

147
2es.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE
UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

(ÁREA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA)

P R E S E N T A:

GONZALO SANDOVAL RÓDRIGUEZ



Director de Tesis: Ing. Juan Manuel Rojas G.

Ciudad Universitaria

1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

260917



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Dedicatorias

A mi padre, Arq. Horacio Sandoval De la Fuente, por ser un ejemplo constante de dedicación al trabajo y un modelo de rectitud.

A mi madre, Sra. Delia B. Rodríguez de Sandoval, por su dedicación y esfuerzo durante mis primeros años.

Quiero darle las gracias a ambos por estar conmigo en todo lo bueno y lo malo, por todo lo que me han dado y por ser tanto padres como amigos.

A mis hermanas, Eugenia y Belem Sandoval Rodríguez, por ser tan pacientes y buenas conmigo.

A las familias Sandoval y Rodríguez por todos los ratos agradables que he pasado con ellos.

Quisiera dar un agradecimiento especial a mi primo Eduardo Blancas Sandoval por su ayuda para conseguir mi primer trabajo del área profesional.

Dedicatorias

A mis pingas, Sritas. Mayra Adame Guerra y Meiling Ley Rodríguez, por ser las mejores amigas que he tenido, por la confianza que me han dado y toda la paciencia que me han tenido.

A César Vargas Razo, mi mejor amigo del CCH, por todos los buenos momentos que hemos pasado, y todos los que estén por venir.

A los Ings. Erik Castañeda De Isla Puga y L. Humberto Soriano Sánchez de la Facultad de Ingeniería por la oportunidad que me dieron de colaborar con ellos y por ser tanto compañeros de trabajo como buenos amigos.

A mis compañeros de trabajo de Mantenimiento Eléctrico, Sres. Adrián Martínez Montiel, Ernesto Ocaña Villeda, Héctor Manuel Gómez y Joel Jaime Serrano, por todo lo que me han enseñado y el apoyo que me han dado.

Al Ing. Juan Manuel Rojas Gómez, por haber aceptado dirigir este trabajo de tesis y toda la orientación y consejos que me dió hasta llegar a su culminación.

Dedicatorias

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme dado mis estudios de educación media superior y de licenciatura.



A la Facultad de Ingeniería por la oportunidad de haber podido colaborar como Coordinador de Ayudantes de la asignatura de Geometría Analítica.



Dedicatorias

A TV Azteca, por haberme dado mi primer trabajo del área de Ingeniería Eléctrica, por todo lo que he aprendido durante mi estancia en la empresa y por la gran oportunidad de desarrollo profesional que me ha dado.



Índice.

	Introducción	i
1.	Descripción de los elementos principales de un transformador y principio de funcionamiento.	1
1.1.	Elementos principales de un transformador.	1
1.1.1.	Generalidades.	1
1.1.2.	Núcleo.	2
1.1.3.	Bobinas.	5
1.1.4.	Bastidor.	8
1.1.5.	Tanque.	8
1.1.6.	Refrigeración y aislamiento.	9
1.1.7.	Métodos de enfriamiento.	10
1.1.8.	Boquillas.	13
1.1.9.	Respiraderos.	15
1.1.10.	Conmutadores o cambiadores de derivación.	16
1.1.11.	Indicadores.	22
1.1.12.	Dispositivos de protección.	23
1.1.13.	Corazas.	25
1.1.14.	Conectores a tierra.	25
1.1.15.	Válvulas.	25
1.1.16.	Placa de datos.	25
1.2.	Principio de funcionamiento	26
1.2.1.	Ley de Faraday.	26
1.2.2.	Ley de Lenz.	27
1.2.3.	El transformador ideal.	29
	1.2.3.1. Relaciones de transformación.	29
	1.2.3.2. Polaridad.	32
2.	Diseño y construcción del núcleo.	35
2.1.	Diseño del núcleo.	35
2.1.1.	La Ley de Faraday aplicada al diseño de circuitos magnéticos.	35
2.1.2.	Sección transversal del núcleo.	37
2.1.3.	Dimensiones del núcleo.	39
2.2.	Construcción del núcleo.	44
2.2.1.	Propiedades del material magnético.	44
2.2.2.	Selección del material magnético.	46
2.2.3.	Tipos de montajes.	48
2.2.4.	Elementos del núcleo.	50
3.	Diseño y construcción de las bobinas.	53
3.1.	Diseño de las bobinas.	53
3.1.1.	Cálculo del número de espiras y selección de los conductores.	53

3.1.2.	Aislamiento.	56
3.1.2.1.	Recubrimiento de los conductores.	57
3.1.2.2.	Aislamiento entre capas.	59
3.1.2.3.	Aislamiento entre bobinas de un mismo arrollamiento o de una misma columna.	60
3.1.2.4.	Aislamiento entre bobinados concéntricos.	61
3.1.2.5.	Separación entre bobinas y el tanque.	65
3.1.2.6.	Distancias mínimas entre las partes vivas de los bornes exteriores y el tanque u otro tipo de masa.	65
3.2.	Construcción de las bobinas.	66
3.2.1.	Devanados de baja tensión.	67
3.2.1.1.	Bobina helicoidal.	67
3.2.2.	Devanados de alta tensión.	68
3.2.2.1.	Bobina discoidal.	69
3.2.2.2.	Bobina anular.	69
3.2.2.3.	Bobina cilíndrica.	69
3.2.2.4.	Bobina tipo galleta.	70
3.2.3.	Tratamiento final.	70
3.2.4.	Disposición de las bobinas.	70
3.2.4.1.	Enrollamiento discoidal.	70
3.2.4.2.	Enrollamiento anular-cilíndrico.	71
3.2.4.3.	Enrollamiento cilíndrico.	71
3.2.5.	Conexiones de las bobinas.	72
3.2.5.1.	Conexión en serie.	72
3.2.5.2.	Conexión en paralelo.	74
4.	Diseño del tanque y selección de elementos adicionales como: aislamientos, boquillas de conexiones, cambiador de derivaciones, etc.	77
4.1.	Diseño del tanque	77
4.1.1.	Cálculo de las dimensiones del tanque.	77
4.1.1.1.	Cálculo de las dimensiones del conjunto activo.	77
4.1.1.2.	Cálculo de las dimensiones internas del tanque.	79
4.2.	Selección de elementos adicionales.	80
4.2.1.	Aislamientos.	80
4.2.2.	Boquillas.	82
4.2.2.1.	Boquillas para uso interno.	83
4.2.2.1.1.	Boquillas macizas o tipo simple.	83
4.2.2.1.2.	Boquillas tipo relleno o con aceite.	85
4.2.2.1.3.	Boquillas tipo condensador.	86
4.2.2.2.	Boquillas para uso externo.	88
4.2.3.	Cambiador de derivaciones.	92
4.2.3.1.	Cambiador de derivación sin carga.	92
4.2.3.2.	Cambiador de derivación con carga.	93
5.	Conexiones normalizadas para transformadores.	94

5.1.	Conexiones para transformadores monofásicos.	94
5.1.1.	Conexión en paralelo.	94
5.1.2.	Conexión en serie.	95
5.1.3.	Conexión en paralelo-serie.	96
5.1.4.	Conexión serie-paralelo.	97
5.2.	Conexiones trifásicas y para transformadores trifásicos.	98
5.2.1.	Conexión estrella-estrella.	99
5.2.2.	Conexión delta-delta.	101
5.2.3.	Conexiones estrella-delta y delta-estrella.	103
5.2.4.	Conexión estrella-estrella con devanado terciario en delta.	107
5.2.5.	Conexión zig zag.	107
5.2.6.	Conexión T-T.	109
5.2.7.	Determinación del desfaseamiento entre devanados.	111
5.2.8.	Comparación entre los transformadores trifásicos y los bancos trifásicos.	118
6.	Tipos de enfriamiento.	120
6.1.	Descripción de los tipos de enfriamiento para transformadores.	120
6.1.1.	Refrigeración natural y refrigeración artificial	120
6.1.2.	Métodos de enfriamiento.	121
6.1.2.1.	Tipo seco con enfriamiento propio (tipo AA).	121
6.1.2.2.	Tipo seco con enfriamiento por aire forzado (tipo AFA).	122
6.1.2.3.	Tipo seco con enfriamiento natural y por aire forzado (tipo AA/FA).	122
6.1.2.4.	Tipo sumergido en aceite con enfriamiento natural (tipo OA).	122
6.1.2.5.	Tipo sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio y por aire forzado tipo (OA/FA).	123
6.1.2.6.	Tipo sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio/con aceite forzado-aire forzado/aceite forzado/ aire forzado (tipo OA/FOA/FOA).	123
6.1.2.7.	Tipo sumergido en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y aire forzado (tipo FOA).	123
6.1.2.8.	Tipo sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua (tipo OW).	123
6.1.2.9.	Tipo sumergido en líquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada (tipo FOW).	124
6.2.	Cálculo de algunos sistemas de enfriamiento del aceite.	124
6.2.1.	Pérdidas.	124
6.2.1.1.	Pérdidas en el circuito magnético.	124

6.2.1.1.1.	Pérdidas por histéresis.	124
6.2.1.1.2.	Pérdidas por corrientes de Foucault o corrientes parásitas.	126
6.2.1.1.3.	Cálculo de las pérdidas totales o combinadas en la chapa.	129
6.2.1.2.	Pérdidas en el circuito eléctrico.	132
6.2.1.2.1.	Pérdidas por efecto Joule.	132
6.2.1.2.2.	Otras pérdidas.	134
6.2.2.	Determinación del área de contacto para refrigeración.	134
6.2.3.	Consideraciones de temperatura.	135
6.2.4.	Cálculo del sistema de refrigeración.	136
6.2.4.1.	Tanque liso.	136
6.2.4.2.	Tanque ondulado.	136
6.2.4.3.	Tanque con tubos.	139
7.	Modelado del circuito equivalente del transformador.	143
7.1.	Consideraciones preliminares.	143
7.2.	Modelado del circuito equivalente.	143
7.2.1.	El transformador real.	143
7.2.2.	El circuito equivalente del transformador.	147
7.2.3.	Simplificaciones al circuito equivalente del transformador.	149
7.2.4.	Determinación de los parámetros del transformador.	152
7.2.5.	Cálculo de las pérdidas de voltaje, regulación, pérdidas de energía y eficiencia.	156
8.	Simulación del funcionamiento del transformador en computadora con base en su circuito equivalente.	160
9.	Cálculo de un transformador de potencia.	173
9.1.	Datos de diseño.	173
9.2.	Cálculo del núcleo.	174
9.3.	Cálculo de los devanados y distancias aislantes.	177
9.4.	Cálculo del tanque y selección de elementos adicionales.	188
9.5.	Cálculo del sistema de enfriamiento.	189
10.	Conclusiones.	195
	Bibliografía.	197

INTRODUCCIÓN

El descubrimiento de Faraday, en 1831, de la inducción electromagnética puso las bases del principio de funcionamiento de diversos dispositivos tales como el generador, el motor eléctrico, la bocina, el micrófono y el transformador.

Aunque durante un cierto tiempo el hallazgo de Faraday no tuvo un “valor práctico”, no faltó quien continuara experimentando y como resultado se construyeron bobinas, operadas con pulsos de corriente directa, las cuales fueron utilizadas para dar toques o producir chispas.

En 1882, Gaulard y Gibbs patentaron un sistema de distribución de potencia, que funcionaba a base de corriente alterna y transformadores, los cuales tenían una relación de 1:1 y aunque los resultados no fueron buenos, debido a que los transformadores se conectaron en serie en el lado primario, se establecieron las bases de la transmisión y transformación de energía eléctrica.

Los resultados anteriores llamaron la atención de George Westinghouse, y en 1885 adquiere los derechos de patente de los trabajos de Gaulard y Gibbs, encomendándole a William Stanley el desarrollo del transformador.

El éxito coronó su trabajo en 1886 cuando, utilizando un generador de 500 volts, iluminaron algunos comercios en Great Barrington, Massachusetts, a media milla de distancia. Al final de la línea se utilizó un transformador para reducir el voltaje.

Actualmente el transformador se encuentra asociado a los sistemas de transmisión y distribución de corriente alterna. Esta máquina es la que hace posible el enlace de circuitos

con diferentes tensiones; del generador a la línea de transmisión, de la línea de transmisión al sistema de distribución y del sistema de distribución a una gran variedad de cargas que deberán operar con diversos voltajes.

Aunque el transformador tiene diversas aplicaciones como igualación de impedancias, aislamiento (cuando su relación de transformación es 1:1), elevación y reducción de potencial y atenuación de ruidos o componentes de alta frecuencia, este trabajo pretende contemplar a los transformadores de potencia desde el punto de vista de diseño y construcción.

La bibliografía existente, en México, generalmente trata a los transformadores desde el punto de vista de los circuitos equivalentes, sus conexiones, su eficiencia, cálculos en por unidad, aplicaciones y en general teoría sobre su funcionamiento como dispositivo eléctrico.

La información existente sobre diseño y construcción de transformadores se encuentra muy dispersa en la bibliografía, algunos temas son tratados con mayor profundidad, y otros puede decirse que pasan desapercibidos.

Este trabajo tiene como objetivos: a) la investigación de los criterios existentes para diseñar transformadores de potencia y la aplicación de uno de ellos (o más, según sea el caso) en el diseño de un transformador; b) la investigación y descripción del procedimiento de construcción de diversos componentes del transformador como núcleo, bobinas y tanque; y c) el desarrollo de un programa en computadora que permita la simulación del funcionamiento del transformador.

Existen diversos métodos de diseño para transformadores, cada uno de los cuales

contempla diversas especificaciones para el diseño de las partes del transformador, algunos métodos requieren de pocos datos para el diseño, proporcionando poca información para su realización; otros métodos requieren de una mayor cantidad de datos y proporcionan un gran volumen de información; sin embargo los diversos métodos no requieren de las mismas especificaciones de diseño.

Para el desarrollo de este trabajo se analizaron los métodos de diseño de transformadores propuestos por los siguientes autores: John Kuhlmann, William D. Flanagan y Juan Corrales Martín. Desde el punto de vista del núcleo, los tres métodos contemplan la obtención de sus dimensiones como longitud, altura de las columnas, altura del yugo, selección del material y disposición de las láminas; sin embargo, el método de William Flanagan aunque utiliza tablas y fórmulas normalizadas de la Armour Research Foundation no proporciona información para la selección y dimensionamiento de láminas de transformadores de potencia, ni para el diseño del tanque. Por otro lado tiene la desventaja de ser un método iterativo, si el largo de la bobina es mayor del 85% de la longitud de la ventana, entonces hay que volver a calcular las dimensiones del núcleo hasta ajustarlo a las de las bobinas.

Los métodos propuestos por John Kuhlmann y por Juan Corrales Martín son más completos en el sentido de que contemplan los mismos aspectos que el método anterior, y proporcionan la información necesaria para el diseño del tanque, el peso de los materiales utilizados y el cálculo de pérdidas; además tienen la ventaja de no ser iterativos, primero se calculan las dimensiones preliminares del núcleo, luego se diseñan las bobinas y en base a los resultados se modifican las dimensiones del núcleo. El método de diseño elegido como

base para este trabajo es el de Juan Corrales Martín debido a que es más completo debido a que proporciona información para el cálculo de la permeancia específica, del calentamiento de los bobinados y del sistema de refrigeración para el aceite, además que contempla el diseño de transformadores desde un punto de vista más general que el método de John Kuhlmann que contempla diseños para núcleos de 10, 100 y 1000 KVA únicamente.

La metodología seguida por cada autor se muestra en la siguiente tabla:

William D. Flanagan. "Handbook of transformer, design & applications"	John Kuhlmann. "Diseño de aparatos eléctricos"	Juan Corrales Martín. "Cálculo industrial de máquinas eléctricas"
1. Selección del material magnético, del sistema de aislamiento y estimación de la temperatura permisible en núcleo y bobinas.	1. Relación de peso núcleo-cobre.	1. Cálculo de las corrientes y tensiones primarias por fase.
2. Determinación del tamaño y capacidad del núcleo.	2. Cálculo del área de sección transversal del núcleo.	2. Cálculo de las dimensiones del núcleo.
3. Determinación de la disposición del núcleo en material y tamaños requeridos.	3. Cálculo de las dimensiones del núcleo (diámetro y escalones) y área neta de la sección transversal.	3. Cálculo de las bobinas.
4. Estimación de la máxima densidad de flujo de operación.	4. Cálculo del número de espiras para los devanados y del voltaje por espira.	4. Cálculo de las distancias aislantes.
5. Cálculo del número de vueltas en el primario y secundario.	5. Cálculo de la corriente de plena carga en los devanados y del área de sección transversal de los conductores.	5. Diseño de la distribución del bobinado de baja tensión.
6. Cálculo de la densidad de corriente en el primario y en el secundario.	6. Cálculo de las dimensiones de la ventana del núcleo (área, alto y ancho).	6. Diseño de la distribución del bobinado de alta tensión.
7. Cálculo de la corriente del primario.	7. Cálculo de la longitud del yugo.	7. Cálculo de las pérdidas en el hierro.

8. Selección del tipo de conductor.	8. Estimación de la longitud media de cada espira.	8. Cálculo de las pérdidas en el cobre.
9. Selección del tipo de construcción de bobina.	9. Cálculo del peso total del núcleo.	9. Cálculo de la caída de tensión por resistencia.
10. Determinación del aislamiento requerido entre bobinas, bobinas y tanque y entre capas de bobinas.	10. Cálculo del peso total del cobre.	10. Cálculo de la permeancia específica.
11. Cálculo del tamaño de las bobinas.	11. Cálculo del área de sección transversal del conductor de baja tensión.	11. Cálculo del calentamiento de los bobinados.
12. Comparación entre el tamaño de la ventana del núcleo con el tamaño de las bobinas.	12. Cálculo de la densidad de corriente de la bobina de baja tensión.	12. Diseño del tanque.
13. Cálculo de los parámetros del circuito equivalente.	13. Cálculo de la altura y espesor de la bobina de baja tensión.	13. Cálculo del sistema de refrigeración para el aceite.
14. Cálculo de las pérdidas en el núcleo, cobre y corriente de excitación.	14. Cálculo del área de sección transversal del conductor de alta tensión.	14. Cálculo de la tensión de circuito corto.
15. Cálculo de la elevación de temperatura.	15. Cálculo de la densidad de corriente de la bobina de alta tensión.	15. Cálculo de la variación de tensión.
	16. Cálculo del ancho y alto de las bobinas de alta tensión.	16. Cálculo del rendimiento a plena carga.
	17. Ajuste de las dimensiones del núcleo en base a las dimensiones finales de las bobinas.	
	18. Cálculo de las características de operación.	

Aunque aparentemente los otros métodos contemplan más aspectos de diseño que el seleccionado, se verá más adelante que casi todos los puntos presentados en la metodología de cálculo de Kuhlmann y de Flanagan están contenidos en diversos puntos del método

propuesto por Corrales Martín, y los aspectos no contemplados han sido complementados utilizando otras fuentes bibliográficas.

No existe un método que se pueda considerar universal para el diseño de transformadores de potencia, cada uno de ellos es producto de la experiencia de los autores; asimismo una gran parte de las expresiones utilizadas para el cálculo de transformadores se han obtenido en forma experimental y no pueden ser deducidas o justificadas matemáticamente.

1. Descripción de los elementos principales de un transformador y principio de funcionamiento.

1.1. Elementos principales de un transformador.

1.1.1. Generalidades.

Un transformador es una máquina eléctrica, que tiene como objetivo principal transferir energía eléctrica entre dos circuitos independientes. La idea fundamental del transformador es que la energía eléctrica puede ser transmitida de un embobinado, utilizando un circuito magnético de flujo variable, a otro embobinado.

La transformación de energía eléctrica tiene el propósito de modificar las magnitudes de voltajes de forma que puedan ser acoplados dos sistemas con tensiones diferentes.

El transformador puede consistir en dos o más bobinas acopladas por un circuito magnético. Al embobinado que recibe la energía de la fuente se le conoce como embobinado primario, o simplemente primario; mientras que el embobinado que recibe la energía del primario por inducción magnética se conoce como embobinado secundario o solamente secundario.

Dependiendo de su relación de transformación, un transformador podrá ser considerado como elevador, cuando aumenta la magnitud del voltaje recibido; como reductor, cuando disminuye la magnitud de la tensión del embobinado primario; y de aislamiento, cuando la magnitud del voltaje del primario es igual a la del secundario.

Debido a que el principio de funcionamiento del transformador es la inducción electromagnética, éste carece de partes móviles, por lo tanto deberá ser considerado como una máquina estática.

1.1.2. Núcleo.

El núcleo es el circuito magnético del transformador, y su función es transferir la energía eléctrica, que recibe el embobinado primario, en forma de flujo magnético, al embobinado secundario.

El material que forma el núcleo son láminas o chapas de acero al silicio (del orden del 3% al 5%) de 0.28 milímetros de espesor y con un aislante de 0.0254 *mm* de grosor. El silicio tiene el propósito aumentar la resistividad del acero (se reducen las corrientes parásitas) y disminuir las pérdidas por histéresis.

El núcleo puede ser clasificado de dos formas diferentes atendiendo a su forma y construcción:

- a) Tipo columna o normal.
- b) Tipo acorazado.

En el primer tipo, las bobinas se encuentran arrolladas sobre las columnas del núcleo, como se muestra en la figura 1.1, mientras que el segundo, ilustrado en la figura 1.2, tiene uno o varios arrollamientos que son rodeados en gran parte de su longitud por el núcleo, que se presenta como un circuito magnético en paralelo. Existe una variación de los núcleos tipo acorazado que es denominada como tipo "distribuido" o "dividido", en la cual el núcleo está formado por un embobinado rodeado por cuatro marcos de laminaciones (ver figura 1.3).

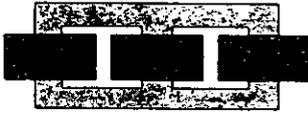


Figura 1.1 Núcleo trifásico tipo columna.

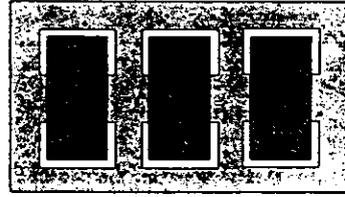


Figura 1.2 Núcleo trifásico tipo acorazado.

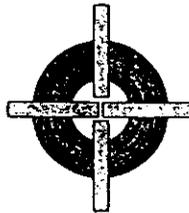
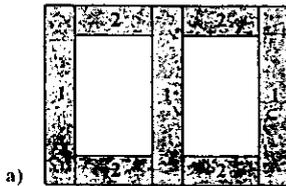
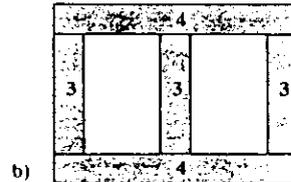


Figura 1.3 Núcleo monofásico tipo acorazado distribuido.

En un núcleo de tipo columna las láminas que lo conforman pueden seguir la disposición mostrada en la figura 1.4a, en donde se aprecia la disposición de las tiras 1 y 2, que forman una de las láminas. En la figura 1.4b puede verse la forma de otra lámina en base a la colocación de las tiras 3 y 4.



a)



b)

Figura 1.4 Construcción de las láminas de un núcleo tipo columna.

Si se construye el núcleo alternando estos dos tipos de lámina se disminuye su reluctancia a un valor mínimo.

Debido a su forma, la construcción de un núcleo acorazado es más complicada que la de uno tipo columna. En la figura 1.5a se observa que una lámina de un núcleo acorazado puede estar integrada por 4 tipos diferentes de tiras de metal. Las tiras marcadas con el 4 conducen el flujo producido por los tres embobinados y, dependiendo del sentido de las corrientes, las tiras con el número 2 conducirán la suma o la diferencia del flujo de las tiras 4. La figura 1.5b muestra la disposición de las tiras de otra lámina para un núcleo acorazado.

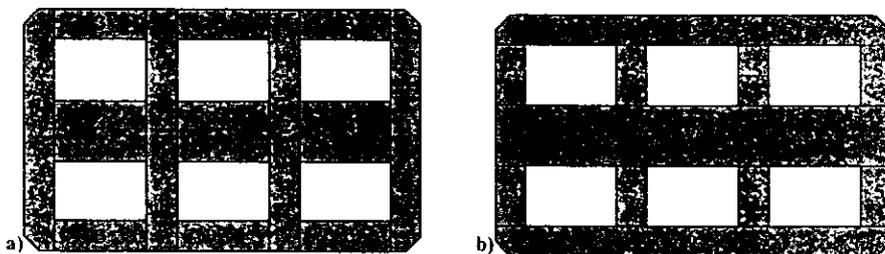


Figura 1.5 Construcción de las láminas de un núcleo tipo acorazado.

Aunque un núcleo usualmente funciona como circuito magnético debe ser fuerte mecánicamente debido a que también trabaja como estructura de soporte. Bajo condiciones de circuito corto los esfuerzos electromagnéticos que tratan de separar a los embobinados primario y secundario, son proporcionales al cuadrado de las corrientes que circulan por éstos, pudiendo llegar a ser del orden de 680,000 kilogramos-fuerza.

1.1.3. Bobinas.

Las bobinas constituyen el circuito eléctrico del transformador y forman parte de los circuitos de alimentación y de carga. Su función es generar un flujo magnético (bobina del lado primario) que pueda ser conducido por el núcleo para ser utilizado para inducir una F.E.M. (bobina del lado secundario).

Las bobinas podrán ser de una, dos o tres fases; el número de espiras dependerá de las tensiones que se pretendan transformar; el material del conductor puede ser alambre o solera, de cobre o aluminio, cubiertos de material aislante. En transformadores de bajo voltaje se utilizan conductores de alambre, mientras que en los transformadores grandes se utiliza la solera.

Para reducir las pérdidas ocasionadas por una distribución de corriente no uniforme sobre los conductores, éstos son subdivididos en ramales del mismo tamaño, ligeramente aislados entre sí y transpuestos de forma que cada ramal enlace la misma cantidad de flujo para que la corriente total se divida en forma igual sobre los ramales y se reduzcan las pérdidas en el material conductor.

El medio de enfriamiento de las bobinas son conductos dispuestos en forma axial o radial que permiten el flujo de aceite para disipar el calor generado por el funcionamiento de las mismas.

Dependiendo de su construcción y capacidad las bobinas pueden ser de tipo discoidal, anular y cilíndrico.

Bobinas discoidales. Su material es solera de cobre enrollada en espiral, en ocasiones se intercala una tira de cartón aislante, de mayor espesor que la solera, entre espira y espira;

y el enrollado final va cubierto de tela aislante. Este tipo de bobina, común en los núcleos de tipo acorazado, tiene como característica principal que el primario y el secundario se devanan en forma alternada como se muestra en la figura 1.6.

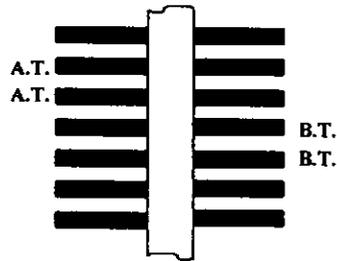


Figura 1.6 Bobina discoidal.

Como se observa en la figura 1.6, la disposición para este tipo de bobina es dos bobinas de alta tensión, seguidas de dos bobinas de baja tensión y así se continúan intercalando, con el propósito de aislar de forma más eficiente las bobinas de alta tensión.

Generalmente se utiliza en sistemas en donde la tensión del lado de alta no difiere mucho de la tensión del lado de baja.

Bobinas anulares. Estas bobinas están construidas a base de alambre aislado, o bien de barra de cobre enrollada sobre un carrete desarmable de forma cilíndrica o rectangular. El enrollado lleva una cubierta de tela aislante. Este tipo de bobinas se utiliza cuando la diferencia de tensiones de los lados de alta y baja es grande.

En la figura 1.7 se muestra una bobina del tipo anular cilíndrico, en donde los anillos ocupan la parte externa del enrollamiento y están separados por cuñas de material aislante.

Los anillos constituyen el embobinado de alta tensión y las dos capas cilíndricas del centro forman el embobinado de baja tensión.

Este tipo de bobina puede ser utilizada en núcleos acorazados y acorazados distribuidos.

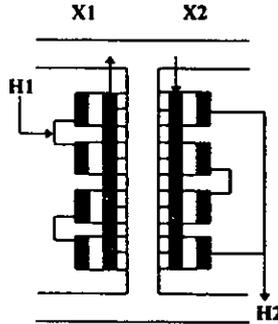


Figura 1.7 Bobina tipo anular-cilíndrico.

Bobinas cilíndricas. En la figura 1.8 se muestra la configuración de una bobina de tipo cilíndrico en donde la forma de las bobinas es cilíndrica y están dispuestas en forma concéntrica alrededor de una columna del núcleo. Al centro se ubica una bobina de baja tensión, seguida de otras dos de alta tensión y finalmente viene una más de baja tensión.

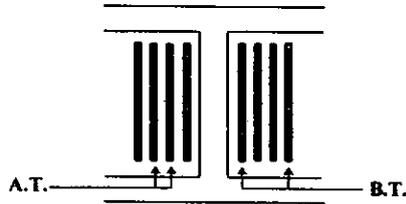


Figura 1.8 Bobina cilíndrica.

El conductor de las bobinas cilíndricas es solera de cobre, enrollada en forma de hélice en una sola capa, con cartones de aislamiento entre cada capa; una tela aislante recubre todo el cilindro del embobinado.

Este tipo de bobina es empleado comúnmente en transformadores de núcleo distribuido para potencias y voltajes medios.

1.1.4. Bastidor.

Es la estructura que envuelve al núcleo y a las bobinas y se encarga de soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos generados por el funcionamiento del transformador.

1.1.5. Tanque.

Cuando el medio de enfriamiento en un transformador es diferente del aire, el núcleo y los embobinados necesitan estar dentro de un recipiente que pueda contenerlos junto con el refrigerante. El tanque es el dispositivo destinado a contener estos tres elementos, y puede ser de forma redonda, ovalada, elíptica o rectangular, debe ser hermético de forma que pueda soportar un vacío absoluto sin que se deforme, le proporciona protección eléctrica y mecánica a los elementos que resguarda y debe ser capaz de disipar parte del calor generado en el transformador.

El tanque de un transformador puede ser fundido, de lámina remachada o de lámina soldada dependiendo de su tamaño.

Tanque fundido. Es muy pesado pero es una estructura muy resistente, y las posibilidades de fuga del refrigerante son mínimas.

Tanque de lámina remachada. Su peso es mínimo sin embargo presenta fugas constantes del refrigerante.

Tanque de lámina soldada. Su peso es mínimo, como en el caso anterior, y los procedimientos de soldadura permiten la eliminación casi completa de porosidades.

Existen tanques de construcción mixta en los cuales la base y las tapas son fundidas, de forma que soporte las maniobras de carga y descarga del transformador, y las paredes laterales son de lámina.

Es muy importante que el tanque tenga una rigidez adecuada debido a que se ve sometido a contracciones y expansiones del aceite ocasionadas por los cambios de temperatura.

1.1.6. Refrigeración y aislamiento.

El medio destinado a conducir el calor del transformador hacia el tanque también debe ser aislante eléctrico y puede ser líquido, como en la mayoría de los casos, gas a presión o sólido.

Los elementos que se utilizan principalmente para propósitos de aislamiento y refrigeración son aire y aceite mineral, o bien otros compuestos llamados Askarel (nombres comerciales: Pyranol, Inerteen o Chlorextol) que pueden sustituir al aceite.

El aceite se utiliza preferentemente sobre el aire por sus mejores características eléctricas (rigidez dieléctrica) y térmicas (conductividad térmica), no debe contener humedad porque su rigidez dieléctrica disminuye notablemente, no debe tener partículas en suspensión porque pueden formar cadenas conductoras que den origen a arcos eléctricos, no debe tener ácidos o azufre libre porque estos elementos atacan al cobre y al hierro.

La viscosidad del aceite debe ser reducida para facilitar su circulación por conductos estrechos, su punto de flameo debe ser elevado para evitar que el transformador se incendie fácilmente en caso de falla, la constante dieléctrica da el valor de distribución de los esfuerzos eléctricos del aceite sobre la parte sólida del aislamiento.

Las especificaciones de aceite para transformador están dadas en la siguiente tabla:

Tabla 1.1

Características del aceite para transformadores

Especificaciones / Aceite	Medio	Ligero
Punto de flameo [°C]	180 a 190	133
Punto de ignición [°C]	205 a 215	148
Punto de congelación [°C]	-10 a -15	-40
Densidad	0.865 a 0.87 (a 13.5 °C)	0.87 (a 15 °C)
Viscosidad (Saybolt)	100 a 110 (a 40 °C)	40 a 57 (a 37.8 °C)

El aceite medio es utilizado para transformadores autoenfriados, mientras que el aceite ligero es usado en transformadores enfriados por agua.

En los transformadores de distribución se acostumbra dejar un espacio entre el aceite y la tapa para permitir la expansión del aceite. En algunos transformadores de gran tamaño dicho espacio es llenado con nitrógeno seco con una presión ligeramente mayor a la atmosférica.

1.1.7. Métodos de enfriamiento.

En transformadores pequeños el enfriamiento puede llevarse a cabo fácilmente mediante radiación y convección natural, de manera que éste se mantenga en una temperatura de funcionamiento adecuada. A medida que se incrementan las dimensiones del tanque su superficie de contacto con el aire es insuficiente para disipar el calor, entonces sus paredes se construyen con ondulaciones para aumentar la superficie de contacto. Si la superficie de contacto por medio de ondulaciones no basta para disipar el calor se recurre a ventiladores que arrojan aire fresco sobre el transformador de forma que se esté refrigerando constantemente.

Si la potencia del transformador es muy elevada (150 kVA o más) entonces se recurre a tubos externos unidos al tanque por la parte superior e inferior de forma que por ellos pueda circular el aceite de arriba hacia abajo a manera de radiador. Una variación consiste en poner tubos de sección transversal ovalada y ondulados sobre su longitud, o bien rectos, los cuales van unidos a dos cabezados de distribución, como se muestra en la figura 1.9.

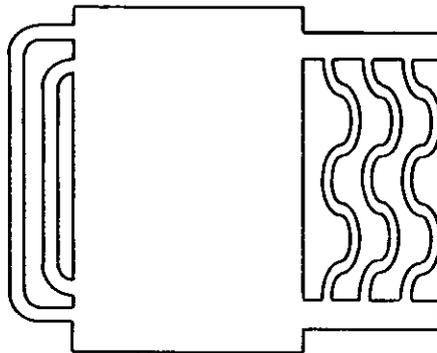


Figura 1.9 Refrigeración de un transformador por medio de tubos externos.

Los serpentines son dispositivos que permiten la circulación de un líquido refrigerante que absorba el calor interno del transformador y lo lleve al exterior de forma que la temperatura interna del transformador no rebase ciertos límites.

La refrigeración por medio de serpentines puede ser de dos tipos: con serpentines interiores y con serpentines exteriores.

Refrigeración con serpentines interiores. Los serpentines están colocados en la parte superior del tanque y están conectados a un sistema de agua fría y caliente que tiene la presión adecuada para hacerla subir a los serpentines y salir del transformador.

Refrigeración con serpentines exteriores. Los serpentines están colocados en un tanque auxiliar con alimentación de agua fría. Por medio de una bomba de aceite, éste circula del transformador al serpentín y viceversa.

Los métodos de enfriamiento para transformadores consisten básicamente en el aumento de la superficie de contacto con el aire, y el uso de medios artificiales que aceleren rápidamente la disipación del calor. En algunas ocasiones, dependiendo de la potencia manejada por el transformador, será necesario combinar estos métodos para tener la mejor disipación de calor.

Los métodos de enfriamiento de un transformador pueden ser:

a) *Enfriamiento por aire.* Es utilizado en lugares cerrados donde se requiere disminuir el riesgo de incendio que representan los transformadores enfriados por aceite. Su principal inconveniente es que el transformador es de mayores dimensiones que uno de aceite que maneje la misma potencia.

b) *Enfriamiento por ráfaga de aire.* Se usa en lugares en donde se requieren transformadores de peso y dimensiones reducidas, como locomotoras de corriente alterna. El transformador puede ser enfriado utilizando un ventilador.

c) *Enfriamiento por aceite.* Se caracteriza porque las bobinas y el núcleo se encuentran inmersos en aceite, el cual tiene la doble función de servir como refrigerante y aislante. Sus principales inconvenientes son que el aceite se puede quemar produciendo calor y flamas de gran intensidad; y la disminución de su rigidez dieléctrica debida a la aparición de partículas en suspensión y humedad.

d) *Autoenfriamiento con inmersión en aceite.* Muchos transformadores de distribución y algunos de potencia utilizan este método. En transformadores pequeños el tanque es suficiente para enfriar el aceite. Para transformadores de medianas potencias se utilizan ondulaciones en el tanque o serpentines para aumentar la disipación de calor. En transformadores de gran tamaño se hace uso de ventiladores.

e) *Enfriamiento por aire forzado e inmersión en aceite.* Este método consiste en la utilización de ventiladores, controlados por temperatura, que soplen aire frío sobre los radiadores del ventilador.

f) *Enfriamiento por agua e inmersión en aceite.* Un tubo de cobre dispuesto alrededor de la parte interna del tanque se encarga de conducir agua para enfriar el aceite.

g) *Enfriamiento por aceite forzado.* El aceite es bombeado fuera del transformador a un refrigerador, generalmente a base de agua, y enseguida se vuelve a utilizar. Este método es utilizado ampliamente en Europa.

h) *Pyranol, Inerteen o Chlorextol.* Estos compuestos, utilizados en sustitución del aceite, tienen como características que no son volátiles, ni combustibles, ni explosivos; tienen alta rigidez dieléctrica y sirven también como medios de enfriamiento.

1.1.8. Boquillas.

Las boquillas son los elementos terminales que permiten la conexión de las bobinas, a través de la tapa o del tanque del transformador, con la alimentación externa impidiendo el paso de la corriente en otra dirección. Las boquillas también proporcionan protección contra flameo e impiden la entrada de polvo y humedad al interior del transformador.

A diferencia de las boquillas anteriores, ésta tiene un espacio relleno de aceite, entre el birlo y la porcelana. La boquilla tiene una barra conductora rodeada por un cierto número de cilindros delgados en forma concéntrica, hechos de material aislante y separados con madera dura tratada. Los cilindros y la barra conductora son sostenidos internamente por dos conos cóncavos de porcelana, el espacio sobrante se rellena de aceite.

b) Boquilla tipo relleno.

Estas boquillas se utilizan normalmente para tensiones medias, aunque existen boquillas con birlos de fierro diseñadas para altas tensiones.

transformador para impedir fugas del aceite.

utilización del birlo se puede optar por desnudar el conductor del lado interno del pueden permitir la salida del aceite y el paso de la humedad o polvo. Si no fuera posible la recubrimiento de corcho debido a que el forro de los conductores tiene porosidades que su propio aislamiento, aunque es más recomendable la utilización de un birlo de cobre con extremo a otro, por donde pasa el conductor terminal de las bobinas quedando ajustado por Este tipo de boquilla tiene una perforación, a lo largo de su eje, que la atraviesa de un intemperies.

de poste, con una brida de sujeción y campanas en su parte exterior, si está diseñada para Esta construida a base de porcelana o bakelita, su forma es similar a la de un aislador

a) Boquilla maciza.

Las boquillas o "bushing" de un transformador, dependiendo de su construcción, pueden ser de tres tipos distintos:

c) Boquillas tipo condensador.

Las boquillas tipo condensador están hechas de capas alternadas de papel especial impregnado de bakelita y aluminio enrollados alrededor del birlo. El papel debe estar bien tensado y la capa de aluminio debe ser menos larga que el birlo. Las hojas de aluminio forman condensadores concéntricos con la misma tensión de forma que los gradientes eléctricos sean uniformes en todas las capas. La parte superior de este arreglo está montada sobre un cono cóncavo de porcelana, de forma similar a la boquilla de tipo relleno, y la parte inferior está inmersa en el aceite del transformador.

En la punta superior de la boquilla se coloca una tapa metálica para uniformizar el campo interno y disminuir el gradiente cerca de la terminal. La punta superior lleva un anillo para el mismo propósito aunque de menores dimensiones debido a que éste se encuentra sumergido en aceite.

1.1.9. Respiraderos.

Los transformadores de pequeñas dimensiones pueden tener un tanque cerrado herméticamente de forma que la humedad no penetre en ellos, sin embargo, para transformadores de gran tamaño es prácticamente imposible hacerlos herméticos.

En los transformadores de gran tamaño, se acostumbra el uso de aberturas de forma que las diferencias de presión originadas por los cambios atmosféricos o por el funcionamiento del transformador se puedan equilibrar.

Los dispositivos que tienen como misión el impedir el paso de la humedad a través de las aberturas reciben el nombre de respiraderos, los cuales, en su forma más simple, constan de una cámara con placas deflectoras. Estos dispositivos van conectados a la parte superior

del transformador mediante un tubo pequeño. Las placas deflectoras están arregladas de forma que impidan el paso de agua o nieve al transformador.

Un cambio brusco de temperatura puede producir condensación en el aire que circula por los respiraderos y generar humedad en el interior del transformador. Para impedir la entrada de humedad por condensación, los respiraderos son equipados con una cierta cantidad de cloruro de calcio, el cual seca el aire que pasa a través del respiradero.

