

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y
MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS:

**“LA GRADIENTE DE TEMPERATURA Y SU RELACIÓN CON LAS
CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL TRANSFORMADOR DE
DISTRIBUCIÓN”**

PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

ELABORADO POR:

BR. MIGUEL QUISPE QUISPE

BR. RODOLFO CABRERA SEGUNDO.

ASESOR:

MGT. EDGAR ZACARÍAS ALARCÓN VALDIVIA.

“TESIS FINANCIADA POR LA UNSAAC”

CUSCO – PERÚ

2018

DEDICATORIA

A nuestros padres:

Por sus consejos y palabras de aliento nos han ayudado a crecer como personas y a luchar por lo que queremos, gracias por enseñarnos valores que nos han llevado a alcanzar una meta. Los queremos mucho.

A nuestros hermanos:

Por su apoyo, cariño y por estar en los momentos más importantes de nuestra vida. Este logro también es de ustedes.

A nuestros docentes:

Por el tiempo dedicado, comprensión y paciencia en nuestra formación y en la elaboración de esta tesis.

A nuestras esposas hijos e hija:

Por el apoyo, comprensión y confianza que nos han dado en momentos difíciles. Gracias por su amor incondicional.

AGRADECIMIENTO

Primeramente, agradecemos a Dios, por habernos permitido llegar hasta este punto y habernos dado salud para lograr nuestros objetivos, además de su infinita bondad y amor.

Gracias a cada maestro de la UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO, por permitirnos tener tan buenas experiencias, por formarnos y convertirnos en profesionales, con su apoyo incondicional en este proceso integral de formación, que dejamos como producto terminado este grupo de graduados y como recuerdo y prueba viene la historia de esta tesis, que perdurara dentro de los conocimientos y desarrollo de las demás generaciones que están por llegar.

Agradecemos especialmente a nuestros maestros de la Escuela Profesional de INGENIERÍA ELÉCTRICA, por mostrarnos el camino de ciencia y la tecnología y apoyarnos en cada decisión, en cada nuevo proyecto y por permitirnos cumplir con excelencia en el desarrollo de esta tesis y también dar gracias a la vida porque cada día, nos demuestra lo hermosa que es y lo justa que puede llegar a ser.

Finalmente agradecemos a los que lean este modesto aporte, y quizás encuentren virtudes y defectos como en todo trabajo perfectible y comprendan que nuestro norte fue siempre plasmar nuestras experiencias investigaciones y conocimientos por el desarrollo de la ingeniería.

INTRODUCCIÓN

La presente tesis está referida al tema de “La gradiente de la temperatura y su relación con las características operativas del transformador de distribución”, en la misma se analiza mediante el enfoque de sistemas, las causas y los efectos ocasionados, por las pérdidas en el núcleo y en el cobre del transformador y que se relacionan directamente con la gradiente de temperatura.

Las características principales de la *transferencia de calor* en un transformador en operación con carga variable está definida por dos tipos de perdidas fundamentales, las perdidas en el núcleo y las perdidas en el cobre, que ocasionan el calentamiento en la estructura del transformador, si este calentamiento se distribuye en función de las distancias o dimensiones del transformador se le denomina *gradiente de temperatura*; es decir, el incremento de temperatura en los componentes del transformador y en los aislantes especialmente, influyen directamente en la operación, en la capacidad de carga y en el tiempo de vida útil del transformador.

Si se conocen las pérdidas pasivas y activas del transformador, consecuentemente la transferencia de calor y la distribución de la gradiente de temperatura en la estructura del transformador, es posible identificar y advertir las fallas procesando el mantenimiento preventivo correspondiente que reduzca los gastos en la operación y mantenimiento del transformador.

Para analizar esta problemática fue necesario identificar y analizar las causas, específicamente las pérdidas en el núcleo y en el cobre para diferentes condiciones de diseño, luego se determinaron los niveles de transferencia de calor y los gradientes de temperatura, a partir de estos datos se procedió a determinar la correlación con las características operativas del transformador, especialmente el porcentaje de carga y la eficiencia.

Otro aspecto de análisis importante es la relación que existe entre la gradiente de temperatura y sus efectos en los materiales aislantes que pueden provocar la cristalización y carbonización lenta de los aislamientos del transformador y como consecuencia ocasionar la disminución del tiempo de vida útil del transformador.

Con el objeto de describir mejor el trabajo realizado y los resultados alcanzados en el desarrollo del estudio de “La gradiente de temperatura y su relación con las características operativas del transformador de distribución”, la organización de los capítulos es la siguiente.

El Capítulo 1 tiene el objetivo de conceptualizar y demostrar la relevancia del tema abordado, introducir el propósito, mostrando la organización y la metodología adoptada; también se plantea el problema, la formulación del problema, la justificación del problema, los objetivos, las variables e indicadores y el análisis mediante el enfoque de sistemas de las causas y efectos ocasionadas por las pérdidas en núcleo y en el cobre del transformador y evaluar cómo se relacionan directamente con la gradiente de temperatura.

El Capítulo 2 presenta el Marco teórico y conceptual, donde se revisarán de manera breve los antecedentes y principales componentes estructurales de un transformador de distribución, se desarrolló la teoría de las pérdidas, la transferencia de calor, refrigeración, regulación, rendimiento, denominadas como las características operativas del transformador.

El Capítulo 3 presenta las variables de dimensionamiento, las pérdidas y la correlación con la transferencia de calor, conteniendo el dimensionamiento del núcleo y devanados, cálculo de las pérdidas en el núcleo y en el cobre y el índice de correlación y el coeficiente de determinación entre la densidad de flujo con las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre y el cálculo del calor transferido debido a las pérdidas en él transformador.

El Capítulo 4 presenta el modelo grafico de la gradiente de temperatura y la correlación con él % de Carga y la Eficiencia, incluyendo la relación entre las potencias de diseño, las pérdidas, eficiencia y calor transferido, la transferencia de calor y el modelo grafico de distribución de temperatura, la gradiente de temperatura y el modelo grafico de distribución de temperatura, correlación entre la variación del % de carga y la eficiencia del transformador, correlación entre la variación del % de carga y la gradiente de temperatura, correlación entre la gradiente de temperatura y la eficiencia del transformador y la incidencia del incremento de temperatura en la vida útil del transformador.

RESUMEN

El mantenimiento y la operación de los transformadores consisten en un conjunto de procedimientos que están relacionados con sus circuitos eléctricos, magnéticos, mecánicos y principalmente dieléctrico y en este último la presencia del aceite como elemento aislante y refrigerante que se encarga de intercambiar temperaturas ocasionadas por las pérdidas en el material magnético y los devanados principalmente.

Esta tesis presentada en primer lugar analiza mediante el enfoque de sistemas las **causas** y los **efectos** ocasionadas por las pérdidas en el núcleo y en el cobre del transformador y que se relacionan directamente con la **gradiente de temperatura**; es decir, el incremento de la temperatura en las componentes del transformador en los circuitos dieléctricos especialmente; en segundo lugar se determina la **correlación** que tiene la transferencia de calor con las características operativas del transformador, siendo el objetivo determinar la correlación de la gradiente de temperatura con las características operativas del transformador de distribución.

Se demuestra que existe alta correlación r y positiva entre la gradiente de temperatura y la variabilidad de carga, así como el coeficiente de determinación.

También se diseñó los modelos gráficos de distribución de temperatura para diferentes casos, precisando los valores de la gradiente de temperatura; en el modelo están señalados entre otros la temperatura de los puntos críticos importantes como son: Temperatura del aceite en la parte inferior y superior del tanque, temperatura en el nivel inferior y superior los devanados, temperatura del *punto más caliente* del devanado, temperatura del medio ambiente y temperaturas promedio.

Se diseñó un programa en Matlab para el dimensionamiento del transformador, especialmente para determinar las pérdidas en el núcleo y en el cobre, así como determinar la transferencia de calor y la eficiencia del transformador. El programa utiliza como datos de entrada las “variables de dimensionamiento” y tiene como contenido: 4 tablas de apoyo; 80 ecuaciones de cálculo; manual de características de material magnético con equivalencias de marcas, normas y dimensiones.

ABSTRACT

The maintenance and operation of the transformers consist of a set of procedures that are related to their electrical circuits, magnetic, mechanical and mainly dielectric and between the latter the presence of oil as a cooling element that is responsible for exchanging temperatures caused by losses in the magnetic material and the windings mainly.

This thesis presented first analyzes through the systems approach the causes and effects caused by the losses in the transformer core and copper and that are directly related to the temperature gradient; that is to say, the increase of the temperature in the components of the transformer in the dielectric circuits especially; Secondly, the correlation of the heat transfer with the operating characteristics of the transformer is determined, the objective being to determine the correlation of the temperature gradient with the operating characteristics of the distribution transformer.

It is shown that there is a high correlation and positive between the temperature gradient and the load variability, as well as the coefficient of determination.

The graphic models of temperature distribution were designed for different cases, specifying the values of the temperature gradient; In the model, the temperature of the important critical points are indicated, among others: Temperature of the oil in the lower and upper part of the tank, temperature in the lower and upper level of the windings, temperature of the hottest point of the winding, temperature of the medium Environment and Average temperatures.

An Matlab program was designed for the dimensioning of the transformer, especially to determine the losses in the core and in the copper, as well as to determine the heat transfer and the efficiency of the transformer. The program uses as input data the "sizing variables" and has as its content: 4 support tables; 80 calculation equations; manual of characteristics of magnetic material with equivalences of marks, norms and dimensions.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	
AGRADECIMIENTO	
INTRODUCCIÓN	
RESUMEN	
ABSTRACT	
CAPÍTULO I.....	1
EL PROBLEMA	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y UNA VISIÓN PROSPECTIVA.	1
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA	7
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	9
1.4 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	9
1.5 OBJETIVOS.....	10
1.5.1 OBJETIVO GENERAL.....	10
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	11
1.6 HIPÓTESIS.....	11
1.6.1 HIPÓTESIS GENERAL	11
1.6.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.....	11
1.7 VARIABLES E INDICADORES	11
1.7.1 VARIABLE INDEPENDIENTE:	11
1.7.2 VARIABLE DEPENDIENTE:.....	12
1.7.3 OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	12
1.8 ALCANCE.....	13
1.9 UNIDAD DE ANÁLISIS	13
1.10 TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN	13
1.11 PERIODO DE ANÁLISIS	14
1.12 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	14
1.13 FUENTES DE INFORMACIÓN E INSTRUMENTOS UTILIZADOS.....	15
1.14 POBLACIÓN Y MUESTRA	16
1.16 PROCESAMIENTO DE DATOS	16
1.17 FORMA DE ANÁLISIS DE DATOS	16
1.18 MATRIZ DE CONSISTENCIA.....	16
CAPÍTULO II.....	18
MARCO TEÓRICO	18
2.1 ANTECEDENTES.....	18

2.2 MARCO CONCEPTUAL	24
2.2.1 EL TRANSFORMADOR	24
2.3 PARTES Y PRINCIPIOS TEÓRICOS DEL TRANSFORMADOR	25
2.3.1 LAS PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR.....	37
2.3.2 LOS MATERIALES AISLANTES	55
2.3.3 LA TRANSFERENCIA DE CALOR.....	60
2.3.4 REFRIGERACIÓN DEL TRANSFORMADOR	73
2.3.5 REGULACIÓN DEL TRANSFORMADOR	75
2.3.6 RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR	77
2.3.7 EFICIENCIA ENERGÉTICA	79
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS.....	80
CAPÍTULO III.....	83
LAS VARIABLES DE DIMENSIONAMIENTO, LAS PÉRDIDAS Y LA CORRELACIÓN CON LA TRANSFERENCIA DE CALOR	83
3.1 GENERALIDADES	83
3.2 DIMENSIONAMIENTO DEL NÚCLEO Y DEVANADOS	85
3.2.1 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO (P_n) Y EN EL COBRE (P_{cu})...96	
3.3 CORRELACIÓN ENTRE VARIABLES DE DIMENSIONAMIENTO, PÉRDIDAS Y PRODUCCIÓN DE CALOR	102
3.3.1 ÍNDICE DE CORRELACIÓN “r” Y EL COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN “ r^2 ”; ENTRE LA DENSIDAD DE FLUJO “B” Y LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO “ P_n ” Y LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE “ P_c ”.....	103
3.3.2 CÁLCULO DEL CALOR TRANSFERIDO H DEBIDO A LAS PÉRDIDAS	109
CAPÍTULO IV	113
EL MODELO GRÁFICO DE LA GRADIENTE DE TEMPERATURA Y LA CORRELACIÓN CON EL % DE CARGA Y LA EFICIENCIA	113
4.1 GENERALIDADES	113
4.2 RELACIÓN ENTRE LAS POTENCIAS DE DISEÑO, LAS PÉRDIDAS, EFICIENCIA Y CALOR TRANSFERIDO.....	113
4.3 LA TRANSFERENCIA DE CALOR Y EL MODELO GRÁFICO DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA.....	121
4.3.1 EL MODELO GRÁFICO DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA	121
4.4 LA GRADIENTE DE TEMPERATURA (GT) Y EL MODELO GRÁFICO DE DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA.....	133
4.4.1 PARA EL CASO DE UN TRANSFORMADOR DE 25 kVA.	133
4.4.2 PARA EL CASO DE UN TRANSFORMADOR DE 20 kVA.	140
4.4.3 PARA EL CASO DE UN TRANSFORMADOR DE 10 kVA.	147

4.5 CORRELACIÓN ENTRE LA VARIACIÓN DEL % DE CARGA Y LA EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR DE 25KVA	153
4.5.1 EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN DE PEARSON	155
4.5.2 EL COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN	155
4.5.3 LA ECUACIÓN DE REGRESIÓN	155
4.6 CORRELACIÓN ENTRE LA VARIACIÓN DEL % DE CARGA Y LA GRADIENTE DE TEMPERATURA.....	155
4.6.1 EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN DE PEARSON	157
4.6.2 EL COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN	158
4.6.3 LA ECUACIÓN DE REGRESIÓN.....	158
4.7 CORRELACIÓN ENTRE LA GRADIENTE DE TEMPERATURA Y LA EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR DE 25KVA.....	158
4.7.1 EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN DE PEARSON	159
4.7.2 EL COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN	159
4.7.3 LA ECUACIÓN DE REGRESIÓN	160
4.8 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LOS AISLANTES	160
4.8.1 INCIDENCIA DEL INCREMENTO DE TEMPERATURA EN LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR.	161
4.8.2 SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE.....	168
CONCLUSIONES	171
RECOMENDACIONES.....	173
GLOSARIO DE TÉRMINOS	174
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	176

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N.º 1.1 Operacionalización de variables.....	12
TABLA N.º 2.1 Equivalencia de normas en los materiales magnéticos	28
TABLA N.º 2.2 Propiedades de los materiales magnéticos, con factor de apilamiento de 0.97	29
TABLA N.º 2.3 Clasificación de los materiales aislantes	59
TABLA N.º 2.4 Propiedades térmicas aproximadas de materiales	66
TABLA N.º 2.5 Métodos de refrigeración del transformador.....	68
TABLA N.º 3.1 Transformadores de 55°C.	84
TABLA N.º 3.2 Transformadores de 65°C.	84
TABLA N.º 3.3 Características de temperatura de los tipos de refrigeración	85
TABLA N.º 3.4 Potencias en transformadores de CO-01, CO-05 (ELSE)	86
TABLA N.º 3.5 Potencias normalizadas de transformadores	87
TABLA N.º 3.6 Equivalencias de normas y marcas, 35 mm.....	89
TABLA N.º 3.7 Características de láminas de 0.50 mm de espesor.....	89
TABLA N.º 3.8 Equivalencias de normas y marcas.	90
TABLA N.º 3.9 Valores estimados de densidad de corriente "j"	100
TABLA N.º 3.10 Valores estimados del coeficiente "c"	100
TABLA N.º 3.11 Datos del transformador	103
TABLA N.º 3.12 Cálculo de pérdidas en función de B.....	107
TABLA N.º 3.13 Explicación de resultados obtenidos	108
TABLA N.º 3.14 Calor transferido por las pérdidas del transformador.....	110
TABLA N.º 3.15 Calor transferido h; para b=1.7 teslas	110
TABLA N.º 3.16 Explicación de resultados obtenidos	111
TABLA N.º 4.1-A Relación entre potencia y eficiencia	117

TABLA N.º 4.1-B Relación entre potencia y pérdidas.....	119
TABLA N.º 4.2 Relación entre calor transferido H y potencia aparente de diseño P	119
TABLA N.º 4.3 Temperaturas mensuales 2015.....	131
TABLA N.º 4.4 Fuente de datos Accu Weather.com	131
TABLA N.º 4.5 Temperaturas del transformador de 25 kva.....	133
TABLA N.º 4.6 Datos de cálculo iniciales	134
TABLA N.º 4.7 Resultados de cálculo	135
TABLA N.º 4.8 Transformadores de 55°C.....	139
TABLA N.º 4.9 Temperaturas del transformador de 20 kva.....	140
TABLA N.º 4.10 Datos de cálculo iniciales	141
TABLA N.º 4.11 Resultados de cálculo	142
TABLA N.º 4.12 Transformadores de 55°C.....	146
TABLA N.º 4.13 Temperaturas del transformador de 10 kva.....	147
TABLA N.º 4.14 Datos de cálculo iniciales	148
TABLA N.º 4.15 Datos del programa de cálculo.....	149
TABLA N.º 4.16 Transformadores de 55°C	153
TABLA N.º 4.17 Correlación entre % de carga y eficiencia	154
TABLA N.º 4.18 Correlación entre % de carga y gradiente de temperatura ..	157
TABLA N.º 4.19 Correlación entre gradiente de temperatura y eficiencia	158

ILUSTRACIONES

Figura N.º 1.1 La gradiente de temperatura y su relación con las características operativas del transformador.....	5
Figura N.º 1.2 Diseño de investigación.....	15
Figura N.º 2.1 Componentes estructurales externas del transformador	25
Figura N.º 2.2 Componentes estructurales internas del transformador	26
Figura N.º 2.3 Láminas de acero al silicio.....	27
Figura N.º 2.4 Áreas transversales del núcleo de 3, 4 y 5 escalones.....	31
Figura N.º 2.5 Devanado del tipo cilíndrico concéntrico	33
Figura N.º 2.6 Devanado tipo disco	34
Figura N.º 2.7 Ciclo de histéresis de un material magnético.	39
Figura N.º 2.8 Material magnético blando.....	40
Figura N.º 2.9 Material magnéticamente duro	40
Figura N.º 2.10 Sección de lámina, con el camino de la corriente parásita ...	46
Figura N.º 2.11 Sección transversal del núcleo magnético mostrando corrientes parásitas.....	47
Figura N.º 2.12 Efecto de las laminaciones en las corrientes parásitas del núcleo.....	49
Figura N.º 2.13 Elemento unitario de lámina para el cálculo de pérdidas por corrientes parásitas.	50
Figura N.º 2.14 Cartón ondulado de acuerdo con la norma IEC 641-1	55
Figura N.º 2.15 Aislamiento de papel diamante de puntos	55
Figura N.º 2.16 Papel pescado con película.....	56
Figura N.º 2.17 Cintas aislantes poliéster, fibra de vidrio, lino, papel.	57
Figura N.º 2.18 Spaguetty de PVC, fibra de vidrio, algodón.	58

Figura N.º 2.19 Signos para la transmisión de calor por conducción	64
Figura N.º 2.20 Distribución de la temperatura y velocidad de un fluido sobre una placa plana en convección forzada	68
Figura 2.21: Pérdidas en el núcleo de transformadores.....	69
Figura 2.22: Distribución de la temperatura y velocidad de un fluido sobre una placa plana en convección forzada.	70
Figura N.º 3.1 Diagrama de carga variable.....	91
Figura N.º 3.2 Diagrama de carga constante.....	91
Figura N.º 3.3 Escalones de la sección transversal del núcleo	92
Figura N.º 3.4 Relación de la densidad de flujo (B) y la Intensidad de campo (H).....	94
Figura N.º 3.5 Relación de la densidad de flujo (B) y la Intensidad de campo (H).....	95
Figura N.º 3.6 Núcleo tipo de columnas (Trifásico)	96
Figura N.º 3.7 Núcleo tipo acorazado (Trifásico)	96
Figura N.º 3.8 Datos de entrada en pantalla para el cálculo de las pérdidas en el transformador	105
Figura N.º 3.9 Resultados en pantalla del dimensionamiento del transformador para diferentes valores de densidad de flujo B.....	106
Figura N.º 3.10 Correlación entre la densidad de flujo y las pérdidas del transformador.....	107
Figura N.º 3.11 Correlación entre la densidad de flujo y el calor transferido H al transformador	111
Figura N.º 4.1 Presentación de pantalla Excel, y valores obtenidos para un transformador de 10KVA y las condiciones indicadas.....	115
Figura N.º 4.2 Relación entre Potencias de diseño y eficiencia del	

transformador	118
Figura N.º 4.3 Relación entre Calor transferido H y Potencia de diseño	120
Figura N.º 4.4 Esquema del transformador 1: BT 2: AT	123
Figura N.º 4.5 Transferencia del calor en el transformador	124
Figura N.º 4.6 Transferencia del calor en el transformador ONAN	125
Figura N.º 4.7 Gradiente de temperatura en el transformador ONAN	129
Figura N.º 4.8 Temperaturas promedio por meses en la ciudad del Cusco...	130
Figura N.º 4.9 Temperatura promedio en la región Cusco	132
Figura N.º 4.10 Datos de entrada y resultados de cálculo para un transformador de 25 KVA	134
Figura N.º 4.11 Distribución de temp. en el transformador de 25KVA	137
Figura N.º 4.12 Datos de entrada y resultados de cálculo para un transformador de 20 KVA	141
Figura N.º 4.13 Distribución de temperaturas aproximadas en el transformador de 20KVA,	143
Figura N.º 4.14 Datos de entrada y resultados de cálculo para un transformador de 10 KVA	148
Figura N.º 4.15 Distribución de temperaturas aproximadas en el transformador de 10KVA,	150
Figura N.º 4.16 correlación entre % de carga y eficiencia	154
Figura N.º 4.17 Correlación entre % carga y gradiente de temperatura	157
Figura N.º 4.18 Correlación entre gradiente de temperatura y eficiencia	159
Figura 4.19: Diagrama térmico de elevación de temperaturas.....	164
Figura 4.20: Temperaturas factores de aceleración de envejecimiento	168
Figura 4.21: Ciclo de carga para larga y corta duración	170

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y UNA VISIÓN PROSPECTIVA.

De acuerdo a Salazar Gómez (1) (2008), el transformador es un dispositivo especialmente diseñado y fabricado para que el acople magnético entre dos bobinas sea el mejor posible y permita inducir un voltaje en la segunda bobina, llamada bobina secundaria, al aplicar una corriente variable en la bobina primaria.

El transformador está formado por un núcleo, que suele ser un material ferromagnético, para aumentar el acople magnético, y por las dos bobinas que en general se fabrican en cobre. El paso de la corriente por las bobinas produce por tanto pérdidas de potencia en las resistencias de las bobinas. De igual manera existen pérdidas de potencia asociadas al hecho de que no todo el flujo magnético producido por la primera bobina pasa por la segunda bobina. Existen otras pérdidas de potencia asociadas al calentamiento del material ferromagnético por fenómenos de corrientes de Eddy y por histéresis del material.

En la práctica el transformador tiene un comportamiento no lineal, está expuesto a las pérdidas en el cobre de los devanados, a las pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault o corriente parásitas en el núcleo, las que a su vez determinan las características operativas expresadas en la regulación, rendimiento y eficiencia energética del transformador. Pero, sin embargo, adicionalmente y como un tema de alta importancia se constituye el calentamiento que producen las pérdidas en el cobre y en el núcleo, que se transmiten a los dieléctricos líquidos y sólidos que son componentes importantes del transformador. La forma en la que se disipa el calor producido por las pérdidas constantes y variables determina la elevación de la temperatura en el transformador en función de la carga que alimenta, y por tanto también prescribe el tiempo de vida útil de los aislantes expuestos al calor. Por otra parte, se conoce que el costo del transformador y su relación con la duración del

incremento de temperatura determinan las cargas anuales de depreciación; consecuentemente las pérdidas también se relacionan con muchos problemas térmicos de importancia económica.

En el caso de transformadores pequeños los problemas térmicos suelen ser relativamente simples, en el caso de los transformadores de distribución y potencia se hacen extraordinariamente complicados, de tal forma que al aumentar el valor de las pérdidas será necesario incrementar en mayor proporción el área de la superficie de la cuba y de las aletas de refrigeración encargadas de disipar el calor.

La eficiencia energética, el rendimiento y los niveles de regulación explican adecuadamente las características operativas del transformador. En un transformador operando con carga sea constante o variable, la eficiencia energética analíticamente muestra la relación de la energía de salida con respecto a la energía de entrada en el transformador; en esta relación de pérdidas y características operativas del transformador está considerada directamente una variable significativa del transformador, nos referimos al calentamiento del sistema y su indicador la gradiente de temperatura que son aspectos ampliamente desarrollados en el presente trabajo.

Se conoce que la presencia de calor en el circuito magnético se debe a las pérdidas en la estructura magnética laminada que se disgrega en dos tipos de pérdidas denominadas: por histéresis P_h que es inherente a la no linealidad del material magnético y por corrientes parásitas o circulantes en las laminaciones P_f , ambas son dependientes de la Densidad de flujo B , la frecuencia f , influidos por la tensión de operación, pero independientes de la carga. Por otra parte, otra causa de la presencia de calor en el transformador se debe a las pérdidas por efecto joule en los devanados tanto del primario como del secundario o denominados Alta tensión (A.T.) y Baja tensión (B.T.), energía que se transforma en calor. Se presentan también pérdidas en las uniones y conexiones mecánicas entre los diversos componentes del transformador, se les conocen como “puntos calientes”, los taps o cambiadores son también fuente de calor.

Para Flores y E. Mombello (2) (2007), “...desde el punto de vista conceptual, las averías en los transformadores se originan mayormente por la exposición al sobrecalentamiento, este incremento de temperatura es uno de los factores que más

afecta la vida de los aislamientos y por consiguiente del transformador, la evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de diferentes maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Cualquier máquina está expuesta en distinto grado a sollicitaciones térmicas, mecánicas, eléctricas y provocadas por el medio ambiente. Por ello la evaluación de la condición del transformador, mediante métodos de supervisión en y fuera de línea, se ha vuelto una estrategia clave para conocer el estado del equipo... El papel impregnado con aceite se utiliza con gran profusión como aislamiento de los devanados del transformador, razón por la que en la industria rige la premisa que: la vida del transformador es la vida del papel. Sin embargo, este tipo de aislamiento está considerado como el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de transmisión. El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el interior del transformador. Otros aspectos como fallos externos y sobretensiones, tienen un efecto negativo en la condición del material aislante y cuando el aislamiento ha envejecido mucho, supervisar estos otros aspectos es muy importante. Aunque los transformadores no tienen partes móviles a excepción del flujo de aceite, sus sollicitaciones mecánicas son importantes, especialmente durante cortocircuitos.

La expectativa de vida técnica de un transformador de potencia está determinada por varios factores: diseño del equipo, historia y futuros eventos, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado actual del aislamiento.

El objetivo de este trabajo es describir el problema de la vida del transformador de potencia, así como mostrar el uso de las guías de carga y las posibles diferencias que se pueden encontrar al usar una u otra guía de carga.”

También agrega que “Las pérdidas presentes en el transformador producen calentamientos que será necesario limitar a valores que no resulten muy peligrosos para los aislamientos, para el caso fue preciso conocer la relación de las pérdidas, calentamiento y aislamientos con la eficiencia energética y el rendimiento.

Uno de los problemas que requiere un tratamiento es conocer el efecto de los gradientes térmicos de calor que se dirigen de la fuente de origen hacia los lugares en los que puede ser transferido al medio refrigerante para disiparlo y mantener el

equilibrio térmico, la difusión del calor se establece mediante la conducción, radiación o convección utilizando diferentes medios entre los cuales se puede mencionar el aceite o agua, también por diferentes métodos de refrigeración como pueden ser aletas o tubos refrigerantes, sistemas de ventilación: aire, agua u otros.

Un problema condicionante es el referido a la carga del transformador que generalmente es variable y en algunos casos con sobrecarga; si se expresa esta carga mediante la salida de energía es la eficiencia energética la que expresa las condiciones operativas del transformador con carga.

Otro problema es el valor excesivo de la temperatura en los arrollamientos, que provocan la cristalización y carbonización lenta de los aislamientos cercanos o en contacto con los devanados, ocasionando serios problemas operativos; por otra parte, el aceite expuesto a elevadas temperaturas por tiempos prolongados y por encima de límites establecidos por los fabricantes se descompone, formando sobre los arrollamientos depósitos de reacción ácida, que impiden la evacuación del calor y elevan extraordinariamente la temperatura interna del transformador. Por todas estas razones, se han establecido normas nacionales e internacionales para fijar los calentamientos admisibles en los núcleos, arrollamientos y en los fluidos refrigerantes.

Los transformadores están por lo general enfriados por aire o aceite y cualquier otro medio de enfriamiento empleado, este debe ser capaz de mantener una temperatura de operación suficientemente baja para evitar y prevenir los *puntos calientes* en cualquier parte del transformador y el aceite se considera uno de los mejores medios de refrigeración que tiene además buenas propiedades dieléctricas.

La selección y el análisis del método de enfriamiento de un transformador son muy importantes, ya que la disipación del calor, como ya se mencionó, influye directamente en el tiempo de vida y capacidad de carga del transformador, así como en el área de su instalación y su costo”.

La tesis presentada en primer lugar analiza mediante el enfoque de sistemas las causas y los efectos ocasionadas por las pérdidas en el núcleo y en el cobre del transformador y que se relacionan directamente con la gradiente de temperatura; es decir, el incremento de la temperatura en las componentes del transformador en los circuitos dieléctricos especialmente; en segundo lugar se determina la correlación

que tiene la transferencia de calor con las características operativas del transformador: pérdidas en el núcleo, pérdidas en el cobre, potencia de salida, potencia de entrada, eficiencia y eficiencia energética; para luego analizar la relación de la gradiente de temperatura con el modelo de distribución de temperaturas en el transformador y la correlación con la eficiencia para tres niveles de diseño del transformador. Los diferentes niveles de carga aplicado permiten conocer relaciones que posibilitan prevenir las fallas de los transformadores y de esa forma evitar el mantenimiento correctivo que involucra gastos y pérdida de utilidades en la operación y mantenimiento de transformadores.

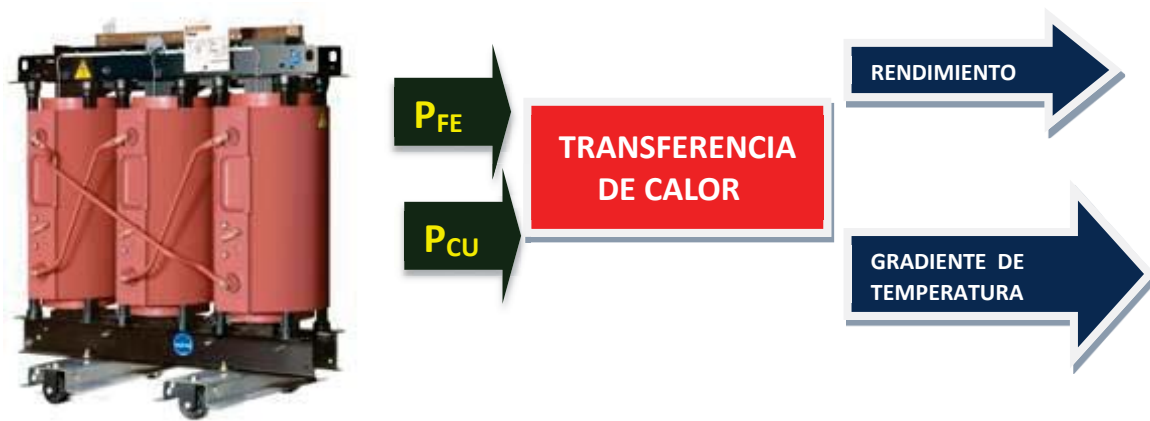


Figura 1.1: La gradiente de temperatura y su relación con las características operativas del transformador

Fuente: Elaboración propia.

Para *Manassero y J. Torres (3), (2013)*, la Correlación entre la vida del equipamiento y su temperatura de trabajo es una búsqueda por obtener un valor numérico aproximado de la vida remanente o consumida del transformador de potencia, la industria utiliza comúnmente los métodos de cálculo del envejecimiento sugeridos por las guías de carga IEEE, basadas en el modelo clásico de Arrhenius-Dakin y otros modelos derivados del mismo, tal como el de Montsinger.

$$Vida\ remanente = Ae^{B/T} \quad (1.1)$$

Donde:

A: Vida inicial,

B: Constante,

T: Temperatura en [°K].

