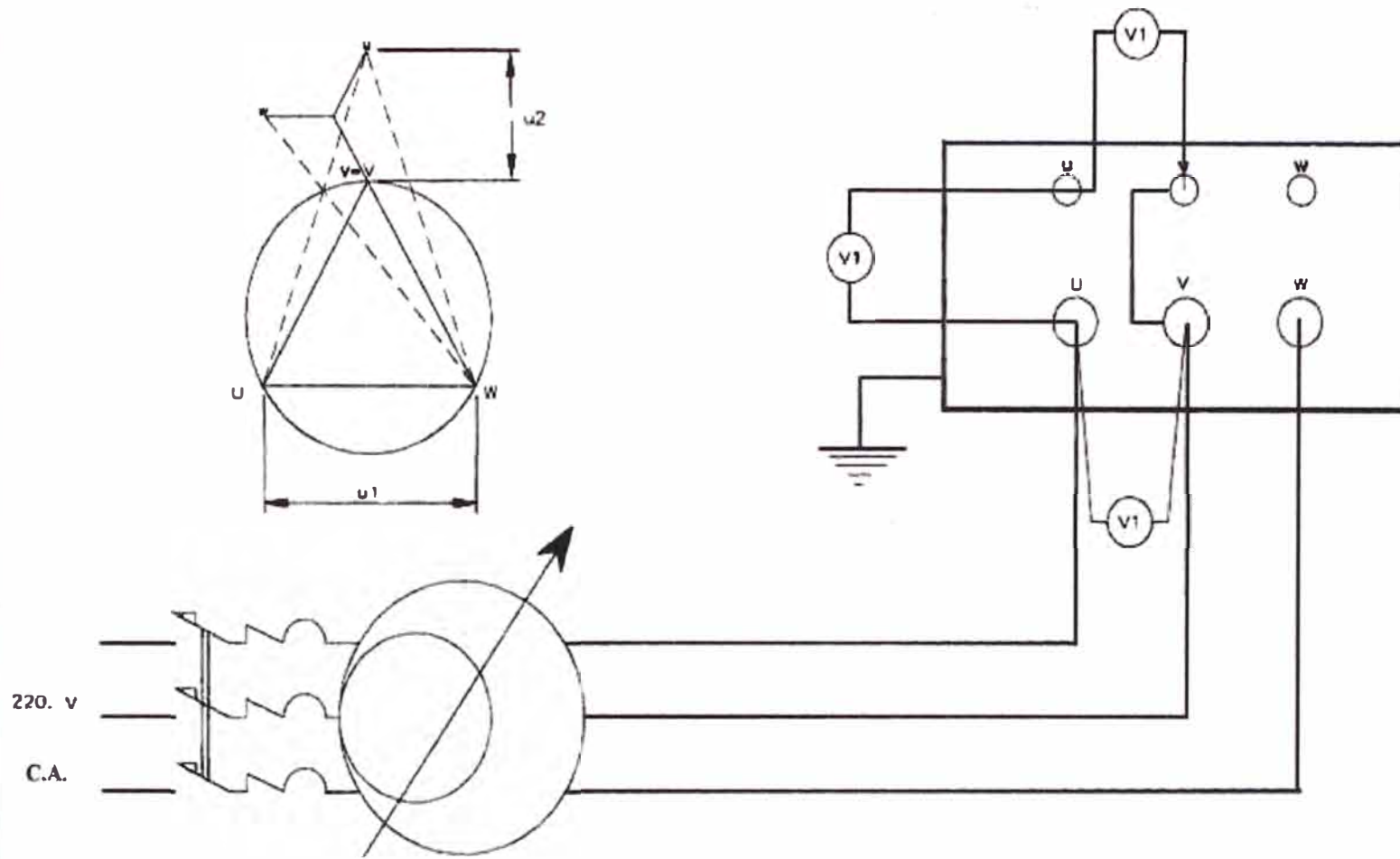
Por ejemplo; si los triángulos están en fase se dice que el transformador pertenece al grupo cero (0); si el triángulo secundario está atrasado 150° eléctricos respecto al primario, se dice que el transformador es del grupo 5 ($150^\circ/30^\circ$).

En el caso de los transformadores monofásicos, lo que se determina es si las polaridades de la tensión primaria y de la tensión secundaria, tienen tendencia aditiva o sustractiva.

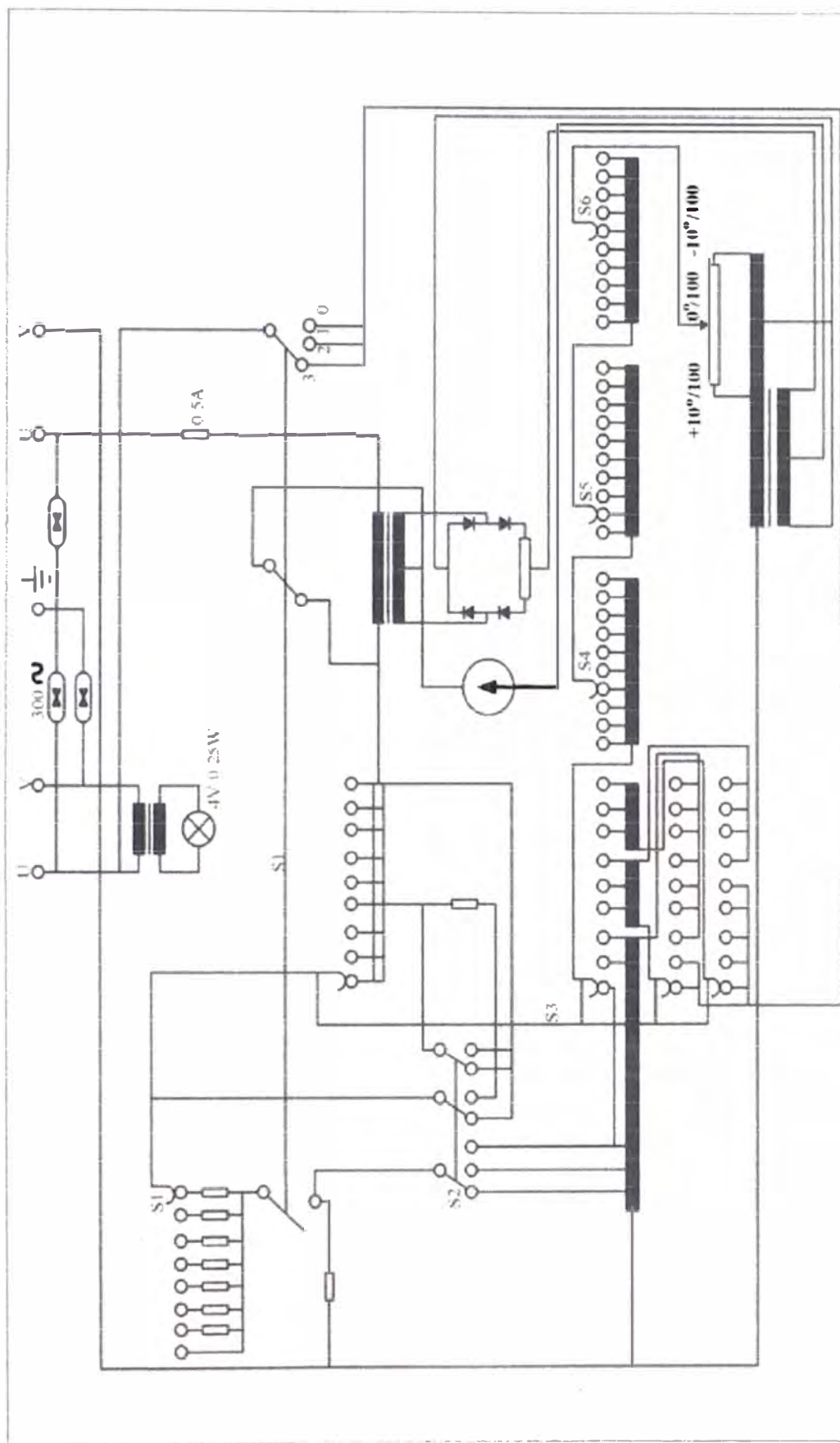
Existen varios métodos para determinar la polaridad de los transformadores, entre ellos figuran el Método Puente, con el instrumento descrito en la prueba anterior; el Método de Corriente Continua y el Método de Corriente Alterna.

Describiremos el Método Puente y el Método de Corriente Alterna por ser los más usados.

Método Puente.- Antes de efectuar la medición de la relación de transformación que dicho sea de paso puede medirse para dos tensiones en fase puede verificarse en la posición del conmutador "Polaridad", (indicado en el circuito general del instrumento, Fig.3-12).



3. 11. VERIFICACIÓN DE LA POLARIDAD Y EL GRUPO DE CONEXIÓN



CUADRO N° 3.12
MONTAJE AILRIADO DOMINGO

CIRCUITO DEL PUNTE QUE MIDE LA RELACION DE TRANSFORMACION

UNI

Si la tensión secundaria del transformador a medir se encuentra en fase o en contrafase respecto a la tensión primaria. Si está polarizado correctamente, el Instrumento indicador cero muestra desviación hacia la derecha, de lo contrario, se debe revisar si las conexiones externas fueron correctamente realizadas o si el error de conexión es interno.

El circuito empleado es mostrada en la **Fig. 3.9**

Método de Corriente Alterna.- Los extremos de cada fase de los arrollamientos van conectados a bornes que, en la mayoría de los casos, se encuentran encima de la tapa del tanque y llevan según las normas ubicación y designación recíproca bien definida que se debe respetar. Eventuales errores de conexión se verifican con esta prueba. La **Fig. 3-13**. muestra una típica tapa con bornes.

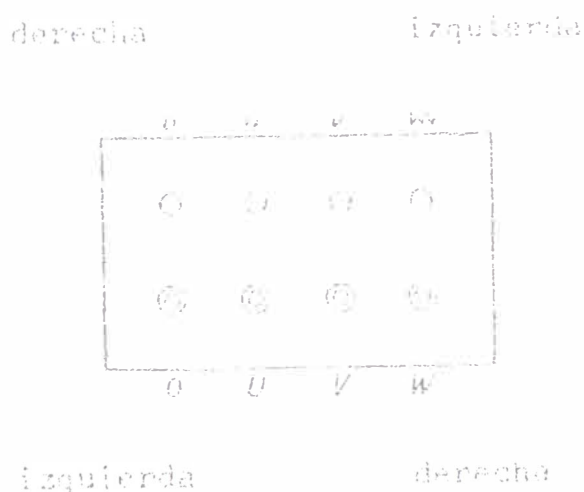


Fig. 3-13: Ubicación y designación de bornes de un transformador.

Para este análisis conviene separar el caso de transformadores monofásicos de los trifásicos.

Transformadores Monofásicos.- Se conecta metálicamente el borde **U**, con el borne **u** y se alimenta el arrollamiento de alta con una tensión alterna monofásica, inferior a la nominal puede ser: $E = 100 \text{ V.}$, luego se realizan las mediciones con los voltímetros en los equipos conectados según la **Fig.3-14**.

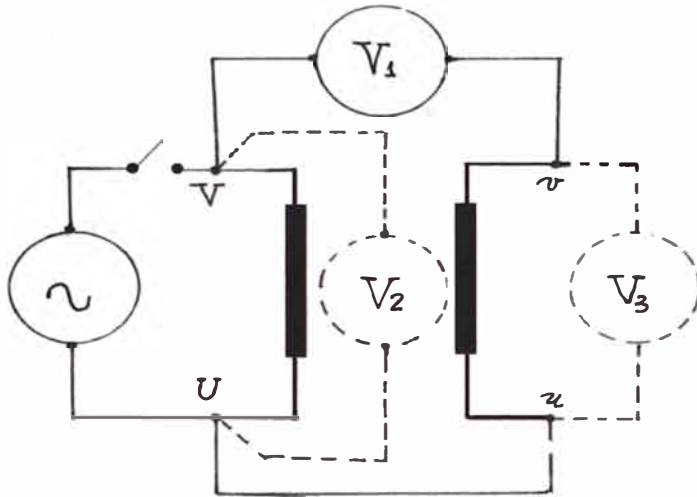


Fig.3-14: Conexiones de instrumentos para determinar la polaridad en transformadores monofásicos.

Si **U - u** son de igual polaridad se debe cumplir:

$$V_1 = V_2 - V_3$$

Es decir tiene **polaridad sustractiva**.

Si **U - u** son de polaridad contraria debe cumplir:

$$V_1 = V_2 + V_3$$

Es decir tiene **polaridad aditiva**

Transformadores Trifásicos. En sistemas trifásicos es importante poner de manifiesto los grupos horarios de los transformadores, que según las normas para la fabricación de transformadores cada grupo representa una

conexión convencional. Cada grupo convencional tiene su característica particular así como por ejemplo: el grupo horario **Dy5** indica lo siguiente:

1.- La letra "**D**" (Mayúscula) indica los arrollamientos de alta tensión está conectado en triángulo o Delta.

2.- La letra "**y**" (Minúscula) indica que las bobinas de baja tensión están conectadas en estrella, sin neutro accesible.

3.- El número "**5**" indica el desfase de las tensiones de alta y baja tensión, que en este caso es de 150° ; ($150^\circ/30^\circ = 5$).

4.- Las condiciones para que esto se cumpla serán:

a.- Las bobinas de AT, tengan arrollamientos en sentido izquierdo.

b.- Las conexiones internas Dy5, deben ser según la **Fig.3-15**.

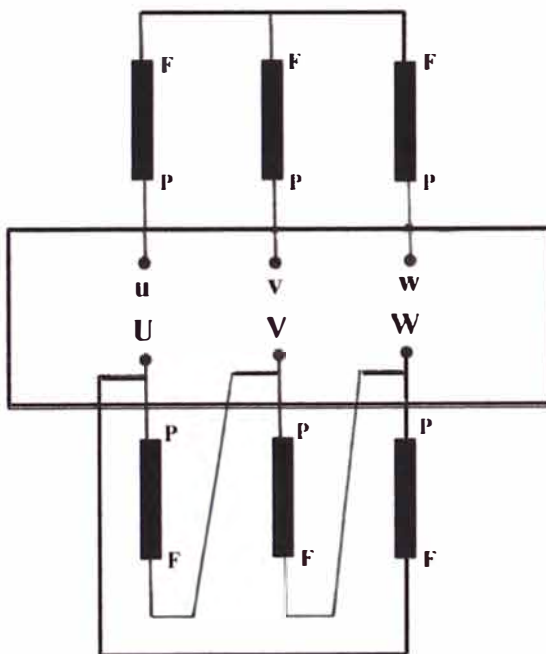


Fig. 3-15 Conexiones internas de un transformador Dy5.

Donde :

AT : Alta Tensión

BT : Baja Tensión

P : Principios de bobina.

F : Final de bobina

Del esquema:

Conexiones en AT. (Triángulo Izquierdo)

- Final de la fase U, con principio de la fase V.
- Final de la fase V, con principio de la fase W.
- Principio de la Fase U, con final de la fase W.

Conexiones en BT.

- Los principios van a los bornes de salida.
- Los finales se unen para hacer el punto de la estrella.

El Procedimiento para determinar la Polaridad en transformadores trifásicos es el siguiente: Ver Fig.3-16.



Fig.3-16: Conexiones necesarias para determinar la polaridad en transformadores trifásicos

Se conecta metálicamente el borne **V** con el **v**, y se alimenta el arrollamiento de AT con una tensión alterna trifásica, en todo caso inferior a la nominal, de preferencia $E = 100 \text{ V}$.

El sistema de alimentación debe ser simétrico entre **U - u** y **W - w**, bajo control de la tensión de alimentación E . Según el grupo al cuál pertenece el transformador, la polaridad es correcta cuando los resultados de las mediciones están de acuerdo con los valores indicados en el cuadro siguiente:

Grupo Según CEI	Tensión U - u (Volts)	Tensión W - w (Volts)
0	$E - e$	$E - e$
5	$E + 0.9e$	$E + 0.9e$
6	$E + e$	$E + e$
11	$E - 0.9e$	$E - 0.9e$

Cuadro 3-1: Valores de Tensiones Medidas según el Grupo de Conexiones-Norma CEI

Donde:

- E: Tensión de alimentación
- e: fem. inducida en el arrollamiento de baja tensión $e = E.K$.
- K: Relación de transformación entre las fem. inducidas en los arrollamientos de baja y alta tensión; es decir inverso al especificado en las normas.

Sea por ejemplo un transformador 3Φ Dy5 de relación de transformación:

$$k = \frac{230}{10000} = 0.023$$

Si se alimenta, según lo indicado en la Fig. 3-16, el arrollamiento de alta con $E = 100V.$, la polaridad es correcta si las tensiones medidas tienen los siguientes valores respectivamente.

$$U - u = E + 0.9e = 100 + 0.9 (100) (0.023) = 102.07 \text{ V}$$

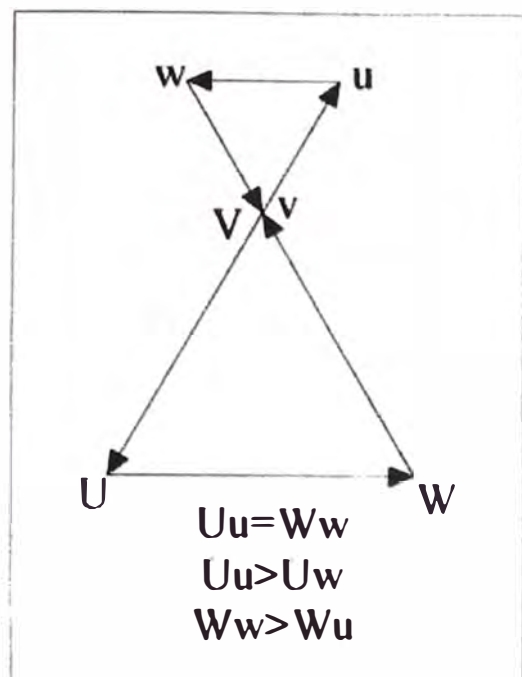
$$W - w = E + 0.9e = 100 + 0.9 (100) (0.023) = 102.07 \text{ V}$$

Si el resultado de la medida fuera distinta, quiere decir, que existe un error interno de conexión que tiene que ser rectificado.

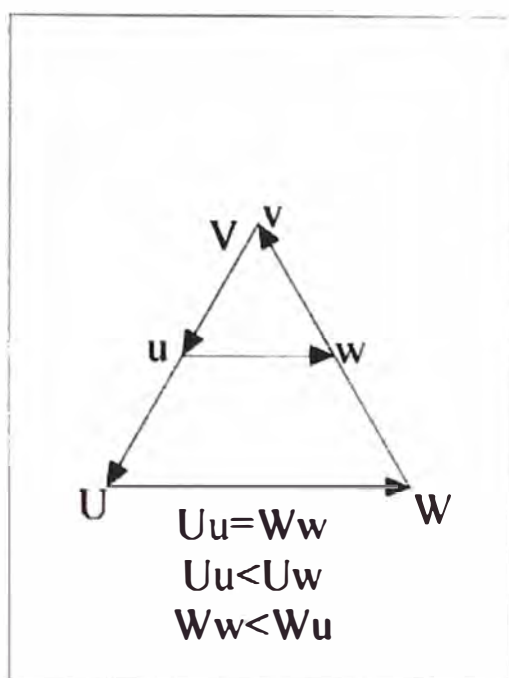
Eventuales fallas en las conexiones internas no deben nunca compensarse con una rectificación de la denominación externa de las fases, ya que la ubicación de los bornes y su permutación cíclica debe ser respetada y estar de acuerdo siempre con las normas.

Otra manera de determinar experimentalmente el grupo de conexión es el del procedimiento siguiente:

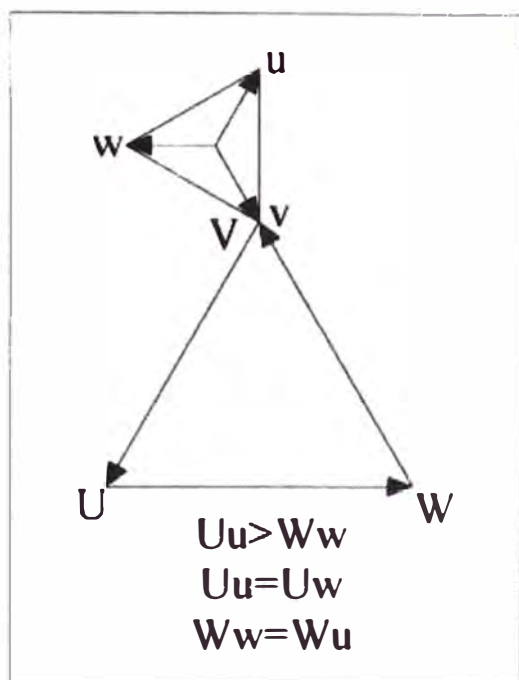
1. Se unen metálicamente los dos terminales homólogos es decir: **V con v; U con u; W con w.**
2. En los arrollamientos de alta y baja tensión se miden las siguientes tensiones:



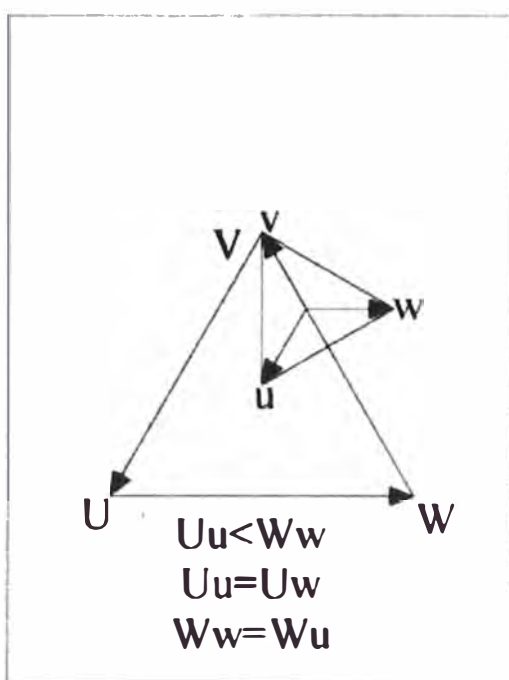
GRUPO "6"



GRUPO "0"



GRUPO "5"



GRUPO "11"

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA F.I.E.E.

FIGURA

DIAGRAMAS VECTORIALES PARA DETERMINAR
GRUPOS DE CONEXIÓN

DOMINGO MONTOYA H.

3.17

III.5 Luego colocando el conmutador en la posición 3 se mide la relación de transformación utilizando un **Automatic Transformer Ratio Tester**, el cual mostraba un reporte de los valores de las relaciones de transformación en cada uno de los bornes del transformador.

III.6 La tolerancia admisible para esta prueba es del 0.5% para el error de relación.

IV **Medida de la relación de transformación, verificación de la polaridad y grupo aplicado al transformador de 640 kVA:**

a) **MEDIDA DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN**

Se procede a esta medida al transformador de 640 kVA; antes del proceso de secado y montaje definitivo, y para ello se hace uso del puente de medida de los errores de relación de transformación en transformadores monofásicos. Este puente se adapta para realizar las mediciones en el transformador trifásico, según se muestra en la fig. 3.5. Luego ingresando el valor de la relación teórica y actuando sobre la perilla de sintonización se leerá el valor del error en %.

De la fig. 3-5. la relación teórica, a verificar será:

$$\left(\frac{U - VW}{wu} \right) = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} V_{1L}}{V_{2L}} = \left(\frac{10,000 \pm 2 \times 2.5\%}{236} \right) \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Los resultados obtenidos son:

POS. CONM.	Relac Teor.	ERRORES (%)			Error %
		(U-VW)/wu	(V-WU)/uv	(W-UV)/vw	
1	38.53	0.8	0.6	0.6	0.08
2	37.61	-0.1	-0.1	-0.1	-0.01
3	36.69	0.5	0.7	0.7	0.07
4	35.77	0.8	0.8	0.8	0.08
5	34.86	-0.1	-0.1	-0.1	-0.01

La tolerancia respecto a la relación de transformación en vacío, esta fijada por la **NTP.370.002**, y es el valor más bajo de los valores siguientes:

± 0.5% de la relación especificada o un porcentaje de la relación igual a 1/10 de la tensión de cortocircuito a la carga nominal, lo que vendría a ser de 0.42%.

a) Verificación de la polaridad y grupo

En los transformadores trifásicos ambos conceptos están íntimamente relacionados y se verificarán al mismo tiempo. Para ello se unen los bornes correspondientes del transformador, tales como "V" con "v", y luego se procede a alimentar con tensión trifásica reducida por el lado de AT. (250 V) tomando lecturas con el voltímetro en distintos pares de bornes, tal como se aprecia en la **Fig. 3 -11**.

Si el grupo de conexión es el Dy5, del diagrama fasorial mostrado en la fig. anterior se tendrá que:

$$U_u = W_u = W_w = U_1 \sqrt{1 + \frac{\sqrt{3}}{a} + \frac{1}{a^2}}$$

$$U_w = U_1 \sqrt{1 + \frac{1}{a^2}}$$

$$uv = vw = wu = \frac{U_1}{a}$$

Donde:

$U_1 = 250 \text{ V.}$, tensión trifásica de alimentación

$a = U_1 / U_2$, relación de transformación

Los resultados obtenidos y que comprueban todo esto, son:

$U_u = 255$	$W_u = 257$	$W_w = 256$	$U_w = 251$
$uv = 5$	$vw = 6$	$wu = 6$	

También se verifica que los terminales correspondientes son de polaridad contraria, ya que $V_3 > V_1$, $V_3 > V_2$ (ver Fig. 3.11), lo que ocurre en el grupo Dy5.

Así mismo, se puede verificar el Grupo de Conexión a partir de la Prueba de Distribución de Flujos, utilizando para ello el **Método de Corregiari**, pero para esto hay que contar con un puente que mida directamente el valor de la relación de transformación, tal como el **Puente de Barbagellata**.

Ver los **Cuadros (3-3)a,b**.

V RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS

1.- Para realizar una medida del error de relación dentro de los márgenes de tolerancia: ($\pm 0.5\%$ ó $\pm 1/10 (U_k) \%$), que prescribe la norma se tiene que recurrir al auxilio de un puente; pues la determinación del error por el Método Voltimétrico fácilmente escaparía a este marco de precisión.

2.- Los puentes para la medida de la relación de transformadores comparan fasores paralelos por lo que al utilizarlos en la medida de la relación de unidades trifásicas que presenten un desplazamiento angular entre los vectores representativos de las tensiones primaria y secundaria diferentes a "0" ó 180°; habrá que buscar de acuerdo al desfase la comparación de segmentos paralelos (lo que por otra parte significaría la confirmación del grupo de conexión de la unidad en prueba).

3.- La determinación de la Polaridad y del Grupo de conexión por el Método Voltimétrico si ostenta una precisión suficiente y el método consiste en colocar al mismo potencial dos bornes (generalmente los del mismo nombre), uno es de los arrollamientos de alta y el otro del arrollamiento de baja y medir las tensiones resultantes entre los bornes restantes; luego con el auxilio de los Diagramas Vectoriales y de la Geometría se pueden calcular los valores esperados (de acuerdo al grupo) y compararlos con las medidas.

4.- El error de Relación y el Grupo de Conexión juegan un rol preponderante en el Servicio en Paralelo de Transformadores; en efecto un error de relación muy grande da lugar a corrientes de circulación (parásitas), entre los arrollamientos (estos restan capacidad de carga) y un grupo de conexión diferente puede significar (hay excepciones), la imposibilidad de la puesta en paralelo de estas unidades.

CLASE DE CALENTAMIENTO	TEMPERATURA DE REFERENCIA
A E B	75°C
F H C	115°C

CUADRO 3-2. TEMPERATURAS DE REFERENCIA

DETERMINACIÓN DEL GRUPO DE CONEXIÓN POR EL MÉTODO DE CORREGIARI

I. Indagación del par de bornes de AT que deben alimentarse.

La alimentación debe hacerse entre aquellos bornes para los cuales resulten iguales las tensiones medidas entre cada uno de los bornes alimentados y el tercero (sin alimentar), según se observa en la **Cuadro.3.3a**

I.1 Medida de las relaciones BT / AT.

Se alimentan los dos bornes identificados por el sistema anteriormente mencionado y se miden las seis relaciones de transformación resultantes sucesivamente los tres pares de bornes secundarios, según se muestra en la **Cuadro. 3.3b**

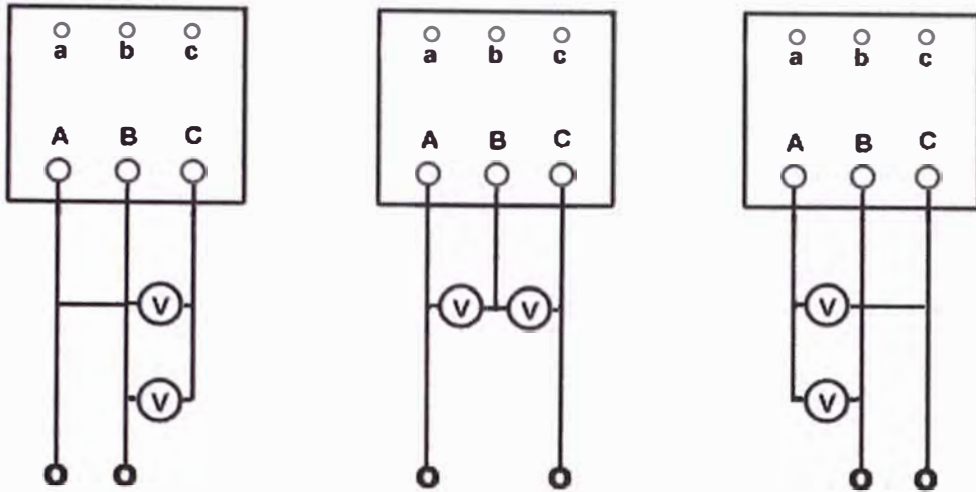
Caso A. Dos de las relaciones resultan casi iguales entre si y la

Tercera igual a la suma de las anteriores.

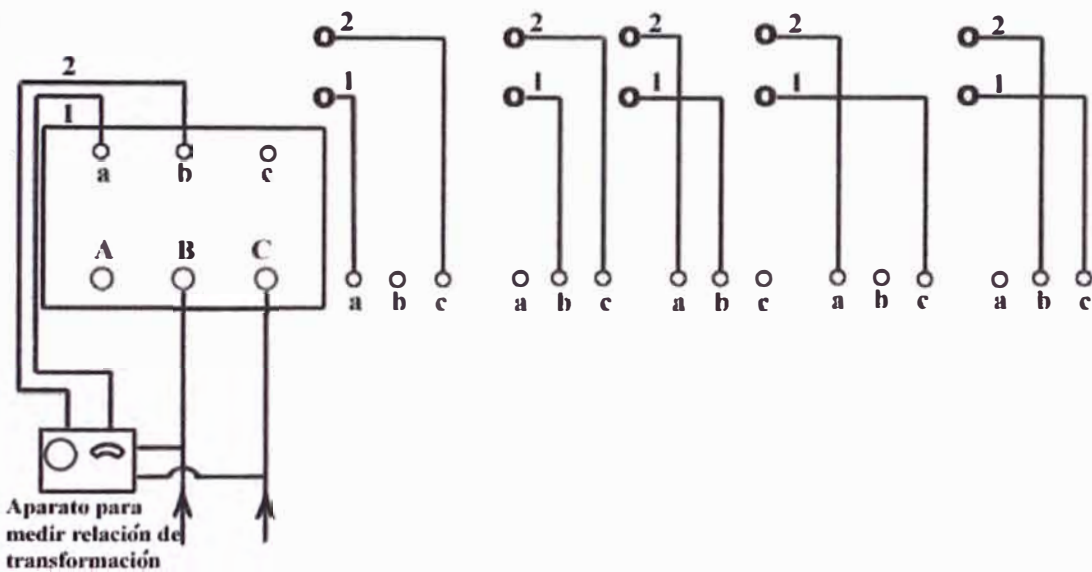
Par de bornes de BT con los cuales Se ha medido la relación más alta.			Desfase entre alta y Baja tensión	GRUPO CEI
Alimentación En AB	Alimentación En BC	Alimentación En CA		
ab	Bc	ca	0°	0
cb	Ac	ba	60°	2
ca	Ab	bc	120°	4
ba	Cb	ac	180°	6
bc	Ca	ab	240°	8
ac	Ba	cb	300°	10

Caso B. Dos de las relaciones resultan casi iguales entre sí y la tercera igual a la diferencia de las anteriores (prácticamente cero).