Existe otro tipo de respiradero utilizado en transformadores en donde el nitrógeno reemplaza al aire contenido sobre el aceite. Este tipo de respiradero tiene el propósito de eliminar el oxígeno y la humedad contenidos en el aire, debido a que el oxígeno puede combinarse químicamente con el aceite del transformador y formar sedimentos que retardan la radiación del calor de las bobinas hacia el aceite.

1.1.10. Conmutadores o cambiadores de derivación.

El conmutador o cambiador de derivaciones es el dispositivo que permite controlar, manual o automáticamente, el voltaje que se le suministra al transformador. Puede estar instalado ya sea en baja o alta tensión, aunque lo más recomendable es una instalación del lado de alta tensión debido a que se manejan menores corrientes.

Existen dos tipos de cambiadores de derivación: los que operan sin carga y los que operan bajo carga.

Conmutador sin carga.

Un conmutador que opera sin carga debe abrir los circuitos de carga antes de operar debido a que las maniobras para el cambio de derivación darían origen a arcos eléctricos que pueden persistir por un tiempo indefinido.

Los conmutadores sin carga generalmente son dispositivos giratorios y las tres fases pueden ser operadas por el mismo cambiador de derivaciones.

La figura 1.10 muestra la disposición de un cambiador de derivaciones, para un circuito con conexión en delta, que opera sin carga.

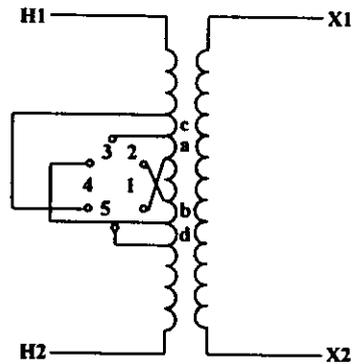


Figura 1.10 Cambiador de derivaciones sin carga (conexión en delta).

El conmutador de la figura 1.10 consta de 6 posiciones, en forma hexagonal, de las cuales una casi no se utiliza. Cada uno de los 6 contactos está aislado de los demás y va unido a una punta de las derivaciones del embobinado. Hay un conector montado en un eje, sobre el cual gira para ir tomando las diferentes posiciones.

La posición No. 1 une las dos terminales de los embobinados, correspondiendo al número máximo de espiras o tensión máxima.

La segunda posición deja fuera la sección a del embobinado, que corresponde a un 2.5 % menos de la tensión de la primera posición.

En la tercera posición se saca de funcionamiento las espiras de las secciones a y b con lo que la tensión se reduce un 5 % con respecto a la máxima.

La posición No. 4 deja fuera a las secciones a, b y c, significando una disminución del 7.5 % de la tensión máxima.

La quinta posición saca de funcionamiento a las espiras de las secciones a, b, c y d, obteniéndose una tensión 10 % menor de la máxima.

La sexta posición, en donde se sacan de funcionamiento las secciones b y d, es equivalente a la tercera posición, en donde no intervienen las secciones a y b, por lo tanto no es muy utilizada.

El cambiador de derivaciones, sin carga, para una conexión tipo estrella se muestra en la figura 1.11.

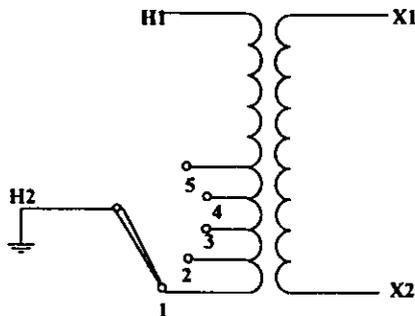


Figura 1.11 Cambiador de derivaciones sin carga (conexión en estrella).

Conmutadores con carga.

Los cambiadores de derivación diseñados para operar con carga, son aquellos que pueden operar manteniendo el circuito conectado. Estos conmutadores pueden ser de enrollamientos paralelos, de tipo simple con bobina de transición y de tipo simple con bobina permanente.

a) *Conmutador de enrollamientos paralelos.*

En este tipo de cambiador de derivaciones, los devanados de alta y baja tensión están divididos en dos partes que operan en paralelo. Las dos partes del devanado de alto voltaje tienen tres derivaciones conectadas a interruptores de control, instalados dentro del tanque del transformador o en un compartimiento adjunto.

El mecanismo, ilustrado en la figura 1.12, tiene cerrados los interruptores 1 y 1' cuando está trabajando en la máxima tensión. Si se desea cambiar a una tensión menor, por ejemplo la siguiente, se abre el interruptor 1 y se cierra el número 2. En seguida se abre el interruptor 1' y se cierra el 2'. Debe observarse que durante la operación de cambio entre los interruptores 2 y 1' los devanados funcionan en paralelo, aunque con diferente número de espiras, sin haber interrupción en el flujo de energía hacia la carga.

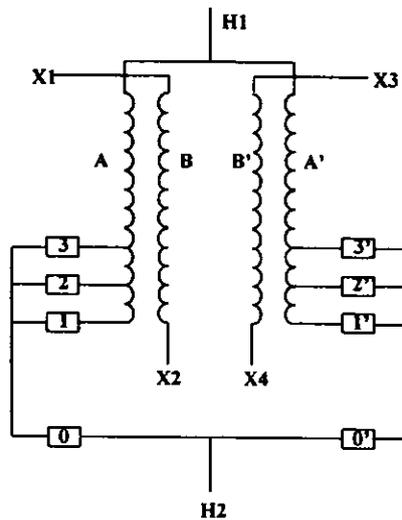


Figura 1.12 Conmutador de enrollamientos paralelos.

b) Conmutador con enrollamientos simples (con bobina de transición).

Este tipo de conmutador es utilizado cuando sólo se tiene disponible un embobinado en el transformador. Este cambiador de derivaciones introduce una bobina de transición al hacer los cambios de circuitos de manera que no se produzcan circuitos cortos que afecten a los embobinados ni a los interruptores.

En la figura 1.13 se aprecia la configuración para este tipo de cambiador de derivaciones.

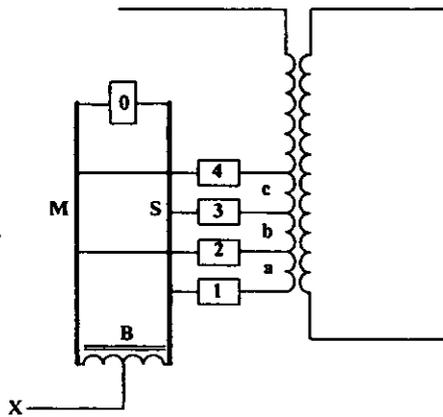


Figura 1.13 Conmutador de bobina de transición.

En este conmutador se sacan cuatro derivaciones del embobinado del transformador cada una conectada a un interruptor. Cada interruptor se conecta a las barras M y S en forma intercalada. Las barras están unidas en uno de sus extremos por un interruptor O, y por el otro están conectadas a las terminales de una bobina, de la cual se saca una terminal adicional (X).

Cuando se desea la tensión máxima se cierran los interruptores 0 y 1. Si se desea cambiar a una tensión menor, por ejemplo la inmediata inferior, se abre el interruptor 0, quedando la línea en serie momentáneamente con la bobina de transición; enseguida se cierra el interruptor 2, en este caso la bobina evita la condición de circuito corto que se produciría por estar conectadas las derivaciones de los interruptores 1 y 2; se desconecta el interruptor 1, dejando fuera a las espiras de la sección a; y finalmente se cierra el interruptor cero.

c) Conmutador con regulador intermedio (con bobina permanente).

Los transformadores equipados con este cambiador de derivaciones tienen la característica de no producir variaciones bruscas en la tensión. La figura 1.14 ilustra la configuración para este conmutador.

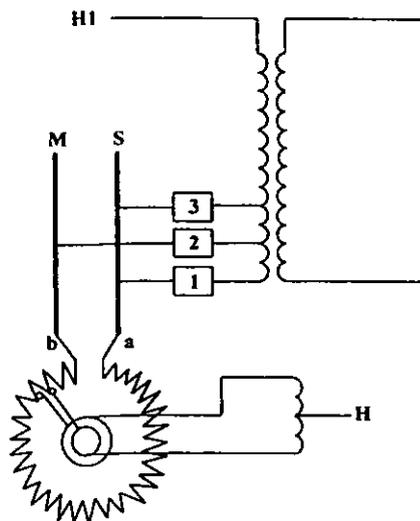


Figura 1.14 Conmutador con bobina permanente.

Cuando se desea la máxima tensión el interruptor 1 se encuentra cerrado, mientras que 2 y 3 están abiertos y el cursor está en la posición a. Si se desea disminuir la tensión entonces se cierra el interruptor 2, sin abrir y cerrar los interruptores 1 y 3 respectivamente; al mover el cursor de a hacia b la tensión disminuye hasta alcanzar el valor correspondiente a la derivación del interruptor 2. Para bajar más el voltaje se abre el interruptor 1 y se cierra el 3 y, desplazando el cursor de b hacia a se disminuye el voltaje gradualmente.

1.1.11. Indicadores.

Los indicadores son los dispositivos encargados de señalar el estado en que se encuentran ciertos elementos que intervienen en el funcionamiento del transformador, como el nivel de aceite y la temperatura, para mantenerlo funcionando en las condiciones para las que fue diseñado.

Los indicadores más importantes son los de la temperatura del aceite y los embobinados.

Para la temperatura del aceite se utilizan normalmente termómetros de bulbo que contengan alcohol. Estos termómetros se instalan en la parte superior del transformador, que es en donde el aceite alcanza su mayor temperatura, y cuentan con dos agujas, una que marca la temperatura actual del aceite y otra que indica la temperatura máxima que el aceite ha alcanzado en un lapso de tiempo, que puede ser una semana o un mes, de forma que se pueda tener información de la máxima carga soportada por el transformador.

Los termómetros de mercurio pueden utilizarse para medir la temperatura del aceite siempre que se mantengan lejos de los escapes de flujo del núcleo.

Los termómetros de los embobinados son completamente distintos debido a que no es conveniente que un elemento conectado a tierra esté próximo a los embobinados, además de que estaría sujeto a una fuerte inducción magnética.

Para medir la temperatura de las bobinas se utiliza una cinta de cobre enrollada de forma no inductiva y conectada eléctricamente a la bobina que esté más cerca al punto considerado como el más caliente del transformador. Esta cinta va unida al secundario de un transformador de medida, el lado primario va unido a un puente de Wheatstone alimentado por corriente alterna a través de un regulador R. En la diagonal del puente se encuentra un galvanómetro cuya aguja indicará la temperatura del enrollamiento en función de la variación de la resistencia de la barra.

1.1.12. Dispositivos de protección.

En un sistema de potencia, un transformador está expuesto a altos voltajes y corrientes contra los cuales debe estar protegido de forma que no se dañe, ni constituya un peligro para los operadores o haga de su mantenimiento una labor arriesgada.

a) Protección contra sobrevoltajes.

Un transformador puede verse expuesto a sobrevoltajes que pueden ser ocasionados por descargas atmosféricas (rayos) y por fallas en el sistema de potencia o alguna maniobra errónea. Un rayo produce una serie de ondas viajeras en ambas direcciones, a partir del punto de incidencia, sobre la línea de transmisión. Al llegar estas ondas al final de la línea o a un empalme son reflejadas en forma de picos de voltaje, los cuales al alcanzar las terminales de un transformador pueden romper el aislamiento entre espiras o bien el aislamiento entre bobinas y el tanque.

Las maniobras de cierre y apertura de interruptores, desconexiones del circuito, o bien una combinación de una falla y su subsecuente aislamiento en el sistema, dan lugar a sobretensiones transitorias que resultan peligrosas para el sistema y los transformadores.

El dispositivo destinado a proteger a los transformadores contra sobrevoltajes es el apartarrayos, el cual está hecho de una serie de elementos de resistencia no lineal y que tiene por objeto disminuir la magnitud de las sobretensiones.

Un apartarrayos debe comportarse como un elemento aislante mientras que la tensión de la línea no rebase un cierto valor de voltaje. Cuando el potencial de la línea alcanza el valor preestablecido debe comportarse como conductor y finalmente debe llevar a tierra la corriente producida por el sobrevoltaje.

b) Protección contra sobrecorrientes.

Un transformador debe ser desconectado cuando una corriente de gran magnitud, procedente de la alimentación, atraviesa los embobinados, ya sea por una sobrecarga anormal, una falla interna del aislamiento o la corriente asociada a una sobretensión.

Los elementos utilizados en estos casos son fusibles e interruptores, los cuales desconectan al transformador antes de que el calor asociado a la sobrecorriente ocasione daños graves.

El interruptor es un elemento destinado a conectar y desconectar parte de un circuito eléctrico bajo condiciones de carga y de circuito corto, es decir, debe ser capaz de interrumpir tanto la corriente normal del circuito, como la ocasionada por una falla.

Los fusibles son elementos empleados también en la interrupción de corriente en un circuito, pero a diferencia de los interruptores, sólo pueden utilizarse una vez. El fusible

tiene el propósito de interrumpir la sobrecorriente en un circuito y debe soportar los voltajes transitorios que se generan después de la interrupción.

Normalmente los interruptores y los fusibles tienen una característica de funcionamiento de tiempo inverso, mientras mayor sea la corriente, el tiempo de interrupción es menor.

1.1.13. Corazas.

Aunque los apartarrayos le proporcionan al transformador una protección contra sobretensiones el voltaje entre espiras puede ser excesivo en ciertas partes de las bobinas. Para resolver esta situación, los transformadores son equipados con una coraza metálica, diseñada cuidadosamente, colocada de tal forma que el gradiente de voltaje en las bobinas sea constante y se mantenga en valores de seguridad.

1.1.14. Conectores a tierra.

Los conectores a tierra son placas de cobre soldadas al tanque del transformador para conectarlo a la red de tierra.

1.1.15. Válvulas.

Son los elementos por los cuales se introduce, muestrea y extrae el aceite del transformador, para propósitos de mantenimiento.

1.1.16. Placa de datos.

La placa de datos contiene los datos principales referentes al funcionamiento del transformador, como potencia, voltajes, por ciento de impedancia, número de fases, frecuencia, tipo de enfriamiento, diagramas de conexiones, diagrama fasorial de tensiones primarias y secundarias, altura de operación sobre el nivel del mar, elevación de

temperatura, por ciento de variación de voltaje en cada etapa del cambiador de derivaciones, número de serie, peso, año de fabricación y fabricante.

1.2. Principio de funcionamiento.

1.2.1. Ley de Faraday.

El descubrimiento de Faraday de la inducción electromagnética trajo consigo una nueva forma de generar voltajes, partiendo de un campo magnético. A este tipo de voltaje Faraday lo llamó inducido porque sólo se genera cuando hay un movimiento relativo entre el conductor y el campo magnético o cuando el campo magnético es variable.

Al desplazar un conductor a través de un campo magnético, como se muestra en la figura 1.15, existe un movimiento entre el campo y el conductor que trae como consecuencia una variación de las líneas de flujo magnético en el tiempo, produciéndose una fuerza electromotriz en el conductor.

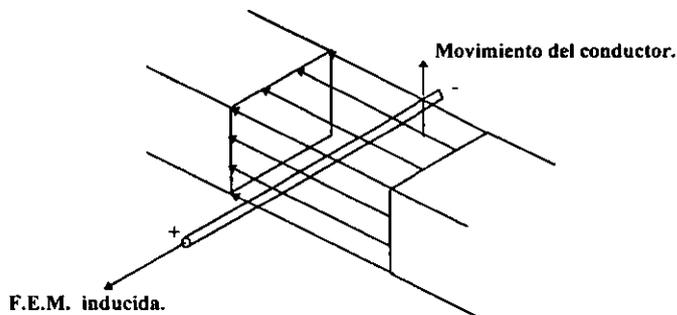


Figura 1.15 Conductor desplazándose dentro de un campo magnético.

Este fenómeno es definido por medio de la Ley de Faraday de la siguiente forma: “El voltaje inducido en un conductor es directamente proporcional al cambio del flujo magnético en el tiempo”. Matemáticamente, esta ley se expresa como:

$$e = \frac{d\phi}{dt} \quad (1.1)$$

En donde: e es la fuerza electromotriz (F.E.M.) inducida.

ϕ son las líneas flujo que pasan a través del conductor en [Wb].

t es el tiempo en el que se enlazan las ϕ líneas de flujo en [s].

Para que la expresión 1.1 sea válida, el flujo deberá tomarse sobre el área limitada por el circuito. Si el conductor tiene una trayectoria cerrada entonces se presenta una corriente inducida que se desplaza en el mismo sentido de la F.E.M. Si la trayectoria del conductor forma una bobina con un número de espiras N , entonces la ecuación 1.1 puede escribirse como:

$$e = N \frac{d\phi}{dt} \quad (1.2)$$

1.2.2. Ley de Lenz.

En una espira conductora la corriente inducida puede recorrerla en uno de dos sentidos posibles, pero en la realidad siempre lo hace en uno. El físico alemán Heinrich Lenz explicó en forma concisa, en 1834, cuál es el sentido que toma la corriente inducida: "la corriente inducida en un circuito eléctrico tendrá una trayectoria tal que su efecto magnético se opondrá al cambio de la causa que lo produce". En realidad, la Ley de Lenz es una consecuencia del principio de la conservación de la energía.

Para comprender mejor a la Ley de Lenz, se tomará como ejemplo el circuito mostrado en la figura 1.16, que consiste en una barra conductora que se desplaza sobre dos rieles conductores, paralelos entre sí, en presencia de un campo magnético cuyo flujo se dirige hacia dentro del papel.

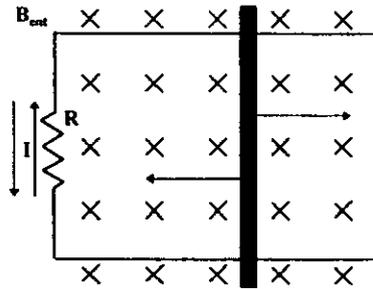


Figura 1.16 Circuito eléctrico en presencia de un campo magnético.

Si la barra se desplaza hacia la derecha (flecha de color gris) el flujo magnético que queda dentro del circuito aumenta, mientras que si el desplazamiento es hacia la izquierda el flujo (flecha de color negro) dentro del circuito disminuye.

Cuando la barra se mueve hacia la derecha el flujo aumenta, y de acuerdo con la Ley de Lenz, el efecto magnético de la corriente inducida debe ser tal que se oponga al cambio de la causa que lo produce. En este caso la causa es un aumento en el número de líneas de flujo magnético en el circuito, y como consecuencia el efecto magnético debe oponerse a este aumento, es decir, el flujo magnético debido a la corriente inducida debe ir en sentido contrario al de las nuevas líneas de flujo que atraviesan el circuito. Este flujo, que sale del papel, produce una corriente en sentido contrario al de las manecillas del reloj.

Si el desplazamiento es hacia la izquierda, entonces el número de líneas de flujo que atraviesan el circuito disminuye, por lo tanto la dirección del flujo ocasionado por la corriente inducida debe ser hacia dentro del papel para compensar esta disminución. El flujo de la corriente inducida es en el sentido de las manecillas del reloj.

Para ambos casos puede observarse que el flujo debido a la corriente inducida tiende a conservar el flujo original del circuito, ya sea cancelando el flujo adicional o compensando el flujo faltante.

Aplicando este concepto a la Ley de Faraday, tenemos que el voltaje inducido en un circuito es:

$$e = -N \frac{d\phi}{dt} \quad (1.3)$$

1.2.3. El transformador ideal.

1.2.3.1. Relaciones de transformación.

El transformador funciona en base al principio del acoplamiento inductivo entre dos o más bobinas, es decir, los circuitos no están conectados físicamente.

El transformador ideal consiste en un núcleo de hierro suave y sin pérdidas (el flujo generado por una bobina es conducido totalmente por el núcleo a la otra bobina), los conductores de las bobinas no tienen resistencia eléctrica y la capacitancia que se produce entre espiras es despreciable.

La figura 1.17 muestra la configuración de un transformador ideal que consta de núcleo, un embobinado primario y otro secundario.

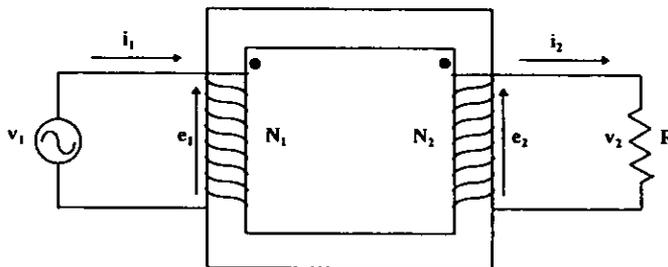


Figura 1.17 Configuración de un transformador ideal.

La bobina primaria, que tiene N_1 vueltas, está conectada a la fuente de tensión alterna, como se muestra en la figura, y la bobina secundaria, con N_2 vueltas está conectada a una carga R .

Como el núcleo no tiene pérdidas se considera que todo el flujo magnético ϕ_m de la bobina primaria pasa a la bobina secundaria.

De acuerdo a la Ley de Lenz, el voltaje inducido en la bobina primaria es:

$$e_1 = -N_1 d\phi_m / dt \quad (1.4)$$

y para la bobina secundaria:

$$e_2 = -N_2 d\phi_m / dt \quad (1.5)$$

entonces de las ecuaciones 1.4 y 1.5 se obtiene que:

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (1.6)$$

pero como los conductores de las bobinas no tienen resistencia eléctrica:

$$v_1 = e_1 \quad (1.7)$$

$$v_2 = e_2 \quad (1.8)$$

por lo tanto, se tiene que:

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (1.9)$$

Por otro lado, como el transformador es ideal, la potencia en el embobinado primario debe ser igual a la del embobinado secundario:

$$P_1 = P_2 = v_1 i_1 = v_2 i_2 \quad (1.10)$$

entonces, de las ecuaciones 1.9 y 1.10 puede obtenerse que:

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (1.11)$$

De las ecuaciones 1.9 y 1.11 se pueden obtener las siguientes relaciones de voltaje y corriente: $v_2 = (N_2/N_1)v_1$ e $i_2 = (N_1/N_2)i_1$.

Para la carga R , mostrada en la figura 1.17 se tiene que:

$$R = v_2/i_2 \quad (1.12)$$

Al sustituir las relaciones obtenidas de 1.9 y 1.11 en la ecuación 1.12 se obtiene:

$$R = (N_2/N_1)^2 R_H \quad (1.13)$$

en donde R_H es la resistencia de carga reflejada en el lado primario.

En general, cualquier impedancia Z_2 conectada en el secundario de un transformador se verá reflejada como una impedancia Z_1 en el lado primario, mediante la siguiente relación:

$$Z_1 = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_2 \quad (1.14)$$

Si definimos la relación de transformación α como la razón que existe entre el número de vueltas del embobinado primario y el número de vueltas del embobinado secundario, entonces las relaciones que definen al transformador ideal son:

$$\alpha = \frac{N_1}{N_2} \quad (1.15)$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \alpha \quad (1.16)$$

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{1}{\alpha} \quad (1.17)$$

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \alpha^2 \quad (1.18)$$

1.2.3.2. Polaridad.

Las marcas de polaridad, representadas como unos puntos de color negro en la figura 1.17, tienen el propósito de indicar la polaridad positiva instantánea del voltaje inducido en los embobinados primario y secundario del transformador.

La polaridad de un transformador, puede ser substractiva o aditiva dependiendo de la ubicación relativa de las marcas. Si éstas están colocadas del mismo lado de los devanados entonces la polaridad del transformador es substractiva, si las marcas aparecen en los extremos opuestos de los devanados entonces la polaridad es aditiva.

Sea el transformador ideal, mostrado en la figura 1.18, en el que las marcas de polaridad, que aparecen en el mismo extremo de cada devanado, indican que es substractiva.

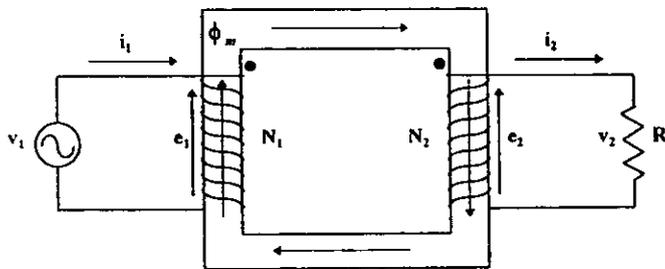


Figura 1.18 Transformador de polaridad substractiva

Este transformador se encuentra conectado a una fuente externa de voltaje v_1 . Cuando el voltaje v_1 es positivo, el voltaje inducido e_1 en el devanado primario tiene el sentido mostrado en la figura 1.18, es decir, opuesto a v_1 de acuerdo con la Ley de Lenz.

La dirección del flujo magnético ϕ_m , está dada por el sentido de la corriente i_1 que circula a través del devanado primario (la relación entre el sentido de la corriente y el flujo puede comprobarse por medio de la regla de la mano derecha).

De acuerdo a la Ley de Lenz la polaridad del voltaje inducido e_2 , mostrada en la figura 1.18, en el devanado secundario del transformador es tal que el flujo magnético producido por la corriente i_2 tiende a oponerse al flujo que circula por el núcleo del transformador. Además debe observarse que el sentido de i_2 se apega a la polaridad instantánea del voltaje inducido e_2 .

En la figura 1.19 se muestra un transformador de polaridad aditiva, en donde puede observarse que las marcas de polaridad se encuentran en los extremos opuestos de cada devanado.

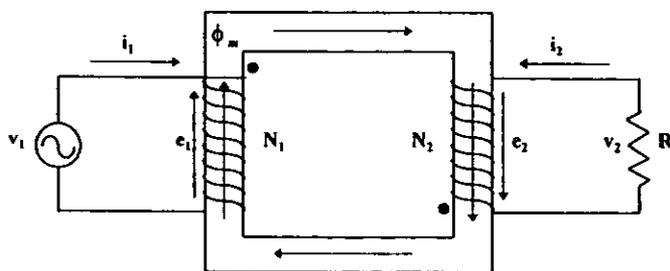


Figura 1.19 Transformador de polaridad aditiva.

El razonamiento para el voltaje inducido en el lado primario y el sentido del flujo magnético en el núcleo son similares que para el transformador de polaridad subtractiva.

El sentido del voltaje inducido e_2 , mostrado en la figura 1.19, en el devanado secundario es tal que la corriente i_2 se apega a la polaridad instantánea del voltaje inducido

y produce un flujo magnético que se opone al paso del flujo ϕ_m que circula por el núcleo, de acuerdo a la ley de Lenz.

El concepto de polaridad se encuentra ligado al sentido de los embobinados del transformador. En la figura 1.18 se observa que los embobinados primario y secundario se encuentran devanados en sentido opuesto, mientras que los embobinados primario y secundario de la figura 1.19 se encuentran arrollados en el mismo sentido.

Cuando un transformador tiene polaridad substractiva es por que sus embobinados se arrollaron en sentidos opuestos; si el transformador tiene polaridad aditiva significa que ambas bobinas fueron arrolladas en el mismo sentido.

2. Diseño y construcción del núcleo.

2.1. Diseño del núcleo.

2.1.1. La ley de Faraday aplicada al diseño de circuitos magnéticos.

De acuerdo a la ley de Faraday, el voltaje inducido en un conductor es directamente proporcional a la variación de las líneas de flujo en el tiempo, considerando exclusivamente el área limitada por el circuito.

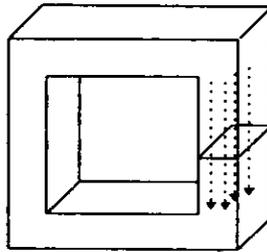


Figura 2.1 Líneas de flujo y área que limita el circuito magnético.

Si se toma el área del circuito y el número de líneas de flujo que lo atraviesan, como se muestra en la figura 2.1, se puede calcular la densidad de flujo magnético de la siguiente forma:

$$B = \frac{\phi}{A} \quad (2.1)$$

en donde: B es la densidad flujo magnético en $[T]$.

ϕ es el número de líneas flujo en $[Wb]$.

A es el área limitada por el circuito en $[m^2]$.

De la ecuación (1.2), y considerando que los voltajes aplicado e inducido tienen el mismo valor, se puede despejar el flujo obteniéndose:

$$\phi = \frac{1}{N} \int_0^t v dt \quad (2.2)$$

Sustituyendo la expresión 2.1 en la 2.2 se tiene:

$$B = \frac{1}{NA} \int_0^t v dt \quad (2.3)$$

expresión que permite calcular la densidad de flujo en función del voltaje, considerando el número de vueltas del circuito y el área limitada por el mismo.

Un factor muy importante a considerar en el diseño de transformadores son las limitantes del material magnético que se va a utilizar, por lo tanto es conveniente conocer la densidad máxima de flujo que magnetizará al núcleo.

Para obtener la densidad máxima de flujo a partir de la expresión 2.3 se considerará que el voltaje de alimentación v es senoidal, entonces a partir de la ley de Faraday se puede ver que la densidad de flujo es una función coseno negativa (el voltaje es la derivada con respecto al tiempo del flujo). Cuando inicia el semiciclo positivo del voltaje la densidad de flujo tiene su valor máximo negativo y al terminar el semiciclo positivo del voltaje se tendrá el valor máximo positivo del flujo (a la mitad del periodo del voltaje), entonces el doble de la densidad máxima de flujo se puede calcular tomando como límites 0 y $\frac{\pi}{\omega}$ en la expresión 2.3.

La densidad máxima de flujo entonces puede calcularse como:

$$B_{max} = \frac{1}{2NA} \int_0^{\frac{\pi}{\omega}} v_p \text{sen}(\omega t) dt \quad (2.4)$$

sea $u = \omega t$, entonces $du = \omega dt$ y la densidad de flujo puede obtenerse como:

$$B_{max} = \frac{v_p}{2NA\omega} \int_0^{\pi} \text{sen}(u) du \quad (2.5)$$

Resolviendo la integral de la expresión 2.5 se obtiene el valor de la densidad máxima de flujo en función del voltaje aplicado al circuito, la frecuencia del voltaje, el área limitada por el circuito y el número de vueltas del devanado:

$$B_{max} = \frac{v_p}{NA\omega} = \frac{v_{rms}}{4.44 fNA} \quad (2.6)$$

en donde: v_p es el valor pico del voltaje aplicado en [V].

v_{rms} es el valor eficaz del voltaje aplicado en [V].

2.1.2. Sección transversal del núcleo.

El núcleo de un transformador de potencia puede tener sección transversal rectangular (figura 2.2), cuadrada (figura 2.3) o escalonada (figura 2.4), aunque actualmente los fabricantes de transformadores de potencia han abandonado los núcleos de sección rectangular debido a que las bobinas presentan mayor facilidad de deformación ante los esfuerzos de circuito corto, siendo utilizados preferentemente en transformadores de distribución y pequeña fuerza; mientras que los núcleos con secciones transversales cuadradas y escalonadas permiten la utilización de bobinas circulares con menor grado de deformación ante los esfuerzos de circuito corto.

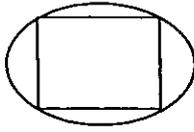


Figura 2.2 Sección transversal rectangular

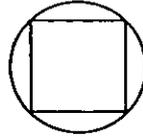


Figura 2.3 Sección transversal cuadrada

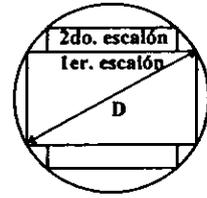


Figura 2.4 Sección transversal escalonada

La sección transversal cuadrada, que en realidad es un caso particular de sección de un solo escalón, es poco utilizada debido a que los núcleos con secciones de 2 o más escalones aprovechan de mejor forma el espacio disponible dentro de las bobinas. En los transformadores de gran tamaño es común el uso de canales de ventilación paralelos al plano de los escalones.

Tabla 2.1

Dimensiones del yugo (alto) y de los escalones de las columnas de un transformador de potencia en función de su diámetro y coeficiente de utilización.

Dimensiones	Primer escalón	Segundo escalón	Tercer escalón	Cuarto escalón	Quinto escalón
Largo	0.707D				
Ancho	0.707D				
k_0	0.465				
Largo	0.850D	0.520D			
Ancho	0.520D	0.850D			
k_0	0.570				
Largo	0.910D	0.710D	0.470D		
Ancho	0.410D	0.689D	0.870D		
k_0	0.610				
Largo	0.935D	0.800D	0.620D	0.460D	
Ancho	0.350D	0.600D	0.780D	0.890D	
k_0	0.640				
Largo	0.950D	0.850D	0.710D	0.560D	0.420D
Ancho	0.320D	0.530D	0.700D	0.820D	0.900D
k_0	0.655				

Las dimensiones de los escalones de un núcleo de sección escalonada, en función del diámetro de la bobina para uno, dos, tres, cuatro y cinco escalones son resumidas en la tabla 2.1 (Ver figura 2.4. para el orden de los escalones).

El área de la circunferencia que comprende la bobina puede escribirse en función de su diámetro (ver figura 2.4) como $\frac{\pi}{4} D^2$. Debido a que la sección transversal del núcleo está escalonada se tiene un coeficiente geométrico de reducción k_g el cual disminuye el área de la sección a $k_g \frac{\pi}{4} D^2$. Por otro lado, el aislamiento que existe entre las chapas que conforman el núcleo origina un coeficiente de empilado k_{fe} que reduce el área de la sección a $k_{fe} k_g \frac{\pi}{4} D^2$.

Entonces el área de la sección transversal A se puede expresar como:

$$A = k_{fe} k_g \frac{\pi}{4} D^2 = k_0 D^2 \quad (2.7)$$

2.1.3. Dimensiones del núcleo.

Al sustituir la expresión 2.7 en la 2.6 se puede calcular el voltaje por fase, del primario o del secundario como:

$$v_{rms} = 4.44 B_{max} D^2 f k_0 N \quad (2.8)$$

en donde: B_{max} es la densidad máxima de flujo en [T].

D es el diámetro de la bobina en [m].

f es la frecuencia del voltaje de alimentación en [Hz].

k_0 es el factor de utilización de la sección transversal del núcleo (ver la

tabla 2.1).

N es el número de vueltas del conductor.

Para un transformador de m fases, su potencia se determina mediante:

$$P = mv_1i_1 = mv_2i_2 \quad (2.9)$$

tomando los valores eficaces de voltaje aplicados a los devanados.

Si se calcula la potencia de un transformador utilizando las ecuaciones 2.8 y 2.9 y tomando como referencia el lado primario, entonces se tiene:

$$P = 4.44mB_{max}D^2fk_0N_1i_1 \quad (2.10)$$

El volumen prismático de la columna de un transformador se puede calcular aproximadamente mediante la relación $V = D^2L$ (considerando un cuadrado circunscrito a la bobina). Al sustituir el cuadrado del diámetro en la ecuación 2.10 la potencia puede calcularse como:

$$P = 4.44mB_{max} \frac{V}{L} fk_0N_1i_1 \quad (2.11)$$

en donde: V es el volumen prismático de la columna en $[m^3]$.

L es la longitud de la columna en $[m]$.

Al considerar la columna como un circuito magnético, se puede calcular su excitación magnética H como:

$$H = (N_1i_1)/L \quad (2.12)$$

en donde: N_1 es el número de vueltas del conductor en el lado primario.

i_1 es la corriente que circula por el conductor del lado primario en $[A]$.

L es la longitud del circuito magnético en $[m]$.

Los términos de la ecuación 2.11 se pueden reagrupar de modo que al sustituir la expresión 2.12, la potencia del transformador puede calcularse como:

$$P = 4.44mB_{max} fHk_0 V \quad (2.13)$$

Al despejar V de la ecuación 2.13 se llega a una expresión que permite calcular el volumen prismático de una columna de un transformador en función de su potencia, la frecuencia del voltaje de alimentación, el factor de apilamiento, la densidad máxima de flujo y la fuerza de magnetización del material del núcleo.

$$V = \frac{P}{4.44mB_{max} fHk_0} \quad (2.14)$$

Los valores más utilizados de densidad máxima de flujo magnético y de fuerza de magnetización se muestran en las tablas 2.2 y 2.3, en las cuales se puede ubicar cualquiera de estos valores en función de la potencia del transformador.

Tabla 2.2

Valores de densidad máxima de flujo magnético en las columnas de un transformador

Potencia del transformador $[kVA]$	Densidad máxima de flujo $[T]$	Potencia del transformador $[kVA]$	Densidad máxima de flujo $[T]$
10	1.60	90	1.67
20	1.62	100	1.67
30	1.64	150	1.68
40	1.64	200	1.68
50	1.65	250	1.69
60	1.65	300	1.69
70	1.66	400	1.70
80	1.66	500 o más	1.70

Tabla 2.3

Valores de excitación magnética para núcleos de transformadores

Potencia [kVA]	Fuerza de magnetización [Av/m] (Ampere-vuelta/metro)			
	Núcleo trifásico		Núcleo monofásico	
	Tipo columna	Tipo acorazado	Tipo columna	Tipo acorazado
1	5000-6600	6500-8300	6000-8000	10000-13000
5	8500-10000	11000-13000	10000-12000	17000-20000
10	9500-12000	12400-15600	11500-14000	19000-24000
50	15000-20000	19600-26000	18000-24000	30000-40000
100	17000-25000	22000-32000	20000-24000	34000-50000
500	23000-30000	30000-39000	27000-36000	46000-60000
1000	28000-37000	36000-48000	43000-57000	56000-74000
5000	42000-50000	55000-65000	50000-60000	84000-100000
10000	55000-65000	72000-85000	66000-78000	110000-130000

Una vez conocido el volumen de las columnas el siguiente paso es determinar como va a estar distribuido entre sus dos dimensiones: diámetro y longitud.

Los valores utilizados para determinar el diámetro de las columnas de un transformador en función de su potencia se muestran en la figura 2.5.

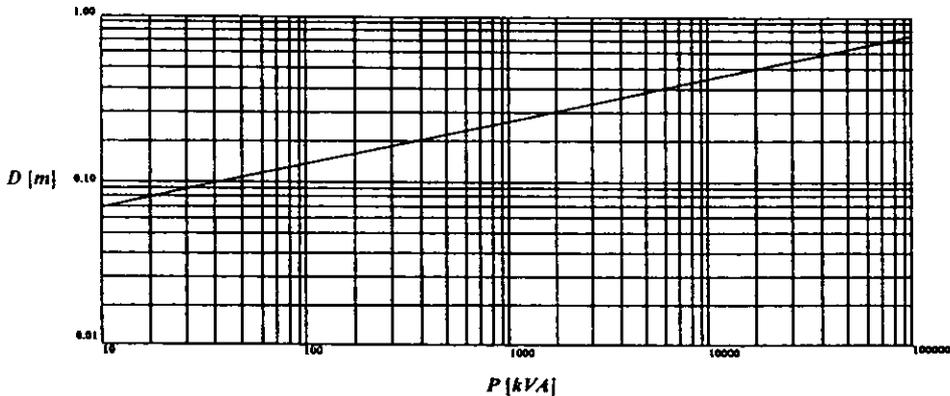


Figura 2.5 Diámetro de la circunferencia circunscrita al núcleo

Una vez determinado D en base a los valores de potencia de la figura 2.5, la longitud

de la columna, en metros, puede calcularse como:

$$L = \frac{V}{D^2} \tag{2.15}$$

El resto de las dimensiones del núcleo pueden determinarse a partir de las relaciones mostradas en la tabla 2.4. El significado de las literales que aparecen en la tabla es: L , longitud de la columna; D , diámetro de la columna o ancho del cuadrado circunscrito a la bobina; a , distancia entre ejes de las columnas (núcleos tipo columna); b , ancho de la ventana (núcleos acorazados); g , grueso del juego de chapas.

Tabla 2.4

Relación de dimensiones para núcleos de transformadores

Núcleo tipo columna			Núcleo tipo acorazado			
Monofásico y trifásico			Monofásico		Trifásico	
Relación	Valor medio	Límites	Relación	Límites	Relación	Límites
$\frac{L}{D}$	3.5	2.5 - 4.5	$\frac{L}{D}$	3.0 - 5.0	$\frac{L}{D}$	2.4 - 2.7
$\frac{a}{D}$	2.2	1.6 - 2.6	$\frac{b}{D}$	1.5 - 3.0	$\frac{b}{D}$	2.4 - 4.0
$\frac{L}{a}$	1.6	1.2 - 1.8	$\frac{g}{D}$	4.0 - 7.0	$\frac{g}{D}$	5.0 - 6.0
$\frac{g}{D}$	1.5	1.0 - 2.0				

Si al determinar las dimensiones del núcleo, sus proporciones varían considerablemente sobre las propuestas en la tabla 2.4, entonces pueden ajustarse los valores de L y D de forma que se puedan respetar las relaciones establecidas. Al mantener las dimensiones sugeridas por la tabla 2.4 el transformador estará en las mejores condiciones de construcción y servicio.

Las figuras 2.6 y 2.7 muestran los núcleos con sus respectivas dimensiones.