Este modelo no sólo se basa en la tasa de reacción química de Arrhenius, sino que, además, asume que el envejecimiento debido a las fatigas eléctricas, mecánicas y del medioambiente, no tienen un impacto notable en la vida del aislamiento durante la operación normal de la máquina. Es considerado por ello como un modelo de fatiga simple (temperatura) y es el más utilizado en el análisis de fatiga por temperatura en aislamientos eléctricos. Considerando los cálculos, el envejecimiento y la expectativa de vida son determinados solamente de las temperaturas de los puntos calientes (hot-spots) de los arrollamientos. La Guía del IEEE usa la fórmula original de Arrhenius-Dakin basada en la degradación del aislante exclusivamente por sollicitaciones térmicas (pirólisis). En cambio, la norma IRAM (Instituto Argentino de normalización y certificación) utiliza el modelo de Montsinger que sólo tiene validez para un intervalo de temperaturas del punto más caliente del arrollamiento, lo cual implica una cierta limitación en la aplicación de Guía de Carga de IRAM, principalmente en aquellos casos en que la máquina se encuentre sometida a excesivas sobrecargas. La parte más solicitada del aislante será aquella zona del transformador que alcance mayor temperatura. Ésta se da en el bobinado, en su extremo superior, junto con la mayor temperatura del aceite (ya que el aceite más caliente al tener menor densidad se desplaza hacia la parte superior de la cuba por convección natural). El punto de mayor temperatura que está directamente en contacto con el aislante, y que envejecerá más rápido, es conocido como el punto más caliente del arrollamiento. El transformador en operación con carga variable tiene dos tipos de pérdidas fundamentales: Pérdidas en el núcleo y pérdidas en el cobre que ocasionan un calentamiento y en función de las distancias es la gradiente de temperatura, en el presente trabajo se analiza los niveles de relación existentes entre las variables térmicas con las características operativas y de diseño del transformador, así como el modelo de temperaturas del transformador. Existe entre otras una variable adicional que interviene en el tiempo de vida del transformador viene a ser el deterioro físico, químico y mecánico de los aislantes sólidos y líquidos. La vida del aislante, fundamentalmente la de la aislación sólida de papel, determina la vida útil del transformador, según queda de manifiesto en el cálculo de la vida consumida a partir de la aplicación de las Guías de Carga de IRAM e IEEE, que solo consideran el mecanismo de degradación térmica (pirolisis) del papel aislante para el cálculo de la pérdida de vida del transformador, a través de la aplicación del modelo de Arrhenius-Dakin o Montsinger.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

Según Villacís Marín (4), el transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de voltaje, en energía alterna de otro nivel de voltaje, por medio de la acción de un campo magnético. Está constituido por dos bobinas de material conductor una en el primario y otra en el secundario, aisladas entre sí eléctricamente, arrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético (núcleo). La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo. Ya que los materiales por los cuales está formado el transformador no son ideales o perfectos, estos generan pérdidas de potencia en forma de calor, ya sea por conducción eléctrica en caso del cobre o por conducción de campos magnéticos en caso del núcleo. La cantidad de pérdida se ve influenciada por varios factores como por ejemplo la calidad del material, su construcción, aislantes, etc

Estas pérdidas de energía en el transformador, que se incrementan con el consumo de potencia se transforman en calor y el aumento de la temperatura en los componentes puede traer consigo altos niveles de calor y afectar el funcionamiento normal. Dado que la temperatura afecta directamente la operación y la vida útil de los aislantes y de los arrollamientos, el calor generado por las pérdidas debe ser removido por algún método de refrigeración, dando como resultado que la gran mayoría de los transformadores sean refrigerados a través de la inmersión en aceite. En el artículo "Aumento de la temperatura rise y eficiencia del transformador" (5) todos los dispositivos que utilizan electricidad emiten calor residual como un subproducto de su operación. Los transformadores no son una excepción. El calor generado en el funcionamiento del transformador provoca un aumento de temperatura en las estructuras internas del transformador. En general, los transformadores más eficientes tienden a tener un aumento de temperatura más bajo, mientras que las unidades menos eficientes tienden a tener un mayor aumento de temperatura.

Un transformador más eficiente genera menos calor residual en primer lugar, pero el aumento de temperatura del transformador se debe no sólo a la cantidad de calor que se genera, sino también a la cantidad de calor que se elimina. Tenga cuidado de que una unidad que lleva una figura de aumento de baja temperatura puede ser no tan ineficiente, como cuando utiliza ventiladores para eliminar el exceso de calor.

La temperatura es uno de los factores principales que afectan la vida de un transformador. De hecho, el aumento de la temperatura es la principal causa de la reducción de la vida del transformador.

Además, la causa de la mayoría de los fallos del transformador es una avería del sistema de aislamiento, de modo que cualquier cosa que afecte negativamente las propiedades aislantes dentro del transformador reduce la vida útil del transformador.

La temperatura es un factor fundamental en el diseño de los transformadores, pues define las condiciones en que tienen que trabajar estas máquinas eléctricas, y sus componentes han de tener que ser capaces de soportarlas. En el caso de los aislantes de los devanados, al tratarse de materiales orgánicos pierden propiedades y se deterioran con la temperatura, pudiendo llegar a carbonizarse, lo que daría lugar a cortocircuitos e incluso incendios, con el consecuente corte del suministro eléctrico y pérdida de la instalación. Este tipo de fallos suponen costes económicos, destrucción material, daño ambiental e inesperadas necesidades de recursos humanos y técnicos para su solución

La temperatura del transformador está directamente relacionada con la vida de los materiales del sistema de aislamiento, por otro lado, la mayoría de los arrollamientos de las máquinas eléctricas son de cobre y en algunos casos también se emplea aluminio y ambos materiales tienen un coeficiente de temperatura relativamente alto, lo que significa que, al variar la temperatura de la máquina, variará la resistencia de los arrollamientos y consecuentemente sus pérdidas por efecto Joule, por lo que es necesario que se le preste mucha atención. Desde el punto de vista conceptual, las averías en los transformadores se originan mayormente por la exposición al sobrecalentamiento, este incremento de temperatura es uno de los factores que más afecta la vida de los aislamientos y los arrollamientos y por consiguiente del transformador.

En resumen, las pérdidas en el transformador son la fuente de incremento de temperatura, luego al analizar la gradiente de temperatura del transformador y su relación con las dimensiones físicas del transformador y por consiguiente con sus características operativas, se conoce la distribución de la temperatura en el modelo del transformador y evaluando la temperatura en las diferentes partes del

transformador y la temperatura más alta se toman acciones de mantenimiento o se conocen las probabilidades de disminución de la vida útil del transformador.

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El problema planteado se formuló de la siguiente manera:

¿Cómo está relacionada la gradiente de temperatura con las características operativas del transformador de distribución?

1.4 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

Según Tello Campos (6) (2009), en los transformadores inmersos en aceite, el aceite realiza la función dual como medio de aislamiento así como un medio de enfriamiento, el calor generado debido a las pérdidas del transformador se disipa en el aire circundante del transformador por medio del aceite dentro del transformador. El calor generado puede disiparse de muchas formas, el problema térmico de mantener la temperatura interna del transformador dentro de límites permisibles aplica no solo al aspecto aparente de disposición del calor desde las superficies externas del transformador sino también a la transferencia del calor desde el interior de los devanados y núcleo. La eficacia del sistema de refrigeración es un factor fundamental que determina la seguridad operacional y periodo de vida útil del transformador, por consiguiente, fue necesario determinar las características de este sistema de refrigeración o evacuación del calor; para dicho efecto, es preciso conocer y analizar los fenómenos de conducción, radiación y convección del calor en la cuba del transformador, como también en la parte externa.

La presencia de “puntos calientes” o zonas calientes acortan la vida de los aislamientos sean estos sólidos, líquidos o gaseosos, exponiendo al transformador a mantenimientos correctivos no recomendables debido a los altos costos, sea por parada de operación y los costos por cambio de componentes.

Normalmente los transformadores vienen usando las paredes corrugadas o las aletas de refrigeración, posibilitando una refrigeración adecuada, pero en algunos casos se presentan acumulación de “barros” en estas estructuras que actúan como aisladores térmicos y perjudican el sistema de refrigeración, en consecuencia, es pertinente ubicar la presencia de los mismos para su eliminación y regular el funcionamiento del sistema de refrigeración del transformador.

A opinión de Duré Cabañas (7) (2000), la potencia nominal de un transformador no constituye un límite físico de su capacidad de carga. Más bien define una situación de referencia, para la cual, en determinadas condiciones ambiente, diversas temperaturas características no deben exceder determinados valores, fijados ó no por las normas.

Por ello, en transformadores de potencia, las limitaciones de carga en condiciones operativas usuales son establecidas sobre la base de consideraciones térmicas.

La sobrecarga permanente del transformador también es una fuente de generación de temperatura agregada debido al incremento de las pérdidas en los devanados tanto de A.T. como de B.T., esta ocurrencia fue identificada mediante el diagrama de carga del transformador que indica exactamente las horas sobrecargadas de donde se puede deducir los datos de temperatura incrementadas en los tiempos determinados.

Otra fuente de pérdidas viene a ser las pérdidas en el núcleo, expresados en las pérdidas por histéresis relacionados con la curva de histéresis y las pérdidas por corrientes parásitas relacionadas con la resistividad del material, estas pérdidas en la operación del transformador se consideran constantes, es decir sus valores son los mismos sea que el transformador opere en vacío o a plena carga; pero en el pre-diseño o en la etapa de manufactura se pueden tomar algunas consideraciones con la finalidad de disminuir estas pérdidas y consecuentemente evitar el incremento de la temperatura de operación final del transformador.(Donald V. Richardson)

La temperatura del medio ambiente en muchos casos es incidente en las condiciones operativas del transformador especialmente en los lugares de alta radiación solar y en aquellos transformadores instalados en la intemperie, a diferencia de los transformadores instalados en caseta que no tendrán estos inconvenientes.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la relación de la gradiente de temperatura con las características operativas del transformador de distribución.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1.-Analizar la incidencia de las variables de dimensionamiento estructural en las pérdidas y definir la correlación con la transferencia de calor en el transformador.
- 2.-Diseñar el modelo gráfico de la distribución de temperatura para especificar la gradiente de temperatura en diferentes niveles de potencia del transformador.
- 3.-Evaluar los coeficientes de correlación y determinación, de la gradiente de temperatura con la variación de carga y la eficiencia del transformador.
- 4.- Elaborar un programa Matlab para el dimensionamiento del transformador y cálculo de las pérdidas en el núcleo y el cobre; así como, la transferencia de calor y la eficiencia.

1.6 HIPÓTESIS

1.6.1 HIPÓTESIS GENERAL

“La gradiente de temperatura esta correlacionada con las características operativas del transformador de distribución”

1.6.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- “Las variables de dimensionamiento del núcleo y los devanados están relacionados y determinan el incremento de la temperatura y la gradiente de temperatura”
- “Mediante el diseño del modelo gráfico de distribución de temperaturas se determina la gradiente de temperatura para diferentes niveles de potencia del transformador de distribución”.
- “Existe alta correlación entre la gradiente de temperatura, la variación de carga y la eficiencia del transformador de distribución de 25 KVA”.

1.7 VARIABLES E INDICADORES

1.7.1 VARIABLE INDEPENDIENTE:

“Gradiente de temperatura”

Indicadores:

- Calor transferido H (vatios) (joules/seg)
- Temperatura caliente Tc (°C)
- Temperatura fría TF (°C)

- Espesor de aislamiento L (cm)

1.7.2 VARIABLE DEPENDIENTE:

“Características operativas del transformador”

Indicadores:

- Porcentaje de eficiencia (%)
- Potencia de salida Ps (VA)
- Potencia de entrada Pe (VA)
- Porcentaje de carga (%)

1.7.3 OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Es la matriz que nos permite definir los indicadores mediante la conceptualización de las variables y la identificación de las dimensiones. La tabla 1.1 muestra el proceso desarrollado.

TABLA N.º 1.1

VARIABLES	CONCEPTO	CONCEPTO OPERACIONAL	DIMENSIÓN	INDICADOR
INDEPENDIENTE Gradiente de temperatura	En física, se denomina gradiente térmico o gradiente de temperatura a la variación de temperatura por unidad de distancia. Típicamente, la existencia de un gradiente térmico provoca una transferencia de calor desde el cuerpo más caliente hacia el cuerpo más frío	Es la diferencia de temperatura del punto caliente al punto frío del devanado y núcleo del transformador, respecto a la distancia entre ambos puntos; el transporte del calor se desarrolla mediante el aceite dieléctrico contenido en la cuba principal.	Pérdidas en el transformador P	Pérdidas en el núcleo Pn (vatios)
				Pérdidas en el cobre Pc (vatios)
			Calor transferido H	Distribución de temperatura (°C)
			Densidad de flujo B	% de Densidad de flujo (Teslas)
DEPENDIENTE Características operativas del transformador	Son las condiciones de desempeño en vacío o en carga del transformador, y que dependen de las variables aplicadas y los parámetros internos del transformador	Están definidas por la potencia de salida, la potencia de entrada, las pérdidas, la eficiencia, la regulación, el factor de potencia y por la variación de la carga instalada al transformador.	Variación de carga P	Porcentaje de variación de carga %
			Eficiencia η	Índice de eficiencia o porcentaje de eficiencia %
			Potencia de salida Ps	Porcentaje de salida %

Fuente: Elaboración propia

1.8 ALCANCE

De manera breve se revisa los principales elementos constitutivos de un transformador con una potencia aparente de 25 kVA, en vista de que es una potencia normalizada entre los transformadores de distribución; con respecto a las tensiones la de 10,500 voltios es la más usual en el lado de A.T., mientras que en el lado de B.T. será necesario obtener tensiones de $230 \pm 2.5\% \pm 5\%$, la frecuencia en realidad es una constante debido a que ya está prefijada en 60Hz; respecto al número de fases se asigna como adecuada la trifásica. Respecto a los conductores elementales Ce1 y Ce2 constituyen los conductores o ramas paralelas que se forman en los devanados, lo cual se emplea cuando el área requerida es superior al calibre de conductor disponible comercialmente o también por la comodidad de fabricación de los devanados. Para el caso formulado de asume un solo conductor tanto para el lado de A.T. como para el de B.T.

1.9 UNIDAD DE ANÁLISIS

Para especificar la gradiente de temperatura en diferentes niveles de potencia del transformador se diseña el modelo grafico de la distribución de temperatura en el cual se suponen situaciones analíticas, y de esta forma determinar la distribución lineal de la temperatura tanto del aceite como de los devanados en el modelo gráfico desde la parte inferior hasta la parte superior del transformador. En realidad, en operación del transformador se presentan varios picos de temperatura y situaciones aleatorias, más aun en muchos casos no lineales.

1.10 TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN

El proyecto de investigación desarrollado es de **enfoque mixto**, en vista de que considera aspectos cualitativos y cuantitativos, el tipo de investigación de acuerdo al nivel es **correlacional - explicativo** porque en una primera instancia se determinó los niveles de relación entre las variables de conformidad con las hipótesis propuestas, luego se identificó y explico las causas de la presencia de la gradiente de temperatura y los consecuentes efectos que se ocasionan en los materiales aislantes sólidos y líquidos como componentes constructivos y consecuentemente en las características operativas: eficiencia energética, rendimiento y tiempo de vida del transformador de distribución.

1.11 PERIODO DE ANÁLISIS

Durante el funcionamiento del transformador real de distribución, esta, opera a cada instante con cargas y factores de potencia variables, estos cambios de carga son aleatorios en su contexto, pero pueden especificarse algunas tendencias operativas, por ejemplo, se conoce que en determinados horarios se presentan las denominadas horas punta o cargas mínimas; pero para fines de análisis en el presente trabajo se asignan los niveles de carga en porcentajes como son de 70, 75, 80, 85, 90, 95, 100, 110, 120. Para cada uno de estos niveles de carga se determinaron las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre mediante el programa de diseño, conociendo estos valores se logró calcular la potencia de salida o de carga del transformador; como la eficiencia es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada es factible calcular la eficiencia del transformador a diferentes niveles de carga y con los datos obtenidos poder evaluar los coeficientes de correlación y determinación, de la gradiente de temperatura.

1.12 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño a utilizar será el EVALUATIVO, este diseño de investigación considera las siguientes componentes a procesar para determinar los efectos del incremento de la temperatura en el transformado, donde:

X1= Variable causa 1, identificado como el dimensionamiento del núcleo y los devanados.

X2= Variable causa 2, Identificado como las pérdidas en el núcleo del transformador.

X3 = Variable causa 3, Identificado como las pérdidas en el cobre del transformador sean estas en el lado de A.T. como de B.T.

X4 = Variable causa 4, identificado como el incremento de temperatura.

X5= Variable causa 5, identificado como la gradiente de temperatura.

OE = Objeto de estudio, identificado como los transformadores de distribución seleccionados de 25 kVA, 20 kVA y 10 kVA.

Y1 = Variable Efecto 1, Eficiencia, en función de las energías de entrada y salida.

Y2 = Variable Efecto 2, Variación de carga, en función del porcentaje %.

Aplicando X1, X2 y X3 al Objeto de estudio (OE), se obtienen como resultados Y1, Y2 y Y3.

Gráficamente el diseño de investigación será:

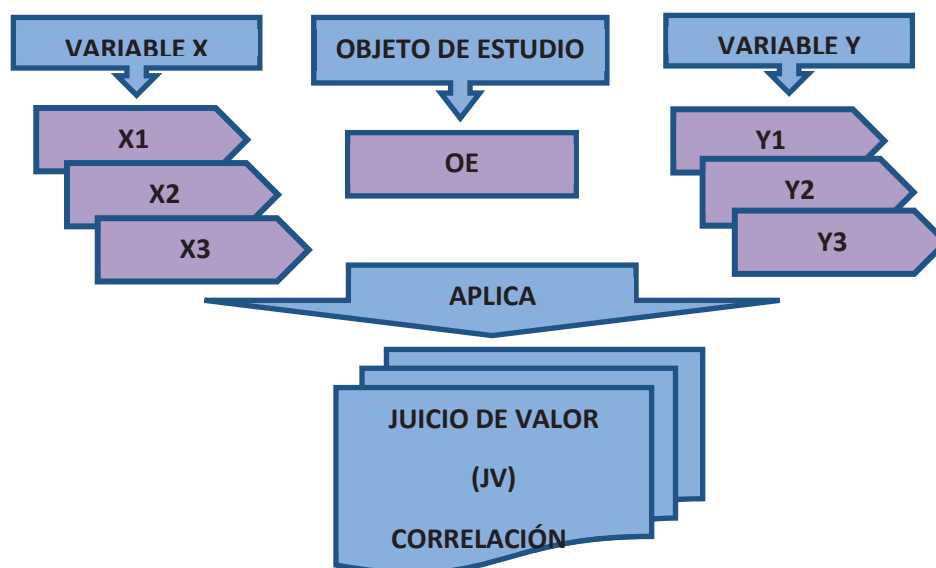


Figura 1.2 Diseño de investigación

Fuente: Elaboración propia

Posteriormente se correlacionan cada uno de los resultados y se emite un Juicio de valor (JV), para el caso se aplica la correlación, es decir se explica los efectos producidos por el incremento de temperatura en los aislantes y las características operativas del transformador, para posteriormente formular un conjunto de soluciones y/o propuestas que permitan advertir, reducir o controlar los efectos.

1.13 FUENTES DE INFORMACIÓN E INSTRUMENTOS UTILIZADOS

1.13.1 NORMAS

Norma EN 10106:2007, propiedades magnéticas de los aceros eléctricos.

Norma Former Standard AISI, ASTM, JIS C, IEC/CEI, propiedades magnéticas de los aceros eléctricos.

Norma IEC (International Electrotechnical Commission), transformadores.

Norma EN 10341:2006, aceros eléctricos semi acabados.

Norma EN 10126:1995, aceros no aleados

Norma EN 10165:1995, aceros aleados

Norma EN 10107:2014, aceros de grano orientado convencional y mejorado.

Norma IEC 60076-2, elevación de temperatura de transformadores.

Norma ABNT NBR 5416/97, parámetros de los transformadores de 55 °C.

Norma IEC 76, fabricación e instalación de los transformadores.

Norma ANSI C57.12, fabricación e instalación de los transformadores.

1.14 POBLACIÓN Y MUESTRA

En este caso específico la muestra está constituida por los transformadores de 25 kVA, 20 kVA, 10 kVA.

1.15 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN

Para obtener información se usaron las siguientes técnicas:

- a. La revisión documental, especialmente de textos, artículos científicos, catálogos y revistas.
- b. La entrevista, dirigida a los técnicos especialistas que tienen mayor información respecto a la construcción del transformador, su instrumento fue la guía de entrevista.
- c. La observación de campo, útil para las visitas que son indispensables en este trabajo de investigación, su instrumento es la guía de observación.

1.16 PROCESAMIENTO DE DATOS

Para el tratamiento de datos, será preciso: ubicar los datos, ordenarlos, seleccionarlos, resumirlos, presentarlos en Tablas, gráficas y esquemas.

1.17 FORMA DE ANÁLISIS DE DATOS

Para el análisis de datos será necesario hacer uso de los diferentes estadígrafos de análisis cuantitativos, especialmente para determinar en forma estadística el coeficiente de correlación " r ", el coeficiente de determinación " r^2 " y la ecuación de regresión.

1.18 MATRIZ DE CONSISTENCIA

La matriz de consistencia es una estructura resumen del problema de investigación, en la cual se muestra la coherencia interna del proyecto, constará de las componentes: Planteamiento del problema, formulación del problema, objetivo general y específico, hipótesis, variables, indicadores y método.

MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	MÉTODO
<p>Las pérdidas en el núcleo y en el cobre del transformador son causas de la producción de temperatura y esta se relaciona directamente con la gradiente de temperatura; estas a su vez afectan las características operativas del transformador especialmente la eficiencia, por tanto, es necesario conocer cómo se correlacionan estas características para la adecuada toma de decisiones en el mantenimiento del transformador.</p> <p>Los diferentes niveles de carga aplicado permiten conocer relaciones que posibilitan prevenir las fallas de los transformadores y de esa forma evitar el mantenimiento correctivo que involucra gastos y pérdida de utilidades en la operación y mantenimiento de transformadores.</p>	<p>GENERAL Determinar la relación de la gradiente de temperatura con las características operativas del transformador de distribución.</p> <p>ESPECÍFICOS a.-Analizar la incidencia de las variables de dimensionamiento estructural en las pérdidas y definir la correlación con la transferencia de calor en el transformador. b.- Diseñar el modelo gráfico de la distribución de temperatura para especificar la gradiente de temperatura en diferentes niveles de potencia del transformador. c.- Evaluar los coeficientes de correlación y determinación, de la gradiente de temperatura con la variación de carga y la eficiencia del transformador. d.- Elaborar un programa Matlab para el dimensionamiento del transformador y cálculo de las pérdidas en el núcleo y el cobre; así como, la transferencia de calor y la eficiencia.</p>	<p>Hipótesis General “La gradiente de temperatura esta correlacionada con las características operativas del transformador de distribución”</p> <p>Hipótesis específica 1 “Las variables de dimensionamiento del núcleo y los devanados están relacionados y determinan el incremento de la temperatura y la gradiente de temperatura”</p> <p>Hipótesis específica 2 “Mediante el diseño del modelo gráfico de distribución de temperaturas se determina la gradiente de temperatura para diferentes niveles de potencia del transformador de distribución”.</p> <p>Hipótesis específica 3 “Existe alta correlación entre la gradiente de temperatura, la variación de carga y la eficiencia del transformador de distribución de 25 KVA”.</p>	<p>V. INDEPENDIENTE</p> <p>“Gradiente de temperatura”</p> <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Calor transferido H (vatios) (joule/seg) • Temperatura caliente Tc (°C) • Temperatura fría TF (°C) • Espesor de aislamiento L (cm) <p>V. DEPENDIENTE</p> <p>“Características operativas del transformador”</p> <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de eficiencia (%) • Potencia de salida Ps (VA) • Potencia de entrada Pe (VA) • Porcentaje de carga (%) 	<p>TIPO DE INVESTIGACIÓN</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mixto • Tecnológico • Correlacional - Explicativa <p>UNIDAD DE ANÁLISIS</p> <ul style="list-style-type: none"> • El transformador <p>TIPO DE DISEÑO No experimental-evaluativo</p> <p>TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN</p> <ul style="list-style-type: none"> • Entrevistas • Encuestas • Observación • Revisión Documentaria <p>ANÁLISIS DE INFORMACIÓN</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coeficiente de correlación de Pearson (r) • Coeficiente de determinación (r²) • Ecuación de regresión
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				
P.G.: ¿Cómo está relacionada la gradiente de temperatura con las características operativas del transformador de distribución?				

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Un antecedente básico es aquella en la que se analizan los **Circuitos magnéticos y transformadores** MIT Staff (8) (1981) cuyo aspecto introductorio respecto a la refrigeración de los transformadores manifiesta lo siguiente “*En los transformadores muy pequeños la superficie es relativamente grande frente al volumen total. La refrigeración por radiación y convección natural suele ser suficiente para mantener la temperatura de funcionamiento por debajo del máximo que puede soportar el aislante sin reducir seriamente su duración. Sin embargo, al aumentar el tamaño de un objeto, el volumen crece como el cubo de sus dimensiones lineales, mientras que el área de su superficie crece al cuadrado de sus dimensiones lineales. Así para una pérdida dada por unidad de volumen de las partes en funcionamiento, el calor que debe disiparse por unidad de superficie crece proporcionalmente a las dimensiones lineales, luego, al ir aumentando el tamaño, o hay que aumentar el área de la superficie o hay que proveer de medios artificiales para acelerar la disipación del calor. A menudo se combinan estos dos medios para facilitar la refrigeración. Además, al aumentar las dimensiones lineales, aumentan las distancias de las partes interiores a la superficie, por lo que hay que dotar de ductos de ventilación a los devanados y al núcleo*”.

Es evidente para el autor que las dimensiones estructurales del transformador son determinantes en la selección del tipo de refrigeración, por tanto es una variable adicional que se debe tener en cuenta en el análisis del gradiente de temperatura.

En el proyecto de investigación “**Implementación de un sistema de medición de temperatura empleando fibra óptica para el estudio térmico de**

transformadores de distribución inmersos en aceite mineral y vegetal (9)

(2013) “, se indica lo siguiente “*Los transformadores son elementos de suma importancia dentro de las redes eléctricas. Su vida útil depende, entre otros factores, de la temperatura presente en su interior, especialmente aquella localizada en sus materiales aislantes. Dichas temperaturas suelen ser estimadas a través de modelos propuestos en las normatividades; sin embargo, los valores obtenidos son aproximados y siempre es deseable obtener una medición directa. Por razones netamente económicas la medición directa suele emplearse en transformadores de potencia. Sin embargo, con la llegada de las smart grids (redes inteligentes) será necesaria la instrumentación en los sistemas de distribución y el uso de tecnologías más limpias. Con fines investigativos, en el presente documento los autores comentan sus experiencias en la instrumentación con fibras ópticas de cuatro transformadores de distribución sumergidos en aceite mineral y vegetal para realizar una evaluación térmica. Los transformadores tienen capacidades de 15 kVA y 37,5 kVA y operan a tensiones de 7620 V / 240 V. Se explica el proceso de determinación de los puntos de medición de temperatura al interior del transformador y se finaliza con resultados de ensayos de elevación de temperatura empleando carga simulada mediante cortocircuito y carga real a dos niveles para comparar las mediciones dentro de cada uno de los transformadores.*

La instrumentación de transformadores de distribución con sensores de temperatura de fibra óptica es una labor que actualmente es costosa y compleja, no obstante, a futuro puede ser factible su uso en los sistemas de distribución.

La comparación de resultados de los ensayos de elevación de temperatura en los transformadores objeto de estudio se muestra mayores elevaciones de temperatura en presencia de aceite vegetal. Las diferencias de temperatura alcanzadas en los casos evaluados no llegan a superar los 8 °C, siendo este el caso particular de la elevación de temperatura en los devanados de alta tensión. Sin embargo, el valor alcanzado de elevación de temperatura en el aceite está muy por debajo del límite establecido en las normatividades existentes.

La medición directa de temperatura con fibra óptica permitió la evaluación térmica del transformador bajo condiciones nominales de tensión y corriente, permitiendo

observar diferencias entre los valores calculados y los medidos en la elevación de temperatura.

Para tener mayor claridad del comportamiento térmico al interior de los transformadores y la ubicación exacta de un sensor para monitoreo en una red eléctrica inteligente, es deseable hacer una investigación con un mayor número de sensores dentro del transformador. Ello permitiría contar con insumos tanto para el ajuste del modelo térmico establecido en las normatividades como para el ajuste del modelo realizado por elementos finitos. La puesta a punto de ambos modelos minimiza notablemente el tiempo de obtención de resultados e incluso puede llegar a obviar la realización de largos ensayos. Desarrollar sensores de fibra óptica más resistentes, delgados y económicos, para su posible utilización masiva en el monitoreo de los sistemas avanzados de distribución.”

En este documento se incide en la eficacia de las mediciones de campo en este caso utilizando fibra óptica, de tal forma que la precisión de la medida se la más adecuada posible, pero sin embargo por el momento es una metodología de alto costo que momentáneamente no podría ser aplicable, pero sin embargo es un aporte fundamental en el desarrollo de los métodos para sistemas de refrigeración del transformador.

Otra opinión importante de Flores, Mombello (10), manifiesta que *“La evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Cualquier máquina está expuesta en distinto grado a sollicitaciones térmicas, mecánicas, eléctricas y provocadas por el medio ambiente. Por ello, la evaluación de la condición del transformador, mediante métodos de supervisión en y fuera de la línea se ha vuelto una estrategia clave para conocer el estado del equipo. Un transformador llega al final de su vida útil cuando es incapaz de llevar a cabo su función, la cual es ser el enlace confiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que está a diferentes niveles de tensión”.*

En términos generales un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20 a 35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65°C a 95°C. Aunque en la práctica la vida de un transformador podría llegar a los 60 años

con un mantenimiento adecuado y en función a la fecha de fabricación, ya que se ha observado en transformadores producidos recientemente una edad promedio de fallo de 15 años en idénticas condiciones de trabajo, este hecho se debe a que los transformadores diseñados años atrás siempre fueron sobredimensionados.

Una importante bibliografía revisada se refiere a los Circuitos magnéticos y transformadores cuyo aspecto introductorio respecto a la refrigeración de los transformadores manifiesta lo siguiente “En los transformadores muy pequeños la superficie es relativamente grande frente al volumen total”. (MIT Staff)

La refrigeración por radiación y convección natural suele ser suficiente para mantener la temperatura de funcionamiento por debajo del máximo que puede soportar el aislante sin reducir seriamente su duración. Sin embargo, al aumentar el tamaño de un objeto, el volumen crece como el cubo de sus dimensiones lineales, mientras que el área de su superficie crece al cuadrado de sus dimensiones lineales. Así para una pérdida dada por unidad de volumen de las partes en funcionamiento, el calor que debe disiparse por unidad de superficie crece proporcionalmente a las dimensiones lineales, luego, al ir aumentando el tamaño, o hay que aumentar el área de la superficie o hay que proveer de medios artificiales para acelerar la disipación del calor. A menudo se combinan estos dos medios para facilitar la refrigeración. Además, al aumentar las dimensiones lineales, aumentan las distancias de las partes interiores a la superficie, por lo que hay que dotar de ductos de ventilación a los devanados y al núcleo.

Es evidente para el autor que las dimensiones estructurales del transformador son determinantes en la selección del tipo de refrigeración, por tanto, es una variable adicional que se debe tener en cuenta en el análisis del gradiente de temperatura.

En el proyecto de investigación **“Implementación de un sistema de medición de temperatura empleando fibra óptica para el estudio térmico de transformadores de distribución inmersos en aceite mineral y vegetal”** (Diego Fernando Navas y Héctor Cadavid Ramírez) (11), se indica lo siguiente “Los transformadores son elementos de suma importancia dentro de las redes eléctricas. Su vida útil depende, entre otros factores, de la temperatura presente en su interior, especialmente aquella localizada en sus materiales aislantes. Dichas temperaturas suelen ser estimadas a través de modelos propuestos en las normatividades; sin embargo, los valores obtenidos son aproximados y siempre es deseable obtener

una medición directa. Por razones netamente económicas la medición directa suele emplearse en transformadores de potencia. Sin embargo, con la llegada de las smart grids (redes inteligentes) será necesaria la instrumentación en los sistemas de distribución y el uso de tecnologías más limpias. Con fines investigativos, en el presente documento los autores comentan sus experiencias en la instrumentación con fibras ópticas de cuatro transformadores de distribución sumergidos en aceite mineral y vegetal para realizar una evaluación térmica. Los transformadores tienen capacidades de 15 kVA y 37,5 kVA y operan a tensiones de 7620 V / 240 V. Se explica el proceso de determinación de los puntos de medición de temperatura al interior del transformador y se finaliza con resultados de ensayos de elevación de temperatura empleando carga simulada mediante cortocircuito y carga real a dos niveles para comparar las mediciones dentro de cada uno de los transformadores.

La instrumentación de transformadores de distribución con sensores de temperatura de fibra óptica es una labor que actualmente es costosa y compleja, no obstante, a futuro puede ser factible su uso en los sistemas de distribución.

La comparación de resultados de los ensayos de elevación de temperatura en los transformadores objeto de estudio se muestra mayores elevaciones de temperatura en presencia de aceite vegetal. Las diferencias de temperatura alcanzadas en los casos evaluados no llegan a superar los 8 °C, siendo este el caso particular de la elevación de temperatura en los devanados de alta tensión. Sin embargo, el valor alcanzado de elevación de temperatura en el aceite está muy por debajo del límite establecido en las normatividades existentes.

La medición directa de temperatura con fibra óptica permitió la evaluación térmica del transformador bajo condiciones nominales de tensión y corriente, permitiendo observar diferencias entre los valores calculados y los medidos en la elevación de temperatura.

Para tener mayor claridad del comportamiento térmico al interior de los transformadores y la ubicación exacta de un sensor para monitoreo en una red eléctrica inteligente, es deseable hacer una investigación con un mayor número de sensores dentro del transformador. Ello permitiría contar con insumos tanto para el ajuste del modelo térmico establecido en las normatividades como para el ajuste del modelo realizado por elementos finitos. La puesta a punto de ambos modelos

minimiza notablemente el tiempo de obtención de resultados e incluso puede llegar a obviar la realización de largos ensayos. Desarrollar sensores de fibra óptica más resistentes, delgados y económicos, para su posible utilización masiva en el monitoreo de los sistemas avanzados de distribución.”

En este documento se incide en la eficacia de las mediciones de campo en este caso utilizando fibra óptica, de tal forma que la precisión de la medida se la más adecuada posible, pero sin embargo por el momento es una metodología de alto costo que momentáneamente no podría ser aplicable, pero sin embargo es un aporte fundamental en el desarrollo de los métodos para sistemas de refrigeración del transformador.

Otra opinión importante de W. Flores, E. Mombello manifiesta que “La evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Cualquier máquina está expuesta en distinto grado a solicitaciones térmicas, mecánicas, eléctricas y provocadas por el medio ambiente. Por ello, la evaluación de la condición del transformador, mediante métodos de supervisión en y fuera de la línea se ha vuelto una estrategia clave para conocer el estado del equipo. Un transformador llega al final de su vida útil cuando es incapaz de llevar a cabo su función, la cual es ser el enlace confiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que está a diferentes niveles de tensión. En términos generales un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20 a 35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65°C a 95°C. Aunque en la práctica la vida de un transformador podría llegar a los 60 años con un mantenimiento adecuado y en función a la fecha de fabricación, ya que se ha observado en transformadores producidos recientemente una edad promedio de fallo de 15 años en idénticas condiciones de trabajo, este hecho se debe a que los transformadores diseñados años atrás siempre fueron sobredimensionados”.

Una conclusión importante a tomar en cuenta en el trabajo presentado es que la comparación de resultados de los ensayos de elevación de temperatura en los transformadores objeto de estudio, muestra mayores elevaciones de temperatura en presencia de aceite vegetal. Las diferencias de temperatura alcanzadas en los

casos evaluados no llegan a superar los 8 °C, siendo este el caso particular de la elevación de temperatura en los devanados de alta tensión. Sin embargo, el valor alcanzado de elevación de temperatura en el aceite está muy por debajo del límite establecido en las normativas existentes.