Par de bornes de BT. Con los cuales se han medido relaciones casi idénticas			Desfase entre alta y baja tensión	Grupo CEI
Alimentación en AB	Alimentación en BC	Alimentación en CA		
Ab - cb	bc - ac	ca - ba	30°	1
cb - ca	ac - ab	ba - bc	90°	3
ca - ba	ab - cb	bc - ac	150°	5
Ba - bc	cb - ca	ac - ab	210°	7
bc - ac	ca - ba	ab - cb	270°	9
ac - ab	ba - bc	cb - ca	330°	11



Cuadro.3.3a .- Indagación del par de bornes de AT que deben alimentarse



CUADRO.3.3b .- Medida de las relaciones de BT / AT < 1 .

UNI

MÉTODO DE CORREGIARI

DOMINGO MONTOYA HURTADO

**Cuadro. 3.3a
Cuadro. 3.3b**

3.4.5 MEDIDA DE LA TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO

I OBJETO

I.1 Tiene por objeto determinar el valor de las pérdidas para comprobar si se encuentran dentro de las magnitudes calculadas y/o garantizadas.

I.2 Determinar la dimensión de su Intensidad Nominal y a temperatura de referencia que influirá sobre el comportamiento térmico del transformador.

I.3 Determinar el valor de la Tensión de Cortocircuito, que como hemos visto influye en el reparto de carga en la marcha en paralelo de los transformadores; comprobando que está enmarca dentro de los valores calculados y garantizados.

II FUNDAMENTO TEÓRICO

El objetivo de la prueba o ensayo de cortocircuito es:

- Determinar las pérdidas de potencia en los arrollamientos (en el cobre).
- Determinar la tensión de cortocircuito.
- Determinar los parámetros representativos del circuito equivalente de cortocircuito.

Tensión de cortocircuito: Es la tensión aplicada al primario teniendo el secundario en cortocircuito, de manera tal que circulen las corrientes nominales por ambos arrollamientos.

Medida de las Pérdidas debidas a la carga: Las medidas deben ser efectuadas a la frecuencia nominal con una corriente cualquiera cuyo valor esté entre el valor nominal y el 25% de la misma. El valor obtenido del ensayo se corrige multiplicándolo por la relación obtenida entre el cuadrado de la corriente nominal y el cuadrado de la corriente utilizada para el ensayo.

Las pérdidas así obtenidas deben ser elevadas a la temperatura de referencia apropiada indicada en el **Cuadro 3-2**, teniendo en cuenta el hecho de que las Pérdidas Joule RI^2 varían en razón directa y las Pérdidas Adicionales en razón inversa de la resistencia que aumenta con la temperatura.

Si el transformador tiene varias tomas (TAPS) en alguno de los devanados (usualmente es en el lado de AT), debe ser conectado en la toma nominal. La Fig.3-18 y Fig. 3-19 representan los circuitos para esta prueba; trifásico y monofásico respectivamente.

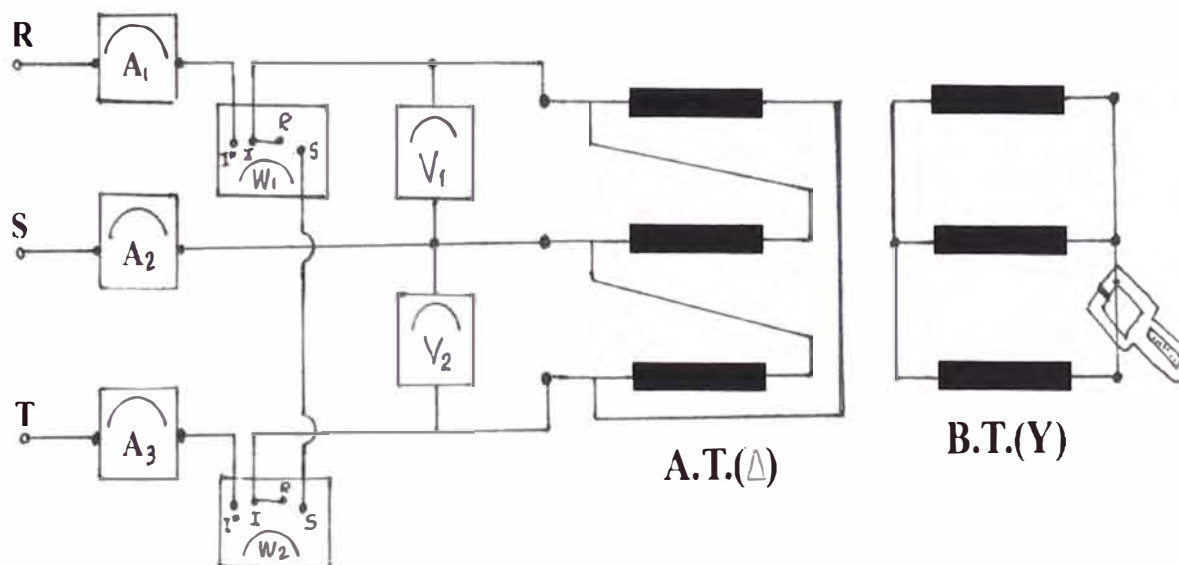


Fig. 3-18: Ensayo de un transformador Trifásico en Corto Circuito

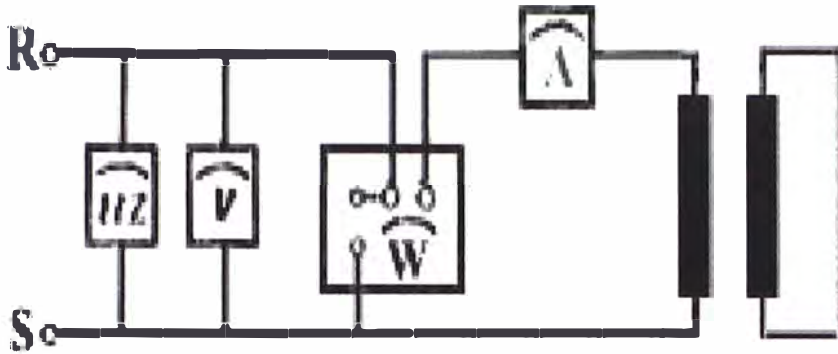


Fig. 3-19 Ensayo de Transformador monofásico en Corto Circuito

Circuito Equivalente.- En cortocircuito a corriente nominal, (Ver Fig.3.20)

un transformador equivalente a un circuito constituido de tres impedancias:

Z_p impedancia del primario

Z_s impedancia del secundario

Z_μ impedancia correspondiente a la corriente de excitación del circuito magnético principal.

La impedancia Z_L de circuito externo es cero. la Fig.3-21.

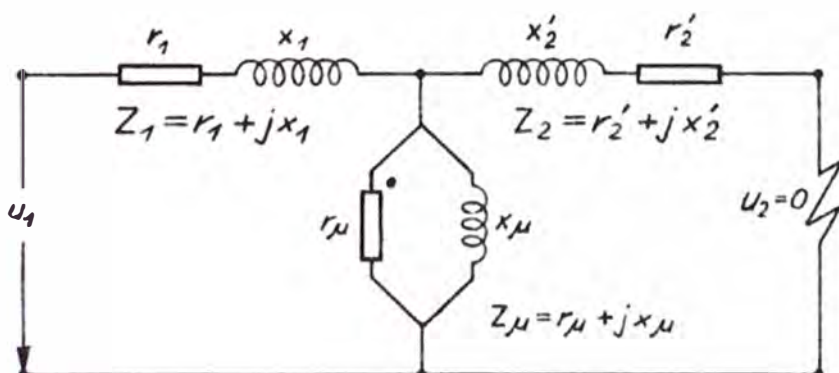


Fig. 3-20: Circuito equivalente exacto de cortocircuito

Donde:

U_1 : Tensión aplicado al primario

U_2 : Tensión inducida en el secundario = 0

Z_p : Impedancia en el primario

Z_s : Impedancia del secundario

Z_μ : impedancia correspondiente a la corriente de magnetización

r_1 : Resistencia del arrollamiento primario

r_2 : Resistencia del arrollamiento secundario

X_1 : Reactancia del primario

X_2 : Reactancia del secundario

r_2' X_2' : Valores referidos al primario

I_{1c} : Corriente en el primario

I_0 : Corriente de excitación.

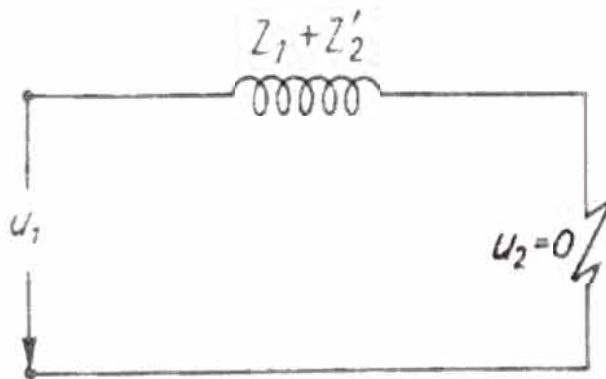


Fig.3-21: Circuito aproximado de cortocircuito

El circuito aproximado resulta del hecho de despreciar la corriente de excitación porque el flujo reducido que produce para inducir en los devanados la escasa fem es intrascendente.

Diagrama Vectorial

Con el secundario en cortocircuito, la tensión aplicada al primario se reparte íntegramente entre las impedancias Z_1 y Z_2' . Puesto que el circuito es predominantemente inductivo, la corriente I_{1c} es fuertemente desfasada en atraso con respecto a la tensión.

El ángulo φ_c es casi igual a 90° por lo que el factor de potencia $\cos \varphi_c$ resulta muy pequeño. La Fig.3-22, representa el diagrama vectorial.

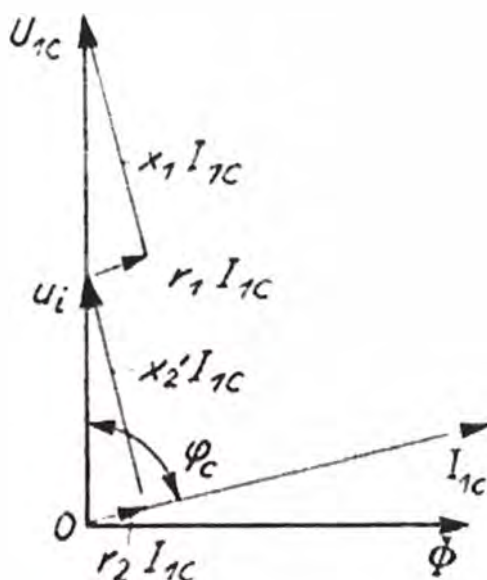


Fig.3-22 Diagrama Vectorial del Transformador en Cortocircuito

Según el diagrama vectorial la caída de tensión total es:

$$\begin{aligned} U_{1c} &= U_{rc} + U_{xc} \\ &= r_{1c} \cdot I_{1c} + j \cdot x_{1c} \cdot I_{1c} \end{aligned}$$

Donde:

$$r_{1c} = r_1 + r_2' \text{ (Resistencia)}$$

$$x_{1c} = x_1 + x_2' \text{ (Reactancia de dispersión)}$$

En consecuencia, del ensayo con una corriente de cortocircuito igual a la I nominal, surgen inmediatamente las pérdidas en los bobinados W_{cc} , incluidas las pérdidas adicionales por hallarse presente en todo el flujo de dispersión. Las pérdidas adicionales son producto del efecto pelicular y las causadas por el flujo de dispersión. W_{cc} puede expresarse en forma porcentual

$$W_{cc} = \frac{W_{cc}}{KVA \text{ nominal}} * 100(\%)$$

De igual manera si U es la tensión nominal del devanado que actúa como primario con la tensión aplicada U_{cc} , la tensión de cortocircuito es:

$$U_z = \frac{U_{cc}}{U} * 100(\%)$$

La potencia perdida en cortocircuito siendo el flujo tan débil, se consume prácticamente toda en la resistencia de los devanados. Por lo cual la caída de tensión por resistencia en valor relativo es:

$$U_r = W_{cc} (\%)$$

Y la caída de reactancia; vale:

$$U_r = \sqrt{U_z^2 - U_x^2} \quad (\%)$$

Con los valores de U_r , U_x y U_z , se pueden calcular R , X y Z en términos del primario o del secundario:

$$R = \frac{U_r}{I} \frac{U/100}{I} (\Omega)$$

$$X = \frac{U_x}{I} \frac{U/100}{I} (\Omega)$$

$$Z = \frac{U_z}{I} \frac{U/100}{I} (\Omega)$$

U e I , nominales referidas al mismo lado del transformador.

Los valores de todas las características en cortocircuito deben referirse a 75 °C. Pero en realidad los parámetros que dependen de la temperatura son R o U_r y W_{cc} o WCC .

La proyección de una temperatura a otra exige la separación previa de las Pérdidas Adicionales.

Para ello se miden cuidadosamente las resistencias de los bobinados con corriente continua. La aplicación de la Ley de Joule RI^2 nos da por cálculo las pérdidas en corriente continua a plena carga $(W_{cont})_t$ a la temperatura de ensayo y las pérdidas adicionales serán:

$$\text{Pérdidas adicionales} = W_{cc} - RI^2_p$$

Es decir las pérdidas medidas menos las pérdidas óhmicas.

A 75 °C las pérdidas en corriente continua que crece como la resistencia óhmica, pasan a ser tomando como referencia el cobre patrón:

$$\begin{aligned} (W_{cont})_{75^\circ\text{C}} &= (W_{cont})_t \left[\frac{234.5 + 75}{234.5 + t} \right] \\ &= (W_{cont})_t \left[\frac{309.5}{234.5 + t} \right] \end{aligned}$$

Mientras que las pérdidas adicionales W_{ad} , disminuye por el mismo efecto del aumento de la resistencia, varían en razón inversa, convirtiéndose en:

$$(W_{ad})_{75} = (W_{ad})_t \left[\frac{234.5 + t}{309.5} \right]$$

Para un análisis teórico de las pérdidas en corto circuito definiremos el coeficiente de pérdidas adicionales como la relación:

$$\frac{W_{cc}}{W_{cont}} = 1 + (K) t$$

$(K) t$: coeficiente de pérdidas adicionales a la temperatura T.

Esta relación a 75 °C, pasa a ser:

$$\frac{W_{cc}}{W_{cont} \text{ 75}^\circ\text{C}} = \frac{(W_{cont}) \text{ 75}^\circ\text{C} + (W_{ad}) \text{ 75}^\circ\text{C}}{(W_{cont}) \text{ 75}^\circ\text{C}} = 1 + \frac{(W_{ad}) t [234.5 + t] * \frac{1}{309.5}}{(W_{cont}) (309.5) * \frac{1}{(234.5 + t)}}$$

$$\frac{W_{cc}}{W_{cont} \text{ 75}^\circ\text{C}} = 1 + (k)_t \left[\frac{234.5 + t}{309.5} \right]^2$$

Vemos que el coeficiente de pérdidas adicionales a 75°C es:

$$(k) \text{ 75}^\circ\text{C} = (k)_t \left[\frac{234.5 + t}{309.5} \right]^2$$

Las pérdidas totales en los bobinados $(W_{cc}) \text{ 75}^\circ\text{C}$ en función de las pérdidas

$(W_{cc})_t$ medidas a t °C, vienen dadas directamente por la expresión:

$$\begin{aligned} \frac{(W_{cc}) \text{ 75}^\circ\text{C}}{(W_{cc})_t} &= \left[\frac{309.5}{234.5 + t} \right] \left[\frac{1 + (K) + \left(\frac{(234.5 + t)}{309.5} \right)}{1 + (K) t} \right] \\ &= \left[\frac{309.5}{234.5 + t} \right] \left[\frac{1 + (k) \text{75}^\circ}{1 + (K) t} \right] \end{aligned}$$

En la misma relación que W_{cc} , $(W_{cc})_t$ y U_r varían con la temperatura.

Otra forma de corregir los valores a la temperatura de referencia es el siguiente definido para la resistencia óhmica.

$$Req_{75^\circ} = R_{cct} \left[\frac{309.5}{234.5 + t} \right] + (Req_t - R_{cc_t}) \left[\frac{234.5 + t}{309.5} \right]$$

Donde:

t : Temperatura ambiental medida en el instante de la prueba en °C.

R_{cc_t} : Resistencia a corriente continua medida en el momento de la prueba en ohmios

Req_t : Resistencia a corriente alterna, correspondiente al momento de la prueba, y calculada de la siguiente manera:

$$Req_t = \frac{W_{cct}}{3 \ln^2}$$

$Req_{75^\circ C}$: Resistencia corregida a 75 °C.

III PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

III.1. Ensayo de corto circuito según esquema de principio (Ver Fig.3.23)

III.2. Se alimenta el lado de alta tensión con corriente de 32 A. (aproximadamente el 87% de la corriente nominal) a 60 Hz, cortocircuitando el lado de baja tensión.

III.3. Se utilizaran multímetros para obtener las tensiones y corrientes, y 2 Vatímetros para la lectura de las pérdidas.

III.4. Las mediciones se realizaran en el lado de alta tensión, a 31 °C de temperatura.

III.5. La prueba fue realizada en la posición 3 del conmutador de AT.

III.6. Finalmente se tomaran las lecturas de los Vatímetros colocados en dos de las tres fases, con lo cual se obtienen las perdidas en cortocircuito al realizar la sumatoria de esas dos medidas.

IV Aplicación a transformador de 640 kVA la Prueba de cortocircuito

Se utilizará el circuito de la Fig. (3.23), uniendo con una barra rectangular de 120x10 mm. las banderas de los aisladores de BT., asegurándose que las superficies de unión se adapten bien y que los espárragos estén bien apretados, manteniendo además, las bobinas **amperimétricas** "puenteadas" antes de energizar el circuito. Una vez energizado el circuito se procederá a tomar mediciones para la posición del TAP nominal, lo mas pronto posible a fin de que la temperatura de los arrollamientos no aumente apreciablemente, debido a que se considerará que estos se encuentran a la temperatura ambiente. Las mediciones obtenidas son las siguientes:

T amb. : 31 °C

VOLTIOS (C=2)			AMPERIOS (C=10)			WATTS (C=100)		
UV	VW	WU	U	V	W	W1	W2	W3
165	165	165	2.9	2.9	2.9	-30	75.5	45.5

Entonces :

$$V_m = 330 \text{ V.}$$

$$I_m = 29 \text{ A.}$$

$$P_{cc} = 4,550 \text{ W.}$$

La tensión de cortocircuito a corriente nominal y a temperatura de 31°C es:

$$V'_{cc} = 330 \left(\frac{36.95}{29} \right) = 420.46 \Rightarrow V'_{cc} (\%) = 4.205\%$$

Las pérdidas en el cobre a corriente nominal y a la temperatura de 31 °C es:

$$P'_{cc} = 4,550 \left(\frac{36.95}{29} \right)^2 = 7,386.60W$$

La componente resistiva de la tensión de cortocircuito a corriente nominal y a la temperatura de 31 °C es:

$$E_r (\%) = \left(\frac{7,386.60}{640,000} \right) \times 100 = 1.15415\%$$

La componente inductiva será:

$$V_x = \sqrt{(V'_{cc})^2 - (E_r)^2} = 4.04\%$$

V RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS

V.1. La Norma autoriza a realizar la medida de las pérdidas con una corriente de prueba I_p tal que: $0.25 \leq I_p \leq I_n$ ($I_n =$ corriente nominal) y luego corregir este valor a I_n . Sin embargo es recomendable siempre que sea posible realizar este ensayo al valor nominal o al valor más cercano a este, compatible con la potencia del circuito de alimentación.

V.2. En razón que las pérdidas adicionales varían con la frecuencia real, es recomendable el registro de ésta en la realización de esta prueba.

V.3. La medida de la temperatura de los arrollamientos se determina con el promedio de las medidas de las temperaturas de la capa superior del aceite, y de la capa inferior del mismo.

V.4. La elección de la relación de transformación y de la escala para los transformadores de corriente (caso de utilizarse) e instrumentos respectivamente debe realizarse para posibilitar su empleo en las zonas en donde otorgan mayor precisión.

V5. La sección de los puentes para el corto circuito debe elegirse de modo que no influya sensiblemente el resultado de la medida.

V.6. La medida de la tensión de cortocircuito se debe realizar en los bornes de alimentación del transformador.

V.7. Los valores medidos para las pérdidas y tensión de cortocircuito a la temperatura del inicio de la prueba debe ser corregida a la temperatura que las pérdidas joule que varían directamente con la temperatura ya que las pérdidas adicionales varían inversamente con esta.

Los valores así obtenidos no deben superar los valores de garantía más la tolerancia (+1/7Pg para las pérdidas y $\pm 10\%$; para la tensión de corto circuito).

V.8. Los secundarios de los transformadores de corriente incorporados deben cortocircuitarse y conectarse a tierra.

V.9. Las pérdidas adicionales, son las ocasionadas por la corriente alterna al reducir la sección efectiva del conductor (Efecto SKIN).

V.10. La Tensión de cortocircuito depende de dos causas:

1.- Puramente óhmica

2.- Puramente inductiva.

La caída puramente óhmica no depende de la frecuencia en la que trabaja el transformador.

La caída inductiva, depende de la frecuencia es la razón de $60/50=1.2$

De donde para pasar de 50 a 60Hz.

$$U_{60} = [(U_{R6})^2 + (1.2 U_{x5})^2]^{1/2}$$

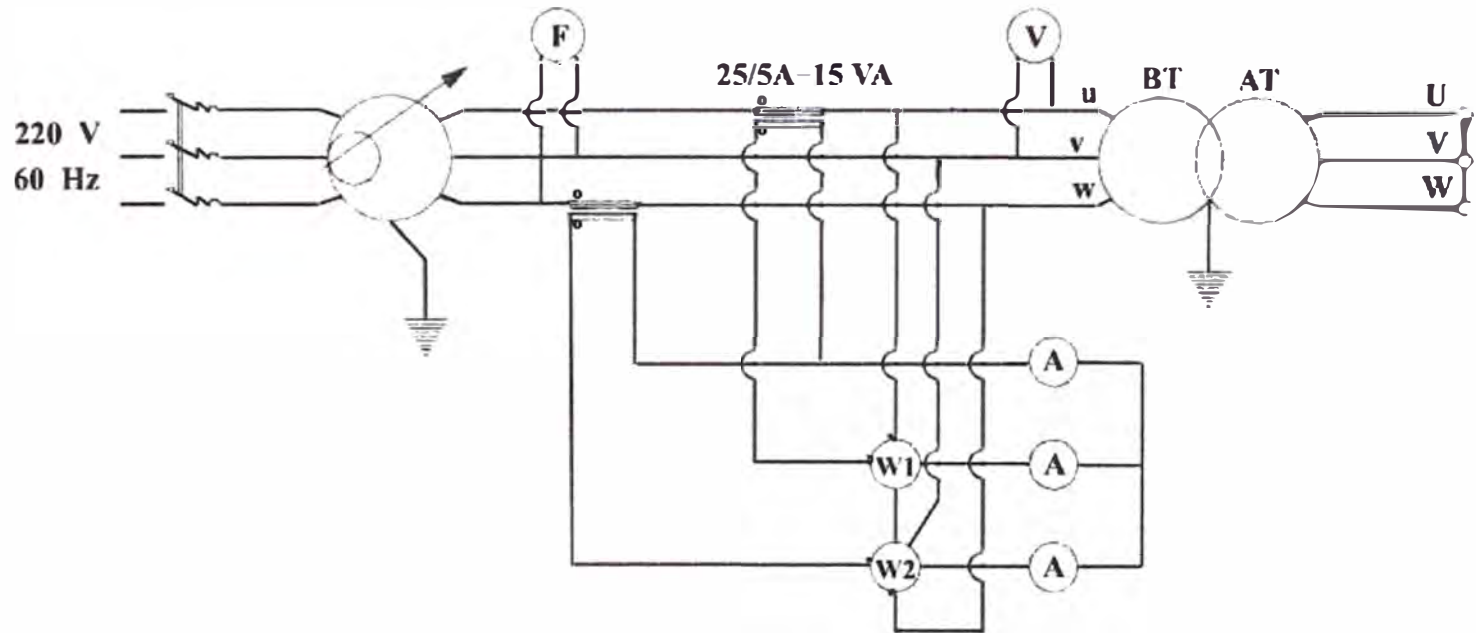


Fig. 3.23 PRUEBA DE CORTO CIRCUITO

3.4.6 MEDIDA DE LAS PÉRDIDAS Y DE LA CORRIENTE EN VACÍO

I OBJETO

I .1 Determinar si el valor de las pérdidas en vacío concuerda dentro de las tolerancias con los valores calculados y/o garantizados

I .2 Realizar la medida de la corriente en vacío que puede ayudar a abrir a un juicio sobre la calidad del circuito magnético.

I .3 Verificar que las pérdidas medidas son las mismas que se consideraron para la determinación del rendimiento y del calentamiento del transformador.

II Conceptos Teóricos Prueba de Vacío

En esta prueba se efectúa la medición de la potencia consumida y de la corriente tomada por el transformador teniendo el circuito secundario sin carga.

En vacío, las pérdidas por efecto Joule son despreciables, frente a las pérdidas en el hierro. Las pérdidas Joule en el secundario no existen $I_2 = 0$.

En el primario $R_1 I_0$ son muy reducidas, en virtud de la pequeñez de I_0 .

El ensayo de vacío proporciona las pérdidas en el hierro. En el ensayo, en vacío el vatímetro no mide, prácticamente más que pérdidas en el hierro.

Debe efectuarse por lo menos tres juegos de medidas de tensión de alimentación dentro de un rango que esta comprendido entre el 90% y el 110% de la tensión nominal es el que tiene la tensión mas baja; la frecuencia debe ser la nominal.

Si el transformador tiene taps de regulación debe estar conectado en la posición nominal. El circuito para la prueba de vacío se da en la **Fig. 3-24**.

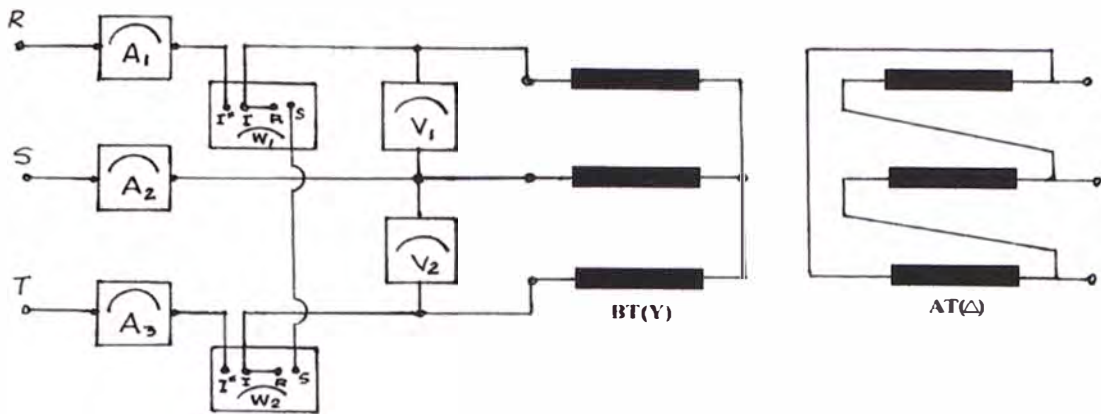


Fig.3-24: Conexiones necesarias para el Ensayo de un Transformador en Vacío.

Con los tres pares de tensión y de potencia, se puede trazar una curva de la cual se obtendrá la potencia correspondiente a la tensión nominal.

Hay que observar que en esta potencia va incluida la correspondiente a las pérdidas en los devanados, que en este caso serían: $3 \cdot r_1 I_0^2$, pero como I_0 es pequeño comparado con I_n , pero no se comete error en despreciarlo.

En efecto, en transformadores de construcción normal la corriente de vacío no debe exceder del 5% de I_n .

Por otra parte, la pérdida de potencia en los arrollamientos es proporcional a I^2 resulta, suponiendo que: $I_0 = 0.04 I$; $r I_0^2 = r (0.04^2) I^2 = 0.0016 I^2$, es decir una cantidad despreciable, menor al 2 por mil de la pérdida con corriente nominal.

En esta prueba es posible hacer las siguientes lecturas directas, si se aplica exactamente la tensión nominal a frecuencia nominal.

1. Corriente de vacío I_0
2. Pérdidas en vacío W_0

3. Voltamperios absorbidos en vacío medidos en kVA.

4. Relación de transformación.

La corriente de vacío I_o , referida a la corriente nominal I_N , del lado al que se aplica la tensión de ensayo, y expresada en tanto por 100 vale:

$$i_o = \frac{I_o}{I_N} * 100$$

También se puede determinar la:

Impedancia equivalente a circuito abierto o de excitación:

$$Z_o = \frac{U}{I_o} [\text{ohms}] = \frac{U}{I_o} (\text{ohms})$$

o la correspondiente admitancia:

$$Y_o = \frac{I_o}{U} [\text{Ohms}] = 1/Z_o \text{ mhos.}$$

El valor medido W_o (kW) de las pérdidas de vacío referido a la potencia nominal del transformador nos proporciona las pérdidas relativas en vacío.

$$W_o = \frac{W_o}{KVA} 100(\%)$$

Otros parámetros que se pueden determinar son:

Resistencia r_o :

$$r_o = \frac{W_o}{I_o^2}$$

Conductancia de pérdidas en el Hierro:

$$g_o = g_o = \frac{W_o}{U^2} = \frac{r_o}{Z_o^2} [\text{mhos}]$$

El Factor de potencia en vacío:

$$\cos \phi_0 = \frac{W_0}{KVA} = \frac{W_0}{\sqrt{3}UI_0} = \frac{g_0}{Y_0} = \frac{r_0}{z_0}$$

Corriente de pérdidas en el hierro:

$$I_{w\mu} = I_0 \cos \phi_0$$

Corriente de excitación:

$$I_{\mu} = I_0 \sin \phi_0 = \sqrt{I_0^2 - I_{w\mu}^2}$$

Reactancia X_0 y una susceptancia b_0 de excitación:

$$X_0 = [Z_0^2 - r_0^2]^{1/2} ; \quad b = [Y_0^2 - g_0^2]^{1/2}$$

Los valores de I_0 e i_0 , W_0 y w_0 , son los que interesan industrialmente, las constantes r_{0go} , x_{0bo} y z_{0go} . Intervienen en el estudio más bien analítico de los circuitos.

Para reducir los parámetros de un devanado a otro, se usan las siguientes constantes:

$$\text{Para } I_0 : K = \frac{N_s}{N_p} = \frac{U_s}{V_1}$$

$$\text{Para } r_0, X_0, Z_0 : \left[\frac{N_p}{N_s} \right]^2$$

$$\text{Para } g_0, b_0, y_0 : \left[\frac{N_s}{N_p} \right]^2$$

Circuito Equivalente:

Los parámetros del circuito equivalente del transformador en vacío están definidos por las ecuaciones:

$$U_1 = V_1 = -(r_{\mu} + j x) I_0 - (r_1 + j x_1) I_0$$

$$U_2 = E_2 = (r_{\mu} + j x_{\mu}) I_0$$

Esta representado en la Fig.3-25 y su diagrama vectorial en la Fig.3-26.