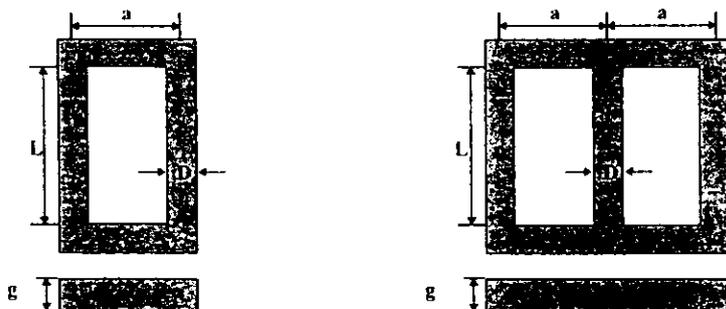


Figura 2.6 Dimensiones para núcleos tipo columna monofásico y trifásico

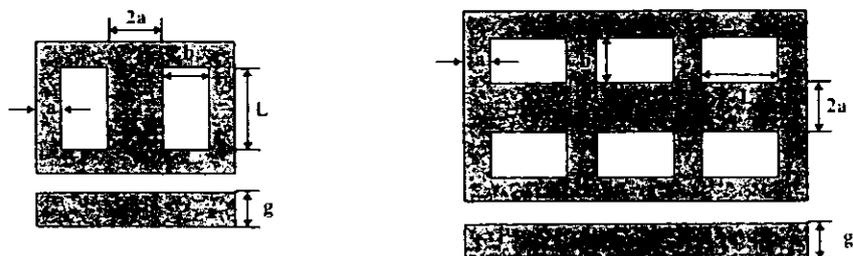


Figura 2.7 Dimensiones para núcleos tipo acorazado monofásico y trifásico

2.2. Construcción del núcleo.

2.2.1. Propiedades del material magnético.

Los materiales utilizados para la fabricación del núcleo del transformador son aquellos que al ser colocados en un campo magnético reaccionan con el mismo y lo modifican: estos materiales son conocidos como ferromagnéticos.

Para la construcción del núcleo serán de interés las siguientes propiedades de los materiales ferromagnéticos: saturación (o densidad máxima de flujo), y fuerza coercitiva (o coercitividad). Las propiedades anteriores están definidas para todos los materiales ferromagnéticos por su ciclo de histéresis.

La histéresis del material ferromagnético es un fenómeno en el cual la densidad de flujo B , para un valor específico de fuerza de magnetización H , toma distintos valores dependiendo de si B aumenta o disminuye, es decir, el valor de B no sólo depende de H , sino de sus valores inmediatos anteriores.

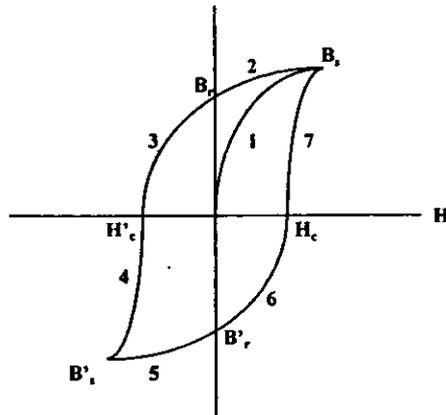


Figura 2.8 Ciclo de histéresis del material ferromagnético

Para definir los valores que aparecen en la figura 2.8 se supondrá que se tiene un solenoide que tiene un núcleo de material ferromagnético totalmente desmagnetizado. Al aumentar la excitación magnética H desde un valor 0, la densidad de flujo B va cambiando como se muestra en la trayectoria 1. Llega un momento en el que por más que se aumente H la densidad de flujo se mantiene constante, este valor de B se conoce como saturación o densidad máxima de flujo B_s . Si se disminuye el valor de la excitación magnética se observa que ahora la densidad de flujo toma los valores definidos por la trayectoria 2, y al llegar H a cero se tiene un cierto magnetismo remanente que da origen a la densidad de flujo remanente B_r .

Al aplicar un campo de sentido contrario se tiene una excitación magnética negativa que sigue la trayectoria 3 y se anula el magnetismo remanente mediante una excitación magnética conocida como campo coercitivo H'_c . Si se sigue aplicando el campo magnético se observa que la densidad de flujo sigue la trayectoria 4 hasta que se llega al valor de saturación B'_s .

Al variar H hasta cero se sigue la trayectoria 5 quedando un magnetismo remanente que da origen a una densidad de flujo remanente B'_r . Al aplicar un campo magnético contrario se sigue la trayectoria 6, obteniéndose un valor de campo coercitivo H_c que anula a la densidad de flujo remanente. Si se sigue aumentando el valor de H , la densidad de flujo aumentará siguiendo la trayectoria 7 hasta alcanzar el valor de saturación.

Los materiales magnéticos utilizados en la construcción de transformadores tienen como características principales:

- Alcanzan su densidad máxima de flujo con valores pequeños de H . Esta característica es deseable debido a que se reducen las pérdidas en el núcleo debidas a la disipación de calor.
- Su fuerza coercitiva es baja. Debido a que un transformador trabaja con campos magnéticos que se alternan o cambian de sentido es deseable que la excitación magnética aplicada, o fuerza coercitiva, anule rápidamente el magnetismo remanente.

2.2.2. Selección del material magnético.

Las propiedades de los materiales magnéticos se ven afectadas por su composición, por la forma en que son fabricados y por el tratamiento térmico de las partes fabricadas. La composición del material determina la aplicación del núcleo magnético, el corte del

material en láminas delgadas y el proceso utilizado para darle forma empobrecen las propiedades magnéticas del acero, el tratamiento térmico aplicado después del proceso de fabricación restablece y mejora las propiedades magnéticas del material.

El material más utilizado en la construcción de núcleos de transformadores de potencia es el acero, debido a que sus propiedades magnéticas son superiores a las de otros materiales alternativos como níquel o cobalto.

Las hojas de acero son aleadas con silicio en una proporción del 3 al 5% con el propósito de modificar la estructura cristalina del acero obteniéndose un aumento de la permeabilidad y una disminución de las pérdidas en el núcleo debidas al efecto de histéresis. El silicio también tiene el propósito de incrementar la resistividad del acero, para disminuir las corrientes parásitas, y de evitar el aumento de pérdidas por envejecimiento de la chapa.

Dentro de los aceros para transformadores se pueden distinguir dos tipos principales conocidos como normal y de grano orientado. La chapa de acero normal es laminada en caliente, puede tener silicio hasta en un 5% y una cierta cantidad de carbono. La chapa de acero de grano orientado es la más utilizada en la actualidad, tiene como principales características que está laminada en frío, su proporción de silicio oscila entre el 3 y 3.5% y contiene carbono en muy bajas cantidades.

Las chapas de acero de grano orientado han traído notables mejoras en la construcción de transformadores de potencia, reduciendo el volumen y el peso de los núcleos y por consecuencia su costo. También se han disminuido las pérdidas, teniéndose como consecuencia un aumento en la eficiencia del transformador y la posibilidad de

construir unidades de gran tamaño imposibles de obtener con chapas de acero normal.

Las chapas de grano orientado, producidas inicialmente en los Estados Unidos, deben su nombre al hecho de que mediante procesos tecnológicos especiales se ha conseguido orientar los cristales de hierro en el sentido de la laminación con el propósito de mejorar las características magnéticas del material en dicho sentido. Este tipo de chapas tiene el inconveniente de ser muy sensibles a los choques y a las operaciones de corte y punzonado. Cualquier alteración del material debida a los factores expuestos anteriormente puede ser corregida mediante el recocimiento de las chapas a $800^{\circ}C$ utilizando una atmósfera compuesta de nitrógeno e hidrógeno y evitando al máximo el deformar las chapas.

El espesor de las chapas una vez cortadas es de aproximadamente 0.28 mm y son cubiertas por ambas caras por una capa muy fina de aislante de 0.0254 mm de grosor, que ayuda a mantener lisas las caras de la chapa. Actualmente a las chapas de grano orientado se les prepara con un tratamiento especial de nombre comercial *Carlite* que les proporciona el aislamiento adecuado por ambas caras. Una mejora que se ha conseguido es la de aumentar el factor de aprovechamiento (conocido también como factor de relleno o coeficiente de amontonamiento), cociente resultante de dividir el espesor de la chapa con el espesor de la chapa más el aislante, debido a la posibilidad de obtener chapas más delgadas utilizando la laminación en frío.

2.2.3. Tipos de montajes.

Una vez que se tienen los juegos de chapas o láminas del material magnético, estas son cortadas para realizar el montaje del núcleo el cual puede ser de juntas a *tope* o *solapadas*. El montaje de juntas a tope, mostrado en la figura 2.9, consiste en paquetes de

chapas apretados previamente en forma independiente para ser unidos posteriormente mediante el uso de pernos. El montaje de juntas solapadas consiste en la utilización de juegos de chapas con juntas alternadas, como se muestra en la figura 2.10.

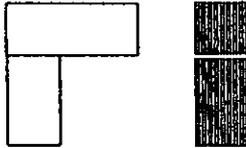


Figura 2.9 Montaje de juntas a tope visto de lado y de frente

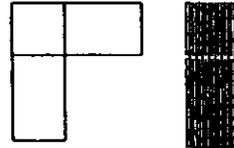


Figura 2.10 Montaje de juntas solapadas visto de lado y de frente

En el montaje a tope los paquetes de chapas van unidos mediante pernos o roblones

aislados y la zona de contacto en los paquetes debe de estar alisada. Este tipo de juntas tiene la ventaja de facilitar la operación de desmontaje y montaje de los juegos de chapas, razón por la cual son muy utilizadas en la fabricación de transformadores de gran tamaño, sin embargo tienen el inconveniente de aumentar la reluctancia debido a la necesidad de utilizar una hoja de papel dispuesta en el área de contacto para disminuir las corrientes parásitas que se pueden crear en esta zona.

Los juegos de chapas para realizar montajes de juntas alternadas para núcleos de transformadores se pueden observar en las figuras 1.4 y 1.5 (capítulo 1). Este tipo de montaje presenta la ventaja de disminuir el zumbido, la reluctancia y las pérdidas en el núcleo, y aunque teóricamente la intercalación uno a uno de los juegos de chapas es la mejor, no es utilizada debido a que se aumentan las posibilidades de realizar un montaje inadecuado por alguna deformación de una lámina; generalmente se agrupan las chapas en juegos de 2 a 4 láminas. Este tipo de juntas hace más cara la construcción del núcleo debido a que la operación de desmontaje y montaje para transformadores de gran tamaño es muy

complicada.

En los transformadores con núcleo de chapas de grano orientado se presenta el inconveniente de que, tanto con el montaje de juntas a tope como solapadas, existen zonas en las que el flujo corre paralelo a la longitud de las chapas originando un aumento de pérdidas por calentamiento y una disminución en la eficiencia. Estas zonas son precisamente en donde se juntan o se solapan, según sea el caso, los juegos de chapas, en las cuales el flujo sigue una trayectoria curva al desplazarse de un juego de chapas a otro.

Para solucionar este problema se ideó el corte a 45° o en diagonal, en el caso de que las chapas tengan distintas anchuras, el cual puede ser utilizado tanto en forma terminales a tope como solapadas, como se muestra en la figura 2.11. El método de terminales a tope tiene el inconveniente de que es casi imposible realizar el montaje completo y simultáneo de las superficies inclinadas, lo más seguro es que se obtengan entrehierros que hagan ineficaz el procedimiento. El método de terminales solapadas es más recomendable de realizar debido a que proporciona mayor seguridad en la realización de la junta, sin embargo, presenta el inconveniente de que es más caro que el de juntas a tope debido a que hay que efectuar más cortes diferentes.



Figura 2.11 Montajes de núcleo de transformador con cortes a 45 grados con juntas a tope y solapadas.

2.2.4. Elementos del núcleo.

En los núcleos de los transformadores tipo columna y acorazado monofásico se

distinguen principalmente las siguientes partes: a) columnas o piernas, en ellas se alojan los devanados de los transformadores. b) yugos, se encargan de completar el circuito magnético uniendo a las columnas, y c) columnas o piernas laterales, se encuentran en los transformadores monofásicos acorazados y tienen la finalidad de conducir parte del flujo magnético sin alojar a los embobinados. En la figuras 2.12 y 2.13 se muestran cada una de estas partes.

Debido a la disposición horizontal del transformador acorazado trifásico (ver figura 2.13) los términos anteriores no son aplicables: por ejemplo, los embobinados no están alojados en lo que serían las columnas, las cuales no pueden tener una posición horizontal. Para este tipo de núcleo de transformador se podrían definir las siguientes partes: a) núcleo central, es el lugar en donde se encuentran alojados todos los embobinados. b) yugos laterales, son dos en forma de peine y se encargan de completar el circuito magnético con el núcleo central.

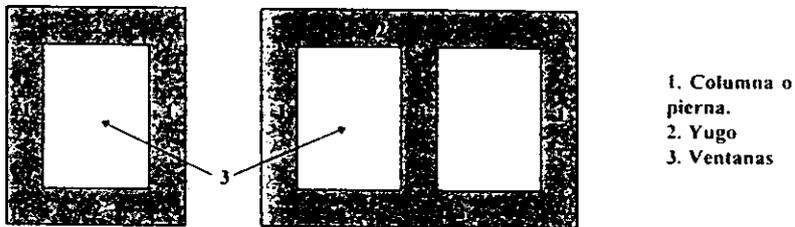


Figura 2.12 Elementos de núcleos tipo columna monofásico y trifásico.

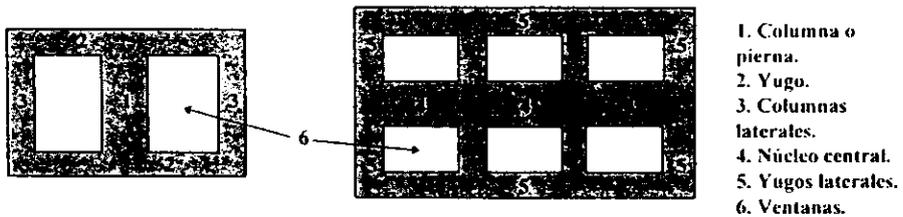


Figura 2.13 Elementos de núcleos tipo acorazado monofásico y trifásico.

3. Diseño y construcción de las bobinas.

3.1. Diseño de las bobinas.

3.1.1. Cálculo del número de espiras y selección de los conductores.

Para obtener el número de espiras en los devanados primario y secundario, se parte de las dimensiones obtenidas para el núcleo del transformador, a partir de las cuales se calcula, generalmente, el número de espiras del lado primario; con este dato, y los voltajes de los devanados primario y secundario, se obtiene el número de espiras del devanado secundario.

La ecuación 2.7 permite el cálculo del área de la sección transversal del núcleo a partir del diámetro D , obtenido en la figura 2.5; y del factor de utilización de la sección transversal del núcleo k_o , obtenido de la tabla 2.1.

Una vez conocida el área de la sección transversal y la densidad máxima de flujo (tabla 2.2), se procede a calcular el número de vueltas del lado primario empleando para esto la ecuación 2.6, la cual puede escribirse como:

$$N_1 = v_1 / (4.44 AB_{max} f) \quad (3.1)$$

en donde: N_1 es el número de vueltas del lado primario.

v_1 es el valor eficaz del voltaje aplicado en el lado primario en [V].

A es el área de la sección transversal de la columna en [m^2].

B_{max} es la densidad máxima de flujo en [T].

f es la frecuencia del voltaje de alimentación en [Hz].

El número de vueltas del lado secundario puede calcularse a partir de las ecuaciones 1.15, que define la relación entre el número de vueltas de los lados primario y secundario, y

1.16, que define la relación entre los voltajes primario y secundario con las vueltas de los devanados.

$$N_2 = N_1(v_2/v_1) \quad (3.2)$$

en donde: N_2 es el número de vueltas del devanado secundario.

N_1 es el número de vueltas del devanado primario.

v_1 es el valor eficaz del voltaje primario en [V].

v_2 es el valor eficaz del voltaje secundario en [V].

El siguiente paso es la selección de los conductores de los devanados, para esto deben conocerse los valores la corriente por fase que circula en las bobinas primaria y secundaria.

De la ecuación 2.9 se puede calcular la corriente que circula por el devanado primario:

$$i_1 = \frac{P}{mv_1} \quad (3.3)$$

en donde: P es la potencia del transformador en [VA].

m es el número de fases del transformador.

v_1 es el voltaje aplicado en el devanado primario en [V].

El valor de la corriente para el devanado secundario puede obtenerse combinando las ecuaciones 1.15 y 1.17 de forma que se pueda calcular en función de la corriente del lado primario y del número de vueltas en ambos devanados:

$$i_2 = (N_1/N_2)i_1 \quad (3.4)$$

La selección de los conductores se hace en base a la densidad de corriente que deben soportar. Este parámetro depende, en primera instancia, del área de la sección transversal de los conductores a utilizar, sin embargo, en la práctica se prefiere que los conductores tengan una densidad de corriente específica, dependiendo del tipo de enfriamiento del transformador. Los valores recomendados para las densidades de corriente se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1

Valores de densidades de corriente según el tipo de enfriamiento del transformador

Transformador	Tipo de enfriamiento	Densidad de corriente [A/mm^2]
Enfriado por aire	Natural	1.1 - 1.6
Enfriado por aceite	Natural	2.5 - 2.8
Enfriado por aceite	Forzado	2.8 - 4.0

Para seleccionar los conductores de los devanados del transformador se escoge un valor de densidad de corriente dentro de los límites establecidos por el tipo de transformador y su enfriamiento. Al obtener el cociente de la corriente de fase, de cada devanado, y la densidad de corriente se obtendrá el área de la sección transversal del conductor que deberá utilizarse. Si las dimensiones encontradas no son comerciales, entonces se pueden elegir otros valores de densidad de corriente de forma que se obtenga un área de sección transversal para los conductores que exista comercialmente.

Para el lado primario, el área de la sección transversal del conductor se determina como:

$$A_{c1} = i_1 / \Delta_1 \quad (3.5)$$

similarmenre, para el lado secundario el área de la sección transversal del conductor se calcula como:

$$A_{c2} = i_2 / \Delta_2 \quad (3.6)$$

en donde: A_{c1} es el área de sección transversal del conductor del devanado primario, en $[mm^2]$.

A_{c2} es el área de sección transversal del conductor del devanado secundario, en $[mm^2]$.

i_1 es la corriente que circula por el devanado primario en $[A]$.

i_2 es la corriente que circula por el devanado secundario en $[A]$.

Δ_1 es la densidad de corriente que circula en el devanado primario en $[A/mm^2]$.

Δ_2 es la densidad de corriente que circula por el devanado secundario en $[A/mm^2]$.

Al hacer la selección de los conductores se debe procurar que los valores de densidad de corriente para ambos devanados sean lo más parecido posible. Debido a las medidas comerciales de los conductores es muy difícil que los valores de densidad de corriente, para los conductores de los devanados, sean exactamente iguales por lo que se recomienda hacer algunos tanteos de forma que se puedan obtener valores que permitan la utilización de conductores existentes en el mercado.

3.1.2. Aislamiento.

Debido a las tensiones utilizadas en los transformadores de potencia es necesario que

los devanados tengan el aislamiento adecuado, para evitar la generación de arcos eléctricos dentro del transformador que pueden dañar componentes diversos como el núcleo o el tanque.

El aislamiento de los devanados se puede dividir, básicamente, en dos grupos; el aislamiento de elementos, y distancias aislantes. El primer grupo se refiere al aislamiento de los conductores y de las bobinas que conforman a los devanados, el segundo grupo se refiere a las distancias que deben existir entre bobinas, núcleo, yugo y tanque.

3.1.2.1. Recubrimiento de los conductores.

El aislamiento de los conductores, para los transformadores de potencia, se hace principalmente a base de papel en varias capas, que pueden ser a tope o solapadas, hasta llegar al espesor necesario para el aislamiento de los conductores. En el caso de utilizar barras o soleras, estas son reforzadas con un encintado final de algodón.

El aumento de espesor, conocido también como doble pared, depende del material utilizado. El valor medio para distintos tipos de material se muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3.2.

Incremento de espesor según el material aislante

Material	Incremento de espesor por capa [mm]
Hilos esmaltados	0.10
Doble capa de seda	0.12
Doble capa de papel	0.15
Doble capa de algodón	0.30
Cinta de algodón solapado a ½	0.60

El ancho que debe tener el material aislante que cubre a los conductores depende de las tensiones para las cuales se va a diseñar el transformador. La figura 3.1 muestra una

gráfica que permite determinar el espesor del recubrimiento en función de las tensiones de diseño.

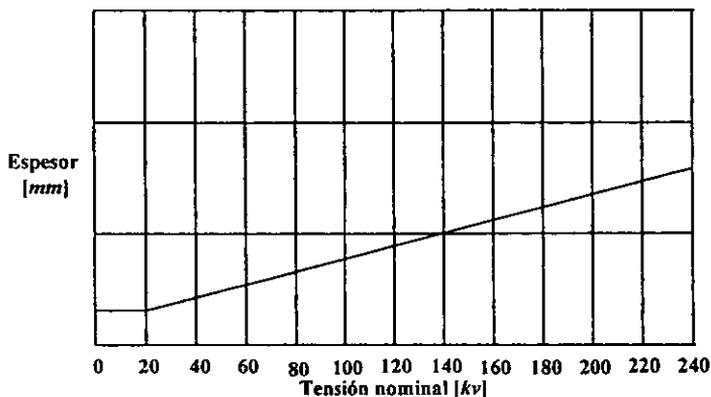


Figura 3.1 Espesor del aislamiento de las espiras normales para transformadores en aceite.

El término de espiras normales se refiere a las espiras que no están a la entrada de la línea, es decir, aquellas que conforman el cuerpo normal del devanado, las cuales constituyen un 97% del mismo. El 3% restante lo integran las llamadas espiras de choque, que son aquellas que se encuentran a la entrada de la alimentación en todas las tomas. De ese 3%, el primer tercio debe tener un aislamiento con un grosor mayor al de las espiras normales, y para los dos tercios restantes, el espesor del aislamiento puede ser igual o puede ir disminuyendo hasta alcanzar el grueso del aislamiento de las espiras normales, obtenido en la figura 3.1. Los valores del espesor del aislamiento para el primer tercio de las espiras de choque, en función de las tensiones de funcionamiento del transformador, se pueden obtener de la tabla 3.3.

Tabla 3.3

Grueso del aislamiento de las espiras de choque para transformadores en aceite

Tensión nominal del transformador [kV]	Espesor del aislamiento [mm]	Tensión nominal del transformador [kV]	Espesor del aislamiento [mm]
0	0.357	120	3.642
10	0.357	130	3.857
20	0.500	140	4.428
30	0.857	150	4.785
40	1.071	160	5.214
50	1.428	170	5.642
60	1.714	180	6.071
70	2.000	190	6.571
80	2.285	200	7.000
90	2.642	210	7.428
100	3.000	220	7.285
110	3.285		

3.1.2.2. Aislamiento entre capas.

Cuando los devanados del transformador se forman de una sola bobina, en lugar de estar constituidos por varias bobinas conectadas en serie, el devanado se hace arrollando una capa de conductores sobre otra hasta alcanzar el número de espiras necesitado. Para el aislamiento entre capas se utiliza un aislante con un espesor que varía entre 0.1 y 0.2 [mm] de espesor si la diferencia de voltaje entre las espiras terminales de dos capas adyacentes es de 100 [volts] o superior.

Para reducir la tensión entre las espiras de capas sucesivas, las espiras de choque suelen fabricarse con menos espiras por capa, generalmente alrededor de la mitad, que las espiras normales, con esto también se evita tener que reforzar las cubiertas aislantes de las espiras.

3.1.2.3. Aislamiento entre bobinas de un mismo arrollamiento o de una misma columna.

Dependiendo de la construcción de los devanados estos pueden tener o no canales de refrigeración. Estos canales tienen una disposición radial y su espesor es de unos 15 [mm] para transformadores enfriados por aire, y de 4 o 5 [mm] para transformadores enfriados por aceite. El material utilizado para mantener las distancias entre las bobinas de los devanados puede ser bakelita.

La figura 3.2 muestra las distancias aislantes que deben de considerarse para el diseño de los canales radiales de refrigeración.

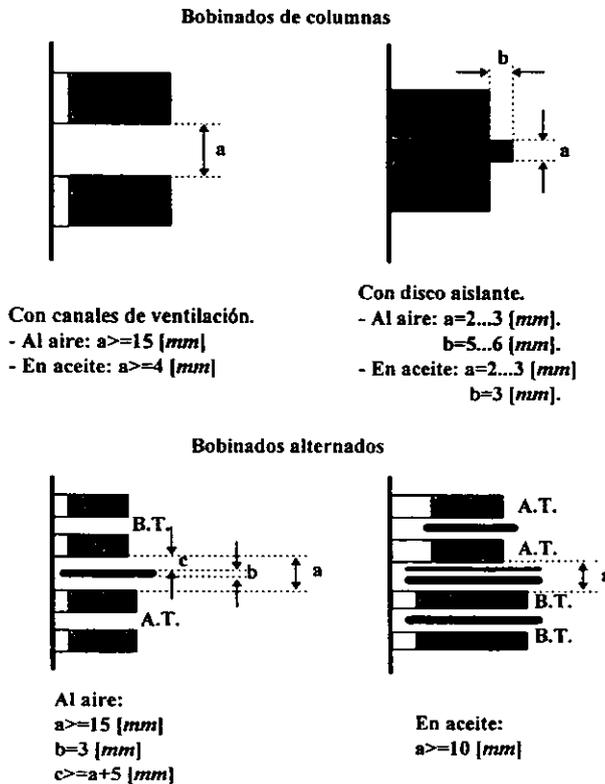


Figura 3.2 Aislamiento entre bobinas

3.1.2.4. Aislamiento entre bobinados concéntricos.

Para el aislamiento entre bobinados concéntricos se deben observar los siguientes casos:

a) Distancia entre arrollamientos de alta y baja.

Para este tipo de aislamiento se tienen dos casos: que el tubo aislante sea de paredes rectas o que sus paredes terminen en ángulo, conocido también con el nombre de sombrerete, como se muestra en la figura 3.3. En la tabla 3.4 se muestran los valores recomendables para las distancias aislantes entre los arrollamientos de alta y baja en función de la tensión de alimentación .

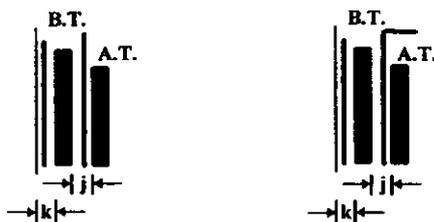


Figura 3.3 Distancias mínimas aislantes entre columnas y devanados (k) y, entre devanados (j) con tubos aislantes rectos y con sombreretes.

Tabla 3.4

Distancias mínimas aislantes entre devanados (k) y entre devanado y columna (j)

Tensión de la línea [kV]	j, k [mm] sin sombrerete	j, k [mm] con sombrerete	Tensión de la línea [kV]	j, k [mm] sin sombrerete	j, k [mm] con sombrerete
0	8.5, 4.2	4.2, 4.2	120	85.7, 85.7	64.5, 64.5
20	12.8, 12.8	11.4, 11.4	140	104.5, 104.5	74.2, 74.2
40	24.5, 24.5	21.1, 21.1	160	122.8, 122.8	85.7, 85.7
60	37.1, 37.1	31.4, 31.4	180	145.7, 145.7	96.5, 96.5
80	51.4, 51.4	42.8, 42.8	200	171.4, 171.4	107.1, 107.1
100	68.5, 68.5	53.1, 53.1	220	197.1, 197.1	118.2, 118.2

b) Espesor de los tubos aislantes entre devanados y entre devanados y núcleo.

Los tubos aislantes generalmente son hechos de papel bakelizado, con un espesor de unos 2 o 3 [mm] en los transformadores secos. Para los transformadores en aceite también se utiliza el papel bakelizado con un espesor l , como se muestra en la figura 3.4. El tubo aislante puede ser único o bien puede estar repartido en varios tubos. Los valores recomendados para el espesor pueden obtenerse de la tabla 3.5.



Figura 3.4 Espesor total l o m de los tubos aislantes entre devanados o entre el devanado de baja tensión y el núcleo.

Tabla 3.5

Espesor total l o m de los tubos aislantes entre devanados o entre devanado de B.T. y el núcleo.

Tensión de la línea [kV]	l o m [mm]	Tensión de la línea [kV]	l o m [mm]
0	1.4	120	17.7
20	3.4	140	20.0
40	6.5	160	22.2
60	9.4	180	24.0
80	12.2	200	26.0
100	15.1	220	28.0

c) Distancia entre las bobinas interiores de baja tensión y el núcleo y espesor de los tubos.

Para calcular la distancia entre las bobinas interiores de baja tensión se puede hacer uso de la tabla 3.4, para calcular las distancias entre devanados; y 3.5, para calcular el espesor total de los tubos aislantes; considerando la tensión de la bobina como la tensión de línea.

d) Distancia entre los devanados y el yugo.

Cuando el transformador es enfriado por aceite las distancias entre devanados y núcleo, mostradas en la figura 3.5, se obtienen de la tabla 3.6.

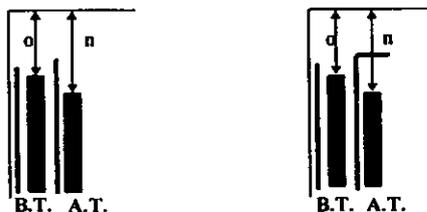


Figura 3.5 Distancia n y o entre los devanados y el yugo

Tabla 3.6

Distancias n y o entre los devanados y el yugo

Tensión de la línea [kV]	n, o [mm] sin sombrerete	n, o [mm] con sombrerete	Tensión de la línea [kV]	n, o [mm] sin sombrerete	n, o [mm] con sombrerete
0	6.2, 6.2		120	212.5, 212.5	134.3, 134.3
20	25.0, 25.0		140	256.2, 256.2	165.6, 165.6
40	50.0, 50.0	40.6, 40.6	160	296.8, 296.8	193.7, 193.7
60	90.6, 90.6	56.2, 56.2	180	343.7, 343.7	225.0, 225.0
80	128.1, 128.1	78.1, 78.1	200	387.5, 387.5	265.6, 265.6
100	168.7, 168.7	106.2, 106.2	220	431.2, 431.2	303.1, 303.1

Si el transformador está enfriado por aire entonces se considerarán 3 [mm] por cada kV de tensión de prueba.

e) Distancia entre los devanados de alta tensión.

Para configuraciones de bobinas de alta tensión en columnas inmediatas se deja una distancia p entre devanados, como se muestra en la figura 3.6. Para obtener la distancia necesaria entre devanados de alta tensión se utilizan los valores propuestos en la tabla 3.7. Entre devanados se deberá interponer una barrera de papel bakelizado, con un espesor de 1/3 de los tubos aislantes, con el propósito de dar protección contra descargas.

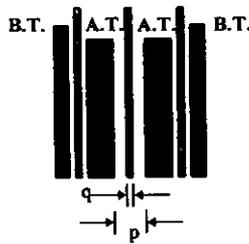


Figura 3.6 Distancia mínima p entre devanados de alta tensión.

Tabla 3.7

Distancia mínima p entre bobinas de alta tensión.

Tensión de la línea [kV]	p [mm]	Tensión de la línea [kV]	p [mm]
0	10.0	120	101.4
20	18.5	140	120.0
40	32.8	160	135.7
60	50.0	180	152.8
80	67.1	200	171.4
100	84.2	220	187.1

3.1.2.5. Separación entre bobinas y el tanque.

La distancia g , que debe mantenerse entre bobinas y tanque, mostrada en la figura 3.7a, puede obtenerse de la gráfica en la figura 3.7b.

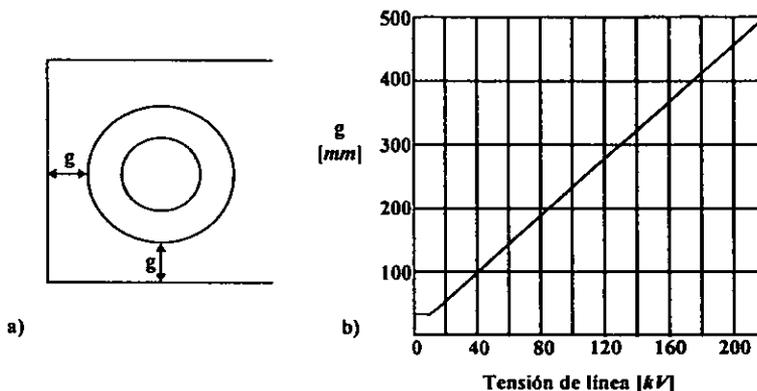


Figura 3.7 Distancia mínima g entre las bobinas y el tanque.

3.1.2.6. Distancias mínimas entre las partes vivas de los bornes exteriores y el tanque u otro tipo de masa.

Para este punto se deben de considerar las siguientes distancias que separan a las partes vivas de los bornes exteriores, mostradas en la figura 3.8, y los siguientes elementos: bornes exteriores (r), tanque (s) y cualquier otra masa (t).

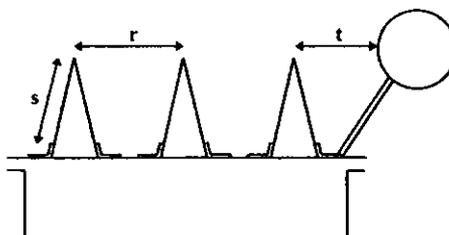


Figura 3.8 Distancias entre las partes vivas de los bornes exteriores de los devanados y otros elementos.

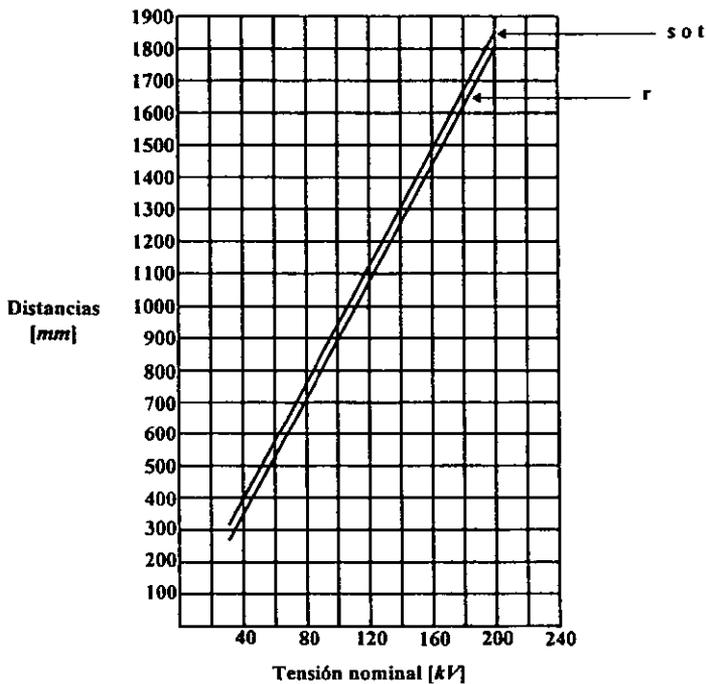


Figura 3.9 Distancias entre las partes vivas de los bornes exteriores de los devanados y otros elementos.

La figura 3.9 muestra los valores de las distancias entre diversos elementos exteriores a las partes vivas de los bornes exteriores del transformador en función de la tensión nominal de la línea.

3.2. Construcción de las bobinas.

Para la construcción de las bobinas, a las cuales se les llamará devanados para evitar confusiones, debe de considerarse si están destinadas para alto o bajo voltaje debido a que los criterios de construcción son diferentes para cada caso, por el tipo de conductores a

utilizar, por la disposición las bobinas y por el enrollamiento que éstas pueden tener.

3.2.1. Devanados de baja tensión.

El devanado de baja tensión se fabrica generalmente en forma espiral, pudiendo estar formado de varias capas de conductor, utilizando una barra de solera de cobre como conductor. El aislamiento de los conductores se hace a base de papel. Si la corriente que deberá circular por el devanado es muy elevada pueden utilizarse varios conductores en paralelo.

3.2.1.1. Bobina helicoidal.

Este tipo de construcción también conocida como helicoidal continua o en espiral, mostrada en la figura 3.10, se caracteriza por la utilización de una sola bobina que puede estar arrollada en varias capas por lo cual es recomendable para conductores de sección transversal cuadrada o rectangular, aunque también puede ser utilizado con conductores de sección transversal circular.

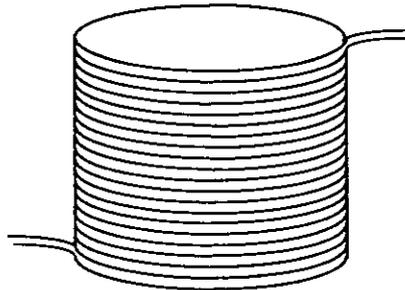


Figura 3.10 Devanado helicoidal continuo para baja tensión.

Para construir este tipo de devanado se utiliza una máquina bobinadora, mostrada en la figura 3.11, que hace girar un molde de madera sobre el cual se enrolla el conductor dirigido mediante una guía especial. En los extremos del molde se colocan unas bases de

cartón para evitar la salida del conductor cuando el enrollado llega al final del molde.

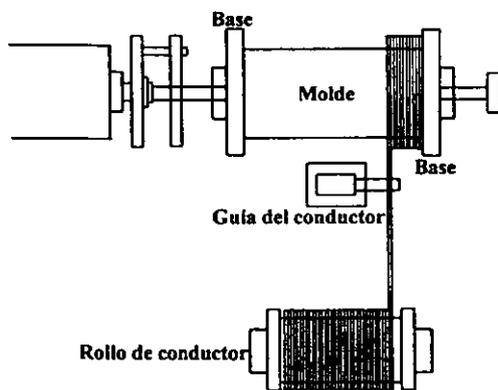


Figura 3.11 Vista de planta de una máquina bobinadora.

3.2.2. Devanados de alta tensión.

La corriente que circula por el devanado de alta tensión es mucho menor que la del devanado de baja tensión, razón por la cual está construido generalmente con conductor de sección transversal circular, y con un mayor número de espiras.

Debido a que este devanado está destinado a soportar muy altas tensiones, sus características de construcción son diferentes de los devanados de baja tensión. El devanado de alta tensión se puede construir en forma helicoidal o continua con varias capas de conductor, o bien a base de bobinas separadas las cuales están formadas por varias capas de conductores. Al conectar en serie todas las bobinas se tiene el número total de espiras necesarias para la fase del devanado.

La construcción del devanado por medio de varias bobinas conectadas tiene como ventajas que permite la existencia de canales de ventilación dentro del devanado, con lo

cual su enfriamiento es más rápido, los conductores empleados son de menor diámetro y su construcción es más sencilla aunque más lenta.

3.2.2.1. Bobina discoidal.

Este tipo de bobina se hace enrollando el conductor, el cual está cubierto por una tela aislante, en forma espiral desde adentro hacia afuera. En algunas ocasiones se coloca entre las espiras una tira de cartón aislante la cual es enrollada junto con el conductor.

La terminal del conductor exterior de una de las espirales se conecta con la terminal exterior de la siguiente. De esta espiral se toma la terminal de la vuelta interior la cual se conectará con la terminal interior de la siguiente espiral y se seguirá este proceso hasta tener completamente conformado el disco o la bobina. Una vez terminada la bobina se recubre de material aislante.

3.2.2.2. Bobina anular.

Este tipo de bobina se hace enrollando un conductor aislado sobre un carrete desarmable, de forma tal que la bobina pueda constar de una o varias capas de conductor, cada una de varias espiras. Al terminarse el enrollado se recubre la bobina con un material aislante y se desarma el carrete para retirarlo del anillo.

3.2.2.3. Bobina cilíndrica.

La bobina cilíndrica se construye enrollando en espiral un conductor sobre un carrete de forma cilíndrica. Este tipo de bobina puede constar de una o varias capas entre las cuales se interpone un cartón aislante. Al terminar el enrollado se retira la bobina del carrete y se cubre de una capa de material aislante.

3.2.2.4. Bobina tipo galleta.

Este tipo de bobina es un caso especial de bobina discoidal, en el cual una capa de papel aislante se interpone entre las espirales que conforman a la bobina. Al terminarse la bobina esta es amarrada con una cinta de algodón o lino con el propósito de darle consistencia mecánica.

3.2.3. Tratamiento final.

Una vez devanada la bobina esta será sometida a un tratamiento especial consistente en cubrirla con un material aislante el cual deberá tener una alta resistencia dieléctrica y buenas propiedades mecánicas, así como no ser soluble en aceite caliente para transformador, pudiéndose emplear cinta de algodón, tela barnizada, diversos tipos de papel o barnices aislante; y quitarle cualquier humedad que pudiera alojar secándola en vacío. Cuando la bobina esté barnizada será horneada a una cierta temperatura dependiendo del tipo de barniz utilizado con el objetivo de darle a la bobina la consistencia mecánica que necesita.

3.2.4. Disposición de las bobinas.

Los tipos de construcción para bobinas, expuestos anteriormente, tienen su propia disposición en el transformador y deberán ser utilizados en función de ciertas características del transformador como son los voltajes de los devanados, la potencia del transformador y la reactancia de los devanados.

3.2.4.1. Enrollamiento discoidal.

Este tipo de enrollamiento, mostrado en la figura 1.6, se caracteriza por la disposición de los discos o bobinas, de forma tal que dos bobinas de alta tensión queden seguidas por

dos de baja tensión y así sucesivamente con el propósito de dar un mejor aislamiento a las bobinas de alta tensión. Debido a la cercanía de los devanados, este tipo de enrollamiento se utiliza en aquellos transformadores en donde los voltajes de alta y baja tensión no son muy distintos; para separar los discos se hace uso de cuñas colocadas radialmente entre éstos.