2.2 MARCO CONCEPTUAL

2.2.1 EL TRANSFORMADOR

El transformador tiene diversas definiciones y características, los que son expresados desde muchos puntos de vista concordando y resumiendo en los conceptos siguientes:

- Es una máquina eléctrica estática, denominada genéricamente “transductor”.
- Se alimenta con una señal de c.a. de características sinusoidales.
- Se caracteriza por transformar las variables tensión, corriente e impedancia.
- Al incrementar los niveles de tensión viabiliza el transporte de energía eléctrica a grandes distancias o zonas de carga.
- Está conformado por dos o más conjuntos de devanados estacionarios denominados primario y secundario, los cuales están electromagnéticamente acoplados y responden a la ley de Faraday.
- Tienen un núcleo laminado de alta permeabilidad para maximizar la interacción electromagnética.
- Pueden operar con cargas constantes o variables
- Las pérdidas por histéresis son dependientes de las características del material magnético.
- Las pérdidas por corrientes de Eddy (Foucault) se minimizan usando una construcción laminada.
- En el transformador interactúan los circuitos eléctrico, magnético, mecánico, dieléctrico, térmico y sonoro.
- Es una máquina compuesta por circuito eléctrico, circuito mecánico, circuito magnético, circuito dieléctrico, circuito térmico y circuito ruido audível.

2.3 PARTES Y PRINCIPIOS TEÓRICOS DEL TRANSFORMADOR

Los transformadores de distribución están conformados por componentes eléctricos, mecánicos, magnéticos, dieléctricos, térmicos, ruido audible y otros, los que conforman un conjunto interactuante y al mismo tiempo interdependiente tanto de variables externas como de variables internas. Una de las componentes más percibidas y fácil de visualizar es la cuba principal que cumple diversas funciones entre las cuales se mencionan la de protección, soporte mecánico, contenedor del aislante líquido, refrigeración, hermeticidad y hasta estético.

Otra componente singular y de importancia viene a ser la cuba auxiliar que tiene bastantes funciones siendo algunas de ellas las siguientes: reducen el área de contacto del aceite dieléctrico con el aire, permite la expansión del aceite en los casos de incremento de carga o fenómenos externos. La figura 2.1 muestra algunas de las componentes estructurales básicas externas del transformador, donde cada una de ellas cumple una función específica en el contexto operativo de la máquina, en algunos casos son de medida, en otros son de protección, también están presentes las componentes de maniobra.

LEYENDA

1. Cuba auxiliar
2. Nivel de aceite
3. Bornera de A.T.
4. Bornera de B.T.
5. Campanas aisladoras
6. Orejas de Izaje
7. Cuba principal
8. Aletas de refrigeración
9. Placa de características
10. Grifo para muestras
11. Tapa de tanque
12. Bornera para puesta a tierra
13. Bases de sujeción

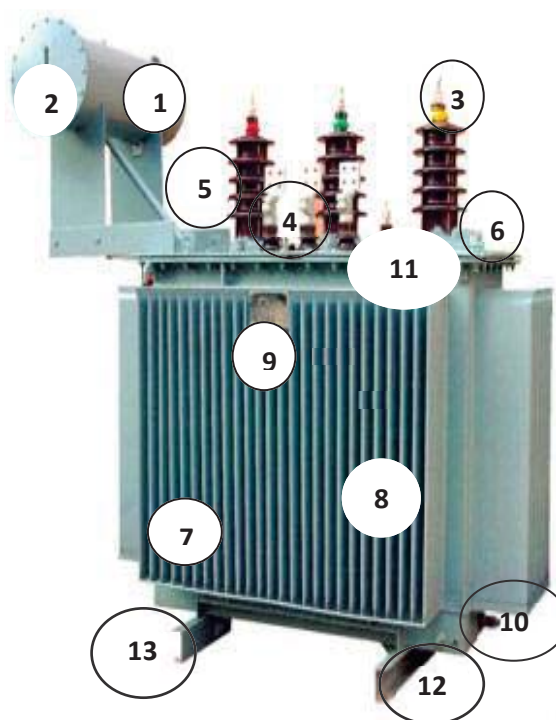


Figura 2.1: Componentes estructurales externas del transformado
Fuente: Elaboración propia

Muchas componentes no están señaladas explícitamente en la figura, pero normalmente se encuentran en operación de campo como son: los desecadores encargados de filtrar la humedad del aire, los termómetros responsables de indicar los niveles de temperatura, indicadores de aceite, relé Buchholz elemento de protección en caso de alguna maniobra especial sobrecarga o descargas atmosféricas, los taps elementos de regulación de tensión, empaques de presión y otros.

Por otra parte, el transformador también presenta un conjunto de componentes internos que normalmente están protegidos por la cuba principal y el aislante líquido entre los más importantes está el núcleo magnético, los conductores sean de A.T. o B.T.y principalmente los aislantes que se presentan con gran diversidad y características dependiendo la función que deben de cumplir en operación.

La figura 2.2 muestra las componentes internas principales del transformador.



Figura 2.2: Componentes estructurales internas del transformador
Fuente: Fotografía propia.

Las componentes propias del transformador muestran características especiales que será necesario presentarlas para lograr una visión de mayor profundidad especialmente del núcleo, los devanados y los aislantes del transformador.

A.- Los núcleos ferromagnéticos

En los transformadores de distribución los núcleos están conformados por conjuntos de láminas de material magnético de diferentes espesores y de diversas características, la superficie de cada lámina está tratada con óxidos aislantes, apilándose y troquelándose de diferentes formas de acuerdo al diseño especificado.



Figura 2.3: Láminas de acero al silicio
Fuente: Fotografía propia

Como ejemplo podemos citar a los materiales que fabrica Arcelor Mittal, donde las propiedades magnéticas de los aceros eléctricos de grano no orientado en estado final de suministro cumplen los requisitos de la norma EN 10106:2007. Además de los niveles de pérdidas máximas y de polarización mínima indicados.

Los materiales magnéticos tienen catálogos normalizados que muestran las curvas de magnetización a diferentes frecuencias en relación con los niveles de pérdidas, polarización, permeabilidad y potencia aparente de estos materiales. Estas gráficas facilitan la selección del material para un valor determinado de densidad de flujo B y de esta forma seleccionar el material óptimo para cumplir los requisitos especificados en cada diseño. También el mercado ofrece aceros de baja aleación, en los que destaca su excelente permeabilidad magnética, conductividad térmica y aptitud al corte, hasta aceros aleados, caracterizados con una amplia variedad de

recubrimientos, logrando una mejora adicional de la aptitud al corte, la reducción de pérdidas interlaminares y la mejora de la protección contra la corrosión.

Los Tablas siguientes muestran parte de las características de los materiales magnéticos según normas Europeas y otras normas como la Former Standard AISI, ASTM, JIS C, IEC/CEI, para espesores de 0.35mm, 0.50mm, 0.65mm y 1mm. El material en estado bruto de suministro presenta todas sus propiedades magnéticas.

Por ejemplo para un espesor de 0,35 mm tenemos:

TABLA N.º 2.1

Equivalencia de normas en los materiales magnéticos.

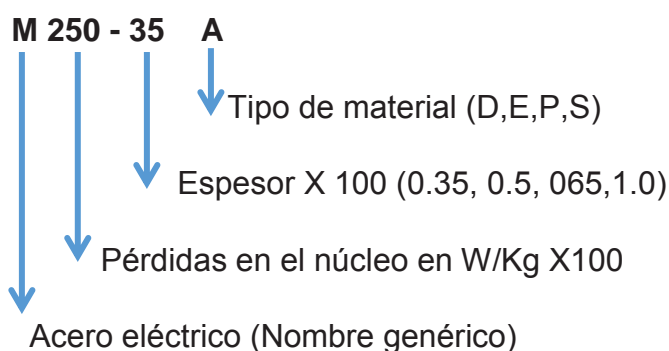
TIPO DE MATERIAL	EN 10106:2007	Former standard AISI	ASTM A677:2012	JIS C 2552:2000	IEC/CEI 60404-8- 4:1998
M 210-35 A AM FCE					
M 230-35 A				35A230	
M 235-35 A	M235-35A				M235-35A 5
M 250-35 A	M250-35A	M15	36F145	35A250	M250-35A 5
M 270-35 A	M270-35A	M19	36F155	35A270	M270-35A 5
M 300-35 A	M300-35A	M22	36F165	35A300	M300-35A 5
M 330-35 A	M330-35A	M36	36F185		M330-35A 5

Fuente: Arcelor Mittal

Las características operativas del transformador entre otros aspectos están relacionadas con las propiedades no solo magnéticas, sino también mecánicas y en cierto sentido las propiedades eléctricas de los materiales ferromagnéticos propiamente dichos, estas propiedades en la actualidad ya están normalizadas de tal forma que los fabricantes o diseñadores de transformadores tienden a seleccionar sus insumos considerando estas propiedades. Se conocen por ejemplo la densidad de flujo B, la intensidad de campo H, la densidad de flujo remanente, la intensidad de campo coercitivo, las pérdidas magnéticas a diferentes frecuencias, la polarización, los puntos de saturación, la anisotropía y características mecánicas diversas.

El código de los materiales magnéticos se comprende de la siguiente forma:

Ejemplo:



De acuerdo a la tabla 2.1 se muestra las equivalencias entre los códigos de diferentes normas internacionales, puede verificarse por ejemplo que existe concordancia entre los materiales M 250-35 A (EN 10106:2007) con el M15 (Former standard AISI) o con el 36F145 (ASTM A677:2012) o con el 35A250 (JIS C 2552:2000), por consiguiente es factible usar cualesquiera de los códigos que nos indican las normas, pero siempre será necesario tener en cuenta las propiedades de cada una de ellas.

Para un espesor de 0.65 mm se tiene:

TABLA N.º 2.2

Propiedades de los materiales magnéticos, con factor de apilamiento de 0.97

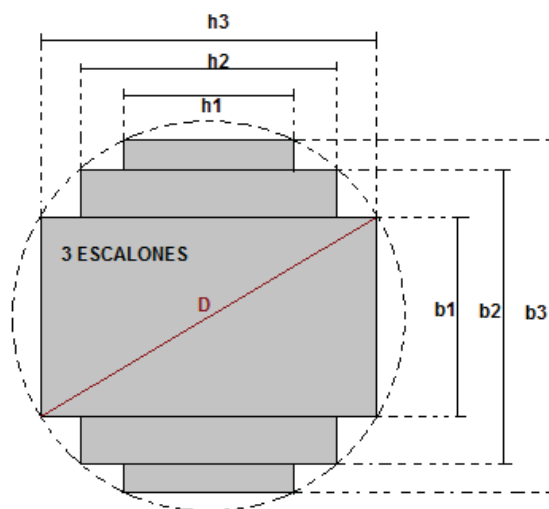
CLASE DE MATERIAL	Densidad normal (kg/dm ³)	Pérdida máx. (W/kg) a 50 Hz a 1 T	Pérdida máx. (W/kg) a 50 Hz a 1,5 T	Pérdida máx. (W/kg) a 60 Hz a 1,5 T	Polarización mín. (T) a 2500 A/m	Polarización mín. (T) a 5000 A/m	Polarización mín. (T) a 10000 A/m	Anisotropía de pérdida máx. (+/- %)	Número mín. de plegado
		Indicativo	Garantizado	Indicativo	Garantizado	Garantizado	Garantizado	Garantizado	Garantía
M 310-65 A	7,60	1,25	3,10	4,08	1,49	1,60	1,70	15	2
M 330-65 A		1,35	3,30	4,30					
M 350-65 A		1,50	3,50	4,57					
M 400-65 A	7,65	1,70	4,00	5,20	1,52	1,62	1,72	14	5
M 470-65 A		2,00	4,70	6,13	1,53	1,63	1,73		
M 530-65 A	7,70	2,30	5,30	6,84	1,54	1,64	1,74	12	
M 600-65 A	7,75	2,60	6,00	7,71	1,56	1,66	1,76	10	10
M 700-65 A		3,00	7,00	8,98	1,57	1,67			
M 800-65 A	7,80	3,60	8,00	10,26	1,60	1,70	1,78		
M 1000-65 A		4,40	10,00	12,77	1,61	1,71	1,80		

(Fuente: Arcelor Mittal)

Para un dimensionamiento adecuado de los transformadores, los datos iniciales están definidos por las normas, de tal forma que se tomaran en cuenta los valores indicados según sea el caso, luego en el proceso iterativo de cálculo se estarán afinando los datos hasta lograr los requerimientos óptimos de diseño, es decir que estén equilibrados los conceptos técnicos y económicos.

De otro lado, el núcleo de los transformadores de distribución siempre está conformado por áreas transversales con escalones, cuyo número varía en función generalmente de la potencia del transformador, pero es usual tener entre tres a cinco escalones. La figura 2.4 muestra los escalones de 3, 4 y 5 escalones, la configuración de los mismos tiende a una sección circular, esta configuración se debe a la distribución uniforme de las fuerzas electromecánicas que se presentan en las bobinas donde una configuración circular garantiza la distribución uniforme de estas fuerzas por consiguiente su adecuada operación en consecuencia el núcleo contenedor tiene que aproximarse a una configuración circular.

En transformadores de mayores potencias los núcleos tienen mayores números de escalones, en vista de que las fuerzas electromecánicas presentes en los devanados son mayores y estos deben disminuir los flujos de dispersión, en muchos casos inclusive contienen canales de refrigeración de sección rectangular por las cuales circula el aceite refrigerante. La figura 2.4 muestra la sección transversal del núcleo de 3, 4 y 5 escalones.



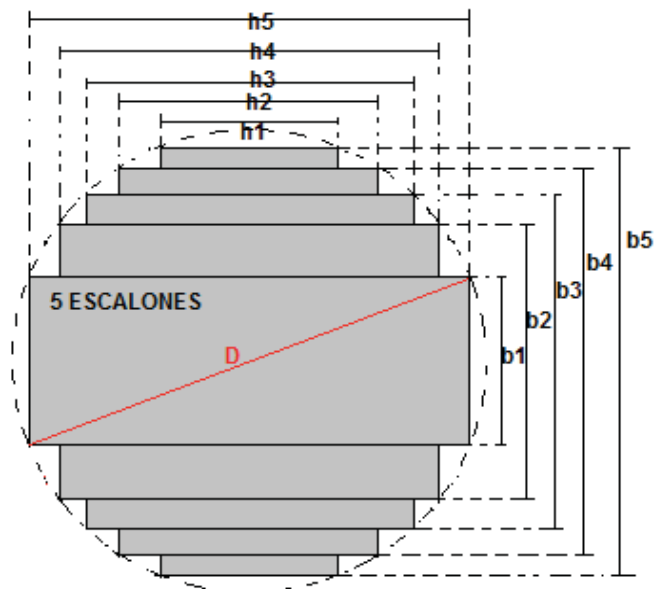
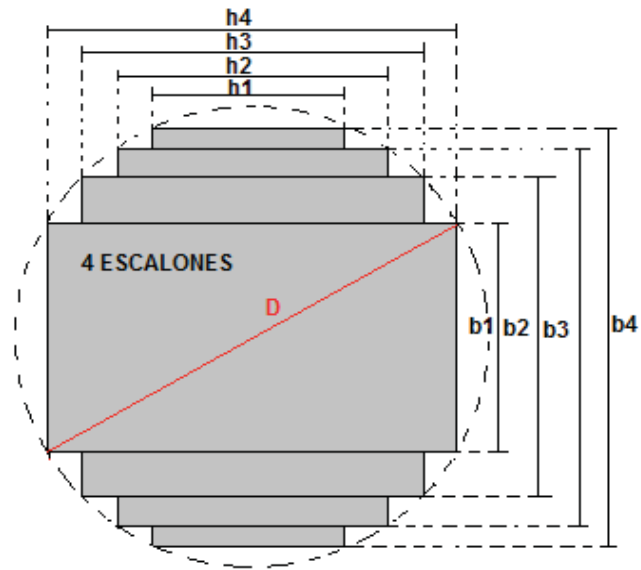


Figura 2.4: Áreas transversales del núcleo de 3, 4 y 5 escalones
Fuente: Elaboración propia

La aleación ferromagnética más utilizada para el diseño de núcleos de transformadores es la aleación hierro-silicio, esta aleación es la producida en mayor cantidad y está compuesta por hierro esencialmente puro con 1-6% de silicio, dependiendo este porcentaje del fin a que se destine el material. Dando a esta aleación un tratamiento térmico adecuado se obtiene un material que comparado con el hierro, tiene mejores propiedades magnéticas para campos magnéticos débiles, una resistividad mayor y sufren pérdidas totales menores en el núcleo. Esta

aleación se lamina en chapas y flejes, principalmente de espesores comprendidos entre 0,35 y 1.0 mm recocidos; en el lenguaje corriente se le conoce con el nombre de acero al silicio o Chapa magnética.

Las chapas de mejor calidad presentan mayor contenido en silicio, entre el 4% y el 5%. El silicio eleva la dureza del material, por lo que su porcentaje se determina según el empleo al que se designa la chapa. Para algunas máquinas el límite superior es aproximadamente del 4%, teniendo en cuenta el peligro de la fragilidad. También se prefieren chapas de menor contenido de silicio cuando las densidades de funcionamiento son elevadas o cuando se desea una elevada conductividad calorífica. Las pérdidas en el núcleo y el coeficiente de envejecimiento aumentan al disminuir el contenido de silicio.

La fabricación de la chapa magnética técnicamente está normalizada, estos datos y características de los materiales están publicados por los diversos fabricantes, como se señaló anteriormente.

B.- Los devanados o bobinas

Otra de las componentes fundamentales del transformador son las bobinas o devanados, se construyen de formas cilíndricas o en forma de discos, en el caso de los cilindros son varios cilindros concéntricos que se distribuyen para reducir los flujos de dispersión, los conductores pueden ser del tipo circular, rectangular o laminados y de conductores de sección circular o rectangular de material de cobre como también de aluminio.

Para Zimmermann, Celio (12) (2015), el devanado de banda de aluminio consiste en el arrollamiento simultáneo sobre sí mismos, de una lámina de aluminio del ancho de la propia bobina y el papel aislante correspondiente, dejando los canales necesarios para la circulación del líquido refrigerante, de lo que resulta una bobina de una espira por capa, extremadamente robusta, compacta y con un mejor aprovechamiento del espacio ocupado por el conductor, que compensa en parte el mayor volumen que tiene el bobinado de aluminio respecto al de cobre.

La figura 2.5 muestra el devanado de tipo cilíndrico instalados en forma concéntrica, los conductores son circulares alineados formando un conjunto de capas superpuestas (Taller electrovolt).



Figura 2.5: Devanado del tipo cilíndrico concéntrico
Fuente: Material Fotográfico electrovol.

Para Electricaplicada (13), el devanado de aluminio no es menos eficiente que el cobre en la construcción del transformador, si bien es cierto que tiene menor conductividad, este hecho se toma en cuenta en el diseño y la sección transversal del conductor se incrementa para suplir sus efectos negativos.

El aluminio tiene una mayor capacidad para disipar el calor en un 39% aproximadamente, luego se comportará mejor ante corrientes de sobrecarga y esfuerzos de cortocircuitos, esto hace que los bobinados de aluminio resistan más tiempo las corrientes de cortocircuito o cualquier sobrecarga transitoria, antes de alcanzar una temperatura peligrosa para el aislamiento.

Debido a su mayor resistividad, las corrientes de Eddy son sensiblemente menores a las encontradas en el cobre, razón por la cual es el material más aconsejable cuando se tienen instalaciones que trabajan con alto contenido de armónicos, causantes del incremento de la temperatura en los transformadores. Si se requiere un bajo costo y no tiene problemas de espacio, el de aluminio es el indicado y obtendrá entre 5% y 12% de ahorro; dentro de las ventajas de los transformadores con tecnologías de aluminio, se destacan sin duda su bajo precio y menor peso, lo que facilita las labores de transporte y costo del mismo. Además, no tiene efecto catalítico sobre el aceite, es decir, no reacciona químicamente con él, como lo hace el cobre, por lo que el envejecimiento del aceite es más lento.



Figura 2.6: Devanado tipo disco
Fuente: Material Fotográfico propio (Electrovolt)

En el artículo de Haro (14) (2013), es usual el uso de devanados del tipo disco, como muestra la figura 2.6, se les denomina como tipo pastilla o galleta; esta configuración permite un mayor nivel de refrigeración debido a que el aceite puede introducirse por los canales axiales entre bobina y bobina, cuando las tensiones son elevadas se utiliza esta configuración de tal forma que garantice los niveles de aislamiento entre bobinas y entre estas y masa.

Los devanados están compuestos por varias capas de conductores, las que son aisladas y barnizadas en el exterior, así como recocidas para lograr una consistencia mecánica y puedan soportar las fuerzas electromecánicas producidas en la operación o en casos extraordinarios.

Como se podrá visualizar, cada disco está aislada de las otras de tal forma que el aislamiento total sea elevado y ofrezca garantías operativas; cada una de las bobinas están enseriadas para conformar las bobinas de cada fase, normalmente estas bobinas son las instaladas en los lados de alta tensión, también se verifica

que los taps de regulación del transformador están conectados en estos devanados de alta tensión.

También se puede agregar algunos conceptos expresados en el “modelado térmico de transformadores” (15), históricamente el cálculo térmico de los transformadores se ha realizado sin considerar los fenómenos hidráulicos que están indisolublemente ligados a todo fenómeno de transferencia de calor por convección. Las temperaturas en el transformador se determinan principalmente por la convección del calor que depende de la velocidad del fluido.

La velocidad del fluido depende de su viscosidad la cual a su vez depende de la temperatura del fluido. El objetivo de esta presentación es mostrar los fundamentos de una metodología de cálculo térmico de transformadores que considera la coexistencia de un circuito térmico y un circuito hidráulico que deben resolverse en forma conjunta.

Respecto a los devanados, se señala que las bobinas tienen la función básica de conducir la corriente eléctrica por el interior del transformador, están construidos por lo general de cobre con alta conductividad.

El cobre será siempre el material empleado ya que, además de ser el material con la conductividad más alta de los metales comerciales presenta buenas propiedades mecánicas.

El diseño de los arrollamientos del transformador tendrá, entre otros, como objetivo reducir al máximo las pérdidas resistivas que en él se puedan producir. Estas pérdidas serán directamente proporcionales a la resistencia eléctrica del arrollamiento y al cuadrado de la corriente que la recorre. Las pérdidas resistivas en los arrollamientos pueden ser de dos tipos: pérdidas provocadas por la corriente que por ellos circula y las pérdidas causadas por corrientes de Foucault ocasionadas por el flujo disperso.

Para reducir las pérdidas resistivas ocasionadas por las corrientes normales del conductor se podrá optar por reducir el número de vueltas del conductor, por aumentar la sección del conductor o combinación de ambas medidas. Tanto al aumentar la sección del conductor como al reducir el número de estas puede suponer que sea necesario aumentar el tamaño del núcleo magnético, por lo que

una disminución de las pérdidas en el cobre implicaría un aumento en las pérdidas en el hierro al aumentar el volumen de esta; por lo tanto se deberá buscar el equilibrio para optimizar ambos parámetros. En cuanto a las medidas que se tomaran para reducir las pérdidas ocasionadas por las corrientes producidas por el flujo disperso estarán destinadas a aumentar la resistencia eléctrica de los caminos por los que puede circular las corrientes de Foucault, ya sea disminuyendo la sección, lo que produciría aumentos en las pérdidas resistivas por lo que resultará una medida efectiva, pero será un factor a tomar en cuenta, otra solución es dividir el arrollamiento en pletinas eléctricamente aisladas entre si y colocarlas en paralelo con la menor sección posible.

Para Francisco Ignacio Sánchez Blázquez (16) (2009), en transformadores de potencia de columnas existen dos maneras principales de arrollar las bobinas: por discos o por capas, ambos tipos son arrollamientos cilíndricos, con una sección transversal rectangular. Los dos se usan en la práctica, cada uno tiene sus partidarios y según la aplicación alguno de los dos puede ser más eficiente. Sin embargo, por lo general, ambos pueden ser diseñados para un correcto funcionamiento en cuanto a facilidad de refrigeración, capacidad para soportar sobretensiones, resistencia mecánica y capacidad para soportar condiciones de cortocircuito. En ocasiones estas bobinas se arrollan con más de un hilo o cable en paralelo, en cuyo caso es necesario hacer transposiciones.

En los transformadores de columnas, los arrollamientos tendrán forma cilíndrica con una sección cuadrada de cobre y se colocaran concéntricos a la columna del núcleo magnético. El tamaño de los arrollamientos definirá el tamaño que debe tener la ventana del núcleo, a medida que el tamaño de los arrollamientos sea mayor, la ventana del núcleo se verá incrementada para poder alojar a los arrollamientos en su interior.

Es necesario diferenciar entre las características del arrollamiento de alta tensión y del arrollamiento de baja tensión, ya que tanto la magnitud de tensiones como la magnitud de las intensidades tendrán valores de niveles muy distintos (tanto como la elección de transformación del transformador).

En primer lugar se analizaran las características principales de los arrollamientos de baja tensión, donde, aunque algunos parámetros dependerán de la potencia del

transformador. El arrollamiento de baja tensión tendrá valores menores de tensión por lo que necesitará un menor nivel de aislamiento que el de alta tensión, por el contrario las corrientes que circulan por el serán mucho mayores que el los de alta tensión pudiendo alcanzar valores de miles de amperios en los transformadores de grande potencias. La posición del arrollamiento de baja tensión será la más cercana al núcleo magnético excepto en transformadores que tengan tres arrollamientos en los que es más habitual que el arrollamiento terciario es quien ocupe esa posición más cercana al núcleo.

El arrollamiento de baja tensión estará formado por una o varias espiras de conductor redondo o de pletina viéndose repartidas la sección en varios conductores a los que se realizará transposiciones a lo largo del arrollamiento con el objetivo de evitar tensiones en estos provocadas por el flujo disperso y que a su vez podrían ocasionen la circulación de corrientes que supondrían más pérdidas y más calentamiento.

El arrollamiento de alta tensión necesitará mayores niveles de aislamiento, tendrá un mayor número de vueltas que el arrollamiento de baja tensión pero se sección será inferior ya que los niveles de corriente serán muy inferiores. El arrollamiento estará formado por bobinas en serie de pocas espiras por capa y por pletina por capas de uno o varios conductores en paralelo.

Es importante resaltar que en este arrollamiento se instalaran las tomas para los taps, cuyas tensiones están determinados por las normas, siendo los valores de las mismas de $\pm 2.5\%$ y ± 5 de la tensión nominal; en el caso de que el transformador este dotado de ellas, ya que resultará más económico y de fácil manipulación e instalación, porque las corrientes serán menores que los arrollamientos de baja tensión y por tanto será necesario una sección de conductor y traslapes más pequeña en los conductores del cambiador de tomas.

2.3.1 LAS PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR

A.- LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO

El núcleo del transformador está sometido a señales variables con el tiempo, consiguientemente a flujos alternos, en esas condiciones se presentan las denominadas pérdidas en el núcleo, analíticamente se asocian dos tipos de

pérdidas: pérdidas por histéresis y las pérdidas por corrientes parásitas denominadas también de Eddy o remolino.

A.1 LAS PÉRDIDAS POR HISTÉRESIS

La Pérdida por histéresis se origina por las propiedades magnéticas de los materiales magnéticos, producidas por un fenómeno afín a la fricción molecular, ya que las partículas más pequeñas del núcleo tienden a alinearse primero en un sentido y después en el otro, a medida que el flujo magnético varía periódicamente. Por el cual una región atravesada por un campo magnético, absorbe energía. Si la región no es el vacío, tan solo una parte de la energía tomada del circuito eléctrico se almacena y recupera totalmente de la región, al suprimir el campo magnético. El resto de la energía se convierte en calor a causa del trabajo realizado sobre el material en el medio cuando responde a la imanación, es decir cuando tiene lugar una variación cíclica de flujo en un material magnético, una cantidad de energía proporcional al área del ciclo de histéresis se disipa en el material por cada ciclo completo de variación de flujo. La pérdida por histéresis varía con la frecuencia y la densidad de flujo, pero son independientes de la forma de onda temporal o espacial del flujo y del espesor de la lámina.

Se debe distinguir adecuadamente la característica de Histéresis y las pérdidas por Histéresis. El fenómeno conocido por el nombre de HISTÉRESIS es el resultado de la propiedad del material de conservar su imanación o de oponerse a la variación del estado magnético. La pérdida por histéresis es la energía convertida en calor a causa del fenómeno de la histéresis y, según suele interpretarse, está asociada solamente a una variación cíclica de fuerza magnetomotriz. Esta interpretación es el resultado de la amplia utilización técnica del material sometido a campos magnéticos cíclicos y de la relativamente gran importancia de los datos de pérdidas representativos de esta forma de utilización.

En la figura 2.7, si el campo aplicado a un material se aumenta hasta la saturación y luego se hace disminuir, la densidad de flujo B disminuye, pero no tan rápidamente como aumentó durante la curva de magnetización inicial.

El recorrido del punto 1 al punto 2 no es el mismo que el del punto inicial al punto 1 como se puede verificar en la gráfica.

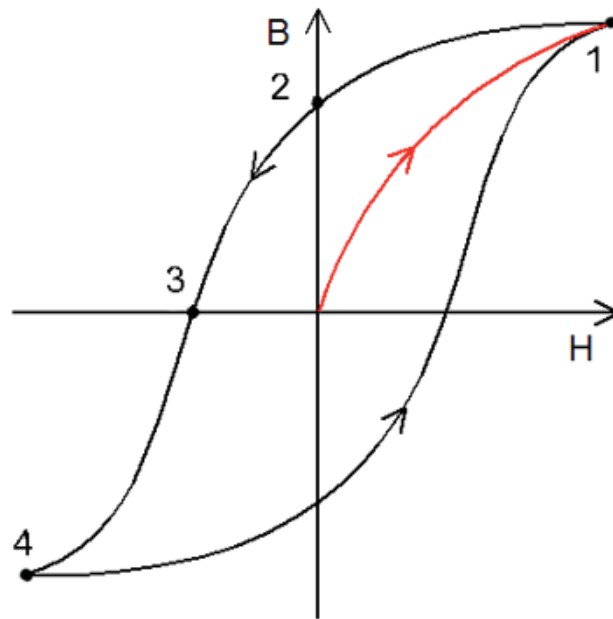


Figura 2.7: Ciclo de histéresis de un material magnético.
Fuente: Staff MIT, Circuitos magnéticos y transformadores

En esas condiciones cuando H llega a cero, existe una densidad de flujo residual, o remanencia tal como B_r ver, para reducir B a cero, se debe aplicar un campo negativo $-H_c$, este se llama fuerza coercitiva o intensidad de campo coercitiva. Al disminuir H todavía más en la dirección negativa, el material se vuelve a polarizar con polaridad opuesta, siendo la magnetización al principio fácil y después difícil al aproximarse a la saturación. Llevando de nuevo al campo a cero se deja una magnetización residual o densidad de flujo $-B_r$ y para reducir B a cero se debe aplicar una fuerza coercitiva $+H_c$.

El fenómeno señalado donde B está rezagado con relación a H , de manera que la curva de magnetización al aumentar o disminuir los campos no es la misma, se denomina "histéresis" y la curva cerrada trazada por la curva de magnetización se llama curva de histéresis como se muestra en la Figura 2.8. Si el material llega a la saturación en ambos extremos de la curva de magnetización, la curva cerrada se llama curva de histéresis mayor o saturación. La densidad de flujo residual B_r en la curva de saturación se denomina retentividad, y la fuerza coercitiva H_c sobre esta curva se llama coercitividad. Entonces, la retentividad de una sustancia es el valor máximo al que la densidad de flujo residual puede tenerse, y la coercitividad el valor máximo al que pueda tenerse la fuerza coercitiva.

Cuanto más estrecha sea la curva de histéresis menores serán también las pérdidas, esta diferencia se puede ver tanto en materiales blandos o de magnetización fácil donde la curva de histéresis es delgada, como se puede ver Figura. 2.8, con una pequeña área encerrada. En comparación con la curva de histéresis de un material “duro” o de magnetización difícil (material magnético duro), donde la curva de histéresis es amplia, como se puede ver Figura. 2.9, siendo en este caso mayor el área encerrada.

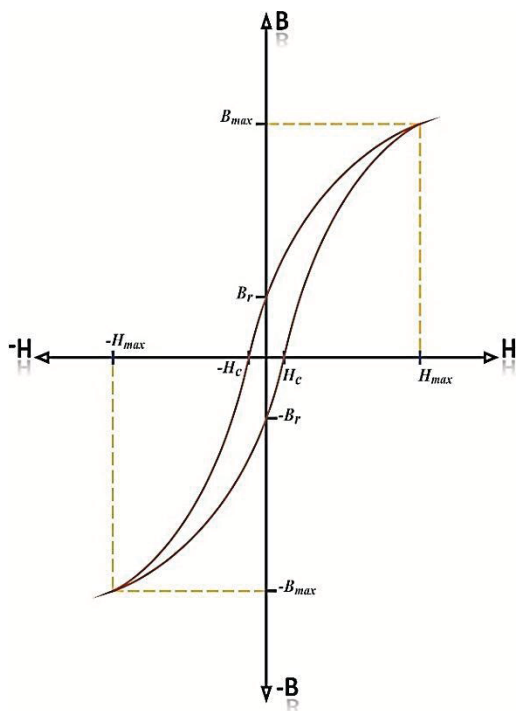


Figura 2.8: Material magnético blando.
Fuente: STAFF, MIT

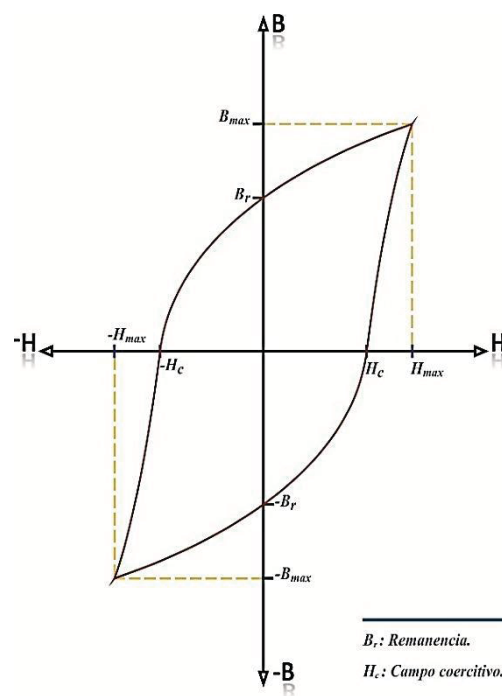


Figura 2.9: Material magnéticamente duro
Fuente: STAFF, MIT

Por otro lado, cuando la inducción magnética en una región crece de un valor B_1 a otro valor B_2 , la región absorbe energía la magnitud de la energía absorbida por unidad de volumen viene dada por ecuación.

$$W = \frac{1}{4\pi} \int_{B_1}^{B_2} H dB \quad (2.1).$$

Que en unidades racionalizadas es:

$$W = \int_{B_1}^{B_2} H dB \quad (2.2).$$

Esta integral es proporcional al área limitada por la curva $B(H)$ de dicha región, el eje B y las rectas paralelas al eje H que representan las constantes B_1 y B_2 , respectivamente. Luego, su valor dependerá de los valores B_1 y B_2 y de la forma de la curva entre B_1 y B_2 . Si se disminuye la inducción magnética desde un valor dado cualquiera a otro valor menor, el signo algebraico de la energía W es negativo y la energía será cedida por el material.