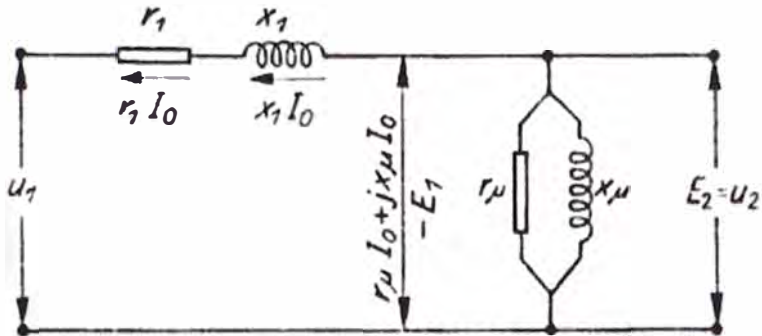


Fig.3-25. Circuito equivalente en vacío

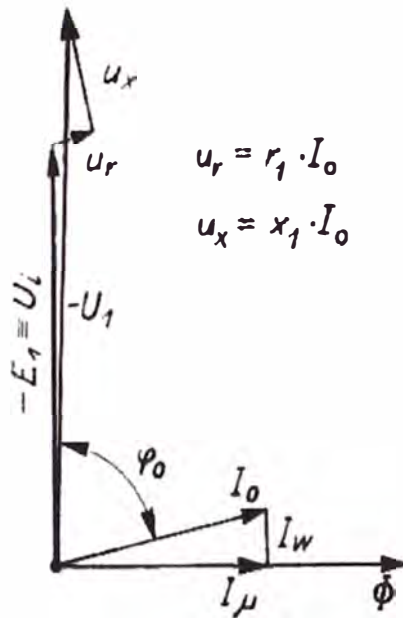


Fig.3-26. Diagrama Vectorial de un Transformador en Vacío.

Donde:

Φ : Flujo magnético

I_{μ} : Corriente de magnetización

I_w : Componente activa de la corriente de vacío.

I_0 : Corriente de vacío

U_1 : Tensión nominal

r_1 : Resistencia Ohmica del arrollamiento primario

x_1 : Reactancia primaria de dispersión

En la práctica estas pérdidas aumentan ocasionadas por mal prensaje del núcleo, mucha rebaba, error en el apilamiento etc, que se manifiestan en el transformador como calentamiento, ruidos extraños, etc, es decir que aumentan las **pérdidas por corriente parásitas**; en cambio las **pérdidas por histéresis** están en función del tipo de material usado. Las pérdidas en el hierro **no varían con la temperatura** por lo que se denominan comúnmente como pérdidas fijas. Se debe tener presente, que al usar dos vatímetros, para esta prueba, uno de ellos marcará una potencia negativa, entonces el valor de las pérdidas totales será la suma algebraica de ambas. La potencia negativa de uno de los vatímetros se debe a que el factor de potencia $\cos \phi_0$ es menor que 0.5 generalmente:

$$W_0 = \sqrt{3} U I_0 \cos \phi_0$$

$$\cos \phi_0 = \frac{W_0}{\sqrt{3} U I_0} = \frac{W_0}{\sqrt{3} U I_0}$$

Las tolerancias permitidas para las:

- **Pérdidas en el hierro son:**
- + 1/7 de las pérdidas especificadas
- **Para la Relación de Transformación:**

El más bajo de los valores siguientes:

$\pm 1/200$ de la relación especificada o $\pm 1/10$ de la tensión de cortocircuito a la carga nominal en porcentaje. Fuente: **NTP.370-002**.

III PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

- III.1 Se alimenta por el lado de baja tensión nominal de 230 V a 60 Hz.
- III.2 Se utilizaran 3 amperímetros para realizar las lecturas de las Corrientes y 2 Vatímetros para las pérdidas.
- III.3 Todas las mediciones se realizarán por el lado de baja tensión.
- III.4 Se toma las medidas de corriente en cada una de las fases,
- III.5 Se toma la lectura de los vatímetros colocados en dos de las tres fases de la cual se obtienen las pérdidas en vacío y las Perdidas en el Hierro (Pfe) al realizar la sumatoria de esas dos medidas.
- III.6 Además se utilizará un transformador cuya relación es de 10 a 1, la cual se tiene que multiplicar para todas las medidas halladas.

IV RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS

IV.1 Las pérdidas en vacío que fundamentalmente se componen de las **pérdidas por Histéresis** que dependen del valor máximo de la inducción (por lo tanto del valor medio de la tensión), y de las **pérdidas por corrientes de Foucault** que dependen del cuadrado del valor eficaz de la tensión; dependen en razón de esta última componente de la forma de la onda de tensión (factor de forma), es por esta razón que para su medida se precisa

realizar la medida del factor de forma: $K_f = \frac{U_{\text{eff}}}{U_m}$

U_{eff} = Valor eficaz de la onda de tensión en voltios.

V.2 Debido a que la corriente en vacío del transformador a causa del fenómeno de Histéresis ostenta un alto contenido de armónicos; provoca caídas de tensión en las impedancias del generador alimentador y del transformador auxiliar (caso de utilizarse), que derivan en que la onda de

tensión generada se aparte de la forma sinusoidal y como las pérdidas en vacío se refieren a una onda sinusoidal se precisa realizar la corrección de la medida. Para lo cual se debe utilizar la siguiente fórmula:

$$P_o = \frac{P_{om}}{P_1 \times K_f^2 \cdot p_2} \quad \text{en donde:}$$

P_1 = Proporción de las pérdidas por histéresis

P_2 = Proporción de las pérdidas por corrientes de Foucoult.

$$K_f = \frac{U_{eff}}{U_m}$$

Para las inducciones normalmente empleadas se pueden utilizar los valores siguientes a las indicadas por el fabricante.

	P_1	P_2
Plancha laminada en frío	0,5	0,5
Plancha laminada en caliente	0,8	0,2

IV.3 La elección de la relación de transformación de los transformadores (caso de utilizarse), y la escala de los instrumentos debe realizarse para posibilitar su empleo en las zonas en donde otorgan mayor precisión.

IV.4 Antes de realizar la medida de las pérdidas cerciorarse que el tiempo de impregnación, de la parte activa es el prescrito y que las moléculas de aire hayan sido expulsadas mediante las válvulas de purga previstos.

IV.5 Los secundarios de los transformadores de corriente incorporados deben ser cortocircuitos y aterrados.

IV.6 Los valores de las pérdidas y de la corriente en vacío medidas deben corresponder a los cálculos y/o garantizados dentro de las tolerancias :

+ $P_0/7$ (para las pérdidas en vacío P_0 y

+ $0,3 I_0$ (para la corriente en vacío I_0).

V. Aplicación al Transformador de 640 kVA la Prueba de vacío .

En esta prueba se utiliza el circuito que se muestra en la Fig. (3.27), con el TAP en la posición 3 correspondiente a las tensiones nominales. Alimentando por el lado de BT. con una tensión nominal de 236 V., teniendo cuidado de "puentear" las bobinas amperimétricas de los instrumentos antes de energizar el circuito.

Las medidas obtenidas del ensayo son:

VOLTIOS (C=2)			AMPERIOS (C=5)			WATTS (C=100)		
u-v	v-w	w-u	U	V	w	W1	W2	Tot
118	116	115	5.6	4.1	5.5	-30	46	1600

De las mediciones se tiene que:

$$V_m = 232.67 \text{ V.}$$

$$I_0 = 25.33 \text{ A.}$$

$$P_{fe} = 1,600 \text{ W.}$$

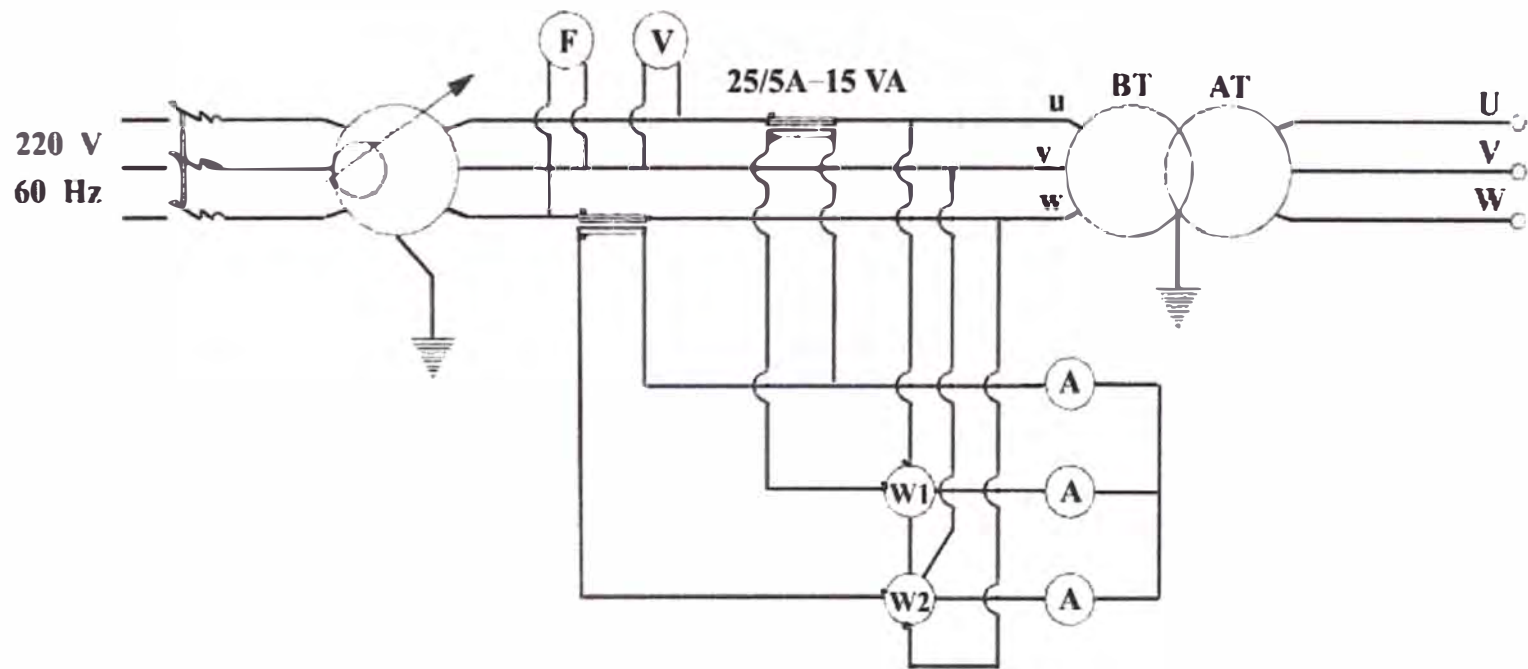


Fig. 3.24 PRUEBA DE VACÍO

3.4.7 ENSAYO DE LA PRUEBA DE TENSIÓN APLICADA

I OBJETO

Siendo la misión de este ensayo el determinar la suficiencia de los aislamientos y comprobar que las distancias entre los diferentes arrollamientos con respecto a masa (núcleo, tanque y otros arrollamientos conectados a tierra) son correctos. El ensayo de tensión aplicada comprueba y verifica también la bondad del aislamiento entre los arrollamientos de (AT, MT, BT) y entre arrollamientos y tierra.

II FUNDAMENTO TEÓRICO

Con el auxilio de un transformador de prueba se aplica una diferencia de Potencial entre el arrollamiento en prueba y el resto de arrollamientos y la cuba del transformador conectados a tierra durante un minuto, el valor de la tensión a aplicar se da en función de la tensión nominal del equipo y según la NTP. 370.002 como aparece en los cuadros 4 y 5. Los ensayos de tensión aplicada deben ser efectuados con una tensión alterna monofásica de forma cercana posible a la sinusoidal y a una frecuencia apropiada de por lo menos 80% de la frecuencia nominal.

La tensión apropiada suministrada por una fuente separada, en nuestro caso es un VARIAC de 0 a 220 Voltios, y el transformador de ensayos tiene un alcance de hasta 80kV, debe ser aplicada en forma sucesiva entre los arrollamientos sometidos a ensayo y los otros arrollamientos; el circuito magnético y el tanque conectados conjuntamente a tierra. El objeto de la prueba es determinar el máximo aislamiento que puede ofrecer el transformador. El ensayo se empieza aplicando una tensión eficaz o pico

máximo igual a 1/3 del valor de ensayo, elevando esta tensión lo más rápido que se pueda hasta alcanzar el valor apropiado sin que los voltímetros de pico y de valor eficaz dejen de indicar la tensión de ensayo (sin que se corte). Al término del ensayo que dura 60 segundos de duración, se reduce rápidamente la tensión a un 1/3 de su valor pleno antes de desconectar. El resultado es satisfactorio si no ocurre perforación alguna entre los arrollamientos del transformador y tierra. En este ensayo se utilizaron un divisor capacitivo de tensión y un voltímetro de pico, que nos permitieron leer directamente en los bornes de AT del transformador los valores de voltaje alcanzados.

Cálculo de la tensión eficaz de prueba

V : Tensión eficaz de prueba.

V_c : Lectura del voltímetro de pico.

K_1 : Cte. Escala divisor de tensión.

$$V_c = \sqrt{2} \cdot V / k_1$$

Para la medición de la tensión aplicada, se puede aplicar el método del espinterómetro de esferas, ya que se sabe que hay una correspondencia entre la tensión de descarga en las esferas y la separación de las mismas. Con un voltímetro tal como V (ver Fig. 3-27a) se registra la tensión correspondiente a la mitad del valor de prueba en AT, la cuál se verifica con las esferas provocando la descarga en las mismas, con una separación de esferas para la mitad de la tensión de prueba plena, luego se aplica el doble de la tensión registrada; lo que corresponde a una tensión de prueba plena de AT durante un minuto a frecuencia industrial.

TENSIÓN MÁXIMA DE LA RED		TENSIÓN DE ENSAYO CON FRECUENCIA INDUSTRIAL
kV, EFICACES		kV, EFICACES
Menos de	1,1	2,5
	1,1	3,2
	3,6	8,2
	7,2	15,4
	12	25
	17,5	36

CUADRO 4: FUENTE NORMA TÉCNICA PERUANA 370.002

NIVELES DE AISLAMIENTO PARA TRANSFORMADORES QUE NO SON PREVISTOS PARA SOPORTAR ENSAYOS CON ONDAS DE CHOQUE

TENSIÓN MÁXIMA DE LA RED	TENSIÓN DE PRUEBA DE CHOQUE		TENSIÓN DE PRUEBA CON FRECUENCIA INDUSTRIAL	
kV EFICAZ	kV EFICAZ		kV EFICAZ	
3,6	45		16	
7,2	60		22	
12	75		28	
17,5	95		38	
24	125		50	
36	170		70	
52	250		95	
72,5	325		140	
100	450	300	185	150
123	550	450	230	185
145	650	550	275	230
170	750	650	325	275
245	1050	900	460	395
300	-	1050	-	460
420	-	1425	-	630

CUADRO 5: FUENTE NORMA TÉCNICA PERUANA 370-002

NIVELES DE AISLAMIENTO PARA LOS TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE PREVISTOS PARA SOPORTAR LOS ENSAYOS CON ONDAS DE CHOQUE

CATEGORÍA	CONDICIONES ADMITIDAS DE PUESTA A TIERRA
1	<p>Extremidad neutra del arrollamiento puesta directamente a tierra por medio de una conexión con la cual no se ha insertado intencionalmente ninguna impedancia.</p> <p>NOTA: Se considera que la puesta a tierra a través de un transformador de corriente satisface esta condición.</p>
2	<p>Extremidad neutra del arrollamiento conectada a un transformador de regulación en donde el neutro es ó no puesta a tierra provisto de un dispositivo apropiado de limitación de sobretensiones.</p>
3	<p>Extremidad neutra del arrollamiento no conectada a tierra ó puesta a tierra por intermedio de una impedancia ó de una resistencia con un dispositivo apropiado de limitación de sobretensiones, conectado entre el punto neutro del arrollamiento y tierra.</p>
4	<p>Punto neutro del arrollamiento puesto a tierra por intermedio de una bobina de extinción con un dispositivo apropiado de limitación de sobretensiones conectado entre el punto neutro del arrollamiento y tierra.</p>

Cuadro 6: CATEGORÍAS DE AISLAMIENTO GRADUADO

FUENTE: NORMA TÉCNICA PERUANA 370.002

En el caso de transformadores de tipo en seco se aplica el Cuadro 4. En el caso de transformadores sumergidos en aceite con aislamiento uniforme se aplica el Cuadro 5 y en el caso de los transformadores sumergidos en aceite y con aislamiento graduado se aplica el Cuadro 6.

III PROCEDIMIENTO

Las pruebas de tensión aplicada se efectúa con una fuente de tensión externa a 60Hz.

PRUEBA DE TENSIÓN APLICADA AL ARROLLAMIENTO DE ALTA TENSIÓN

En este caso se ponen los bornes U, V, W, en cortocircuito, y se cortocircuita la baja tensión u, v, w y se conecta a tierra.

Se aplica luego entre AT. Y la BT. conectada a tierra la tensión de prueba durante 1 minuto.

PRUEBA DE TENSIÓN APLICADA A LOS ARROLLAMIENTOS DE BAJA TENSIÓN:

Para baja tensión se procede de manera similar que para el caso de AT. Esto es, se aplica la tensión de prueba correspondiente a los terminales de Baja tensión en cortocircuito contra la AT.

Se considera que el transformador ha pasado satisfactoriamente sus pruebas si después de haber alcanzado la tensión de prueba se mantiene durante 1 minuto y no hay alteraciones en la corriente ni señales de descarga.

IV APLICACIONES AL TRANSFORMADOR DE 640 kVA

Tiene por objeto probar el aislamiento entre bobinados y entre los bobinados y masa. Una vez verificado de que la resistencia de aislamiento (Secc. V de 3.4.1.B) del transformador es adecuada, se puede proceder a esta prueba, según el esquema de la instalación mostrado en la Fig. (3-27).

Aplicando la tensión de ensayo prescrita por la NTP.370.002. Durante 1 minuto, se tiene los siguientes resultados:

T amb. : 34 °C

AT / (BT - MASA)				BT / (AT - MASA)			
Volt	kV	Ax10	If (A)	Volt	kV	Ax10	If (A)
100	28	80	0.029	8.93	2.5	14	

V COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES

1.- Antes de realizar la prueba de tensión aplicada se debe medir la rigidez dieléctrica del aceite; verificando el nivel de aceite y controlar si el tiempo de impregnación de la parte activa es suficiente, además debe realizarse la expulsión (purga) de las moléculas gaseosas contenidas en la cuba del transformador mediante la válvula de purga previstas para tal efecto.

2.- La medida del valor de la tensión aplicada se debe realizar de la misma en el circuito de Alta Tensión, en efecto una medida de la misma en el lado de alimentación (lado de BT., del transformador de prueba) teniendo en cuenta la relación de transformación de este, podría conducirnos a cometer un error por el hecho que debido a su naturaleza capacitiva de toda la carga,

las tensiones en el primario BT. y secundario AT. del transformador de prueba ostentan diferentes formas de onda.

3.- El valor de la tensión de prueba debe ser ajustado con el auxilio del voltímetro de cresta ($\hat{U}_p = \sqrt{2} U_p$) en donde.

\hat{U}_p = Indicación del voltímetro de pico

U_p = Tensión de prueba (Cuadros 4 y 5)

4.- Con el objeto de evitar el peligro de auto excitación (cebado) debido a la naturaleza capacitiva de la carga se debe realizar la compensación de esta, lo que por otra parte alivia el consumo de potencia aparente del generador.

5.- Todos los circuitos de los instrumentos del transformador (termómetros, relés, transformadores de corriente, regulador de tensión, etc.) deben ser conectados juntos (puenteados) y a tierra. Los cuernos de descarga (caso de que hayan sido instalados) deben retirarse o ajustarse a una distancia que no interfieran con el desarrollo de la prueba.

6.- En el caso de transformadores con aislamiento graduado esta prueba sólo se aplicaría (sí fuera el caso) al neutro del transformador.

7.- Se considera que el transformador salva la prueba si durante su desarrollo en el interior o exterior del mismo no se producen descargas ni se escuchan ruidos de descargas; las indicaciones de los voltímetros y amperímetros se mantienen constantes sin oscilaciones que podrían denunciar la presencia de descargas y en el compartimiento del Relé Buchholz no se advierte la presencia de un gas inflamable.

8.- No permitir el ingreso de personas extrañas a la sala de pruebas mientras se realiza el ensayo.

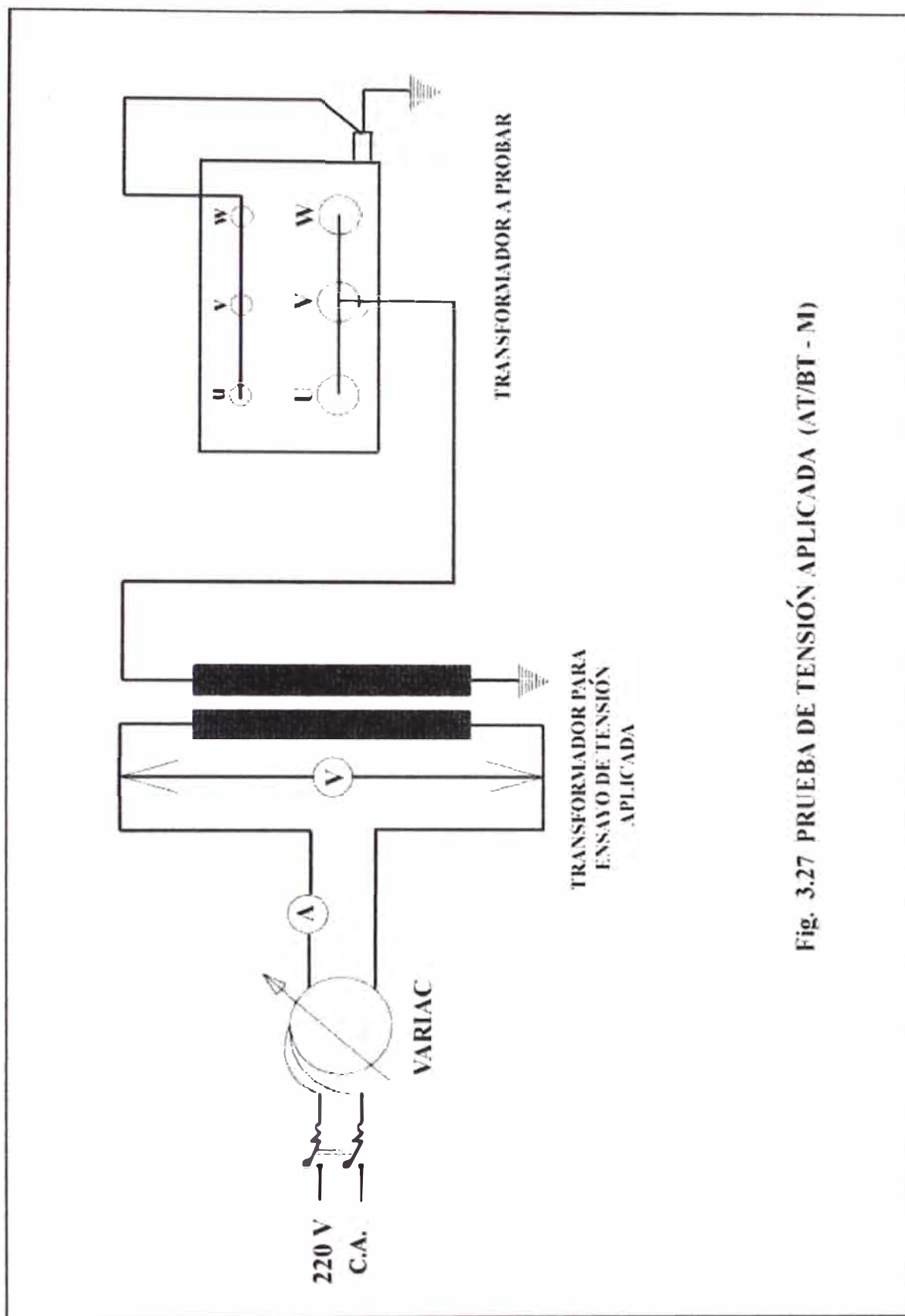


Fig. 3.27 PRUEBA DE TENSION APLICADA (AT/BT - M)

9.- Tener en mente todas las precauciones para evitar fatales consecuencias, tanto para el transformador como para las personas involucradas en el momento de desarrollarse especialmente esta prueba. Fig. 3.27.a Se muestra el circuito de la Prueba de Tensión Aplicada y Fig. 3-27b; la vista fotográfica.

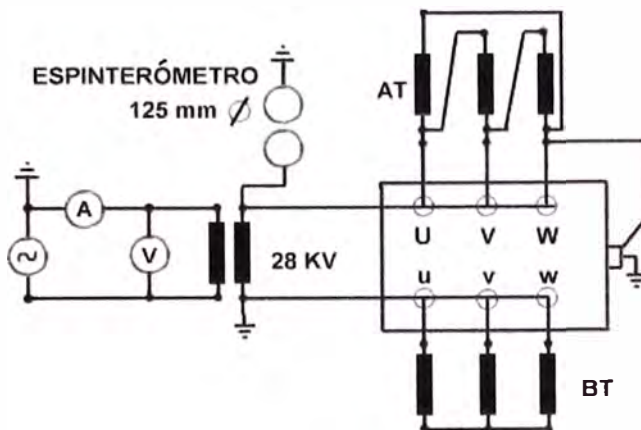


Fig. 3-27(a) Circuito PRUEBA DE TENSIÓN APLICADA

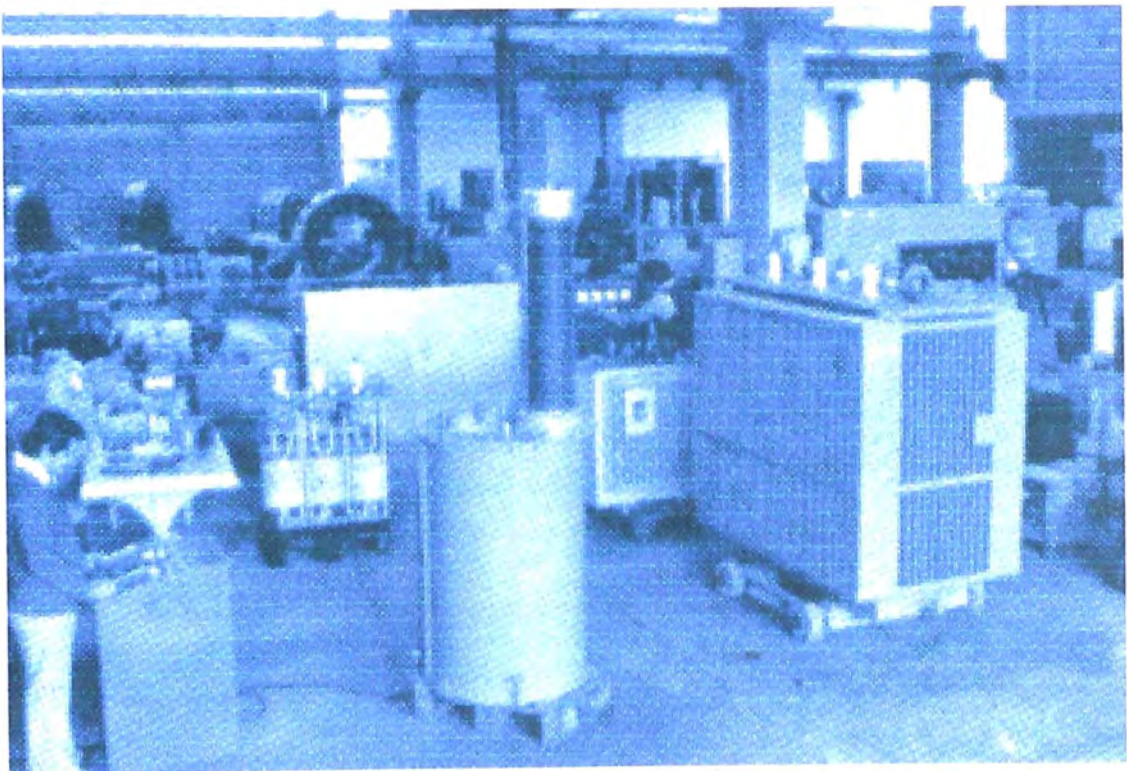


Fig. 3.27b Prueba Tensión Aplicada.(FRESA)

3.4.8 ENSAYO DE TENSION INDUCIDA

I OBJETO

El ensayo de tensión inducida tiene por objeto controlar la bondad del aislamiento entre espiras, bobinas, derivaciones, terminales, aisladores, etc.

II FUNDAMENTO TEÓRICO:

Este ensayo tiene por objeto el comprobar el aislamiento entre espiras. Por este motivo, la tensión que debe aplicarse debe ser aquella que induzca una tensión entre espiras doble de su valor normal.

Para ello se aplicará una tensión doble correspondiente a la nominal (en la toma en que se encuentra conectado el transformador) a 60Hz.

La duración del ensayo viene dada por la ecuación:

$$T = \frac{2f_N}{f_E} \times 60 \text{ , donde:}$$

T = tiempo en segundos duración del ensayo

f_N = frecuencia nominal (60Hz)

f_E = frecuencia de ensayo (120 Hz)

Por lo tanto: $T = 2 \times 60 \times 60 / 120 = 60$ segundos.

III PROCEDIMIENTOS DE ENSAYO

III.1 Se excita el transformador en prueba por el lado de baja tensión (generalmente), con una tensión que induzca en el lado de alta tensión, la tensión de prueba; para evitar el problema de la saturación del circuito magnético, la frecuencia de la tensión de alimentación debe ser por lo menos igual al doble de la frecuencia nominal.

El esquema de principio del circuito de ensayo es el que da la Fig.3-28.

III.2 Este ensayo nos indica el estado interior de las bobinas, el aislamiento correcto entre espiras, generalmente se realiza después de la prueba de tensión aplicada.

III.3 La prueba consiste en aplicar al devanado de baja tensión una Tensión que también inducirá el doble de su tensión nominal.

III.4 Para evitar saturar el núcleo por la sobretensión se duplica o triplica la frecuencia nominal.

III.5 El tiempo de la prueba varía según el aumento de frecuencia; si se duplica dura 60 segundos, si se triplica la prueba dura 40 segundos.

III.6 De existir algún cortocircuito entre espiras, se comprueba la caída inmediata de tensión, por aumento excesivo de corriente magnetizante y en casos extremos el desprendimiento de humo. La prueba se procede similarmente a la prueba de vacío, como medida de precaución se debe conectar la masa a tierra.

IV APLICACIONES EN EL TRANSFORMADOR DE 640 kVA LA

PRUEBA DE TENSIÓN INDUCIDA

La prueba de tensión inducida tiene por objeto probar y verificar la suficiencia del aislamiento entre todos los puntos donde se induce tensión, esto es, entre espiras, entre capas, tomas, conexiones de tomas, y los bornes de los arrollamientos, entre salidas, etc. Para ello se alimenta el transformador en vacío por el lado de BT. con un voltaje igual a 2 veces la tensión nominal, es decir con $236 \times 2 = 472$ voltios, y a una frecuencia de 240 Hz. (ver Fig. 3.28). El tiempo de duración del ensayo para esta frecuencia de acuerdo a Normas es de:

$$t = \frac{2 \cdot f_n}{f_p} [60] = \frac{2 \times 60}{240} 60 = 30 \text{seg.}$$

Las mediciones efectuadas son:

F (Hz)	Volt	AMPERIOS			t (seg.)
		U	V	W	
240	480	2.4	2.2	2.3	30

OBSERVACIONES

- No se producen absorciones anormales de corriente.
- No se producen fuertes vibraciones ni fuertes zumbidos
- No existe presencia de humos.

V RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS

V.1 Con el objeto de garantizar la simetría de las tensiones tierra del transformador en prueba se deben conectar a tierra los neutros y la cuba del transformador en prueba; así como el neutro del transformador auxiliar.

V.2 Antes de realizar la prueba se debe comprobar que el tiempo de impregnación de la parte activa es suficiente, que los secundarios de los transformadores incorporados, contactos de los Termómetros, contactos del Relé de imagen térmica, circuitos del regulador de tensión, contactos de indicador de nivel de aceite, etc, han sido conectados a tierra.

V.3 Antes de energizar el transformador realizar la expulsión del aire eventualmente contenido en el aceite con el auxilio de las válvulas de purga previstos.