Este tipo de enrollamiento, el cual produce una baja reactancia, se utiliza frecuentemente en transformadores de tipo acorazado.

3.2.4.2. Enrollamiento anular-cilíndrico.

Este tipo de enrollamiento se caracteriza porque el devanado de baja tensión, de forma cilíndrica se encuentra más cercano al núcleo, mientras que el devanado de alta tensión, el cual está formado por anillos separados por cuñas, ocupa la parte exterior, como se muestra en la figura 1.7. Dada la disposición de los devanados se necesita de un tubo aislante entre el devanado de baja tensión y el núcleo, así como entre los devanados de baja y alta tensión.

Este tipo de configuración es utilizado en transformadores en los cuales los voltajes de los lados de baja y alta tensión difieren grandemente, y preferentemente con núcleos de tipo acorazado. Los anillos pueden ser sustituidos por discos obteniéndose una configuración discoidal-cilíndrica de características muy similares a la anular-cilíndrica.

3.2.4.3. Enrollamiento cilíndrico.

El enrollamiento cilíndrico, mostrado en la figura 1.8, tiene como principal característica que puede ser utilizado en transformadores de núcleos acorazado y tipo columna, que funcionen a tensiones moderadas. Las bobinas, de forma cilíndrica, se

colocan en forma concéntrica, quedando al centro una bobina de baja tensión, seguida por dos de alta, la cual está rodeada a su vez por otra bobina de baja tensión. La principal desventaja de esta configuración es que no permite que la circulación del aceite sea fácil ya que la bobina de baja tensión que queda en el extremo cubre por completo a las otras bobinas, motivo por el cual se utiliza raramente en transformadores de núcleos acorazados enfriados por aceite.

3.2.5. Conexiones de las bobinas.

Para conectar las bobinas es necesario tener presente en primer término el tipo de conexión que se quiere implementar y en segundo término el sentido de enrollamiento de las bobinas.

Existen dos formas de conectar las bobinas del devanado de un transformador: en serie o en paralelo; y cada una de ellas se podrá utilizar de acuerdo a los criterios de diseño. La conexión en serie se utiliza para lograr el número total de espiras que deberá tener una de las fases del transformador, y la conexión en paralelo se utiliza cuando la corriente que fluirá por el devanado es muy elevada, siendo conveniente utilizar arreglos de bobinas en paralelo para lograr una distribución más uniforme.

El sentido de enrollamiento define la dirección del flujo cuando circula una corriente eléctrica por el conductor, por lo tanto las bobinas deben de conectarse de forma que el flujo producido por una no cancele al flujo producido por otra, porque entonces el núcleo no se magnetizaría.

3.2.5.1. Conexión en serie.

La conexión en serie de bobinas de un transformador es la más simple. La figura 3.12

muestra un transformador monofásico de polaridad aditiva en el cual se puede observar que los devanados primario y secundario están arrollados en el mismo sentido. La conexión en serie de los devanados muestra en la figura.

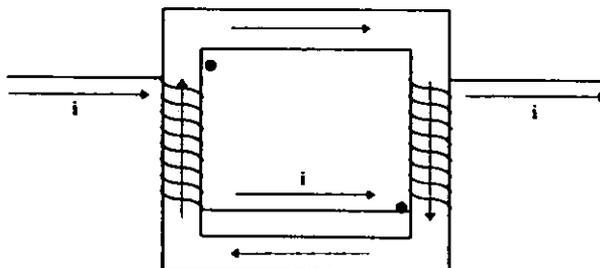


Figura 3.12 Conexión en serie de dos devanados arrollados en el mismo sentido.

Para conectar en serie dos devanados arrollados en el mismo sentido se conecta el extremo final del primer devanado con la terminal de polaridad del segundo, es decir, las marcas de polaridad deberán llevar el mismo sentido y nunca sentidos opuestos.

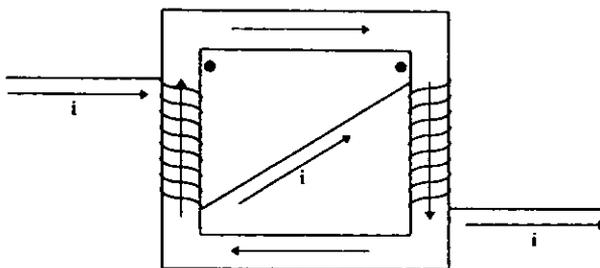


Figura 3.13 Conexión en serie de dos devanados arrollados sentidos opuestos.

En la figura 3.13 se muestra la conexión en serie de dos devanados arrollados en

sentidos opuestos (polaridad substractiva) y puede verse que la conexión se vuelve a hacer respetando el sentido de la polaridad de los devanados.

Como conclusión se obtiene que el arreglo en serie entre dos o más bobinas o devanados, independientemente del sentido en el que fueron arrollados, debe hacerse conectando los elementos de forma tal que las marcas de polaridad tengan el mismo sentido.

3.2.5.2. Conexión en paralelo.

La conexión en paralelo podría parecer a primera vista igual de sencilla que la conexión en serie, sin embargo hay que poner un cuidado especial de forma que los flujos producidos por los devanados no se cancelen, es decir, deben de llevar el mismo sentido.

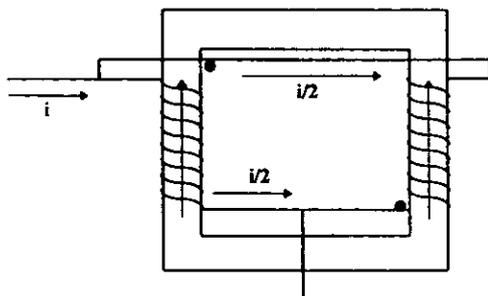


Figura 3.14 Conexión errónea en paralelo de dos devanados arrollados en el mismo sentido.

En la figura 3.14 se muestra la forma incorrecta de conectar en paralelo dos devanados arrollados en el mismo sentido. Aparentemente la conexión está bien realizada pero observando el sentido de los flujos magnéticos generados por la corriente que circula en cada devanado se puede ver que estos llevan sentidos opuestos, de forma tal que un flujo anula al otro.

En la figura 3.15 se puede observar la forma correcta de conectar dos devanados en paralelo, cuando estos han sido arrollados en el mismo sentido. Las conexiones se realizan respetando las marcas de polaridad de los devanados, es decir, las terminales con las marcas de polaridad deben de conectarse al mismo nodo.

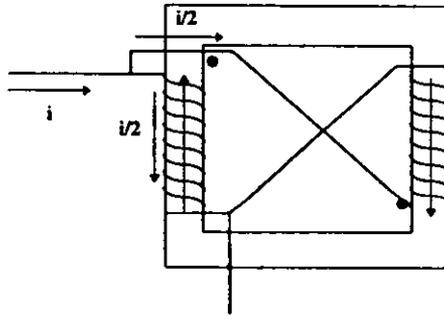


Figura 3.15 Conexión de dos devanados en paralelo arrollados en el mismo sentido.

Si los devanados están arrollados en sentidos opuestos entonces la conexión se realiza como se muestra en la figura 3.16.

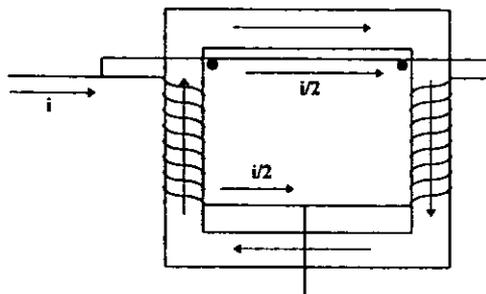


Figura 3.16 Conexión de dos devanados en paralelo arrollados en sentidos opuestos.

En la figura puede apreciarse que la conexión, al igual que en el caso anterior, se

realiza conectando al mismo nodo las terminales con las marcas de polaridad de los devanados. Como conclusión, el arreglo en paralelo de dos o más devanados se hace conectando al mismo nodo las terminales de polaridad, mientras que las otras terminales de los devanados se conectan a otro nodo común.

4. Diseño del tanque y selección de elementos adicionales como: aislamientos, boquillas de conexiones, cambiador de derivaciones, etc.

4.1. Diseño del tanque.

4.1.1. Cálculo de las dimensiones del tanque.

Para obtener las dimensiones del tanque se partirá de la suposición de que su forma es la de un prisma rectangular. En base a esta consideración el cálculo puede dividirse en dos partes; en la primera se obtienen las dimensiones del conjunto activo (núcleo más bobinas), mientras que la segunda parte consiste en la determinación de las dimensiones internas que debe tener el tanque.

Debido a que los conjuntos activos de los transformadores pueden tener diferentes configuraciones, dependiendo del tipo de núcleo y del tipo de devanados utilizados, no existe una metodología para el cálculo del tanque, aunque existen ciertos factores que deben de tomarse en cuenta en el diseño de este elemento y que serán de gran utilidad para la determinación de las dimensiones.

4.1.1.1. Cálculo de las dimensiones del conjunto activo.

Para el cálculo del conjunto activo, conformado por el circuito magnético o núcleo, más los devanados o circuito eléctrico, no hay un orden preestablecido para la determinación de sus dimensiones, de forma tal que el cálculo puede realizarse de acuerdo a la preferencia del diseñador.

La altura del conjunto activo se obtiene conociendo la altura de la columna, en el caso

de transformadores tipo columna y de transformadores acorazados monofásicos; o el ancho del núcleo central y la altura de la ventana, en el caso de transformadores acorazados trifásicos, y la altura del primer escalón del yugo, para ambos casos.

Entonces, el cálculo de la altura del conjunto activo se realiza de la siguiente forma:

a) Núcleo tipo columna y acorazado monofásico.

Altura de la columna + 2(altura del primer escalón del yugo).

b) Núcleo acorazado trifásico.

Ancho del núcleo central + 2(altura de la ventana) + 2(altura del primer escalón del yugo).

El ancho del conjunto activo se determina en base al diámetro externo de las bobinas de alta tensión.

El cálculo del largo del conjunto activo es variado debido a los diversos elementos del núcleo que se hayan involucrados en su obtención, y se obtiene de las siguientes formas:

a) Núcleo tipo columnas monofásico: Distancia entre ejes de las columnas + diámetro externo de las bobinas de A.T.

b) Núcleo tipo columnas trifásico: 2(Distancia entre ejes de las columnas) + diámetro externo de las bobinas de A.T.

c) Núcleo tipo acorazado monofásico: 2(Ancho de la columna central) + 2(ancho de la ventana).

d) Núcleo tipo acorazado trifásico: 2(Ancho del núcleo central) + 3(Ancho de la ventana).

4.1.1.2. Cálculo de las dimensiones internas del tanque.

El cálculo de las dimensiones interiores del tanque está basado en las dimensiones calculadas para el conjunto activo y de otros factores involucrados en la obtención de la altura del tanque.

La longitud se calcula en base a la longitud del conjunto activo y la distancia aislante existente entre el devanado de alta tensión y el tanque, en el caso de transformadores tipo columna.

a) Núcleo tipo columna.

Longitud del conjunto activo + 2(distancia aislante entre el devanado de A.T y el tanque)

b) Núcleo tipo acorazado.

Longitud del conjunto activo

El ancho del tanque se determina teniendo como datos el ancho del conjunto activo y la distancia mínima aislante entre el devanado de A.T. y el tanque, para cualquier tipo de núcleo de la siguiente manera:

Ancho del conjunto activo + 2(distancia aislante entre el devanado de A.T. y el tanque).

La altura del tanque, sin importar el tipo de núcleo, se determina en base a la altura del conjunto activo más otros elementos adicionales que deben ser considerados:

Altura del conjunto activo + altura del zócalo de apoyo + distancia desde el núcleo a las espiras de choque por la entrada de alto voltaje del devanado de A.T. + longitud inferior desde un borne conmutador.

Para el segundo miembro de la suma anterior se suele tomar el valor de la distancia mínima aislante entre el devanado de A.T. y el tanque; por otro lado, para el último miembro se utiliza la menor distancia entre los bornes del cambiador de derivaciones al extremo del devanado.

4.2. Selección de elementos adicionales.

4.2.1. Aislamientos.

Existen diversos tipos de materiales aislantes, los cuales pueden ser de origen orgánico como el papel y el algodón; de origen inorgánico como el vidrio y la porcelana; y de origen sintético como los compuestos hechos a base de silicónes.

Para que un cierto material pueda ser considerado para utilizarse como aislante para un transformador se deben tener en cuenta las siguientes características:

- Tensión disruptiva.
- Resistividad o resistencia específica.
- Permitividad.
- Histéresis dieléctrica.

Por otro lado el material deberá tener ciertas propiedades mecánicas y químicas que le permitan soportar los efectos del calor, agentes químicos y otros elementos que intervienen en la operación del transformador.

La vida útil de los materiales aislantes dependerá en gran medida de la temperatura de funcionamiento del transformador, la cual depende principalmente de las pérdidas generadas durante su funcionamiento.

Las pérdidas en un transformador se producen principalmente en el circuito

magnético o núcleo y en los devanados o circuito eléctrico. Las pérdidas en el núcleo se deben principalmente al efecto de histéresis y a las corrientes parásitas que circulan por el mismo; por otro lado, las pérdidas en los devanados son ocasionadas por la disipación de energía en forma de calor o efecto Joule.

Otros lugares en donde se presentan pérdidas en el transformador son los llamados puntos calientes, que son los lugares en donde existen uniones o conexiones, así como en los cambiadores de derivaciones.

Para prolongar el mayor tiempo posible la vida útil de los aislamientos, la temperatura del transformador es mantenida dentro de ciertos límites, establecidos por las características de los materiales aislantes. El funcionamiento del transformador es un parámetro que también interviene en las variaciones de temperatura, las cuales dependerán proporcionalmente de la carga. Por este motivo es muy importante que el transformador funcione dentro de sus límites de diseño.

Los materiales aislantes para transformadores se clasifican de acuerdo a su estabilidad térmica, como se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1

Clasificación de los materiales aislantes para transformador por su temperatura máxima de funcionamiento.

CLASE	TEMPERATURA	CLASE	TEMPERATURA
Y	90° C	H	180° C
A	105° C	N	200° C
E	120° C	R	220° C
B	130° C	S	240° C
F	155° C	C	> 240° C

A continuación se da una breve descripción de cada uno de los aislamientos utilizados

para transformadores:

Clase de aislamiento.	Descripción del material
Y	Son aquellos materiales como el papel, seda, algodón u otros materiales orgánicos que no están impregnados o sumergidos en aislamiento líquido.
A	Son los materiales de la clasificación anterior cubiertos o impregnados en algún dieléctrico líquido como el aceite, barnices o esmaltes, o películas de acetato de celulosa orgánica.
E	Son materiales o combinaciones de ellos que pueden operar hasta 15 grados centígrados por arriba de la clase A.
B	Son aquellos materiales inorgánicos como fibra de vidrio, mica o asbesto, o combinaciones de ellos, con un bajo contenido de materiales de la clase A.
F	Son materiales inorgánicos como la fibra de vidrio, mica o asbesto, o combinaciones de ellos, con alguna sustancia aglomerante que sea adecuada para soportar temperaturas de hasta 155 grados centígrados.
H	Son combinaciones de materiales inorgánicos como elastómeros de silicona, asbesto, mica o fibra de vidrio con aglomerantes como resina de silicona o algún otro material que los ayude a trabajar adecuadamente a 180 grados centígrados.
N	Materiales o combinaciones de los mismos, que puedan soportar temperaturas de hasta 200 grados centígrados.
R	Materiales o combinaciones de los mismos, que puedan soportar temperaturas de hasta 220 grados centígrados.
S	Materiales o combinaciones de los mismos, que puedan soportar temperaturas de hasta 240 grados centígrados.
C	Materiales tales como la porcelana, la mica, el vidrio, el cuarzo y otras sustancias inorgánicas en forma pura como la lana de vidrio y cintas tejidas que demuestren tener una vida térmica superior a los 240 grados centígrados.

4.2.2. Boquillas.

Las boquillas constituyen una parte muy delicada del transformador debido a que se encargan de aislar las tensiones de los circuitos de entrada y salida. Estos elementos tienen diversas formas, desde muy simples, como en el caso de baja tensión, hasta formas muy elaboradas, para el caso de alta tensión, y pueden ser fijados a la tapa del tanque mediante el

uso de bridas o bien alojándolos en partes salientes de la tapa del tanque.

Una boquilla para transformador debe estar diseñada para satisfacer los siguientes requisitos, en condiciones normales o anormales de operación:

- Debe soportar el voltaje establecido entre el conductor y la brida sin que se perforo.
- La parte exterior de la boquilla debe tener la configuración y dimensiones apropiadas de forma que no permita que se generen descargas en su superficie, ya sea que el transformador opere en interiores o en exteriores (condiciones de lluvia).
- Si el transformador está destinado a funcionar en climas muy hostiles, como en zonas cercanas al mar o en lugares con humo o polvo, las boquillas no deberán producir descargas por acumulación de polvo, sal o algún otro tipo de agente que se encuentre en la atmósfera.
- Las partes que se encuentren dentro del tanque deberán tener una configuración apropiada dependiendo de si el aislante es aire o aceite.

Las boquillas se clasifican de acuerdo a su funcionamiento como: boquillas para interiores y boquillas para exteriores.

4.2.2.1. Boquillas para uso interno.

Las boquillas para interiores son aquellas destinadas a funcionar en lugares cerrados y tienen forma cilíndrica o cónica lisa, provistas de algunas campanas o aletas de dimensiones pequeñas, y el cuerpo puede estar hecho de porcelana, resina y papel o tela bakelizada.

4.2.2.1.1. Boquillas macizas o tipo simple.

Estas boquillas, utilizadas para aislar tensiones de hasta 30 [kV], fabricadas en porcelana o bakelita, vienen en una sola pieza y tienen una perforación a lo largo de su eje,

como se muestra en la figura 4.1, por donde corre el conductor que conecta a los devanados con los cables externos. El conductor puede pasar dentro de la boquilla conservando su propio aislamiento, en cuyo caso la boquilla se convierte en una especie de “tubo de protección” o bien dentro de la boquilla se coloca un birlo de cobre con un empaque de corcho, el cual impide la salida del aceite y la entrada de humedad al interior del transformador.

Si no existe la posibilidad de utilizar el birlo entonces es recomendable que el conductor que está dentro del transformador esté desnudo en un tramo cercano a la boquilla para evitar que el aceite pueda fugarse por efecto de capilaridad, debido a las porosidades que puede presentar el aislador.

Una boquilla de tipo simple o macizo tiene como características su tamaño mínimo, montaje sin el uso de cementos, retención perfecta del aceite y sustitución rápida y fácil de los aisladores.

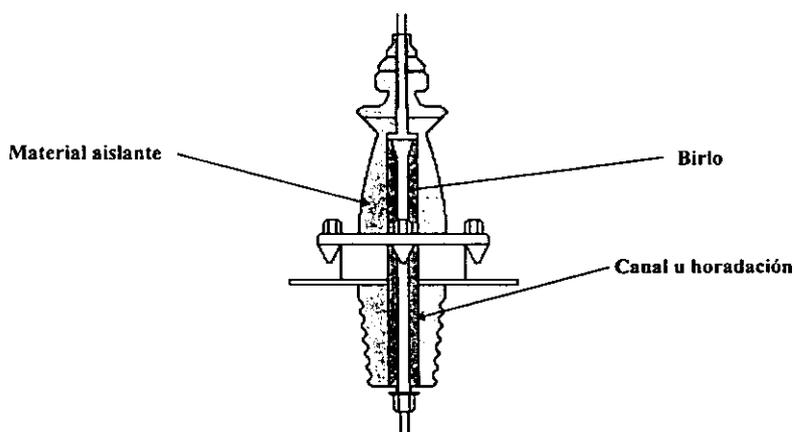


Figura 4.1 Boquilla tipo macizo o simple

4.2.2.1.2. Boquillas tipo relleno o con aceite.

Estas boquillas tienen como característica principal que su envolvente de porcelana encierra al conductor rodeado por algún compuesto aislante o aceite y suelen emplearse para tensiones comprendidas entre 30 y 70 [kV]. Este tipo de boquillas es utilizado preferentemente para tensiones mayores sobre la de tipo macizo debido a que el aire presente entre la porcelana y el birlo hace que ésta tenga un comportamiento tipo capacitivo.

Como se muestra en la figura 4.2, existe una gran cantidad de espacio entre la porcelana y el birlo, el cual está ocupado por aceite. En la figura puede apreciarse que una boquilla de este estilo está formada de varios anillos, con una brida hecha de acero en su parte inferior que permite sujetar la boquilla a la tapa del tanque. En la parte superior de la boquilla se encuentra una caja de vidrio la cual permite observar el nivel del aceite contenido en la misma.

El birlo que pasa por el interior de la boquilla sirve para mantener comprimidas las partes, sirviendo también de conductor.

Dentro de la boquilla existen uno o varios cilindros aislantes cuyo propósito es evitar la formación de partículas en suspensión que puedan dar origen a cadenas continuas que generen concentraciones de campo que puedan ser peligrosas para la boquilla.

En este tipo de boquillas se pueden encontrar algunas rellenas de compound en vez de aceite, y no tienen que estar hechas necesariamente de porcelana; sus anillos son contruidos de cartón bakelizado unidos mediante rondanas del mismo material. El compound aunque tiene una rigidez dieléctrica mayor a la del aceite se encuentra más

expuesto que éste a formar cadenas de baja rigidez dieléctrica por lo que las boquillas rellenas de este material tienen una mayor probabilidad de fallar.

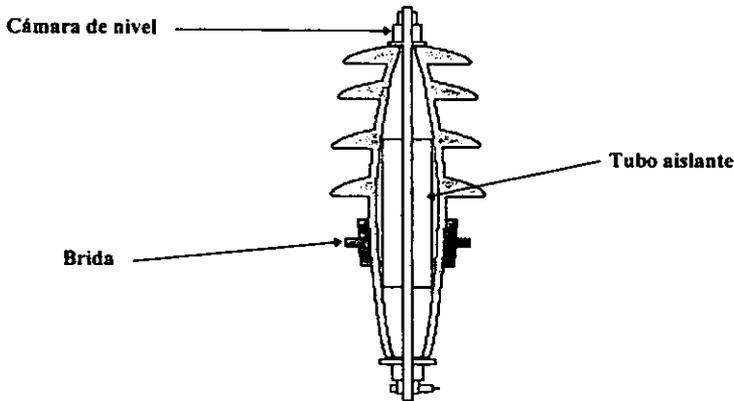


Figura 4.2 Boquilla tipo relleno o de aceite

4.2.2.1.3. Boquillas tipo condensador.

Este tipo de boquillas, utilizadas principalmente entre el rango de voltajes comprendidos entre 10 y 245 [kV], se distinguen porque el conductor tiene enrollado a su alrededor una hoja continua de papel impregnado con una resina de baquelita e intercalando una hoja muy delgada de aluminio o estaño, de longitud menor al birlo, formando capacitores concéntricos.

Estos capacitores se caracterizan por tener el mismo valor de capacitancia y por lo tanto de igual tensión de forma que la variación de tensión en todas las capas es igual en toda la boquilla. Esto se logra mediante el siguiente proceso de fabricación: se enrolla el papel impregnado sobre el birlo; una vez que se ha alcanzado un cierto espesor se procede a colocar la hoja de aluminio o estaño, la cual debe ser de una longitud un poco menor que la del birlo, y le da una vuelta completa al papel impregnado; una vez hecho esto se prosigue

el proceso de enrollado hasta alcanzar un espesor que sea del doble de la primera capa y se intercala la hoja de aluminio o estaño, con una longitud menor a la de la primera hoja y dándole una vuelta completa al papel impregnado; el procedimiento para la tercera capa es similar, una vez llegado a un espesor que sea el triple de la primera capa se intercala la hoja de aluminio, con una longitud menor a la de la segunda hoja y cubriendo totalmente el papel impregnado. Este procedimiento se realiza sucesivamente hasta terminar.

En el extremo superior de estas boquillas se coloca una tapa metálica que uniforma el campo interior de la boquilla y hace que el gradiente eléctrico cerca de la terminal de conexión sea menor.

En la figura 4.3 se muestra una boquilla de este tipo en donde pueden apreciarse las hojas intercaladas, en color negro, y su disminución de tamaño a medida que aumenta el diámetro, la tapa metálica y las bridas que permiten sujetar la boquilla a la tapa del tanque.

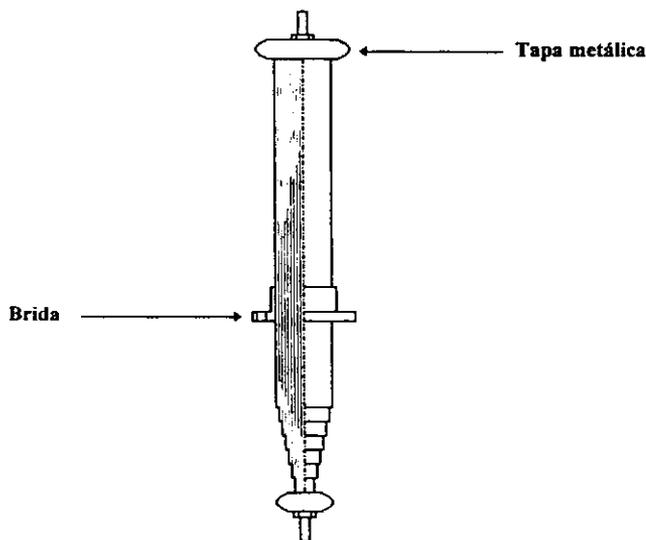


Figura 4.3 Boquilla tipo condensador

4.2.2.2. Boquillas para uso externo.

Las boquillas para exteriores, fabricadas en porcelana únicamente, son aquellas destinadas a funcionar en lugares abiertos y deben de conservar sus propiedades incluso en las condiciones más desfavorables como lluvia, climas salinos o ambientes cargados de humo y polvo. Estas boquillas tienen un gran número de campanas, las cuales son lisas por su parte superior y con ranuras circulares en su parte interior que alargan la trayectoria de descarga desde el conductor, por otro lado, la ranura exterior hace las funciones de gotera impidiendo que el agua que escurre abarque totalmente la superficie exterior de la campana que se encuentra abajo.

Para tensiones de 10, 20 y 30 [kV] se utilizan boquillas de una sola pieza, fabricadas en porcelana, cuyas dimensiones han sido unificadas con el propósito de contar con un estándar para su fabricación.

En tensiones más elevadas se utilizan boquillas de diseño análogo al de las de tipo condensador. En la figura 4.4 se observa una boquilla, junto con su estructura interna, para uso externo con un nivel de aislamiento de hasta 220 [kV], fabricada por la firma Micafil.

La sección marcada con el número 1 corresponde a la parte activa de la boquilla, que consiste en papel bakelizado enrollado sobre un tubo central, identificado con el número 2, al cual está perfectamente adherido.

En la figura pueden observarse las armaduras metálicas, cuya finalidad es crear una sección dieléctrica uniforme aprovechando al máximo el material en el espacio disponible; la primera se encuentra unida al tubo central, mientras que la última lo está a la brida marcada como 3.

Si la boquilla está destinada para funcionar como divisor capacitivo, entonces se conecta la penúltima armadura con el borne 19.

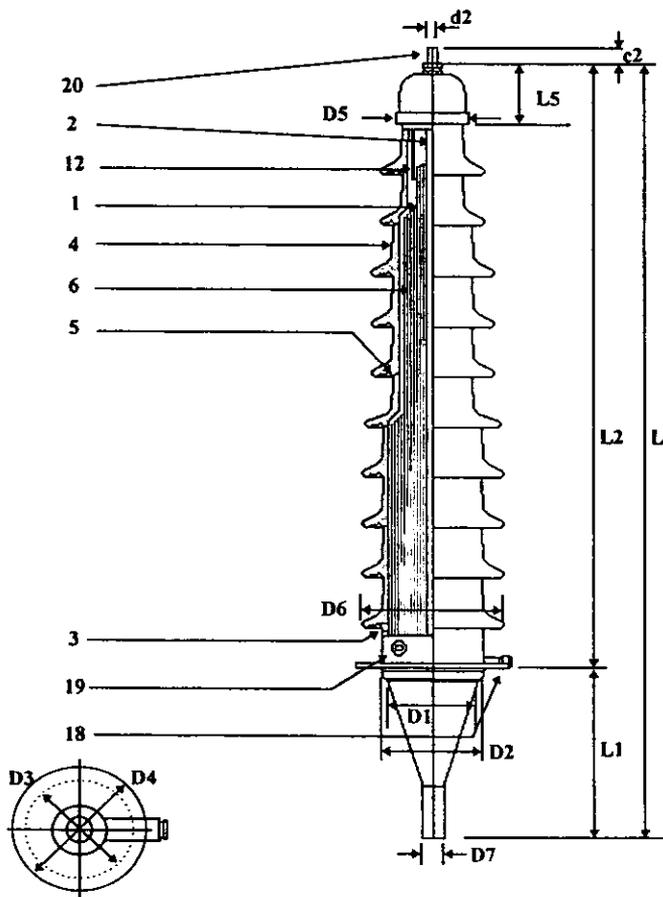


Figura 4.4 Boquilla tipo condensador para uso externo

La parte correspondiente al aislador de porcelana, identificada con el número 4, está compuesta por varias campanas, algunas de éstas unidas con cemento, 5; teniendo un perfil que sigue el contorno del atravesador interior de forma tal que se reduce el volumen del aceite de relleno, 6.

Como el volumen de aceite es reducido, la cámara destinada para su expansión también es reducida, por lo tanto se encuentra encerrada por medio de un compartamiento estanco 11, como se muestra en la figura 4.5.

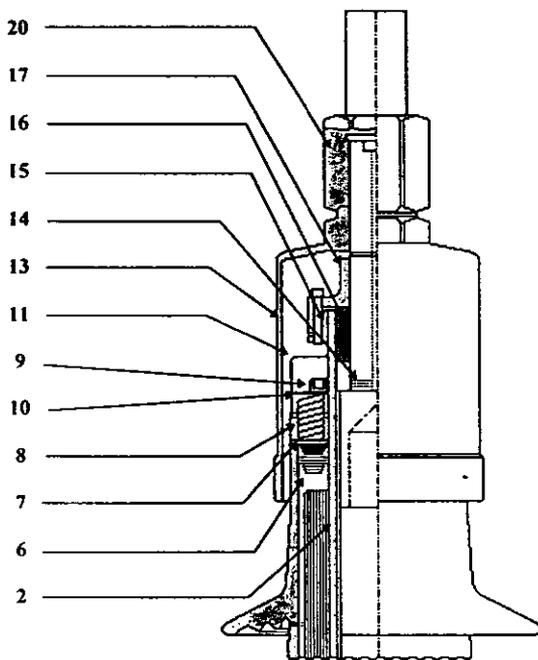


Figura 4.5 Detalle de la parte superior de una boquilla tipo condensador para uso externo

La toma 18 sirve para acoplar la boquilla con la instalación de tratamiento bajo vacío. Los muelles 8 actúan contra los casquillos 7 y arandelas de apoyo 10, de forma tal que se consiga un cierre perfecto contra el aislador de porcelana incluso teniéndose un alargamiento del tubo 2. Si se quiere regular la presión ejercida por los muelles se hace uso de un mango roscado, que en la figura 4.5 está numerado con el 9.

La defensa 12, tiene como objetivo proteger la unión del elemento de porcelana; por

otra parte, para la conexión del devanado con el circuito exterior, se suelda el conductor a una terminal 14, en caso de que sea cable, asegurándose con un dispositivo de cierre formado por un mango 15, un anillo de choque 16 y un mango roscado 17. La caperuza 13 se atornilla sobre el extremo de la terminal 14 y de la terminal de enlace 20.

En la tabla 4.2 se muestran los principales datos de la boquilla ilustrada en las figuras 4.4 y 4.5. Los números que aparecen en la parte superior de cada columna no deben confundirse con los números que indican los detalles de las figuras 4.4 y 4.5.

Tabla 4.2

Datos principales para boquillas tipo condensador de uso externo

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
52	400	480	950	5	21	0.8	775	140	635	108	86	110	185	225	95	200	42
52	800	550	1050	5	35	2.2	971	140	831	230	106	150	250	290	135	235	58
52	1600	550	1050	5	53	2.2	985	140	845	235	106	150	250	290	135	235	68
73	400	610	1230	6	26	1	946	175	771	100	86	110	185	225	135	200	44
73	800	660	1260	6	41	2.8	1110	175	935	230	106	150	250	290	135	235	58
100	400	860	1680	8	50	3.8	1308	230	1078	156	106	150	250	290	135	235	47
100	800	860	1680	8	56	2.3	1403	230	1173	230	126	150	250	290	135	235	61
123	400	1070	2100	10	62	3	1622	310	1312	156	126	150	250	290	135	235	49
123	800	1110	2140	10	76	4	1742	310	1432	230	148	175	250	290	135	280	66
123	1600	1160	2190	10	132	6	1820	310	1510	255	172	200	290	335	185	310	82
145	400	1280	2420	11	101	6.5	1975	360	1615	250	172	200	290	335	185	310	71
145	1000	1280	2420	11	128	6.5	1990	360	1630	250	200	220	290	335	185	340	92
170	1000	1510	2900	13	145	7.5	2279	420	1859	250	200	220	290	335	185	340	92
205	1000	1860	3640	16	235	12	2777	520	2257	295	242	270	350	400	235	390	106
245	1250	2260	4380	19	340	18	3271	610	2661	295	292	315	400	450	235	445	106
245	2000	2260	4380	19	395	18	3251	590	2661	295	292	315	400	450	235	445	106
245	800	2260	4380	19	425	40	3420	590	2795	335	292	315	400	450	265	445	130

Los datos de cada columna son:

- | | | | |
|----|----------------------------|-----|-------------|
| 1: | Tensión nominal en [kV]. | 10: | L2 en [mm]. |
| 2: | Corriente nominal en [A]. | 11: | L5 en [mm]. |
| 3: | Distancia en aire en [mm]. | 12: | D1 en [mm]. |
| 4: | Línea de fuga en [mm]. | 13: | D2 en [mm]. |
| 5: | Número de campanas. | 14: | D3 en [mm]. |
| 6: | Peso total en [kg]. | 15: | D4 en [mm]. |
| 7: | Peso del aceite en [kg]. | 16: | D5 en [mm]. |
| 8: | L en [mm]. | 17: | D6 en [mm]. |
| 9: | L1 en [mm]. | 18: | D7 en [mm]. |

d2 = 50 [mm] y c2 = 150 [mm] para las boquillas del último renglón, para las demás d2 = 30 [mm] y c2 = 80 [mm].

4.2.3. Cambiador de derivaciones.

En ciertos casos es necesario, debido a las condiciones de funcionamiento, dotar al transformador de un circuito que le permita operar con relación de tensión variable, ya sea que se necesite operar el lado primario a tensión constante mientras el voltaje del secundario varía dentro de ciertos límites, o bien se puede dar el caso inverso en el que el transformador opera con una voltaje secundario constante y es necesario variar la tensión del lado primario.

Para lograr las variaciones requeridas se tienen dos tipos de conmutadores o cambiadores de derivación: sin carga y bajo carga. Los cambiadores de derivación sin carga son utilizados en los sistemas en donde no es necesario contar con una alimentación constante, mientras que los cambiadores de derivación con carga son utilizados en sistemas en donde sí se requiere un suministro eléctrico constante.

4.2.3.1. Cambiador de derivación sin carga.

Como se explicó en el primer capítulo, los cambiadores de derivación sin carga son dispositivos giratorios que pueden operar todas las fases del transformador, si es el caso; sin embargo es necesario realizar esta operación estando el transformador desconectado del circuito de alimentación debido a que se podrían generar arcos eléctricos en las terminales incluso habiendo cambiado a otra toma, si el cambio es hecho con carga.

Los cambiadores de derivación sin carga pueden tener tres tipos de tomas:

- a) Tomas sacadas al exterior haciendo uso de boquillas. Este sistema tiene la desventaja de que las sobretensiones que se pueden formar en las terminales de salida del transformador pueden dar lugar a arcos eléctricos.

- b) Tomas con terminales sumergidas permanentemente en aceite. Tiene como ventaja la eliminación de posibles arcos eléctricos entre las tomas, sin embargo este método requiere que el nivel del aceite descienda antes de poder realizar el cambio de derivación.
- c) Tomas conectadas bajo aceite mediante un conmutador maniobrado desde el exterior. Elimina la posibilidad de arcos eléctricos y es un sistema de fácil manejo y de operación rápida haciendo uso del manubrio externo.

Debido a su relativa facilidad de implementación este tipo de conmutación es el más económico, sin embargo presenta el inconveniente de que el transformador debe de desconectarse antes de realizar la maniobra. Un transformador equipado con un cambiador derivación sin carga debe de estar diseñado de forma tal que el conmutador sea inoperable si el transformador se encuentra bajo carga.

4.2.3.2. Cambiador de derivación con carga.

Los cambiadores de derivación con carga son utilizados en los transformadores destinados a funcionar en lugares en donde no puede interrumpirse el flujo eléctrico para realizar el cambio de tensión. Estos sistemas tienen como característica principal que la conmutación se realiza conectando simultáneamente de forma momentánea dos tomas diferentes, intercalando entre ellas una resistencia óhmica o una reactancia de forma tal que no se produzca una condición de circuito corto entre las tomas conectadas.

Este tipo de conmutadores es de construcción más elaborada debido a la cantidad de elementos que deben de intervenir en su funcionamiento como interruptores, bobinas de reactancia, barras conductoras y resistencias óhmicas, por lo tanto su costo es más elevado.

5. Conexiones normalizadas para transformadores.

5.1. Conexiones para transformadores monofásicos.

5.1.1. Conexión en paralelo.

Este tipo de conexión tiene como principal característica que el voltaje aplicado a las terminales de entrada de los transformadores monofásicos es igual, de la misma forma que las tensiones obtenidas en las terminales de salida tienen valores idénticos. Debido a esta característica, los transformadores monofásicos conectados en paralelo deben de tener:

- la misma relación de transformación.
- el mismo valor de por ciento de impedancia.
- la misma relación de reactancia a resistencia.

Si los transformadores no tuvieran el mismo valor de por ciento de impedancia, entonces circulará una corriente constante entre los transformadores cuyo porcentaje de impedancia sea distinto.

Este tipo de conexión no es recomendable si se tienen las siguientes condiciones:

- la corriente circulante sin carga en cualquiera de los transformadores es mayor al 10% de la corriente a plena carga.
- la suma aritmética de las corrientes circulantes sin carga y a plena carga exceden el 110% del valor de la corriente a plena carga.
- al tener una carga equivalente al total de los *KVA* de los transformadores, por cualquiera de ellos circula una corriente mayor al 110% del valor a plena carga.

En la figura 5.1 se muestra la conexión en paralelo de dos transformadores

monofásicos, de donde puede observarse que la tensión de entrada de los dos transformadores es igual para ambos del mismo modo que la tensión de salida.

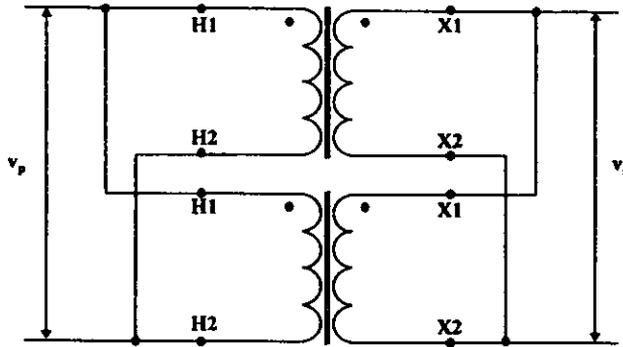


Figura 5.1 Conexión de dos transformadores monofásicos en paralelo.

5.1.2. Conexión en serie.

Este tipo de conexión, ilustrada en la figura 5.2, es utilizada únicamente en transformadores de doble devanado primario y secundario, debido a la existencia de un flujo único el cual no permite sobretensiones en cualquiera de los devanados.

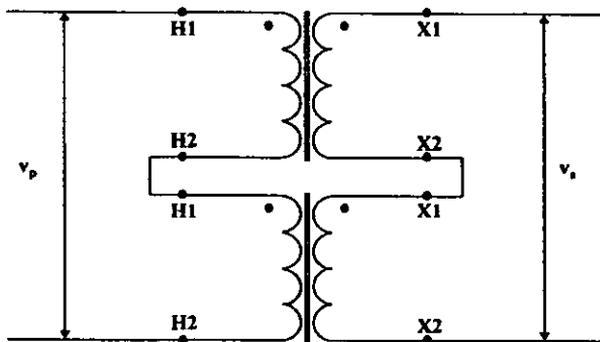


Figura 5.2 Conexión de dos transformadores monofásicos en serie

En la figura puede observarse que circula la misma corriente por los devanados primarios de cada transformador, del mismo modo que circula la misma corriente por los devanados del secundario, de forma que el flujo que se produce en el primer transformador es igual al producido en el segundo. El voltaje primario se distribuye entre los dos devanados primarios, mientras que la tensión del secundario se distribuye entre los dos devanados secundarios.

5.1.3. Conexión en paralelo-serie.

Este tipo de conexión se caracteriza porque los devanados primarios de los transformadores se encuentran conectados en paralelo, por lo cual la tensión de alimentación de los transformadores es común; por otro lado, todos los devanados secundarios se encuentran conectados en serie, por lo tanto la corriente circulante es igual a la que se le puede demandar a uno sólo de los devanados. En la figura 5.3 se muestra un circuito con conexión paralelo-serie.