La diferencia entre las dos curvas que para la condición cíclica, constituyen realmente las dos ramas de un lazo cerrado, indica que la energía absorbida por el material que cuando crece la inducción magnética de B_1 a B_2 es mayor que la devuelta cuando la inducción magnética disminuye de B_2 a B_1 . La diferencia entre estas energías es la magnitud de las pérdidas por histéresis. El cálculo gráfico de la integral de la ecuación 2.1 para un ciclo completo de imanación permite determinar la pérdida de energía por ciclo debida a la histéresis magnética.

Además, estas pérdidas pueden reducirse mediante el empleo de chapas magnéticas sometidas a un adecuado proceso de recocido. Utilizando metales adecuados (por ejemplo, aleaciones de Níquel), una estructura metálica uniforme y con pocas impurezas (procedimientos especiales de laminado y templado) y una orientación determinada de los cristales de las láminas.

Aun cuando el área de un lazo de histéresis cerrado indica la cantidad de energía disipada en el núcleo por unidad de volumen y por ciclo a causa de la histéresis no indica en que parte del ciclo se produce la disipación.

En la práctica, es conveniente hablar de pérdida de energía por segundo en un núcleo. De donde si un volumen V de un material magnético que tiene el flujo distribuido uniformemente en todos sus puntos y del cual se conoce su lazo de histéresis se somete a una variación cíclica de frecuencia f en hertz, la disipación de energía en unidad de tiempo debida a la histéresis (pérdida de potencia por histéresis) será expresada por:

$$P_h = Vf \times (\text{Área del lazo}) \quad (2.3)$$

En unidades racionalizadas expresadas en:

$$P_h = \text{vatios}$$

$$V = m^3$$

Se entiende que el área del lazo viene expresada como producto de las unidades de H y B empleadas. De la ecuación EC. (2.2) se tiene como pérdida por histéresis en vatios:

$$P_h = VfK' K'' \times (\text{Área del lazo en centímetros cuadrados}). \quad (2.4)$$

Donde:

$$H = \text{Amper_Vueltas} / m$$

$$B = \text{tesla}$$

$$V = m^3$$

$$f = \text{Hz}$$

La constante K' es el número de lenz correspondientes a 1 cm de la escala de campos magnéticos y K'' es el número de tesla correspondiente a 1 cm de la escala de inducciones magnéticas.

En este análisis se está suponiendo que no hay anillos menores dentro del anillo principal de histéresis. En el caso de que haya algunos anillos menores, la energía pérdida se calcula sumando las áreas de los anillos pequeños al área del anillo principal de histéresis.

Por otro lado, si se conoce el lazo de histéresis para la inducción magnética máxima dada $B_{m\acute{a}x}$, se podrá calcular la pérdida por histéresis por ciclo con ayuda de las relaciones anteriores, pero la manera de variar esta pérdida en función de $B_{m\acute{a}x}$ solo podrá determinarse repitiendo el cálculo para lazos de histéresis de diversos valores de $B_{m\acute{a}x}$. Para esto veamos la Formula de STEINMENTZ para Pérdidas de Histéresis.

Si bien el método más aproximado de cálculo de las pérdidas de histéresis en un material magnético es usando la EC. (2.4) para este propósito, es frecuente usar una formula empírica propuesta por C.P. STEINMENTZ EN 1,892. Empíricamente halló, tras un gran número de pruebas experimentales, que el área del lazo de histéresis normal de muestras de distintos hierros y aceros empleados

corrientemente en la construcción de aparatos electromagnéticos de su tiempo era aproximadamente proporcional a la potencia de 1,6 de la inducción magnética máxima en el dominio de inducciones comprendida entre 1000 G y 12000 G. Desde que STEINMENTZ realizo sus medidas se han desarrollado, a consecuencia de las investigaciones sobre materiales magnéticos, numerosos aceros magnéticos de propiedades ampliamente variables. El exponente 1.6 ya no puede dar, hoy en día, el área de los lazos con suficiente precisión. La expresión empírica de la pérdida de energía por unidad de volumen por ciclo viene dada con mayor propiedad por la expresión.

$$W_h = \eta B_{\max}^x \quad (2.5)$$

Donde x y η tienen valores que dependen del material. Deberá tenerse cuidado al utilizar la ecuación EC (2.5) porque el valor de x que puede estar comprendido entre 1.5 y 2.5 para los materiales actualmente existentes, puede no ser constante para un material dado. Para algunos materiales, la ecuación podrá no ser suficientemente precisa para ser generalmente útil. Por tanto, estas constantes se deberán evaluar para un cierto dominio de B_{\max} y utilizarse luego solamente para valores de B_{\max} comprendidos en este dominio. Una ventaja importante de esta fórmula es que es independiente de la forma de onda.

Tomando logaritmos en la ecuación de ecuación (2.5)

$$\log W_h = x \log B_{\max} + \log \eta \quad (2.6)$$

Existiendo una relación lineal, entre $\log W_h$ y $\log B_{\max}$. Experimentalmente se podrán obtener varios valores de $\log W_h$ que pueden representarse en ordenadas, tomando en abscisas los valores correspondientes de $\log B_{\max}$. Estos puntos estarán situados sobre una recta de pendiente igual al exponente x , y ordenada en el origen igual a $\log \eta$. Evidentemente, con dos puntos bastará para determinar los valores de x y η , pero, tomando varios puntos, la rectitud de la curva que los une indicara el grado de precisión de la ecuación (2.5) en el dominio que se considere. Si los puntos no caen sobre una recta, el tipo de ecuación con exponente constante no será adecuado.

Los valores de W_h y B_{max} , de la ecuación (2.6) pueden darse en un sistema cualquiera de unidades, si se toma el valor correspondiente del coeficiente η . La pérdida total por histéresis en un volumen V , en el que la inducción magnética sea uniforme en todos sus puntos y que varíe cíclicamente con una frecuencia de f hertz se puede entonces expresar empíricamente por

$$P_h = \eta * V * f * B_{max}^x \quad (2.7)$$

Si $V = Al$, siendo V el volumen del núcleo igual al A área de la sección transversal del núcleo por l longitud de su circuito magnético trazado en función de B y H y el Término Al puede sustituirse por M/δ , donde M es la masa del núcleo y δ la densidad del material del núcleo. Por tanto, si la frecuencia de alternancia del flujo es f en ciclos por segundo (cps), las pérdidas por histéresis serán

$$P_h = \eta \frac{M}{\delta} f B_{max}^x \quad (2.8)$$

Donde η es una constante de proporcionalidad característica del material del núcleo que también se le denomina coeficiente de esteinmtz, dependiendo su magnitud de las unidades en que estén expresados M, B_{max} y δ .

Otra forma conveniente de expresar las pérdidas por histéresis en términos del voltaje inducido E_{ef} en la bobina de excitación, se deduce de la siguiente manera:

$$E_{ef} = 4 * (factor\ forma) * f N A B_{max} \quad (2.9)$$

Dónde:

N = Número de espiras

A = Sección transversal del núcleo

Del cual obtenemos

$$B_{max} = \frac{E_{ef}}{4 * (factor\ forma) * f N A} \quad (2.10)$$

Donde A es el área de la sección transversal del núcleo y N es el número de vueltas de la bobina de excitación de donde:

$$P_h = \eta V \frac{(E_{ef})^x}{[4 * (factor\ forma) * N A]^x * f^{x-1}} \quad (2.11)$$

A.2 LAS PÉRDIDAS POR CORRIENTES PARÁSITAS

Las pérdidas por corrientes parásitas o corrientes de Foucault en el Núcleo son producidas por las corrientes inducidas de la misma forma que la corriente de trabajo se induce en los devanados de los bobinados de las máquinas eléctricas, y la concentración de flujo hacia la superficie de las láminas utilizadas. Estas pérdidas no son sino pérdidas por efecto Joule sobre los circuitos elementales recorridos por las corrientes parásitas en el núcleo.

En tal sentido, siempre que varíe el flujo magnético en un medio, como consecuencia de la variación del flujo con el tiempo aparece en el medio de un campo eléctrico. La integral curvilínea de este campo E a lo largo de un camino cerrado cualquiera que limite la superficie atravesada por el flujo considerado es igual, en virtud de la ley de Faraday para la inducción, a:

$$\oint_{abcd} E \cdot dl = - \frac{d}{dt} \int B \cdot nds \quad (2.12)$$

Dónde: “a-b-c-d-a” es el camino cerrado que limita la superficie atravesada por el flujo $\varphi = \int B \cdot nds$, cuando el medio es conductor, este camino es asiento de una

corriente generada por la fuerza electromotriz inducida. Estas corrientes son llamadas corrientes Parásitas o de Foucault. Su presencia origina una pérdida de energía en el material, proporcional a $i^2 \mathfrak{R}$, llamada pérdidas por corrientes parásitas absorbiéndose dicha energía del circuito que crea el campo y disipándose en forma de calor en el medio.

Como la inducción magnética en los materiales ferromagnéticos suele ser relativamente elevada, y como la resistividad de los materiales no es demasiado grande, las corrientes parásitas podrán hacerse apreciables sino se proveen los medios para reducirlas. Esta pérdida es de gran importancia en la determinación del rendimiento, de la elevación de temperatura y por tanto de los valores de funcionamiento de los aparatos eléctricos de funcionamiento en los cuales varía la inducción magnética. Consideremos el bloque metálico delgado de la Figura 2.10, atravesado por un flujo alterno $\phi(t)$, la fuerza electromotriz e inducida a lo largo de un camino a-b-c-d-a que limita una superficie a través de la cual varía el flujo, vendrá dada por:

$$e = -\frac{d\varphi}{dt} \quad (2.13).$$

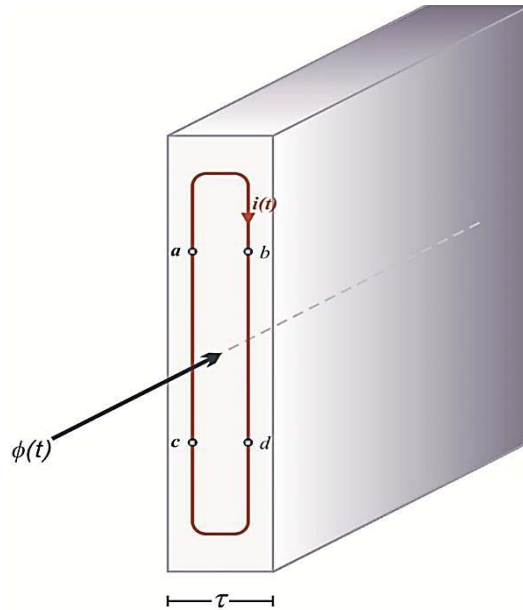


Figura 2.10: Sección de una lámina, y el recorrido de la corriente parásita.
Fuente: Staff, MIT

Esta fuerza electromotriz hace que por el circuito a-b-c-d-a circule una corriente de intensidad $i(t)$, generando una fuerza magnetomotriz en un sentido tal que se oponga a la variación de $\varphi(t)$. El efecto de estas corrientes es apantallar o blindar el material del flujo, dando como resultado una inducción magnética menor en la región central del bloque que en su superficie.

Dado un flujo total variable periódicamente, la inducción magnética será en el centro menor que la que se obtendría dividiendo el flujo total máximo por el área. Otra manera de describir este efecto es decir que el flujo total tiende a concentrarse hacia la superficie del bloque. Este fenómeno se conoce con el nombre de Efecto cortical o efecto pelicular. En los conductores eléctricos que transportan corriente variable aparece un efecto cortical análogo, aun cuando están constituidos por materiales de permeabilidad relativa unidad. En dicho conductor, la densidad de corriente eléctrica es máxima en la superficie.

Como los efectos corticales eléctricos y magnético son de naturaleza análoga, son objeto del mismo tipo de estudio. No obstante, puede ser útil un estudio de las pérdidas por las corrientes parásitas que arbitrariamente, ignore el efecto cortical, pues resulta sencillo y da unos resultados que tienen suficiente precisión para

muchas aplicaciones especialmente en los dispositivos que poseen núcleos laminados. Esta pérdida es proporcional al cuadrado de la frecuencia, al cuadrado del espesor de cada lámina y al cuadrado de la inducción magnética e inversamente proporcional a la resistividad del material

Para reducir la pérdida de potencia por corrientes parasitarias o de Foucault es conveniente que las partes del circuito magnético, recorridas por un flujo variable, estén constituidas por un cierto número de chapas de hierro de poco espesor 0,35mm a 1mm en los transformadores, las que están convenientemente aisladas entre sí por óxidos especiales, papel o barniz aislante.

Considerando un núcleo magnético, además de poseer una alta permeabilidad, los materiales magnéticos son también conductores de electricidad, aunque su conductividad sea pequeña comparada con la del cobre.

Si el campo magnético establecido en un núcleo magnético varía con el tiempo, se induce un voltaje en el núcleo, ocasionando en éste una circulación de corriente. El núcleo tiene una resistencia finita, por lo tanto, se disipa energía debido a pérdidas óhmicas, estas corrientes inducidas son llamadas corrientes parásitas.

No debemos confundir estas corrientes con la que circula en el embobinado de excitación ni tampoco confundir la pérdida óhmica en el núcleo con la que se tiene en el embobinado. Ahora obtendremos una expresión para la pérdida por corrientes parásitas,

La sección transversal de una lámina del núcleo se muestra en la Fig. 2.11 aun cuando la sección transversal que se muestra es rectangular, la expresión por obtener será válida también para otras formas de secciones transversales.

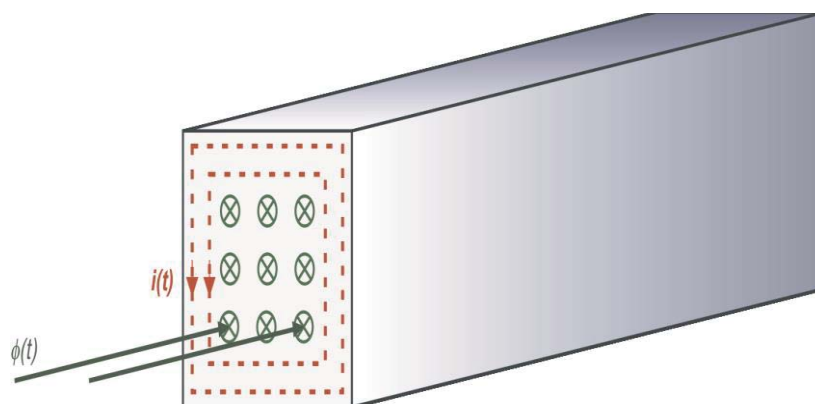


Figura 2.11: Sección transversal del núcleo magnético y las corrientes parásitas. Fuente: Gráfica propia (Staff, MIT).

Suponiendo que la sección transversal está en el plano X-Z, y el eje del flujo a lo largo de la dirección Y. Si en un cierto instante el flujo $\phi(t)$ está en la dirección - Y y se está incrementando, de suerte que los flujos establecidos por las corrientes inducidas, se opondrán al cambio en el flujo y tenderán a contrarrestar su cambio. Como las corrientes inducidas forman anillos semejando un remolino, son llamadas corrientes parásitas o de remolino. Realmente hay un número infinito de anillos de corriente cubriendo completamente la sección transversal del núcleo.

Como se estableció anteriormente, la dirección de las corrientes parásitas es tal que se oponen al cambio del flujo en el núcleo. Pero la variación del flujo con el tiempo, se determina por el voltaje externo aplicado a la bobina de excitación. Las corrientes parásitas, por consiguiente, no pueden prevenir cambios de flujo en el núcleo; pero en el proceso ocasionado al tratar de hacerlo, desplazan las líneas de flujo hacia las orillas de la sección transversal. El efecto de este fenómeno es hacer que la distribución del flujo en la sección transversal no sea uniforme. La amplitud de la densidad de flujo no tiene el mismo valor en todos los puntos de la sección transversal; es mínima en el centro y máxima en las orillas. El área de la sección transversal no es utilizada completamente por el flujo, en vista de que las líneas tienden a concentrarse muy cerca de la superficie exterior del núcleo. Por esta razón, la oposición de las corrientes parásitas al flujo, es llamado efecto superficial magnético. Este efecto es muy notable a altas frecuencias.

El cálculo de pérdidas por corrientes parásitas, tomando en cuenta el efecto superficial, es difícil. Afortunadamente, sin embargo, el efecto superficial puede ser despreciado en muchos aparatos prácticos electromagnéticos y electromecánicos, porque los núcleos de estos aparatos están generalmente hechos de láminas aisladas unas de otras y aplicadas, de tal manera que confinan las corrientes parásitas a laminaciones individuales y así de este modo minimizan las pérdidas debidas a ellas. La colocación de las láminas se muestra en la Fig. 2.12.

Como el espesor de cada lámina es muy pequeño comparado con las otras dimensiones, puede suponerse que la amplitud de la densidad de flujo B_{\max} es la misma a través de la sección transversal de cada lámina.

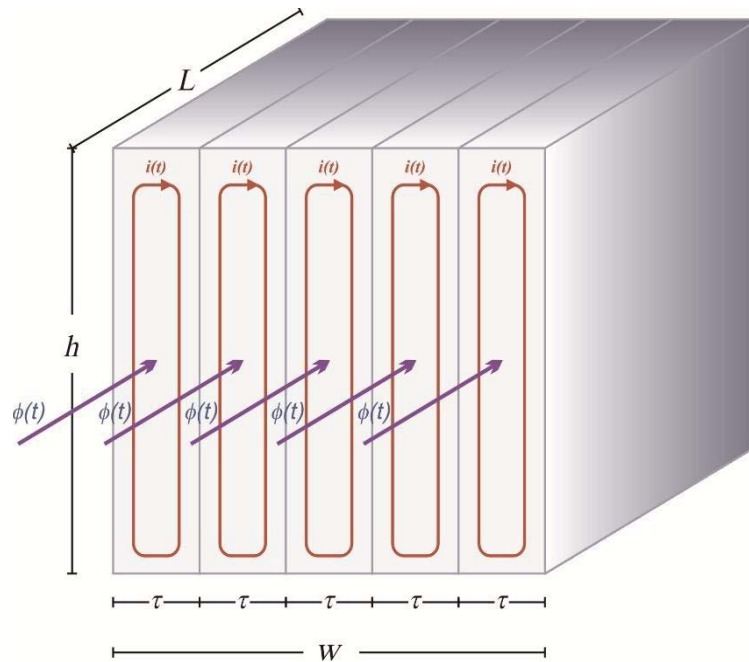


Figura 2.12: Efecto de las laminaciones en las corrientes parásitas del núcleo.
Fuente: Gráfica propia (Staff, MIT).

Teniendo las consideraciones antes descritas, el estudio simplificado lo aplicaremos a una lámina cuyo espesor es τ indicado en la Fig. 2.12. En este bloque se supone distribuido uniformemente un campo magnético cuyo módulo varía con el tiempo y cuya dirección es siempre paralela a la flecha. La hipótesis de una distribución uniforme del campo magnético significa que las fuerzas magnetomotrices de las corrientes de Foucault tienen un efecto despreciable sobre la distribución del flujo y que los recorridos de la corriente son simétricos respecto a la recta axial que pasa por 0.

También, como la altura es mucho mayor que el espesor, el gradiente de potencial es prácticamente uniforme a lo largo de las trayectorias verticales de la corriente excepto en las partes superior e inferior del bloque. Por esta razón, toda rebanada horizontal de altura unidad que no está demasiado próxima a la parte superior o inferior, tiene prácticamente la misma configuración de gradientes de potencial y densidades de corriente que cualquier otra rebanada horizontal.

En la Fig. 2.13, puede verse la porción recortada.

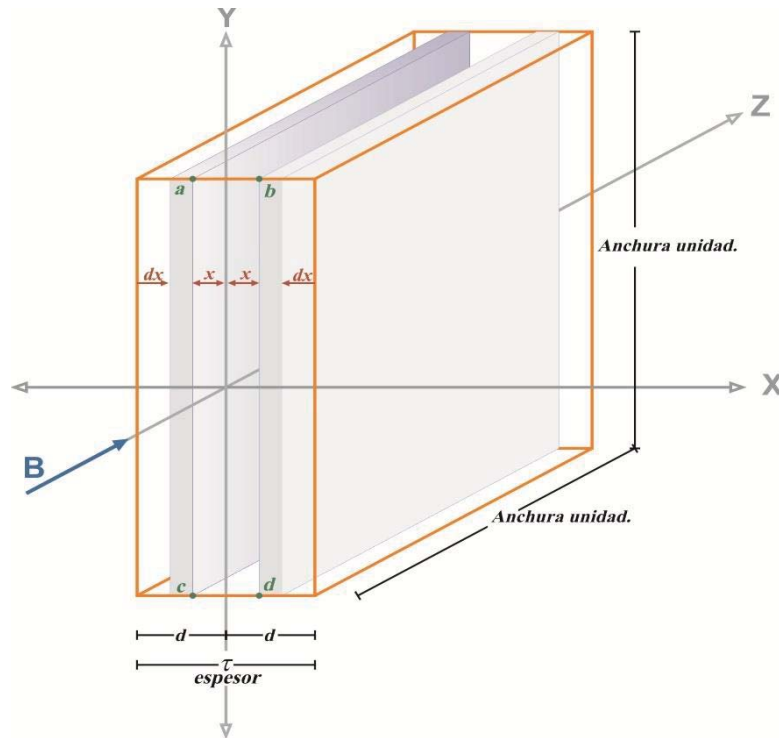


Figura 2.13: Elemento unitario de lámina para el cálculo de pérdidas por corrientes parásitas.

Fuente: Gráfica propia (Staff, MIT)

La aplicación de la ley de Faraday de la inducción al camino a-b-c-d-a en el plano XZ normal a la dirección de B, por tanto se tiene que:

$$\oint E_x \cdot dl = -\frac{d}{dt} \int B \cdot nds \quad (2.14)$$

Donde E_x , es el gradiente de potencial vertical a una distancia horizontal x del Plano YZ. De acuerdo con el argumento anterior, el valor de la integral curvilínea $\oint E \cdot dl$ a lo largo del camino **abcda** es $2E_x$, ya que el paralelepípedo es de altura unidad. La integral de superficie $\int B \cdot nds$ extendida al plano **abcd**, es $(B) \times (2x) \times (1)$: luego la ecuación EC (2.14), podrá escribirse en la forma:

$$2E_x = -\frac{d}{dt} (2Bx) \quad (2.15).$$

Si el material conductor tiene una resistividad ρ , la densidad de corriente J_x a lo largo de **bc** o **da** es:

$$J_x = \frac{E_x}{\rho} = -\frac{1}{\rho} \frac{d}{dt} (Bx) \quad (2.16).$$

$$J_x = \left(\frac{-x}{\rho} \right) \frac{dB}{dt} \quad (2.17).$$

Ya que x no es función de t. En los dos planos paralelos a las dos caras extensas y que contienen, respectivamente, los segmentos **bc** y **da**, la pérdida instantánea de potencia por unidad de volumen es:

$$J_x^2 \rho = \frac{x^2}{\rho} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 \quad (2.18).$$

Esta pérdida de potencia se produce a la distancia x del plano central YZ del bloque.

La pérdida instantánea de potencia en la lámina elemental de espesor dx es:

$$J_x^2 \rho dx = \frac{1}{\rho} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 x^2 dx \quad (2.19).$$

La pérdida instantánea en el bloque de anchura unidad, altura unidad y espesor $\tau = 2d$ es:

$$2 \int_0^d J_x^2 \rho dx = \frac{2}{\rho} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 \int_0^d x^2 dx = \frac{2}{3} \frac{d^3}{\rho} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 \quad (2.20).$$

Un cubo unitario de material laminado constituido por láminas iguales contendrá 1/2d de dichos volúmenes; luego la pérdida instantánea por corrientes parásitas por cubo unitario de material laminado con aislamiento perfecto entre láminas, con lo que no puede existir corriente a través de la laminación, es:

$$\frac{1}{2d} \left[\frac{2}{3} \frac{d^3}{\rho} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 \right] = \frac{d^2}{3\rho} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 \quad (2.21).$$

La ecuación EC (2-27) da la pérdida instantánea de potencia originada por la variación de B con el tiempo. En la maquinaria de corriente alterna, la variación de B es sinusoidal. Llamando b a su valor instantáneo

$$b = B_{m\acute{a}x} \cos \omega t \quad (2.22).$$

De donde:

$$\frac{db}{dt} = -\omega B_{\max} \text{sen} \omega t \quad (2.23).$$

$$\left(\frac{db}{dt}\right)^2 = \omega^2 B_{\max}^2 \text{sen}^2 \omega t \quad (2.24).$$

y por tanto la pérdida instantánea de potencia es:

$$\frac{1}{3\rho} d^2 \omega^2 B_{\max}^2 \text{sen}^2 \omega t \quad (2.25)$$

Como el valor medio de una función seno al cuadrado para un número entero cualquiera de ciclos, o para un intervalo de tiempo suficientemente largo es igual a la mitad de su valor máximo, el valor medio de la pérdida de potencia por corrientes de Foucault por unidad de volumen cuando la inducción magnética varía sinusoidalmente con frecuencia f , es:

$$P_e = \frac{1}{3\rho} d^2 2\pi^2 f^2 B_{\max}^2 = \frac{1}{6\rho} \pi^2 f^2 \tau^2 B_{\max}^2 \quad (2.26).$$

Donde τ es el espesor de una lámina.

En un circuito magnético que contenga un volumen V de material laminado del núcleo sometido a las mismas condiciones magnéticas que el anterior volumen unitario, la pérdida media de potencia por corrientes parásitas es:

$$P_F = VP_e = \frac{1}{6\rho} \pi^2 f^2 \tau^2 B_{\max}^2 V \quad (2.27).$$

Donde:

V = Volumen se expresa en metros cúbicos

f = Frecuencia en Hertz

τ = Espesor en metros

B_{\max} = Densidad de flujo en tesla

ρ = Resistividad en ohmios-metro

P_e = Potencia de entrada en vatios.

La hipótesis de que B es uniforme en toda la laminación exige la fuerza magnetomotriz de las corrientes parásitas (Foucault) prácticamente no concentre el flujo en las regiones que se apartan del plano central de cada lámina. En el

estudio preciso, se tiene en cuenta este efecto de concentración y se demuestra que la pérdida por corrientes Parásitas (Foucault) es igual a:

$$P_e = \frac{1}{12\mu} V f B_{\max}^2 (ad)^2 \left[1 - \frac{6}{945} (ad)^4 \dots \right] \quad (2.28).$$

Donde μ es la permeabilidad estática del material, que se supone constante, y ad viene dada por:

$$ad = \pi \tau \sqrt{\frac{2\mu f}{\rho}} \quad (2.29)$$

y en unidades racionalizadas:

$$ad = \pi \tau \sqrt{\frac{\mu f}{2\pi \rho}} \quad (2.30)$$

Luego,

$$P_e = \frac{1}{6\rho} \pi^2 f^2 \tau^2 B_{\max}^2 V \left[1 - \frac{6}{945} (ad)^4 \dots \right] \quad (2.31)$$

Cuando el valor de ad es próximo a la unidad, los términos de orden superior de la ecuación EC (2.31) son despreciables y la pérdida dada por esta ecuación coincide con la dada por la ecuación (2.32). Para ver la magnitud del efecto de los términos de orden superior.

La pérdida para un material específico cualquiera es preferible escribirla en la forma:

$$P_e = V p_e = k_f f^2 \tau^2 B_{\max}^2 V \quad (2.32)$$

Y, aun cuando teóricamente

$$k_f = \frac{\pi^2}{6\rho} \quad (2.33)$$

Los efectos del volumen finito del material, baja resistencia entre láminas y entrehierros en el interior del núcleo hacen más preciso el cálculo de la pérdida por corrientes parásitas si se determina k_f a partir de medidas de potencia realizadas con una muestra de material y se sustituye luego en la ecuación Ec. (2.33).

Para todo núcleo la fuerza electromotriz instantánea e generada magnéticamente en un devanado que rodee al núcleo es proporcional a db/dt . La pérdida instantánea por corrientes parásitas, es proporcional a $(db/dt)^2$ y por tanto a e^2 . Luego, la pérdida media por corrientes parásitas es proporcional al valor de e^2 . Ahora bien, el valor medio del cuadrado de la tensión instantánea es, por definición, el cuadrado de la tensión eficaz. Luego, independientemente de la forma de onda de la tensión alterna generada, la pérdida P_e es proporcional al cuadrado de la tensión eficaz dentro de los límites de validez de la ecuación inducida. No debe sacarse la conclusión, sin embargo, de que en todos los casos prácticos P_e sea simplemente una función de e^2 o de $(db/dt)^2$. por ejemplo, en los inducidos de las máquinas de corriente continua, las variaciones de flujo están muy lejos de ser sinusoidales y la inducción magnética B sufre una variación rotatoria de dirección además de una variación alternada de módulo, cosa que no se ha considerado en el estudio anterior. Al sustituirse el volumen V con M/δ , donde M es la masa del núcleo y δ la densidad del material del núcleo, las pérdidas se expresan por:

$$P_F = V p_e = \frac{1}{6\rho} \pi^2 f^2 \tau^2 B_{máx}^2 \frac{M}{\delta} \quad (2.34)$$

B.- LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE

Las pérdidas del cobre en un transformador, están dadas por el efecto joule, es decir por las pérdidas que inducen las corrientes que atraviesan el cobre de los dos devanados. Estas pérdidas necesariamente dependen del nivel de carga que existe en el transformador durante su operación. Cuando una corriente atraviesa un material conductor, se produce un calentamiento en el material, la ecuación básica por la que se guía este principio es la siguiente:

$$P_{CU} = R_1 I_1^2 + a^2 R_2 I_2^2 \quad (2.35)$$

P_{cu} = Pérdidas en los bobinados del transformador

I_1 = Intensidad en el bobinado primario

I_2 = Intensidad en el bobinado secundario

R_1 = Resistencia del bobinado primario

R_2 = Resistencia del bobinado secundario

a = Relación de transformación

2.3.2 LOS MATERIALES AISLANTES

Los materiales aislantes de por sí esenciales en la estructura del transformador, de estos materiales depende la vida útil del transformador y cualquier falla presente esta directa o indirectamente relacionada con los aislantes utilizados; realmente sería extenso enumerar cada uno de los aislantes, pero sin embargo en el presente trabajo mencionaremos los más importantes.

El cartón ondulado que se coloca entre los cilindros concéntricos del sistema de canaleta u ondulado otorga una característica adicional de refrigeración a los devanados, su estructura es bastante sólida desde el punto de vista mecánico y al ser impregnada con aceite mineral la calidad de aislamiento mejora sustancialmente, sin embargo la excesiva temperatura lo fragiliza y con el tiempo suele generar polvillo que contamina el aceite refrigerante, la figura 2.14 evidencia el material descrito.

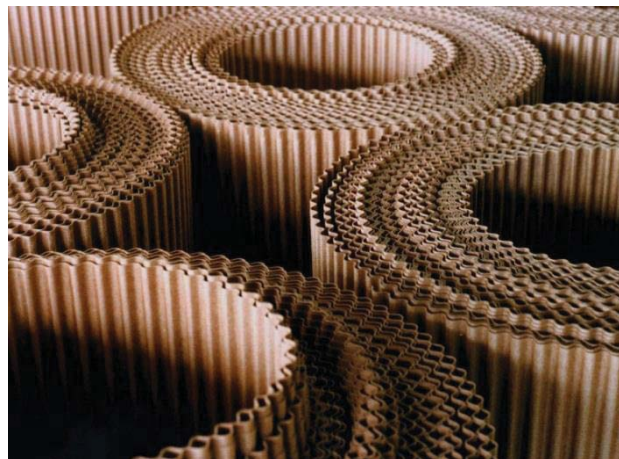


Figura 2.14: Cartón ondulado de acuerdo con la norma IEC 641-1 (ABB)
Fuente: Aislantes DIR. www.aislamientosdir.com.mx

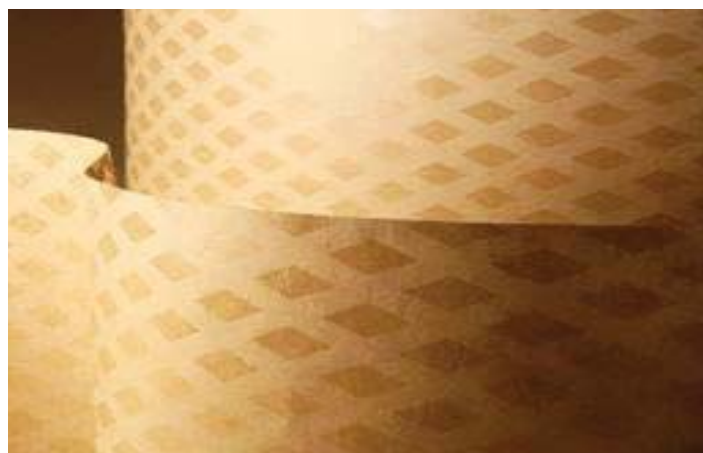


Figura 2.15: Aislamiento de papel diamante de puntos (SAIFEX)
Fuente: Aislantes DIR. www.aislamientosdir.com.mx

El papel diamante, se coloca entre las diferentes capas de conductores, el objeto es incrementar el nivel de aislamiento entre estas capas, la distribución uniforme de los conductores depende del adecuado empaque de este material.

También llamado Insoldur posee alta resistencia a la tracción e inmejorable elasticidad, su principal aplicación la encuentra en los transformadores en aceite para la unión de las distintas capas de cobre o aluminio, su distribución de diamantes de resina asegura el espacio suficiente para una óptima impregnación de aceite.

El Papel pescado es un aislante dieléctrico de clase A elaborado con sulfato de pulpa de madera, su uso principal lo encuentra en los aislamientos puntuales del transformador, así como en los aislamientos entre capas, en la industria se presenta en bobinas de 600 mm y varias dimensiones.