V.4 Antes de energizar el transformador comprobar la rigidez dieléctrica del aceite, verificar el nivel del aceite en el depósito de expansión (conservador); nivel de aceite en los aisladores, todas las tomas de corriente cerradas, punto neutro a tierra, pozo termométrico lleno de aceite..

V.5 Elegir la posición del conmutador de tomas de forma que la tensión inducida en ningún caso supere el valor de la tensión de prueba.

V.6 El tiempo de duración de la prueba se determinará con auxilio de la siguiente fórmula:

$$t = \frac{120 \text{ fn}}{f_p} \quad \text{en donde:}$$

t = Tiempo en segundos

Pero en ningún caso el tiempo de duración de la prueba será inferior a 15 segundos ni superior a 60 segundos.

V.7 La medida de la tensión de prueba debe realizarse en el lado de alta tensión (valor de cresta). Este valor de cresta entre $\sqrt{2}$ es el valor de la tensión de ensayo.

V.8 En esta prueba, como la carga es capacitiva hay que prever su compensación a fin de reducir los riesgos de auto excitación (cebado) del Generador.

V.9 En el caso de los transformadores con aislamiento graduando la tensión de prueba se consigue excitando con alimentación monofásica (utilizando de los esquemas que da la norma el que mejor se adecue a la distribución de tensiones del caso específico). Un ejemplo de esta conexión se muestra en el circuito de la Fig. 3-29.

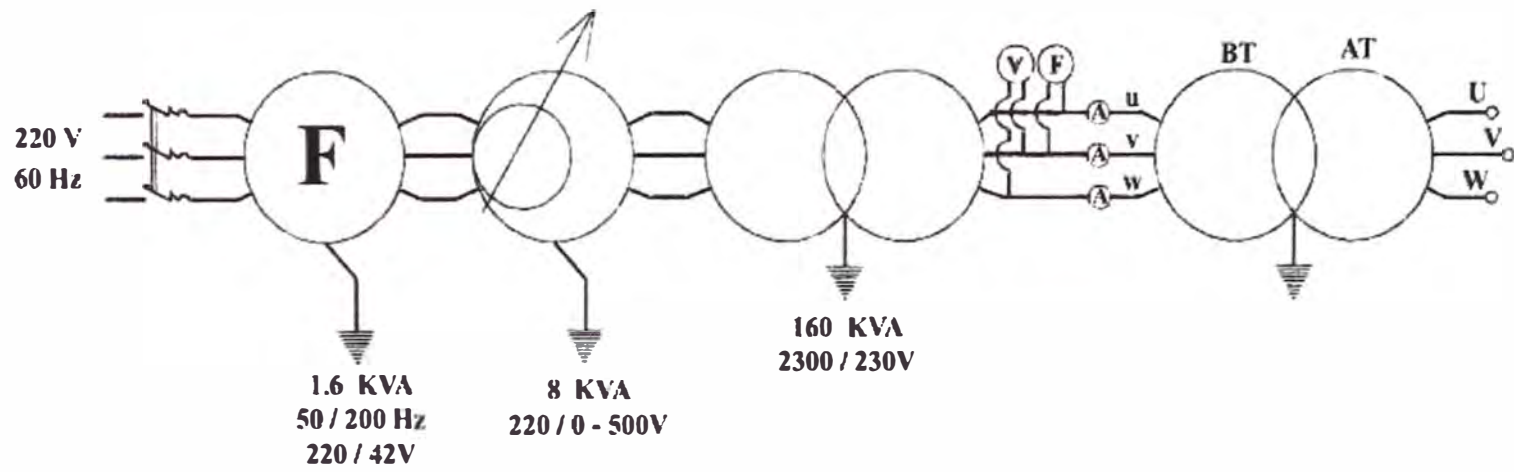


Fig. 3.28 PRUEBA DE TENSION INDUCIDA

V.10 Los valores de la tensión de prueba se dan en el Cuadro. 6 de la Norma Técnica.

V.11 El transformador salva la prueba cuando durante su ejecución no se producen descargas eléctricas ni ruidos de descarga en el interior de él, la indicación de los voltímetros amperímetros es constantes, sin parpadeos y en el compartimiento del Relé Buchholz no se han acumulado moléculas de gas inflamable.

3.4.9 RESUMEN DE PRUEBAS REALIZADAS AL TRASFORMADOR DE 640 kVA

1 .- Pérdidas en el Hierro

De la Prueba De Vacío, se obtuvieron los siguientes datos:

$$V_m = 232.67 \text{ V.}$$

$$I_0 = 25.33 \text{ A.}$$

$$P_{fe} = 1,600 \text{ W.}$$

Como la tensión nominal es de 236 V, entonces las pérdidas en el Hierro a tensión nominal son:

$$P_{fe} = P'_{fe} \left(\frac{V_n}{V_m} \right)^2 = 1,600 \left(\frac{236}{232.67} \right)^2 = 1,646 \text{ W.}$$

Pfe. Med. (W)	Pfe. Calc. (W)	Tolerancia (NORMAL)
1,646	1,559	+ 1/7 Pfe. Calc.

2. - Pérdidas en el cobre

De la Prueba de Corto circuito se tiene que a 31 °C.

$$P_{cc} (31 \text{ } ^\circ\text{C}) = 7,386.60 \text{ W.}$$

$$E_r (31 \text{ } ^\circ\text{C}) = 1.15415 \%$$

$$V_x = 4.04 \%$$

De la Medida de la Resistencia de los Arrollamientos las pérdidas Joule a 25 °C, es:

$$P_j (25 \text{ } ^\circ\text{C}) = 6,896.80 \text{ W.}$$

Las pérdidas Joule a 31 °C serán:

$$f(25 - 31^\circ \text{C}) = \left(\frac{235 + 31}{235 + 25} \right) = 1.023$$

$$P_{j(31^\circ\text{C})} = f(25 - 31^\circ \text{C}) * P_{j(25^\circ\text{C})} = 7055.43 \text{ W}$$

Las pérdidas adicionales a 31°C serán:

$$P_{ad(31 \text{ } ^\circ\text{C})} = P_{cc} (31 \text{ } ^\circ\text{C}) - P_{j(31^\circ\text{C})} = 331.17 \text{ W}$$

Llevando ambas pérdidas a 75 °C, se tiene que:

$$P_j (75 \text{ } ^\circ\text{C}) = 8222.50 \text{ W.}$$

$$P_{ad} (75 \text{ } ^\circ\text{C}) = 284.16 \text{ W.}$$

Las pérdidas en el cobre serán:

$$P_{cc} (75^\circ\text{C}) = 8,506.70 \text{ W.}$$

3.- Tensión de cortocircuito a plena carga

La componente resistiva de la tensión de cortocircuito es:

$$E_r (75^\circ\text{C}) = \frac{P_{cu}(75^\circ\text{C})}{10 * S(KVA)} = 1.33\%$$

Como $V_x = 4.04 \%$ (secc. 3,8)

$$V_{cc}(\%) = \sqrt{E_r^2 + V_x^2} = 4.25\%$$

Luego, para ambas pérdidas en el cobre y la tensión de cortocircuito se tendrá:

	P_{cu} (75 °C), In. (WATTS)	Tens. Cc. A 75°C (%)
CALCULADO	8,425	4.2
MEDIDO	8,507	4.25
TOLERANCIA	1,213	± 0.42

4.- Corriente en Vacío

De la Prueba de Vacío, se tiene que:

$$V_m = 232.67 \text{ V.}$$

$$I'_0 = 25.33 \text{ A.}$$

La corriente de vacío a la tensión nominal de 236 V., será:

$$I_0 = 25.33 \left(\frac{236}{232.67} \right) = 25.69 \text{ A.}$$

Por lo tanto, la corriente de vacío en %, es

$$I_0(\%) = \left(\frac{25.69}{1565.69} \right) * 100 = 1.64\%$$

I₀ (%) CALCULADO	I₀ (%) MEDIDO	Tolerancia (NORMA)
1.5	1.64	+ 0.45

3.4.10 ENSAYO DE RIGIDEZ DIELECTRICA DE ACEITE AISLANTE

La prevención de fallas en los transformadores e interruptores de alta tensión exige la realización periódica del ensayo de rigidez dieléctrica del aceite que contiene dichos aparatos.

El ensayo consiste en tomar con las debidas precauciones una muestra del aceite y llenar un vaso con dos electrodos separados a ambos polos de una fuente de corriente alterna de alta tensión cuyo valor se va elevando hasta que se produce la descarga. El valor de la tensión a la cual se produjo la descarga se considera como rigidez dieléctrica de la muestra (promedio de varios ensayos sucesivos).

Un valor bajo es una señal de peligro para el aparato llenado con ese aceite. La causa reside normalmente en una contaminación por humedad y/o partículas sólidas en suspensión. El procedimiento indicado en este caso consiste en someter al aceite a un proceso de purificación.

PERIODICIDAD DE LOS ENSAYOS

Para transformadores medianos y grandes (por ejemplo a partir de 100 kVA) se recomienda un ensayo al recibir el transformador o al cambiarle el aceite, luego otro a los tres meses y desde ese momento un ensayo anual.

Para transformadores de menor potencia puede aceptarse un mayor espaciamento entre ensayos. Por el contrario, para unidades sometidas a condiciones severas (clima excesivamente húmedo o sobrecargas apreciables), se aconseja aumentar la frecuencia de los ensayos.

Para transformadores rurales o de poste, de tipo hermético, se suele ejecutar los ensayos únicamente cuando vuelven al depósito o se cambia

de ubicación en las líneas por razones de servicio o bien se desencuban para revisión o reparación.

Para interruptores se aconseja un ensayo anual como mínimo. En algunas empresas se toma como norma ensayar después de un determinado número de operaciones por ejemplo 200.

También es conveniente realizar el ensayo después de haber actuado el interruptor como consecuencia de un cortocircuito provocado por una falla.

PRECAUCIONES PARA TOMAR MUESTRAS

Si bien el ensayo de rigidez dieléctrica del aceite es relativamente sencillo, con frecuencia aparecen resultados irregulares que producen desconcierto.

Para evitarlo se aconseja tomar en cuenta las siguientes consideraciones.:

1. Las muestras de aceite serán enviadas de preferencia en recipientes de vidrio.
2. Todo recipiente debe llevar una etiqueta que indique en forma clara:
 - a) Nombre del propietario de la muestra.
 - b) Tipo, número, potencia y tensión primaria del transformador en el cual se usa el aceite.
 - c) La fecha en que se saca la muestra.
3. La capacidad del recipiente debe ser como mínima: un litro.
4. No se debe usar tapones de jebe sólo tapones de corcho o de vidrio esmerilado. Los tapones de corcho deben ser nuevos y de buena calidad, para evitar contacto con el aceite, deben estar cubiertos con un forro de estaño o aluminio.

Las muestras que estén en botellas de vidrio deben conservarse en lugares oscuros para impedir que la luz pueda alterar las características de la muestra.

5. Limpieza del recipiente, el recipiente destinado a contener la muestra de aceite debe ser bien pulido antes de usarse, debiendo tener cuidado que no tenga trazas de pelusa (textil) u otra materia fibrosa. El recipiente debe ser bien lavado con bencina o alcohol para luego lavarlo con jabón aguado concentrado y enjuagarlo con agua destilada, finalmente secarlo con corriente de aire caliente.

6. Se debe tener presente que al momento de sacar la muestra es preferible que la temperatura del aceite haya alcanzado la del ambiente, es más, que no esté lloviendo y no exista demasiada humedad.

Antes de sacar la muestra del fondo del transformador y verter directamente al envase es preferible dejar que salga cierta cantidad del aceite (1/2 litro).

7. El envase que contiene la muestra debe enviarse completamente hermético y sellado.

Ensayo o Medida de la Rigidez dieléctrica del aceite.

Esta prueba permitirá advertir si es que el aceite necesita de un proceso de filtrado y secado.

Para ello se tomará una muestra de aceite a través del grifo de vaciado, cuidando evitar en todo momento la presencia de algún elemento extraño en el aceite y trabajando con absoluta limpieza. Se procede a ensayo en el Espinterómetro cumpliendo con la **NORMA ASTM D 1816-90**.

Los resultados se muestran a continuación:

T amb. : 30 °C

Prueba	1	2	3	4	5
kV.	42	40	40	45	45

Para que el ensayo sea consistente, la **NORMA ASTM D 1816-90** dice se deberá cumplir que:

- Se despreciará el primer resultado.
- Se calculará **la media aritmética** de los cinco resultados restantes.
- Se calculará **la desviación estándar** de los cinco resultados restantes.
- El ensayo se dará por bueno si **el cociente entre la desviación estándar y la media aritmética es igual o menos a 0,1**. En caso contrario se realizaran cinco nuevas descargas y se tomará como media de la medida los 10 descargas.
- El resultado de ensayo es la media aritmética de las medidas. Se considerará como correcto el valor si es superior a 50kV (aceites minerales) o 40 kV (siliconas).

$$\left(\frac{S}{\bar{x}}\right) < 0.1$$

Entonces:

$$\bar{x} = \left(\frac{\sum x_i}{5}\right) = 42.4 \quad \rightarrow \quad S = \sqrt{1/4(\sum x_i^2 - 5\bar{x})} = 2.51$$

A partir de los resultados anteriores se puede concluir que el ensayo es consistente. $(S/\bar{x}) = 0,059198 < 0,1$.

PRUEBA DE ACEITE PARA TRANSFORMADORES

Se emplea como normas de prueba las **VDE**, que especifica el uso de un Spinterómetro cuyos electrodos tienen las siguientes medidas (en mm.)

Fig.3-29

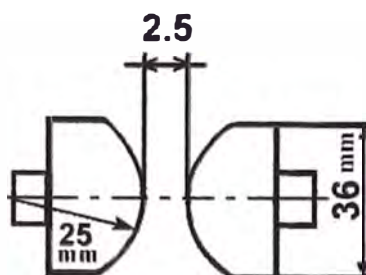


Fig. 3.29

El aceite se coloca en un recipiente de vidrio especial cuya capacidad es un poco más de 1/4 lt. El proceso a seguirse en la prueba es el siguiente:

- Lavar previamente el recipiente con el aceite a probarse.
- Controlar que la temperatura del aceite debe ser alrededor de 20 °C.
- Vaciar el aceite y dejarlo reposar 10 minutos.
- Conectar la tensión alterna de 60 Hz, incrementando la a velocidad constante (1 kV/seg.) hasta producir la perforación.
- Quitar los residuos que quedan cerca de los electrodos debido a la perforación y esperar un minuto para otra prueba.
- Repetir esta prueba seis veces.
- Se toma en cuenta solamente las 5 últimas pruebas y luego se obtiene los promedios de tensión de descarga (kV), tensión de perforación (kV) y rigidez dieléctrica (kV/cm.).

La rigidez dieléctrica de los aceites sin uso, debe superar los 100 kV/cm.

Para los aceites en servicio se acepta como promedio, una tensión de perforación de 18.5 kV; que corresponde a 74 kV/cm. (Rigidez dieléctrica); en estas condiciones el aceite puede seguir trabajando.

Límites de Calentamiento - Aceites Aislantes Eléctricos

Los límites de sobre elevación de la temperatura o calentamiento de las bobinas, del aceite y de los circuitos magnéticos de los transformadores en servicio no deben sobrepasar los valores especificados en el Cuadro.3-7.

“LÍMITES DE SOBRE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA” NTP.370.002.

Estos aceites deben poseer alto poder dieléctrico, baja viscosidad, alta estabilidad química, ser altamente refinados y filtrados, tener como mínimo 120 kV/cm de rigidez dieléctrica, o sea 30 kV de tensión de ruptura, baja tendencia a la formación de carbón y ausencia de humedad.

- El punto de inflamación ha sido fijado en un valor mínimo de 145 °C.
- La gravedad específica no debe ser mayor de 0.91 a 156 °C.
- La viscosidad máxima debe ser 12 centistokes a 40 °C de voltaje

alcanzado entre dos electrodos inmersos en aceite y separados entre sí en 2,5 mm antes que se produzca un arco eléctrico entre ellos debiendo cumplir con los valores indicados en el Cuadro.3-8 **"VALORES ADMISIBLES DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA EN FUNCIÓN DE LA TENSIÓN DE SERVICIO DEL TRANSFORMADOR"**.

- El contenido de humedad se determina mediante el método D-1533

ASTM y no debe ser mayor de lo indicado en el Fig.3-30. **"CONTENIDO DE AGUA EN ESTADO DE SATURACIÓN EN EL ACEITE"**.

Cuadro.3-7 LIMITES DE SOBREELEVACIÓN DE TEMPERATURA °C

PARTE DEL TRANSFORMADOR	CLASE DE AISLAMIENTO						MÉTODO DE MEDICIÓN
	A	E	B	F	H	C	
ARROLLAMIENTO DE TRANSFORMADORES EN SECO	60	75	80	100	125	Mas de 125	VARIACIÓN DE RESISTENCIA
ARROLLAMIENTO DE TRANSFORMADORES EN ACEITE							VARIACIÓN DE RESISTENCIA
ACEITE (en el interior de la caja lo más cerca posible de la superficie del aceite)	60						TERMÓMETRO
PLANCHAS MAGNÉTICAS Y OTRAS PARTES	La temperatura no debe llegar en ningún caso a valor susceptible de deteriorar las partes aislantes y otras						

Cuadro. 3-8. VALORES ADMISIBLES DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA EN FUNCIÓN DE LA TENSIÓN DE SERVICIO DEL TRANSFORMADOR

TENSIÓN MÁXIMA DE SERVICIO DEL TRANSFORMADOR EN KV.	(kV./cm) RIGIDEZ DIELECTRICA	
	TRANSFORMADOR NUEVO	TRANSFORMADOR EN SERVICIO
Hasta 10	224	130
De 10 a 36	224	180
De 37 a 170	247	202
De 171 a 300	269	224
Más de 3003	292	247

Efectos Del Agua Sobre El Sistema Aislante Del Transformador

1.- Fuentes y Ubicación del Agua en el Transformador

El agua presente en un transformador puede provenir de una o más las siguientes fuentes:

- La humedad residual contenida en el sistema
- La humedad absorbida de la atmósfera por el aceite
- El agua producida por las reacciones de oxidación entre el aceite y el papel.

Esta humedad se puede encontrar en el transformador en las siguientes formas:

a) Disuelta En El Aceite Del Transformador

El aceite disuelve pequeñas cantidades de agua en función de la temperatura.

En la **Fig.3-30** "CONTENIDO DE AGUA EN ESTADO DE SATURACIÓN EN EL ACEITE" se observa la cantidad de agua en equilibrio de saturación, esta puede disminuir considerablemente mediante métodos apropiados de secado.

b) Suspendida en el aceite del transformador.

Es el agua que se condensa y que queda suspendida en el aceite en forma de pequeñas gotitas al bajar la temperatura de un transformador que tenía agua saturada a una temperatura mayor. Es más conductora que el agua disuelta, por tanto un aceite que contiene agua suspendida mostrará una muy baja tensión de ruptura.

c) **Absorbida en la celulosa del papel y la madera**

Ha sido comprobado que la celulosa tiene una afinidad por el agua, que es entre 600 a 800 veces mayor que la correspondiente a la del aceite. Esto significa que en las condiciones de equilibrio entre el contenido de humedad de la celulosa y del aceite el 99,75% de la humedad total del sistema estará contenida en la celulosa del papel y la madera.

En la **Fig.3-31. "EQUILIBRIO DE LA HUMEDAD CONTENIDA EN EL SISTEMA CELULOSA - ACEITE"**, se observa la condición de equilibrio en función de la temperatura e indica la posibilidad de tener un transformador con una apreciable cantidad de agua, mientras su aceite se nos presenta relativamente seco.

1. Características físicas químicas del agua

El agua es causante de muchos daños al sistema aislante y otros componentes, las características del agua como compuesto químico activo son las siguientes:

- a).-Es un elemento fuertemente electropositivo, por tanto es atraída hacia los electrodos cargados negativamente, de modo que cuando el agua se encuentra presente en el aceite de un transformador tenderá a concentrarse en el área energizada del equipo.
- b).-Es un compuesto polar, es decir es atraída hacia uno de los polos y por tanto conduce la corriente eléctrica.
- c).-Es el solvente universal por excelencia, disuelve en mayor o menor grado a casi todos los elementos y compuestos conocidos, los cuales al

CONTENIDO DE AGUA EN ESTADO DE SATURACIÓN

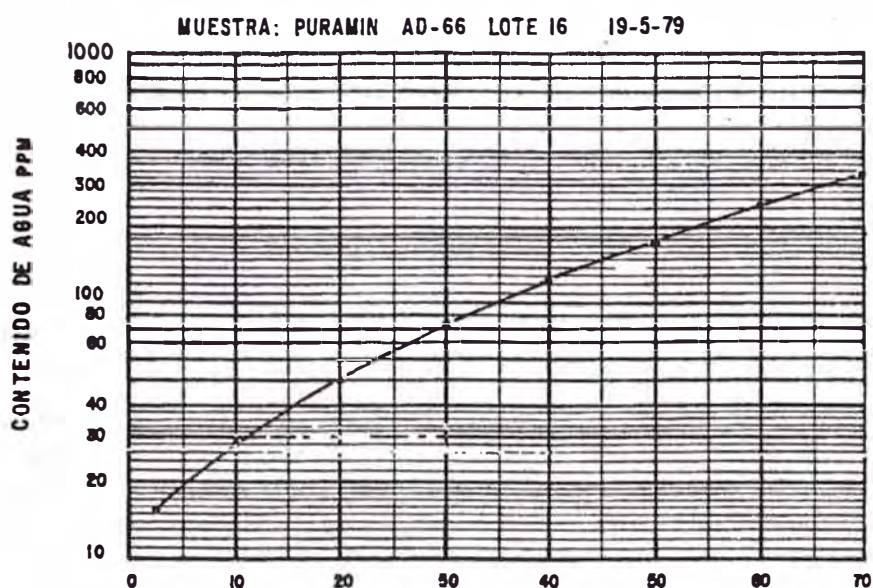


Fig. 3.30

EQUILIBRIO DE LA HUMEDAD CONTENIDA EN EL SISTEMA CELULOSA - ACEITE

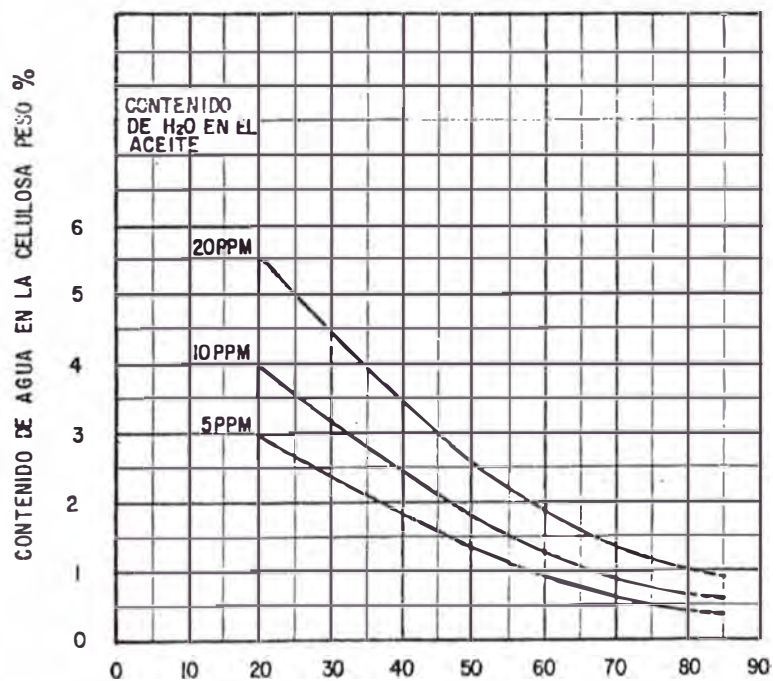


Fig. 3.31

estar disueltos en el agua la hacen más conductora aún. En el caso del aceite del transformador, ésta se asocia a los ácidos orgánicos que se forman de la oxidación de los hidrocarburos y contribuye así a hacer más conductor a dicho aceite.

d).-El agua corroe las aleaciones ferrosas del transformador.

e).-Los ácidos orgánicos contienen grupos polares electronegativos que son atraídos por el agua, lo cual hace que disminuya considerablemente la tensión interfacial del sistema aceite - agua. Esta tensión interfacial del aceite del transformador indica que éste se encuentra en un estado incipiente de oxidación. En la Fig. 3-31.a; observamos un laboratorio donde se realiza la prueba de rigidez dieléctrica, índice de acidez total, tensión interfacial, y análisis cromatográficos en estado gaseoso.



Fig. 3-31.a .Laboratorio para Análisis Dieléctricos

CERTIFICADO DE ANÁLISIS

Nº DE ANÁLISIS : 33-91-L-FIP.

Propietario: SARON INTERNATIONAL SERVICE S.A.

MUESTRA: ACEITE DIELECTRICO CARK – D580

FECHA : 21 - 05 - 91

ENSAYOS:

Gravedad a P.I. a 60°F	32
Gravedad específica a 60° F	0.0649
Viscosidad SSU a 100°F	62
Viscosidad SSU a 210°F	36
Punto de inflamación COC	149 °C
Punto de encendido COC	164 °C
Agua y sedimento por centrifuga	0.0%
Agua por destilación	0.0%
Residuo de carbón %	0.055%
Contenido de cenizas	0.00%
Viscosidad Cet. a 40 °C	11.6
Viscosidad Cet. a 100 °C	2.86
Color ASTM	0.5
Punto de congelación	Menor de 10 °F
Dilución de combustible	0.0%
Neutralización KOH mg/gr	0.01%
Punto de anilina	84 °C
Contenido de Azufre	Trazac

Cuadro 3-10.

**CERTIFICADO
DE ANÁLISIS**

.....
Jefe de Laboratorio Oficial de
Normalización de Petróleo y
derivados

3.5 ENSAYO TIPO: PRUEBA DE CALENTAMIENTO:

Esta prueba se efectúa generalmente en unidades importantes o en unidades seleccionadas entre un lote numeroso de transformadores iguales, previo acuerdo entre el fabricante y el comprador.

La prueba tiene por objeto determinar con bastante aproximación la temperatura que alcanzará el aceite y la variación de la resistencia a consecuencia de la elevación de temperatura cuando el transformador trabaja en régimen permanente y con sus valores nominales de tensión, corriente y frecuencia. Estas elevaciones de temperatura están íntimamente relacionadas con la vida útil del transformador, considerándose que la misma se reduce a la mitad por cada 6 °C a 8 °C. del incremento en la temperatura total del punto más caliente de los devanados para temperaturas vecinas a los 105 °C.

La Norma Técnica Peruana 370.002 y las recomendaciones **IEC** fijan para los transformadores convencionales los límites de:

65 °C. de elevación promedio para el cobre y

60 °C. de elevación para el aceite en la parte superior del tanque.

En la prueba el transformador se conecta en cortocircuito similarmente como para la prueba de pérdidas en el cobre con transformador hasta alcanzar las pérdidas totales en los vatímetros es decir la suma de las pérdidas fijas (W_o) y las debidas a la carga (W_{cc}) de manera que la corriente durante la prueba alcanzará valores por encima de la nominal. Ver. Fig. 3-32.

La prueba puede durar varias horas de 5 a 15 horas hasta haber alcanzado una estabilización de la temperatura.

Durante la prueba debe medirse periódicamente las siguientes temperaturas:

-Temperatura ambiental T_a , controlada mediante 3 ó más termómetros rodeando al transformador, ubicado a una altura media de las superficies de transmisión de calor del transformador y separados horizontalmente de las mismas aproximadamente 1.5 m.

-Temperatura del aceite T_o , en la parte superior del tanque, medida con un termómetro colocado en la tapa que para este fin tiene un dispositivo adecuado denominado Pozo termométrico.

--Temperatura en la parte superior T_s , en la parte inferior T_i en las superficies de transmisión de calor (aletas, tubos o uniones a radiadores).

Cada media hora debe efectuarse mediciones de potencia, corriente y temperaturas, hasta que se verifique, que durante cuatro (4) horas la diferencia de temperaturas ($t_o - T_a$) no ha variado en más de un (1) grado cada hora.

El último valor obtenido, se asumirá que representa la elevación de temperatura del aceite en la parte superior del tanque respecto al ambiente: t_{oa} , correspondiente a las condiciones de la prueba.

Si por alguna razón las pérdidas totales no hubieran podido ajustarse el valor deseado, pero estando en todo caso dentro del rango de $\pm 20\%$ del valor total para obtener la elevación de la temperatura $(\Delta t_{oa})_N$, correspondiente a condiciones normales, se multiplicará el valor medido durante la prueba $(\Delta t_{oa})_p$, por el factor de corrección siguiente:

$$F_c = \left(\frac{\text{Pérdidas Normales}}{\text{Pérdidas en la Prueba}} \right)^x$$

Donde:

$x = 0.8$ en transformadores con refrigeración natural

$x = 1.0$ en transformadores con ventilación forzada

Entonces:

$$(\Delta t_{oa})_N = \left(\frac{\text{Pérdidas Normales}}{\text{Pérdidas en la Prueba}} \right)^x \cdot (\Delta t_{oa})_p$$

Una vez definida $(\Delta t_{oa})_p$, se procede a la determinación de la elevación de temperatura del cobre respecto al aceite superior para ello se reduce la corriente de manera que las pérdidas desarrolladas sean únicamente las nominales en el cobre del transformador y se permite que esta corriente circule durante dos (2) horas aproximadamente.

Al cabo de este tiempo se desconecta el transformador y se procede a medir la resistencia de sus devanados, procurando hacerla precisa y rápidamente, una vez producida la desconexión.

La temperatura de los devanados, posteriormente a la desconexión t_{cm}^2 , puede calcularse previa medición de la resistencia de los devanados R_2 , si se conocen los valores t_{cu1} y R_1 , correspondiente al transformador en frío.

El valor del aumento de temperatura en los arrollamientos se calcula por:

$$t_{cu2} = \frac{R_2 - R_1}{R_1} (234.5 + t_a) - (t_2 - t_a)$$

Donde:

R_2 = Resistencia a temperatura final en ohmios

R_1 = Resistencia a temperatura inicial en ohmios

t_a = Temperatura ambiente en °C

t_2 = Temperatura final de ensayo en °C

La temperatura anterior debe corregirse agregándole un valor t_{des} obtenida multiplicando (vatios en el cobre/ kgs de cobre) por un factor dado por las normas y que depende del tiempo transcurrido entre el instante de la desconexión y el momento en que se efectúa la medición de resistencia de los arrollamientos, de acuerdo con la siguiente relación:

TIEMPO COMPRENDIDO ENTRE LA MUESTRA FUERA DE SERVICIOS Y LA MEDICIÓN (MINUTOS)	VALOR (°C/W/Kgs)
1	0.09
1.5	0.12
2	0.15
3	0.20
4	0.23

Cuadro 3-11

Factores de corrección, según el tiempo transcurrido entre la desconexión y medición

Restando el valor calculado (t_{cu2} . t_{des}) de la temperatura media del aceite a final de la prueba t_{o2} obtenemos ($t_{cu \bar{o}}$) p'.

Si por alguna razón en esta segunda parte de la prueba no hubiera sido posible ajustar la corriente a su valor nominal (pero teniendo en todo caso,

un valor comprendido en el rango de $\pm 10\%$ de I_n) la elevación de temperatura $(t_{cu0})_N$ correspondiente a condiciones nominales se obtendrá multiplicando $(t_{cu \bar{o}})_p$ por el factor de corrección siguiente:

$$f_c = \left(\frac{\text{Corriente Nominal}}{\text{Corriente de Prueba}} \right)^Y$$

Donde:

$Y = 1.6$ en transformadores con refrigeración natural

$Y = 1.8$ en transformadores con ventilación forzada.