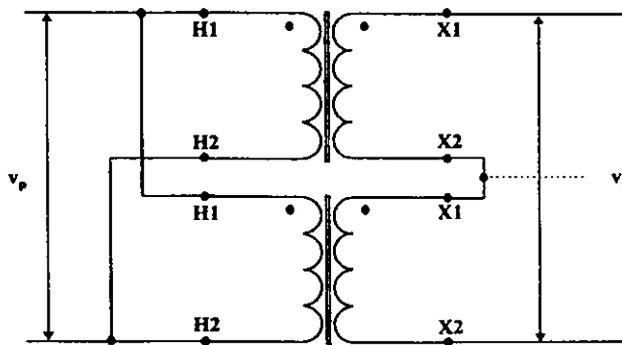


Figura 5.3 Conexión paralelo-serie de dos transformadores monofásicos.

En la figura puede observarse que el voltaje de los devanados secundarios puede ser la suma de los voltajes de cada devanado, si se encuentran conectados en el mismo sentido, o la diferencia si están conectados en sentido contrario. Este tipo de conexión no soporta sobretensiones en el devanado secundario debido a que se pueden producir daños en su aislamiento. Si se coloca un tercer conductor entre los devanados secundarios, como se observa en la figura 5.3 con línea punteada, entonces se tiene una derivación con la que se puede obtener un voltaje menor a v_s . En el caso mostrado en la figura el valor de la tensión obtenida es de la mitad de v_s .

5.1.4. Conexión serie-paralelo.

En este tipo de conexión cada devanado del lado primario recibe diferentes voltajes de alimentación, circulando por ellos la misma corriente, debido a su conexión en serie. En los devanados del lado secundario la tensión obtenida es igual para cada uno de ellos y la corriente total es la suma de las corrientes aportadas por todos los devanados con una magnitud igual a la que podría generar un solo transformador.

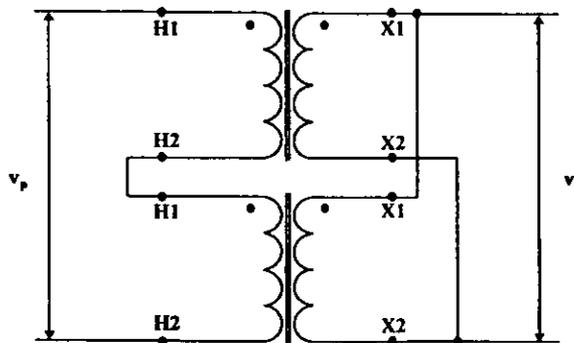


Figura 5.4 Conexión serie-paralelo de dos transformadores monofásicos.

Esta conexión, al igual que la anterior, tiene la siguiente peculiaridad: cuando uno de los devanados del primario tiene una tensión mayor de la debida se establece en el secundario una corriente que circula entre sus devanados originando un flujo que compensa este desequilibrio.

5.2. Conexiones trifásicas y para transformadores trifásicos.

Las conexiones trifásicas pueden hacerse de dos formas: conectando tres transformadores monofásicos idénticos o conectando las fases de un transformador trifásico para formar el arreglo deseado. Para diferenciar si la conexión se hace con transformadores monofásicos o uno trifásico se puede tomar como referencia la figura 5.5, en la cual se muestra la diferencia entre un banco de tres transformadores monofásicos y un transformador trifásico.

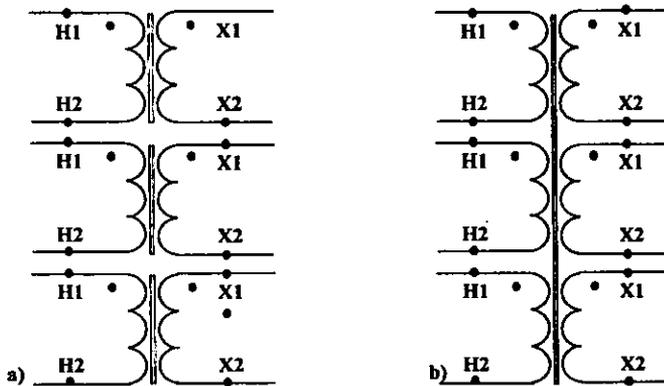


Figura 5.5 a) Banco de tres transformadores monofásicos y b) transformador trifásico

Se puede observar en la figura 5.5a que el núcleo ferromagnético, representado por dos líneas paralelas, comprende únicamente a un transformador, por lo que se tiene un núcleo para cada transformador, entonces el arreglo es a base de un banco de tres

transformadores monofásicos. En la figura 5.5b se observa que el núcleo abarca todos los devanados, es decir que todos se encuentran arrollados sobre el mismo núcleo, por lo tanto se tendrá un transformador trifásico.

Para seleccionar la conexión más conveniente es necesario conocer las características, ventajas y desventajas de todos los tipos de conexiones.

5.2.1. Conexión estrella-estrella.

Este tipo de conexión es utilizado cuando se requiere alimentar grandes cargas monofásicas y trifásicas al mismo tiempo, sin embargo es poco utilizado debido a que si el neutro del primario y el neutro de la fuente no están conectados, mediante un neutro común o a través de tierra, el voltaje entre el neutro y la línea tiende a distorsionarse perdiendo su característica senoidal .

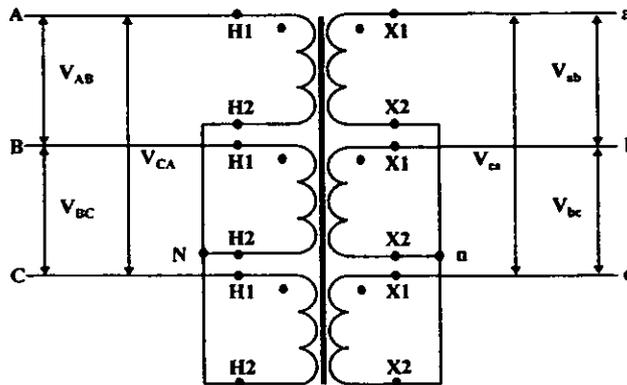


Figura 5.6 Conexión estrella-estrella.

La conexión trifásica estrella-estrella, mostrada en la figura 5.6, presenta las siguientes características:

- El aislamiento y el cobre utilizados son mínimos.

- Constituye un circuito económico para una condición de baja carga y alto voltaje.

- Los neutros son accesibles pero inestables si carecen de conexión a tierra.

En la figura 5.6 se muestra un arreglo para una conexión estrella-estrella, en la cual las tres de las terminales del lado primario, identificadas como H2, se encuentran conectados a un nodo común N, mientras que en el lado secundario las terminales X2 se encuentran conectadas a otro nodo común n. Las tres terminales H1 del lado primario se conectan a las fases A, B y C, mientras que las terminales X1 del lado secundario van conectadas a las líneas a, b y c.

Las tensiones identificadas como V_{ab} , V_{bc} y V_{ca} son los voltajes entre las fases ab, bc y ca, del lado secundario respectivamente, y las tensiones definidas como V_{AB} , V_{BC} y V_{CA} son los voltajes entre las fases AB, BC y CA, del lado primario respectivamente; todas estas tensiones reciben el nombre de voltaje de línea. La relación entre la magnitud de cualquiera de estas tensiones y la magnitud de la tensión de fase a neutro, o voltaje de fase, está dada por la siguiente expresión:

$$V_L = \sqrt{3}V_F \quad (5.1)$$

De la expresión 5.1 se puede observar que cualquier voltaje de fase, como V_A , es menor en magnitud al voltaje de línea. La teoría de circuitos eléctricos establece que entre ambos fasores de voltaje existe un desfaseamiento de 30° .

Cada uno de los devanados del primario recibe un voltaje de fase, mismo que es transformado a otra tensión de fase en el devanado secundario, por ser las conexiones iguales en ambos devanados, es decir estrella en el primario y estrella en el secundario, por lo tanto la relación de transformación de voltajes para la conexión estrella-estrella mostrada

en la figura está dada por la expresión:

$$\frac{V_{HF}}{V_{XF}} = a \quad (5.2)$$

Las relaciones de transformación para corrientes e impedancias pueden determinarse de forma análoga obteniéndose:

$$\frac{I_{HF}}{I_{XF}} = \frac{1}{a} \quad (5.3)$$

$$\frac{Z_H}{Z_X} = a^2 \quad (5.4)$$

5.2.2. Conexión delta-delta.

Este tipo de conexión, muy raro en la actualidad, es utilizado para alimentar cargas pequeñas de alumbrado y cargas trifásicas en forma simultánea. Para poder alimentar estas cargas se procede de la siguiente forma: se conecta un conductor en el punto medio del devanado secundario de una de las fases, el cual está conectado en su otro extremo al conductor de tierra del secundario, de forma tal que las cargas monofásicas puedan conectarse entre la tierra y cualquiera de las fases.

Las principales características de la conexión delta-delta, mostrada en la figura 5.7, son:

- En caso de que alguna de las fases se dañe se puede operar con una conexión en delta abierta.
- Debido a que no existen puntos neutros no puede haber conexión a tierra, a menos que se utilice un banco de tierras.

- El arreglo en delta proporciona un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, por lo cual las terceras armónicas de voltaje son eliminadas.

- Es un circuito económico para altas cargas a bajo voltaje.

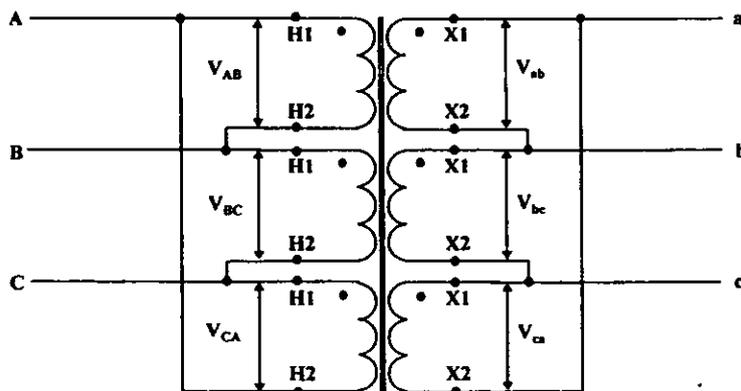


Figura 5.7 Conexión delta-delta.

En la figura 5.7 se observan las conexiones para un arreglo delta-delta. Cada devanado está conectado a dos diferentes fases, una en cada extremo y las terminales H2 y X2 se encuentran conectadas a una terminal H1 y X1 respectivamente de forma tal que las bobinas del devanado primario forman un circuito cerrado entre sí, de la misma forma que las bobinas del circuito secundario. Por estos circuitos circulan las corrientes de tercera armónica. En la figura también se puede observar que este arreglo carece de punto neutro

La tensión que reciben las bobinas del primario es un voltaje de línea, el cual es transformado a otro voltaje de línea en el lado secundario, entonces la relación de transformación de voltajes, utilizando valores de fase, para la conexión de la figura es:

$$\frac{V_{HF}}{V_{XF}} = a \quad (5.5)$$

Las relaciones de transformación para corriente e impedancia se determinan de forma similar, obteniéndose:

$$\frac{I_{HF}}{I_{XF}} = \frac{1}{a} \quad (5.6)$$

$$\frac{Z_H}{Z_X} = a^2 \quad (5.7)$$

5.2.3. Conexiones estrella-delta y delta estrella.

Este tipo de conexiones presentan ciertas similitudes por lo cual serán analizadas en conjunto.

La conexión estrella-delta es utilizada para generalmente, en potencias medias y bajas, para alimentar grandes cargas trifásicas, con la limitante de que no dispone de un punto neutro en el lado secundario en el caso de que se quieran alimentar cargas monofásicas adicionales a las trifásicas. En altas potencias se utiliza para reducir tensiones.

El arreglo delta-estrella se utiliza, en potencias medias y bajas, para alimentar cargas trifásicas y monofásicas simultáneamente. La disposición de un conductor neutro en el lado secundario permite que las cargas monofásicas puedan ser relativamente grandes. El arreglo en estrella del lado secundario facilita la obtención de diferentes tensiones mediante el uso de cambiadores de derivación. En altas potencias se utiliza para elevar tensiones.

Las principales características de la conexión estrella-delta son:

- Los voltajes de terceras armónicas son eliminados debido a que la corriente magnetizante de tercera armónica se queda circulando por el circuito cerrado de la delta del secundario.
- El secundario carece de conexión a tierra.

La conexión delta-estrella tiene como características principales:

- Los voltajes de tercera armónica son eliminados porque la corriente magnetizante de tercera armónica se queda circulando en la delta del primario.

- Las corrientes de tierra de secuencia cero son aisladas conectando a tierra el neutro del secundario.

- El lado de la estrella tiene un aislamiento graduado en función de la disminución del voltaje de las terminales al neutro.

Los arreglos para las conexiones estrella-delta y delta estrella se muestran en las figuras 5.8 y 5.9 respectivamente.

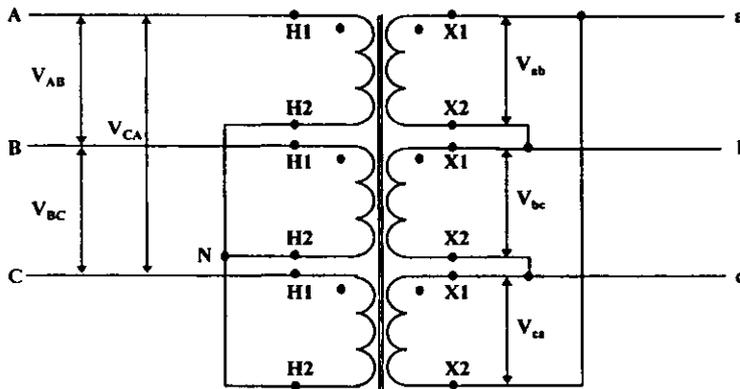


Figura 5.8 Conexión estrella-delta.

Para determinar las relaciones de transformación en un arreglo estrella-delta o en un delta-estrella se debe tener cuidado en los valores que se van a utilizar. Un error muy frecuente es que algunos autores expresan la relación de transformación para estos arreglos involucrando factores distintos, como $\sqrt{3}$, en la relación a , la cual se calcula en base a la teoría del transformador monofásico, expuesta en el primer capítulo.

La teoría desarrollada establece que los valores a transformar deben ser las tensiones aplicadas a los devanados del transformador.

Como se verá en el capítulo 8, la obtención del circuito equivalente del transformador se hace en base a las tensiones aplicadas a los devanados. El hecho de que un factor como $\sqrt{3}$ aparezca en la relación de transformación implicaría físicamente que se tiene un tercer devanado, lo cual es completamente erróneo.

De la figura puede apreciarse que este tipo de arreglo consta de un circuito conectado en estrella por el lado primario y uno en delta por el lado secundario. Las tensiones que reciben los devanados del lado primario son voltajes de fase mientras que las tensiones transformadas en el lado secundario son voltajes de línea por lo cual para determinar la relación de transformación para voltajes se hace uso de la ecuación 5.1 que relaciona las tensiones de línea y fase. La relación de transformación de voltajes para la conexión estrella-delta mostrada en la figura se determina como:

$$\frac{V_{HF}}{V_{XL}} = a \quad (5.8)$$

Las relaciones de corriente e impedancias para el circuito de la figura están dadas por:

$$\frac{I_{HL}}{I_{XF}} = \frac{1}{a} \quad (5.9)$$

$$\frac{Z_H}{Z_X} = a^2 \quad (5.10)$$

El arreglo para una conexión delta-estrella, mostrado en la figura 5.9, consiste en una conexión en delta para los devanados del lado primario y en una conexión tipo estrella para los devanados del secundario.

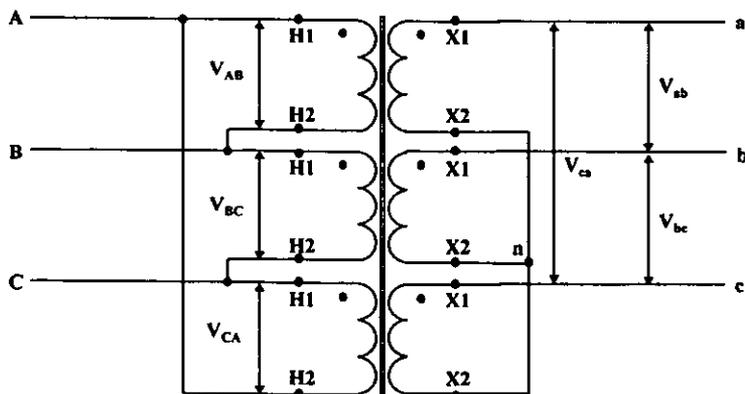


Figura 5.9 Conexión delta-estrella.

Las tensiones que entran por el primario son voltajes de línea, mientras que los voltajes transformados al lado secundario son de fase, por lo tanto, la relación de transformación debe expresarse en función de estos dos voltajes que son los aplicados a los devanados del transformador.

La relación de transformación de voltajes para la conexión delta-estrella mostrada en la figura es:

$$\frac{V_{HL}}{V_{XF}} = a \quad (5.11)$$

De forma análoga se pueden determinar las relaciones de transformación para corrientes e impedancias para la conexión delta-estrella de la figura:

$$\frac{I_{HF}}{I_{XL}} = \frac{1}{a} \quad (5.12)$$

$$\frac{Z_H}{Z_X} = a^2 \quad (5.13)$$

5.2.4. Conexión estrella-estrella con devanado terciario en delta.

Este tipo de arreglo tiene una conexión estrella en los devanados primario y secundario, con los neutros sin unir y un devanado terciario, o de compensación, conectado en delta. Este devanado puede utilizarse para proporcionar suministro eléctrico a la instalación en donde se encuentra el transformador o banco de transformadores.

Las principales características de este tipo de conexión son:

- El terciario en delta proporciona un circuito cerrado para la circulación de la tercera armónica de la corriente de magnetización por lo cual se elimina la tercera armónica de voltaje.

- El terciario puede ser utilizado para dotar de energía eléctrica a la instalación en donde se encuentre el transformador, sin embargo esto no es recomendable debido a las altas corrientes de circuito corto que circulan por el devanado.

- El tamaño y el costo del transformador aumenta.

5.2.5. Conexión zig zag.

Este tipo de conexión se utiliza en la práctica generalmente en el devanado secundario de los transformadores. Las aplicaciones de este tipo de conexión varían dependiendo del tipo de conexión con la que se combine:

1. Estrella-zig zag. Se utiliza para distribución con bajas capacidades y en transformadores trifásicos tipo columna.

2. Estrella-delta-zig zag. Se usa en bancos compuestos por unidades monofásicas con terciario de gran capacidad.

3. Delta-zig zag. Se utiliza para convertidores síncronos operando en circuitos de tres conductores.

4. Zig zag-delta. Se usa para tener en forma artificial una corriente de tierra que le proporcione energía a las protecciones de tierra.

Para realizar un arreglo en estrella-zig zag se requiere de dos devanados secundarios iguales por cada fase. Primeramente se realizan las conexiones de manera que se obtenga una estrella en el lado secundario con un desfase de 180° con respecto a las tensiones del primario. Con los devanados restantes se realiza otra conexión en estrella con sin desfase con respecto a la estrella del primario, con la excepción de que ésta segunda estrella no debe de estar cerrada y sus brazos deben de ir conectados en serie con los de la primera estrella.

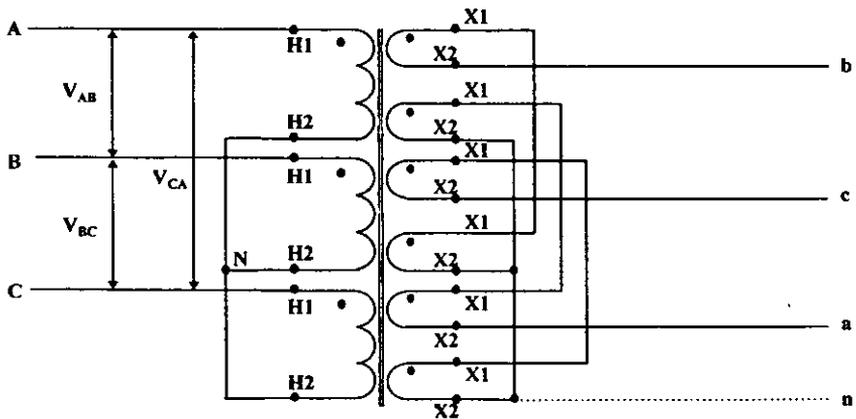


Figura 5.10 Conexión estrella-zig zag.

La relación de transformación de voltajes para el circuito mostrado en la figura se calcula en este caso considerando el voltaje de fase para el lado primario y el voltaje de línea para el devanado de baja tensión, transformado a valor de fase, por lo cual la relación

de tensiones se expresa como:

$$\frac{V_{HF}}{V_{XF}} = \frac{2}{\sqrt{3}} a \quad (5.14)$$

Las relaciones de transformación para corrientes e impedancias, calculadas de forma análoga a la de voltajes, se expresan de la siguiente forma:

$$\frac{I_{XF}}{I_{HF}} = \frac{\sqrt{3}}{2} a \quad (5.15)$$

$$\frac{Z_H}{Z_L} = a^2 \quad (5.16)$$

5.2.6. Conexión T-T.

Este tipo de conexión, utilizada raramente en la actualidad, sirve para alimentar en forma simultánea cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas. Se caracteriza por:

- Tener un comportamiento similar a la conexión estrella-estrella.
- Necesitar dos transformadores monofásicos para realizar la conexión.
- Tener ambos neutros disponibles.
- Las corrientes y voltajes de tercera armónica pueden causar problemas.
- La capacidad del banco debe ser mayor un 15% a la carga que se pretende alimentar.

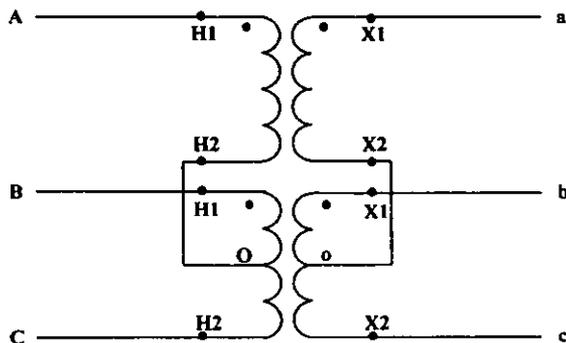


Figura 5.11 Conexión T-T.

Este tipo de conexión, mostrado en la figura 5.11, se efectúa uniendo la terminal H2 del primer transformador con la derivación central del devanado primario del segundo transformador. Para el lado secundario se realiza una conexión similar a la del primario.

El primer transformador sólo tiene una conexión a una de las líneas de alimentación, que en este caso es la fase A, mientras que el segundo transformador se encuentra conectado a las fases B y C.

La relación de transformación para el segundo transformador queda determinada simplemente mediante a , debido a que tanto en el lado de alta como en el de baja se tiene el mismo tipo de tensión: voltaje de línea. La tensión para el primer transformador puede determinarse de acuerdo a la figura 5.12, en la cual se muestran los fasores de de tensiones del sistema:

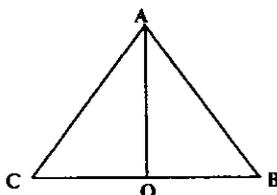


Figura 5.12 Fasores de voltaje para una conexión T-T.

El fasor de tensiones AO divide el triángulo en dos partes iguales. Del triángulo formado por los puntos ACO se puede determinar la tensión para el primer transformador. La abertura entre los fasores AC y AO tiene un ángulo de 60° y la función trigonométrica que nos relaciona este ángulo con los dos fasores es el seno. De esta forma se puede concluir que la tensión del primer transformador es del 86.6% de la del segundo.

El fasor de tensiones AO divide el triángulo en dos partes iguales. Del triángulo formado por los puntos ACO se puede determinar la tensión para el primer transformador. La abertura entre los fasores AC y AO tiene un ángulo de 60° y la función trigonométrica que nos relaciona este ángulo con los dos fasores es el seno. De esta forma se puede concluir que la tensión del primer transformador es del 86.6% de la del segundo.

5.2.7. Determinación del desfaseamiento entre devanados.

Para determinar el desfaseamiento producido entre devanados se debe recordar el siguiente concepto:

Polaridad: es cuando en un instante de tiempo se tienen valores iguales de voltaje para un mismo extremo de dos bobinas diferentes.

En la figura 5.13 se muestran dos bobinas cuyos extremos se identifican como A y A' para la primera; y a y a' para la segunda.



Figura 5.13 Bobinas con bordes identificados

Los extremos de igual polaridad son A-a y los extremos contrarios, con la misma polaridad instantánea, pero opuesta a la anterior, se identifican con A'-a'.

La figura 5.14 muestra los bornes de los devanados de un transformador viendo la tapa desde arriba. Las terminales de alta tensión se identifican con letras mayúsculas mientras que las de baja tensión están marcadas con letras minúsculas.

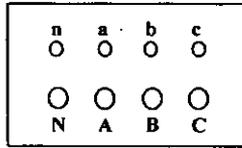


Figura 5.14 Tapa de un transformador trifásico vista desde arriba.

Los bornes que se identifican, en alta y baja tensión, con la misma letra se conocen como *homólogos*. En bornes homólogos pueden conectarse los extremos de bobinas de la misma polaridad o bien de polaridad opuesta.

Ejemplo: Se tiene un transformador trifásico con conexión estrella-estrella, mostrada en la figura 5.15, se desea determinar el desfaseamiento entre los fasores de entrada y los de salida.

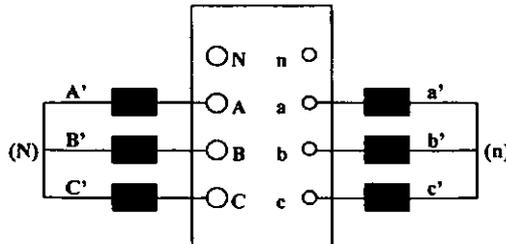


Figura 5.15 Representación de una conexión estrella-estrella.

Se toman como fasores de referencia los del primario y se dibujan tal como se muestra en la figura 5.16a. De la figura 5.15 se observa que las conexiones en los bornes homólogos son de la misma polaridad, entonces los fasores del secundario tienen el mismo sentido de acuerdo al concepto de polaridad discutido anteriormente. En la figura 5.15b se muestran los fasores para el devanado secundario, en donde se puede observar que tienen el mismo sentido que los del devanado primario.

Para determinar el desfaseamiento se “juntan” los diagramas fasoriales, tal como se muestra en la figura 5.16c y se mide el ángulo entre los fasores de cualquiera de los bornes homólogos.

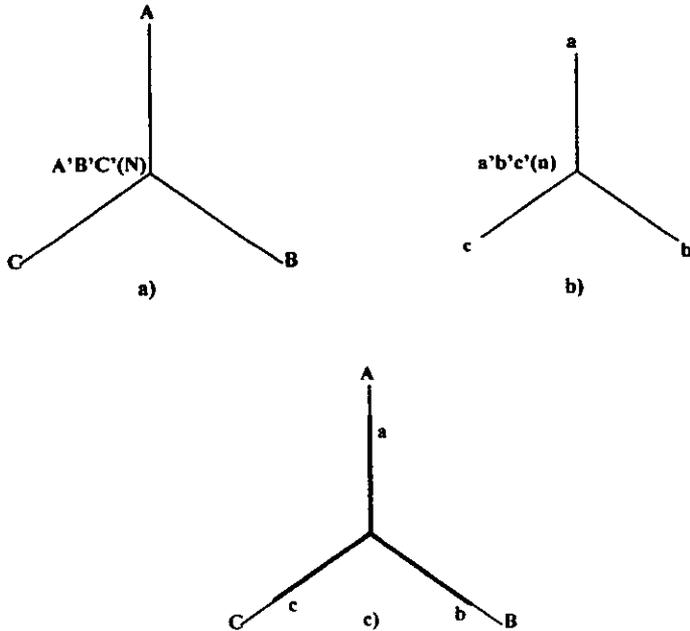


Figura 5.16 Fasores de voltaje de los devanados primario y secundario y desfaseamiento entre éstos.

En la figura 5.16c se aprecia que los fasores del voltaje de entrada y los del voltaje de salida coinciden, por lo tanto su desfaseamiento es de cero grados.

Ejemplo: Se tiene un transformador en conexión delta-estrella como se muestra en la figura 5.17 y se desea obtener el desfase entre los fasores de entrada y los de salida.

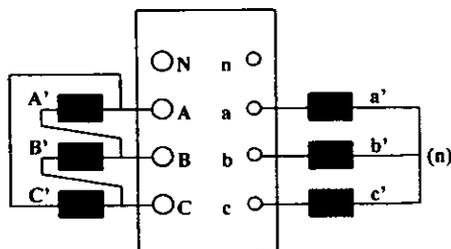


Figura 5.17 Representación de una conexión delta-estrella.

Para determinar el grado de desfase entre los fasores de entrada y salida se toman como referencia los de salida, los cuales se muestran en la figura 5.18b.

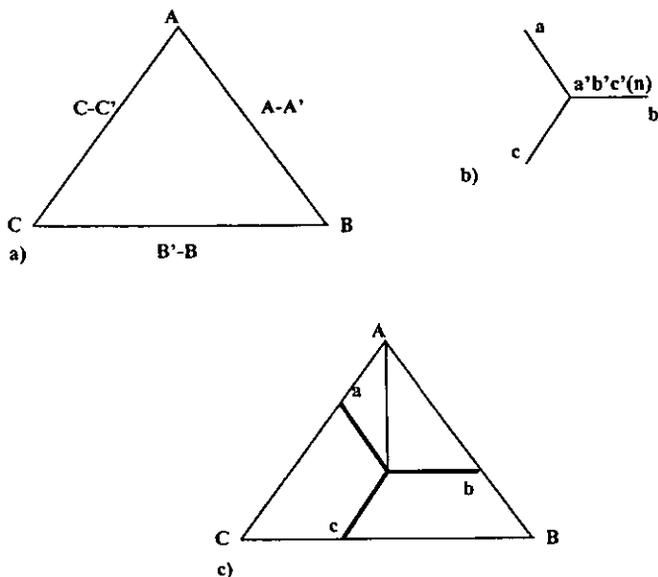


Figura 5.18 Fasores de voltaje de los devanados primario y secundario y desfase entre éstos.

En la figura 5.17 se observa que entre las fases A y B del lado primario se encuentran los puntos A y A', entre las fases B y C los puntos B y B' y entre las fases C y A los puntos C y C', los cuales han sido identificados en la figura 5.18a como A-A', entre las fases A y B; B-B' entre las fases B y C; y C-C' entre las fases C y A.

En la figura 5.18a se ha escrito B'-B entre las fases B y C porque si se recorre la figura de B a C entonces el punto B debe de estar cerca de la fase B y el punto B' de la fase C, por lo tanto la forma en que se escribió en la figura es correcta.

De la figura 5.17 se puede apreciar que en los bornes homólogos se encuentran conectadas las terminales de los devanados primario y secundario que tienen la misma polaridad, por lo tanto a-a' debe de estar en fase con A-A', de la misma forma que b-b' está en fase con B-B' y c-c' con C-C'', tal como se muestra en la figura 5.18b.

Si se enciman las figuras 5.18a y 5.18b, como se observa en la figura 5.18c, se puede calcular el desfase entre los voltajes del primario y del secundario, que da como resultado un ángulo de 330° .

El cálculo del desfase se hace de la siguiente forma: el dato de interés es el ángulo existente entre los voltajes del devanado secundario y primario, o dicho de otro modo, lo que interesa saber es que tan adelantados o atrasados se encuentran los fasores del lado primario con respecto al lado secundario. Para determinar el atraso o adelanto se toma como referencia un fador del lado secundario, por ejemplo a, y se mide el ángulo entre este fador y el equivalente del lado primario A, en sentido antihorario. Si en la figura 5.18c se toma como referencia el fador a y se mide el ángulo que hay entre a y A, en sentido antihorario, entonces el valor obtenido es de 330° .

Ejemplo: Se tiene un transformador trifásico en conexión estrella-zig zag, como se muestra en la figura 5.19, y se desea obtener el desfase entre los voltajes del primario y los del secundario.

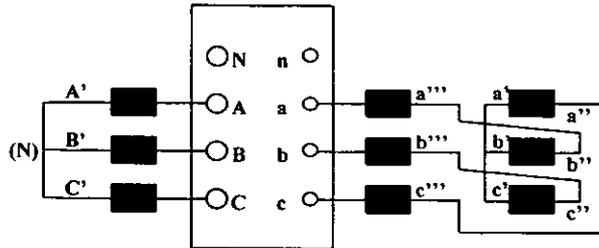


Figura 5.19 Representación de una conexión estrella-zig zag.

En la figura 5.19 puede apreciarse la conexión entre los diferentes elementos que forman el arreglo zig zag, el cual se encuentra formado por dos estrellas.

Para obtener el desfase entre los voltajes del primario y del secundario se toma como referencia los fasores del lado primario.

De acuerdo a lo establecido en la sección 5.2.5. la conexión zig zag del lado secundario debe de constar de dos estrellas, una cerrada y desfasada en 180° con respecto a la del primario y, una abierta y en fase con respecto a la estrella del lado primario. En la figura 5.19 se puede apreciar la conexión de los elementos, mientras que en la figura 5.20b se puede verificar las condiciones para la conexión zig-zag.

Para obtener el desfaseamiento se toman como referencia los fasores de voltaje del lado primario, mostrados en la figura 5.20a. De la figura 5.19 se observa que en los bornes homopolares se tienen conectados elementos con la misma polaridad, por lo tanto $a-a''$ está en fase con $A-A'$, de la misma forma que $b-b''$ está en fase con $B-B'$ y $c-c''$ está en fase con $C-C'$. De la figura 5.19 se puede observar que los elementos $a-a''$, $b-b''$ y $c-c''$ corresponden a la estrella abierta del lado secundario. La estrella restante debe tener sus fasores de voltaje opuestos a los de la estrella del primario, por lo tanto $a''-a'$ tiene sentido contrario al de $A-A'$, del mismo modo que $b''-b'$ a $B-B'$ y $c''-c'$ a $C-C'$, tal como se ilustra en la figura 5.20b.

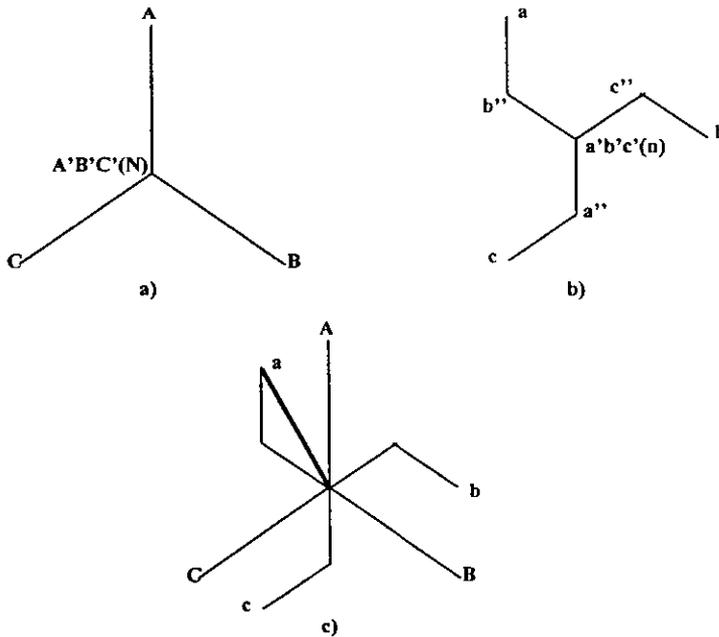


Figura 5.20 Fasores de voltaje de los devanados primario y secundario y desfaseamiento entre éstos.

Si se juntan ambos diagramas vectoriales, de forma tal que sus centros coincidan y se obtiene la suma vectorial de los elementos que integran una de las fases del secundario, tal como se muestra en la figura 5.20c entonces, tomando como referencia una de las fases del primario, por ejemplo la fase A, y midiendo en sentido antihorario el ángulo que existe con el fasor resultante de la fase a del secundario se obtiene el desfaseamiento entre ambas tensiones, el cual corresponde a 330° .

5.2.8. Comparación entre los transformadores trifásicos y los bancos trifásicos.

La transformación de tensiones trifásicas se puede hacer de dos formas: utilizando un transformador de núcleo trifásico y mediante el uso de un banco trifásico compuesto por tres transformadores monofásicos. La elección entre cualquiera de estos dos medios de transformación depende básicamente de dos factores: el económico y el comportamiento del equipo.

De primera vista las ventajas que se obtienen de un transformador de núcleo trifásico parecen ser contundentes. Se tiene un ahorro de peso, lo cual se traduce a un ahorro en material y por consecuencia las pérdidas son menores, sin embargo el uso de transformadores trifásicos está destinado para la transformación de potencias no tan elevadas como con los bancos de transformadores monofásicos.

Si se consideran los elementos necesarios exclusivamente para la transformación la decisión puede inclinarse del lado de los transformadores trifásicos debido a su menor costo inicial y pérdidas menores.

Desde el punto de vista de reserva de transformación para en caso de fallas es evidente que si el equipo de transformación es un transformador trifásico, el equipo de

reserva tendrá que ser también un transformador trifásico con lo cual se tendrá una reserva del 100%. Si la transformación se hace mediante un banco de tres transformadores monofásicos entonces el equipo de reserva consiste en un sólo transformador monofásico con lo cual se tiene una reserva del $33\frac{1}{3}\%$. Esta última solución tiene un menor costo inicial, aunque también deben de considerarse otros aspectos como la transportación de las unidades, especialmente si son de gran tamaño.

En un banco de transformadores monofásicos se requiere para su magnetización de una tercera armónica de corriente que produzca el flujo magnético. Estas armónicas de corriente tienen la característica de estar en fase debido a que los núcleos monofásicos son simétricos por lo tanto las armónicas de corriente son homopolares, y tienen su punto de retorno por el neutro del sistema. En un transformador trifásico, a causa de la asimetría de su núcleo las armónicas de corriente no son iguales debido a que las corrientes de excitación tampoco lo son, teniéndose una circulación de terceras armónicas de corriente incluso sin existir un neutro de retorno.

6. Tipos de enfriamiento.

6.1. Descripción de los tipos de enfriamiento para transformadores.

6.1.1. Refrigeración natural y refrigeración artificial.

Para tratar de conservar el calor generado en el transformador dentro de los límites tolerados por los aislamientos éste debe ser disipado, de modo que el interior del transformador mantenga una temperatura adecuada (lo suficientemente baja) y no se generen lugares o puntos calientes.

Para poder transmitir el calor se deben de observar los siguientes puntos:

- La transmisión del calor a través de elementos internos como núcleo y bobinas hacia su superficie es por conducción. Si el transformador fuera seco entonces la transmisión es por convección.
- El calor de los elementos internos se transmite en el aceite por convección.
- En condiciones de igualdad geométrica y térmica el aceite es mejor conductor térmico que el aire.

La refrigeración en los transformadores, ya sea por aire o por aceite, puede ser de dos tipos: natural o artificial.

La *refrigeración natural* consiste en disipar el calor generado en el interior del transformador por medio de la acción natural del aire en torno a los devanados y el núcleo, para los transformadores enfriados por este método, y en torno del tanque para los transformadores refrigerados por aceite.

La *refrigeración artificial* consiste en evacuar el calor mediante una corriente

energía de aire producida con un ventilador, o mediante un eficaz enfriamiento del aceite contenido en el tanque a base de corrientes de aire o de agua.

Existe un límite para los transformadores enfriados por aire, a partir del cual su construcción no es practicable. Este límite está dado por la relación de la superficie del transformador que se encuentra en contacto con el aire y la potencia perdida. Las potencias máximas que se pueden manejar utilizando este tipo de enfriamiento están en el rango de 250 - 300 [kVA]. Este tipo de transformadores son utilizados en lugares en donde no hay la posibilidad de instalar equipo de ventilación o bien que carezcan de vigilancia.

Para los transformadores enfriados por aceite el límite se encuentra dado por la relación entre la superficie admisible del tanque y las pérdidas. Si se hace uso de tanques y radiadores adecuados se pueden construir transformadores enfriados por aceite con potencias de entre 25,000 y 30,000 [kVA]. Para unidades con refrigeración artificial a base de circulación de agua, aire y aceite se alcanzan actualmente potencias de 350,000 [kVA].

Existen diversos métodos de enfriamiento para transformadores, definidos de acuerdo a las normas estadounidenses ASA C57-1948, los cuales conviene conocer porque del buen uso que se haga de ellos dependerá la vida útil del transformador, así como su costo y el espacio que este ocupará.

6.1.2. Métodos de enfriamiento.

6.1.2.1. Tipo seco con enfriamiento propio (tipo AA).

En este tipo de transformadores el aire es el único medio de enfriamiento, a la vez que sirve de aislante. El enfriamiento se produce por convección del aire que rodea a los elementos internos y por radiación de las diversas partes que conforman la estructura.

El desarrollo de ciertos materiales aislantes para devanados como asbestos, porcelanas y micas han hecho posible la construcción de unidades de gran capacidad. A los transformadores enfriados mediante este método se les conoce también como de tipo seco.