Figura 2.16: Papel pescado con película (SAIFEX).
Fuente: Aislantes DIR. www.aislamientosdir.com.mx

El papel Film mylar (Poliéster) es un papel elaborado para aislamiento en general de máquinas eléctricas, es usual en transformadores, el Mylar tiene como ventaja su longevidad, resistencia térmica y flexibilidad. Su resistencia a la humedad lo coloca como un producto confiable en el sector industrial. Puede resistir bajas temperaturas (hasta -70 C°) así como altas temperaturas (150 C°). (Aislantes DIR, México).

El papel Stermat DMD tiene su principal aplicación como aislamientos entre las espiras de transformadores eléctricos. Mecánica como eléctricamente posee

excelentes propiedades gracias a sus capas de Dacron y Poliéster (Clase F 155 C°) y puede cortarse con facilidad. El papel Nomex Mylar Nomex (NMN) es un laminado flexible con clase térmica de 180 C°, es un aislamiento de fondo para cabezas de bobinas.

Las Cintas de fibra de vidrio, resistente a la tracción, a las altas temperaturas y a los agentes químicos y atmosféricos. Incombustibilidad absoluta. Tiene alta rigidez dieléctrica un vez impregnada, baja elongación a la rotura, estabilidad y compatibilidad con matrices, le permite ser utilizada para aplicaciones electromecánicas en general, bobinados de transformadores y aislamiento de cables.

Las Cintas de lino, cinta tejida a partir de hilo de algodón, por su naturaleza facilita el empleo de barnices de impregnación gracias a su excelente absorción. Se utiliza en el bobinado de los transformadores.



Figura 2.17: Cintas aislantes poliéster, fibra de vidrio, lino, papel.
Fuente: Aislantes DIR. www.aislamientosdir.com.mx

La Cinta Teleftatano, es autoadhesiva de poliéster amarilla, cinta muy fina resistente la tracción y la abrasión. Es utilizada como capa final en condensadores encapsulados con resina, puede aislar fases y cabezas de bobinas. Aislamiento del núcleo, capa y aislamiento final en transformadores.

Los spaguetty PVC, es un material altamente resistente a la humedad, su principal aplicación se encuentra en el aislamiento de terminales y en el armado de arneses. El Spaguetty fibra de vidrio, es tubular flexible tratado con barniz acrílico, su tejido fibra de vidrio tratado proporciona gran flexibilidad y a la vez esfuerzo mecánico óptimo.

El spaguetty tubular de algodón, de 100% de algodón, su principal aplicación es el forrado de alambre magneto, también puede ser utilizada para amarres de bobinas, soporta hasta 150°C.



Figura 2.18: Spaguetty de PVC, fibra de vidrio, algodón.
Fuente: Aislantes DIR. www.aislamientosdir.com.mx

En la manufactura del transformador se utiliza barniz de diferentes tipos entre ellos se indican el barniz de impregnación tipo alquidálico, clase térmica B, su principal aplicación la encuentra en el recubrimiento de bobinas y sellado de juntas en las que se requiere un secado rápido transparente.

El barniz epóxico es orgánico, capaz de soportar 200°C, tiene resistencia a la abrasión y es recomendado como sustituto de barnices a base de silicón, su curado se realiza en hornos convencionales a 150°C promedio. El GP/MR-200® es una película de aislamiento de propósito múltiple que tiene una capa de apresto de poliéster modificado y una de acabado de poliamidaimido. Esta combinación proporciona una película de aislamiento que tiene tenacidad física, excelentes propiedades dieléctricas, y una resistencia química superior a los solventes comunes y refrigerantes. Las propiedades térmicas de más de 200°C lo califican

para aplicaciones de sobrecargas térmicas severas. Comparado al poliéster cubierto con nilón, las propiedades que mejoran más son las resistencias a la humedad física, la resistencia química y térmica. GP/MR-200 es una película de aislamiento de extrema resistencia a la humedad, apropiada para muchas aplicaciones en alta humedad y aplicaciones herméticas. Otras propiedades sobresalientes incluyen la vida térmica, flujo termoplástico y temperatura.

A.- CLASIFICACIÓN DE LOS MATERIALES AISLANTES

TABLA N.º 2.3

Clasificación de los materiales aislantes

CLASE	DESCRIPCIÓN DEL MATERIAL
O	La clase O de los aislantes está constituida por algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares que no estén impregnados ni sumergidos en líquidos dieléctricos.
A	La clase A de los aislantes está constituido por: 1.- Algodón, seda, papel y materiales orgánicos análogos cuando están impregnados o sumergidos en líquido dieléctrico. 2.- Materiales moldeados y laminados con henchidor de celulosa, resinas fenólicas, y otras resinas similares. 3.- Películas y hojas de acetato de celulosa y otros derivados de la celulosa de propiedades similares. 4.-Barnices (esmalte) aplicados a los conductores.
B	La clase B de aislantes está constituida por mica, amianto, fibra de vidrio, y materiales inorgánicos, reforzada con sustancias orgánicas aglutinantes, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales inorgánicos análogos.
C	La clase C de los aislantes está constituida enteramente por mica, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales inorgánicos análogos.

Fuente: Staff, MIT, Circuitos magnéticos y transformadores.

Recientes estudios relacionados con la duración del transformador, han observado el tiempo de la vida útil desde el punto de vista de las características del papel. El aislamiento está relacionado con la vida del transformador, en tal razón el conocimiento de la vida remanente de los equipos es un factor decisivo para cuidar de la red a la cual el transformador está conectado. (American Institute of Electrical Engineers Standards).

La evaluación de cualquier máquina eléctrica tiene relación con su proceso de envejecimiento. Estas máquinas están expuestas a esfuerzos mecánicos, corto

circuito, temperatura extrema y el deterioro debido al medio ambiente. Como es de esperarse un transformador llega al final de su vida cuando ya no cumple su función, esta es ser el enlace confiable de las diferentes partes del sistema de potencia.

En términos generales el transformador de potencia es un dispositivo muy confiable, se considera un aproximado de una vida útil de 20 a 35 años, con temperaturas comprendidas entre los 65°C y 95°C, aunque en el amplio estudio que comprende la vida del transformador, se ha observado que algunos transformadores presentan su primera falla casi a los 15 años, en situaciones idénticas de operación. Considerando lo anterior el papel aislante del transformador es determinante en la vida útil del mismo, es por eso que la industria tiende a construir e ingeniar una manera de que el papel sumergido en aceite, tienda a durar más, ya que este es la parte más débil del transformador, dadas las funciones que debe cumplir.

En consecuencia el aislamiento papel-aceite, depende de las condiciones a las que está expuesto el funcionamiento del equipo, ya que estas implican el aumento de elementos como el agua y el oxígeno, los cuales afectan para el desgaste del papel a través de los años, lo anterior dejando de analizar el aumento de otros elementos que se pueden hacer presentes en el aceite.

2.3.3 LA TRANSFERENCIA DE CALOR

La Transferencia de calor es la energía en tránsito debido a una diferencia de temperaturas en un cuerpo o entre cuerpos diferentes.

Siempre que exista una diferencia de temperatura, la energía se transfiere de la región de mayor temperatura a la de menor temperatura. De acuerdo con los conceptos de la Termodinámica, la energía que se transfiere como resultado de una diferencia de temperatura es el calor.

- Las leyes de la termodinámica tratan de la transferencia de energía, pero sólo se aplican a sistemas que están en equilibrio (pueden utilizarse para predecir la cantidad de energía requerida para modificar un sistema de un estado de equilibrio a otro), pero no sirven para predecir la rapidez (tiempo) con que pueden producirse estos cambios.

- La transferencia de calor, complementa los principios termodinámicos, proporcionando métodos de análisis que permitan predecir esta velocidad de transferencia térmica.

Se transcriben en forma general las leyes fundamentales de la termodinámica, referidas al equilibrio térmico, la indestructibilidad de la energía, el trabajo realizado por un cuerpo y su relación con la temperatura y el cero absoluto:

Ley Cero de la Termodinámica

A esta ley se le llama de "equilibrio térmico". El equilibrio térmico debe entenderse como el estado en el cual los sistemas equilibrados tienen la misma temperatura. Esta ley dice "Si dos sistemas A y B están a la misma temperatura, y B está a la misma temperatura que un tercer sistema C, entonces A y C están a la misma temperatura". Este concepto fundamental, aun siendo ampliamente aceptado, no fue formulado hasta después de haberse enunciado las otras tres leyes. De ahí que recibe la posición cero.

Un ejemplo de la aplicación de esta ley lo tenemos en los conocidos termómetros.

Primera Ley de la Termodinámica

Esta primera ley, y la más importante de todas, también conocida como principio de conservación de la energía, dice: "La energía no puede ser creada ni destruida, sólo puede transformarse de un tipo de energía en otro".

La primera ley de la termodinámica da una definición precisa del calor, y lo identifica como una forma de energía.

Puede convertirse en trabajo mecánico y almacenarse, pero no es una sustancia material. Experimentalmente se demostró que el calor, que originalmente se medía en unidades llamadas calorías, y el trabajo o energía, medidos en julios, eran completamente equivalentes, luego las equivalencias son.

- Una caloría = 4,186 julios.
- Un vatio = 1 Joule / Seg. = 0.239 Calorías / Seg.
- Un vatio – seg. = 1Joule = 0.239 Calorías.

Las cantidades de calor Q se miden con calorímetros especializados en los que interviene la siguiente ecuación física:

$$Q = m C_e \Delta T \quad (2.36)$$

Donde:

Q = Cantidad de calor

m = masa

C_e = Calor específico (Cantidad de calor que se proporciona a un gramo de sustancia para que eleve su temperatura en 1 °C) $C_e = 1 \text{ cal/g } ^\circ\text{C} = 4.186 \text{ J}$

Segunda Ley de la Termodinámica

La segunda ley dice que "Solamente se puede realizar un trabajo mediante el paso del calor de un cuerpo con mayor temperatura a uno que tiene menor temperatura". Al respecto, siempre se observa que el calor pasa espontáneamente de los cuerpos calientes a los fríos hasta quedar a la misma temperatura.

La segunda ley de la termodinámica expresa, además, una definición precisa de una propiedad llamada entropía (fracción de energía de un sistema que no es posible convertir en trabajo).

Para entenderla, la entropía puede considerarse como una medida de lo próximo o no que se halla un sistema al equilibrio; también puede considerarse como una medida del desorden (espacial y térmico) del sistema.

Pues bien, esta segunda ley afirma que "la entropía, o sea, el desorden, de un sistema aislado nunca puede decrecer. Por tanto, cuando un sistema aislado alcanza una configuración de máxima entropía, ya no puede experimentar cambios: ha alcanzado el equilibrio" (Procesos reversibles e irreversibles en la Naturaleza).

El cero absoluto implicaría falta total de movimiento atómico.

Como la entropía nunca puede disminuir, la naturaleza parece pues "preferir" el desorden y el caos. Puede demostrarse que el segundo principio implica que, si no se realiza trabajo, es imposible transferir calor desde una región de temperatura más baja a una región de temperatura más alta.

Tercera Ley de la Termodinámica

El tercer principio de la termodinámica afirma que "El cero absoluto no puede alcanzarse por ningún procedimiento que conste de un número finito de pasos. Es posible acercarse indefinidamente al cero absoluto, pero nunca se puede llegar a él".

Es importante recordar que los principios o leyes de la Termodinámica son sólo generalizaciones estadísticas, válidas siempre para los sistemas macroscópicos, pero inaplicables a nivel cuántico.

Asimismo, cabe destacar que el primer principio, el de conservación de la energía, es una de las más sólidas y universales de las leyes de la naturaleza descubiertas hasta ahora por la ciencia.

Realizando un análisis de la transmisión de calor, permite predecir la velocidad de la transferencia térmica como ejemplo del agua a una barra y de esta información se puede calcular la temperatura de la barra, así como la temperatura del agua en función del tiempo.

Para proceder a realizar un análisis completo de la transferencia del calor es necesario considerar tres mecanismos diferentes: conducción, convección y radiación.

El diseño y proyecto de los sistemas de un intercambio de calor y conversión energética requieren de cierta familiaridad con cada uno de estos mecanismos, así como de sus interacciones.

A. TRANSMISIÓN DE CALOR POR CONDUCCIÓN

La conducción, es el único mecanismo de transmisión de calor posible en los medios sólidos opacos, cuando en estos cuerpos existe un gradiente de temperatura. (Alberto Emilio Panana Girio)

El calor se trasmite de la región de mayor temperatura a la de menor temperatura, debido al movimiento cinético o el impacto directo de las moléculas como en el caso de los fluidos en reposo o por el arrastre de los electrones como sucede en los metales. La ley básica de la conducción del calor (Joseph Fourier), establece: "La tasa de transferencia de calor por conducción en una dirección dada es proporcional al área normal a la dirección del flujo de calor y al gradiente de temperatura en esa dirección".

$$Q_x = -KA \frac{\partial T}{\partial x} \quad (\text{BTU/h} \times w) \quad (2.37-a)$$

$$q_x = \frac{Q_x}{A} = K \frac{\partial T}{\partial x} \quad (\text{BTU/h pie}^2 \times w/m^2) \quad (2.37-b)$$

Donde:

Q_x = Tasa de flujo de calor a través del área A en la dirección positiva

K = Conductividad térmica (w/m, k ; BTU/h pie °R)

A = Área de la sección transversal de la transferencia de calor

$\frac{\partial T}{\partial x}$ = Gradiente de temperatura

El flujo real de calor depende de la conductividad térmica (k), que es una propiedad física del cuerpo. El signo (-) es consecuencia del segundo principio de la termodinámica, según el cual el calor debe fluir hacia la zona de temperatura más baja.

El gradiente de temperatura tiene un valor negativo si la temperatura disminuye para valores crecientes de x, por lo que el calor transferido de la dirección positiva debe ser una magnitud positiva; en esas condiciones al segundo miembro de la ecuación anterior hay que introducir un signo negativo, la gráfica de la misma se puede ver en la figura 2.19.

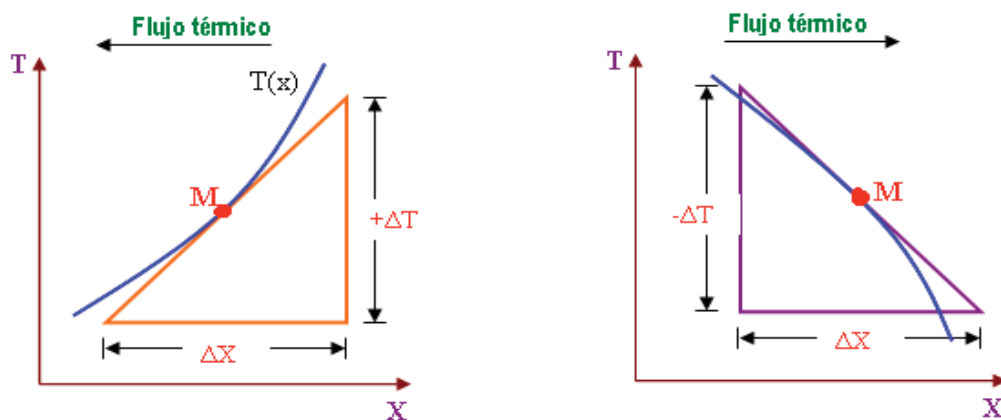


Figura 2.19: Signos para la transmisión de calor por conducción
Fuente: Ing. Alberto Emilio Panana Girio.

La conducción del calor por el volumen de una sustancia es muy aproximadamente proporcional al gradiente de temperatura. La conducción estacionaria del calor por un volumen cualquiera en un fenómeno de campo análogo, matemáticamente, a otros muchos, tales como el paso de un flujo eléctrico a través de un dieléctrico no conductor o del flujo magnético a través de un campo.

En física, se denomina gradiente térmico o gradiente de temperatura a la variación de temperatura por unidad de distancia

Si se genera el calor al interior de un volumen del material que lo conduce, el problema es análogo al del campo eléctrico con carga espacial. El ejemplo más sencillo de circulación del calor es aquel en que la dirección de circulación del calor es paralela en todos los puntos a una dirección dada, y entonces el calor que circula por unidad de tiempo y por grado de diferencia de temperatura a través de una placa es simplemente, al producto de la conductibilidad calorífica por el área de la sección y dividido por el espesor, la diferencia de temperatura resultante de una cierta circulación de calor es:

$$\theta_2 - \theta_1 = \frac{P d}{A k} \quad (2.38)$$

Donde:

$\theta_2 - \theta_1$ = Temperaturas estacionarias a uno y otro lado

P = Cantidad de calor que circula en una unidad de tiempo

d = Espesor en la dirección de circulación del calor

A = Área de la sección en un plano perpendicular a la dirección del calor

K = Conductibilidad calorífica

En el caso de un flujo radial simple entre los radios r_2 y r_1 de una capa cilíndrica se tiene:

$$\theta_2 - \theta_1 A = \frac{P_u}{2\pi K} \ln \frac{r_2}{r_1} \quad (2.39)$$

Donde

P_u = Calor que circula en unidad de tiempo por unidad de longitud del cilindro.

R = Resistividad térmica

C = Capacidad calorífica específica

Es conveniente y de aplicación muy general, abordar problemas térmicos asociados a las máquinas eléctricas y determinar las propiedades térmicas aproximadas de diversos materiales utilizados en los circuitos eléctricos, magnéticos y dieléctricos, especialmente el cobre, aluminio, láminas de acero, cartón prensado seco y aceitado, gomas, micas y tejidos sin tratar.

TABLA N.º 2.4

Propiedades térmicas de materiales

PROPIEDADES TÉRMICAS Y CIRCULACIÓN DE CALOR			
MATERIAL	RESISTIVIDAD (°C cm/W)	CONDUCTIBILIDAD (W/°C cm)	CAPACIDAD CALORÍFICA ESPECÍFICA (J/ cm³ °C)
Cobre	0.28	3.6	3.3
Aluminio	0.76	1.3	2.3
Hierro batido	1.3	0.79	3.7
Lámina de acero al carbón	2.3	0.43	3.7
Hierro colado	2.5	0.39	3.7
Acero al Silicio (longitudinal)	5.8	0.17	3.7
Láminas de acero al silicio (Transversal)	38-130	0.03-0.008	3.7
Mica (Transversal)	360	0.003	2.0
Batista barnizada	500	0.002	1.4
Goma	640	0.002	...
Cartón prensado, aceitado	640	0.002	1.4
Ladrillo	1000	0.001	...
Cartón prensado, seco	1000-1300	0.0008-0.001	...
Tejido sin tratar	150	0.00063	...

Fuente: Staff, MIT, Circuitos magnéticos y transformadores

La resistividad térmica es el recíproco de la conductibilidad térmica y se puede expresar en grados centígrados centímetros por vatio, la capacidad calorífica específica de un material es la energía calorífica acumulada en la unidad de volumen por unidad de elevación de temperatura y puede expresarse en joule por centímetro cúbico por grado centígrado.

Por otra parte, de acuerdo a L. F. Blume, T.C. Lennox (17) (1951), en su texto. "Transformer Engineering" expresa que la conducción del calor es:

$$H = \frac{A\theta}{LR} \quad (2.40) \quad \text{También:}$$

$$\theta = \frac{HRL}{A} \quad (2.41)$$

Donde:

Θ = Diferencia de temperatura ($^{\circ}\text{C}$)

H = Pérdida que pasa a través del material (vatios)

A = Área de superficie (cm^2)

L = Longitud de recorrido (cm)

R = Resistividad térmica del material, es decir la diferencia de temperatura que debe existir entre dos superficies opuestas de un cubo para conducir 1 vatio a través del cubo.

Para la condición donde el calor se genera uniformemente en un núcleo laminado se utiliza la ecuación

$$\theta = HRS\left(\frac{WX}{2} - \frac{X^2}{2}\right) \quad (2.42)$$

Si los lados están bajo condiciones de enfriamiento similares, la temperatura máxima está en el centro donde $X=W/2$, luego la temperatura máxima será:

$$\theta_{max} = HRS \frac{W^2}{8} \quad (2.43)$$

Donde:

θ = Aumento de temperatura en cualquier punto a la distancia X del borde de las láminas (pul).

H = Pérdida que pasa a través del material (Vatios)

R = Resistividad térmica

S = Factor de espacio

W = Ancho de la hoja (pul)

Se desarrolla un cuadro para los transformadores seleccionados de 25 kVA, 20 kVA y 10kVA, donde se conoce las pérdidas totales, que es la suma de las pérdidas en el núcleo y pérdidas en el cobre, también se conoce el área A o la sección transversal, la longitud de recorrido L, la resistividad térmica R que se obtiene de la tabla 2.4 y con esos datos se calculó el incremento de la temperatura por conducción θ .

La tabla 2.4 muestra el resumen de los variables indicadas.

TABLA N.º 2.5

La temperatura por conducción en el núcleo

POTENCIA TRANSFORMADOR (KVA)	PÉRDIDAS QUE PASA A TRAVÉS DEL NÚCLEO H (VATIOS)	ÁREA DE SUPERFICIE A (cm ²)	LONGITUD DE RECORRIDO L (cm)	RESISTIVIDAD TÉRMICA R (°C cm/W)	INCREMENTO DE TEMPERATURA θ (°C)
25	88.66	38.38	9.79	2.3	52.01
20	77.47	34.31	9.26	2.3	48.08
10	51.61	24.26	7.78	2.3	38.06

Fuente: elaboración propia, R se asume 2.3 °C cm/W (láminas de acero).

Relacionando las pérdidas en el núcleo transformadas a calor H con el incremento de temperatura θ se tiene la curva gráfica que relaciona las pérdidas en el núcleo determinados en el diseño con las potencias de los transformadores de 10kVA, 20kVA y 25kVA en la misma, se verifica que al incrementar la potencia del transformador las pérdidas son mayores e inversamente cuando se reduce la potencia del transformador, las pérdidas en el núcleo disminuyen.

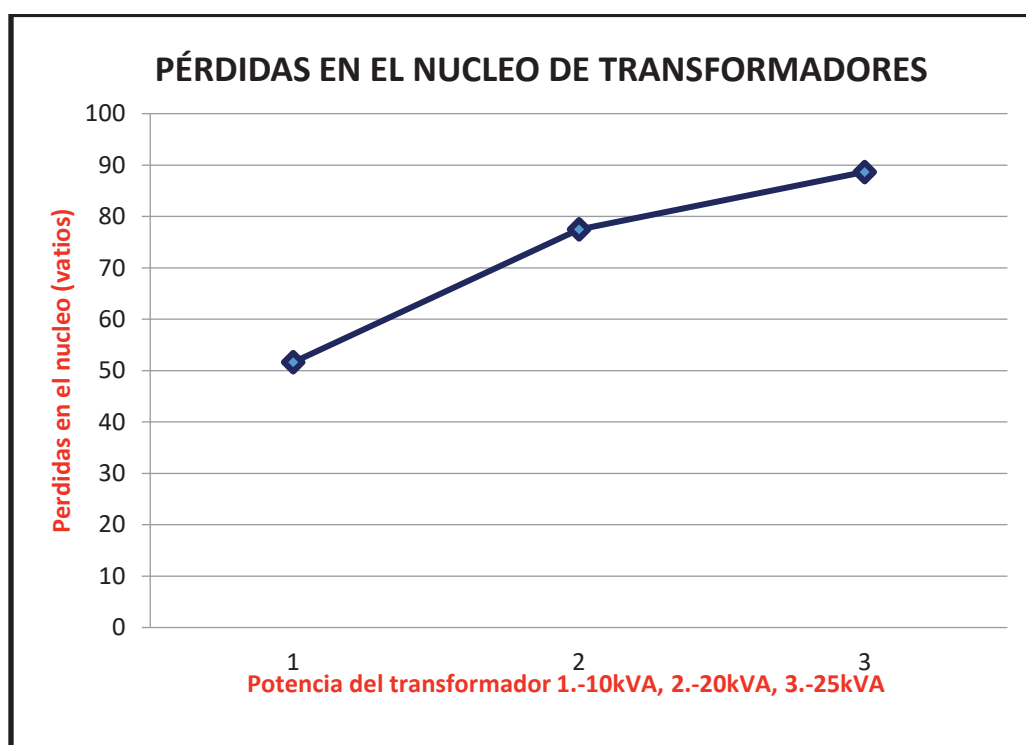


Figura 2.20: Pérdidas en el núcleo de transformadores
Fuente: Elaboración propia

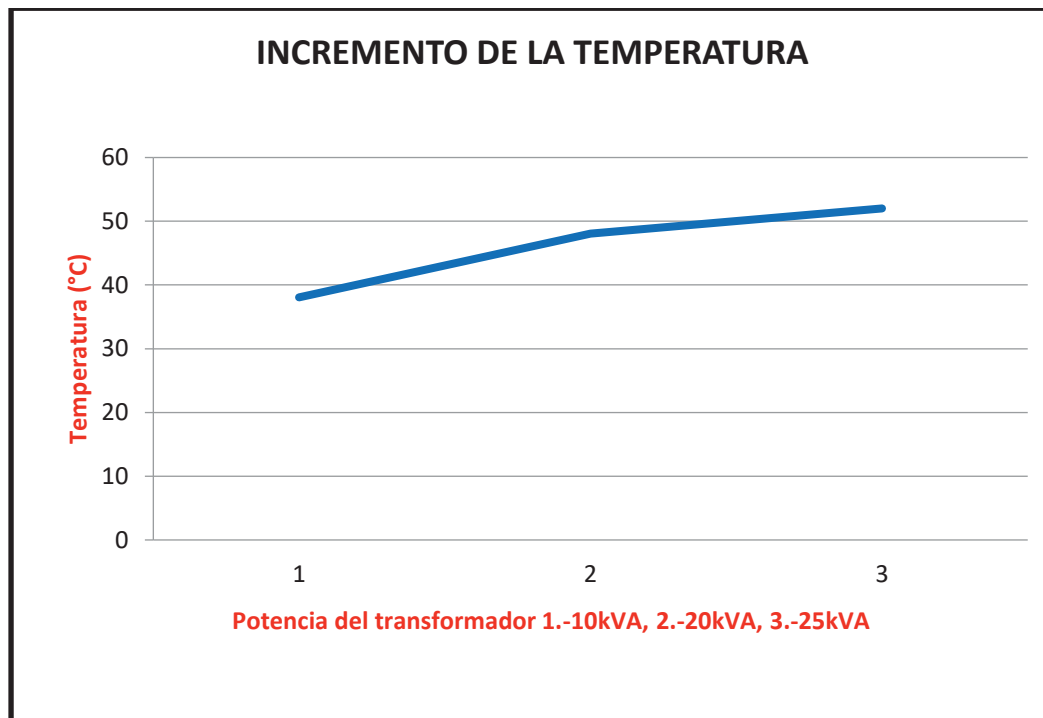


Figura 2.21: Pérdidas en el núcleo de transformadores
Fuente: Elaboración propia

B. TRANSMISIÓN DE CALOR POR CONVECCIÓN

Cuando un fluido a Temperatura 1 se pone en contacto con un sólido cuya superficie de contacto está a una temperatura distinta Temperatura 2, a ese proceso de intercambio de energía térmica se denomina CONVECCIÓN.

Existen dos tipos de convección:

a) Convección libre o natural.

Ocurre cuando la fuerza motriz procede de la variación de densidad en el fluido como consecuencia del contacto con una superficie a diferente temperatura, lo que da lugar a fuerzas ascensionales, el fluido próximo a la superficie adquiere una velocidad debida únicamente a esta diferencia de densidades, sin ninguna fuerza motriz exterior.

Ejemplo: La convección en un tanque que contiene un líquido en reposo en el que se encuentra sumergida una bobina de calefacción.

b) Convección forzada, tiene lugar cuando una fuerza motriz exterior mueve un fluido con una velocidad (v), sobre una superficie que se encuentra a una temperatura T_s mayor o menor que la del fluido T_F , como la velocidad del fluido en

la convección forzada es mayor que en la convección natural, se transfiere por lo tanto, una mayor cantidad de calor para una determinada temperatura. Independiente de que la convección sea natural o forzada, la cantidad de calor transmitido Q_c , se puede escribir (Ley de enfriamiento de Newton)

$$Q_c = K A (T_s - T_F) \quad (2.44)$$

Donde:

Q_c = Cantidad de calor transmitido

K = Coeficiente de transmisión del calor por convección en la interface líquido – sólido ($w/m^2 \cdot k$)

T_s = Temperatura en 1

T_F = Temperatura en 2

A = Área superficial en contacto con el fluido (m^2)

La ecuación anterior sirve como definición de K , su valor numérico se tiene que determinar analítica o experimentalmente.

En la figura 2.20 adjunta se puede visualizar el perfil de un fluido adyacente a una superficie sólida, en convección forzada.

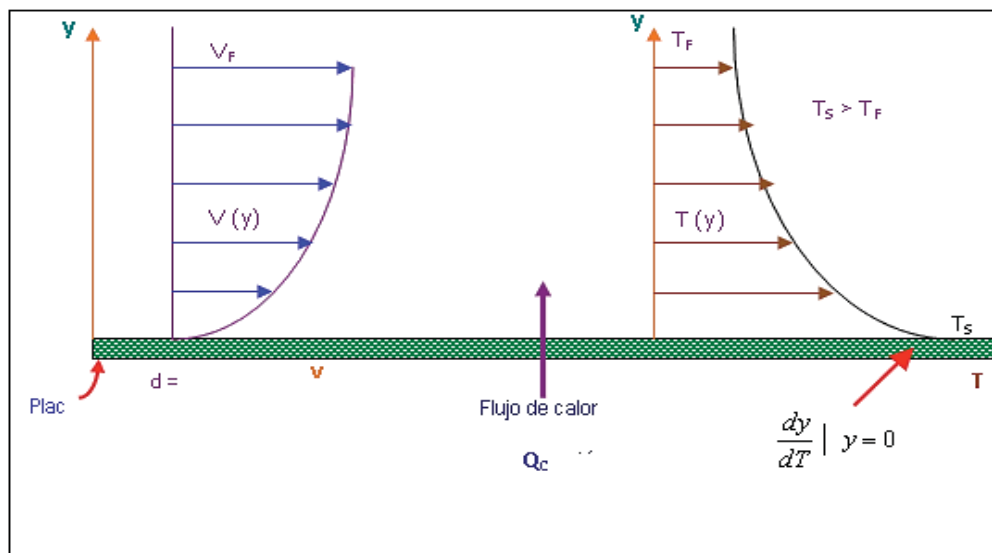


Figura 2.22: Distribución de la temperatura y velocidad de un fluido sobre una placa plana en convección forzada.

Fuente: Ing. Panana Girio Alberto Emilio..

- El coeficiente de transmisión de calor por convección forzada depende en general, de la densidad, viscosidad, de la velocidad del fluido, de las propiedades térmicas del fluido (K, C_p), es decir

$$h = f(\rho, \eta, v, k, C_p) \quad (2.45)$$

- En la **convección forzada la velocidad** viene impuesta al sistema con una bomba, ventilador y se puede medir directamente

$$V_F = Q_v / A \quad (2.46)$$

- En la convección natural, la velocidad es de la forma

$v = f(\Delta T, \beta, g)$, es decir depende de:

ΔT = diferencia de temperatura entre la superficie y el fluido

β = Coeficiente de dilatación térmica del fluido, que determina el cambio de densidad por unidad de diferencia de temperatura.

g = Campo de fuerzas exteriores, en general es la gravedad

- El número adimensional característico para la convección natural es el número de Grashoff (Gr)

$$Gr = \frac{g\beta}{\nu^2} \Delta T L^3 \quad (2.47)$$

- El número adimensional para la convección forzada es el número de Reynolds ($\#Re$)

$$\# Re = \frac{g\beta}{\nu^2} \Delta T L^3 = \frac{VD}{\nu} \quad (2.48)$$

Donde:

ρ = densidad del fluido, (kg/m^3)

μ = viscosidad dinámica del fluido, ($kg/m.s$)

ν = viscosidad cinemática del fluido (m^2/s)

V = velocidad media del fluido, (m/s)

D = diámetro del tubo, (m)

C. TRANSMISIÓN DE CALOR POR RADIACIÓN

Mientras que la conducción y la convección térmica tienen lugar sólo a través de un medio natural, la Radiación térmica puede transportar el calor a través de un fluido o del vacío, en forma de ondas electromagnéticas o fotones como resultado de los

cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas, estos se propagan a la velocidad de la luz. La cantidad de energía que abandona una superficie en forma de calor radiante depende de la temperatura absoluta a la que se encuentra y también la naturaleza de la superficie.

El radiador perfecto o cuerpo negro, emite una cantidad de energía radiante de su superficie, luego Q_r es:

$$Q_r = \sigma A T^4 = A E_b \quad (2.49)$$

E_b = poder emisor del radiador.

σ = constante dimensional de Stefan – Boltzmann

- $5,67 \times 10^{-8} \text{ w/m}^2 \cdot \text{K}^4$ para el sistema Internacional (SI)
- $0,1714 \times 10^{-8} \text{ Btu/h pie}^2 \cdot \text{R}^4$ para el sistema americano de ingeniería

La ecuación anterior dice: que toda superficie negra irradia calor proporcionalmente a la cuarta potencia de su temperatura absoluta. Siendo la emisión independiente de las condiciones de los alrededores, la evaluación de una transferencia neta de energía radiante requiere una diferencia en la temperatura superficial de dos o más cuerpos entre los cuales tiene lugar el intercambio. Si un cuerpo negro irradia calor a un recinto que la rodea completamente y cuya superficie es también negra, es decir, absorbe toda la energía radiante que incide sobre él, la transferencia neta de energía radiante viene dada por:

$$Q_r = \sigma A_1 (T_1^4 - T_2^4) \quad (2.50)$$

Siendo: T_1 y T_2 = la temperatura del cuerpo negro y la temperatura superficial del recinto en (K).

Un cuerpo gris emite radiación según la expresión:

$$Q_r = \epsilon A E_b = \epsilon \sigma A T^4 \quad (2.51)$$

El calor radiante neto transferido por un cuerpo gris a la temperatura T_1 a un cuerpo negro que lo rodea a la temperatura T_2

$$Q_r = \epsilon_1 \sigma A (T_1^4 - T_2^4) \quad (2.52)$$

ϵ = Emisividad,

Es una propiedad de la superficie, es numéricamente igual al cociente de la emisión de radiación del cuerpo en estudio con respecto a la de uno negro, adquiere valores entre 0 y 1 y constituye una medida para evaluar cuan efectivamente emite radiación un cuerpo real con respecto a uno negro.

Según L. F. Blume, T.C. Lennox (18) (1951), en su texto. "Transformer Engineering" expresa que la conducción del calor esta expresado por:

$$W_r = 1.84 * 10^{-3} * \theta^{1.19} * E \left(1 + \frac{1.1 \theta_a}{100}\right) \quad (2.53)$$

Donde:

W_r = Transmisión de calor por radiación (vatios/pul²)

K = Constante dimensional de Stefan – Boltzmann, $1.84 * 10^{-3}$ para un ambiente de 0 °C.