La temperatura media del aceite a usar en los cálculos, se obtiene restando a la temperatura del aceite en la parte superior, de transmisión de calor.

$$t_{\bar{o}} = t_o - \frac{1}{2}(t_s - t_i)$$

De acuerdo con lo anterior se tiene:

$$(\Delta t_{cu \bar{o}})_p = (t_{cu_2, t \text{ des}}) - t_{\bar{o}}$$

$$(\Delta t_{cu \bar{o}})_N = \left(\frac{\text{Corriente Nominal}}{\text{Corriente de Prueba}} \right)^Y \cdot (t_{cu \bar{o}})_p$$

y finalmente la elevación de temperatura en el cobre, en condiciones nominales respecto al ambiente estará dada por:

$$\boxed{(\Delta t_{oa})_N = (\Delta t_{cu \bar{o}})_N + (t_{\bar{o}} - t_a)_N}$$

Aplicaremos las fórmulas en el siguiente ejemplo:

APLICACIÓN EN TRANSFORMADOR DE 100 kVA.

1. VALORES NOMINALES

Potencia nominal	= 100 kVA
Nº de Fases	= 3
Tensión nominal primaria	= 10 kV
Tensión nominal secundaria	= 0.23 kV
Corriente nominal primaria	= 5.77 A
Corriente nominal secundaria	= 251 A
Frecuencia nominal	= 60 Hz

2. VALORES OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS DE VACÍO Y CORTO-CIRCUITO

$$W_{Ncc} 75\text{ }^{\circ}\text{C} = 2170\text{ W}$$

$$W_{N0} = 520\text{ W}$$

Entonces : las pérdidas nominales totales son:

$$W_{NT} = W_{Ncc} 75\text{ }^{\circ}\text{C} + W_{N0}$$

$$W_{NT} = 2170 + 520$$

$$W_{NT} = 2690\text{ W}$$

Resistencia en frío en baja tensión y temperatura ambiental

$$\mathbf{T_a = 23.5\text{ }^{\circ}\text{C.}}$$

Entre : $r - s = 0.00745\text{ ohms}$

$r - t = 0.00745\text{ ohms}$

$t - s = 0.00745\text{ ohms}$

incluyendo conductores de salida

Resistencia de los conductores de salida: 0.00077 ohms., por cada conductor.

3. DE LA PRUEBA DE CALENTAMIENTO:

- Corriente durante la prueba = 7.04 A.
- Potencia durante la prueba = 3000 W.
- Temperaturas medidas durante las 4 últimas horas de la prueba:
 - Ambiental $t_a = 26.2\text{ }^{\circ}\text{C}$
 - En la parte superior de los tubos $t_o = 64.4\text{ }^{\circ}\text{C}$
 - En la parte superior de los tubos $t_s = 52.5\text{ }^{\circ}\text{C}$
 - En la parte inferior de los tubos $t_i = 42.0\text{ }^{\circ}\text{C}$
 - Temperatura de los cables de salida
después de la desconexión = 37 °C.
- Resistencia en caliente en el arrollamiento de Baja tensión (el más cercano al núcleo)
 - Entre extremos de los conductores de salida
 $r - s = 0.00844\text{ ohms}$ a 1 minuto de la desconexión
 - Entre extremos de los conductores de salida
 $s - t = 0.00844\text{ ohms}$ a 2 minutos de la desconexión.
 - Entre extremos de los conductores de salida
 $t - r = 0.00844\text{ ohms}$ a 2.5 minutos de la desconexión.

4.CÁLCULOS:

1.-Elevación de temperatura del aceite en la parte superior respecto al ambiente, al final de la prueba.

$$(\Delta toa)_p = t_o - t_a = 64.4 - 26.2 = 38.2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

2.-Temperatura promedio en el aceite, al final de la prueba:

$$\begin{aligned} \bar{t}_o &= t_o - \frac{1}{2}(t_s - t_i) \\ &= 64.4 - \frac{1}{2}(52.5 - 42.0) = 59.2 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

3.-Elevación de temperatura promedio en el aceite respecto al ambiente.

$$(\Delta t\bar{o}a)_p = 59.2 - 26.2 = 33 \text{ } ^\circ\text{C}$$

4.-Factor de corrección por las pérdidas diferentes a los nominales, durante la prueba.

$$\left(\frac{\text{Pérdida Nominales}}{\text{Pérdida en Prueba}}\right)^x = \left(\frac{2690}{3000}\right)^{0.8} = 0.916$$

5.-Elevaciones de temperatura en el aceite, superior y promedio, correspondiente a las pérdidas nominales.

$$(\Delta toa)_N = 0.916 (\Delta toa)_p = 0.916 \times 38.2 = 35 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$(\Delta t\bar{o}a)_N = 0.916 (\Delta t\bar{o}a)_p = 0.916 \times 33 = 30.2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

6.-Resistencia neta de los arrollamientos de baja tensión, descontando la de los conductores de salida a 23.5 °C.

$$R_{23.5^\circ\text{C}} = 0.00745 - 2 \times 0.00077 = 0.00591 \text{ ohms.}$$

7.-Resistencia de los cables de salida en el momento de las desconexiones.

$$R_{\text{cab.}37^\circ\text{C}} = 2 \times 0.00077 + \frac{234.5 + 3.7}{234.5 + 23.5} = 0.00162 \text{ ohms}$$

8.-Resistencia neta de los devanados de baja tensión, descontando la de los conductores de salida a un (1) minuto de la desconexión:

$$R_{cu}^{bt} = 0.00844 - 0.00162 = 0.00682 \text{ ohms}$$

9.-Temperatura de los devanados a un (1) minuto de la desconexión:

$$t_{cu_1}' = \frac{0.00642}{0.00591} (234.5 + 23.5) - 234.5 = 63.2^\circ \text{ C}$$

10.-Corrección por tiempo transcurrido entre la desconexión y la medición:

$$t_{des} = 16.7 \frac{W}{Kgs} \left(\frac{\text{Dato del Fabricante}}{\text{Fabricante}} \right) \times 0.09^\circ \text{ C w/Kgs(Tabla)} = 1.5^\circ \text{ C}$$

11.-Temperatura media de los devanados en el momento de la desconexión

$$T_{cu} = t_{cu_1}' + t_{des} = 63.2^\circ + 1.5 = 64.7^\circ \text{ C}$$

12.-Diferencia en el momento de la desconexión entre la temperatura media de los devanados y la temperatura promedio del aceite:

$$(\Delta t_{cu \bar{o}})_p = 64.7 - 59.2 = 5.5^\circ \text{ C}$$

13.-Factor de corrección por ser la corriente, durante la prueba diferente a la nominal.

$$\left(\frac{\text{Corriente Nominal}}{\text{Corriente en Prueba}} \right)^Y = \left(\frac{5.77}{7.04} \right)^{1.6} = 0.727$$

14.-Diferencia entre la temperatura media de los devanados y la temperatura promedio del aceite, en condiciones normales de funcionamiento.

$$(\Delta t_{cu \bar{u}a})_N = 0.724 \times 8.3^\circ = 4.0^\circ \text{ C}$$

15.-Elevación de temperatura en el cobre, en condiciones nominales, respecto al ambiente

$$(t_{cua})_N = 4.0^\circ \text{ C} + 30.2 = \mathbf{36.2^\circ \text{ C}}$$

5.-RESULTADOS:

En resumen los resultados que fundamentalmente nos interesan son:

- Elevación de temperatura del aceite superior respecto al ambiente, en condiciones nominales de funcionamiento:

En **AT.** : 35°C

- Elevación de temperatura de los devanados (Promedio), respecto al ambiente, en condiciones nominales de funcionamiento:

En **BT.** : 36.2°C

V. COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES

V.1 Se deben tomar todas las precauciones con el objeto de asegurar que las condiciones de ventilación y/o refrigeración del transformador en prueba son las más próximas a las condiciones que tendrá cuando se ponga en servicio.

V.2 En este sentido se recomienda tomar en cuenta todas las recomendaciones que entrega la norma en lo que se refiere a la forma de evitar que factores ajenos ejercen una influencia negativa en el resultado del ensayo (medida de la temperatura del medio refrigerante, protección contra corrientes de aire, libertad para la entrada y salida del aire, sección de los conductores de alimentación, sección de los puentes de cortocircuito, etc.

V.3 Para la medida de la resistencia de los arrollamientos en caliente y con el objeto de reducir la constante de tiempo del circuito ($T=L/R$), tal como ya se dijo es conveniente utilizar una resistencia en serie alta ($\cong 10$ veces la resistencia del transformador en prueba); también las conexiones del transformador en prueba deben ser previstas de modo que la medida de la

resistencia con todos los arrollamientos abiertos se realice en el menor tiempo posible lo cual, como sabemos, es lo ideal pues de lo que se trata es determinar el valor de esta resistencia en el momento de la desconexión (se recomienda tratar de reducir la primera lectura en un tiempo inferior a los 4 minutos).

V.4 Los calentamientos medidos deben corresponder a los calculados y/o garantizados no superando los límites establecidos por la norma, teniendo en cuenta el tipo de ejecución del transformador (con o sin conservador, tipo bóveda, pedestal, etc).

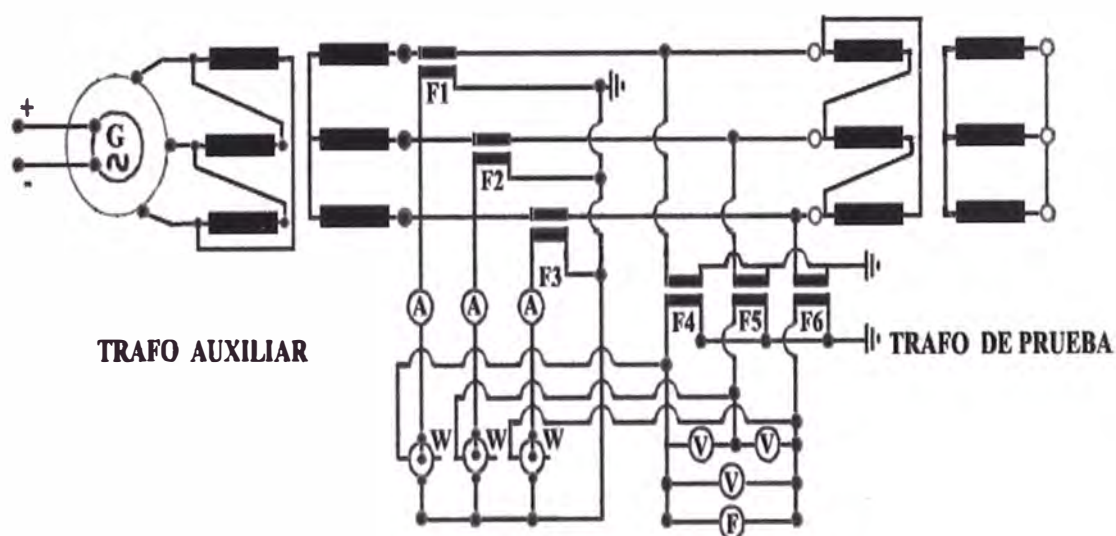


Fig. 3-32. Circuito utilizado para Prueba de Calentamiento

3.6 ENSAYO TIPO: PRUEBA DE IMPULSO

I OBJETO

El ensayo de impulso a onda plena tiene por finalidad determinar el comportamiento de los aislamientos externos (aisladores, distancias a tierra, etc.) y de los aislamientos internos (entre bobinas, fases terminales, derivaciones y entre estos y tierra) de un transformador, frente a ondas de sobretensión similares a las que generan los fenómenos atmosféricos.

II FUNDAMENTO TEÓRICO

El modo de verificar experimentalmente si los aislamientos son capaces de soportar las sobretensiones de origen atmosférico (o por maniobras en los interruptores en algunos casos), es mediante la prueba con tensión de impulso, la cual simula exigencias similares a las ocasionadas por dichas descargas.

Para efectuar dichas pruebas, es necesario tener un conocimiento adecuado del equipo a utilizarse y las técnicas de interpretación de los resultados obtenidos. Seguidamente se presentará en forma global una breve descripción del principio de funcionamiento de los equipos más importantes y los aspectos más notorios que influyen en la ejecución de la prueba, para luego presentar el protocolo de ensayo al que ha sido sometido el transformador analizado en la presente sección

Así mismo, en el apéndice correspondiente se muestra una guía para la interpretación de fallas en transformadores, sometidos a ensayos con tensiones de impulso, así como registros de fallas típicas ocurridas en algunos transformadores.

EQUIPO DE PRUEBA

El equipo de prueba está básicamente constituido por:

- a) Generador de impulso
- b) Divisor de tensión
- c) Osciloscopio
- d) Voltímetro pico
- e) Espinterómetro de esferas
- f) Barómetro y termómetro

II.1 GENERADOR DE IMPULSO

La operación del generador de impulso es básicamente similar al comportamiento de circuitos R - C, los cuales son mostrados en la

Fig. 3-32-a, b, c, d

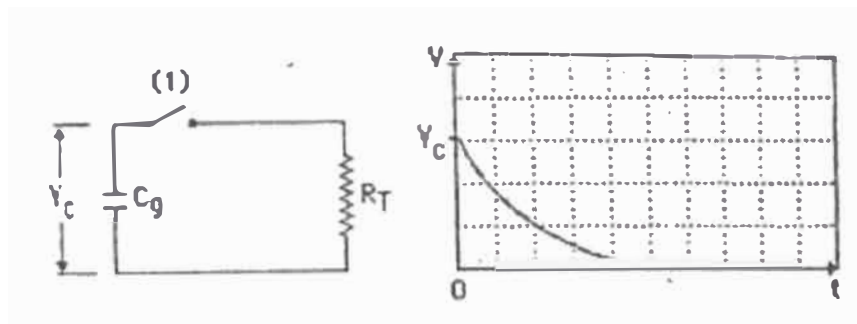


Fig.3-32-a

En la Fig. 3-32-a, el condensador C_g es cargado al voltaje V_c , para luego descargar el interruptor (1) en la resistencia R_T . En la curva del comportamiento de esta tensión de descarga mostrada, se aprecia que este voltaje sube instantáneamente, para luego decaer a cero en un tiempo t . Este circuito simple, puede ser usado para generar una onda de tensión de impulso con tiempo de frente cero y el de cola con forma exponencial.

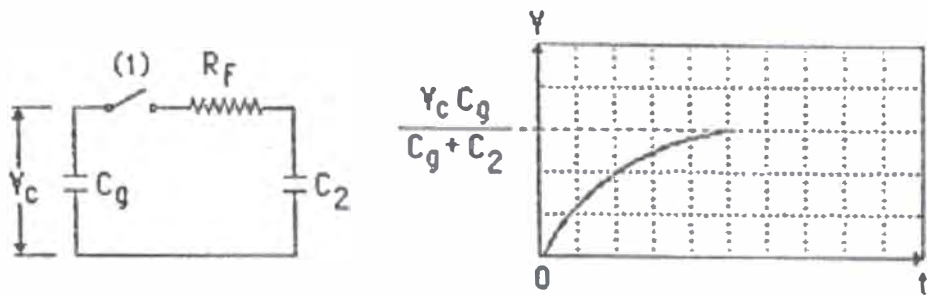


Fig. 3-32-b

La Fig.3-32.b es similar a la anterior, pero para este caso la tensión V_C se "descarga" a través de la resistencia R_F en serie, con el condensador C_2 . En la curva correspondiente, se observa que dicha tensión crece exponencialmente hasta el valor $V_C C_g / (C_g + C_2)$, con este circuito se puede generar una onda con frente exponencial y "cola" infinita.

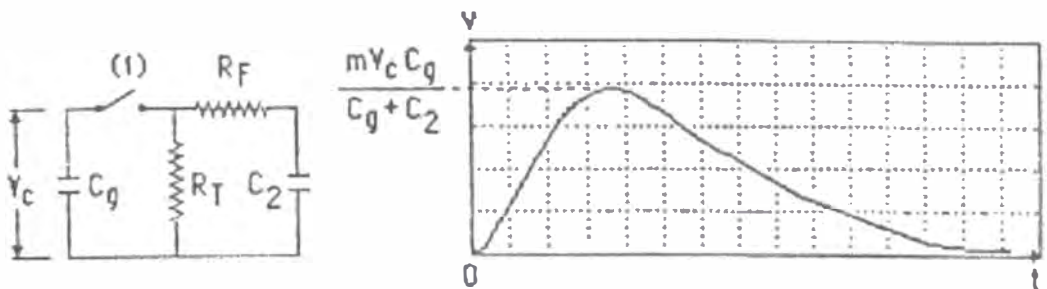


Fig. 3-32-c

La Fig. 3-32-c representa una combinación de los dos casos anteriores, pues se observa, en la curva correspondiente, que el voltaje crece exponencialmente hasta alcanzar su valor pico, luego decae exponencialmente a cero. El valor pico es igual a $mV_C C_g$ dividido entre $C_g + C_2$ donde m es un factor, el cual depende de la forma de onda.

El generador de impulso tiene una determinada inductancia (L_g) y su efecto se analiza mediante el circuito de la Fig. 3-33.

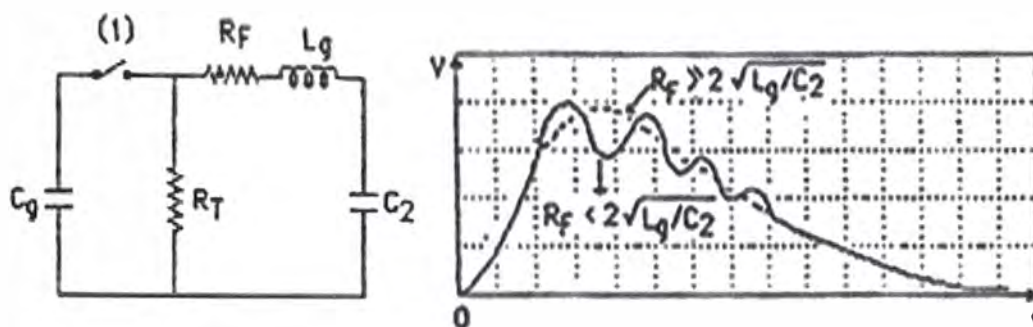


Fig. 3-33

Si $R_F < 2 (L_g / C_2)^{1/2}$ se tendrá una onda de carácter oscilatorio, esto indica claramente la necesidad de que el generador de impulso tenga una inductancia tan pequeña como sea posible. Así mismo, se puede analizar el efecto de una carga inductiva sobre la forma de onda, si bien es cierto que la impedancia ofrecida por el objeto en prueba al generador de impulso es puramente capacitiva, en el caso particular de un transformador se representa como una capacidad en paralelo, con una inductancia tal como se observa en la Fig. 3-34

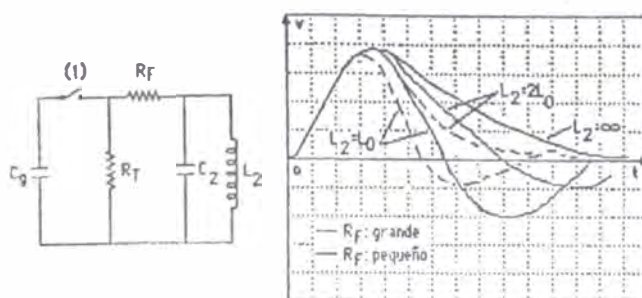


Fig. 3-34

Cuando L_2 es infinitamente grande se tiene una curva con tiempos de frente y cola exponenciales, mientras que cuando se reduce este valor se presentan dos casos:

- Si la resistencia de frente R_F es grande, entonces el tiempo de cola decrecerá y si se hace más pequeña aún, se genera una curva de polaridad inversa.
- Si la resistencia de frente R_F es pequeña, el tiempo de cola decrece hasta finalmente convertir en oscilatoria.

De todo esto, se deduce algo muy importante: para un valor dado de L_2 , la duración del tiempo de cola es mayor si se logra que R_F sea pequeña.

En el límite, para pequeños valores de R_F la duración del tiempo de cola dependerá de $(L_2 C_g)^{1/2}$ y para grandes valores de R_F el tiempo de esta cola depende de L_2/R_F .

Por lo expuesto, es recomendable que R_F tenga un valor pequeño cuando se prueban cargas inductivas, también es importante tener en cuenta que el tiempo de cola depende directamente de $(L_2 C_g)^{1/2}$.

Con la finalidad de obtener tensiones de prueba más elevada, es necesario efectuar un arreglo de varias etapas, constituidas cada una por el circuito base de la Fig. 3-34, a esta configuración se le conoce como el circuito de **MARX** y se representa en la Fig. 3-35.

donde:

V_{cc} : tensión de corto circuito (%)

L_2 : inductancia del arrollamiento, en mH

V_n : tensión nominal, en kV

P : potencia nominal, en kVA

El factor de amortiguamiento se calcula mediante la siguiente expresión (*)

$$K_S = (\sqrt{L_2 / C_g}) / 2R_T \quad (3-3)$$

Finalmente la expresión que permite evaluar el tiempo de cola es (*).

$$T_2 = K_S \times \frac{\pi}{8} \sqrt{L_2 C_g} \quad (3-4)$$

donde el factor K_S depende del amortiguamiento como se indica en el gráfico

$K_S - K_8$ **(Ver Curva 3.1)**

Una vez determinado el campo de variación T_2 se puede aproximar al valor nominal (especificado en normas) variando la resistencia de cola, esto a su vez trae consigo la variación en el índice de amortiguamiento.

Cuando no se logra "sostener" la cola por el bajo valor de L_2 es aconsejable quitar la resistencia de cola o emplear un divisor óhmico para poder "amortiguar" el efecto producido por este bajo valor.

En el caso específico de transformadores de gran potencia con tensiones nominales y de corto circuito relativamente bajo, es recomendable conectar

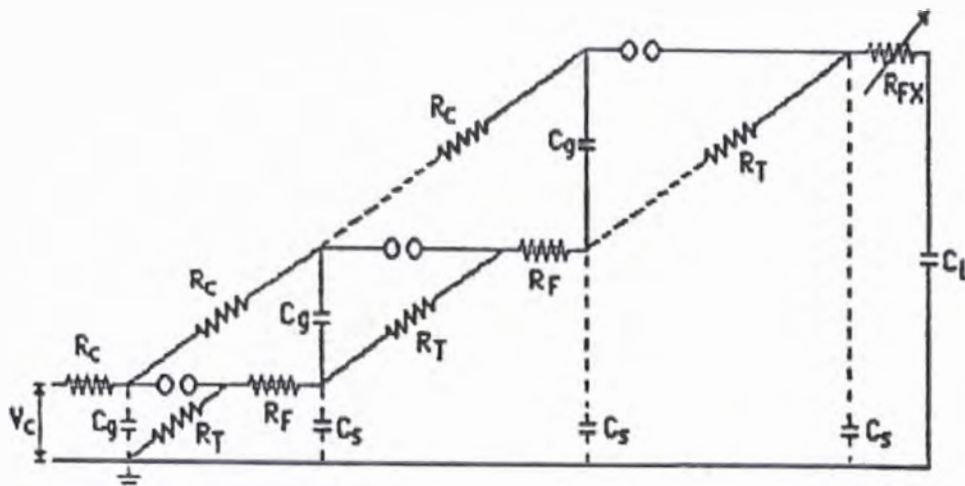


Fig.3.35

Se observa que el circuito está formado por varias etapas con circuitos similares a los de la Fig. 3-32-c, donde el interruptor (1) ha sido reemplazado por las esferas de descarga y además se han adicionado las resistencias de "carga" R_C , las cuales comunican el voltaje entre etapas, las resistencias R_F y R_T son las que regulan los tiempos de frente y cola respectivamente.

II.2 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS

Determinación de parámetros de regulación para el tiempo de frente y cola de la onda de impulso generada:

El valor de la resistencia que regula el tiempo de frente, se calcula con buena aproximación, mediante la relación (*):

$$R_{FX} = \frac{T_1}{2.7} \cdot \frac{C_g + C_L}{C_g \times C_L} \quad (3-1)$$

donde:

T_1 : duración del tiempo de frente

(1.2 μ seg. según NTP 370.002 - IEC60).

C_g : capacidad del generador,

C_L : capacidad equivalente total

[capacidad del objeto en prueba + capacidad del divisor de tensión + capacidad del condensador de salida (si eventualmente existe)]

Resulta importante, determinar el tiempo de "cola", dentro de los márgenes que establecen las Normas, ya que la sollicitación principal se produce en ésta parte de la onda de tensión, sometiendo a esfuerzos dieléctricos el aislamiento entre espiras del transformador.

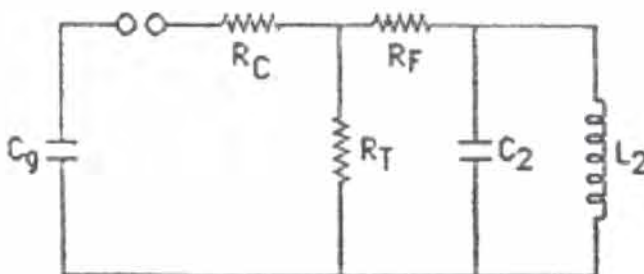


Fig. 3-36

Para poder evaluar el tiempo de "cola", en la Fig. 3-36 se muestra el circuito simplificado del generador donde se ha representado un transformador mediante su capacidad C_2 e inductancia L_2 . El valor de éste último parámetro se calcula en forma aproximada mediante la siguiente expresión

(*):Ref. Bibliográfica [22]

$$L_2 = \frac{30V_{cc} \% \times V_n^2}{P} \dots\dots\dots \text{(conexión estrella)}$$

}(3-2)

$$L_2 = \frac{30V_{cc} \% \times V_n^2}{P} \times \frac{\sqrt{3}}{2} \dots\dots\dots \text{(conexión triángulo)}$$

en paralelo, las diferentes etapas del generador de impulso, para así obtener una mayor capacidad C_g .

III.3 DIVISOR DE TENSIÓN

El divisor de tensión como componente del equipo de prueba, juega un papel muy importante, ya que tiene la función de transformar el voltaje aplicado al objeto en prueba, en otro voltaje susceptible "de ser medida".

Esta transformación del voltaje es siempre acompañada de una "pérdida" de información y una distorsión de la señal de entrada, ambos fenómenos dependen de las características propias del divisor, así como de los efectos de proximidad, influencia de la tensión primaria, etc.

Entre los tipos de divisores existentes, se tiene:

- divisor tipo resistivo
- divisor tipo capacitivo
- divisor tipo mixto (resistivo-capacitivo)

El divisor tipo resistivo representado en la Fig. 3-37 tiene la limitación de que puede usarse para medir tensiones relativamente pequeñas (centenas de kV).

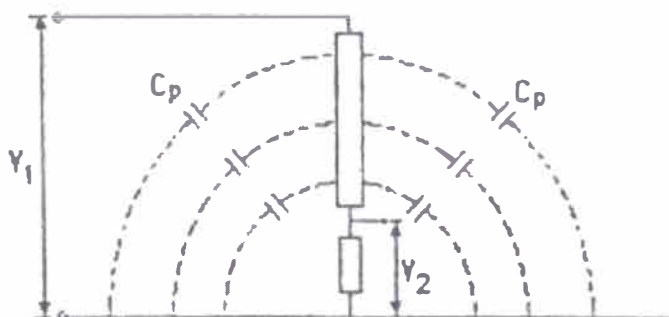


Fig. 3-37

La desventaja que presenta este divisor, cuando se miden ondas de $1.2/50$ μseg , es la distorsión de señal, producida por la presencia de las capacidades parásitas a tierra (C_p).

En el divisor de tipo capacitivo, la respuesta de dicho equipo depende principalmente del valor de capacidad del lado de A.T., la cual debe ser lo más pequeña posible, pero en la práctica este valor tiene que ser grande a fin de hacer insignificante el efecto de las capacitancias parásitas a tierra, así como las capacidades formadas por la "posición" del equipo respecto a los demás componentes del sistema de prueba. El efecto producido por estas capacidades se manifiesta como cambios en la "relación" del divisor.

El divisor de tensión mixto (resistivo-capacitivo) es el tipo que aventaje a los anteriores descritos ya que la distorsión de señal (capacidad de respuesta en el tiempo) así como el error de relación son comparativamente menores.

Uno de los arreglos usualmente empleados para la construcción de este tipo de divisor mixto, se muestra en la Fig. 3-38 donde básicamente se pueden observar 2 divisores resistivos, uno a alta frecuencia R_a/R_b y otro de baja frecuencia R_1/R_2 .

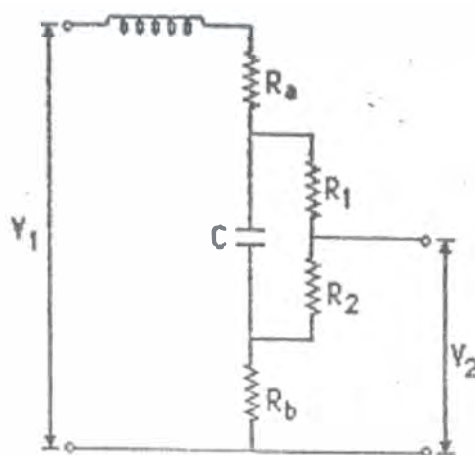


Fig. 3-38

La presencia del capacitor de alta tensión C , el cual en la práctica es una "pantalla" de R_1 a tierra, asegura que solamente los componentes de alta frecuencia de la tensión de entrada aparecerán a través de R_a/R_b y solamente las componentes de baja frecuencia a través de R_1/R_2 .

Esto permite que la resistencia R_1 sea de un valor óhmico más pequeño y de dimensiones menores que la que se usa normalmente en el lado de alta tensión de un divisor puramente resistivo. La combinación de estos dos efectos, sumados al hecho de que físicamente esta resistencia es ubicada en la parte superior del divisor a "una mayor distancia del plano de tierra", reduce considerablemente los efectos de las capacitancias parásitas.

II.4 EL ESPINTERÓMETRO DE ESFERAS Y EQUIPO DE MEDICIÓN

El uso del espinterómetro de esferas tiene por finalidad establecer la relación entre el valor de la alta tensión medida mediante la descarga entre esferas y la indicación del voltímetro pico y el osciloscopio.

La descarga entre esferas es un fenómeno aleatorio, este hecho se puede apreciar en la curva de probabilidad de descarga versus tensión de descarga

Fig. 3-39.

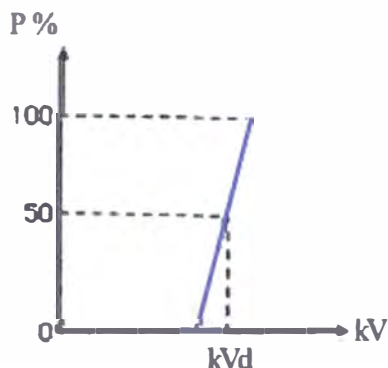


Fig. 3-39

"Para poder obtener el 50 % (probabilidad) de la descarga disruptiva se debe ajustar la separación entre esferas o el voltaje de carga del generador de impulso, en escalones que correspondan al 2% del valor de la tensión de descarga prevista, luego se realizan 6 aplicaciones de la tensión de impulso en cada escalón y el intervalo de tiempo no debe ser menor de 5 seg. El valor que da el 50% de probabilidad de la descarga disruptiva es preferible obtenerlo por la interpolación de al menos 2 ajustes de distancia entre esferas o voltaje de carga, siendo para uno el resultado de 2 descargas o menos y para las otro 4 descargas disruptivas a más " (IEC 60).

Si las mediciones se efectúan en ambientes que presenten condiciones diferentes a las especificadas en el (Cuadro 3-11) se debe efectuar una corrección a estos valores, por un factor que es función de la densidad relativa del aire, definida por IEC 60.

$$d = 0.386 \times b / (273 + t) \quad (3-5)$$

donde:

b : presión atmosférica en mm.

t : temperatura ambiente en °C

Para diferentes valores de "d" se halla el factor K, según vemos en el (Cuadro 3-12).

III . PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE IMPULSO.

El arrollamiento del transformador será sometido a la prueba de aislamiento con tensión de impulso, observando la modalidad prescrita en la **Norma Técnica Peruana. 370.002 -IEC 60.**

El esquema del circuito a emplearse, el valor de los parámetros de prueba y la disposición de los terminales del transformador se detallan en las hojas de resumen.

La medida de la tensión aplicada será realizada mediante un instrumento indicador (voltímetro pico) y simultáneamente se tomará el registro oscilográfico correspondiente.