6.1.2.2. Tipo seco con enfriamiento por aire forzado (tipo AFA).

Este método de enfriamiento es utilizado para aumentar la potencia de funcionamiento para los transformadores con enfriamiento tipo AA. En estos transformadores se hace circular aire dentro del núcleo mediante el uso de ventiladores, para poder disipar una cantidad mayor de calor.

Mediante el uso de este método de enfriamiento se han logrado construir transformadores de hasta 15,000 [kVA] con voltajes no mayores a 35,000 [V].

6.1.2.3. Tipo seco con enfriamiento natural y por aire forzado (tipo AA/FA).

Los transformadores que utilizan este tipo de enfriamiento son del tipo AA a los cuales se les ha adicionado ventiladores con el propósito de aumentar la disipación de calor. No debe de confundirse con el método anterior (AFA), el cual está basado únicamente en el enfriamiento mediante el uso de ventiladores; la refrigeración tipo AA/FA es a base de enfriamiento propio y forzado.

6.1.2.4. Tipo sumergido en aceite con enfriamiento natural (tipo OA).

En los transformadores con este tipo de enfriamiento el aceite circula por los mismos por convección natural dentro del tanque, el cual puede ser de superficie lisa o corrugada, o bien puede estar provisto de tubos de enfriamiento. El aceite se encarga de llevar el calor generado en el núcleo y los devanados hacia el tanque, para ser disipado en el aire que rodea al tanque mediante convección natural y por radiación del tanque.

6.1.2.5. Tipo sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio y por aire forzado (tipo OA/FA).

Este método de enfriamiento es del tipo OA al cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en la superficie de enfriamiento.

6.1.2.6. Tipo sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio/con aceite forzado - aire forzado/aceite forzado/aire forzado (tipo OA/FOA/FOA).

Con este método de enfriamiento se consigue aumentar la carga que puede manejar el transformador que funciona a base de enfriamiento OA. Este tipo de refrigeración funciona en dos etapas, en la primera se utilizan la mitad de las bombas y radiadores consiguiéndose un aumento de 1.333 veces la capacidad del tipo OA; en la segunda se hace funcionar todas las bombas y radiadores para obtener un aumento total de 1.667 veces la capacidad del tipo OA.

6.1.2.7. Tipo sumergido en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y aire forzado (tipo FOA).

Los transformadores con este método de enfriamiento se utilizan a capacidad plena, debido a que usan todos sus ventiladores y bombas al mismo tiempo, para absorber cargas pico.

6.1.2.8. Tipo sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua (tipo OW).

En este método de enfriamiento el agua que se utiliza para refrigerar el aceite es conducida por medio de serpentines, los cuales están en contacto con el aceite, y es drenada mediante el uso de una bomba o bien por gravedad. El aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

6.1.2.9. Tipo sumergido en líquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada (tipo FOW).

Este método de enfriamiento es casi igual al tipo FOA, la diferencia consiste en que el intercambiador de calor es del tipo agua-aceite y el enfriamiento es hecho mediante agua sin hacer uso de ventiladores.

6.2. Cálculo de algunos sistemas de enfriamiento del aceite.

6.2.1. Pérdidas.

6.2.1.1. Pérdidas en el circuito magnético.

Cuando un núcleo ferromagnético es excitado hasta su valor máximo de excitación magnética (o fuerza de excitación) H_c , y luego se empieza a disminuir esta fuerza de excitación, parte de la energía es regresada hacia la fuente, pero otra parte se pierde en forma de calor debido a dos factores: la característica de histéresis de los materiales ferromagnéticos y a las corrientes parásitas o corrientes inducidas en el núcleo.

6.2.1.1.1. Pérdidas por histéresis.

Si al disminuir el valor de H en un núcleo ferromagnético, la trayectoria de desmagnetización fuera similar a la de magnetización entonces el campo magnético devolvería al circuito eléctrico la totalidad de la energía suministrada y por lo tanto no habrían pérdidas en el núcleo.

En la realidad lo que sucede es que las trayectorias de magnetización y desmagnetización no son coincidentes, como se vió en la sección 2.2.1. La curva de histéresis descrita por el material ferromagnético al ser magnetizado y desmagnetizado encierra una cierta área, que representa, a la escala establecida, la diferencia entre la energía

suministrada al circuito magnético y la energía devuelta al circuito eléctrico, lo cual representa pérdidas en forma de calor en el material ferromagnético.

Sea A_h el área encerrada en la curva de histéresis, entonces la energía absorbida en el campo magnético puede calcularse como:

$$w_h = A_k F_1 F_2 \quad (6.1)$$

en donde: w_h es la energía disipada en forma de calor por unidad de volumen en

$$[J/m^3].$$

A_h es el área encerrada en la curva de histéresis, con unidades de área apropiadas de acuerdo las escalas horizontal y vertical.

F_1 es el factor horizontal de escala en ampere-vueltas por unidad de longitud.

F_2 es el factor vertical de escala en Teslas por unidad de longitud.

Debido a que el núcleo se magnetiza y se desmagnetiza en forma periódica, es conveniente calcular las pérdidas por segundo:

$$p_h = f w_h \quad (6.2)$$

en donde: p_h son las pérdidas en forma de calor en $\left[\frac{J}{m^3 s} \right]$.

f es la frecuencia de la señal de excitación en [Hz] o ciclos por segundo.

Para calcular el valor de la energía disipada, w_h , en el material ferromagnético se utiliza la fórmula empírica de Steinmetz:

$$w_h = \eta (B_{max})^n \quad (6.3)$$

en donde: η es el coeficiente de Steinmetz, cuyo valor depende del material y del

sistema de unidades utilizado.

n es el exponente de Steinmetz.

Cuando Steinmetz propuso su fórmula, utilizó un valor de 1.6 para n , sin embargo, con el surgimiento de nuevas aleaciones no disponibles en su época, el valor del exponente se ha modificado adoptándose un valor de 2 para núcleos con inducciones superiores a 1 [7]. Para las chapas de acero al silicio de bajas pérdidas se utiliza un valor que oscila entre 2.1 y 2.2.

6.2.1.1.2. Pérdidas por corrientes de Foucault o corrientes parásitas.

Las pérdidas por corrientes parásitas o corrientes de Foucault se producen porque el material ferromagnético de que está hecho el núcleo puede conducir corriente eléctrica, en una magnitud mucho menor que la del circuito eléctrico. Al variar el campo magnético que se le aplica al núcleo, entonces se producen variaciones de voltaje en el mismo con la consecuente aparición de las corrientes parásitas o corrientes inducidas, las cuales no deben confundirse con las corrientes que circulan por los devanados. Como el núcleo tiene una resistencia óhmica finita, entonces se producen pérdidas por disipación de energía, las cuales son distintas a las pérdidas que se presentan por la resistencia óhmica de los conductores.

Las corrientes parásitas generadas en el núcleo tienen un sentido tal que el flujo que producen tiende a oponerse al flujo que magnetiza al núcleo, con una trayectoria de circulación similar a un remolino.

Debido a que el flujo que magnetiza al núcleo varía dependiendo del voltaje que se le aplica a los devanados, las corrientes parásitas no reaccionan de manera inmediata a las

variaciones del mismo, y al hacerlo propician que el flujo tienda a circular por la periferia de la sección transversal del núcleo produciendo una distribución no uniforme del flujo.

Este efecto, conocido como “efecto superficial magnético” es muy notorio a altas frecuencias y es difícil de calcular, sin embargo en los transformadores reales puede ser despreciado debido a que los núcleos se encuentran divididos en láminas, las cuales minimizan las pérdidas producidas por estas corrientes al confinarlas a un espacio reducido.

Para calcular las pérdidas producidas por las corrientes parásitas se supondrá que se tiene una lámina de dimensiones $L \times l \times \tau$ (largo, ancho y espesor, respectivamente) y que el ancho l es mucho mayor que el espesor τ , como se muestra en la figura 6.1.

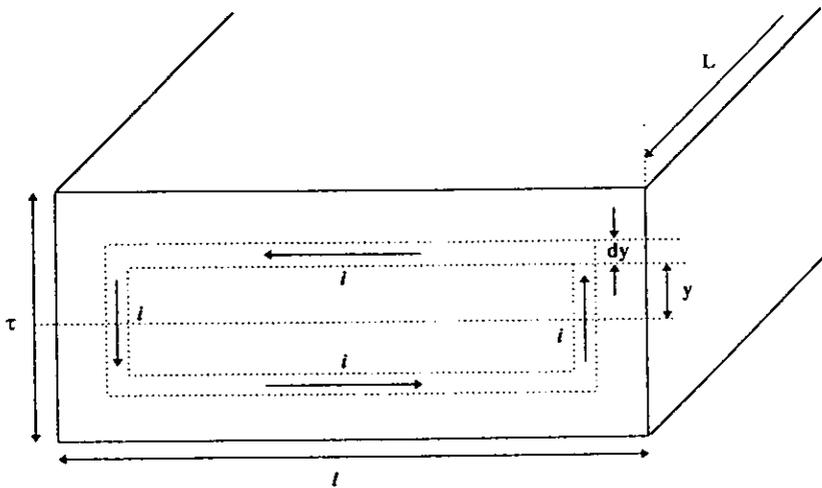


Figura 6.1 Pérdidas ocasionadas por corrientes parásitas en una lámina ferromagnética.

Para hacer el cálculo de las pérdidas por corrientes parásitas se considerará que dentro de la lámina existe un anillo rectangular de espesor dy , mostrado con líneas punteadas en la

figura, por el cual circulan las corrientes de Foucault. Por esta lámina circula un flujo magnético, que sale en forma perpendicular a la sección transversal de la misma, y se considerará que su trayectoria no se ve afectada por las corrientes parásitas, es decir, se desprecia el efecto superficial.

Primeramente se parte de la suposición de que el anillo que se muestra en la figura puede considerarse como una bobina de una vuelta; el cálculo para obtener la densidad máxima de flujo es similar al desarrollado en la sección 2.1.1, la única diferencia radica en que en la expresión 2.6 el valor de N es igual a la unidad.

Sustituyendo en la ecuación 2.6 la relación entre los voltajes de pico y rms se obtiene:

$$v_{rms} = A\omega B_{max} / \sqrt{2} \quad (6.4)$$

Sustituyendo el valor de la frecuencia angular por $2\pi f$ y multiplicando por 2 y dividiendo entre 2 la expresión 6.4, el voltaje medio cuadrático inducido en la hoja de material magnético queda expresado como:

$$v_{rms} = 4(2\gamma l)k_1 f B_{max} \quad (6.5)$$

El factor k_1 depende de la forma de onda del voltaje inducido en la chapa. Para el caso de una señal senoidal su valor es $\frac{\pi}{2\sqrt{2}}$.

La resistencia del anillo es directamente proporcional al producto de la resistividad y la longitud del circuito por donde circulan las corriente parásitas, e inversamente proporcional al área de sección transversal del anillo. Como el ancho l de la chapa es mucho mayor que el espesor τ , puede considerarse a $2l$ como la longitud de la resistencia, la cual es calculada como:

$$R = \rho \frac{2l}{1 \times 10^6 L dy} \quad (6.6)$$

en donde: ρ es la resistividad eléctrica del material en $\left[\Omega \frac{mm^2}{m} \right]$.

l es la mitad de la longitud de la resistencia en $[m]$.

L es el largo de la sección transversal en $[mm]$.

dy es el ancho de la sección transversal en $[mm]$.

Las pérdidas por efecto Joule, en $[W]$, se calculan como:

$$dP_F = v_{rms}^2 / R = \frac{1}{2l\rho} \times 16(4y^2 l^2) k_1^2 f^2 B_{max}^2 (1 \times 10^6 L dy) \quad (6.7)$$

Simplificando la ecuación 6.7:

$$dP_F = \frac{1}{\rho} \times 32 \times 10^6 l k_1^2 f^2 B_{max}^2 L y^2 dy \quad (6.8)$$

Las pérdidas en la totalidad del material se obtienen al integrar la expresión 6.8:

$$P_F = \frac{1}{\rho} \times 32 \times 10^6 l k_1^2 f^2 B_{max}^2 L \int_0^{\tau/2} y^2 dy = \frac{1}{3\rho} \times 4 \times 10^6 l k_1^2 f^2 B_{max}^2 L \tau^3 \quad (6.9)$$

Calculando las pérdidas por unidad de volumen $(L \times l \times \tau)$, en $\left[\frac{W}{m^3} \right]$:

$$P_F = \frac{P_F}{(L \times l \times \tau)} = \frac{1}{3\rho} \times 4 \times 10^6 k_1^2 f^2 B_{max}^2 \tau^2 \quad (6.10)$$

6.2.1.1.3. Cálculo de las pérdidas totales o combinadas en la chapa.

Para el cálculo práctico de un transformador no se obtienen por separado las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corrientes parásitas, sino que el cálculo se realiza conjuntando ambas pérdidas como pérdidas específicas en el hierro.

De la ecuación 6.10 se puede observar que si la frecuencia f y el ancho de la chapa τ son conocidos, entonces las pérdidas por efecto Joule se pueden determinar en función de la densidad máxima de flujo B_{max} . Dado que las frecuencias de operación están normalizadas (50 [Hz] para Europa, 60 [Hz] para América en redes domésticas e industriales, y 16⅔ o 25 [Hz] para sistemas de transporte eléctrico) y por otro lado el espesor de las láminas suele ser de 0.35 [mm] se pueden trazar curvas de pérdidas contra densidad máxima de flujo teniendo como parámetros a la frecuencia de la señal de voltaje y el grosor de las láminas. Este tipo de curvas se obtienen experimentalmente de transformadores ya construidos.

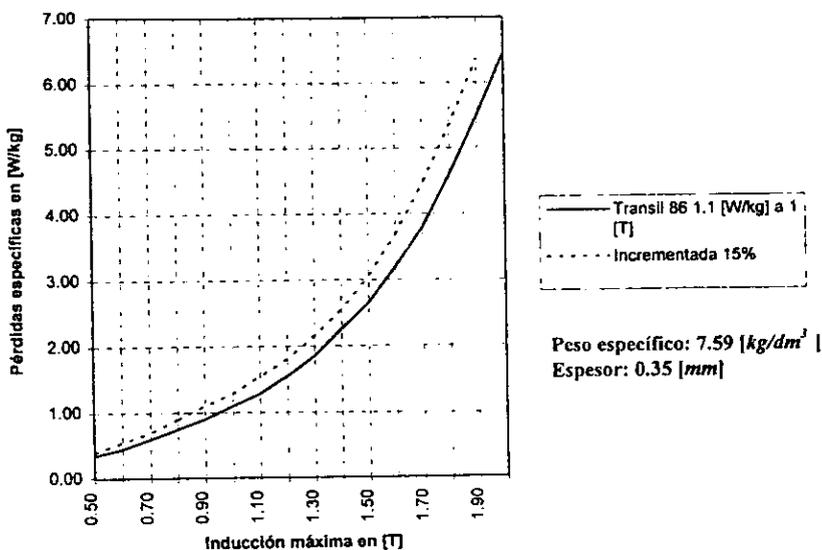


Figura 6.2 Pérdidas para una lámina de transformador a 50 [Hz] laminada en caliente

La figura 6.2 muestra las curvas de pérdidas específicas para una lámina Transil 86 de 0.35 [mm] de espesor y un peso específico de $7.59 \left[\frac{kg}{dm^3} \right]$, laminada en caliente, y excitada

con un voltaje senoidal de 50 [Hz]. Este tipo de lámina, muy utilizada anteriormente, ha sido prácticamente desechada para la construcción de transformadores de potencia.

En la figura 6.3 se muestran las curvas de pérdidas específicas para dos tipos distintos de lámina de grano orientado, de gran utilización actual: Unisil 62 y Unisil 46. Ambos tipos de láminas son de 0.35 [mm] de espesor y sus características fueron determinadas a 50 [Hz], la chapa de Unisil 62 con una inducción de 1.5 [T], pérdidas totales de 1.36 [W/kg] y peso específico de $7.65 \left[\frac{kg}{dm^3} \right]$, mientras que la chapa de Unisil 46 tiene unas pérdidas totales de 1.0 [W/kg] con la misma inducción y peso específico.

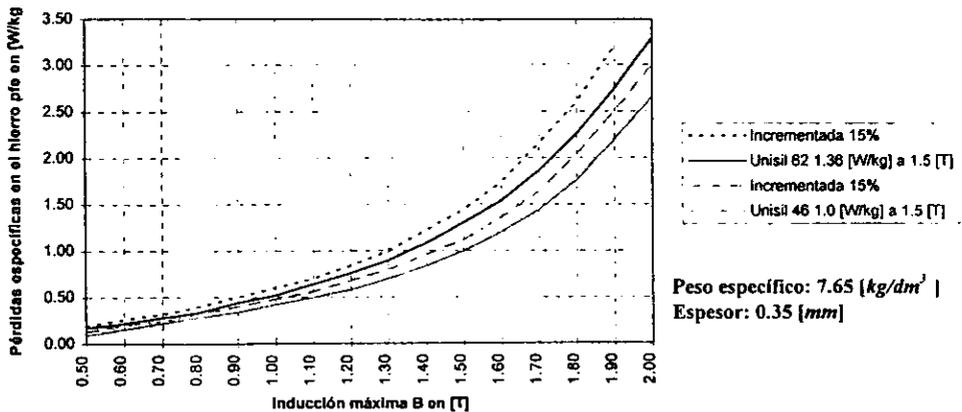


Figura 6.3 Curvas de pérdidas para chapas tipo Unisil 62 y Unisil 46 a 50 [Hz]

Para calcular las pérdidas combinadas a frecuencias distintas a 50 [Hz] se hace uso de la curva de pérdidas mostrada en la figura 6.4, de la cual se obtiene el factor ν_f que representa a las pérdidas relativas en el hierro. Multiplicando el factor de pérdidas relativas por las pérdidas obtenidas a 50 [Hz] se obtienen las pérdidas específicas en el hierro a la

frecuencia deseada.

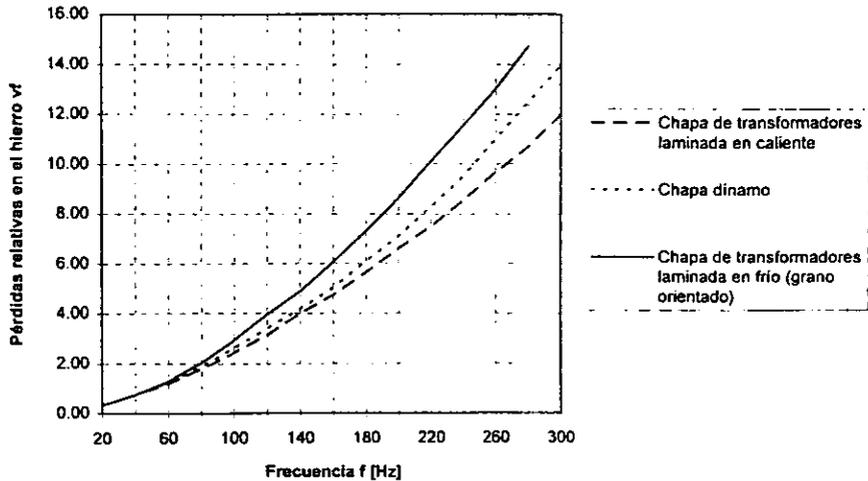


Figura 6.4 Curva de pérdidas relativas para chapas de transformadores en diversas frecuencias

6.2.1.2. Pérdidas en el circuito eléctrico.

6.2.1.2.1. Pérdidas por efecto Joule.

Las pérdidas por disipación de calor o efecto Joule se obtienen mediante la expresión:

$$p_J = RI^2 \quad (6.11)$$

en donde: R es la resistencia óhmica del conductor en $[\Omega]$.

I es la corriente que circula por el conductor en $[A]$.

Para el diseño de transformadores es más conveniente trabajar con las pérdidas por efecto Joule por unidad de peso del material p_j definidas como:

$$p_j = \frac{1000\rho}{\gamma} \Delta^2 \quad (6.12)$$

en donde: p_j son las pérdidas específicas en $[W/kg]$.

ρ es la resistividad del conductor en $\left[\frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}} \right]$

Δ es la densidad de corriente que circula por el conductor en $\left[\frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \right]$

γ es el peso específico en $\left[\frac{\text{kg}}{\text{dm}^3} \right]$.

Entonces, las pérdidas por efecto Joule se pueden calcular en función de las pérdidas específicas como:

$$p_J = p_J G \quad (6.13)$$

Cuando se trata de calcular las pérdidas por efecto Joule se recomienda tomar como temperatura de operación de los devanados 75°C , tomando como base conductores de cobre con una conductividad de $\chi_{20} = 56 \left[\frac{\text{S} \cdot \text{m}}{\text{mm}^2} \right]$ a una temperatura de 20°C .

Para obtener las pérdidas el cálculo se basa en un conductor de cobre 56 (valor de la conductividad), con una densidad de corriente de $1 \left[\frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \right]$, una conductividad de $56 \left[\frac{\text{S} \cdot \text{m}}{\text{mm}^2} \right]$ y una resistividad de $0.0217 \left[\frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}} \right]$. Para estos datos el valor de las pérdidas por unidad de peso es:

$$p_J = \frac{1000 \cdot 0.0217}{8.9} \times 1^2 = 2.44 \text{ [W]}.$$

Por lo tanto, las pérdidas por efecto Joule para un conductor de cobre 56 a una temperatura de 75°C se calculan como:

$$p_J = 2.44 \Delta^2 G \quad (6.14)$$

6.2.1.2.2. Otras pérdidas.

Existen otro tipo de pérdidas que deben considerarse para efectos de diseño conocidas como pérdidas dispersas debidas al flujo disperso de los devanados. El cálculo de este tipo de pérdidas es algo complicado, aunque en la práctica se ha observado que su magnitud oscila entre 5 y 25% de las pérdidas por efecto Joule. En transformadores de potencia este valor es de aproximadamente un 12%.

6.2.2. Determinación del área de contacto para refrigeración.

Para determinar el área de contacto para enfriar el tanque se supone que el mismo tiene la forma de un prisma rectangular, tal como se hizo en el capítulo 4 para determinar sus dimensiones internas, como se muestra en la figura 6.5.

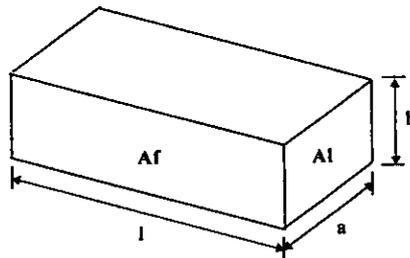


Figura 6.5 Caras que conforman la superficie de contacto de un tanque de transformador y sus dimensiones.

En la figura se pueden apreciar las dimensiones del tanque: el largo l , el ancho a y la altura h , así como dos tipos caras, una frontal A_f y una lateral A_l . Cada una de estas caras tiene una opuesta en el tanque, dando un total de cuatro caras que intervienen en el proceso de refrigeración. La cara superior o tapa, y la inferior o base no son consideradas áreas de contacto, por lo tanto no se consideran dentro de los cálculos de refrigeración.

Para determinar el área de la superficie de contacto se necesita primero obtener el área

de cada una de las caras. Para las caras laterales su área está dada por:

$$A_l = ah \quad (6.15)$$

mientras que para las caras frontales el área se calcula por:

$$A_f = lh \quad (6.16)$$

El área de contacto entonces se obtiene como:

$$A_c = 2A_l + 2A_f \quad (6.17)$$

la constante 2 se debe a que existen dos caras laterales y dos caras frontales.

Expresando la ecuación 6.17 en función de las dimensiones del tanque:

$$A_c = 2h(a + l) \quad (6.18)$$

La ecuación 6.18 se utilizará para los cálculos del sistema de refrigeración para el tanque debido a que permite expresar el área de contacto en función de sus tres dimensiones.

6.2.3. Consideraciones de temperatura.

Para diseñar el sistema de refrigeración la temperatura máxima del aceite $\hat{\theta}_{ac}$ en la parte superior del tanque no debe de superar los $60^\circ C$, utilizando un valor conservador sobre una temperatura ambiente de $40^\circ C$, o el valor acordado con el cliente.

Para este valor de $\hat{\theta}_{ac}$ existe un valor de la elevación media de temperatura θ_{acm} en las regiones inferiores del tanque, el cual depende de la altura del tanque y la ubicación del núcleo y las bobinas dentro del tanque. Generalmente se toma como dato para la elevación media de la temperatura un valor correspondiente al 85% de $\hat{\theta}_{ac}$. Para obtener las posibilidades de disipación térmica de todo el conjunto se puede considerar la diferencia de

temperatura θ_{ac-c} entre el aceite y la superficie exterior del tanque o disipadores de calor con una magnitud de $8^\circ C$ de forma tal que el calentamiento superficial del tanque θ_c sea:

$$\theta_c = \theta_{acm} - \theta_{ac-c} = 0.85\hat{\theta}_{ac} - 8^\circ \quad (6.19)$$

Como medida de seguridad se toma como valor máximo de temperatura del aceite $55^\circ C$, cinco grados por debajo del valor establecido, de forma tal que el calentamiento superficial es:

$$\theta_c = 0.85 \cdot 55 - 8 \approx 40^\circ C \quad (6.20)$$

6.2.4. Cálculo del sistema de refrigeración.

6.2.4.1. Tanque liso.

Este método de refrigeración sólo se utiliza para transformadores de poca capacidad, de algunos kVA 's, debido a que para el enfriamiento se cuenta únicamente con las paredes laterales del tanque. La superficie lateral necesaria para un tanque liso se calcula como:

$$Ac = p_t / (13.40) \quad (6.21)$$

en donde: Ac está en $[m^2]$.

p_t son las pérdidas totales del transformador en $[W]$.

Una vez obtenida la superficie lateral necesaria y conociendo los valores de la longitud y ancho del tanque, de la ecuación 6.18 se calcula la altura mínima necesaria del tanque y se compara con el valor previamente obtenido.

6.2.4.2. Tanque ondulado.

Para que este sistema de refrigeración sea eficiente las ondulaciones deben de iniciar a la misma altura en donde comienzan los devanados, de forma tal que las ondulaciones

tengan exclusivamente la función de enfriamiento. Los transformadores dotados con este medio de refrigeración pueden ser de hasta 5000 [kVA].

En la figura 6.6 se muestran una serie de ondulaciones junto con sus acotaciones. Los valores de las dimensiones se encuentran en la tabla 6.1.

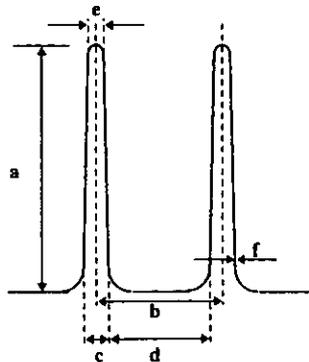


Figura 6.6 Ondulaciones para tanque de transformador.

Tabla 6.1

Dimensiones de las ondulaciones para un tanque de transformador.

Tipo	a [mm]	b [mm]	c [mm]	d [mm]	e [mm]	f [mm]	* [m^2/m]
1	50	40	9	31	3	0.80	0.130
2	75	45	12	33	3	0.80	0.183
3	100	50	15	35	5	1.00	0.234
4	150	55	18	37	5	1.00	0.334
5	200	60	21	39	5	1.25	0.437
6	250	65	24	41	6	1.50	0.538
7	300	70	27	43	6	1.50	0.640
8	350	75	30	45	6	1.50	0.743
9	400	80	30	50	6	1.50	0.852

* Superficie de refrigeración.

En la figura 6.7 se muestran los coeficientes de ventilación, en [W/m^2], para un

calentamiento máximo del aceite $\hat{\theta}_{ac}$ de 55 grados centígrados. Los valores de esta curva son válidos únicamente para el caso de que las ondulaciones inicien a la misma altura que los devanados.

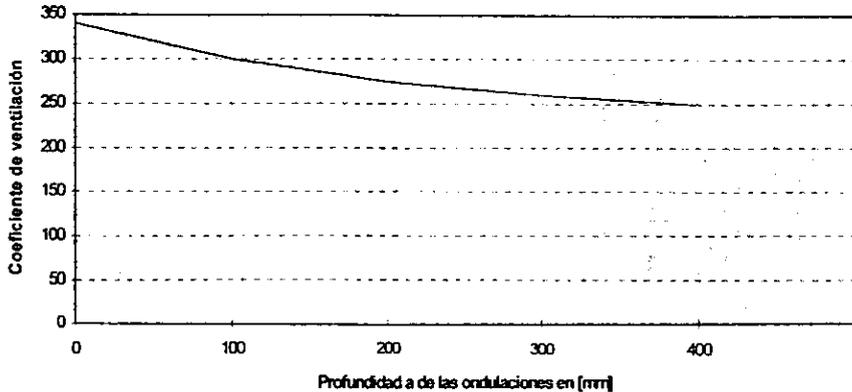


Figura 6.7 Coeficiente de ventilación en $[W/m^2]$ para un calentamiento máximo del aceite de 55 grados centígrados sobre el ambiente.

Para calcular el sistema de enfriamiento se parte de las dimensiones obtenidas para el tanque, el cual sólo tendrá ondulaciones en las caras laterales. Se puede seleccionar alguna de las ondulaciones al azar, por ejemplo la tipo 1, y se calcula cuantas ondulaciones caben por cara. De las caras del tanque solo se utiliza una parte, la altura correspondiente a la longitud de los devanados, para que las tablas y gráficas anteriores sean válidas.

La superficie total de las aletas se obtiene del producto del número de aletas, de la altura utilizable de las caras y de la superficie de refrigeración correspondiente a la ondulación seleccionada en la tabla 6.1.

Las pérdidas por unidad de superficie se obtienen del cociente de las pérdidas totales y la superficie total de enfriamiento. Con este valor se obtiene de la figura 6.7 la

profundidad necesaria para las ondulaciones, obteniéndose el resto de las dimensiones de la tabla 6.1.

6.2.4.3. Tanque con tubos.

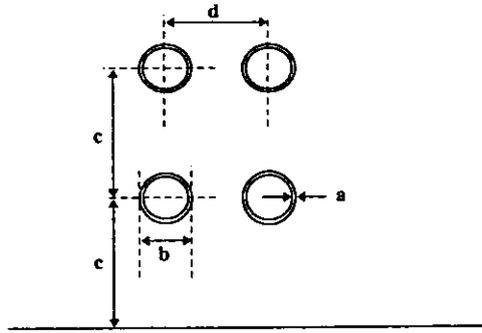
Los tubos en el tanque de un transformador constituyen un medio eficaz para su refrigeración debido a que todo el tubo se encuentra expuesto a la acción enfriadora del aire. En algunas ocasiones para aumentar el enfriamiento se utilizan tubos de sección elíptica en vez de circular.

Los tubos están hechos de hierro dulce, sin soldaduras y con un espesor de aproximadamente 1 [mm]. Los transformadores que utilizan tanques con tubos pueden alcanzar potencias de 20,000 [kVA].

El cálculo de los tubos de refrigeración se hará considerando un calentamiento de la parte superior del aceite de 55° C sobre la temperatura atmosférica. Para este calentamiento los tubos tienen un coeficiente de disipación de:

500 [W/m^2], para 1 fila de tubos	(100%)
450 [W/m^2], para 2 filas de tubos	(90%)
420 [W/m^2], para 3 filas de tubos	(84%)
380 [W/m^2], para 4 filas de tubos	(76%)
340 [W/m^2], para 5 filas de tubos	(68%)

En la figura 6.8 se muestran las distancias entre los tubos y entre tubos y tanque y las dimensiones de estos elementos. Estos valores se adoptarán en función del diámetro de los tubos de refrigeración.



Esesor a en [mm]	Diámetro b en [mm]	Separación de los tubos hacia el exterior c en [mm]	Separación de los tubos a lo largo del tanque d en [mm]
1.0	$b \leq 35$	60	55
1.0	$35 < b < 40$	70	65
1.2	$b \geq 40$	75	75

Figura 6.8 Distancias entre tubos y tubos y tanque, y dimensiones de los mismos.

En la figura 6.9 se muestran las gráficas con los coeficientes de ventilación para los tubos de enfriamiento dependiendo del número de filas de tubos y en función de su diámetro externo.

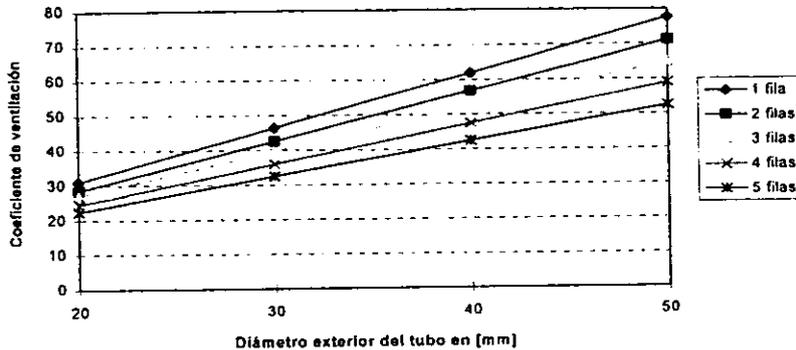


Figura 6.9 Coeficiente de refrigeración de los tubos en [W/m]

El cálculo de este sistema de refrigeración se hace de la siguiente forma:

1. La longitud de los tubos se hace de un 88% aproximadamente de la altura del tanque del transformador.

2. El número de tubos se determina sumando la longitud y el ancho del tanque y dividiendo el resultado entre la separación entre ejes y realizando el producto de éste resultado por el número de caras (2) y el número de hileras de tubos seleccionadas.

3. Se obtiene el coeficiente de disipación o ventilación para el número de hileras seleccionadas. No se debe perder de vista que se está considerando como de 55 grados centígrados la temperatura de la parte superior del aceite sobre la temperatura atmosférica.

4. La potencia disipada por el tanque será el producto del coeficiente de disipación y la superficie lateral del tanque (o área de contacto para refrigeración).

5. La potencia disipada por los tubos será la diferencia de las pérdidas totales y la potencia disipada por el tanque, calculada en el punto anterior.

6. La longitud total de los tubos se calcula multiplicando su longitud en $[m]$ por el número de tubos.

7. La potencia a disipar por metro de tubo se obtiene de dividir la potencia disipada por los tubos entre la longitud total de los mismos.

8. Con este valor de potencia se busca en la figura 6.9 la magnitud correspondiente al coeficiente de ventilación de los tubos de acuerdo al número de hileras seleccionado. Si el valor encontrado rebasa los 55 grados entonces se obtiene el cociente del valor calculado de la potencia a disipar por metro de tubo y el valor obtenido en la figura 6.9, denominado f_0 .

9. Multiplicando f_0 por el coeficiente de disipación obtenido en el punto 3 se tiene el

nuevo valor para el tanque.

10. Multiplicando f_0 por el valor obtenido en la figura 6.9 se obtiene el nuevo coeficiente de disipación para los tubos.

11. La temperatura del aceite se determina de la figura 6.10 en la cual se muestra una gráfica que permite obtener el calentamiento del aceite en función de f_0 .

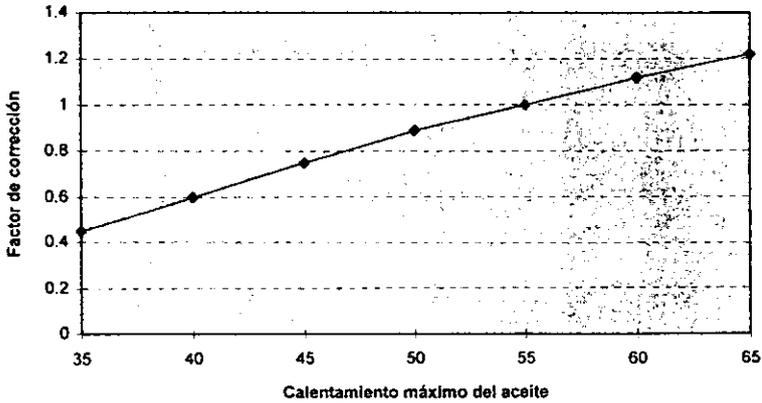


Figura 6.10 Calentamiento máximo del aceite sobre la temperatura atmosférica de acuerdo al factor de corrección.

7. Modelado del circuito equivalente del transformador.

7.1. Consideraciones preliminares.

Para modelar el circuito equivalente del transformador real, se tomarán como base los aspectos del funcionamiento del transformador ideal, expuestos en el capítulo 1.

El transformador ideal, expuesto en el primer capítulo tiene las siguientes características:

- El núcleo es de un material no saturable y de una permeabilidad muy elevada, por lo tanto carece de pérdidas. Dicho material en la realidad no existe, sin embargo para el análisis así se le supone.

- El flujo contenido en las bobinas se conduce en su totalidad por el núcleo, sin que haya dispersión, es decir, se tiene un acoplamiento magnético perfecto entre los devanados.

- Los devanados están contruidos de un supuesto material que no tiene resistividad de tal forma que las espiras no requieren de aislamiento quedando lo más cerca posible unas de otras, y por lo tanto la capacitancia entre los embobinados y el núcleo y entre las espiras resulta despreciable.

7.2. Modelado del circuito equivalente.

7.2.1. El transformador real.

Un transformador real se caracteriza por no cumplir con las condiciones expuestas en el punto 7.1. debido a que los materiales de que se suponen al núcleo y devanados no existen en la naturaleza, por lo tanto se presentan pérdidas que si bien se pueden reducir, no

se pueden evitar. Estas pérdidas, agregadas en forma de elementos resistivos y reactivos al circuito del transformador ideal permiten conocer el funcionamiento del transformador real bajo cualquier condición de funcionamiento.

Las pérdidas en el transformador real se dividen en dos partes: magnéticas y eléctricas. Las pérdidas magnéticas se deben a la histéresis inherente al material ferromagnético y a las corrientes parásitas, mientras que las pérdidas eléctricas tienen su origen en la resistencia de los conductores y en la reactancia de dispersión.

Las pérdidas por histéresis se originan debido a que la potencia para magnetizar el núcleo no es exclusivamente reactiva, sino que tiene una componente resistiva por el atraso menor a 90 grados de la corriente de excitación, ocasionado por la retentividad del material ferromagnético. Las pérdidas por histéresis se representan eléctricamente mediante una reactancia de magnetización X_m y mediante una resistencia r_h .

Las pérdidas por corrientes parásitas, de eddy o Foucault se originan por la capacidad de conducción de energía eléctrica del núcleo. Alrededor de las líneas de flujo se forman circuitos cerrados por los cuales circulan corrientes debidas al voltaje inducido ocasionado por el flujo variable. Las pérdidas por corrientes parásitas se representan con una resistencia r_e , en donde la e es de corrientes de eddy.

Las pérdidas magnéticas se producen incluso energizando al transformador en vacío, por lo que su representación eléctrica es mediante un circuito RL en paralelo con el lado de entrada, en donde la resistencia se identifica como r_{hc} por las pérdidas por histéresis y las corrientes de eddy.

En la figura 7.1 se muestra un transformador ideal, dentro de una cuadrícula con línea punteada, y en donde se ha incluido el circuito que representa las pérdidas magnéticas en el lado de alta tensión, suponiendo que el transformador es energizado por este lado.

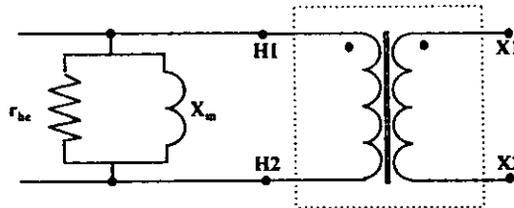


Figura 7.1 Representación de las pérdidas magnéticas en un transformador

Las pérdidas eléctricas se dividen en dos: en pérdidas por resistencia del conductor y en pérdidas por reactancia de dispersión.

Las pérdidas por resistencia se deben a que el material de los conductores tiene una resistividad distinta de cero y al circular por ellos una corriente se producen pérdidas por calentamiento (efecto Joule) y caídas de tensión, ocasionando que el voltaje inducido no sea de la misma magnitud del voltaje aplicado. Estas pérdidas se presentan cuando el transformador está en funcionamiento, es decir, cuando circula corriente por el primario y el secundario, por lo tanto se representan como resistencias en serie r_H y r_X con los lados de entrada y salida, respectivamente.

Las pérdidas por flujo de dispersión se originan por la separación existente entre las espiras del transformador y la separación entre el núcleo y las bobinas, permitiendo la circulación de flujo entre estos espacios.

Sea ϕ_H el flujo total que circula por el devanado de alta del transformador, el cual se encuentra formado por la suma del flujo mútuo ϕ_m , que enlaza a los devanados de alta y

baja tensión, y del flujo de dispersión ϕ_{dH} , que circula exclusivamente por el devanado de alta tensión.

$$\phi_H = \phi_m + \phi_{dH} \quad (7.1)$$

En la bobina de alta tensión el voltaje inducido es proporcional a la variación de ϕ_H y al número de vueltas del devanado.

$$e_H = -N_H(d\phi_H/dt) \quad (7.2)$$

Sustituyendo la ecuación 7.1 en la 7.2 se tiene:

$$e_H = -N_H(d\phi_m/dt) - N_H(d\phi_{dH}/dt) \quad (7.3)$$

De la ecuación 7.3 el primer término del miembro derecho de la igualdad corresponde al voltaje inducido en el devanado de alta tensión en un transformador ideal, mientras que el segundo término del miembro derecho corresponde a la caída de tensión ocasionada por el flujo de dispersión.

$$-N_H(d\phi_{dH}/dt) = i_H X_H \quad (7.4)$$

La caída de voltaje puede ser expresada como en la ecuación 7.4, en función de la corriente que circula por el devanado de alta tensión y una reactancia X_H llamada de dispersión.