θ = Incremento de temperatura

E = Factor de emisividad

θ_a = Temperatura ambiente (°C).

2.3.4 REFRIGERACIÓN DEL TRANSFORMADOR

La selección del sistema de enfriamiento de un transformador es muy importante ya que influye en el tiempo de vida útil, capacidad de carga y especialmente en el costo.

Existen tres formas de evacuación del calor:

- Conducción (basado en el contacto directo de los cuerpos, sin intercambio de materia, por la que el calor fluye de un cuerpo de mayor temperatura a otro de menor temperatura)
- Radiación (Es la emisión o absorción de ondas electromagnéticas que se desplazan a la velocidad de la luz)
- Convección (Se produce en un flujo que transporta el calor entre zonas de diferente temperatura)

La función de la refrigeración es mantener la temperatura de operación lo suficientemente baja y mantener un buen funcionamiento del transformador.

Los sistemas de refrigeración de los transformadores pueden codificarse de la siguiente manera, en función de los medios utilizados. (Oscar Echevarria Hidalgo).

- **Sistema AN/AN:** Transformadores tipo seco con enfriamiento propio, estos transformadores no contienen aceite ni otros líquidos para enfriamiento, el aire es también el medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas.
- **Sistema ON/AF:** Transformador sumergido en líquido aislante (aceite) con enfriamiento natural y con enfriamiento exterior por aire forzado., es básicamente un transformador OA con la adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor en las superficies de enfriamiento.
- **Sistema ON/AN:** Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural, en estos transformadores el aceite aislante circula por convección natural dentro de una tanque que tiene paredes lisas o corrugadas o bien provistos con tubos radiadores. Esta solución se adopta para transformadores de más de 50 kVA con voltajes superiores a 15 kV.
- **Sistema AN/AF:** Transformadores del tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento por aire forzado, es básicamente un transformador tipo AA al que se le adicionan un conjunto de ventiladores para aumentar su capacidad de disipación de calor.

La función de la refrigeración es mantener una temperatura de operación suficientemente baja y mantener un buen funcionamiento en la transformación de energía.

- **Sistema OF/AF:** Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado. Estos transformadores pueden absorber cualquier carga de pico a plena capacidad ya que se usa con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo.
- **Sistema OF/WF :** Sumergido en líquido aislante (generalmente aceite) con enfriamiento por agua, en estos transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente, el aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

La temperatura ambiente es un factor importante para la determinación de la capacidad de carga del transformador, una vez que la elevación de la temperatura para cualquier carga debe ser acrecentada al ambiente para así obtener la temperatura de operación.

El TABLA 2.4 muestra el resumen de los diferentes métodos de refrigeración del transformador, indicando y describiendo las características que corresponden a cada sistema de refrigeración:

TABLA N.º 2.6
Métodos de refrigeración del transformador

REFRIGERACIÓN	DESCRIPCIÓN
ONAN	Flujo natural del aceite por convección, a través de los enrollamientos y radiadores. Convección natural del flujo de aire por el estanque y radiadores.
ONAF	Flujo natural del aceite por convección, a través de los enrollamientos y radiadores. Convección forzada del flujo de aire por los radiadores por medio de ventiladores.
ODAF	Flujo forzado del aceite a través de los enrollamientos y radiadores o intercambiadores de calor, por medio de bombas. El aceite es dirigido de los radiadores hacia adentro de los enrollamientos. Flujo forzando flujo de aire por los radiadores por medio de ventiladores.
OFAF	Flujo forzado del aceite a través de los radiadores por medio de bombas. El óleo es forzado a fluir dentro del tanque por medio de bombas, por otra parte el flujo principal de óleo en el tanque bypass a los enrollamientos. Flujo forzando flujo de aire por los radiadores por medio de ventiladores.

Fuente: Oscar Echevarria

La norma ABNT NBR 5416/97, adopta el mismo modelo de la norma IEEE Std C57.91 antes de 1995. Posterior a 1995, por influencia de la entonces norma IEC 76 (Actual IEC 60076), el IEEE hace una revisión en la norma IEEE Std C57.100-1986, cuyos cambios pasaron a formar parte de la norma IEEE Std C57.91-1995, que se convirtió en referencia mundial para casi todos los requisitos técnicos operacionales de transformadores de potencia. La norma ABNT (Asociación Brasileña de normas técnicas) no acompañó esta evolución.

2.3.5 REGULACIÓN DEL TRANSFORMADOR

La regulación de voltaje es una maniobra u operación que se realiza en una máquina considerada como fuente, para mantener el voltaje de la carga en su valor nominal.

La regulación de voltaje se origina por la caída de tensión interna y es función del valor de la corriente que toma la carga, de su factor de potencia y de la impedancia

de la propia ó equivalente de la máquina. La caída de tensión interna se determina como un porcentaje del voltaje nominal del devanado de carga, se denomina por ciento de regulación.

El suministro de una tensión mayor a la nominal tiende a disminuir el tiempo de vida del equipo eléctrico instalado al transformador, mientras que una tensión inferior ocasionará una operación ineficiente, por otra parte también significa un menor consumo y una pérdida económica para la compañía eléctrica.

La variación de la tensión del secundario al suprimir la carga y mantener constante la tensión en el primario, expresada como fracción o tanto por ciento de la tensión bajo carga es por definición la regulación de tensión del transformador para una carga específica, definida por:

$$r = \frac{E_{02} - V_2}{V_2} \quad (2.54)$$

Donde:

r = Regulación

E_{02} = Tensión del secundario en circuito abierto

V_2 = Tensión en los terminales del secundario bajo carga

Considerando, el circuito equivalente del transformador visto del secundario y con la resistencia equivalente y la reactancia de dispersión equivalente la regulación se expresa mediante la siguiente relación:

$$r = \frac{I_L R_{eq2} \cos \theta_L + I_L X_{eq2} \operatorname{sen} \theta_L}{V_2} + \frac{1}{2} \left(\frac{I_L X_{eq2} \cos \theta_L - I_L R_{eq2} \operatorname{sen} \theta_L}{V_2} \right)^2 \quad (2.55)$$

Donde:

R_{eq2} = Resistencia equivalente visto del secundario

X_{eq2} = Reactancia equivalente visto del secundario

θ_L = Ángulo de factor de potencia

V_2 = Tensión en el secundario con carga

Si se desea un valor porcentual, se multiplicará por 100. Según las normas American Engineering and Industrial Standards, la resistencia equivalente debe tomarse a 75°C, luego se harán las correcciones del caso.

Si las cargas son inductivas en la regulación θ_L es positivo y la regulación de tensión es positiva; en cambio con cargas capacitivas θ_L es negativo, luego la regulación puede ser negativa o sea V_1/a puede ser menor que V_2 .

Para la maniobra de la regulación se utiliza los “Taps” sistemas mecánicos de cambio de posición de contactores o borneras, normalmente distribuidos en rangos del $\pm 2.5\%$ y el $\pm 5 \%$, las mismas que pueden ser operados sin carga o con carga, dependiendo de la capacidad del transformador.

2.3.6 RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

La eficiencia o rendimiento puede ser expresado en tanto por ciento, mediante la siguiente relación:

$$\% \text{Eficiencia} = \frac{\text{potencia de salida}}{\text{potencia de salida} + \text{Pérdidas}} * 100 \quad (2.56)$$

Las pérdidas en el transformador, están conformadas por las pérdidas en el núcleo tales como, pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas (corrientes de Foucault), así como las pérdidas en el cobre de los devanados; las pérdidas mecánicas que se encuentran en otros tipos de máquinas electromagnéticas no son consideradas en este caso, debido a que no hay partes móviles. De esto se deduce, que el rendimiento de los transformadores es en general muy elevado, siendo aún mucho mayor en unidades de grandes características nominales que en las pequeñas. El conocimiento del rendimiento es en sí mismo de menor importancia que las propias pérdidas, por lo que es práctica en la actualidad especificar las pérdidas en vacío y las pérdidas a plena carga en lugar del rendimiento para una carga dada.

La expresión del rendimiento dada anteriormente, puede expresar como:

$$\eta = \frac{V_2 I_2 \cos \theta_2}{V_2 I_2 \cos \theta_L + P_{h+e} + I_2^2 (R_2 + R_1 a^2)} \quad (2.57)$$

Donde:

V_2, I_2 = Tensión y corriente de carga o secundario

$\cos \theta_2$ = Factor de potencia de la carga

P_{h+e} = Pérdidas en el núcleo

R_1, R_2 = Resistencias del primario y secundario

a = Relación de transformación

Suponiendo que V_2 permanece constante, las pérdidas en el núcleo P_{h+e} (pérdidas por histéresis y corrientes parásitas) se mantienen prácticamente constantes, debido a que las pérdidas en el núcleo son dependientes de la densidad de flujo y de la frecuencia (se supone este análisis a una operación en estado estable senoidal); de otro lado el término $I_2^2(R_2 + R_1 a^2)$ varia aproximadamente con el cuadrado de la carga aplicada.

Para un valor dado de $\cos \theta_2$, la eficiencia alcanzará su máximo valor cuando

$\frac{d\eta}{dI_2} = 0$ Luego, derivando la ecuación EC. (2-52), e igualando el resultado a cero,

tenemos:

$$\frac{[V_2 I_2 \cos \theta_2 + P_{h+e} + I_2^2(R_2 + R_1 a^2)](V_2 \cos \theta_2) - [V_2 I_2 \cos \theta_2 (V_2 \cos \theta_2) + 2I_2^2(R_2 + R_1 a^2)]}{[V_2 I_2 \cos \theta_2 + P_{h+e} + I_2^2(R_2 + R_1 a^2)]} = 0$$

$$[V_2 I_2 \cos \theta_2 + P_{h+e} + I_2^2(R_2 + R_1 a^2) - V_2 I_2 \cos \theta_2 - 2I_2^2(R_2 + R_1 a^2)] = 0$$

$$V_2 I_2 \cos \theta_2 + P_{h+e} + I_2^2(R_2 + R_1 a^2) - V_2 I_2 \cos \theta_2 - 2I_2^2(R_2 + R_1 a^2) = 0$$

$$P_{h+e} - I_2^2(R_2 + R_1 a^2) = 0$$

Finalmente:

$$P_{h+e} = I_2^2(R_2 + R_1 a^2) \quad (2.58)$$

Luego de algunos reemplazos se tiene que la corriente a la cual la eficiencia es máxima es:

$$I_{max} = I_2(\text{nominal}) * [P_{\text{Pérdidas núcleo (nominales)}/P_{\text{Pérdidas cobre (nominales)}}]^{1/2}$$

Lo que significa que el rendimiento máximo es dependiente de los valores de las pérdidas nominales y la corriente nominal; y se puede comprobar que la eficiencia máxima se da en condiciones nominales cuando las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre son iguales.

$$\text{Si: } k = [P_{\text{Pérdidas núcleo (nominales)}/P_{\text{Pérdidas cobre (nominales)}}]^{1/2}$$

La eficiencia máxima esta expresada por:

$$\eta_{max} = \frac{V_2 I_2 K \cos \theta_L}{V_2 I_2 K \cos \theta_L + 2 P_{h+e}} \quad (2.59)$$

Mediante un adecuado proyecto es posible determinar las magnitudes relativas de las pérdidas en el núcleo y del cobre de forma que el rendimiento máximo tenga lugar para cualquier fracción deseada de las características nominales de plena carga; evidentemente, esto sería la carga media si el transformador estuviese continuamente en carga. En ese sentido, supongamos que las características nominales en KVA del transformador sean P , las pérdidas en el núcleo xP y las pérdidas en el cobre (con características de plena carga) yP . En tal caso, el rendimiento para características de plena carga será:

$$n = \frac{1}{1 + x + y} \quad (2.60)$$

Para cualquier otra carga pP , las pérdidas en el núcleo seguirán siendo xP , pero las pérdidas en el cobre que varían con el cuadrado de p , serán $p^2(yP)$. Para el máximo rendimiento es necesario que:

$$p^2 yP = xP \quad (2.61)$$

O bien, el rendimiento máximo tendrá lugar para la parte fraccionaria de las características de plena carga, determinada por la relación:

$$p = \sqrt{\frac{x}{y}} \quad (2.62)$$

Si x es mayor que y (Es decir, que las pérdidas en el núcleo mayores que las pérdidas en el cobre a plena carga), p será mayor que la unidad, o sea, que el rendimiento máximo se producirá más allá de las características nominales de plena carga; si x es menor que y (Pérdidas en el núcleo menores que las pérdidas en el cobre a plena carga) p será menor que la unidad, o sea, que el rendimiento máximo tendrá lugar a menos de plena carga.

2.3.7 EFICIENCIA ENERGÉTICA

La eficiencia energética es la relación entre la energía eléctrica consumida con respecto a la energía eléctrica nominal a obtener del transformador; esta eficiencia energética es dependiente del nivel de carga (Diagrama de carga) y otras variables

como son las pérdidas tanto en el núcleo como en el cobre, depende adicionalmente del factor de potencia y principalmente del tiempo, en tal sentido la eficiencia energética puede ser diaria, semanal, mensual o anual.

Luego la eficiencia energética esta expresada por:

$$\eta_E = \frac{\text{Energía de salida}}{\text{Energía de entrada}} \quad (2.63)$$

$$\eta_E = \frac{\text{Energía de salida}}{\text{Energía de salida+pérdidas}} \quad (2.64)$$

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Alto Punto de Ignición: Se denomina punto de inflamación de un líquido, a la temperatura mínima a la cual los vapores desprendidos por el líquido se inflaman en presencia de una llama. Y punto de combustión es la temperatura partir de la cual, el líquido arde ininterrumpidamente durante 5 segundos, por lo menos.

Ácidos orgánicos: Sustancias que contienen oxígeno, nitrógeno, azufre, fósforo y sustancias halógenas que al ser alteradas influyen en la oxidación del aceite.

Bajo punto de congelación: A bajas temperaturas, los aislantes líquidos se vuelven más viscosos. La primera anomalía que se observa al descender la temperatura, es la aparición de una especie de niebla en la masa del líquido; la temperatura a que tiene lugar este fenómeno, se denomina, punto de niebla. Si continua el descenso de la temperatura, llega un momento en que el líquido se solidifica (punto de congelación) o sea la temperatura en que la masa líquida se ha convertido en un cuerpo sólido. Y cuando el líquido con masa sólida se vuelve a convertir en líquido a esa temperatura específica se denomina punto de descongelación.

Envejecimiento: Las guías que comprenden el tema de envejecimiento del transformador de la IEEE, datan de más de 50 años, estas guías muestran que la vida del aislamiento depende de muchos factores y se imposibilita calcular con precisión la vida útil. La guía muestra también que hasta el momento no existe una

relación entre la vida del transformador y la vida del papel, dado que la vida del transformador puede superar la vida del papel aislante.

Leyes de la termodinámica: Tratan de la transferencia de energía, pero sólo se aplican a sistemas que están en equilibrio (pueden utilizarse para predecir la cantidad de energía requerida para modificar un sistema de un estado de equilibrio a otro), pero no sirven para predecir la rapidez (tiempo) con que pueden producirse estos cambios.

Productos de oxidación: Con el tiempo y con el desgaste del papel los diferentes compuestos que hacen parte del aceite del transformador, como el hidrogeno, el oxígeno, el nitrógeno, el metano, etc., reaccionan junto con el papel alterando la sustancia líquida, creando lodos los cuales flotan en el aceite y a su vez se depositan en la parte inferior del tanque [69]. Al alterar algunas de estas sustancias se pueden crear compuestos oxidantes como el oxígeno O₂ y el CO₂

Material no polar: Por su estructura química, se puede predecir si un material es polar o no polar. La mayoría de los hidrocarburos son no polares (no existe desequilibrio permanente de carga; puesto que la molécula no puede ser distorsionada por la aplicación de un campo eléctrico) y, por consiguiente, los hidrocarburos líquidos y sus derivados serán los mejores aislantes líquidos, o sea, que conservaran de forma permanente sus propiedades dieléctricas a cualquier temperatura y frecuencia.

Resistencia térmica: Es una propiedad de calor y una medida de una diferencia de temperatura, por la cual un objeto resiste el calor. La resistencia térmica absoluta es la diferencia de temperatura a través de una estructura cuando una unidad de energía calórica fluye a través de esta en la unidad de tiempo. Resistencia térmica es la conductancia térmica recíproca. En electrónica, los componentes generan calor y por lo tanto necesitan enfriarse. Para evitar el sobrecalentamiento de los componentes electrónicos, se coloca pasta térmica con baja resistencia térmica entre los componentes como los microprocesadores y sus disipadores de calor. La unidad de resistencia térmica es kelvin por vatio o los equivalentes grados Celsius por vatio. $1 \text{ K/W} = 1^\circ \text{ C/W}$.

Rigidez Dieléctrica: Intensidad máxima de un campo eléctrico al que puede ser sometido el material aislante sin que a través del pase una descarga eléctrica. La

Rigidez Dieléctrica es el nivel máximo de diferencia de voltaje alcanzado entre dos electrodos planos sumergidos en aceite a una distancia de 2.5 mm en la prueba para el transformador. Antes de que se produzca un arco eléctrico entre ambos electrodos. Depende casi exclusivamente de los contaminantes de características polares que existen en el aceite, siendo la principal causa de los bajos valores el agua (humedad) contenida en el mismo.

Transferencia de calor: Complementa los principios termodinámicos, proporcionando métodos de análisis que permitan predecir esta velocidad de transferencia térmica.

Ventiladores Son accesorios que permiten el enfriamiento y consecuentemente permiten aumentar la capacidad de estabilización. Para los radiadores se tiene que su proceso de construcción consiste en el corte de placas de acero en forma de oblea, el ensamble de esta parte del transformador implica pruebas de presión para certificar la confiabilidad y la ausencia de fugas, el acabado y pintura impedirá la corrosión durante el prolongado servicio.

Viscosidad: Es la medida de fluidez de un líquido, o sea la resistencia al movimiento de un producto, para el caso del aceite de un transformador este debe tener poca viscosidad. Los aceites minerales de menor viscosidad son la materia prima fundamental para la preparación de los aceites destinados a transformadores, condensadores y cables.

CAPÍTULO III

LAS VARIABLES DE DIMENSIONAMIENTO, LAS PÉRDIDAS Y LA CORRELACIÓN CON LA TRANSFERENCIA DE CALOR

3.1 GENERALIDADES

En general en los procesos de transformación de la energía, se produce una diferencia entre la potencia que entrega el transformador a la carga y la que absorbe; esta diferencia se conoce con el nombre de pérdidas. Las pérdidas de energía activas como pasivas del transformador se transforman en calor, elemento que será preciso reducir y controlar a valores que garanticen el tiempo de vida útil normal o de diseño del transformador.

Las “normas” también establecen criterios formales para la toma de decisiones de los proyectistas de los diseños y manufactura de las máquinas eléctricas; por ejemplo, la norma ABNT NBR 5416/97 (Asociación Brasileña de Normas Técnicas) adopta el mismo modelo de la norma IEEE Std C57.91 (antes de 1995). Posterior a 1995, por influencia de la entonces norma del Comité Técnico Internacional IEC 76 (Actual IEC 60076), el IEEE hace una revisión en la norma IEEE Std C57.100-1986, cuyos cambios pasaron a formar parte de la norma IEEE Std C57.91-1995, que se convirtió en referencia mundial para casi todos los requisitos técnicos operacionales de transformadores de potencia.

Las tablas 3.1 y 3.2 muestran algunos valores normalizados de temperatura en el transformador.

TABLA N.º 3.1**Transformadores de 55°C.**

DESCRIPCIÓN	Valor
Elevación media de la temperatura del enrollamiento sobre el ambiente	55°C
Máxima temperatura de la parte superior del aceite – Condición Normal	95°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Normal	105°C
Máxima temperatura de la parte superior del aceite – Condición Emergencia de Larga Duración	105°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Emergencia de Larga Duración	120°C
Máxima temperatura de la parte superior del aceite – Condición Emergencia de Corta Duración	105°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Emergencia de Corta Duración	130°C

Fuente: ABNT (Asociación Brasileira de Normas Técnicas)

TABLA N.º 3.2**Transformadores de 65°C.**

DESCRIPCIÓN	Valor
Elevación media de la temperatura del enrollamiento sobre el ambiente	65°C
Elevación de la temperatura del punto más caliente del enrollamiento encima de la del ambiente	80°C
Máxima temperatura de la parte superior del aceite – Condición Normal	105°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Normal	120°C
Máxima temperatura de la parte superior del aceite – Condición Emergencia de Larga Duración	110°C

Fuente: ABNT (Asociación Brasileira de Normas Técnicas)

Los diferentes tipos de refrigeración de transformadores también cumplen especificaciones que los fabricantes toman en cuenta; en el presente trabajo se consideran las recomendaciones de estas normas como valores estándar. Un transformador que no se diseña y prueba de acuerdo con estas normas resulta

menos confiable, tiene una vida más corta y crea pérdidas económicas a las empresas de energía.

A fin de explicar el impacto técnico de las eficiencias establecidas en las normas, se revisarán los criterios de diseño de un transformador de distribución, iniciando el mismo con el dimensionamiento del núcleo y los devanados que son el origen de la generación de calor en los transformadores y para relacionarlos con las ecuaciones de conducción, convección y radiación de calor, mostrados en el TABLA 3.3, para los diferentes sistemas de refrigeración. (ABNT, Asociación Brasileira de Normas Técnicas)

TABLA N.º 3.3

Características de temperatura de los tipos de refrigeración

ABNT	DESCRIPCIÓN	ONAN	ONAF	ONAF	OFAF	ADAF
	Elevación de la temperatura de la parte superior del aceite por encima de la del ambiente (°C)	40	40	37	37	37
Tn	Constante de tiempo de la parte superior del aceite (h)	2.7	1.7	1.25	1.25	1.25
Te	Constante de tiempo del punto más caliente (h)	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
R	Relación de pérdidas en cobre y pérdidas en hierro	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
m	Exponente de enrollamiento	0,8	0,8	0,8	0,8	1.0
n	Exponente del aceite	0,8	0,9	0,9	1.0	1.0

Fuente: ABNT (Asociación Brasileira de Normas Técnicas)

3.2 DIMENSIONAMIENTO DEL NÚCLEO Y DEVANADOS

Para el dimensionamiento del núcleo del transformador será necesario conocer un conjunto de “Variables de dimensionamiento o datos iniciales” que son definidas por las condiciones técnicas requeridas del transformador entre ellas tenemos las siguientes condiciones Potencia del transformador, tensiones de AT y BT, frecuencia, clase de láminas, número de fases, tipo de carga, forma de enfriamiento, número de escalones. Zesquera (19), (2001)

A.- Potencia del transformador

La potencia aparente del transformador en KVA, es una variable de dimensionamiento importante que se debe consignar para el diseño, estas potencias están normalizadas ya sea para transformadores monofásicos o transformadores trifásicos, en el presente trabajo se toman como estudio de caso las potencias y las características de los transformadores de distribución en las salidas CO-01 y CO-05 de la S.E. de Combapata, que servirán como “datos de muestra”. Tomando en cuenta que son transformadores que se encuentran en operación, los datos de ubicación del transformador, la marca, el año de fabricación, el número de fases y para el caso la potencia nominal en KVA, se encuentran señalados en el TABLA 3.4.

TABLA N.º 3.4
Potencias en transformadores de las salidas CO-01, CO-05 (ELSE)

NRO	UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR	SISTEMA	MARCA	AÑO	Pn
					KVA
1	COMBAPATA 1	3F	STROMBERG	1990	160
2	COMBAPATA 2	3F	STROMBERG	1990	160
3	HUANTURA 2	3F	STROMBERG	1990	30
4	HUATOCANI	3F	ABB	1990	37.5
5	CHIARA1	3F	DELCROSA	1990	25
6	SALLOCA	3F	ABB	1990	50
7	JAYUBAMBA	3F	ABB	1990	50
8	CALCUIRA	3F	STRONBERG	1990	80
9	CHOSECANI 01	3F	STROMBERG	1990	50
10	j. EZQUIERRA	3F	ABB	1990	10
11	TINTA 1	3F	ABB	1992	100
12	TINTA 2	3F	ABB	1992	100
13	TINTA 3	3F	ABB	1992	100
14	MACHACMARCA 01	3F	STROMBERG	1990	50
15	MACHACMARCA 02	3F	STROMBERG	1990	80

Fuente: ELSE

En el TABLA 3.5 se presenta las potencias normalizadas del transformador para el sistema trifásico y para el sistema monofásico, y las diferentes tensiones de servicio para efectos de distribución de energía eléctrica.

TABLA N.º 3.5

Potencias normalizadas de transformadores 3 ϕ y 1 ϕ .

	TRIFÁSICOS		MONOFÁSICOS	
34,5 Kv. 440/254 V	34,5 kV – 11,4 kV	11,4 kV 208/120 V	11,4 kV – 120/240 V	6,6 kV – 120/240 V
225 kVA	500 kVA	15 kVA	10 kVA	10 kVA
300 kVA	630 kVA	30 kVA	15 kVA	15 kVA
400 kVA	750 kVA	45 kVA	25 kVA	25 kVA
500 kVA	800 kVA	75 kVA	37,5 KVA	37,5 KVA
630 kVA	1 000 kVA	112,5 kVA	50 KVA	50 KVA
750 kVA	1 250 kVA	150 kVA		
800 kVA	1 600 kVA	225 kVA		
1 000 kVA	2 000 kVA	300 kVA		
1 250 kVA	2 500 kVA	400 kVA		
		500 kVA		
		630 kVA (**)		
		750 kVA (**)		
		800 kVA (**)		

Fuente: ABNT

B.- Las Tensiones de A.T. y B.T.

Las tensiones que son consideradas en el presente trabajo es fundamentalmente la siguiente: 10.5 \pm 2x2.5 Kv (A.T.) y 400/230 V (B.T.).

C.- La frecuencia.

La frecuencia normalizada es de 60 Hz, pero sin embargo para fines de carácter académico en algún caso se puede utilizar la frecuencia de 50 Hz.

D.- Tipo de lámina y material magnético.

De acuerdo a las normas internacionales existen diversos tipos de láminas y de características variadas, en tal razón es necesario seleccionar o definir el tipo de material magnético a utilizar en vista de que está relacionado con la densidad de flujo (B), características magnéticas del material y también las pérdidas específicas. Se ha tomado en cuenta los materiales magnéticos de fabricación normalizada y que ofrecen mayor información respecto a sus características propias, entre algunas tenemos: (Arcelor Mittal, 2010)

- D20 Aceros eléctricos estándar.- Estas calidades cumplen los requisitos de la norma EN 10106:2007, relativos a los niveles de polarización y pérdidas magnéticas, los códigos más comunes son: M 230-35 A, M250-50 A y M 310-65 A, y utilizan el barniz EC-6.
- D30 Aceros eléctricos semi-acabados estándar.- Estos materiales tienen como referencia la norma EN 10341: 2006, que sustituye a la norma EN 10126:1995 (para aceros no aleados) y a la norma EN 10165: 1995 (para aceros aleados). Los niveles de pérdidas magnéticas y polarización de estas calidades cumplen con las normas, su aplicación está restringida a transformadores pequeños.
- D40 Aceros para troquelado (Easy Punch).- Este tipo de acero ofrece propiedades mecánicas optimizadas para aplicaciones de troquelado (corte), se utiliza en transformadores donde el rendimiento no es muy crítico; es decir, cuando los equipos operan en ciclos intermitentes.
- D70 Aceros de grano orientado convencional.- Este material cumple con la norma EN-10107:2014, los de espesor de 0.35mm se utilizan en transformadores pequeños y medianos y régimen intermitente, con bajos niveles de pérdidas. Los productos de menor espesor a 0.35mm. Se utilizan en transformadores de mayor tamaño sometidos a regímenes de trabajo continuo, especialmente en transformadores de potencia y distribución.
- D80 Acero de grano orientado convencional mejorado.- Los aceros eléctricos de grano orientado (CGO) mejorados, tienen propiedades exigidas por la norma EN 10107: 2014, se utiliza en cualquier aplicación de transformadores especialmente cuando se requiere obtener reducidas pérdidas en el núcleo y lograr mejores prestaciones de servicio de una manera rentable y alta eficiencia.

Se presentan algunos Tablas de equivalencias de normas entre la EN 10106 con Former Standard AISI, ASTM A677:2012, JIS C 2552:2000 y IEC/CEI 60404-8-4:1998, para espesores de 0.35 mm y 0.50 mm, las características eléctricas y magnéticas de las láminas magnéticas como son la densidad, la polarización, anisotropía, pérdidas por kilogramo y factor de apilamiento entre otras características de los materiales.

TABLA N.º 3.6**Equivalencias de normas y marcas, 35 mm.**

CÓDIGO 35mm	EN 10106:2007	Former standard AISI	ASTM A677:2012	JIS C 2552:2000	IEC/CEI 60404-8- 4:1998
M 210-35 A AM FCE					
M 230-35 A				35A230	
M 235-35 A	M235-35A				M235-35A 5
M 250-35 A	M250-35A	M15	36F145	35A250	M250-35A 5
M 270-35 A	M270-35A	M19	36F155	35A270	M270-35A 5
M 300-35 A	M300-35A	M22	36F165	35A300	M300-35A 5
M 330-35 A	M330-35A	M36	36F185		M330-35A 5

Fuente: Arcelor Mittal

TABLA N.º 3.7**Características de láminas de 0.50 de espesor.**

CÓDIGO 50 mm.	EN 10106:2007	Former standard AISI	ASTM A677:2012	JIS C 2552:2000	IEC/CEI 60404-8- 4:1998
M 230-50 A AM FCE					
M 250-50 A	M250-50A			50A250	M250-50A 5
M 270-50 A	M270-50A			50A270	M270-50A 5
M 290-50 A	M290-50A	M19	47F165	50A290	M290-50A 5
M 310-50 A	M310-50A	M22	47F180	50A310	M310-50A 5
M 330-50 A	M330-50A	M27	47F190		M330-50A 5
M 350-50 A	M350-50A	M36	47F200	50A350	M350-50A 5
M 400-50 A	M400-50A	M43	47F210	50A400	M400-50A 5
M 470-50 A	M470-50A	M45	47F240	50A470	M470-50A 5
M 530-50 A	M530-50A	M47	47F280		M530-50A 5
M 600-50 A	M600-50A			50A600	M600-50A 5
M 700-50 A	M700-50A		47F400	50A700	M700-50A 5
M 800-50 A	M800-50A		47F450	50A800	M800-50A 5
M 940-50 A	M940-50A				M940-50A 5

Fuente: Arcelor Mittal

TABLA N.º 3.8
Características de láminas de 50 mm.

CÓDIGO 0.50 mm	Densidad (kg/dm ³)	Pérdida máx. (W/kg) a 60 Hz a 1,5 T	Polarizac. mín. (T) a 2500 A/m	Polarizac. mín. (T) a 5000 A/m	Polarizac. mín. (T) a 10000 A/m	Anisotropía de pérdida máx. (+/- %)	Número mín. de plegados	Factor de apila- miento
	Indicati- vo	Indicati- vo	Garantiza- do	Garanti- zado	Garanti- zado	Garantiza- do	Garanti- zado	Garanti- zado
M 230-50 A AM FCE								
M 250-50 A	7,60	3,21	1,49	1,60	1,70	17	2	0,97
M 270-50 A		3,47						
M 290-50 A		3,71						
M 310-50 A	7,65	3,95	1,50	1,63	1,73	14	3	
M 330-50 A		4,20						
M 350-50 A		4,45						
M 400-50 A	7,70	5,10	1,54	1,64	1,74	12	5	
M 470-50 A		5,90						
M 530-50 A		6,66						
M 600-50 A	7,75	7,53	1,57	1,66	1,76	10	10	
M 700-50 A		8,79						
M 800-50 A		10,06						
M 940-50 A	7,85	11,84	1,62	1,72	1,81	8		

Fuente: Arcelor Mittal

E.- Número de fases.

Este parámetro formula dos posibilidades básicas una la monofásica (1ϕ) y otra la trifásica (3ϕ); sin embargo, como es casi de aplicación general en los sistemas de distribución eléctrica los transformadores utilizados son trifásicos.

F.- Tipos de carga.

El transformador está diseñado para entregar energía eléctrica en condiciones nominales de carga, pero en la realidad la carga no es uniforme es más bien variable en algunos casos con valores extremos y con sobrecarga, un ejemplo de carga variable y carga constante están presentados en las figuras 3.1 y 3.2, estos

diagramas de carga definen la eficiencia energética del transformador. Adicionalmente al diagrama de carga se incorpora el factor de potencia, aspecto que determina la potencia activa del transformador y su contraparte la potencia reactiva. Una carga constante se presenta muy circunstancialmente en centros industriales que trabajan las 24 hs. manteniendo ciertos sistemas con consumo permanente. Los diagramas de carga pueden ser así mismo diarios, semanales, mensuales o anuales, obteniendo eficiencias energéticas diarias, semanales, mensuales o anuales. Los transformadores por lo general trabajan con cargas variables y para el presente trabajo se considera al transformador operando con carga variable.

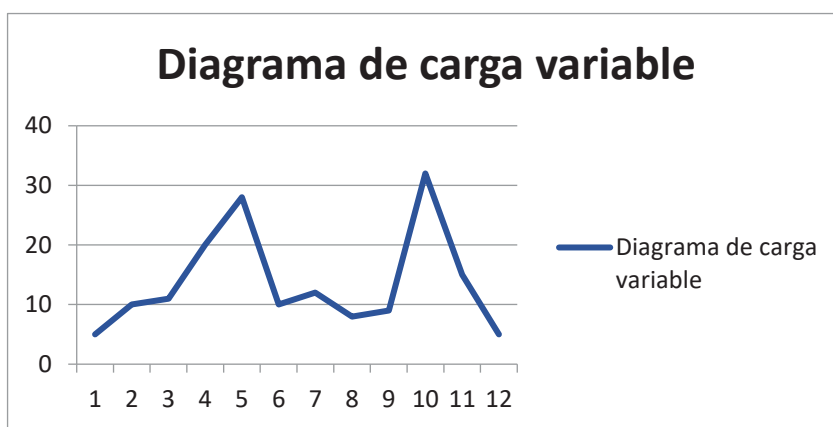


Figura 3.1: Diagrama de carga variable
Fuente: Elaboración propia

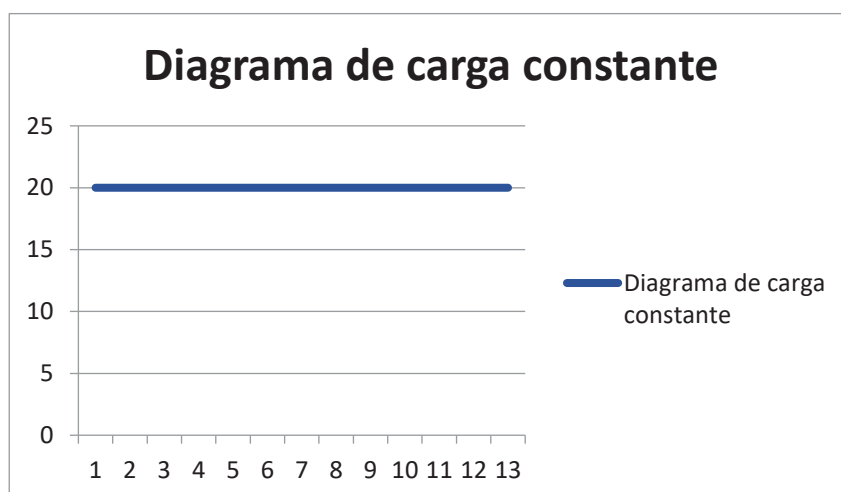


Figura 3.2: Diagrama de carga constante
Fuente: Elaboración propia

G.- Forma de enfriamiento.