El conjunto divisor de tensión, voltímetro de cresta, osciloscopio, será contrastado con el espinterómetro de esfera, para una tensión cercana al 50% de la tensión de prueba.

A cada arrollamiento en prueba se aplicará:

- Un impulso de referencia a una tensión comprendida entre el 50 y 75% de la tensión de prueba, registrando simultáneamente la tensión aplicada y la

tensión a través de una resistencia de derivación (shunt) para la observación de cualquier falla.

- Dos impulsos a tensión correspondiente al 100 % de la tensión de prueba, registrando simultáneamente la tensión aplicada y la tensión a través de la resistencia de derivación.

- Un impulso de referencia a tensión reducida (50 - 75 %)

La característica de la onda aplicada es la siguiente:

- Duración de frente = 1.20
- Duración del valor medio de la cola = 50 μ seg
- Amplitud máxima de oscilación a alta frecuencia \leq 5%
- Amplitud máxima de oscilación de polaridad opuesta \leq 30%

III .1 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PARA OBTENER LA FORMA DE ONDA NORMALIZADA

- Capacidad equivalente del generador = 0.375 μ F [C_g]
- Capacidad del divisor de tensión = 800 PF [C_d]
- Capacidad del condensador de salida = 1400 PF [C_s]
- Capacidad del transformador = 1690 PF [C₂]
- Tiempo de frente = 1.2 μ seg [T₁]
- Tiempo de cola = 50 μ seg [T₂]

La resistencia de "frente" según (3-1) es:

$$R_F = \frac{T_1 C_g + C_L}{2.7 C_g \times C_L}$$

$$C_L = C_d + C_2 + C_S = 0.0026 \mu\text{F}$$

$$R_F = 172 \Omega$$

El valor de la inductancia del transformador, según (3-2) resulta:

$$L_2 = \frac{30 \cdot V_{cc} \% V_n^2}{P} \times \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{30 \times 10 \times (50)^2}{25000} \times \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$L_2 = 25.98 \text{ mH.}$$

Calculando K_8 mediante (3-3):

$$K_a = \frac{\sqrt{\frac{L_2}{C_g}}}{2R_T} = \frac{\sqrt{\frac{25980}{0.375}}}{2R_T} = \frac{131.6}{R_T}$$

Se requiere hallar un valor de R_T de modo que no se genere una oscilación de polaridad opuesta > 30%.

Del gráfico "oscilación opuesta" K_a (Curva 3-1) se observa que para valores de K_a menores que 0.5 se produce oscilaciones de polaridad opuesta > 30%, luego teniendo en cuenta este hecho se toma $K_a = 0.5$.

Luego $R_T = 263.2 \Omega$

Finalmente, el tiempo de cola (Tomando $K_S = 1.36$ del gráfico K_a/K_S)

(Curva 3.1) será:

$$T_2 = (1.36 \times 3.1416 \sqrt{25980 \times 0.375}) / 8 = 52 \mu \text{ seg.}$$

Este valor es el adecuado por encontrarse dentro de la tolerancia establecida por las normas.

III . 2 CONTRASTACIÓN DEL ESPINTERÓMETRO DE ESFERAS CON EL EQUIPO DE MEDICIÓN:

Diámetro de esferas		= 50 cm
Presión atmosférica	[b]	= 760 mm Hg
Temperatura ambiente	[t]	= 17 °C
Tensión de prueba 50% BIL	[V _p]	= 125 kV
Relación del divisor de tensión		= 838.3

El factor de corrección según (3-5) es $d = 1.011$, luego del Cuadro 3-12. el factor final de corrección **K**, tiene prácticamente el mismo valor.

La tensión de prueba corregida será:

$$V_p = 125 \times 1.011 = 126.37 \text{ kV}$$

Del Cuadro 3-11. la distancia disruptiva para esferas de 50 cm a una tensión de 125 kV (20°C, 760 mm Hg) es 4.5 cm.

Regulando a esta distancia y efectuando las descargas, se obtiene:

Espinterómetro Descarga	152 - 151.5 - 151.5 - 151 - 150.8 - 150.8
Espinterómetro No descarga	145 - 146 - 148 - 150 - 150.5 - 150.7

Voltímetro pico

$$V_{\text{prom.}} = (150.8 + 150.7) / 2 = 150.75$$

$$V_{\text{medido voltímetro}} = 150.75 \times 833.3 = 126.373 \text{ KV.}$$

$$V_{\text{medido espinterómetro}} = 126.370 \text{ KV.}$$

$$\text{Factor de corrección} = 126.370 / 126.373 = 0.999$$

III.3 COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES DEL ENSAYO DE IMPULSO DE ONDA COMPLETA

1. Tal como se recomendó para los ensayos de aislamiento a frecuencia industrial, antes de realizar el ensayo de impulso se debe vigilar el nivel de aceite, valor de su rigidez, el tiempo de impregnación, la expulsión a través de los elementos de purga del aire atrapado en el tanque, la limpieza de los aisladores.
2. Todos los circuitos de los instrumentos del transformador (trafos de corriente, regulador de tensión, relés, termómetros, etc.) deben conectarse juntos y a tierra, se debe garantizar que todas las partes que se supone pertenecen al circuito de tierra, efectivamente lo sean, es decir, se debe evitar que queden circuitos flotantes dentro del ensamble de prueba.
3. Las conexiones a tierra del generador de impulso y del objeto en prueba deben arribar al mismo electrodo, en general estas conexiones en razón del rol importante que desempeñan deben realizarse con mucho celo y en forma limpia y segura.
4. Las conexiones entre el generador, el objeto en prueba y los dispositivos de medida de alta tensión deben ser lo más cortas posibles y la conexión tiene que arribar a un mismo punto.

5. La conexión del transformador para la prueba (posición del conmutador) debe ser acordada con el constructor en base a los esfuerzos que se presentarán de acuerdo al análisis de la distribución de las tensiones de impulso.
6. La polaridad de la onda de choque puede ser negativa o positiva de acuerdo a la especificación del pedido, sin embargo en la mayoría de los casos es negativa.
7. Se considera que el transformador ha salvado la prueba, cuando se pueden superponer a escalas convenientes los registros oscilográficos de las ondas de referencia (tensión y corriente) con el de las ondas de prueba (tensión y corriente), cuando durante la realización de la misma no se escucharan ruidos de descarga y cuando en el comportamiento del Relé Buchholz no hay ningún testimonio de acumulación de gases indicadores de descargas. En caso de discrepancia sobre la interpretación de los resultados la norma establece el procedimiento a seguir.

III . 4 COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES DEL ENSAYO DE IMPULSO CON ONDA RECORTADA

III.1 En razón que esta prueba, en caso de especificarse, debe preceder al ensayo de impulso a onda completa, es claro que para su realización se tendrá en cuenta todas las recomendaciones que se realizaron cuando se trato de la prueba de impulso a onda completa.

III.2 Según se utilice para provocar el corte de la onda espinterómetros con corte controlador o no se registrará la magnitud de la corriente.

III.3 El transformador salva la prueba cuando los registros de las ondas de

referencia (a nivel reducido de tensión) y las ondas de prueba (a la plena tensión) coinciden, cuando no se escuchan ruidos de descarga y en el compartimiento del Buchholz y no se encuentren gases.

III . 5 CONCLUSIONES FINALES DE LA PRUEBA DE IMPULSO

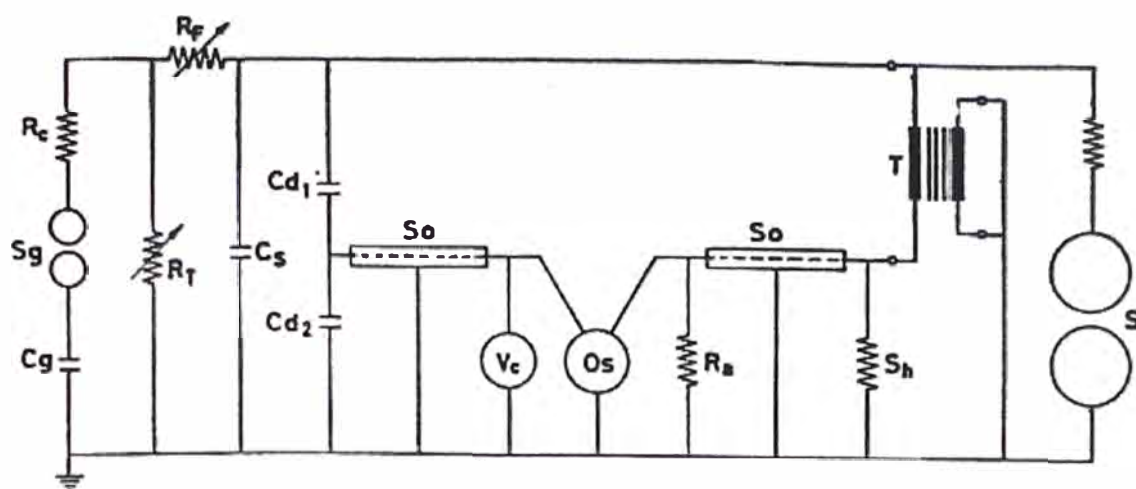
1. En transformadores conectados a redes expuestas a descargas atmosféricas, deben ser proyectados y construidos de manera que puedan soportar las solicitaciones generadas por las sobretensiones, que se presentan al incidir dichas descargas, para esto es necesario conocer la distribución de la sobretensión a lo largo del arrollamiento, mediante el cálculo del factor de distribución \mathfrak{D} .

2. Es posible "aliviar" los esfuerzos producidos por estas sobretensiones, mediante el arreglo especial de la forma constructiva de los arrollamientos (disco a espiras intercaladas) lo cual incrementa sustancialmente el valor de la capacidad serie, y por consiguiente la disminución del valor de \mathfrak{D} que se traduce en mayores márgenes de seguridad, así como la utilización económica de los aislantes.

3. En el caso de los arrollamientos no fraccionados, la distribución de tensión inicial es la que determina la máxima solicitación interna en el transformador.

4. El éxito de la prueba, a la que es sometido el arrollamiento estudiado, confirma que lo establecido en el análisis teórico, tiene plena vigencia en su aplicación práctica. A continuación presentamos un resumen de hojas: Cuadros, Gráficos, Guías y Registros Fotográficos que ayudaran a la comprensión de la prueba de impulso.

CIRCUITO DE PRUEBA



SIMBOLO	DENOMINACIÓN	UNIDADES	VALORES DE PRUEBA	
			A.T.	B.T.
Cg	Capacidad equivalente del generador	μF	0.375	1.5
R _F	Resistencia de "frente"	Ohm	172	160
R _T	Resistencia de "cola"	Ohm	260	65
C _S	Condensador de salida	μF	0.0014	0.0014
C ₁	Capacidad A.T.-(Divisor capacitivo)	μF	0.0008	0.0008
C ₂	Capacidad B.T.-(Divisor capacitivo)	μF	0.633	0.3082
S _n	Resistencia "Shunt"	Ohm	5	261.9
R _a	Resistencia de acople	Ohm	75	75
R _C	Resistencia de carga	Ohm	2200	2200
T	Transformador en prueba	-	-	-
V _C	Voltímetro de cresta	-	-	-
O _S	Osciloscopio	-	-	-
S	Espinterómetro	-	-	-
S _g	Espinterómetro (generador)	-	-	-
S ₀	Cable coaxial - señal medición	-	-	-

Fig. 3-40.

SEPARACIÓN ENTRE ESFERAS CON UNA DE ELLAS PUESTA A TIERRA

(Tensiones disruptivas a 50% para las tensiones de impulso)

- Válidas para:
- Tensiones alternas
 - Onda completa, polaridad negativa e Impulsos con cola de mayor duración
 - Tensiones continuas de ambas polaridades

Condiciones atmosféricas: 20 °C y 760 mm Hg. A 0 °C

DISTANCIA LIBRE ENTRE ESFERAS (cm)											
	2	5	6.25	10	12.5	25	50	75	100	150	200
.
1.0	30.7	32.0	31.9	31.7	31.7	31.7	31.7				
1.2	(35.1)	37.6	37.5	37.4	37.4	37.4	37.4				
1.4	(38.5)	42.9	42.5	42.9	42.9	42.9	42.9				
1.5	(40.0)	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5				
1.6		48.1	48.1	48.1	48.1	48.1	48.1				
1.8		53.0	53.5	53.5	53.5	53.5	53.5				
2.0		57.5	58.5	59.0	50.0	50.0	59.0	59.0	59.0		
2.2		61.5	63.0	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5		
2.4		65.5	67.5	69.5	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0		
2.6		(69.0)	72.0	74.5	75.0	75.5	75.5	75.5	75.5		
2.8		(72.5)	76.0	79.5	80.0	80.5	81.0	81.0	81.0		
3.0		(75.5)	79.5	84.0	85.0	85.5	86.0	86.0	86.0	86	
3.5		(82.5)	(87.5)	95.0	97.0	98.0	99.0	99.0	99.0	99	
4.0		(88.5)	(95.0)	105.0	108.0	110.0	112.0	112.0	112.0	112	
4.5			(101.0)	115.0	119.0	122.0	125.0	125.0	125.0	125	
5.0			(107.0)	123.0	129.0	133.0	137.0	138.0	138.0	138	138
5.5				(131.0)	138.0	143.0	149.0	151.0	151.0	151	151
6.0				(138.0)	146.0	152.0	161.0	164.0	164.0	164	164
.			
.			
.			

Notas: 1.- Este CUADRO no es válido para mediciones de impulso por debajo de 10 kV.

2.- Los valores entre paréntesis correspondientes a las distancias mayores a 0.5 D son de precisión dudosa.
(Extraída de la Publicación IEC 52 – 1960)

CUADRO 3-11

FACTOR DE CORRECCIÓN
POR LA VARIACIÓN DE LA DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE

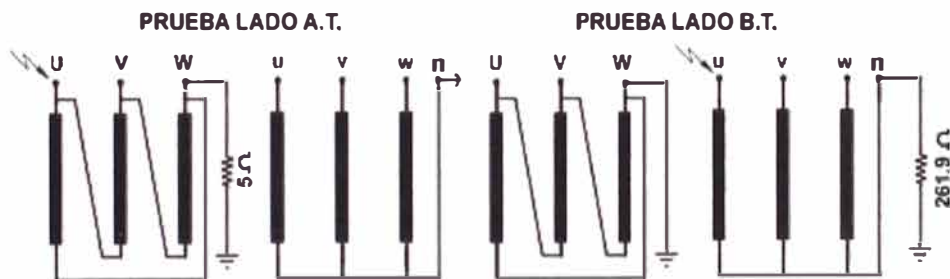
DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE (d)	FACTOR DE CORRECCIÓN (K)
0.70	0.72
0.75	0.77
0.80	0.82
0.85	0.86
0.90	0.91
0.95	0.95
1.00	1.00
1.05	1.05
1.10	1.09
1.15	1.13

(Extraída de la Publicación IEC52 - 1960)

CUADRO 3-12

LADO	OSCILOGRAMA	TERMINAL EN PRUEBA	OSCILOSCOPIO			VOLTÍMETRO DE CRESTA			
			POSICIÓN DEL ATENUADOR	LECTURA (kV/cm)	TIEMPO (μ seg/div)	LECTURA (kV)	CONSTANTE DE LECTURA	TENSION APLICADA (kV)	AMPLITUD DE ONDA
A.T.	C003	U	1	139.5	10	149.3	838	125.1	REDUCIDA
	C004	U	2	279	10	148.7	1676	249.2	PLENA
	C005	U	2	279	10	148.0	1676	248.0	PLENA
	C006	U	1	139.5	10	153.2	838	128.3	REDUCIDA
	C007	V	1	139.5	10	154.2	838	129.2	REDUCIDA
	C008	V	2	279	10	149.6	1676	250.7	PLENA
	C009	V	2	279	10	149.8	1676	251.0	PLENA
	C010	V	1	139.5	10	153.9	838	128.9	REDUCIDA
	C011	W	1	139.5	10	153.6	838	128.7	REDUCIDA
	C012	W	2	279	10	151.0	1676	253.0	PLENA
	C013	W	2	279	10	150.2	1676	251.7	PLENA
	C014	W	1	139.5	10	153.6	838	128.7	REDUCIDA
	C015	u	1	66.6	10	131.0	400	52.4	REDUCIDA
	C016	u	2	133.3	10	132.5	800	106.0	PLENA
C017	u	2	133.3	10	133.0	800	106.4	PLENA	
C018	u	1	66.6	10	132.0	400	52.8	REDUCIDA	
B.T.	C019	v	1	66.6	10	131.5	400	52.6	REDUCIDA
	C020	v	2	133.3	10	132.8	800	106.0	PLENA
	C021	v	2	133.3	10	133.0	800	106.4	PLENA
	C022	v	1	66.6	10	132.0	400	52.8	REDUCIDA
	C023	w	1	66.6	10	132.0	400	52.8	REDUCIDA
	C024	w	2	133.3	10	133.0	800	106.4	PLENA
	C025	w	2	133.3	10	132.7	800	106.1	PLENA
	C026	w	1	66.6	10	132.0	400	52.8	REDUCIDA

ESQUEMA DE CONEXIÓN



PARA PROBAR LAS OTRAS FASES SE EFECTUA LA CORRESPONDIENTE PERMUTACIÓN CÍCLICA DE CONEXIONES

LUEGO DEL ANÁLISIS DE LOS REGISTROS FOTOGRÁFICOS TOMADOS DURANTE LA PRUEBA, SE DA CONFORMIDAD AL RESULTADO SATISFACTORIO DE LA MISMA.

SALA DE PRUEBAS :	CLIENTE :	OBSERVACIONES :

UNI

PRUEBA CON TENSIÓN DE IMPULSO

DOMINGO MONTOYA HURTADO

Cuadro 3.13

.....1..... TRANSFORMADOR <u>3</u> FASES: N°: 123771T , TIPO: T-O-C					
A 2 ARROLLAMIENTOS, Hz: 60		, REFRIGERACIÓN: ONAN / ONAF			
SERVICIO: CONTINUO , INSTALACIÓN: EXTERIOR , GRUPO DE CONEXIÓN: Dyn 1					
ARROLLAMIENTO	POTENCIA NOMINAL (MVA)	TENSIÓN NOMINAL (kV)	TIPO CONMUTACIÓN	NIVEL DE IMPULSO BIL (kV)	CONEXIÓN
A.T.	25/30	50 ± 2.5 ± 5%	SIN CARGA	250	Δ
B.T.	25/30	11	-	110	↔

MODALIDAD DE PRUEBA

TIPO DE ONDA APLICADA	CARACTERISTICAS DE LA ONDA APLICADA	TOLERANCIAS		
		NOMINAL	MINIMO	MAXIMO
ONDA PLENA	VALOR AMPLITUD MAXIMA kV	BIL	-3%	+3
	DURACIÓN DEL FRENTE μseg	1.2	0.84	1.5
	DURACIÓN DE LA COLA (AL 50% DE AMPLITUD MAX) μseg	50	40	60
	AMPLITUD DE OSCILACIÓN DE POLARIDAD OPUESTA %	< 30	-	-
	AMPLITUD DE OSCILACIÓN DE ALTA FRECUENCIA %	< 5	-	-

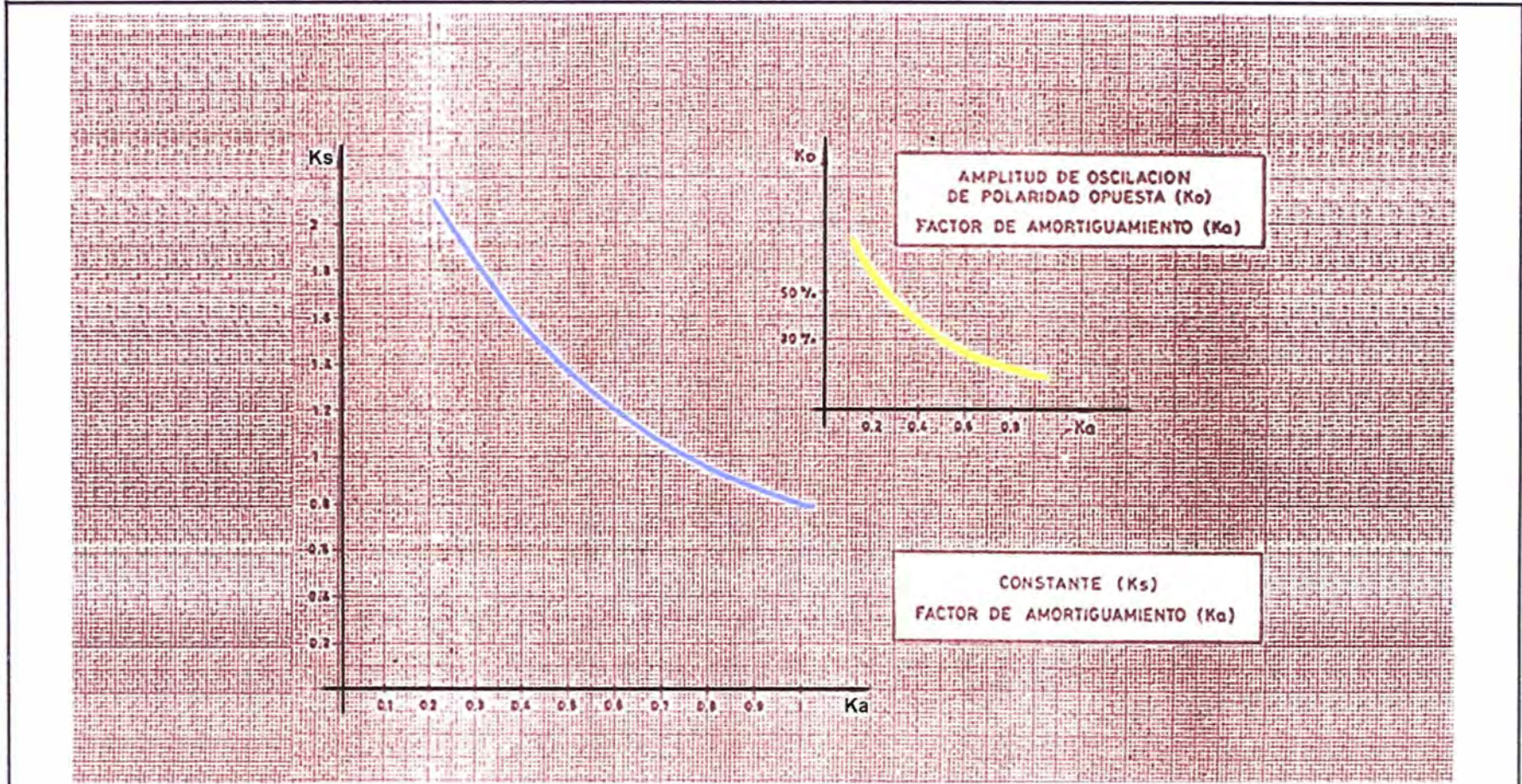
CONTRASTE DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

CONDICIONES AMBIENTALES								
PRESION ATMOSFÉRICA: 760 mm. H _g ; TEMPERATURA: 17 °C, FACTOR DE CORRECCIÓN K 1.0								
ESPINTERÓMETRO			OSCILOSCOPIO		VOLTÍMETRO DE CRESTA			
DIÁMETRO ESFERA: 50 cm								
DISTANCIA EXPLOSIVA (cm)	TENSION DE DESCARGA 50% (kV)	TENSION CORREGIDA (kV)	AMPLITUD MAXIMA	CONSTANTE DE LECTURA	CONSTANTE DE LECTURA	LECTURA	FACTOR DE CORRECCION	TENSION APLICADA (kV)
4.5	125	126.37	251.6	139.5	838	150.7	0.999	126.2

DISPOSICIÓN DE TERMINALES EN PRUEBA

PRUEBA LADO	DISPOSICIÓN							
	U	V	W	-	u	v	w	n
A.T.	A TENSION DE IMPULSO	A TIERRA MEDIANTE RESISTENCIA DE: 5 Ω			A TIERRA			
B.T.	A TIERRA				A TENSION DE IMPULSO	A TIERRA MEDIANTE RESISTENCIA DE: 261.9		
PARA LA PRUEBA DE LOS OTROS TERMINALES SE EFECTUAN PERMUTACIONES CICLICAS								

CUADRO 3-14



UNI

CURVAS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE AMORTIGUAMIENTO

DOMINGO MONTOYA HURTADO

CURVA 3.1

OSCILOGRAMAS DE VOLTAJE.

(REFERENCIA : IEEE GUIDE FOR TRANSFORMER IMPULSE TEST)

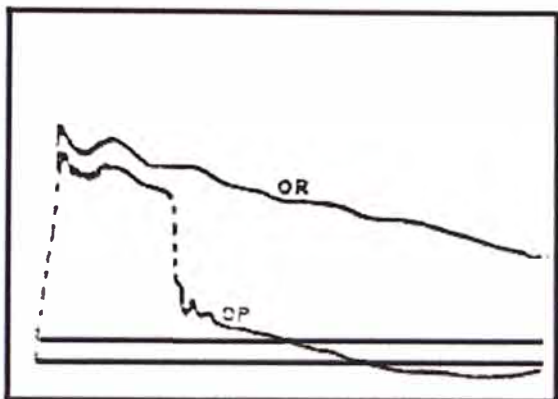


FIG. A - FALLA LINEA - TIERRA A TRAVES DEL ACEITE.

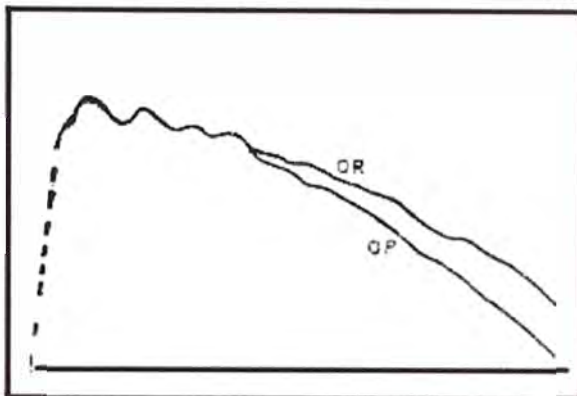


FIG. B - 8.5% DEL ARROLLAMIENTO FALLADO POR LA PRESENCIA DE MATERIAL EXTRAÑO

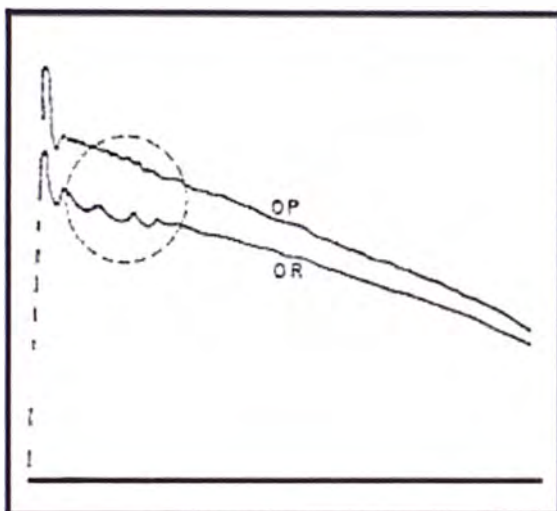


FIG. C - FALLA ENTRE ARROLLAMIENTOS.

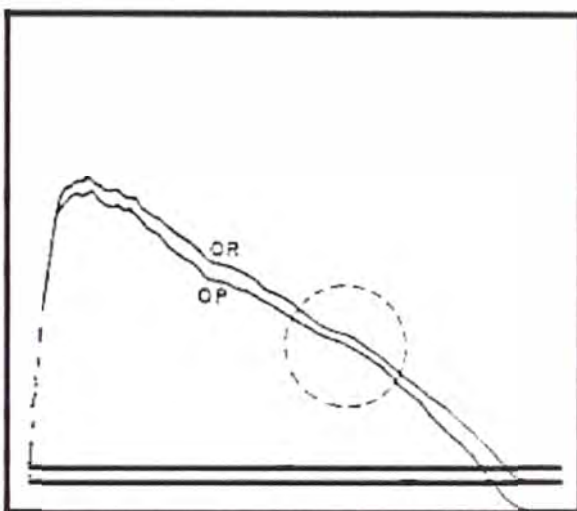


FIG. D - FALLA ENTRE ESPIRAS.

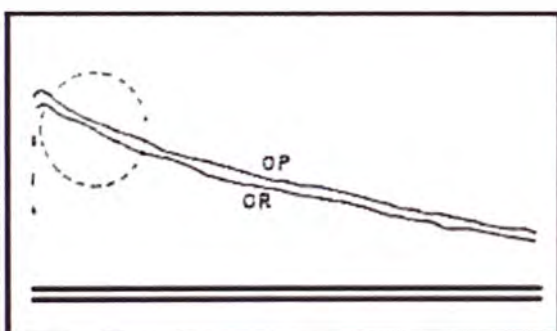


FIG. E - 2.9% DEL ARROLLAMIENTO FALLADO (97% A PARTIR DEL EXTREMO CONECTADO A LINEA)

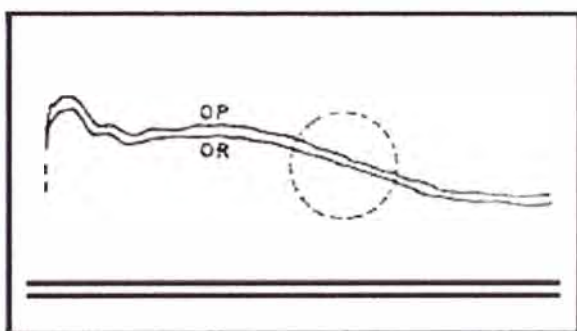


FIG. F - 0.2% DEL ARROLLAMIENTO FALLADO (35% A PARTIR DEL EXTREMO CONECTADO A LINEA).

Cuadro 3-15: GUIA DE INTERPRETACION DE FALLAS

ONDAS DE CORRIENTE

(REFERENCIA: IEEE GUIDE FOR TRANSFORMER IMPULSE TEST)

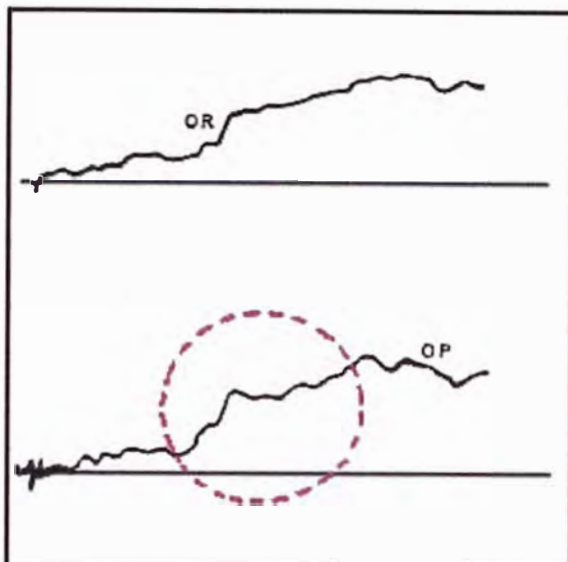


FIG. G - COMPARACION DE ONDAS DE CORRIENTE QUE REVELAN FALLA ENTRE ESPIRAS (1/10 DEL 1% DEL ARROLLAMIENTO)

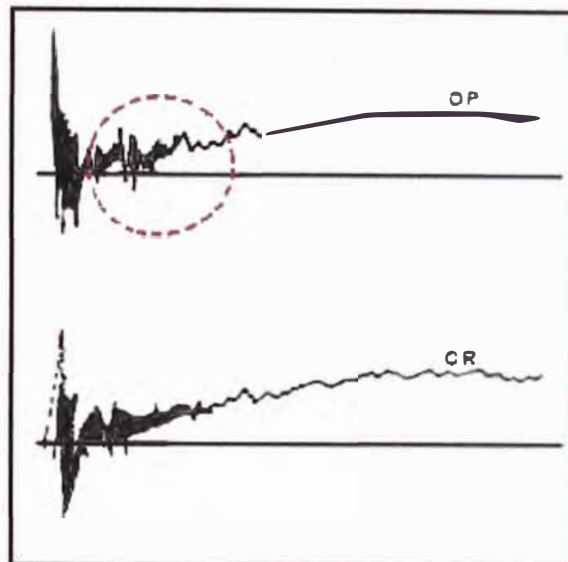


FIG. H - FALLA EN EL ARROLLAMIENTO DE ALTA INDUCTANCIA.