Para el devanado del lado de baja tensión se sigue un procedimiento análogo al presentado para el devanado de alta tensión, obteniéndose una reactancia X_x . Las pérdidas por dispersión al estar ocasionadas por una inductancia se deben de sumar vectorialmente con las pérdidas por resistencia puesto que ambas se hallan en cuadratura.

En la figura 7.2 se muestra el circuito de un transformador ideal, encerrado en una cuadrícula en línea punteada, en donde se han incluido las reactancias de dispersión en los devanados primario y secundario para considerar las pérdidas por flujo de dispersión.

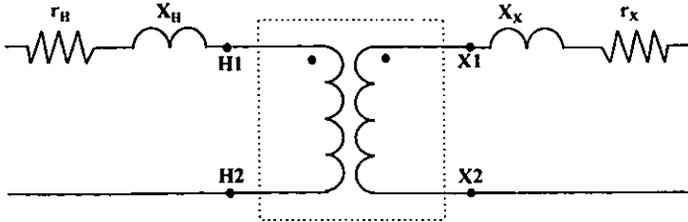


Figura 7.2 Representación de las pérdidas eléctricas en un transformador

7.2.2. El circuito equivalente del transformador.

Una vez que se han determinado las expresiones y los elementos que describen el comportamiento de las pérdidas magnéticas y eléctricas del transformador se tiene un circuito que describe el comportamiento de un transformador real. A este circuito, en el que se contemplan los parámetros determinados en el punto anterior se le denomina circuito equivalente del transformador.

El circuito equivalente de un transformador, alimentado por el lado de alta tensión se muestra en la figura 7.3.

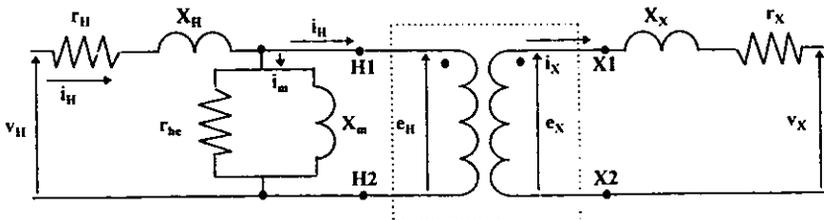


Figura 7.3 Circuito equivalente de un transformador energizado por el lado de alta tensión.

En la figura 7.4 se muestra el circuito equivalente de un transformador energizado por el lado de baja tensión.

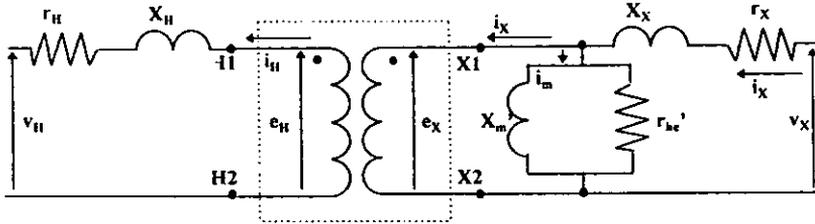


Figura 7.4 Circuito equivalente de un transformador energizado por el lado de baja tensión.

En estos circuitos se puede observar que los elementos que representan las pérdidas magnéticas difieren de un circuito a otro. En el circuito equivalente para un transformador energizado por el lado de alta tensión se les ha denominado como r_{he} y X_m , mientras que para el circuito equivalente de un transformador energizado por el lado de baja tensión se les ha definido como r_{he}' y X_m' . Esta diferencia se debe a que estos parámetros no tienen los mismos valores al ser excitado el transformador en alto voltaje y baja corriente o en baja corriente y alto voltaje.

Los circuitos mostrados en estas figuras permiten analizar los siguientes aspectos de un transformador:

1. Variaciones de la tensión en el lado secundario sin importar el tipo de carga.
2. Cálculo de las pérdidas eléctricas y magnéticas.
3. Cálculo de la eficiencia.
4. Obtención de diagramas fasoriales.

Estos circuitos tienen la desventaja que para analizarlos se tiene que recurrir a la teoría de los circuitos acoplados magnéticamente, para lo cual es necesario calcular las inductancias propia y mutua, así como los coeficientes de acoplamiento e inductancias de dispersión.

Para evitar calcular estos parámetros se recurre a las ecuaciones 1.15, 1.16, 1.17 y 1.18 que definen las relaciones entre las magnitudes de alta tensión con las de baja tensión. Al transformar los voltajes, corrientes e impedancias, ya sea al nivel de alta o baja tensión, el transformador ideal desaparece del circuito y por lo tanto ya no es necesario calcular los parámetros expuestos en el párrafo anterior, sin embargo hay que tener un cuidado especial debido a que las cantidades se trabajarán a un solo nivel. Al utilizar el nivel de alta tensión, los voltajes y corrientes del lado de baja tensión tendrán magnitudes similares a los del lado de alta tensión; del mismo modo que los voltajes y corrientes del lado de alta tensión transformados a baja tensión tendrán magnitudes similares a los niveles manejados en ese lado.

7.2.3. Simplificaciones al circuito equivalente del transformador.

Para simplificar el circuito equivalente del transformador se llevarán todas las cantidades del lado de baja tensión al de alta tensión. Esto sugiere un cambio en la nomenclatura utilizada debido a que ya no habrá lado de baja, ni lado de alta tensión, sólo habrá lado de entrada, v_1 , y lado de salida, v_2 .

$$v_1 = v_H \quad (7.5)$$

$$v_2 = \alpha v_X \quad (7.6)$$

El resto de los parámetros también queda afectado por estas relaciones de transformación:

$$r_{he} = \alpha^2 r_{he}' \quad (7.7)$$

$$X_m = \alpha^2 X_m' \quad (7.8)$$

$$i_H = \frac{i_X}{\alpha} \quad (7.9)$$

Estas transformaciones dan como resultado el circuito equivalente simplificado, mostrado en la figura 7.5, de un transformador que actúa como reductor de voltaje.

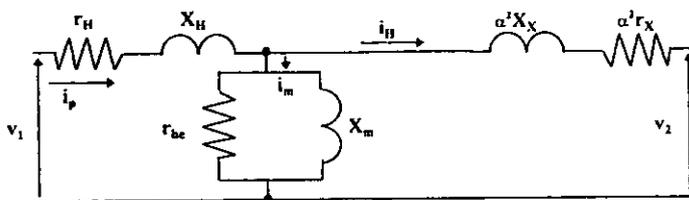


Figura 7.5 Circuito equivalente simplificado de un transformador reductor de voltaje.

En la figura 7.5 se puede apreciar que la corriente de entrada se ha denominado como i_p , mientras que la corriente de magnetización ha conservado la misma denominación. Ambas corrientes están referidas al lado de alta tensión.

En la figura 7.6 se muestra un circuito equivalente simplificado de un transformador elevador de voltaje. En esta figura se puede observar que la corriente primaria o corriente de entrada es por el lado de v_2 y la corriente i_H se dirige hacia v_1 . De acuerdo a las ecuaciones 7.5 a 7.9 el circuito simplificado del transformador mostrado en la figura corresponde a un transformador elevador de voltaje.

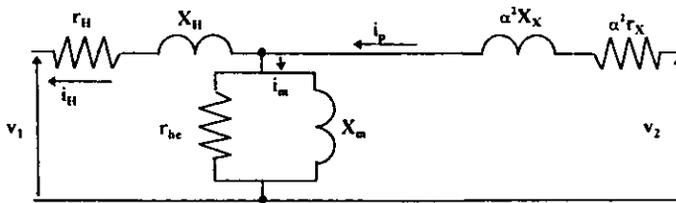


Figura 7.6 Circuito equivalente simplificado de un transformador elevador de voltaje.

Los circuitos de las figuras 7.5 y 7.6 se pueden simplificar aún mas. Si se compara la corriente de excitación con la corriente de carga la primera es de magnitud muy reducida comparada con la segunda, por lo tanto, si el circuito de magnetización es trasladado hacia el lado de entrada, se tiene un circuito muy aproximado al funcionamiento real del transformador y que es más fácil de analizar debido a que las pérdidas por resistencia y las reactancias de dispersión de ambos devanados quedan en serie, pudiéndose simplificar el circuito equivalente.

Los circuitos resultantes de cambiar la posición de las pérdidas por magnetización y por histéresis y corrientes parásitas reciben el nombre de circuitos aproximados del transformador.

En las figuras 7.7 y 7.8 se muestran los circuitos aproximados para transformadores en configuraciones reductoras y elevadoras de voltaje, respectivamente.

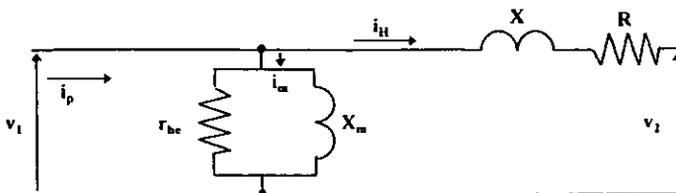


Figura 7.7 Circuito equivalente aproximado de un transformador reductor de voltaje.

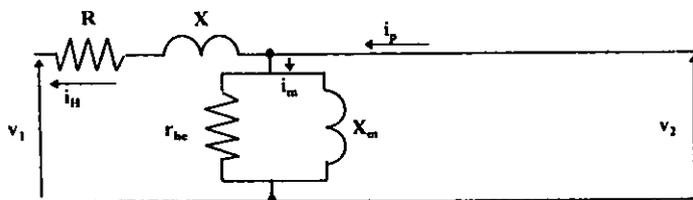


Figura 7.8 Circuito equivalente aproximado de un transformador elevador de voltaje.

En ambos circuitos puede observarse que los cambios de nomenclatura empleados en las ecuaciones 7.5, 7.6, 7.7, 7.8 y 7.9 se conservan. Además los parámetros de pérdidas se han reducido únicamente a R y X en donde:

$$R = r_H + \alpha^2 r_X \quad (7.10)$$

$$X = X_H + \alpha^2 X_X \quad (7.11)$$

Estos circuitos simplificados tienen la ventaja de que permiten la determinación de sus parámetros de manera sencilla recurriendo a pruebas de laboratorio.

7.2.4. Determinación de los parámetros del transformador.

Los valores de las pérdidas magnéticas, eléctricas y por corrientes parásitas pueden determinarse sencillamente mediante dos pruebas de laboratorio en las cuales se opera el transformador en circuito abierto y en circuito corto.

La prueba de circuito abierto consiste en energizar el transformador a voltaje nominal ya sea por el lado de alta o baja tensión, aunque por lo general se hace por el lado de baja tensión debido a que es más fácil y seguro manejar bajos voltajes en un laboratorio.

Para la prueba se utilizan tres dispositivos de medición que son un voltímetro, un amperímetro y un wattímetro, tal como se muestra en la figura 7.9.

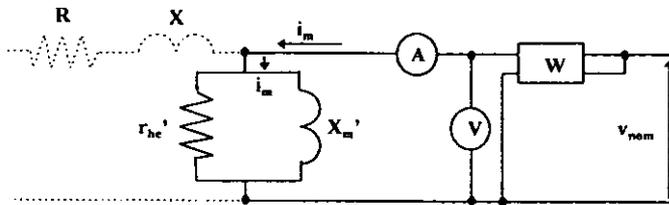


Figura 7.9 Prueba de circuito abierto en un transformador elevador de voltaje y parámetros involucrados.

De la figura 7.9 se puede observar que los parámetros que representan a las pérdidas se han representado por medio de una línea punteada; esto se debe a que al mantener uno de los devanados abierto y el otro energizado únicamente intervienen las pérdidas por magnetización, debido a que la corriente que circula es la de excitación. Al estar abierto un devanado no se tiene corriente de carga por lo tanto las pérdidas eléctricas no intervienen en esta prueba.

Los instrumentos de medición deben de proporcionar los siguientes resultados:

- Voltímetro: tensión aplicada, que en este caso es la tensión nominal del devanado, V .
- Amperímetro: corriente de excitación, I .
- Wattímetro: potencia consumida, P , en la prueba.

De estas mediciones se pueden obtener los siguientes resultados:

Potencia aparente, S , determinada por:

$$S = VI \quad (7.12)$$

Potencia reactiva, Q , determinada por:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (7.13)$$

Del circuito mostrado en la figura 7.9 se puede observar que la potencia activa es disipada por la parte resistiva del circuito, r_{he} , mientras que la potencia reactiva se debe a la parte inductiva del circuito, X_m .

De esto se obtienen las siguientes ecuaciones que permiten calcular los parámetros anteriores, a nivel de bajo voltaje:

$$r_{he}' = \frac{V^2}{P} \quad (7.14)$$

$$X_m' = \frac{V^2}{Q} \quad (7.15)$$

Para convertir estos valores al nivel de alta tensión basta multiplicarlos por α^2 , obteniéndose las siguientes relaciones:

$$r_{he} = \alpha^2 r_{he}' \quad (7.16)$$

$$X_m = \alpha^2 X_m' \quad (7.17)$$

La segunda prueba que se le efectúa al transformador es la llamada de circuito corto. Esta prueba consiste en poner un devanado en circuito corto, mientras que el otro es alimentado a corriente nominal, con un voltaje reducido respecto al valor nominal del devanado excitado, razón por la cual esta prueba se realiza por el lado de alta tensión.

Para realizar esta prueba se utilizan se utilizan los mismos dispositivos de medición, un voltímetro, un amperímetro y un wattímetro, como se muestra en la figura 7.10.

Los instrumentos utilizados deben de proporcionar la siguiente información:

- Voltímetro: voltaje aplicado, V , al devanado, en este caso se tiene un voltaje reducido respecto al nominal.

- Amperímetro: corriente, I , que circula por el devanado, en este caso corresponde con la corriente nominal del devanado.

- Wattímetro: potencia, W , consumida por el transformador.

De estos valores se pueden obtener los siguientes resultados

Potencia aparente, S , determinada como:

$$S = VI \tag{7.18}$$

Potencia reactiva, Q , determinada como:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \tag{7.19}$$

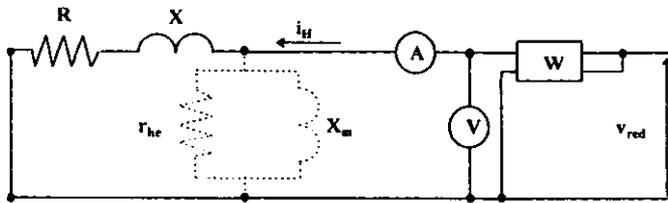


Figura 7.10 Prueba de circuito corto en un transformador reductor de voltaje y parámetros involucrados.

Observando el circuito mostrado en la figura 7.10 se puede apreciar que los parámetros que intervienen únicamente son las pérdidas eléctricas, debido a que la corriente de excitación es tan pequeña que se puede despreciar el efecto de las pérdidas por magnetización.

La potencia activa se debe a la parte resistiva de las pérdidas eléctricas de modo que éstas pueden calcularse como:

$$R = \frac{P}{I^2} \tag{7.20}$$

La potencia reactiva se debe a la parte inductiva de las pérdidas eléctricas, de forma tal que éstas pueden obtenerse como:

$$X = \frac{Q}{I^2} \quad (7.21)$$

7.2.5. Cálculo de las pérdidas de voltaje, regulación, pérdidas de energía y eficiencia.

Del circuito de la figura 7.7 se puede observar que los parámetros de las pérdidas eléctricas son los que intervienen únicamente en el cálculo de las pérdidas de voltaje.

Aplicando la ley de tensiones de Kirchoff al circuito de la figura 7.7 se obtiene una ecuación en función de las tensiones de entrada y salida:

$$V_1 - RI - XI - V_2 = 0 \quad (7.22)$$

en donde se ha sustituido la corriente de alta tensión I_H simplemente por I .

De la ecuación 7.22 se puede despejar el voltaje de entrada, dejándolo en función del voltaje de salida y de las caídas de tensión por pérdidas eléctricas:

$$V_1 = V_2 + RI + XI \quad (7.23)$$

En la ecuación 7.23 se ha elegido despejar al favor del voltaje de entrada debido a que para la obtención del diagrama fasorial del transformador este es el fasor que se utiliza como referencia.

Para el análisis del diagrama fasorial se pueden tener dos posibilidades: la primera consiste en tener una corriente en adelanto (o factor de potencia adelantado), y la segunda consiste en tener una corriente en atraso (o factor de potencia atrasado). Los diagramas fasoriales para ambos casos se representan en la figura 7.11. Ambos diagramas se basan en la ecuación 7.23.

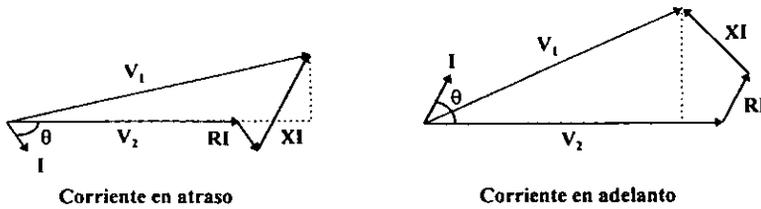


Figura 7.11 Diagramas fasoriales del circuito aproximado del transformador

De acuerdo a la ecuación 7.23 el voltaje de entrada es igual al voltaje de salida más las pérdidas eléctricas. Las pérdidas eléctricas tienen dos componentes una activa y una reactiva o en cuadratura.

Para poder sumar vectorialmente estos fasores se utilizarán las componentes horizontales y verticales de los fasores de pérdidas eléctricas de forma tal que se pueda formar un triángulo rectángulo que pueda resolverse por medio del teorema de Pitágoras.

Para el caso de factor de potencia en atraso:

El cateto horizontal queda definido como:

V_2 + componente horizontal de RI + componente horizontal de XI

$$V_2 + RI \cos(\theta) + XI \sin(\theta) \quad (7.24)$$

El cateto vertical queda definido como:

componente vertical de XI - componente vertical de RI

$$XI \cos(\theta) - RI \sin(\theta) \quad (7.25)$$

finalmente el triángulo rectángulo queda resuelto como:

$$V_1^2 = (V_2 + RI \cos(\theta) + XI \sin(\theta))^2 + (XI \cos(\theta) - RI \sin(\theta))^2 \quad (7.26)$$

Para el caso de factor de potencia en adelante:

la proyección horizontal se define como:

$$V_2 + \text{componente horizontal de } RI - \text{componente horizontal de } XI$$
$$V_2 + RI \cos(\theta) - XI \sin(\theta) \quad (7.27)$$

la proyección vertical se define como:

$$\text{componente vertical de } RI + \text{componente vertical de } XI$$
$$RI \sin(\theta) + XI \cos(\theta) \quad (7.28)$$

finalmente el triángulo rectángulo queda resuelto como:

$$V_1^2 = (V_2 + RI \cos(\theta) - XI \sin(\theta))^2 + (XI \cos(\theta) + RI \sin(\theta))^2 \quad (7.29)$$

La regulación de voltaje es la relación del voltaje perdido en el devanado secundario bajo carga con el voltaje nominal también del lado secundario V_{nom} . El significado real de la regulación de voltaje es la calidad del suministro entregado por el transformador, mientras menor sea el voltaje perdido en el devanado menor es la regulación y por lo tanto las variaciones son menores.

El voltaje perdido en el lado secundario se expresa como la diferencia del voltaje del secundario en vacío V_o y el voltaje a plena carga en el secundario V_{pc} .

Finalmente la regulación de voltaje se expresa de la siguiente forma:

$$R.V. = \frac{V_o - V_{pc}}{V_{nom}} \quad (7.30)$$

Para expresar la regulación de voltaje en por ciento basta con multiplicar la ecuación 7.30 por 100.

La eficiencia del transformador se define como la relación de la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada. La eficiencia se calcula de la siguiente forma:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{ent}} \quad (7.31)$$

De la ley de la conservación de la energía se tiene que la potencia de entrada es igual a la potencia de salida más las pérdidas:

$$P_{ent} = P_{sal} + \text{pérdidas} \quad (7.32)$$

Las pérdidas se componen por las pérdidas magnéticas y por las pérdidas eléctricas definidas en las ecuaciones 7.14 y 7.20 respectivamente.

Sustituyendo la ecuación 7.32 en la ecuación 7.31 y considerando las pérdidas como la sumas de las pérdidas eléctricas y las pérdidas magnéticas se tiene finalmente que la eficiencia se calcula como:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{sal} + P_{elec} + P_{mag}} \quad (7.33)$$

8. Simulación del funcionamiento del transformador en computadora con base en su circuito equivalente.

Para la simulación del transformador en computadora mediante su circuito equivalente se elaboró un programa en Quick Basic debido a las facilidades que proporciona para los gráficos utilizados en la simulación. Existen otros lenguajes de programación más sofisticados como PASCAL y C, sin embargo, para los propósitos didácticos de este trabajo no se consideraron debido a que no se requieren llamadas al BIOS de la computadora, uso directo de la memoria y un sin número de ventajas que simplemente no serían aprovechadas debido a que no son requeridas.

La primera parte del programa consiste en la simulación de la corriente de excitación de una de las fases, en este caso la A. Debe aclararse que cualquiera de las otras dos fases, la B y la C pueden ser simuladas mediante el programa.

Para obtener la corriente de excitación se requiere tener la curva de histéresis del material ferromagnético del núcleo del transformador. La curva del material ferromagnético utilizado se encuentra en uno de los libros citados en la bibliografía.

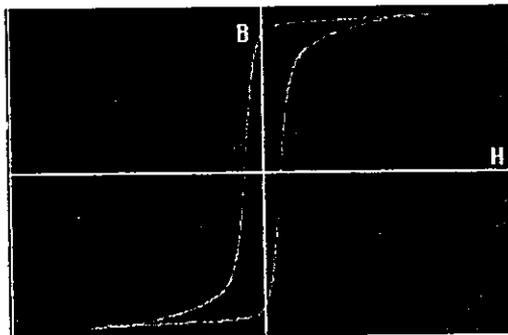


Figura 8.1 Ciclo de histéresis del material ferromagnético utilizado para el núcleo del transformador de 1000 [kVA].

De la figura 8.1 puede observarse que la curva de histéresis tiene ciertas características, la parte de la curva que parte del cero de las ordenadas en el lado positivo del eje de las abscisas, en el primer cuadrante es igual en forma a la parte de la curva que parte del cero de las ordenadas en el lado negativo del eje de las abscisas, en el tercer cuadrante, la única diferencia entre estas dos curvas son los valores de H y B , la curva del primer cuadrante tiene signos positivos en H y B , mientras que la curva del tercer cuadrante tiene signos negativos para H y B . Para la curva que va del valor máximo de B hasta el cero de las ordenadas en el lado negativo del eje de las abscisas ocurre algo similar. Esta curva y la que va del valor máximo negativo hasta el cero de las ordenadas en el lado positivo del eje de las abscisas son iguales en forma la única diferencia es que los signos de estas curvas son distintos, cuando la primera tiene abscisas y ordenadas positivas la segunda tiene abscisas y ordenadas negativas; cuando la primera tiene abscisas negativas y ordenadas positivas, la segunda tiene abscisas positivas y ordenadas negativas. Se observa que los signos siempre se oponen.

Para modelar la curva de histéresis lo primero que se hizo fue obtener un conjunto de valores (abscisas y ordenadas) de dicha curva. Los valores obtenidos se muestran en la tabla 8.1. Los valores obtenidos son los de las curvas que van, del cero de las ordenadas en la parte positiva del eje de las abscisas hasta el valor máximo positivo de la densidad de flujo y del valor máximo positivo de la densidad de flujo hasta el cero de las ordenadas en la parte negativa del eje de las abscisas. Este conjunto de valores constituyen el primer medio ciclo de la curva de histéresis completa.

Tabla 8.1
Valores de H y B para el primer medio ciclo de la curva de histéresis.

H	B	H	B
-5	0.001	5	0.001
0	1.389	15	1.299
5	1.489	20	1.389
10	1.509	25	1.449
20	1.529	30	1.499
25	1.539	35	1.539
30	1.549	40	1.554
40	1.569	45	1.569
45	1.579	46	1.574
47	1.584	47	1.579
50	1.590	50	1.590

Una vez que se tuvieron los valores se procedió a obtener un modelo matemático que permitiera expresar la densidad de flujo en función de la excitación magnética. Debido a que no existe una expresión analítica que relacione las variables anteriores se procedió a obtener una mediante un método de aproximación.

El método utilizado para la obtención de la ecuación de densidad de flujo en función de la excitación magnética fue el del polinomio de Lagrange debido a que es un método sencillo que proporciona valores con gran precisión.

Un polinomio de Lagrange con la excitación magnética H como variable independiente y la densidad de flujo B como variable dependiente se escribe como:

$$B(H) = \sum_{k=1}^n f(H_k) \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n \frac{(H - H_i)}{(H_k - H_i)} \quad (8.1)$$

Para los dos conjuntos de abscisas y sus ordenadas respectivas se obtiene un modelo

matemático por este método. El programa lo que hace es que para un valor específico de excitación magnética calcula el valor correspondiente de densidad de flujo considerando las demás parejas de puntos.

Como el ciclo de histéresis tiene las propiedades de simetría expuestas anteriormente solo son necesarias dos curvas para modelar el ciclo completo, las otras dos se obtienen haciendo los cambios de signos mencionados en párrafos anteriores.

El método para la obtención de la corriente de histéresis consiste en proyectar la curva del flujo sobre los valores de las ordenadas del ciclo de histéresis o densidad de flujo (relacionados por medio del área de sección transversal del núcleo) luego, de la misma curva se obtienen los valores de las abscisas del ciclo o excitación magnética, la cual se encuentra relacionada con la corriente de excitación con el número de vueltas del devanado y la longitud del circuito magnético. Para el instante de tiempo que se hace la proyección de la gráfica del flujo sobre el ciclo de histéresis se obtiene el valor de la corriente de excitación en el mismo instante de tiempo. Repetiendo este proceso para diversos instantes se obtiene la curva completa.

Debe de observarse que en este método a partir de la densidad de flujo se obtiene la excitación magnética, es decir, a partir de la ordenada se determina la abscisa.

El método desarrollado para el polinomio de Lagrange no permite obtener la abscisa a partir de la ordenada, sino que con este método se determinan los valores de densidad de flujo (ordenada) a partir de los valores de excitación magnética (abscisa).

Para determinar la corriente de excitación se realizó el siguiente proceso: se evalúa la curva de histéresis a intervalos de 0.05 Amperes-Vuelta/metro y para un valor dado de H se

grafica su valor correspondiente de B . En seguida se empieza a calcular el flujo en función del tiempo hasta encontrar un valor del flujo que dividido entre el área de sección transversal del núcleo sea igual al valor hallado para la densidad de flujo. Una vez que se tiene este valor se grafica el flujo en función del tiempo. Con el mismo valor de H , multiplicándolo por la longitud del circuito magnético y dividiendo este resultado entre el número de vueltas del devanado primario se determina el valor de la corriente de excitación, el cual se grafica en el mismo instante de tiempo que se determinó para el flujo.

Este procedimiento se realiza para todos los cuartos de ciclo de la curva de histéresis, de forma tal que se pueda obtener la curva de la corriente de excitación en un ciclo completo.

La siguiente pantalla representa la simulación de las tensiones del secundario del transformador y las corrientes de carga para las tres fases. Para esta simulación se consideró la corriente de excitación como despreciable. Los parámetros correspondientes a la resistencia de los devanados y a la reactancia de dispersión fueron obtenidos a partir de los valores de las pérdidas calculadas en el transformador, por efecto Joule y por dispersión.

Para obtener la corriente demandada al transformador se consideró una carga resistiva exclusivamente, y mediante el modelo matemático del circuito obtenido se calculó la magnitud de las corrientes demandadas al secundario del transformador. Para los voltajes se proyectaron al lado de baja tensión los voltajes aplicados en el lado de alta tensión.

Se incluyó un diagrama fasorial en la simulación bajo carga que muestre la ubicación de los fasores de tensión simples y compuestas.

A continuación se da el listado del programa elaborado:

```

REM PROGRAMA QUE SIMULA A UN TRANSFORMADOR DE NUCLEO
TRIFASICO TIPO COLUMNA
REM UNA FASE PARA LA CORRIENTE DE EXCITACION Y LAS TRES FASES
BAJO CARGA
REM
REM AUTOR: GONZALO SANDOVAL RODRIGUEZ
REM UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
REM FACULTAD DE INGENIERIA, CIUDAD UNIVERSITARIA
REM DIRECTOR DE TESIS: ING. JUAN MANUEL ROJAS GOMEZ
REM
REM Configuración de pantalla en modo VGA (640x480)
CLS : KEY OFF: SCREEN 12
REM DATOS
PI = 3.1416
REM Capacidad del transformador [VA]
S = 1000000
REM Frecuencia [Hz]
F = 60
REM Velocidad angular [Rad/s]
W = 2 * PI * F
REM Número de vueltas del devanado de alta tensión [Vueltas]
NH = 1811
REM Número de vueltas del devanado de baja tensión [Vueltas]
NX = 10
REM Valor pico de la tensión de entrada [V]
VMAXH = 23000 * SQR(2)
REM Valor pico de la tensión de salida [V]
VMAXX = 127 * SQR(2)
REM Área de sección transversal de las columnas [m2]
A = .02997919#
REM Longitud del circuito magnético de la fase A [m]
LONGTA = 1.32209296#
REM Pérdidas en el núcleo [W]
PNUC = 2342.055058#
REM Pérdidas por efecto Joule [W]
PJOULE = 14728.90418#
REM Pérdidas por flujo de dispersión [W]
PFLUJ = 1767.468502#
REM Valor de la carga [ê]
CARGA = 100
REM Colores de las fases
REM Color de la fase A: Rojo      (12)
REM Color de la fase B: Amarillo (14)

```

```

REM Color de la fase C: Azul      (09)
REM
REM Lectura de valores de H (excitación magnética) y B (densidad de flujo)
REM Valores de la parte superior de la curva
READ NA
DIM HDA(NA), FHDA(NA)
FOR C = 1 TO NA
  READ HDA(C), FHDA(C)
NEXT C
REM Valores de la parte inferior de la curva
READ NB
DIM HDB(NB), FHDB(NB)
FOR C = 1 TO NB
  READ HDB(C), FHDB(C)
NEXT C
REM Primer cuarto de ciclo de flujo, histéresis y corriente de excitación
TIN = 0
FOR H = 50 TO -5 STEP -.05
  REM Activación de la ventana de ciclo de histéresis
  VIEW: WINDOW
  VIEW (322, 5)-(637, 218), , 15
  WINDOW (70, -1.7)-(-70, 1.7)
  LINE (-70, 0)-(-70, 0): LINE (0, 1.7)-(0, -1.7)
  SUMAA = 0
  FOR K = 1 TO NA
    PA = 1
    FOR I = 1 TO NA
      IF I <> K THEN PA = PA * (H - HDA(I)) / (HDA(K) - HDA(I)) ELSE
    NEXT I
    SUMAA = SUMAA + FHDA(K) * PA
  NEXT K
  PSET (-H, -SUMAA), 12
  LOCATE 7, 79: PRINT "H"
  LOCATE 2, 59: PRINT "B"
  LOCATE 17, 41: PRINT USING "H=###.###"; -H; : PRINT "[A-V/m]"
  LOCATE 18, 41: PRINT USING "B=###.###"; -SUMAA; : PRINT "[T]"
  REM Activación de la ventana de flujos
  VIEW: WINDOW
  VIEW (3, 5)-(318, 218), , 15
  WINDOW (1 / F, -.05)-(0, .05)
  LINE (0, 0)-(1 / F, 0)
  FOR T = TIN TO 1 / F STEP .00001
    FA = -VMAXH / (NH * W) * COS(W * T)
    IF INT(FA / A * 1000) = INT(-SUMAA * 1000) THEN LOCATE 15, 41: PRINT
  USING "i=###.#####"; T; : PRINT "[s]": LOCATE 16, 41: PRINT USING "i=###.#####";

```

```

FA; : PRINT "[Wb]"
      IF INT(FA / A * 1000) = INT(-SUMAA * 1000) THEN PSET (T, FA), 12: TIN
= T: T = 1 / F: THA = TIN
      IF INT(FA / A * 1000) > INT(-SUMAA * 1000) THEN T = 1 / F
NEXT T
LOCATE 8, 39: PRINT "t"
LOCATE 2, 2: PRINT "i"
REM Activación de la ventana de corriente de excitación
VIEW: WINDOW
VIEW (3, 222)-(318, 478), , 15
WINDOW (1 / F, -.05)-(0, .05)
LINE (0, 0)-(1 / F, 0)
PSET (THA, -H * LONGTA / NH), 12
LOCATE 23, 39: PRINT "t"
LOCATE 15, 2: PRINT "Iexc"
LOCATE 19, 41: PRINT USING "Iexc=###.###"; -H * LONGTA / NH; : PRINT
"[A]"
NEXT H
REM Segundo cuarto de ciclo de flujo, histéresis y corriente de excitación
TIN = THA
FOR H = 5 TO 50 STEP .05
  REM Activación de la ventana de ciclo de histéresis
  VIEW: WINDOW
  VIEW (322, 5)-(637, 218), , 15
  WINDOW (70, -1.7)-(-70, 1.7)
  LINE (-70, 0)-(-70, 0): LINE (0, 1.7)-(0, -1.7)
  SUMAB = 0
  FOR K = 1 TO NB
    PB = 1
    FOR I = 1 TO NB
      IF I <> K THEN PB = PB * (H - HDB(I)) / (HDB(K) - HDB(I)) ELSE
    NEXT I
    SUMAB = SUMAB + FHDB(K) * PB
  NEXT K
  PSET (H, SUMAB), 12
  LOCATE 17, 41: PRINT USING "H=###.###"; H; : PRINT "[A-V/m]"
  LOCATE 18, 41: PRINT USING "B=###.###"; SUMAB; : PRINT "[T]"
  REM Activación de la ventana de flujos
  VIEW: WINDOW
  VIEW (3, 5)-(318, 218), , 15
  WINDOW (1 / F, -.05)-(0, .05)
  LINE (0, 0)-(1 / F, 0)
  FOR T = TIN TO 1 / F STEP .000001
    FA = -VMAXH / (NH * W) * COS(W * T)
    IF INT(FA / A * 1000) = INT(SUMAB * 1000) THEN LOCATE 15, 41: PRINT

```

```

USING "t=###.#####"; T; : PRINT "[s]": LOCATE 16, 41: PRINT USING "i=###.#####";
FA; : PRINT "[Wb]"
    IF INT(FA / A * 1000) = INT(SUMAB * 1000) THEN PSET (T, FA), 12: TIN =
T: T = 1 / F: THA = TIN
    IF INT(FA / A * 1000) > INT(SUMAB * 1000) THEN T = 1 / F
NEXT T
REM Activación de la ventana de corriente de excitación
VIEW: WINDOW
VIEW (3, 222)-(318, 478), , 15
WINDOW (1 / F, -.05)-(0, .05)
LINE (0, 0)-(1 / F, 0)
PSET (THA, H * LONGTA / NH), 12
LOCATE 19, 41: PRINT USING "Iexc=###.#####"; H * LONGTA / NH; : PRINT
"[A]"
NEXT H
REM Tercer cuarto de ciclo de flujo, histéresis y corriente de excitación
TIN = THA
FOR H = 50 TO -5 STEP -.05
    REM Activación de la ventana de ciclo de histéresis
    VIEW: WINDOW
    VIEW (322, 5)-(637, 218), , 15
    WINDOW (70, -1.7)-(-70, 1.7)
    LINE (-70, 0)-(-70, 0): LINE (0, 1.7)-(0, -1.7)
    SUMAA = 0
    FOR K = 1 TO NA
        PA = 1
        FOR I = 1 TO NA
            IF I <> K THEN PA = PA * (H - HDA(I)) / (HDA(K) - HDA(I)) ELSE
NEXT I
            SUMAA = SUMAA + FHDA(K) * PA
        NEXT K
    PSET (H, SUMAA), 12
    LOCATE 17, 41: PRINT USING "H=###.###"; H; : PRINT "[A-V/m]"
    LOCATE 18, 41: PRINT USING "B=###.###"; SUMAA; : PRINT "[T]"
    REM Activación de la ventana de flujos
    VIEW: WINDOW
    VIEW (3, 5)-(318, 218), , 15
    WINDOW (1 / F, -.05)-(0, .05)
    LINE (0, 0)-(1 / F, 0)
    FOR T = TIN TO 1 / F STEP .000001
        FA = -VMAXH / (NH * W) * COS(W * T)
        IF INT(FA / A * 1000) = INT(SUMAA * 1000) THEN LOCATE 15, 41: PRINT
USING "t=###.#####"; T; : PRINT "[s]": LOCATE 16, 41: PRINT USING "i=###.#####";
FA; : PRINT "[Wb]"
        IF INT(FA / A * 1000) = INT(SUMAA * 1000) THEN PSET (T, FA), 12: TIN =

```

```

T: T = 1 / F: THA = TIN
    IF INT(FA / A * 1000) < INT(SUMAA * 1000) THEN T = 1 / F
    NEXT T
    REM Activación de la ventana de corriente de excitación
    VIEW: WINDOW
    VIEW (3, 222)-(318, 478), , 15
    WINDOW (1 / F, -.05)-(0, .05)
    LINE (0, 0)-(1 / F, 0)
    PSET (THA, H * LONGTA / NH), 12
    LOCATE 19, 41: PRINT USING "Iexc=###.#####"; H * LONGTA / NH; : PRINT
"[A]"
NEXT H
REM Ultimo cuarto de ciclo de flujo, histéresis y corriente de excitación
TIN = THA
FOR H = 5 TO 50 STEP .05
    REM Activación de la ventana de ciclo de histéresis
    VIEW: WINDOW
    VIEW (322, 5)-(637, 218), , 15
    WINDOW (70, -1.7)-(-70, 1.7)
    LINE (-70, 0)-(-70, 0): LINE (0, 1.7)-(0, -1.7)
    SUMAB = 0
    FOR K = 1 TO NB
        PB = 1
        FOR I = 1 TO NB
            IF I <> K THEN PB = PB * (H - HDB(I)) / (HDB(K) - HDB(I)) ELSE
        NEXT I
        SUMAB = SUMAB + FHDB(K) * PB
    NEXT K
    PSET (-H, -SUMAB), 12
    LOCATE 17, 41: PRINT USING "H=###.#####"; -H; : PRINT "[A-V/m]"
    LOCATE 18, 41: PRINT USING "B=###.#####"; -SUMAB; : PRINT "[T]"
    REM Activación de la ventana de flujos
    VIEW: WINDOW
    VIEW (3, 5)-(318, 218), , 15
    WINDOW (1 / F, -.05)-(0, .05)
    LINE (0, 0)-(1 / F, 0)
    FOR T = TIN TO 1 / F STEP .000001
        FA = -VMAXH / (NH * W) * COS(W * T)
        IF INT(FA / A * 1000) = INT(-SUMAB * 1000) THEN LOCATE 15, 41: PRINT
    USING "t=###.#####"; T; : PRINT "[s]"; LOCATE 16, 41: PRINT USING "i=###.#####";
    FA; : PRINT "[Wb]"
        IF INT(FA / A * 1000) = INT(-SUMAB * 1000) THEN PSET (T, FA), 12: TIN =
T: T = 1 / F: THA = TIN
        IF INT(FA / A * 1000) < INT(-SUMAB * 1000) THEN T = 1 / F
    NEXT T

```

```

REM Activación de la ventana de corriente de excitación
VIEW: WINDOW
VIEW (3, 222)-(318, 478), , 15
WINDOW (1 / F, -.05)-(0, .05)
LINE (0, 0)-(1 / F, 0)
PSET (THA, -H * LONGTA / NH), 12
LOCATE 19, 41: PRINT USING "Iexc=###.#####"; -H * LONGTA / NH; : PRINT
"[A]"
NEXT H
WHILE K$ = ""
    K$ = INKEY$
WEND
REM Desactivación de todas las ventanas
VIEW: WINDOW
CLS
REM Cálculo de los parámetros del circuito equivalente
INOMX = S / (SQR(3) * VMAXX / SQR(2) * SQR(3))
R = PJOULE / INOMX ^ 2
X = PFLUJ / INOMX ^ 2
IX = (VMAXH / SQR(2)) / SQR((CARGA + R) ^ 2 + X ^ 2)
FOR T = 0 TO 3 / F STEP .0001
    REM Activación de la ventana de corrientes del secundario
    VIEW: WINDOW
    VIEW (3, 5)-(318, 218), , 15
    WINDOW (3 / F, -IX * 1.05 * SQR(2))-(0, IX * 1.05 * SQR(2))
    LINE (0, 0)-(3 / F, 0)
    LOCATE 8, 39: PRINT "t"
    LOCATE 4, 2: PRINT "i"
    PSET (T, IX * SQR(2) * COS(W * T)), 12
    PSET (T, IX * SQR(2) * COS(W * T + 2 * PI / 3)), 14
    PSET (T, IX * SQR(2) * COS(W * T - 2 * PI / 3)), 9
    REM Activación de la ventana de voltajes del secundario
    VIEW: WINDOW
    VIEW (322, 5)-(637, 218), , 15
    WINDOW (3 / F, (-VMAXH / NH * NX) * 1.1)-(0, (VMAXH / NH * NX) * 1.1)
    LINE (0, 0)-(3 / F, 0)
    LOCATE 8, 79: PRINT "t"
    LOCATE 4, 42: PRINT "v"
    PSET (T, VMAXH / NH * NX * COS(W * T)), 12
    PSET (T, VMAXH / NH * NX * COS(W * T + 2 * PI / 3)), 14
    PSET (T, VMAXH / NH * NX * COS(W * T - 2 * PI / 3)), 9
    REM Activación de la ventana de fasores de voltajes secundarios
    VIEW: WINDOW
    VIEW (3, 222)-(318, 478), , 15
    WINDOW ((VMAXH / NH * NX) * 1.1, (-VMAXH / NH * NX) * 1.1)-((-VMAXH /

```

```

NH * NX) * 1.1, (VMAXH / NH * NX) * 1.1)
  R = VMAXH / NH * NX / SQR(2)
  REM Borrado de los fasores de tensiones simples y compuestas
  LINE (0, 0)-(XA, YA), 0
  LINE (0, 0)-(XB, YB), 0
  LINE (0, 0)-(XC, YC), 0
  LINE (XA, YA)-(XB, YB), 0
  LINE (XB, YB)-(XC, YC), 0
  LINE (XC, YC)-(XA, YA), 0
  LOCATE 15, 3: PRINT "Fasores de tensiones del secundario"
  XA = R * COS(W * T): YA = R * SIN(W * T)
  XB = R * COS(W * T + 120 * PI / 180): YB = R * SIN(W * T + 120 * PI / 180)
  XC = R * COS(W * T + 240 * PI / 180): YC = R * SIN(W * T + 240 * PI / 180)
  REM Trazado de los fasores de tensiones simples
  LINE (0, 0)-(XA, YA), 12
  LINE (0, 0)-(XB, YB), 14
  LINE (0, 0)-(XC, YC), 9
  REM Trazado de los fasores de tensiones compuestas
  LINE (XA, YA)-(XB, YB), 4
  LINE (XB, YB)-(XC, YC), 5
  LINE (XC, YC)-(XA, YA), 6
  FOR CNT = 0 TO 800
  NEXT CNT
LOCATE 15, 41: PRINT USING "t#####.####"; T; : PRINT "[s]"
  LOCATE 16, 41: PRINT USING "Ia#####.#####"; IX * SQR(2) * COS(W * T); :
  PRINT "[A]"
  LOCATE 17, 41: PRINT USING "Ib#####.#####"; IX * SQR(2) * COS(W * T +
  2 * PI / 3); : PRINT "[A]"
  LOCATE 18, 41: PRINT USING "Ic#####.#####"; IX * SQR(2) * COS(W * T -
  2 * PI / 3); : PRINT "[A]"
  LOCATE 19, 41: PRINT USING "Va#####.#####"; VMAXH / NH * NX *
  COS(W * T); : PRINT "[V]"
  LOCATE 20, 41: PRINT USING "Vb#####.#####"; VMAXH / NH * NX *
  COS(W * T + 2 * PI / 3); : PRINT "[V]"
  LOCATE 21, 41: PRINT USING "Vc#####.#####"; VMAXH / NH * NX *
  COS(W * T - 2 * PI / 3); : PRINT "[V]"
NEXT T
K$=""
WHILE K$ = ""
  K$ = INKEY$
WEND
END
DATA 11
DATA -5,0.001, 0,1.389, 5,1.489, 10,1.509, 20,1.529, 25,1.539, 30,1.549, 40,1.569,
45,1.579, 47,1.584, 50,1.590

```

DATA 11

DATA 5,0.001, 15,1.299, 20,1.389, 25,1.449, 30,1.499, 35,1.539, 40,1.554, 45,1.569,
46,1.574, 47,1.579, 50,1.590

9. Cálculo de un transformador de potencia.

9.1 Datos de diseño.

De acuerdo a lo que se ha desarrollado a lo largo del presente trabajo se necesita un cierto conjunto de datos que son la base para diseñar el transformador. Dichos datos serán proporcionados por el cliente de acuerdo a sus necesidades de proveer energía eléctrica.