Para el desarrollo del presente trabajo se toma en cuenta solamente dos tipos:

1) Enfriamiento natural de aire y 2) Enfriamiento por aceite. Es cierto que adicionalmente se tiene otros sistemas como el caso de aire forzado o aceite forzado o serpentín de agua. Pero por razones prácticas y verificando que los transformadores de distribución son en su gran mayoría refrigerados por aceite, solo se consideran las dos posibilidades.

H.- Número de escalones.

La sección del núcleo debe aproximarse mediante paquetes de láminas a la forma circular, formando un conjunto de escalones, como se indica en la figura 3.3. Para un número determinado de escalones es interesante conocer las coordenadas en cada esquina: x_1 y_1 , x_2 y_2 ,..., x_n , y_n que dan el área máxima. En el artículo de Philips y Thomas se dan indicaciones generales sobre cómo han resuelto el problema. Por otra parte, los valores teóricos no son los constructivos, pues existen una serie de limitaciones que obligan a reajustar los valores obtenidos. Esas limitaciones permiten determinar el número de escalones óptimos, que, en caso contrario, sería el máximo que permitiera el espesor de la chapa, formando cada chapa un solo escalón.

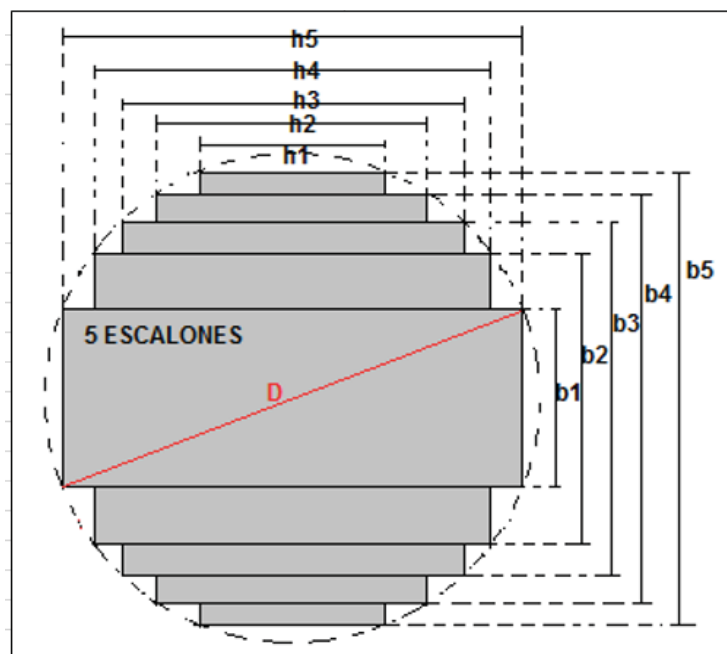


Figura 3.3: Escalones de la sección transversal del núcleo
Fuente: Elaboración propia

El número de escalones comunes en los transformadores de distribución son de tres, cuatro, cinco escalones; mientras que mayores números de escalones es usual en transformadores de potencia. En tal sentido, en el trabajo se utilizó el rango de 3 a 5 escalones.

I.- Densidad de flujo (B).

Los materiales ferromagnéticos que muestran saturación, tales como el hierro, están compuestos de regiones microscópicas llamadas dominios magnéticos que actúan como pequeños imanes permanentes. (Technical Publications).

Antes de que un campo magnético externo sea aplicado al material, los dominios se encuentran orientados al azar. Sus pequeños campos magnéticos apuntan en direcciones aleatorias y se cancelan entre sí, de modo que el material no produce un campo magnético global neto.

Cuando se aplica un campo de magnetización externo H al material, lo penetra y causa la alineación de los dominios, provocando que sus pequeños campos magnéticos roten y se alineen paralelamente al campo externo, sumándose para crear un gran campo magnético que se extiende hacia fuera del material, este fenómeno es llamado magnetización.

Cuanto más fuerte sea el campo magnético externo, mayor será la alineación de los dominios. El efecto de saturación ocurre cuando ya prácticamente todos los dominios se encuentran alineados, por lo que cualquier incremento posterior en el campo aplicado no puede causar una mayor alineación.

El efecto de saturación se puede observar más claramente en la curva de magnetización (también llamada curva BH o curva de histéresis) de una sustancia, en concreto en la región superior derecha de la curva. Mientras que el campo H se incrementa, el campo B se aproxima a un valor máximo de manera asintótica. Este valor al cual tiende asintóticamente el campo B es el nivel de saturación de esa sustancia.

La figura 3.4 grafica las características de la magnetización cuando se aplica una señal alterna, entre ellas se menciona p.e. la saturación, retentividad y la coercitividad.

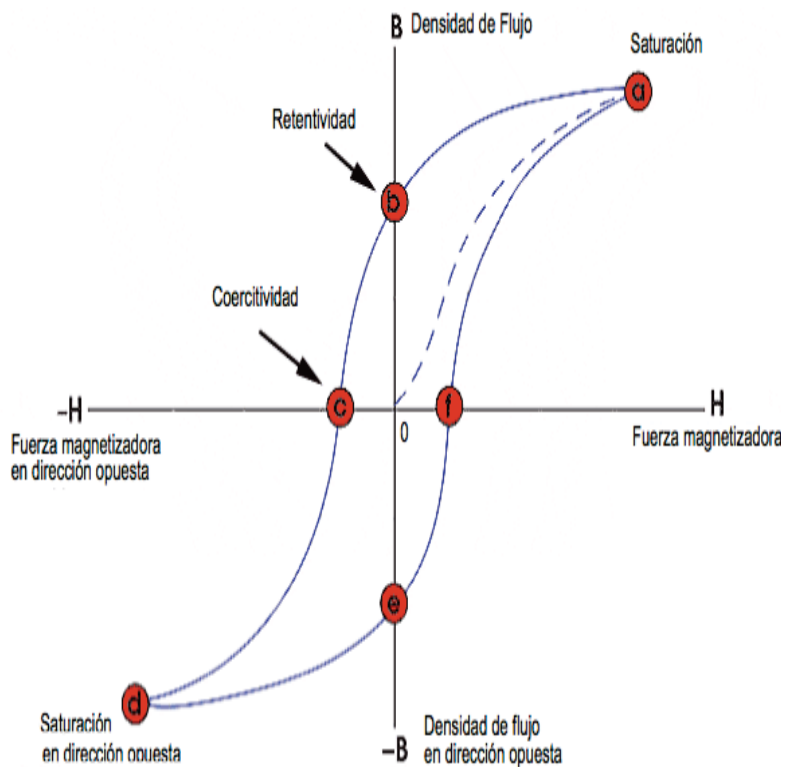


Figura 3.4: Relación de la densidad de flujo (B) y la Intensidad de campo (H)

Fuente: Estaff, MIT. Circuitos magnéticos y transformadores.

La relación entre el campo de magnetización H y el campo magnético B también puede expresarse en términos de permeabilidad magnética: $\mu = B/H$ o en términos de permeabilidad relativa $\mu_r = \frac{\mu}{\mu_0}$ donde μ_0 es la permeabilidad magnética del vacío. La permeabilidad de los materiales ferromagnéticos no es constante, sino que depende de H.

En los materiales saturables la permeabilidad relativa se incrementa con H hasta un máximo, y luego mientras el material se aproxima a saturación, el efecto se invierte y la curva decrece hasta uno.

Diferentes materiales poseen diferentes niveles de saturación y magnetización. Por ejemplo, las aleaciones de hierro de alta permeabilidad utilizadas en la fabricación de núcleos de transformadores alcanzan la saturación a valores de 1,6 a 2,2 Tesla (T), mientras que los imanes de ferrita saturan a 0,2 - 0,5 T. La figura 3.5 ilustra los niveles de la densidad de flujo, para diferentes materiales magnéticos.

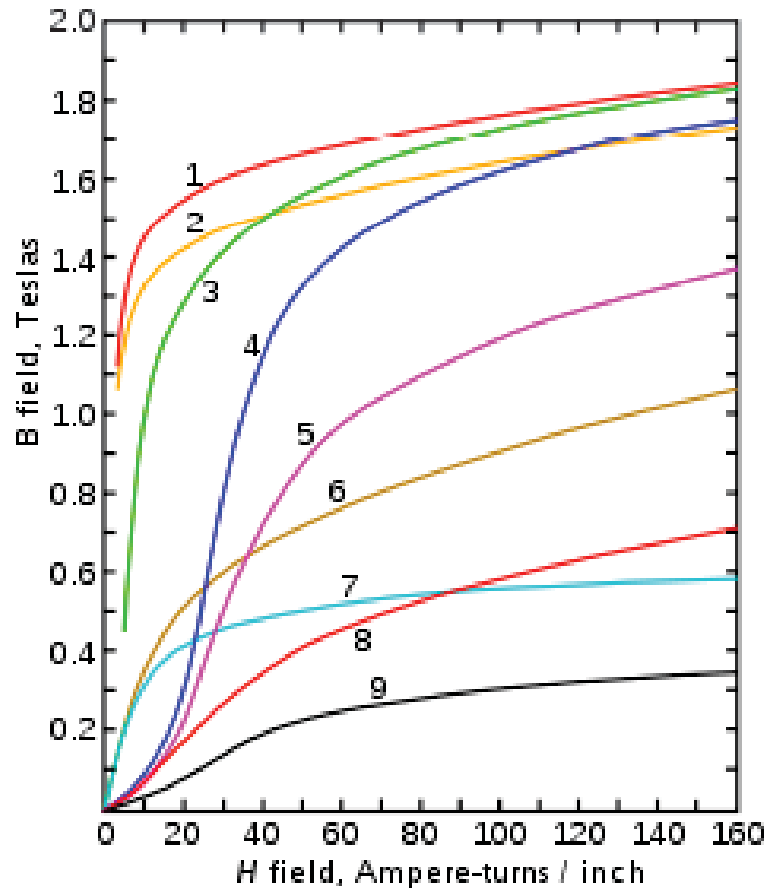


Figura 3.5: Relación de la densidad de flujo (B) y la Intensidad de campo (H) Curvas de magnetización de nueve materiales ferromagnéticos diferentes, mostrando el efecto de saturación. 1.Lámina de acero, 2.Acero al silicio, 3.Acero de crisol, 4.Acero al tungsteno, 5.Acero magnético, 6.Hierro de crisol, 7.Níquel, 8.Cobalto, 9.Magnetita.
Fuente: Wikipedia

Las normas estipulan las características de la Densidad de flujo B para cada tipo de material, en esas condiciones, por ejemplo algunos materiales consideran para la densidad de flujo los valores de 1.5 T o 1.7 T; el diseñador puede optimizar estos valores, luego este dato se convierte en una “variable crítica” que incide directamente en las pérdidas del núcleo y consecuentemente en la producción de calor en el núcleo ferromagnético.

J.- Tipo de núcleo.

Para la manufactura de transformadores de distribución trifásicos se tiene básicamente dos tipos de núcleos el tipo de columnas y el tipo acorazado, graficadas en las figuras 3.6 y 3.7, el uso de los núcleos acorazados tiene la finalidad de reducir los flujos de dispersión y con ella la disminución de la reactancia

de dispersión, como contraparte se utiliza mayor cantidad de material magnético y que luego significa un incremento del costo.

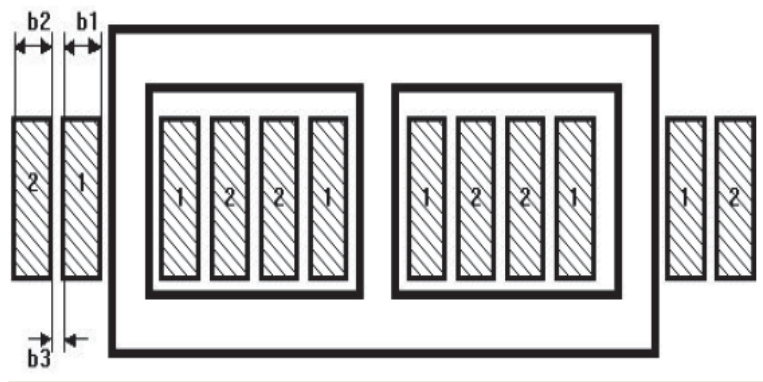


Figura 3.6: Núcleo tipo de columnas (Trifásico)

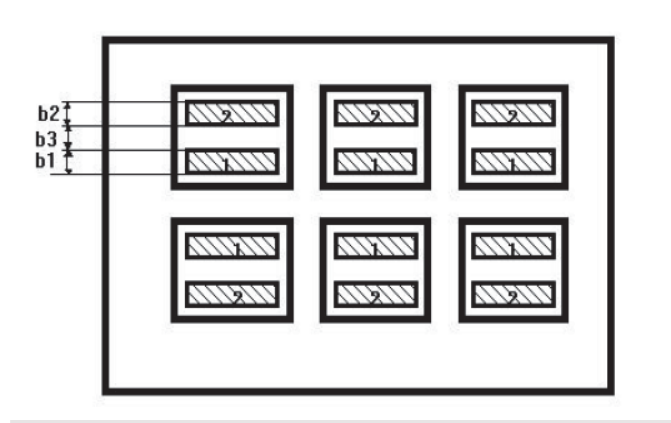


Figura 3.7: Núcleo tipo acorazado (Trifásico)
Fuente: Zesquera Izquierdo Mariano.

3.2.1 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO (P_n) Y EN EL COBRE (P_{cu})

Las ecuaciones aplicadas para el dimensionamiento del núcleo y luego determinar las pérdidas en el núcleo y en el cobre son:

$$S = m * V_2 * I_2 \quad (3.1)$$

Donde:

S = potencia de salida (VA)

m= Número de fases

V_2 = Tensión en bornes del secundario (V)

I_2 = Corriente en el secundario (A)

$$V2 = 4.44 * f * N2 * \phi \quad (3.2)$$

Donde:

f = Frecuencia (Hertz)

N2 = Número de espiras del secundario

ϕ = Flujo (Wb)

$$\phi = B * An * 10^{-6} \quad (3.3)$$

Donde:

B = Densidad de flujo (Wb/m²)

An = Área del núcleo (mm²)

$$I2 = J * A2 * Ce2 \quad (3.4)$$

Donde:

J = Densidad de corriente (A/mm²)

A2 = Área del conductor del secundario (mm²)

Ce2 = Conductores elementales del devanado del secundario

$$s = m * 4.44 * f * B * An * N2 * A2 * Ce2 * J \quad (3.5)$$

$$N1 * I1 = N2 * I2 \quad (3.6)$$

$$fmm1 = fmm2$$

Donde:

Fmm1 = Fuerza magnetomotriz del primario

Fmm2 = Fuerza magnetomotriz del secundario

$$I1 = J * A1 * Ce1 \quad (3.7)$$

Donde:

A1 = Corriente en el devanado primario

Ce1= Conductores elementales del devanado primario

$$N1 * A1 * Ce1 = N2 * A2 * Ce2 \quad (3.8)$$

$$Ac = m * (N1 * A1 * Ce1 + N2 * A2 * Ce2) \quad (3.9)$$

Donde:

Ac = Área de los conductores (mm²)

$$m * (N1 * A1 * Ce1) = m * (N2 * A2 * Ce2) = \frac{Ac}{2}$$

(3.10)

$$S = 2.22 * f * B * An * Ac * 10^{-6} \quad (3.11)$$

Donde:

An = Am = Área del núcleo o material (mm²)

Ac = Área de los conductores (mm²)

Φ = Flujo

$$V1 = 4.44 * f * N1 * \phi \quad (3.12)$$

Reemplazando:

$$V1 = 4.44 * f * N1 * B * An * 10^{-6} \quad (3.13)$$

Por otra parte en general:

$$Pcu = I^2 * R \quad (3.14)$$

Donde:

Pcu = Pérdidas en los devanados o en el cobre (vatios)

I = Corriente en el devanado (A)

R = Resistencia en el devanado (ohmios)

$$R = \rho * \frac{L}{A} * N \quad (3.15)$$

Donde:

ρ = Resistividad del material

L = longitud media de la espira

A = Área del conductor

N = número de espiras

$$I = J * A \quad (3.16)$$

Donde:

J = Densidad de corriente

A = sección del conductor

$$Pcu = \rho * I^2 * N * L * A \quad (3.17)$$

$$\frac{Pcu}{Vcu} = \rho * I^2 \quad (3.18)$$

Donde:

Pcu = Pérdidas en el cobre (vatios)

Vcu = Volumen del devanado (mm²)

$$C = \frac{A_m}{A_c} \quad (3.19)$$

Donde:

C = Coeficiente de relación de áreas del núcleo o material con el área del cobre.

A_n = A_m = Área del núcleo o material (mm²)

A_c = Área del cobre.

Sustituyendo 3.19 en 3.11 se tiene:

$$A_n = \sqrt{C} * \sqrt{\frac{S}{2.22 * f * J * B}} * 10^3 \quad (3.20)$$

Dónde:

A_n = Sección transversal del núcleo (mm²)

C = coeficiente de relación de áreas del núcleo y el cobre

S = Potencia total de salida (VA)

J = Densidad de corriente (A/mm²)

B = Densidad de flujo (Teslas)

Entre otros aspectos la valoración de la densidad de corriente también está determinada por el método de enfriamiento del transformador que en unos casos es el aire y en la generalidad de casos el transformadores de distribución es enfriado por aceite; también define el valor de la densidad de corriente “J” la potencia del transformador y el tipo de carga que alimenta que puede ser una carga constante o variable siendo esta última la más común.

Para el caso de autoenfriado por aire o para el autoenfriado por aceite, para una carga constante o variable, la densidad de corriente J son inversamente proporcionales a la potencia; es decir, conforme se incrementa la potencia de diseño la densidad de corriente en el conductor tiende a disminuir. Se entiende que estos datos son del tipo experimental y por consiguiente son valores relativos y estimados. La TABLA 3.9 presenta los valores de la densidad de corriente J que se utiliza en el dimensionamiento del transformador en la presente tesis.

TABLA N.º 3.9

Valores estimados de densidad de corriente "j"

MÉTODO DE ENFRIAMIENTO	POTENCIA TOTAL	DENSIDAD DE CORRIENTE "J" (A/mm ²)	
	S (VA)	Carga constante	Carga variable
AUTOENFRIADO POR AIRE	< 200	2.8	3
	201 - 500	2.3	2.5
	501 - 1000	1.7	2
	1001 - 5000	1.1	1.8
AUTOENFRIADO POR ACEITE	1000 - 2000	2.2	3
	2001 - 5000	2.1	2.95
	5001 - 25000	1.7	2.85
	> 25000	1.5	2.5

Fuente: Zerquera, Mariano.2001

Para estimar los valores del coeficiente "C" que viene a ser la relación de áreas del material magnético (A_m) con el área del material conductor (A_c); este coeficiente depende del tipo de transformador: monofásico o trifásico siendo el más común en distribución el trifásico. Del mismo modo define los valores de "C" el tipo de carga: constante o variable en este caso se selecciona la carga variable.

TABLA N.º 3.10

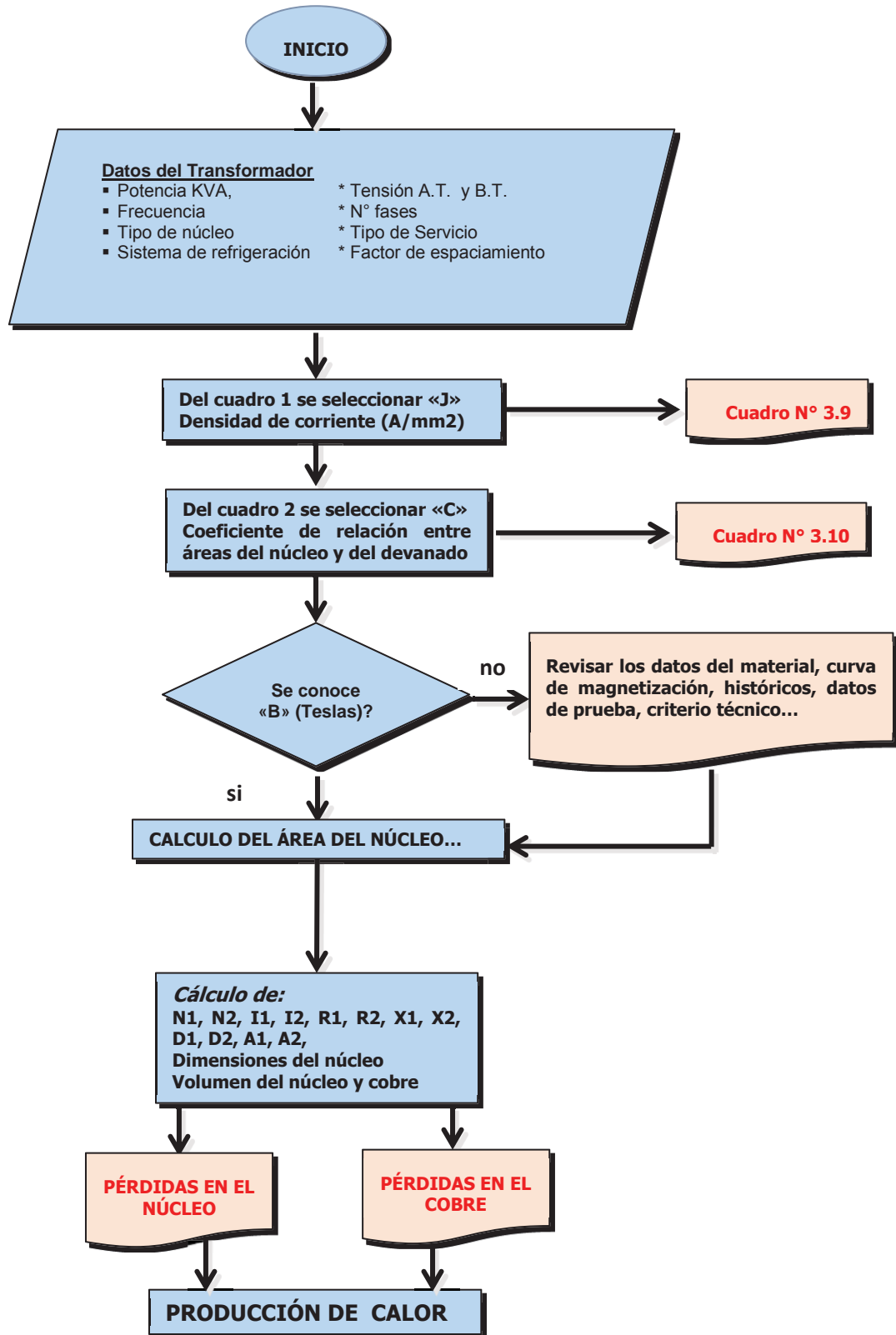
Valores estimados del coeficiente "C"

TIPO DE TRANSFORMADORES		TIPO DE CARGA	COEFICIENTE "C"
MONOFÁSICO	columna	constante	2
	acorazado	constante	1.6
	columna	variable	1.2
	acorazado	variable	2.02
TRIFÁSICO	columna	constante	0.86
	acorazado	constante	1.32
	columna	variable	0.38
	acorazado	variable	0.68

Fuente: Zerquera, Mariano.2001

Para el dimensionamiento del transformador y principalmente el cálculo de las pérdidas en el núcleo y pérdidas en el cobre se ha desarrollado un programa en *formato Matlab* que facilite los cálculos, para dicho efecto se elaboró el siguiente algoritmo genérico.

**ALGORITMO GENÉRICO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR Y
PRINCIPALMENTE EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO Y PÉRDIDAS
EN EL COBRE**



Con la finalidad de viabilizar los cálculos de las componentes estructurales del transformador y facilitar las operaciones de prueba y error se elaboró el programa en *formato Matlab*, que permite como resultado terminal determinar las *pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre*, los mismos que están relacionados con las dimensiones del núcleo, las dimensiones del devanado, las corrientes en el primario y secundario, las resistencias, las reactancias de dispersión, el número de espiras. Estos cálculos se obtienen de los datos de entrada o variables de dimensionamiento básico siguientes:

- La Potencia, la tensión de A.T. y de B.T., la frecuencia, el número de fases
- Tipo de núcleo, tipo de servicio
- Sistema de refrigeración, factor de espaciamiento

El programa en formato Matlab contiene un conjunto de 80 fórmulas, 4 tablas y 10 figuras y que por razones de resumen no se detallan en el texto del presente capítulo.

Por otra parte, existen variables principales que determinan las pérdidas en el transformador y consiguientemente están relacionados con la producción de calor en el transformador, estas variables son la Densidad de flujo “B”, la Densidad de corriente “J”, tensiones de A.T. y B.T. y el coeficiente “C” que es determinado por el tipo de transformador, el tipo de carga y el tipo del núcleo.

3.3 CORRELACIÓN ENTRE VARIABLES DE DIMENSIONAMIENTO, PÉRDIDAS Y PRODUCCIÓN DE CALOR

Para fines de probar la hipótesis específica del presente proyecto será necesario utilizar dos *estadígrafos estadísticos* y conocer los **niveles de correlación “r”** y el **coeficiente de determinación “r²”**, del mismo modo se determinará la **ecuación de correlación**, que puede ser una ecuación lineal o exponencial.

Entre las principales variables que inciden en las pérdidas y en la producción de calor en el transformador, son las variables del “Dimensionamiento del núcleo y devanados” y con la finalidad de operativizar las variables de dimensionamiento se utilizó uno de los indicadores principales: la Densidad de flujo “B”, no se utilizó el indicador densidad de corriente “J” ni la constante “C” relación de áreas del núcleo

y del cobre porque son dependientes de otros indicadores secundarios que distorsionarían la correlación al calcular el proyecto.

3.3.1 ÍNDICE DE CORRELACIÓN “r” Y EL COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN “r²”; ENTRE LA DENSIDAD DE FLUJO “B” Y LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO “P_n” Y LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE “P_c”.

Para conocer la correlación estadística, es decir el grado de relación entre los indicadores densidad de flujo B y las pérdidas en el transformador se utilizó el programa Matlab y luego para la parte estadística la hoja de cálculo excel, los mismos se muestran en los anexos correspondientes

A.- Datos iniciales de dimensionamiento y cálculo de pérdidas en el transformador.

Se aplicaron datos iniciales de cálculo de un transformador, cuyo TABLA se muestra:

**TABLA N.º 3.11
DATOS DEL TRANSFORMADOR**

POTENCIA (KVA)	25
TENSIÓN DE A.T. (VOLTIOS)	10500
TENSIÓN DE B.T. (VOLTIOS)	230
FRECUENCIA (HZ)	60
N.º DE FASES	TRIFÁSICO
CONDUCTORES ELEMENTALES : Ce1	1
CONDUCTORES ELEMENTALES : Ce2	1
FACTOR DE ESPACIAMIENTO A.T.	0.4
FACTOR DE ESPACIAMIENTO B.T.	0.4
TIPO DE NÚCLEO	COLUMNAS
TIPO DE DEVANADO	SIN DEVANADOS DISTRIBUIDOS
MÉTODO DE ENFRIAMIENTO	ACEITE
NÚMERO DE ESCALONES	3
TIPO DE CARGA	VARIABLE
DENSIDAD DE FLUJO (TESLAS)	1.7
FACTOR DE APILAMIENTO	0.95
TEMPERATURA PROMEDIO (°C)	13

Se considera una potencia aparente de 25 KVA, en vista de que es una potencia usual y normalizada entre los transformadores de distribución; con respecto a las tensiones las indicadas son de 10.5 KV en el lado de A.T., mientras que en el lado de B.T. será necesario obtener tensiones de $230\pm 2.5\%$ y $230\pm 5\%$; la frecuencia en realidad es una constante debido a que ya está prefijada en 60Hz; respecto al número de fases se asigna como adecuada la trifásica. Respecto a los conductores elementales Ce1 y Ce2 constituyen los conductores o ramas paralelas que se forman en los devanados, lo cual se emplea cuando el área requerida es superior al calibre de conductor disponible comercialmente o también por la comodidad de fabricación de los devanados. Para el caso formulado se asume un solo conductor tanto para el lado de A.T. como para el de B.T.

El factor de espaciado F_e , se consideró como de 0.4 para ambas tensiones, en realidad debe ser diferenciado de acuerdo a las gráficas estimativas, este valor básicamente depende de los materiales aislantes que se debe de colocar entre partes vivas y la masa, como se conoce los espesores y los costos son variados por consiguiente esta variable es estimada. Para seleccionar el tipo de núcleo se tiene solamente dos opciones la de tipo columnas y la del tipo acorazado; en su mayoría para transformadores de distribución se utiliza el tipo columnas.

Respecto al tipo de devanados, puede distribuirse en varias estructuras intercaladas con las bobinas de otra tensión. La otra alternativa implica un solo devanado de A.T. y otra de B.T. separados por capas o discos, la decisión está determinada por los niveles de tensión requeridos, se entiende que si las tensiones son elevadas los devanados serán del tipo distribuidos.

La forma de refrigeración de los transformadores de distribución es con aceite mineral y convección natural (ON), son escasos los casos con refrigeración forzada (OF) es decir con uso de ventiladores.

El número de escalones es dependiente de la potencia del transformador, para los de distribución se encuentran en los rangos de 2 a 5 escalones, para transformadores de potencia se utiliza mayor número de escalones, para el proyecto formulado se utiliza 3 escalones.

Un dato importante es la forma de la carga, en términos generales las cargas son variables con algunas horas de punta o cierta sobrecarga y en otras situaciones a

cargas menores, para el dimensionamiento del transformador se considera una carga variable.

La Densidad de flujo “B”, es una variable importante cuyo valor está definido por las normas, la calidad del material, la eficiencia y los costos, aspectos que se tiene que tomar en cuenta para la decisión definitiva, el avance de la metalurgia presenta muchas alternativas inclusive superiores a 1.7 Teslas, sin embargo los costos pueden ser las limitantes, en este caso se analizaran los valores óptimos que se requiera para un servicio determinado.

El factor de apilamiento está relacionado con las dimensiones del espesor de las láminas, las normas establecen estas dimensiones en base a la maniobrabilidad y la resistencia mecánica; adicionalmente el diseñador determina este factor en función a costos.

Otro dato principal es la temperatura del medio ambiente, en el caso regional este dato es variable durante todo el año, pero se pueden estimar algunos valores en base a los datos presentados por diferentes institutos del clima, presentados en el correspondiente apéndice, para el caso se estima una temperatura de 20° C.

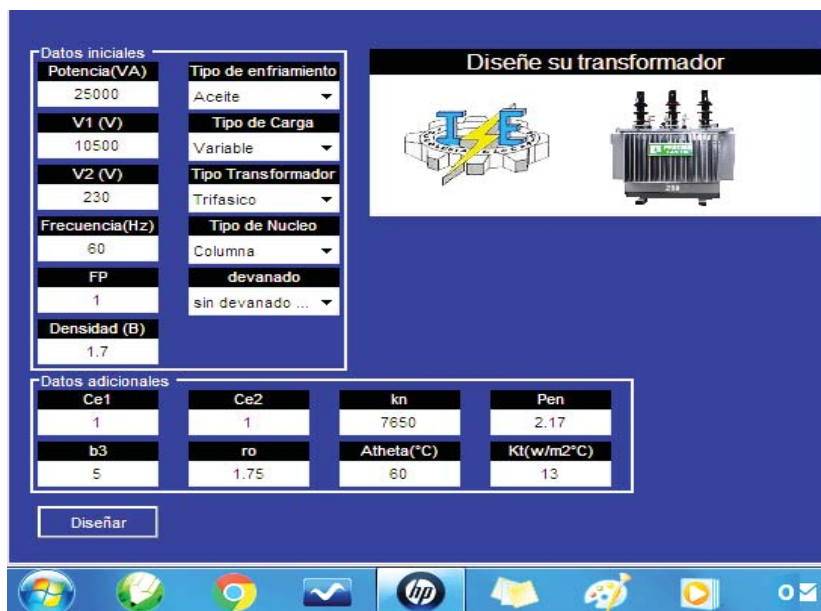


Figura 3.8: Datos de entrada en pantalla para el cálculo de las pérdidas en el transformador

Fuente: Elaboración propia.

B.- Resultados de las pérdidas en el núcleo y el cobre en función de la Densidad de flujo B.

Aplicando el programa de cálculo en formato Matlab para el transformador de 25 KVA y utilizando como variable la densidad de flujo B para diferentes valores se obtiene en pantalla los resultados de dimensionamiento del transformador entre algunos valores calculados se tienen: Densidad de corriente J, Constante de proporcionalidad de áreas del núcleo y del cobre C, sección del núcleo A_n , sección del cobre A_c , flujo ϕ , número de espiras N1, N2, las corrientes I1, I2; las dimensiones en general y principalmente las pérdidas en el núcleo Pn, las pérdidas en el cobre Pc y la eficiencia η .