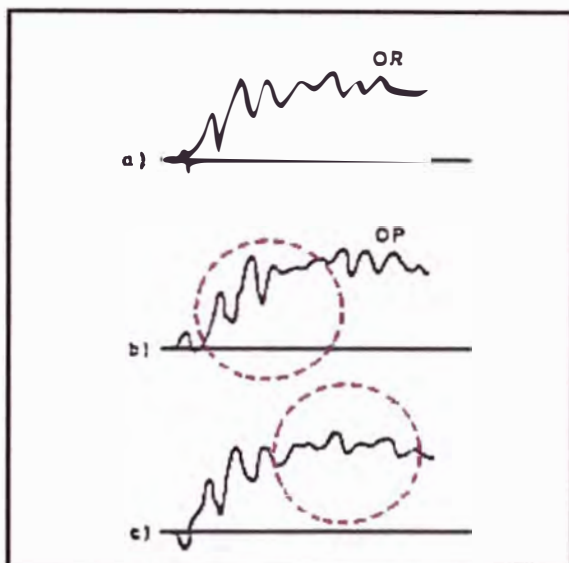


FIG. I - REGISTRO DE CORRIENTE DE NEUTRO TRANSFORMADOR 45 MVA - 32 kV.

- a) Sin falla.
- b) Falla cerca a terminal de linea (2% del arrollamiento).
- c) Falla cerca al centro del arrollamiento (comprende 2% del arrollamiento).

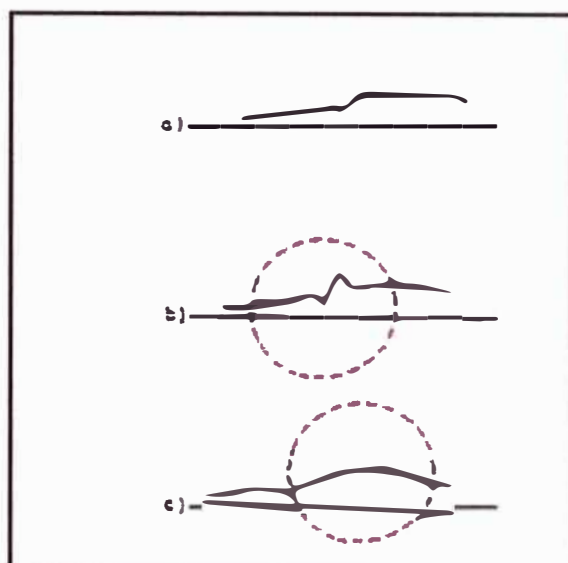
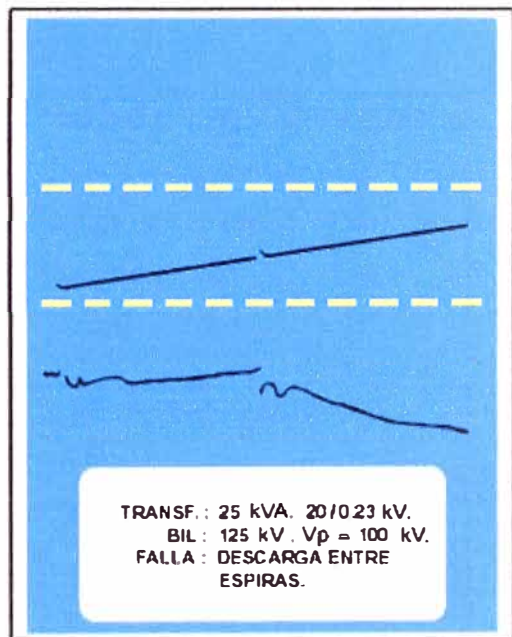
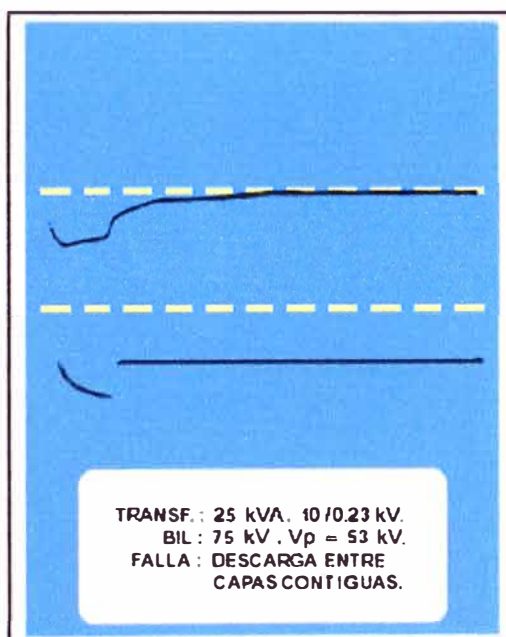
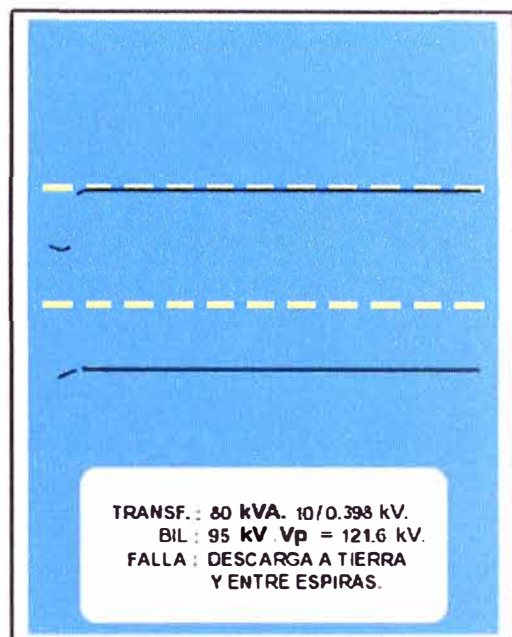
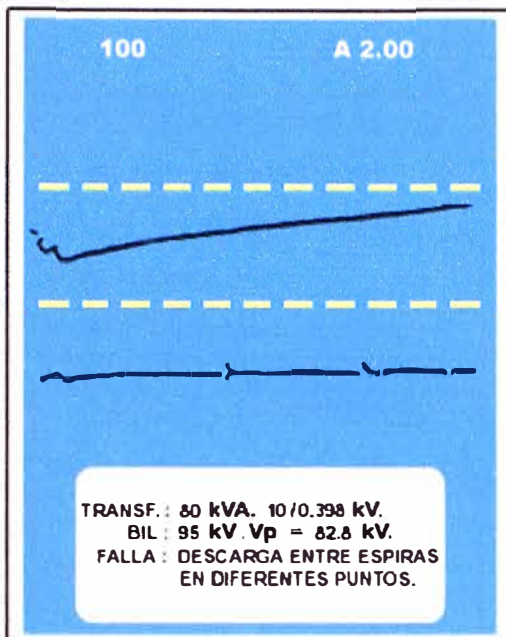


FIG. J - REGISTRO DE CORRIENTE DE NEUTRO TRANSFORMADOR 80 kVA - 33 kV.

- a) Sin falla.
- b) Falla al final del arrollamiento (2% del arrollamiento).
- c) Falla cerca al punto neutro (6% del arrollamiento).

Cuadro 3-16 : GUIA DE INTERPRETACION DE FALLAS



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA F.I.E.E.

CASOS TIPICOS DE FALLAS

DOMINGO MONTOYA H.

Registro
 Fotográfico
 CUADRO
 3-17

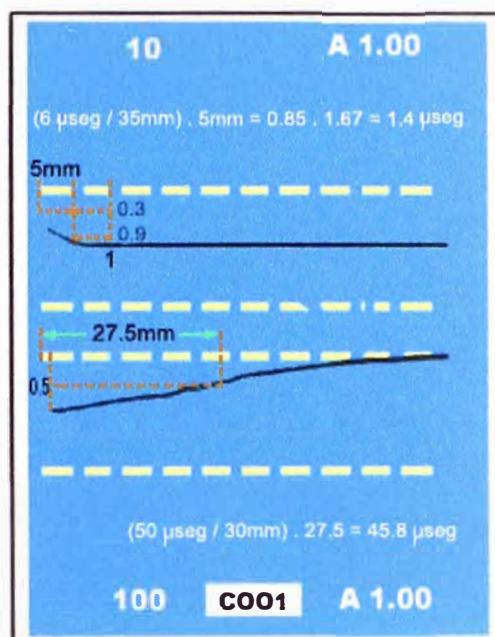
PRIMARIO

MEDICIÓN TIEMPO FRENTE

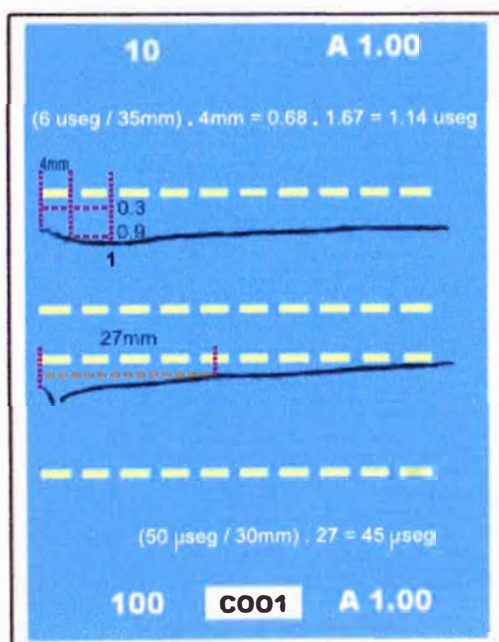
Onda a media tensión: 130 kV
 Escala de tiempo: 1 μ seg/div.
 Pos. Atenuador: 1
 Tiempo de frente: 1.4 μ seg

MEDICIÓN TIEMPO COLA

Onda a media tensión: 130 kV
 Escala de tiempo: 10 μ seg/div.
 Pos. Atenuador: 1
 Tiempo de cola: 45.8 μ seg



SECUNDARIO



MEDICIÓN TIEMPO FRENTE

Onda a media tensión: 60 kV
 Escala de tiempo: 1 μ seg/div.
 Pos. Atenuador: 1
 Tiempo de frente: 1.14 μ seg

MEDICIÓN TIEMPO COLA

Onda a media tensión: 60 kV
 Escala de tiempo: 10 μ seg/div.
 Pos. Atenuador: 1
 Tiempo de cola: 45 μ seg

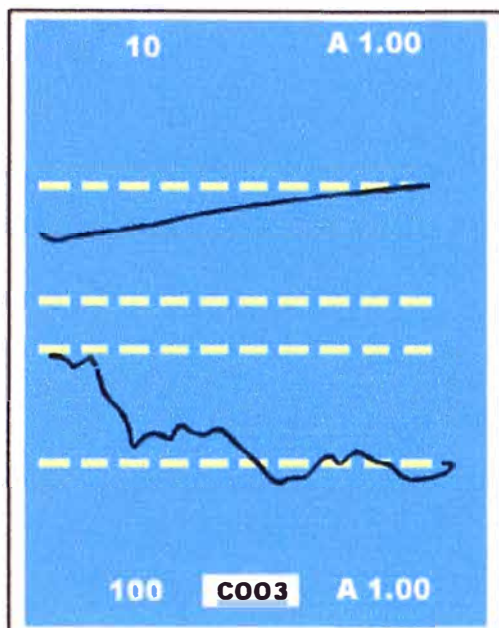
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA F.I.E.E.

Registro
Fotográfico

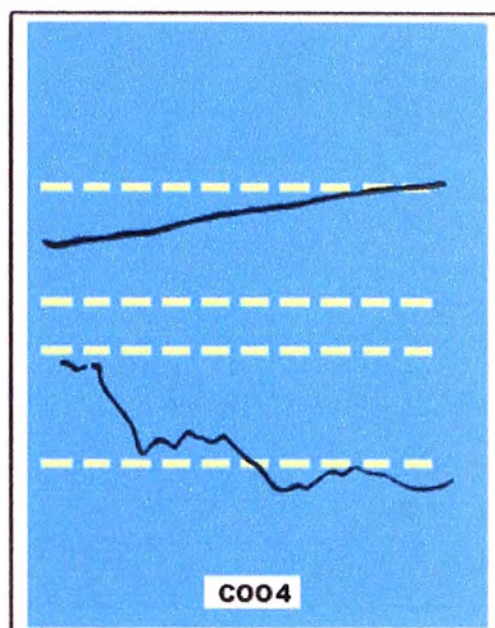
PRUEBA CON TENSION DE IMPULSO

DOMINGO MONTOYA H.

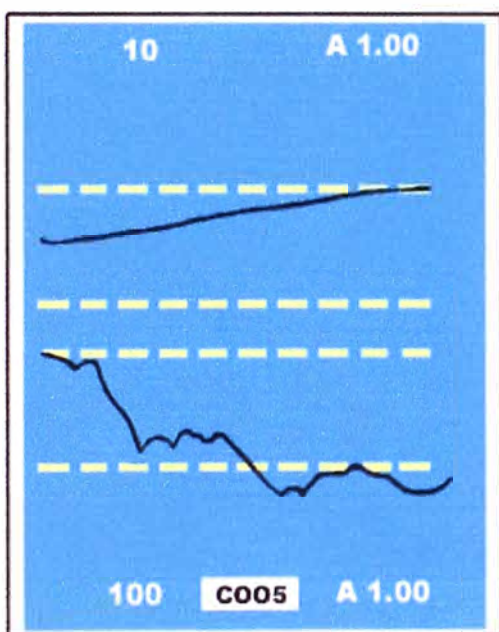
01

FASE U

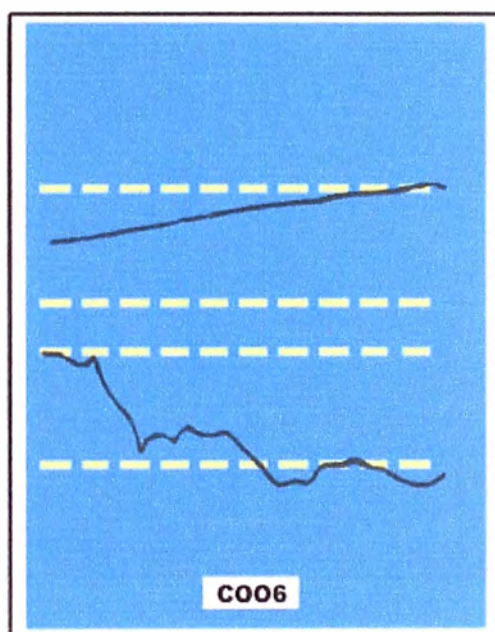
1. ONDA REDUCIDA



2. ONDA PLENA



3. ONDA PLENA



4. ONDA REDUCIDA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA F.I.E.E.

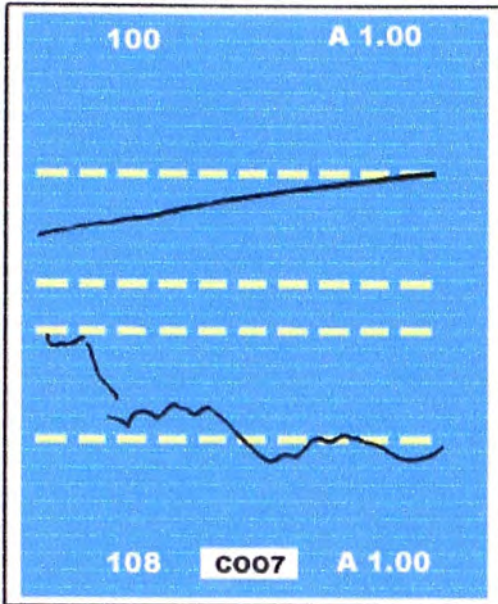
Registro
Fotográfico

PRUEBA CON TENSION DE IMPULSO

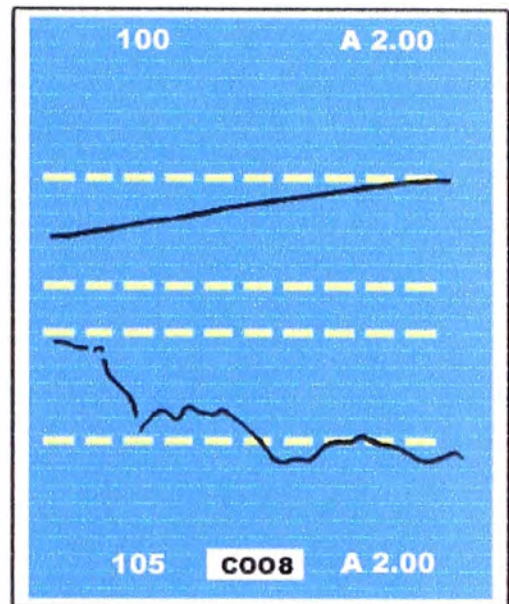
DOMINGO MONTOYA H.

02

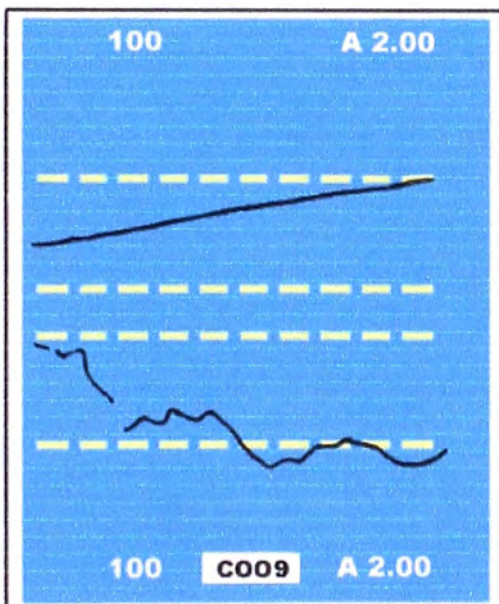
FASE V



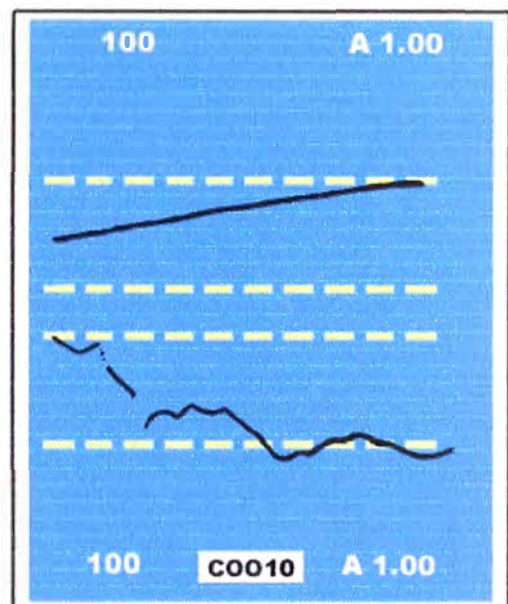
1. ONDA REDUCIDA



2. ONDA PLENA



3. ONDA PLENA



4. ONDA REDUCIDA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA F.I.E.E.

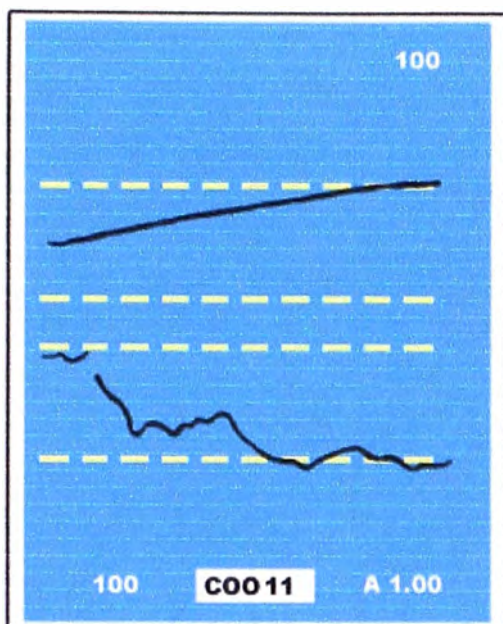
Registro
Fotográfico

PRUEBA CON TENSION DE IMPULSO

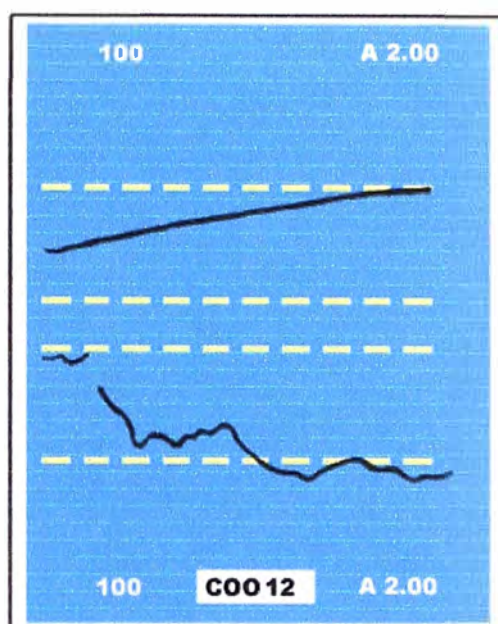
DOMINGO MONTOYA H.

03

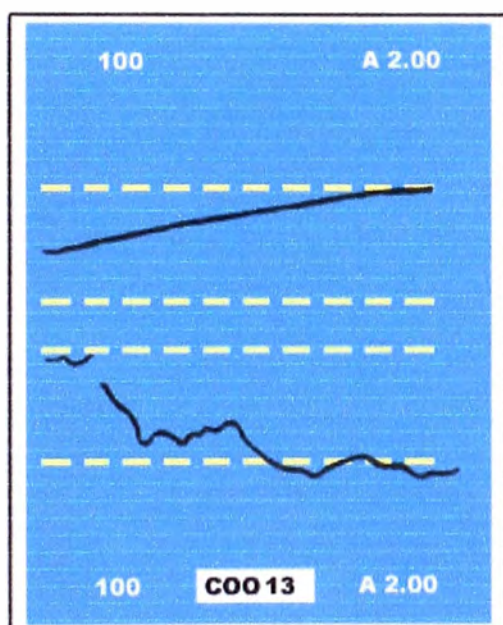
FASE W



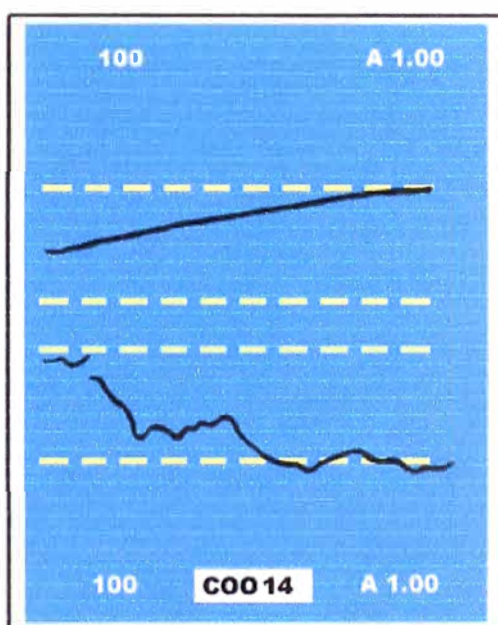
1. ONDA REDUCIDA



2. ONDA PLENA



3. ONDA PLENA



4. ONDA REDUCIDA

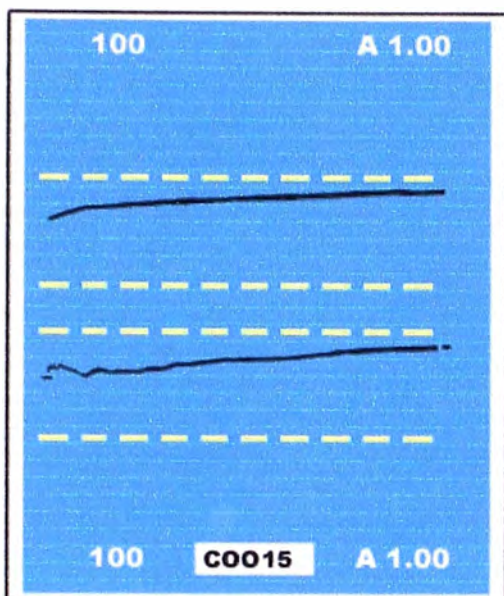
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA F.I.E.E.

PRUEBA CON TENSION DE IMPULSO

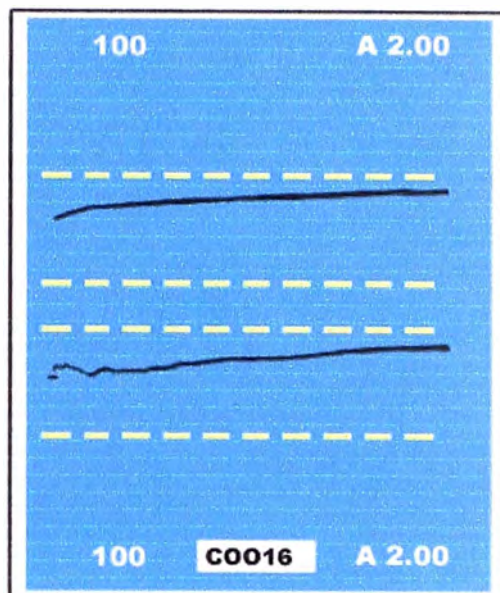
DOMINGO MONTOYA H.

Registro
Fotográfico

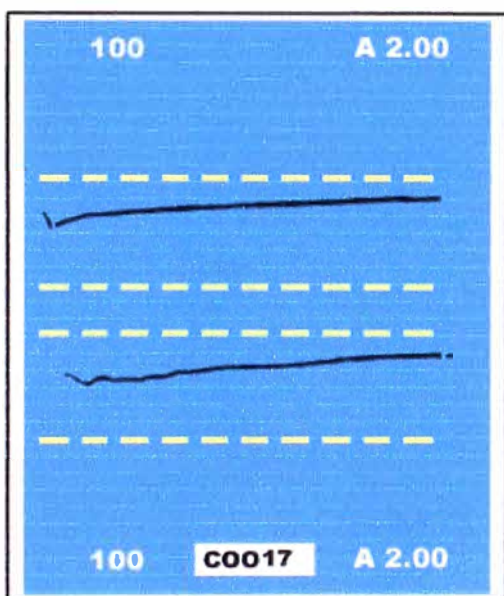
04

FASE u

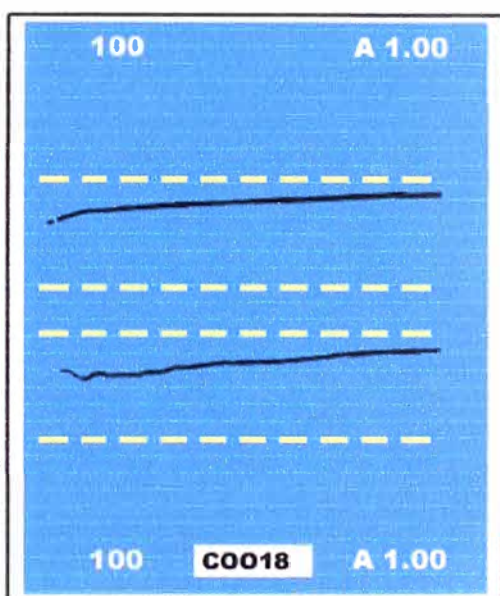
1. ONDA REDUCIDA



2. ONDA PLENA



3. ONDA PLENA



4. ONDA REDUCIDA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA F.I.E.E.

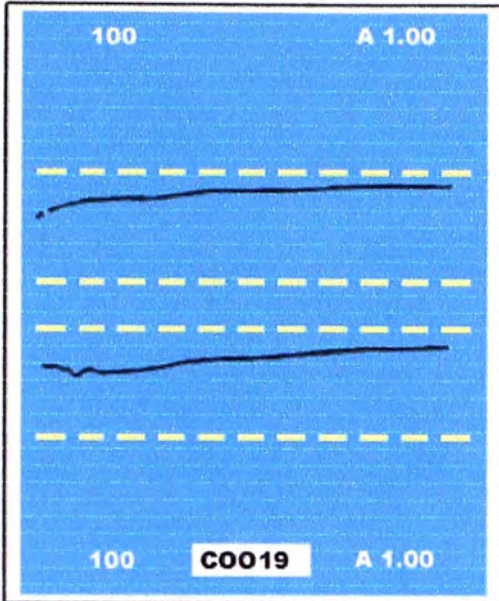
Registro
Fotográfico

PRUEBA CON TENSION DE IMPULSO

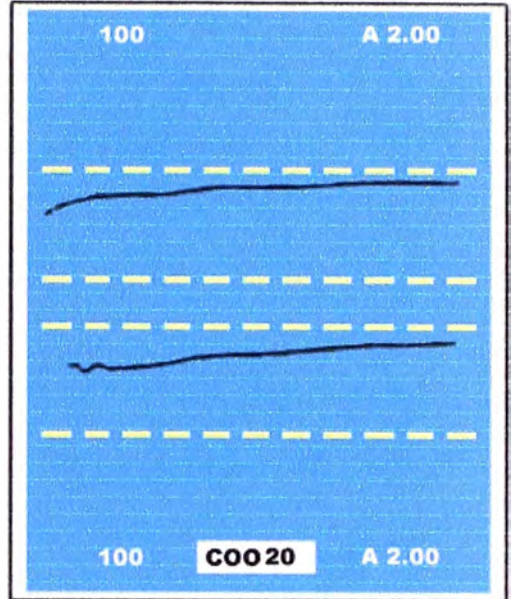
DOMINGO MONTOYA H.

05

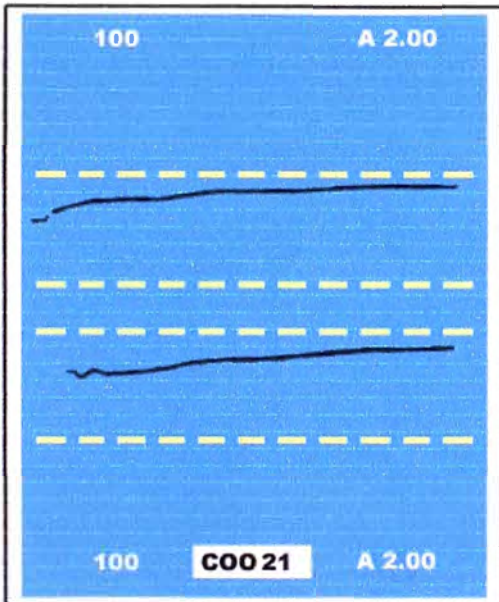
FASE v



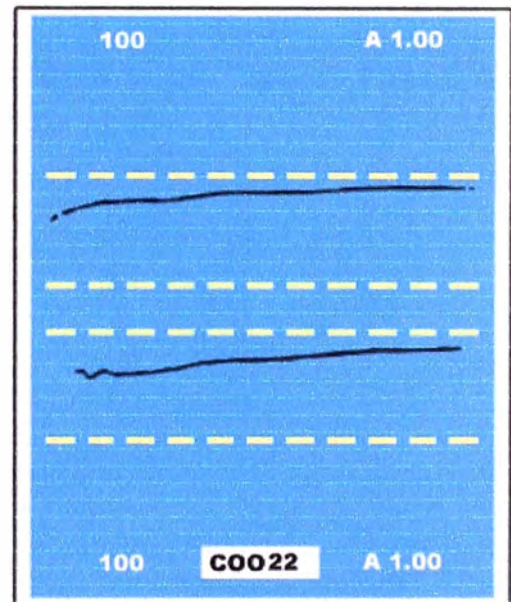
1. ONDA REDUCIDA



2. ONDA PLENA



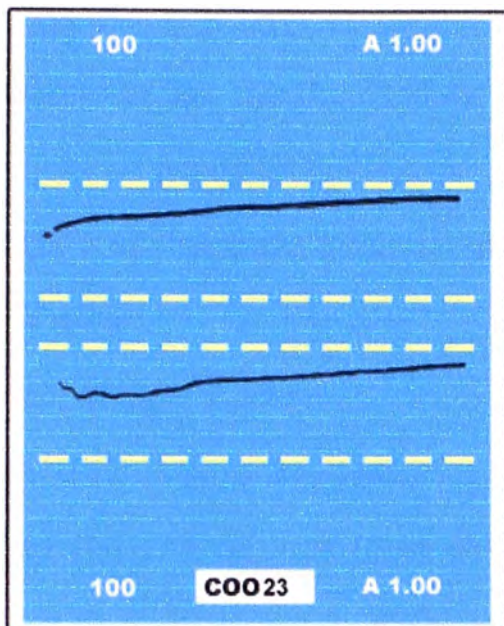
3. ONDA PLENA



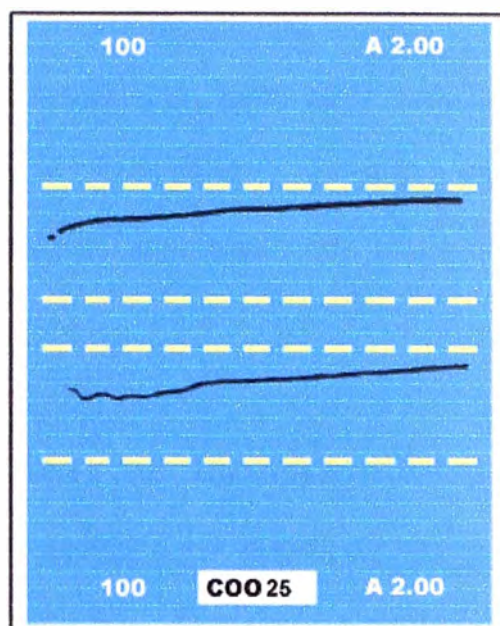
4. ONDA REDUCIDA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA F.I.E.E.		Registro Fotográfico 06
PRUEBA CON TENSION DE IMPULSO	DOMINGO MONTOYA H.	