Los datos que serán proporcionados deben ser:

1. Número de fases.
2. Potencia.
3. Tensión del devanado de alto voltaje.
4. Tensión del devanado de bajo voltaje.
5. Conexiones en los devanados.
6. Frecuencia del transformador.
7. Tipo de enfriamiento.
8. Número de derivaciones y tensión en las mismas.

Para ejemplificar los temas expuestos en este trabajo se desarrollará el cálculo de un transformador de potencia trifásico de 1000 [kVA].

Los datos de diseño son:

1. Número de fases: 3
2. Potencia del transformador: 1000 [kVA].
3. Tensión del lado de alta: 23000 [V].
4. Tensión del lado de baja: 220/127 [V].

5. Conexión de los devanados: Delta, para el lado de alta; Estrella, con acceso al neutro, en el lado de baja.

6. Frecuencia: 60 [Hz].

7. Enfriamiento: por aceite con circulación natural (OA) y tanque con caja de tubos.

8. Derivaciones: 4 en el lado de alta tensión al 2.5% de la tensión del devanado, 2 por arriba de la tensión nominal y 2 por debajo de la tensión nominal.

De todos los valores que aparezcan a continuación algunos serán fijados por el fabricante, de acuerdo a su experiencia en el diseño de transformadores; y otros serán obtenidos de gráficas o tablas.

9.2. Cálculo del núcleo.

Núcleo: tipo columna.

Sección transversal del núcleo: escalonada, con 5 escalones.

Factor de apilamiento k_0 para un núcleo de 5 escalones: 0.655 (tabla 2.1).

Dimensiones de los escalones: aún no se calcula el diámetro.

Densidad máxima de flujo B_{max} : 1.7 [T] (tabla 2.2).

Excitación magnética H : 32500 [A/m] (tabla 2.3).

Los valores que se calcularán son provisionales hasta que las dimensiones del núcleo queden determinadas en forma definitiva.

Volumen prismático V de la columna: 0.0345756 [m^3] (ecuación 2.14).

$$V = \frac{P}{4.44mB_{max}fHk_0} = \frac{1000000}{4.44 \times 3 \times 1.7 \times 60 \times 32500 \times 0.655}$$

Diámetro de la circunferencia circunscrita al núcleo: 0.28 [m] (figura 2.5).

Longitud de la columna: 0.4410153 [m] (ecuación 2.15).

$$L = \frac{V}{D^2} = \frac{0.0345756}{(0.28)^2}$$

Proporciones del núcleo (tabla 2.4):

$$\frac{L}{D} = \frac{0.4410153}{0.28} = 1.5750546$$

Debido a que este valor queda por debajo del recomendado en la tabla 2.4 entonces se ajustarán los valores de longitud y diámetro de forma que se aproximen a estos valores. Aumentando la longitud en un 75% (valor propuesto en forma arbitraria) y conservando constante el volumen prismático de la columna se obtiene que:

$$L = 0.7717767 [m].$$

Por lo tanto el diámetro será:

$$D = 0.2116601 [m] \text{ (ecuación 2.15).}$$

$$\frac{L}{D} = 3.64$$

$$a = 2.6D = 2.6 \times 0.2116601$$

$$a = 0.55031626 [m]$$

$$\frac{L}{a} = 1.402423944$$

$$g = 1.5D = 1.5 \times 0.2116601$$

$$g = 0.3174901 [m]$$

Los valores obtenidos para L , D , a y g son definitivos debido a que cumplen con las proporciones recomendadas en la tabla 2.4.

Dimensiones de los escalones (tabla 2.1):

Primer escalón: Largo: $0.95D = 0.2010771$ [m].

Ancho: $0.32D = 0.0677312$ [m].

Segundo escalón: Largo: $0.85D = 0.179911$ [m].

Ancho: $0.53D = 0.1121798$ [m].

Tercer escalón: Largo: $0.71D = 0.1502786$ [m].

Ancho: $0.70D = 0.148162$ [m].

Cuarto escalón: Largo: $0.56D = 0.1185296$ [m].

Ancho: $0.82D = 0.1735612$ [m].

Quinto escalón: Largo: $0.42D = 0.0888972$ [m].

Ancho: $0.90D = 0.190494$ [m].

Area A de la sección transversal: 0.0297919 [m^2] (ecuación 2.7).

$$A = k_0 D^2 = 0.655(0.2116601)^2$$

Las dimensiones calculadas del núcleo se muestran en la figura 9.1:

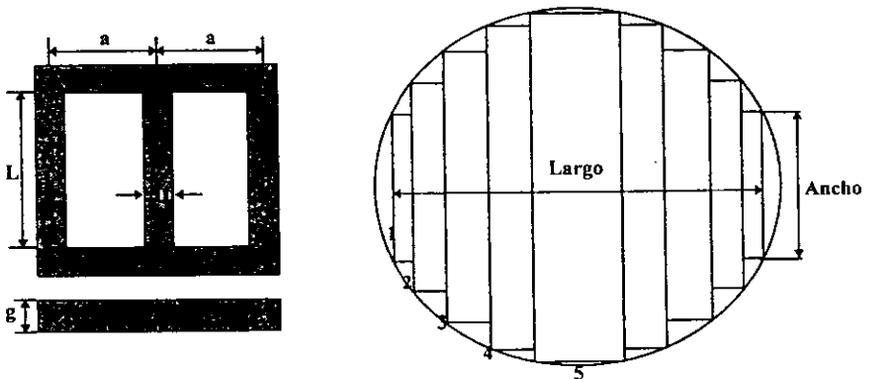


Figura 9.1 Dimensiones de un núcleo tipo columna y sección transversal de una columna.

El largo y el ancho para todos los escalones se mide en el mismo sentido: vertical para el ancho y horizontal para el largo.

9.3 Cálculo de los devanados y distancias aislantes.

Número de vueltas de los devanados primarios: 1705 vueltas para cada devanado

(ecuación 3.1)

$$N_1 = \frac{23000}{4.44 \times 0.0297919 \times 1.7 \times 60}$$

Para el cálculo del número de vueltas se utilizó la tensión de línea debido a que la ecuación 3.1 se basa en la teoría del transformador monofásico, el cual es modelado utilizando los valores de las tensiones aplicadas en los extremos de los devanados.

Número de vueltas de los devanados secundarios: 10 vueltas, para cada devanado

(ecuación 3.2)

$$N_2 = 1705 \frac{127}{23000}$$

En seguida se verifica que los resultados obtenidos para el número de espiras de los devanados satisfagan las magnitudes de las tensiones de entrada y salida, es decir, que si se tienen 23000 volts aplicados a las fases del lado primario, se obtengan 127 volts en las fases del lado secundario. Dividiendo el número de vueltas del primario y del secundario y multiplicando el resultado por la tensión del lado del secundario se obtiene:

$$v_1 = \frac{1705}{10} 127 = 21653.5 \text{ [volts]}$$

Se puede observar que la relación de transformación obtenida no satisface los requerimientos de transformación, por lo que aumentando el número de espiras del

devanado primario se obtendrá una relación de transformación más exacta.

Tomando el número de vueltas del lado primario como 1811, valor obtenido por prueba y error, y conservando en 10 el del lado secundario entonces se obtiene que:

$$v_2 = \frac{10}{1811} 23000 = 127.0016565 \text{ [volts]}$$

De este resultado se observa que los valores óptimos para la relación de transformación son:

$$N_1 = 1811 \text{ [vueltas]}$$

$$N_2 = 10 \text{ [vueltas]}$$

Voltaje por espira: 12.70016565 [V/espira].

$$VPE = \frac{23000}{1811}$$

Tensión entre derivaciones: 517.5 [V].

$$TED = 23000 \times 0.0225$$

Tensión de las derivaciones entre fases:

- Primera: 24035 [V]
- Segunda: 23517.5 [V]
- Tercera: 22482.5 [V]
- Cuarta: 21965 [V]

Número de espiras para la primera derivación: 82 [espiras]

$$81.49500003 = \frac{24035 - 23000}{12.70016565}$$

Total de espiras para la primera derivación: 1893 [espiras]

$$1893 = 1811 + 82$$

Número de espiras para la segunda derivación: 41 [espiras]

$$41 = \frac{82}{2}$$

Total de espiras para la segunda derivación: 1852 [espiras]

$$1852 = 1811 + 41$$

Debido a que las diferencias de tensiones, en valor absoluto, de la primera derivación con respecto a la tensión nominal es igual a la de la cuarta derivación con respecto a la tensión nominal son iguales; lo mismo para la segunda y tercera derivaciones, entonces los valores correspondientes al número de espiras son 41 y 82 para las derivaciones tercera y cuarta respectivamente.

Total de espiras para la tercera derivación: 1770 [espiras]

$$1770 = 1811 - 41$$

Total de espiras para la cuarta derivación: 1729 [espiras]

$$1729 = 1811 - 82$$

Corriente de los devanados primarios: 14.49275362 [A] (ecuación 3.3)

$$i_1 = \frac{1000000}{3 \times 23000}$$

Corriente de los devanados secundarios: 2624.637681 [A] (ecuación 3.4)

$$i_2 = \frac{1811}{10} 14.49275362$$

Densidad de corriente (valor medio): 2.65 [A/mm²] (tabla 3.1)

Area de sección transversal del conductor de los devanados primarios: 5.4689 [mm²]

(ecuación 3.5)

$$A_{c1} = \frac{14.49275362}{2.65}$$

Debido a que este valor de área de sección transversal no corresponde a ningún conductor existente en el mercado se elegirá el conductor inmediato de calibre superior.

Se usará como conductor de los devanados primarios alambre magneto de cobre de calibre 9 AWG con un área de sección transversal de 6.63 [mm²] y un diámetro de 2.906 [mm]. El conductor fue seleccionado de una tabla de características de alambre magneto de cobre.

Área de sección transversal de los conductores de los devanados secundarios:

990.4293136 [mm²] (ecuación 3.6)

$$A_{c2} = \frac{2624.637681}{2.65}$$

Debido a que no existe en el mercado algún alambre magneto con una área de sección transversal igual a la calculada entonces se utilizará solera rectangular de cobre de 12.70 [mm] de ancho y 6.35 [mm] de espesor, con un área de sección transversal de 80.645 [mm²], necesitándose un total de 13 soleras por devanado (1048.385 [mm²]).

Espesor del aislamiento para los conductores de las espiras normales de los devanados del lado primario: 0.43 [mm] (figura 3.1).

Espesor del aislamiento para los conductores de las espiras normales de los devanados del lado secundario: 0.30 [mm].

Aislamiento para los conductores de las espiras normales del lado primario: esmalte, por lo tanto el espesor definitivo del aislamiento para estos devanados será de 0.5 [mm] debido a que no se puede obtener un espesor de 0.43 [mm] (tabla 3.2).

Aislamiento para los conductores de las espiras normales del lado secundario: doble capa de algodón; este tipo de aislamiento permite obtener el espesor deseado de 0.3 [mm] en forma directa.

Número de espiras normales de los devanados de alta tensión: 1837 [espiras]

$$1836.21 = 1893 \times 0.97$$

Número de espiras de choque de los devanados de alta tensión: 56 [espiras]

$$56 = 1893 - 1837$$

Número de espiras de choque para cada entrada de alimentación (cuatro derivaciones y una de tensión nominal): 11

$$11.2 = \frac{56}{5}$$

Debido a que se tienen cinco entradas entonces se tiene un total de 55 espiras de choque (11 por cada entrada de alimentación), las cuales sumadas a las 1837 normales dan un total de 1892 espiras. Como el transformador necesita un total de 1893 espiras entonces se agregará la espira faltante a la entrada a la primera derivación.

Número de espiras de choque de la primera derivación: 12 [espiras]

Número de espiras de choque de la segunda derivación: 11 [espiras]

Número de espiras de choque de la tercera derivación: 11 [espiras]

Número de espiras de choque de la cuarta derivación: 11 [espiras]

Número de espiras de choque de la entrada de tensión nominal: 11 [espiras]

Espesor del aislamiento para las espiras de choque: 0.575 [mm] (tabla 3.3).

$$0.575 = 0.5 \times 20/23$$

Debido que este valor no se puede obtener directamente con los aislantes de la tabla 3.2 entonces se utilizará un aislamiento de 0.6 [mm] de espesor lo que permitirá utilizar una doble aplicación de una doble capa de algodón (tabla 3.2).

De acuerdo a lo expuesto en el capítulo 3, la construcción de los devanados secundarios será tipo helicoidal, mientras que la de los devanados de alta tensión será de bobinas de tipo anular, debido a que permiten la existencia de canales de refrigeración.

La disposición de los devanados será de forma anular-cilíndrica puesto que esta es la que se utiliza para aquellos transformadores cuyas tensiones de entrada y salida difieren enormemente.

La distancia que deberán tener de separación entre sí los anillos que constituyen el devanado de alta tensión será de 5 [mm] de forma que permita la circulación del aceite por los canales de ventilación. Los separadores serán barras de bakelita de sección transversal cuadrada de 5 [mm] por lado (sección 3.1.2.3., figura 3.2).

Debido a la disposición adoptada, anular (alta tensión) - cilíndrica (baja tensión), se tienen una disposición concéntrica entre los devanados de alta y baja tensión, ya que las espiras de bajo voltaje quedan envueltas por las de alto voltaje.

Las distancias mínimas aislantes serán (sección 3.1.2.4., tabla 3.4):

Distancia entre la columna y el devanado de baja tensión: 13.11 [mm]

$$13.11 = 11.4 \times 23 / 20$$

Distancia entre el devanado de baja y alta tensión: 13.11 [mm]

$$13.11 = 11.4 \times 23 / 20$$

Estas distancias se consideraron tomando como tensión de línea 20 [kV], y aplicando una regla de tres simple para determinar las distancias para 23 [kV].

La disposición de tubo aislante con sombrerete permite reducir en unos milímetros la separación entre devanados, además de proporcionar un mejor aislamiento.

Los tubos aislantes serán de papel bakelizado (sección 3.1.2.4., tabla 3.5) con un espesor de:

Espesor del tubo entre el devanado de baja tensión y el núcleo: 3.91 [mm]

$$3.91 = 23 \times 3.4 / 20$$

Espesor del tubo entre los devanados de baja y alta tensión: 3.91 [mm]

$$3.91 = 23 \times 3.4 / 20$$

La distancia que se deberá observar entre los devanados y el yugo (sección 3.1.2.4., tabla 3.6) será:

Distancia entre el devanado de baja tensión y el yugo: 23.34 [mm]

$$23.34 = 23 \times 40.6 / 40$$

Distancia entre el devanado de alta tensión y el yugo: 23.34 [mm]

$$23.34 = 23 \times 40.6 / 40$$

La distancia de separación entre los anillos de los devanados de alta tensión (sección 3.1.2.4., tabla 3.7) será:

Distancia entre los devanados de alta tensión: 21.27 [mm]

$$21.27 = 18.5 \times 23 / 20$$

La distancia de separación mínima entre las bobinas y el tanque (sección 3.1.2.5., figura 3.7) será:

Distancia entre el devanado de alta tensión y el tanque: 60 [mm]

En este caso se ha especificado la distancia entre el tanque y el devanado de alta tensión debido a que los anillos que lo constituyen envuelven al devanado de baja tensión, por lo cual son los más cercanos al tanque y la distancia aislante debe ser basada en estos devanados.

Las distancias mínimas aislantes entre las partes vivas de las boquillas y el tanque (sección 3.1.2.6., figura 3.9) serán:

Distancia entre partes vivas de las boquillas: 275 [mm]

Distancia entre partes vivas de las boquillas y el tanque: 320 [mm]

Dimensiones del devanado secundario:

Ancho de la solera incluyendo aislamiento: 13.3 [mm]

$$13.3 = 12.7 + 0.3 \times 2$$

Espesor de la solera incluyendo aislamiento: 6.95 [mm]

$$6.95 = 6.35 + 0.3 \times 2$$

Altura del devanado secundario: 172.9 [mm]

$$172.9 = 13.3 \times 13$$

Ancho del devanado secundario: 69.5 [mm]

$$69.5 = 6.95 \times 10$$

Dimensiones del devanado primario:

Diámetro del alambre incluyendo aislamiento para las espiras normales:

3.906 [mm]

$$3.906 = 2.906 + 0.5 \times 2$$

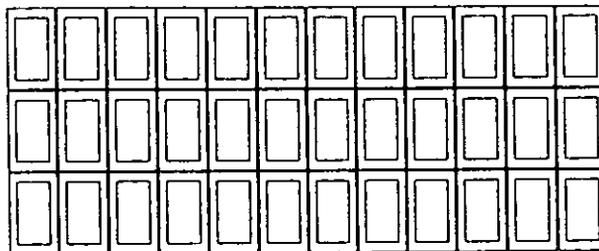
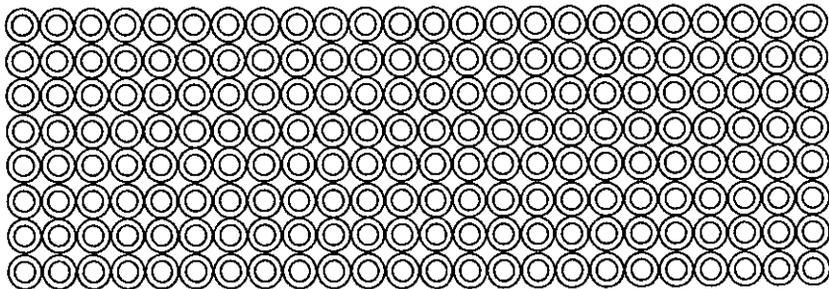
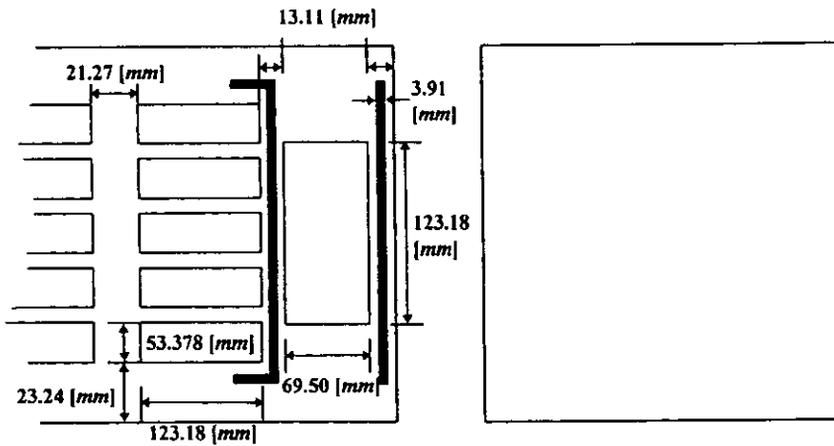


Figura 9.2 Dimensiones de los devanados, distancias mínimas aislantes y aspecto de los devanados de alta y baja tensión.

Diámetro del alambre incluyendo aislamiento para las espiras de choque:

$$4.106 \text{ [mm]}$$

$$4.106 = 2.906 + 0.6 \times 2$$

Se utilizarán 5 anillos para construir cada uno de los devanados primarios, por lo tanto se utilizarán 4 separadores de bakelita de 5 [mm] de espesor.

Altura disponible para los devanados primarios: 705.2967 [mm]

$$705.2967 = 771.7767 - 23.24 \times 2 - 5 \times 4$$

Altura máxima de cada anillo: 141.05934 [mm]

$$141.05934 = 705.2967 / 5$$

Ancho de la ventana del núcleo: 338.65616 [mm]

$$338.65616 = 550.31626 - 211.6601$$

Espacio disponible en la ventana por distancias aislantes: 264.94616 [mm]

$$264.94616 = 338.65616 - 21.27 - 13.11 \times 4$$

Para el cálculo de este espacio se restaron al ancho de la ventana del núcleo los espacios debidos a las distancias aislantes entre devanados de alta tensión y los espacios de las dos mitades de devanado que ocupan una ventana.

Diámetro máximo de los anillos de los devanados primarios: 125.9461 [mm]

$$125.9461 = 264.94616 - 69.5 \times 2$$

Para el cálculo del diámetro máximo de los anillos se restó al valor obtenido como espacio disponible por distancias aislantes el espacio que ocupan los dos devanados secundarios en la misma ventana.

Número de espiras a lo ancho de cada anillo: 30 [*espiras*]

$$30.67367267 = 125.9461 / 4.106$$

Para este cálculo se supuso que todas las espiras son de choque, ya que éstas son las de mayor diámetro y en algunos anillos irán mezcladas espiras normales con espiras de choque.

Número de espiras a lo alto de cada anillo: 34 [*espiras*]

$$34.35444228 = 141.05934 / 4.106$$

Total de espiras por anillo: 1020 [*espiras*]

$$1020 = 34 \times 30$$

Total de espiras en los cinco anillos: 5100 [*espiras*].

$$5100 = 1020 \times 5$$

De este resultado se observa que las dimensiones adoptadas para los anillos son suficientes para alojar las 1893 espiras del devanado primario ya que entre los cinco pueden contener hasta 5100.

Número de espiras a lo alto de cada anillo: 13 [*espiras*] (valor adoptado)

Altura de cada anillo: 53.378 [*mm*]

$$53.378 = 13 \times 4.106$$

Número de espiras a lo ancho de cada anillo: 30 [*espiras*] (valor adoptado)

Ancho de cada anillo: 123.18 [*mm*]

$$123.18 = 30 \times 4.106$$

9.4. Cálculo del tanque y selección de elementos adicionales.

Primero se procederá a calcular las dimensiones del conjunto activo (núcleo, y devanados básicamente) para poder determinar las dimensiones del tanque.

Altura del conjunto activo: 1.1739309 [m].

$$0.7717767 + 2(0.2010771) = 1.1739309$$

Ancho del conjunto activo: 0.6549923 [m]

$$0.6549923 = 2x(0.2116601 / 2 + 2x0.01311 + 0.0695 + 0.1259461)$$

Largo del conjunto activo: 1.75562482 [m]

$$1.75562482 = 2x0.55031626 + 0.6549923$$

Una vez que se han determinado las dimensiones del conjunto activo se obtienen las dimensiones internas del tanque.

Longitud interna del tanque: 1.87562482 [m]

$$1.87562482 = 1.75562482 + 2x0.060$$

Ancho interno del tanque: 0.7749923 [m]

$$0.7749923 = 0.6549923 + 2x0.060$$

Altura interior del tanque: 1.53287425 [m]

$$1.53287425 = 1.1739309 + 0.050 + 0.060 + 0.24894335$$

Para la obtención de esta dimensión se tomó un alto de 50 [mm] para el zócalo de apoyo, que es un tamaño adecuado para este elemento; para la distancia desde el núcleo a las espiras de choque se tomó el valor de la distancia desde los devanados al tanque; por otro lado como longitud inferior desde un borne conmutador se tomó una distancia de 248.94 [mm], que es la distancia existente entre los bornes del cambiador de derivaciones y

el yugo del núcleo.

De acuerdo a lo expuesto en el punto 9.3, los materiales aislantes a utilizar en los devanados del transformador es algodón, aplicado en distintas capas, según el tipo de devanado y el tipo de espira. El algodón, de acuerdo a la tabla 4.1 es un material de aislamiento clase A, con una temperatura de operación de hasta 105°C .

Debido a que este transformador tiene su mayor aplicación para servicio interior, sus boquillas serán para uso interno de tipo simple o macizas, fabricadas en bakelita.

Las boquillas de bakelita son utilizadas en aquellos transformadores cuyas tensiones de línea a la entrada son de hasta 30 [kV].

El cambiador de derivaciones será del tipo sin carga, con tomas conectadas bajo aceite mediante un conmutador maniobrado desde el exterior.

9.5 Cálculo del sistema de enfriamiento.

Para calcular el sistema de enfriamiento del transformador se procede primero a calcular las pérdidas combinadas en la chapa, es decir, las pérdidas en el núcleo. también llamadas pérdidas específicas en el hierro.

De acuerdo a lo expuesto en la sección 6.2.1.1.3. las láminas para transformadores actualmente se fabrican de 0.35 [mm] por lo tanto este será el espesor utilizado para el material que constituye al núcleo.

El material seleccionado para el núcleo será la chapa de Unisil 46 debido a que al ser sometidas ambas a la misma inducción la chapa de Unisil 46 tiene unas pérdidas totales de 1 [W/kg], mientras que la chapa de Unisil 62 tiene pérdidas totales mayores: 1.36 [W/kg].

A la inducción determinada de 1.7 [T], en la sección 9.1 se tiene que:

Pérdidas específicas en el hierro: 1.48 [W/kg] (figura 6.3)

Peso específico de la chapa: 7.65 [kg/dm³]

Espesor de la chapa: 0.35 [mm]

Frecuencia: 50 [Hz]

Factor de corrección de las pérdidas en el núcleo para 60 [Hz]: 1.5 (figura 6.4)

Pérdidas específicas en el hierro para 60 [Hz]: 2.22 [W/kg]

$$2.22 = 1.50 \times 1.48$$

Para conocer las pérdidas en el núcleo se procede a calcular su volumen, para lo cual se considerará que las columnas son de forma circular, en vez de forma escalonada con el propósito de simplificar los cálculos.

Volumen de una columna: 0.02715560847 [m³]

$$0.02715560847 = 0.7717767\pi \times (0.2116601 / 2)^2$$

Volumen de un yugo: 0.02821951253 [m³]

$$0.02821951253 = 0.0677312 \times 0.317490 \times (2 \times 0.55031626 + 0.2116601)$$

Volumen total del núcleo: 0.1379058505 [m³]

$$0.1379058505 = 0.02821951253 \times 2 + 0.02715560847 \times 3$$

Una vez que ya se calculó el volumen del núcleo se procede a calcular su peso:

Peso del núcleo: 1054.979756 [kg]

$$1054.979756 = 0.1379058505 \times 7.65 \times 1000$$

El número 1000 que aparece en el miembro derecho de la ecuación corresponde a un factor de conversión de decímetros cúbicos a metros cúbicos.

Finalmente se pueden obtener las pérdidas en el hierro, para el núcleo del transformador.

Pérdidas en el hierro a 60 [Hz]: 2342.055058 [W]

$$2342.055058 = 1054.979756 \times 2.22$$

Una vez que se han determinado las pérdidas en el núcleo se procede a determinar las pérdidas por disipación de energía en forma de calor o efecto Joule, y las pérdidas por el flujo de dispersión en los devanados.

Cantidad de cobre necesaria para un devanado de alta tensión: 675.4836582 [kg]

Para la obtención de esta cantidad se consideró a cada uno de los cinco anillos como un cilindro macizo hecho de cobre, para obtener el volumen del cobre necesario. Este valor será mayor que el real debido a que los anillos no son macizos, existen espacios entre los conductores (sin considerar el aislante), sin embargo se puede utilizar esta aproximación para conocer la cantidad de cobre necesario y por consiguiente las pérdidas por efecto Joule que pueden esperarse.

Como el anillo es hueco para obtener el volumen se hará en dos pasos: el primero consistirá en obtener el volumen del anillo como si este fuera un cilindro, es decir, como si no estuviera hueco; el segundo paso será la obtención del volumen de la parte interior o del "hueco" y la diferencia de estos dos volúmenes será el volumen del anillo.

El anillo tiene por ancho: 87.18 [mm]

$$87.18 = 2.906 \times 30$$

La altura del anillo es: 37.778 [mm]

$$37.778 = 2.906 \times 13$$

El diámetro interno o correspondiente a la parte “hueca” es: 201.55005 [mm]

$$201.55005 = 211.6601 / 2 + 13.11 \times 2 + 69.5$$

El diámetro del cilindro macizo es: 288.73005 [mm]

$$288.73005 = 201.55005 + 87.18$$

El volumen del cilindro macizo es: 9894020.528 [mm³]

$$9894020.528 = \pi \times 288.73005^2 \times 37.778$$

El volumen del cilindro “hueco” es: 4821216.062 [mm³]

$$4821216.062 = \pi \times 201.55005^2 \times 37.778$$

El volumen del anillo es: 5042804.466 [mm³]

$$5042804.466 = 9894020.528 - 4821216.062$$

Para la obtención del volumen total por devanado se considerará que los cinco anillos tienen el mismo volumen, aunque ya se sabe que uno de ellos es de menor volumen, debido a que el error introducido por las 57 espiras adicionales que se están considerando es pequeño.

Volumen total de los 5 anillos: 25214022.33 [mm³]

$$25214022.33 = 5042804.466 \times 5$$

Volumen total para las tres fases: 75642066.99 [mm³]

$$75642066.99 = 25214022.33 \times 3$$

Peso total del cobre: 675.4836582 [kg]

$$675.4836582 = (75642066.99 / 1000^3) \times (8.93 \times 1000)$$

Pérdidas por efecto Joule para los devanados de alta tensión: 11574.34493 [W]
(ecuación 6.14)

$$11574.34493 = 675.4836582 \times 2.44 \times 2.65^2$$

Para el cálculo de los devanados de baja tensión se siguen un procedimiento análogo al que se desarrolló para los devanados de alta tensión, por lo cual no se consignarán más que los resultados.

Cantidad de cobre necesaria para un devanado de baja tensión: 61.36713665 [kg]

Cantidad de cobre necesaria para los tres devanados de baja tensión: 184.10141 [kg]

Pérdidas por efecto Joule para los devanados de baja tensión: 3154.55925 [W]

Pérdidas totales por efecto Joule: 14728.90418 [W]

$$14728.90418 = 3154.55925 + 11574.34493$$

Pérdidas por flujo de dispersión: 1767.468502 [W] (sección 6.2.1.2.2.)

$$1767.468502 = 14728.90418 \times 0.12$$

Una vez que se han determinado las pérdidas en el transformador se procede a calcular el área de contacto del tanque. Este cálculo es muy importante debido a que sus resultados se utilizan para la determinación de los valores del sistema de refrigeración:

Área de contacto del tanque: 8.126492736 [m²] (ecuación 6.18)

$$8.126492736 = 2 \times 1.53287425 (0.7751121 + 1.87562482)$$

Con los datos anteriores se puede calcular el sistema de refrigeración del transformador, que en este caso será de tanque con tubos.

Número de filas de tubos: 5 (sección 6.4.2.3.)

Este valor se seleccionó debido a que se pretende darle al transformador la

mayor ventilación posible.

Coefficiente de disipación de las 5 filas de tubos: $340 [W/m^2]$ (sección 6.4.2.3.)

Espesor de los tubos: $1 [mm]$ (figura 6.8)

Diámetro de los tubos: $35 [mm]$ (figura 6.8)

Separación de los tubos hacia el exterior: $60 [mm]$ (figura 6.8)

Separación de los tubos a lo largo del tanque: $55 [mm]$ (figura 6.8)

Coefficiente de ventilación o refrigeración de los tubos: $38 [W/m]$ (figura 6.9)

Longitud de los tubos: $1.34892934 [m]$

$$1.34892934 = 0.88 \times 1.53287425$$

Número de tubos: 481

$$481.9521673 = ((0.7751121 + 1.87562482) / 0.055) \times 2 \times 5$$

Potencia disipada por el tanque: $2763.00753 [W]$

$$2763.00753 = 340 \times 8.126492736$$

Potencia disipada por los tubos: $16075.42021 [W]$

$$16075.42021 = 14728.90418 + 2342.055058 + 1767.468502 - 2763.00753$$

Longitud total de los tubos: $648.8350125 [m]$

$$648.8350125 = 481 \times 1.34892934$$

Potencia a disipar por metro de tubo: $24.77582113 [W]$

$$24.77582113 = 16075.42021 / 648.8350125$$

Coefficiente de refrigeración: $32 [W/m]$

10. Conclusiones.

El proceso de diseño de un transformador de potencia tiene dos bases principales:

a) la teórica. La teoría es la que permite conocer el principio de funcionamiento de un transformador, describiendo las leyes de la física que rigen su comportamiento, por ejemplo la ley de Faraday que describe a la tensión inducida en los devanados del transformador y la ley de Lenz que indica que el sentido de la tensión inducida es opuesto a la causa que la produce, es decir el flujo; proporciona las herramientas matemáticas que permiten el análisis y el diseño de transformadores o circuitos en donde éstos intervienen, por ejemplo el modelado del circuito equivalente del transformador permite la obtención de otros modelos de circuitos equivalentes simplificados los cuales se utilizan para determinar, mediante ciertas pruebas de laboratorio los valores de la resistencia de los devanados, la reactancia de dispersión, la resistencia por corrientes provocadas por la magnetización del núcleo y corrientes parásitas, y la reactancia de magnetización, a partir de los valores obtenidos por pruebas de las pérdidas eléctricas y las pérdidas magnéticas.

b) la experiencia del diseñador. Muchas de las tablas, gráficas e incluso modelos matemáticos utilizados para el diseño de un transformador son producto de la experiencia que el diseñador ha ido acumulando a lo largo del tiempo. Algunas de las gráficas, por ejemplo la del ciclo de histéresis del material ferromagnético, no tienen un modelo matemático que las describa, estas deben ser obtenidas mediante pruebas al material. Los valores que describen las proporciones que debe guardar el núcleo son aquellos que han producido unidades con las mejores resultados tanto desde el punto de vista técnico como

económico. Los materiales magnéticos se han ido mejorando hasta producir unos con reducida área de histéresis para disminuir las pérdidas en el transformador, estos resultados se han obtenido gracias a la experimentación.

El diseño de transformadores es una conjunción tanto de conocimientos tanto teóricos como de experiencia. En algunos casos los resultados obtenidos mediante las expresiones teóricas no darán el mejor resultado para el diseño, pero sí proporcionarán un resultado muy aproximado que permitirá encontrar el valor que mejor satisfaga los requerimientos de diseño.

En algunas ocasiones se llegarán a los valores correctos mediante prueba y error, ya sea porque los valores encontrados están por encima de los recomendados o se encuentran por debajo de los mismos.

Aunque la metodología de diseño fue generalizada a lo largo de este trabajo, no debe perderse de vista que siempre existirán ciertas diferencias en el cálculo de algunas partes específicas como el núcleo, ya que uno de tipo acorazado es completamente distinto a uno de tipo columna debido a las diferentes aplicaciones que se les da gracias a sus características específicas. El diseño de las bobinas también dependerá de los parámetros de funcionamiento del transformador y del uso que se le va a dar. El tanque deberá calcularse en función de los tamaños del núcleo, de las bobinas y de las distancias aislantes que sean requeridas entre las partes vivas y las partes metálicas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ras Oliva, Enrique.
Transformadores de potencia, de medida y de protección.
Ediciones Técnicas Marcombo.
Barcelona, España.
Tercera edición, 1975.
2. Gibbs, Jesse Berthold.
Transformer principles and practice.
Westinghouse McGraw-Hill Engineering books for industry.
Segunda edición, 1950.
3. Lawrence, Ralph R.
Alternating-current machinery.
McGraw-Hill.
Estados Unidos.
Cuarta edición, 1953.
4. Raúll Martín, José.
Diseño de subestaciones eléctricas.
McGraw-Hill.
México.
Primera edición, 1992.
5. Enriquez Harper, Gilberto.
Curso de transformadores y motores trifásicos de inducción.
Limusa.
México.
Segunda edición, 1979.
6. Luca M., C.
Máquinas eléctricas (tercera parte).
Representaciones y Servicios de Ingeniería.
México.
Segunda reimpresión, 1988.
7. Massachusetts Institute of Technology, department of electrical engineering.
Magnetic circuits and transformers.
John Wiley & Sons, Inc.
Nueva York, Estados Unidos.
Sexta impresión, 1949.

8. Kosow, Irving L.
Máquinas eléctricas y transformadores.
Prentice-Hall.
México.
Segunda edición, 1993.
9. Gourishankar, Vembu.
Conversión de energía electromecánica.
Alfaomega.
México.
Primera edición, 1990.
10. Serway, Raymond A.
Física.
Interamericana.
México.
Primera edición, 1985.
11. Jaramillo Morales, Gabriel A. y Alvarado Castellanos, Alfonso A.
Electricidad y Magnetismo.
Trillas.
México.
Segunda edición, 1990.
12. Weidner, Richard T. y Sells, Robert L.
Elementos de Física Clásica (libro 2).
Publicaciones Cultural.
México.
Primera edición, 1981.
13. Flanagan, William M.
Handbook of transformer, design & applications.
McGraw-Hill.
Estados Unidos.
Segunda edición, 1986.
14. Kuhlmann, John H.
Diseño de aparatos eléctricos.
Continental.
México.
Sexta impresión, 1977.

15. Rébora, Gino.
La construcción de máquinas eléctricas.
Heopli.
Barcelona.
Primera edición, 1969.
16. Corrales Martín, Juan.
Cálculo industrial de máquinas eléctricas, tomo I.
Marcombo.
Barcelona.
Primera edición, 1973.
17. Corrales Martín, Juan.
Cálculo industrial de máquinas eléctricas, tomo II.
Marcombo.
Barcelona.
Primera edición, 1973.
18. Enriquez Harper, Gilberto.
El ABC de las máquinas eléctricas, I. Transformadores.
Noriega-Limusa.
México.
Quinta reimpresión, 1994.
19. Pérez Amador Barrón, Victor.
Generadores, motores y transformadores eléctricos.
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
México, 1994.
Primera edición.
20. Burden, Richard L. y Douglas Faires, J.
Análisis Numérico.
Grupo Editorial Iberoamérica.
México.
Primera edición, 1985.