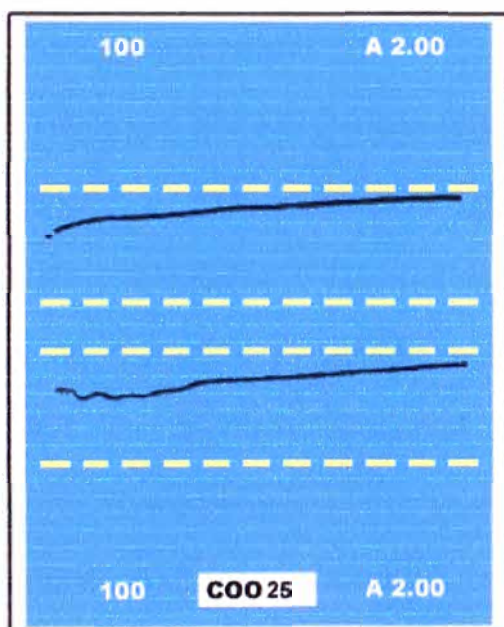
FASE w



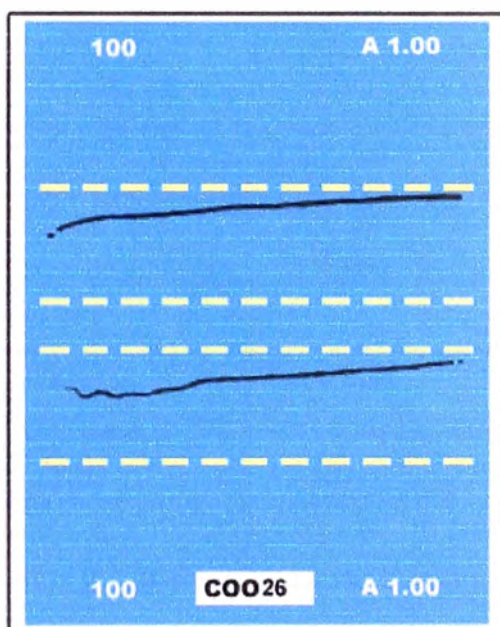
1. ONDA REDUCIDA



2. ONDA PLENA



3. ONDA PLENA



4. ONDA REDUCIDA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA F.I.E.E.

PRUEBA CON TENSION DE IMPULSO

DOMINGO MONTOYA H.

Registro
Fotográfico

07

3.7 CONTROL DE LA SECCIÓN DE PINTURA Y ACABADO

La pintura del producto terminado y probado será de acuerdo a las normas y cumplan con las exigencias del medio que entrará en servicio.

Normalmente los transformadores son tratados con pinturas y esmaltes sintéticos de acabado y anticorrosivos de la mejor calidad, son aptos para trabajar a la intemperie inclusive en atmósferas agresivas y con alto grado de salinidad.

El proceso es el siguiente:

Antes de ser pintados, todas las superficies son limpiadas completa y cuidadosamente de toda traza de oxido, grasa o suciedad; el interior y exterior de los tanques de aceite serán limpiados por medio de chorros de granalla de acero e inmediatamente tratados y acabados de acuerdo a normas internacionales.

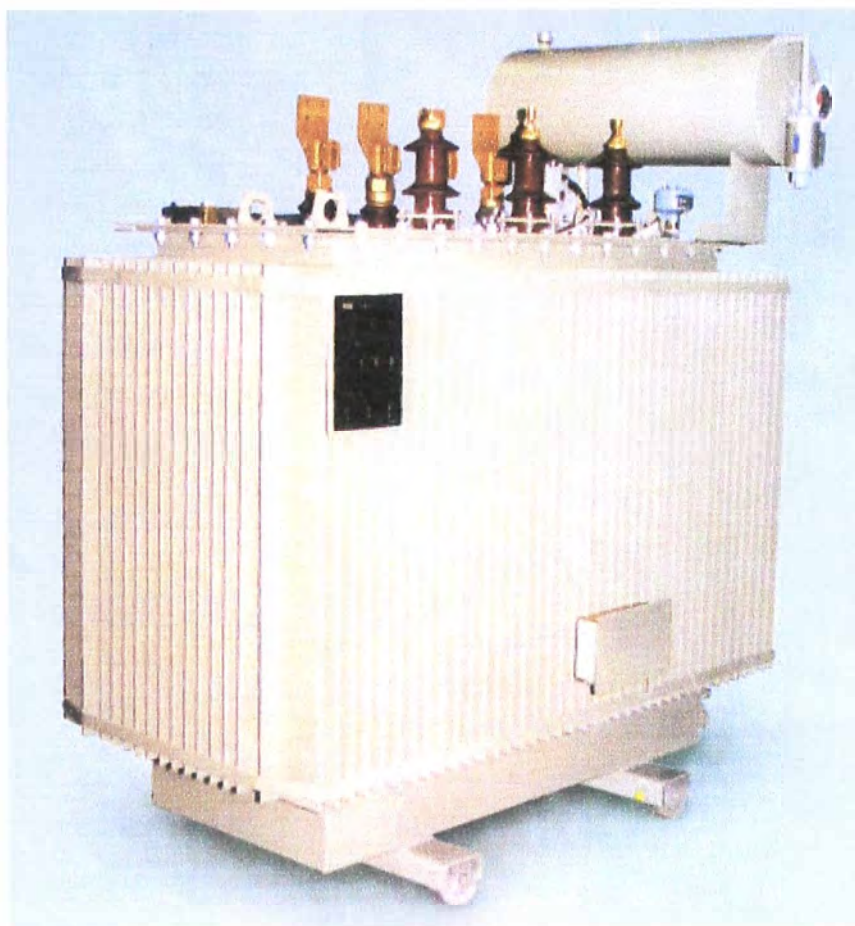
Son limpiados, pulidos y decapados mecánicamente con granalla de acero o arenado y pintado inmediatamente con dos capas de imprimante anticorrosivo epóxico o las que sean necesarias; especialmente de alto grado de contaminación ambiental (cercano al mar) y luego dos capas de acabado final al duco; quedando las superficies acabadas con un color uniforme, libre de pandeos, derrames, salpicaduras u otros desperfectos.

Es necesario indicar, que no se debe pintar los aisladores, los terminales que van a formar parte del circuito exterior, como por ejemplo los pernos pasantes, ni el rotulado del transformador.

3.8 CONTROL DE EMBALAJE Y DESPACHO

Se realiza una inspección ocular, verificando la conformidad de todos los accesorios. Se debe verificar si las dimensiones de las jabsas de embalaje expresamente preparadas con madera resistente corresponda a las características y dimensiones de cada transformador.

Una vez embalados, se procede a su despacho en coordinación con los departamentos de Ventas y Contabilidad.



Registro Fotográfico 08

El transformador que vemos en el **Registro.Fotográfico 08**. Se encuentra listo para ser entregado al cliente.



Registro Fotográfico 09. Transformador de Potencia de 75MVA, 220/138 kV

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE COSTOS

4.1 ALCANCES

En este capítulo indicaremos los cálculos de costos de una de las pruebas que se realizan a los transformadores y sobre la base de está podemos obtener las restantes, utilizando los costos de los materiales utilizados en cada prueba, de la energía consumida, de la mano de obra técnica calificada y de ingeniería y de otros.

Una vez tabulados los cuadros de costos involucrados en el desarrollo de las Pruebas de Laboratorio, se efectuará el cálculo de los costos de la siguiente manera:

- Costos de utilización del laboratorio de pruebas y almacenes.
- Costo de la energía consumida en el desarrollo de las pruebas.
- Costos de horas hombre empleadas en el desplazamiento y manipuleo del transformador dentro de la Sala de Pruebas.
- Costo de horas hombre empleadas en los Ensayos de Laboratorio de control de calidad.
- Costo asociado a los equipos y herramientas utilizados.
- Costos de izaje y maniobras realizadas dentro la fábrica.

4.2 EVALUACIÓN DE COSTOS

Se toma como referencia el transformador de 640 kVA, 3 ϕ , 10000/236V; se realizarán todas las pruebas especificadas en las normas a fin de comprobar

las bondades de los materiales, la calidad del diseño y fabricación del producto.

4.3 ESTUDIO DE TIEMPOS

Como resultado de la consulta a diferentes empresas dedicadas a esta actividad, se logró información valiosa al respecto.

4.3.1 PREPARACIÓN DEL RECINTO Y EQUIPOS PARA LAS PRUEBAS

No es dificultoso el traslado del transformador a la sala de pruebas y preparar el conexionado de los equipos de control y medida para quedar en condiciones de iniciar las pruebas de control. Cuenta con el apoyo de una grúa de 20 TN y un operario que maneja este equipo.

4.3.2 RENDIMIENTO DEL PERSONAL

- Todos los ingenieros y operarios son altamente calificados y trabajan con igual esmero y entusiasmo esto se verá reflejado en que no merma la atención y concentración; sacando como conclusión que su rendimiento es óptimo.

4.3.3 DIFICULTAD EN LAS PRUEBAS

Todos los transformadores son transportados hasta la sala de pruebas y el personal tienen bien claro el evitar daños durante su manipuleo y transporte. Si no tuvieran ruedas estos son desplazados sobre rodillos, tubos o ser deslizados sobre planchas.

4.4 EQUIPOS

1 Generador sincrónico de 500 kVA, 60 - 120Hz.

1 Transformador auxiliar de 200 kVA 286/1.2 kV.

1 Juego de instrumentos digitales para las mediciones

- 2 Transformadores de medida de tensión de 12/0.3 - 0.15 kV
- 2 Transformadores de medida de corriente de 60 kV, 10 – 5/5A
- 1 Puente para la medida de la relación de transformación **H&B**
- 1 Puente de **Wheatstone – Thomson** para la medida de la resistencia.
- 1 Transformer Turn Ratio Test Set ó **TTR** para probar la relación de trafos.
- 1 Pinza Amperimétrica – **AMPROBE** : 300 – 100 – 15 - 6 A. 300 V.
- 1 Megóhmetro (5000 V – 2,500 V) Marca H & B.
- 2 Cables de acero o tirantes de hierro forjado
- 1 Gato hidráulico.
- 1 Grúa de 20 TN.

4.4.1 MATERIALES

- 1. Casco de seguridad
- 2. Zapatos de seguridad (para electricista)
- 3. Guantes de 15 kV.
- 4. Camisa
- 5. Pantalones
- 6. Mandiles
- 7. Protector de ruidos
- 8. Anteojos de protección.

4.5 RECINTOS

- Laboratorio de Pruebas
- Almacén de Fábrica

4.6 DIRECCIÓN TÉCNICA

- ◇ 1 Ingeniero
- ◇ 2 Operarios calificados

4.7 HORAS HOMBRE EMPLEADAS EN LAS PRUEBAS

La preparación del recinto o laboratorio y en la recepción del transformador, las conexiones, mediciones y traslado de equipos; el tiempo que se demoran en promedio :

Es 2 operarios en 2 horas.

H.H. preparación = 2 x 2 = 4 Horas Hombre = 4 H.H.

La supervisión de ingeniería por una 1 Hora: la dirección técnica, verificación y comprobación de las conexiones y mediciones y la selección de los aparatos de medida y control por prueba se demoran 1hora = 1 HORA x 1 Hombre = 1H.H.

4.8 COSTOS DEL PROCESO

4.8.1 COSTOS FIJOS

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTOS UNITARIOS US \$	COSTO PARCIAL US \$
1	Almacén	1	5.00	5.00
2	Sala de Pruebas	1	5.00	5.00
TOTALES				US\$ 10.00

4.8.2 COSTO UNITARIO

a) Mano De Obra Del Personal De Ingeniería

De acuerdo al estudio realizado por el responsable del presente Informe de Suficiencia, el sueldo aproximado por este rubro es de \$1,000.00 , por mes, para lograr estandarizar nuestros valores tomados de referencia que el personal durante un mes trabaja aproximadamente 200 horas, por lo tanto:

$$\text{Cmo} = 1,000 \text{ \$} / 200 \text{ hrs.}$$

$$\text{Cmo} = 5.00 \text{ \$/H.}$$

b) Costo De La Mano De Obra Del Operario Técnico Ayudante (Cop)

Para obtener el costo de la mano de obra, estimamos que un operario técnico gana un sueldo promedio de \$400.00 mensuales y un ayudante con salario bruto \$250.00 por mes.

$$\text{Cop} = (400 + 250) = 650 \text{ \$/mes} \times \text{mes}/200 \text{ H}$$

$$\text{Cop} = 3.25 \text{ \$/H}$$

c) Mano De Obra Para Una Prueba De Rutina

Para el transformador de 640 kVA.

$$\text{Costo de la Mano de Obra Operarios calificados: } 4\text{H.H.} \times 3.25\text{\$/HH} = \$ 10.84$$

$$\text{Costo de la Mano de Obra de Ingeniería} \quad 1\text{H.H.} \times 5 \text{ \$/HH} = \$ 5.00$$

$$\text{Costo de la Mano de Obra Total: } 10.84 + 5 = \$ 15.84$$

$$\text{Costo MO.} = \underline{\underline{\$ 15.84}}$$

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD HORAS	UNIDAD	COSTO UNITARIO	PRECIO PARCIAL
1	Energía	1	1kW-H	\$0.091	7.04
TOTAL					7.04

d) Costo de la Energía (CE)

Es la energía que consume el equipo para entrar en funcionamiento y además de la energía que utilizan los equipos de medición, la unidad de potencia a la cual se alimenta de energía.

Si el transformador es de **640 kVA**; consideraremos solamente el 10% de su potencia nominal para la Prueba:64kVA, esto significa en una Hora **64kW/H**. La tarifa promedio de energía eléctrica de nuestro mercado es de :
 $0.091\$kW\text{-hr} + \text{IGV} = 0.11 \$/kW - \text{hr}$.

$64kw \times 0.11 \$/kW - \text{hr} = 7.04 \$/\text{hr}$. **CE : 7.04 \\$/H**

Entonces : $64kW/H \times 0.11 \$/kW \times 1H = \$ 7.04$

Considerando que además se utilizan transformadores auxiliares que consumen energía como sucede en la prueba de Tensión aplicada y en otras pruebas; vamos a tomar en total el 20% de la potencia total del transformador de 640 kVA y además la energía que normalmente se consume para estas pruebas entonces será : $\$ 7.04 \times 2 = \$ 14.08$

Adjuntamos la estructura de costos completa, a la cual le incluimos un 15% adicionales por concepto de costos varios, los que se refieren al desgaste de baterías, al deterioro de borneras, cables, fusibles y otros accesorios. Además de los imprevistos que se presenten en la Sala de pruebas. Finalmente adicionaremos un 10% por concepto de gastos administrativos que son propios de esta actividad y sin olvidarse del IGV.

4.9 COSTO TOTAL DE LA PRUEBA

Entonces **El Costo Total** de una prueba será: **\\$ 101.60**

Considerando las siguientes Pruebas de Rutina: Medida de la Relación de Transformación, Prueba de cortocircuito, Tensión Aplicada, Tensión

Inducida, etc. Entonces el **Precio De Venta** de una Prueba de Laboratorio será:

RESUMEN DE COSTOS DE UNA PRUEBA DE RUTINA

RUBRO	EN DOLARES \$
COSTOS FIJOS	
ALMACENAJE	5.00
SALA DE PRUEBAS	5.00
(1)	10.00
COSTO DE MANO DE OBRA	
M.O. INGENIERIA	5.00
M.O. PERSONAL. TÉCNICO CALIFICADO	10.84
(2)	15.84
COSTO DE ENERGIA	
COSTO TOTAL DE CONSUMO	14.08
(3)	14.08
OTROS	15.00
(4)	15.00
SUBTOTAL: (1)+(2)+(3)+(4)	54.92
UTILIDAD	
(60% DEL SUBTOTAL)	32.95
(5)	32.95
COSTOS ADMINISTRATIVOS	
(10% DEL SUBTOTAL)	5.49
(6)	5.49
COSTOS VARIOS	
(15% DEL SUBTOTAL)	8.24
(7)	8.24
COSTO TOTAL	
(1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6)+(7)	101.60
IGV	
(18% DEL COSTO TOTAL)	18.29
PRECIO DE VENTA	
COSTO TOTAL + IGV	119.89
PRECIO DE VENTA	119.89

1\$ = 3.54 Nuevos Soles.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- 1.- El Control de Calidad de un nuevo equipo (transformador) comprende la participación directa de las diversas secciones de la empresa; como son: chapistería, bobinados, montaje, sala de pruebas y pintura. Todos indirectamente están involucrados en la fabricación del producto. Que finalmente concluirá con un producto aprobado, calificado y eficiente y todo esto es consecuencia de un eficiente Trabajo de Equipo.
- 2.- Como las pérdidas específicas en el núcleo aumentan al variar el ángulo de flujo con respecto al eje de laminación, el troquelado del circuito magnético son hechos con ángulo de 45° (como se muestra en la Fig.1.22) lo cual facilita el paso del flujo magnético entre las columnas y los yugos, permitiendo así obtener pérdidas y corriente de excitación mas bajas.
- 3.- El aceite mineral utilizado como medio aislante y refrigerante, cuyas características cumplen con las exigencias de las normas **NEMA** o **IEC 296**. Antes de ser llenado al transformador, el aceite es sometido a un proceso de filtrado y secado bajo vacío para asegurar la eliminación de la humedad y posteriormente sometido a pruebas que garantizan sus características físico-químicas y dieléctricas, para la óptima operación del transformador.
- 4.- Los arrollamientos fabricados en cobre electrolítico de alta conductividad (**DIN ECU 57/ ASTM B 133-78**). El conductor en el arrollamiento de BT es normalmente de sección rectangular y esta forrado con papel de celulosa pura. El arrollamiento de AT, es fabricado generalmente, con conductor de

cobre esmaltado de doble capa clase "F" y de sección circular. El papel con pegamento especial utilizado como aislante entre capas, permitiendo una excelente adhesión de los conductores después del tratamiento térmico de la parte activa, mejorando la resistencia del arrollamiento a los esfuerzos axiales de corto circuito.

5.- La altura de operación también es un factor físico preponderante, ya que la eficiencia de disipación de calor producido en el transformador, varía con la altura. En el diseño de nuestro transformador, la altura de operación es el nivel del mar, de lo contrario se tendría que reducir el calentamiento de acuerdo al **Cuadro 4** de la **NTP 370.002**; en función y el criterio **CEI-79-16**.

6.-El superar las pruebas de aislamiento, tanto Protocolares como de Rutina así también como Tipo son resultado de un cuidadoso montaje de los arrollamientos, de un exigente tratamiento térmico de la parte activa y de un riguroso control de calidad en el montaje final del transformador. Siendo necesario tener en cuenta lo siguiente:

a)El proceso de la parte activa es a 100 °C de temperatura durante 8 días ininterrumpidos, eliminándose así la humedad por completo.

b)El ajuste de la parte activa y montaje en el tanque será durante un periodo de 4 horas, para evitar absorber humedad del medio ambiente.

c) En el proceso de vacío-extracción del aire; del transformador de potencia será por un periodo de 6 horas, e inmediatamente después del llenando de aceite dieléctrico a 80 °C de temperatura mientras y simultáneamente, se continué haciendo el vacío.

d)Hacer reposar el transformador durante 8 días, para permitir una buena

impregnación del aceite en la parte activa, antes de someterlo a las pruebas de tensión.

7.-En el ensayo de tensión inducida si triplicamos la frecuencia nominal con la finalidad de aumentar el valor de la impedancia equivalente del transformador de potencia, limitando la corriente de excitación y evitando así la saturación del núcleo magnético. Una brusca y excesiva circulación de la corriente durante la prueba significaría que se ha producido una falla en el arrollamiento, pudiendo ser estas las causas:

- a)Deficiente aislamiento de los conductores y/o conductores en cortocircuito.
- b)Distancias mínimas inadecuadas entre espiras para el nivel de tensión.
- c)Deficiente impregnación del aceite dieléctrico en el material aislante.

8.-De todos los equipos de prueba, el medidor de aislamiento en Corriente alterna es el único que proporciona la información necesaria para tomar una decisión acertada sobre la calidad del sistema de aislamiento de un equipo eléctrico de alta tensión. En la mayor parte del aislamiento de los transformadores de potencia está constituido por el aceite dieléctrico, la información acerca del estado de este componente, nos proporcionará datos de suma importancia para la evaluación del sistema de aislamiento de los equipos de potencia.

9.- Los ensayos físico-químicos del aceite nos dan información del estado de su deterioro. El análisis cromatográfico nos indica cómo está trabajando la parte interna del transformador, no tiene que coincidir necesariamente con el estado que se encuentre el aceite refrigerante del transformador.

10.- La vida útil del transformador depende de la calidad de los

aislamientos empleados, los que degradan por las sobretensiones o elevaciones de temperatura debidas a sobrecargas excesivas. Todos los aislamientos empleados son de origen natural (papel, cartón y madera) y no contaminan ni degradan el aceite aislante. Si los materiales aislantes poseen un alto índice de impregnación, esto nos permitirá tener una alta rigidez dieléctrica y un bajo índice de factor de potencia.

11.- La impregnación de las bobinas con barniz resistente al aceite según procedimientos especiales aseguran excelentes propiedades mecánicas a los devanados. Esta impregnación proporciona también la requerida firmeza a los ataques químicos y a la penetración de la humedad.

12.- En el cálculo de la disipación de calor del tanque se tomó como temperatura máxima del aceite 5 °C menos de lo que exige la norma como medida de seguridad, esto es recomendable porque el cálculo térmico existe un poco de imprecisión, ya que esto está basado en experiencias de carácter constructivas y es necesario darle un margen de tolerancia según MOTSINGER y BOYAJIAN, la vida media de los aislamientos se reducen a la mitad por cada 8 °C de aumento de temperatura y a un régimen parecido de envejecimiento, le corresponde al aceite. En el caso de los aislamientos, aumentos excesivos de temperatura producen resecamiento y empiezan a carbonizarse, tornándose quebradizos, perdiendo así la resistencia mecánica, llegando a fallar no tanto por la pérdida de rigidez dieléctrica sino por efectos mecánicos de las vibraciones en el transformador.

RECOMENDACIONES:

- 1.- Antes de realizar el energizado definitivo de la Sala de pruebas es necesario realizar una verificación integral de toda el área correspondiente, retirando a todo el personal no necesario y prohibiéndose el ingreso a dicho ambiente con señalización que indique el peligro existente, ya que la experiencia ha demostrado que esto es causa de fatales consecuencias y causa de fallas al momento de realizar las pruebas.
- 2.- En general para la ejecución de las pruebas de corriente y tensión se deberá de contar con equipos adecuados en operación, calidad, precisión y cantidad a fin de poder medir todos los valores en los diversos circuitos y detectar alguna anomalía como inversión de fases o circuitos con retorno.
- 3.- Los equipos con problemas normalmente son aquellos que se encuentran en servicio por más de 10 años, sin embargo en los equipos nuevos se han detectado también anomalías, por lo que sí un equipo aun sea nuevo, no es motivo para dejar de hacer las pruebas respectivas para verificar su normal operatividad.
- 4.- El núcleo una vez instalado en el tanque, se conecta a tierra para evitar la presencia de tensiones capacitivas. El aceite debe ser químicamente estable para evitar efectos corona en transformadores de alto voltaje o aparatos similares.
- 5.- La válvula de seguridad es un accesorio que debe ser instalado en todo transformador, por lo menos de 200 kVA o más. Esa válvula actúa en caso de sobrepresiones excesivas internas y limita, en cierta medida, una falla de esta naturaleza. Para transformadores de potencias mayores y de más alto

voltaje se disponen de otros sistemas para protección contra fallas internas, como son la protección diferencial y otros más sofisticados.

6.- Se recomienda que todo transformador debe transportarse en posición vertical. Este está provisto de anillos de arrastre y de cáncamos. Al izarlo con grúas los cables (de acero o tirantes de hierro forjado) no formarán en ningún caso un ángulo menor de **60°** con la horizontal.

7.- Sobre la eficiencia del transformador es importante mantener, las perdidas en el núcleo tan bajas como sea posible, usando en el diseño materiales magnéticos de alto grado, es decir de grano orientado, laminado en frío y de alta permeabilidad magnética recubierto de aislamiento orgánico en ambas caras, que cortadas aseguran la ausencia de rebabas, permiten obtener bajos valores de excitación y pérdidas en vacío.

8.- Es importante llevar a cabo un estricto Control de Calidad durante el proceso de fabricación, verificando entre otras cosas las dimensiones establecidas en el diseño como la separación entre bobinados de BT y AT., así como el ancho y la longitud de los arrollamientos, a fin de poder garantizar la tensión de corto circuito solicitada en el diseño.

9.- Con referencia a la prueba de tensión aplicada es recomendable utilizar un divisor capacitivo de tensión que nos permita leer directamente, a través de un voltímetro de pico, el máximo nivel de tensión de prueba aplicado. Esto se debe porque en la prueba el transformador de ensayo se comporta como un condensador, por el efecto capacitivo de sus arrollamientos, produciéndose en él sobretensiones que exceden al valor de prueba establecido, haciéndose más notorio en transformadores de gran potencia.

10. Es recomendable, establecer para los transformadores un programa de mantenimiento predictivo, mediante la aplicación periódica del análisis de los gases disueltos en el aceite, de tal manera él poder detectar a tiempo la causa y el inicio de alguna falla interna en el transformador.

11.- Una forma indirecta de protección contra sobrecargas es mediante un termómetro bimetálico, con indicación de máxima temperatura; el indicador de máxima permite conocer la máxima temperatura a la que llegó la capa superior del aceite, durante un período determinado. Un termómetro con contactos puede ser también útil con el fin de activar una alarma o la desconexión del transformador; sin embargo es necesario reiterar que este método es indirecto y no garantiza que el transformador sufra daños por sobrecargas de corta duración, debido a que la constante de temperatura del aceite es diferente a la del cobre de los arrollamientos.

En transformadores de gran potencia, es el relé de imagen térmica el instrumento más apropiado para protección contra sobrecargas.

12.- En transformadores de potencia mediana, ejemplo más de 500kVA, puede optarse por la incorporación de un relé BUCCHOLZ, el que actúa al detectar una sobrepresión originada por una falla interna. Sin embargo, este relé debe actuar sobre un elemento de apertura automática instalado en el lado del primario del transformador, que pueda sacar a este de servicio en cuanto actúa dicho relé. La simple función de alarma, no justifica su instalación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Norma Técnica Peruana 370.002.** Transformadores de Potencia. **Indecopi** – Área de Normas Técnicas.
- [2] Aguilar, Sánchez A. Ensayos y Puesta en Servicio de Equipos, Subestaciones, Tableros y Transformadores. 1981- CEFIEE -UNAC.
- [3] Carranza, Arévalo M. "Operación de Transformadores de Potencia Seminario Profesional" . Abril 1981. Publicaciones AEP.
- [4] Jara, Q.R. Control de Calidad de Transformadores de Distribución. Centro de Publicaciones AVJ.-Uso Interno-1987.
- [5] Vidalón, Gálvez W. Seminario Profesional: Máquinas Eléctricas en la Industria. Pruebas de Transformadores. CEFIEE-UNI. Nov.85
- [6] Bedoya, C. A. Análisis y Pruebas de Transformadores de Potencia Sometidos a las Tensiones de Impulso-Tesis UNI-FIEE .1988.
- [7] Montoya, H. Domingo. - Manual para El Control de Ensayos de Transformadores de Distribución y Potencia.1986- CEFIEE- UNI.
- [8] Delcrosa, "Manual de Transformadores de Distribución y Potencia" Unidad de Instrucción .1980. Publicaciones y Capacitación .
- [9] Norma CEI (Comisión Electrotécnica Internacional) Transformadores de Potencia Publicación 76. Año 1967. UNI-FIEE
- [10] Camarena, M. P. Transformadores Eléctricos Industriales – Reparación Diseño Y Construcción- CECSA –1987.
- [11] Maykard, H.B. Manual de Ingeniería y Organización Industrial. Editorial REVERTE. 2000.
- [12] **CEI, Norma N° 599;** "Interpretación de los Análisis de Gases en los Transformadores Rellenos de Aceite en Servicio", 1978.
- [13] Corrales, Martín J. " Teoría, Cálculo y Construcción de Transformadores", Editorial Labor. 1976.
- [14] Corrales, Martín J. " Cálculo Industrial de Máquinas Eléctricas", Tomo I - Editorial Marcombo. 1978.

- [15] Donizetti, G. El Transformador. Curso de Máquinas Eléctricas Capítulo III – Publicaciones UNI –1964.
- [16] Gutiérrez, Paucar A. Teoría y Análisis de Máquinas Eléctricas. Fondo Educativo UNI - 2001.FIEE.
- [17] BBICT S.A. (ABB), TRANSFORMADORES -Instrucciones de Fabricación y Mantenimiento. Publicaciones Técnicas-1981
- [18] KAWASAKI, “KAWASAKI ELECTRICAL STEELS”. Catálogo 99-00.
- [19] Ministerio de Energía y Minas, Código Nacional de Electricidad. Edición 1992. Área de Normas Técnicas.
- [20] Avelino Pérez P. Transformadores de Distribución – Teoría, cálculo, construcción y pruebas. Reverté Ediciones, S.A. de C.V. 1998.
- [21] Oliva, E. Ras. Transformadores De Potencia De Medida y de Protección. Ediciones Técnicas Marcombo 1975.
- [22] Passoni, Villa. “Note Sulle Prove Ad Impulso Su Trasformatori, Influenza Dell’ Induttanza Sul Tempo All’ Em Ivalore” Ct2/1983.
- [23] Díaz-Jarufe-Noriega. Disposición de Planta.- F.D.Editorial. Universidad de Lima. Primera Edición 2001.
- [24] Donald, G. Fink. Manual de Ingeniería Eléctrica Tomo I. McGraw-Hill -1997.
- [25] ASTM, Norma N° D1816.;”Standard Test Method For Dielectric Breakdown Voltage Of Insulating Oils Of Petroleum Origin Using VDE Electrodes”, 1984.
- [26] Bandini, Buti, A. “Medición Eléctrica-Ensayos De Máquinas” Tomo I Editorial Técnicas Rede-Barcelona, 1967.
- [27] Enríquez Harper G. El Libro Práctico De Los Generadores Transformadores Y Motores Eléctricos. Editorial. Limusa, 2001.