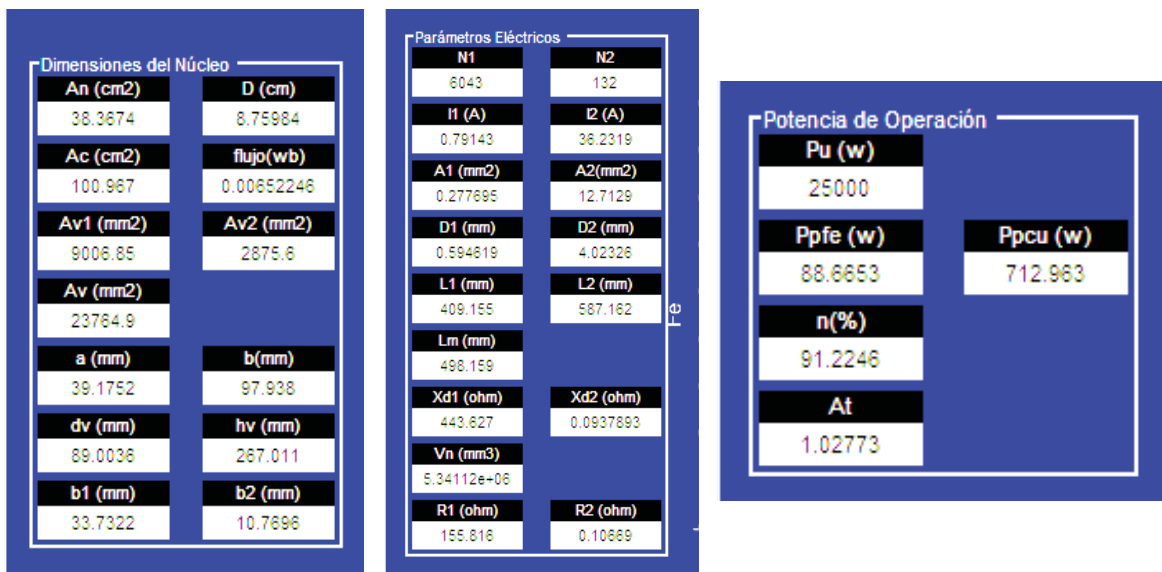


Figura 3.9: Resultados en pantalla del dimensionamiento del transformador para diferentes valores de densidad de flujo B.

Fuente: Elaboración propia.

Luego de aplicar iterativamente los datos de entrada en el programa de diseño del transformador en formato Matlab, se tiene la siguiente TABLA 3.12, en la que se presenta el resumen de los valores calculados cuando se varía la densidad de flujo B desde valores de 1 tesla hasta 1.7 tesla, obteniéndose para cada caso las pérdidas en el núcleo (Pn), las pérdidas en el cobre (Pc), las pérdidas totales (Pt) y la eficiencia.

A partir de estos datos se lograron calcular los estadígrafos estadísticos denominados coeficiente de **correlación de PEARSON** (r), el **coeficiente de determinación** (r^2) y la **ecuación de regresión**, entre las variables de investigación: densidad de flujo **B** y las pérdidas totales **Pt**.

TABLA N.º 3.12
Cálculo de pérdidas en función de B

B (T)	Pn (w)	Pc (w)	Ptotal (w)	η
1	131.43	1063.02	1194.45	87.46
1.1	122.36	990.06	1112.42	88.22
1.2	114.65	927.69	1042.34	88.88
1.3	108.44	872.23	980.67	89.47
1.4	102.05	824.47	926.52	89.99
1.5	96.89	782.56	879.45	90.45
1.6	92.77	745.71	838.48	90.85
1.7	88.66	712.96	801.62	91.22

Fuente: Elaboración Propia

C.- Correlación de Pearson entre la Densidad de flujo B y las pérdidas totales del transformador Pt.

Al aplicar el estadígrafo estadístico de correlación a las variables densidad de flujo B y las pérdidas totales del transformador Pt se obtiene la gráfica siguiente.

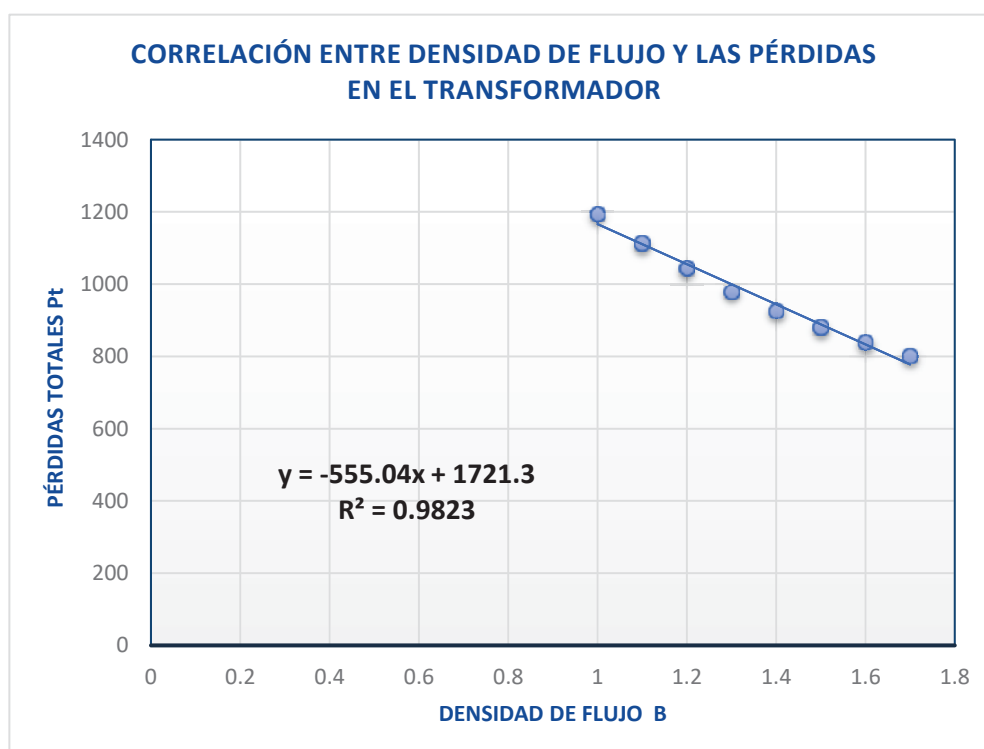


Figura 3.10: Correlación entre la densidad de flujo y las pérdidas del transformador. Fuente: Elaboración propia.

D.- Explicación de resultados obtenidos

Mediante el uso de los estadígrafos de correlación se tienen los siguientes resultados:

TABLA N.º 3.13

Explicación de resultados obtenidos

COEFICIENTES	VALORES
El coeficiente de correlación r	- 0.9911
El coeficiente de determinación r^2	0.9823
La ecuación de regresión	$y = -555.04 x + 1721.3$

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo a la explicación estadística la correlación indica la fuerza y la dirección de una relación entre variables. La relación entre la densidad de flujo B y las pérdidas totales en el transformador se expresa en la gráfica 3.10, se verifica en la misma que cuando se incrementa la densidad de flujo B las pérdidas totales P_t en el transformador disminuyen, es decir son inversamente proporcionales, existen tres aspectos que identifican las características de los resultados:

- La fuerza de correlación, si la ecuación que la representa es una recta indica que existe una relación fuerte, si fuese elíptica o circular la relación sería débil. En el caso analizado la ecuación es una recta por tanto existe una alta correlación.
- El sentido, mide la variación de las pérdidas totales en el transformador con respecto a la densidad de flujo B, puede ser directamente proporcional si una crece cuando la otra se incrementa, por tanto la recta tiene una pendiente positiva; en el caso contrario mientras la densidad de flujo B crece las pérdidas totales en el transformador P_t disminuyen como es el caso analizado, en esas condiciones se dicen que son inversas y tienen una pendiente negativa.
- El coeficiente de correlación es $r = -0.9911$, significa que existe una alta correlación negativa entre la densidad de flujo B y las pérdidas totales del transformador P_t .

- El *coeficiente de determinación* es de $r^2 = 0.9823$, indica la proporción de variación de la densidad de flujo B que es explicada por las pérdidas totales del transformador Pt; en términos porcentuales cuanto más cerca es al 100% implica que es mayor la dependencia de las pérdidas en el transformador con respecto a la densidad de flujo, esta es de 98.23%.

3.3.2 CÁLCULO DEL CALOR TRANSFERIDO H DEBIDO A LAS PÉRDIDAS

La ecuación que define al calor transferido H esta expresado de la siguiente forma:

$$H = \frac{Q}{t} = \frac{dQ}{dt} = \frac{dT}{dx} (KA) \quad (3.21)$$

Donde:

H = Calor transferido (vatios) o (Joule / seg)

Q = Calor (calorías)

t = Tiempo (segundos)

T = Temperatura (°C)

x = espesor (m)

$\frac{dT}{dx}$ = Gradiente de temperatura (°C/m)

$$H = KA \left[\frac{T_c - T_F}{L} \right] \quad (3.22)$$

Donde:

H = Calor transferido – Corriente calorífica - (vatios) o (Joule / seg)

K = Conductividad térmica (w/ m °C)

A = Área (m²)

$\frac{T_c - T_F}{L}$ = Gradiente de temperatura

T_c = Temperatura caliente

T_F = Temperatura fría

L = Longitud (m)

La cantidad de calor transferido H por las pérdidas en el transformador y en función de B se muestra en el TABLA siguiente:

TABLA N.º 3.14***Calor transferido por las pérdidas del transformador***

B (Teslas)	Ptotal (w)	H (cal/seg)
1	1194.45	285.47355
1.1	1112.42	265.86838
1.2	1042.34	249.11926
1.3	980.67	234.38013
1.4	926.52	221.43828
1.5	879.45	210.18855
1.6	838.48	200.39672
1.7	801.62	191.58718

Fuente: Elaboración propia

Si se disgregan los resultados del calor transferido H (cal/seg) para las pérdidas en el núcleo Ph (w) y las pérdidas en el cobre (w) para una densidad de flujo B de 1.7 Teslas, realizando los cálculos correspondientes se obtiene el siguiente TABLA valorativo:

TABLA N.º 3.15***Calor transferido H; para B=1.7 teslas***

PÉRDIDAS		CALOR TRANSFERIDO H
EN EL NÚCLEO Ph	88.66 vatios	21.19 Cal / seg
EN EL COBRE Pc	712.96 vatios	170.39 Cal / seg
TOTALES Pt	801.62 vatios	191.58 Cal / seg

Fuente: Elaboración propia.

Se valida que las pérdidas en el núcleo aportan un porcentaje menor de calor transferido en comparación al calor transferido por las pérdidas en el cobre, pero sin embargo estas pérdidas son dependientes de la carga a la que alimentan, mientras que la primera es un aporte constante inclusive a cero carga.

A.- Correlación entre la Densidad de flujo B y el calor transferido al transformador H.

Al aplicar el estadígrafo estadístico de correlación “r” a las variables densidad de flujo B y el calor transferido H al transformador, mostradas en el TABLA 3.14 se obtiene la gráfica siguiente.

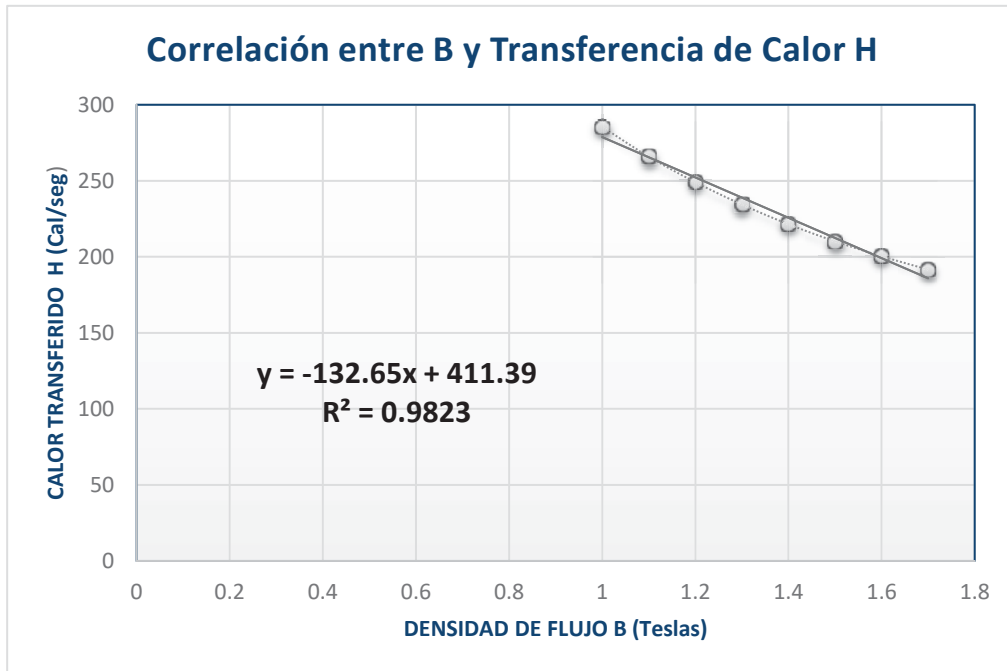


Figura 3.11: Correlación entre la densidad de flujo B y el calor transferido H al transformador
Fuente: Elaboración propia.

B.- Explicación de resultados obtenidos

Mediante el uso de los estadígrafos de correlación se tienen los siguientes resultados:

TABLA N.º 3.16

Explicación de resultados obtenidos

COEFICIENTES	VALORES
El coeficiente de correlación r	- 0.9911
El coeficiente de determinación R ²	0.9823
La ecuación de regresión	$y = -132.65 x + 411.39$

De acuerdo a la explicación estadística la correlación “r” indica la fuerza y la dirección de una relación entre variables. La relación entre la densidad de flujo B y el calor transferido H al transformador y que se muestra en la gráfica 3.11, se verifica en la misma que cuando se incrementa la densidad de flujo B el calor transferido disminuye, es decir son inversamente proporcionales, existen tres aspectos que identifican las características de los resultados:

- **La fuerza de correlación**, si la ecuación que la representa es una recta indica que existe una relación fuerte, si fuese elíptica o circular la relación sería débil. En el caso analizado la ecuación es una recta por tanto *existe una alta correlación*.
- **El sentido**, mide la variación de las pérdidas totales en el transformador con respecto a la densidad de flujo B, puede ser directamente proporcional si una crece cuando la otra se incrementa, por tanto la recta tiene una pendiente positiva; en el caso contrario mientras la densidad de flujo B crece las pérdidas totales en el transformador P_t disminuyen como es el caso analizado, en esas condiciones se dicen que son inversamente proporcionales, luego tiene una pendiente negativa.
- **El coeficiente de correlación es $r = - 0.9911$** , significa que existe una alta correlación negativa entre la densidad de flujo B y la transferencia de calor al transformador H.
- **El coeficiente de determinación es de $r^2 = 0.9823$** , indica la proporción de variación de la densidad de flujo B que es explicada por la transferencia de calor al transformador H; en términos porcentuales cuanto más cerca es al 100% implica que es mayor la dependencia del calor transferido al transformador con respecto a la densidad de flujo, en el caso analizado está en un 98.23%, o sea un alto coeficiente de determinación.

CAPÍTULO IV

EL MODELO GRÁFICO DE LA GRADIENTE DE TEMPERATURA Y LA CORRELACIÓN CON EL % DE CARGA Y LA EFICIENCIA

4.1 GENERALIDADES

El análisis del rendimiento de un transformador tiene una alta importancia por las utilidades o pérdidas económicas que representa, se incluyen en las mismas la operación y el mantenimiento. En líneas generales el rendimiento del transformador esta expresado simplemente como el cociente de las potencias de salida respecto a la de entrada. En el caso especial de los transformadores estamos en presencia de una máquina de características especiales debido a que los fabricantes obtienen rendimientos muy elevados y con solicitudes de mantenimiento relativamente bajos, en cierta medida por las condiciones estáticas de funcionamiento.

El comportamiento de la eficiencia del transformador no es lineal respecto a la variación o incremento de carga, el comportamiento es no-lineal y son principalmente dependientes de los niveles de las pérdidas en el cobre y las pérdidas en el núcleo, como ejemplo se puede indicar que la máxima eficiencia a plena carga se presentara cuando las pérdidas en el cobre y las pérdidas en el núcleo son iguales, en ese escenario la eficiencia en condiciones nominales viene a ser la eficiencia máxima. Estos aspectos serán presentados en el presente capítulo.

4.2 RELACIÓN ENTRE LAS POTENCIAS DE DISEÑO, LAS PÉRDIDAS, EFICIENCIA Y CALOR TRANSFERIDO.

Los niveles de potencia del transformador están intrínsecamente relacionados con sus pérdidas pasivas y de carga, por consiguiente también están relacionadas con la eficiencia; en los transformadores ocurre que las de mayor potencia tienden a ser más eficientes, este hecho se puede demostrar analizando cómo varían las pérdidas y cómo lo hace la potencia del transformador. En efecto tanto las pérdidas

en el hierro P_n como las del cobre P_c dependen, a igualdad de condiciones del diseño y los materiales, de los respectivos volúmenes de hierro V_{fe} y del cobre V_{cu} , quiere decir: del cubo de las dimensiones lineales, las ecuaciones siguientes expresan las relaciones entre las variables y parámetros que intervienen en el cálculo de las pérdidas y que son parte de la eficiencia, debido a que la eficiencia es proporcional a la potencia de salida con respecto a la potencia de entrada, y a su vez la potencia de entrada es igual a la potencia de salida más las pérdidas en el cobre y en el núcleo.

$$P_{FE} = P_n = (K_h * f * B_{max}^n + \frac{1}{6\rho} \pi^2 * f^2 * \tau^2 * B_{max}^2) V_{FE} \quad [Vatios] \quad (4.1)$$

$$P_{cu} = \rho_{cu} * J^2 * V_{cu} \quad [Vatios] \quad (4.2)$$

Donde:

K_h = Constante del material magnético

f = Frecuencia [Hz].

$B_{m\acute{a}x}$ = Valor máximo de la densidad de flujo [T].

n = Exponente de Steinmetz

τ = Espesor de las láminas del núcleo (mm)

ρ = Resistividad de las láminas del núcleo [Ωm].

ρ_{cu} = Resistividad del cobre [Ωm].

J = Densidad de corriente [A/m^2].

Como puede notarse las pérdidas son proporcionales a sus respectivos volúmenes, luego se puede deducir que a medida que aumentan las dimensiones del transformador se incrementa también la potencia en mayor medida que sus pérdidas y por tanto mejora su rendimiento, pero todo depende de qué aspectos constructivos se consideran constantes o se trata de mantener en valores fijos. Sin embargo aparecen otros factores que complican su funcionamiento, uno de ellos es la presencia del calor y la forma de evacuarlos para mantener la temperatura de operación en valores o límites que no deterioren los aislamientos y que estén dentro de los límites estandarizados. Otro de los problemas comunes son las pruebas directas a realizar para conocer su comportamiento, luego no es simple la

realización de pruebas en vista de las altas tensiones, corrientes y equipamiento que debería utilizarse y las condiciones físicas limitadas de los laboratorios para estos casos.

Para fines prácticos las pérdidas en el núcleo P_h (vatios) se consideran proporcionales al volumen del núcleo V_n (mm^3), el peso específico del núcleo $K_n=7650$ (kg/m^3) y las pérdidas específicas $P_{en}=2.17$ (vatios /kg), que son valores que se pueden asumir en caso no se conozcan los datos de los fabricantes de materiales magnéticos.

Con la finalidad de ilustrar estas dependencias, en forma analítica se desarrollaron los cálculos y dimensionamiento del transformador utilizando el programa de dimensionamiento del transformador en Matlab, valores que se muestran en las figuras siguientes.

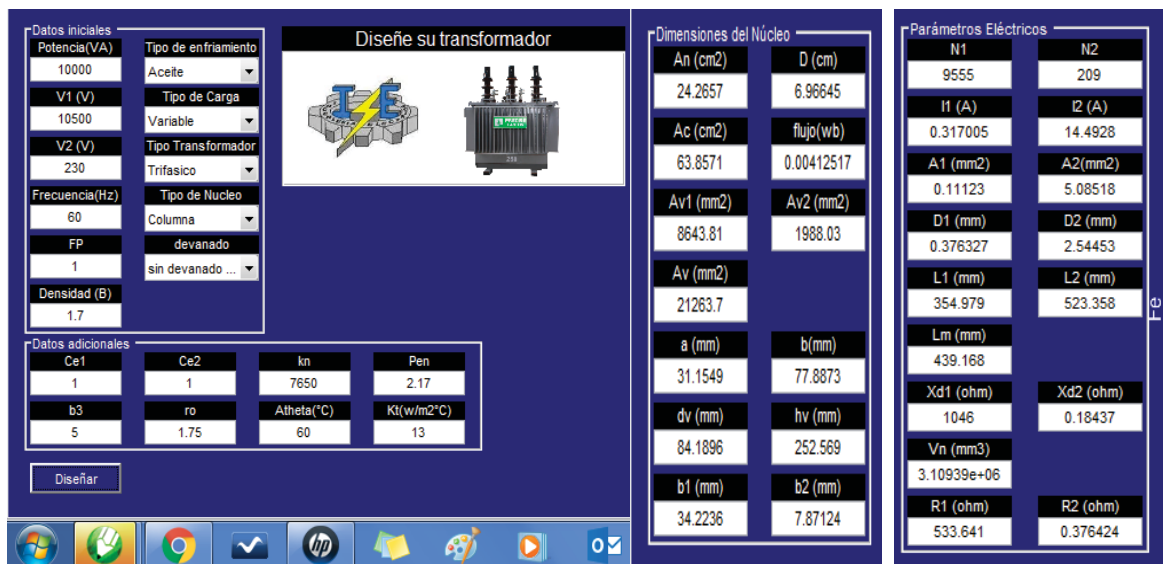


Figura 4.1: Presentación de pantalla Matlab, para un transformador de 10KVA Fuente: Elaboración propia.

Para utilizar el programa presentado se requieren un conjunto de datos de entrada que el diseñador debe de conocer de antemano, previa las consideraciones técnicas que el caso requiere; entonces, reiteramos las variables de entrada:

- a. La potencia del transformador: Este dato se determina del análisis de la carga de servicio, es decir de la cantidad de consumo que tienen los clientes en los diferentes alimentadores, para el cálculo del mismo se tiene un conjunto de métodos, inclusive se debe definir los porcentajes de crecimiento de la demanda, sean estos vegetativos o especiales, conocer un diagrama de carga futuro en base a simulaciones, entre otros el factor de potencia y otras variables eléctricas. Las potencias normalizadas son: 10, 12.5, 15, 17.5, 20, 22.5, 25, 27.5, 30, 50, 100, 150, 200 KVA entre otras.
- b. Tensión en el Primario y en el secundario: También se les conoce como tensiones en el lado de Alta Tensión y de Baja Tensión, para nuestro caso las tensiones a utilizar son 10.5 Kv y 11 Kv en el lado de A.T. ; $230 \pm 2.5\%$, $\pm 5\%$ en el lado de B.T.
- c. La frecuencia: se selecciona 60 Hz
- d. Número de fases; para el caso específico se considera 3 fases, no así el monofásico.
- e. Número de conductores por devanado Ce1 y Ce2: Se refiere a los números de conductores que remplazarían a una sección de conductor determinada sin que varíe el área del mismo, este dato depende de los resultados obtenidos.
- f. Tipo de núcleo: Normalmente para los transformadores de distribución se seleccionan los núcleos de columnas.
- g. Tipo de devanados: pueden ser cilíndricos o tipo disco; también se puede seleccionar los concentrados o los distribuidos, estos últimos se usan en el lado de alta tensión o cuando las tensiones son elevadas.
- h. Métodos de enfriamiento: Puede considerarse el aire o el aceite, en el caso de transformadores de distribución se utiliza como medio refrigerante el aire.
- i. Número de escalones: El número de escalones están en el rango de 1 a 5 escalones, para el caso se utiliza 3 escalones.
- j. Tipo de carga: Pueden presentarse cargas variables y las cargas constantes, la primera es la más común.

- k. Densidad de flujo: El rango de la densidad de flujo normalmente esta entre 1T a 1.8 Teslas, se utilizó para el caso 1.7 teslas.
- l. El factor de apilamiento: Este factor esta entre los rangos de 0.9 a 0.98, depende de las normas y el tipo de material que se esté utilizando, para el caso puntual se asignó el valor de 0.95. Adicionalmente se utilizan varios datos o constantes dependientes del caso.

Los datos obtenidos en un dimensionamiento normalmente no son los definitivos, se tienen que desarrollar un conjunto de cálculos iterativos, correcciones, verificación de las normas que explicitan limitantes, criterios económicos, operación y mantenimiento.

La tabla 4.1-A muestra los resultados utilizando el programa de dimensionamiento en Matlab, en el mismo se considera muchos datos iniciales fijos, pero utilizando como variable la potencia aparente P en diferentes valores y obteniendo como respuesta el % de la eficiencia η .

TABLA N.º 4.1-A
Relación entre potencia y eficiencia

TABLA 4.1-A : RELACIÓN ENTRE P y η	
POTENCIA (KVA)	EFICIENCIA % η
10000	88.1129
12500	88.989
15000	89.6496
17500	90.1543
20000	90.5471
22500	90.9103
25000	91.2246

Fuente: Elaboración propia.

Esta tabla, hace referencia teórica a la relación entre la potencia aparente de diseño del transformador para casos hipotéticos se observa que la eficiencia mejora cuando se diseña para potencias mayores, estos datos de hecho son relativos porque se consideran muchos datos de entrada fijos o con valores estáticos, en la práctica no siempre se presenta así, las variables son tales que se pueden utilizar diferentes valores en forma iterativa hasta lograr respuestas de salida óptimas que considere adecuados el diseñador.

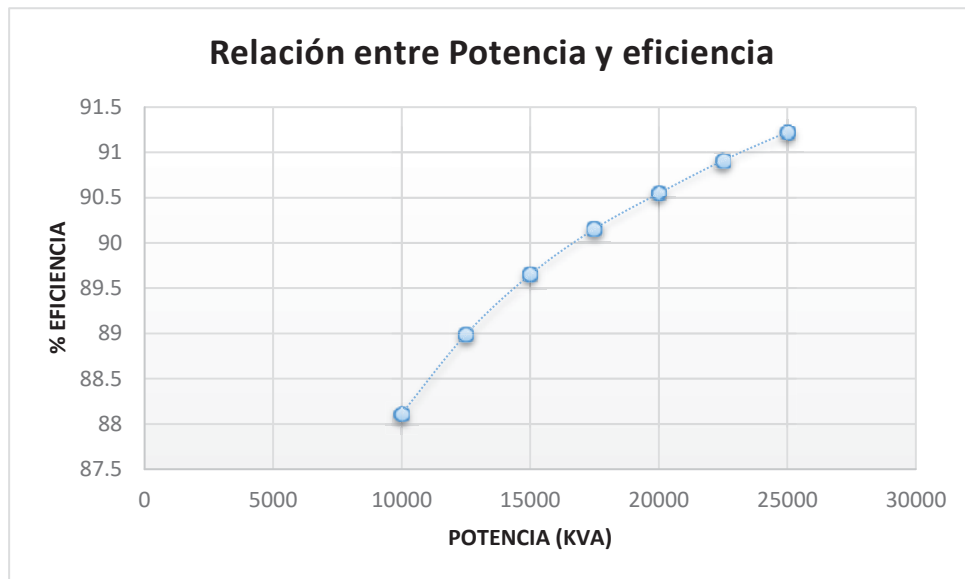


Figura 4.2: Relación entre Potencias de diseño y eficiencia del transformador
Fuente: Elaboración propia.

En esta gráfica se aprecia la siguiente condicionante: si en el dimensionamiento del transformador se incrementa la potencia la eficiencia mejora, por ejemplo para el dimensionamiento de un transformador de 10KVA se tiene una eficiencia de 88.11%, mientras que para el dimensionamiento de un transformador de 25KVA la eficiencia obtenida es de 91.22%, y se observa una mejora de 3.11%, se entiende que los cálculos son realizados para las mismas condicionantes operativas y varios datos fijos de entrada. Es necesario precisar que estas eficiencias se pueden mejorar mediante un proceso iterativo y diferentes correcciones, selección y mejora de los materiales a utilizar sean estos: magnéticos, dieléctricos, eléctricos, sistemas de refrigeración o dimensiones del transformador en general.

Otra relación interesante es aquella que muestra las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre en función de la potencia aparente de diseño, se conoce que estas pérdidas determinan la eficiencia del transformador, luego será necesario lograr minimizar estas pérdidas o en caso contrario tratar de que las pérdidas sean aquellas que determinen una alta eficiencia en zonas cercanas a la carga nominal dependiendo del tipo de carga a utilizar en la operación del transformador. Mediante el software Matlab, se le asigna potencias de entrada en KVA de 10, 12.5, 15, 17.5, 20, 22.5 y 25; para cada dato se obtienen pérdidas en el núcleo, pérdidas en el cobre y las pérdidas totales, se aprecia estos valores en la siguiente tabla.

**TABLA N.º 4.1-B
RELACIÓN ENTRE POTENCIA Y PÉRDIDAS**

POTENCIA (KVA)	Pnúcleo (Vatios)	Pcobre (Vatios)	Ptotales (Vatios)
10000	51.6175	398.073	449.6905
12500	58.5519	457.01	515.5619
15000	64.905	512.363	577.268
17500	71.335	565.72	637.055
20000	77.4755	618.506	695.9815
22500	82.7733	667.113	749.8863
25000	88.6653	712.963	801.6283

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, si se dimensiona transformadores para diferentes potencias será pertinente conocer cuáles son los valores del calor generado H, tomando en cuenta que la fuente del calor en el transformador proviene de las pérdidas en el núcleo (pasivas) y las pérdidas en el cobre (activas). En la Tabla siguiente se toman en cuenta las pérdidas totales presentadas en el cálculo en vatios, las mismas que son transformadas en calor transferido H en Cal/seg.

Al respecto se tiene el siguiente TABLA 4.2 que muestra las potencias aparentes de diseño del transformador relacionadas con el calor transferido H y también se presenta la gráfica de esta relación, en la misma las pérdidas totales se multiplican por el factor 0.239 para obtener el calor transferido H en cal/seg.

TABLA N.º 4.2

Relación entre calor transferido H y potencia aparente de diseño P

CUADRO 4.2 RELACIÓN ENTRE CALOR TRANSFERIDO H Y POTENCIA APARENTE P	
H (Cal/seg)	POTENCIAS (KVA)
107.48	10000
123.22	12500
137.97	15000
152.25	17500
166.34	20000
179.22	22500
191.59	25000

Fuente: Elaboración propia

Luego la gráfica será:

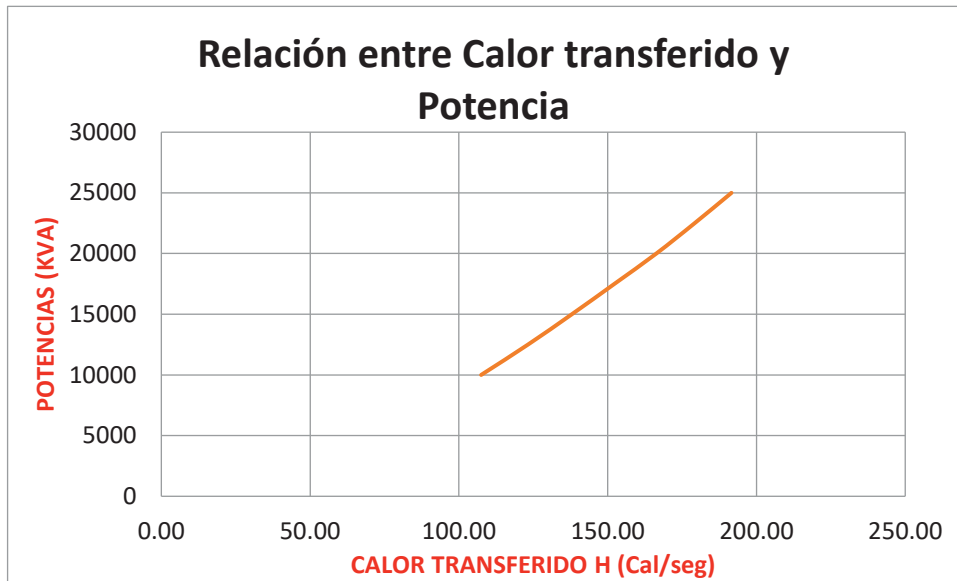


Figura 4.3: Relación entre Calor transferido H y Potencia de diseño P
Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica los valores del calor transferido H (cal/seg), fueron determinados de los valores obtenidos en las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre, existiendo una relación en la cual:

$$1 \text{ vatio} = 1 \text{ Joule/seg} = 0.239 \text{ Cal/seg}$$

Como podrá comprobarse, conforme se incrementa la potencia aparente del transformador dimensionado, la eficiencia se incrementa, esta función de hecho no es lineal y depende de diversos factores o variables que intervienen en el cálculo del transformador.

Se visualiza en la gráfica 4.3 que para el diseño de un transformador de 10KVA el calor transferido de H=107.48 cal/seg, para un diseño de 25 KVA se tiene un calor transferido de H=191.59 cal/seg, se comprueba que conforme se incrementa la potencia de diseño de un transformador la transferencia de calor se incrementa, lo cual es lógico considerando que cuanto mayor es la potencia del transformador mayor son las pérdidas y por consiguiente la transferencia de calor es mayor.

La explicación de la gráfica obtenida se resume en lo siguiente: cuando en el diseño se incrementa la variable de entrada: potencia del transformador, como en el caso descrito de 10KVA, 12.5KVA, 15KVA, 17.5KVA, 20KVA, 22.5KVA Y 25KVA, se comprueba que el calor transferido H se incrementa debido al aumento de las

pérdidas en el cobre especialmente y por otra parte es posible comprobar que la eficiencia η del transformador se incrementa luego la hipótesis inicial de “que conforme se incrementa la potencia de diseño la eficiencia se incrementa” se valida y es cierta.

4.3 LA TRANSFERENCIA DE CALOR Y EL MODELO GRÁFICO DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA

Para determinar la relación entre el calor transferido y la gradiente de temperatura, se utilizó un transformador de 25KVA que estaba en mantenimiento en la empresa Multiservicios eléctricos; en ese sentido, es preciso indicar que a la gradiente de temperatura también se le denomina gradiente térmico, en forma básica se la define como la variación de la temperatura por unidad de distancia. Otro concepto que se adecua al transformador es el término de gradiente térmico vertical, es decir la disminución de la temperatura con la altura, quiere decir que cuanto más se aleje verticalmente de la fuente de calor, la temperatura disminuye; pero para el caso del transformador es un proceso dinámico y cíclico, y en condiciones de carga estable o nominal se cumple un ciclo cerrado en la cual la temperatura de las fuentes producidas incrementan la temperatura del aceite, luego estas inician el proceso de convección hasta la parte superior del tanque para luego dirigirse a los sistemas de refrigeración compuesto por las aletas de refrigeración donde transfieren el calor hacia el exterior, en estas condiciones el aceite pierde temperatura y procede a dirigirse hacia la parte inferior del tanque e iniciar nuevamente el proceso cíclico.

4.3.1 EL MODELO GRÁFICO DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA

La distribución de la temperatura en cada parte del transformador es un problema sumamente complejo, en la que intervienen una serie de variables generalmente de características no lineales y los cálculos suelen ser de carácter iterativo y en muchos casos se toman consideraciones y en muchos otros se recurre a la experiencia de los fabricantes o del diseñador. En los últimos años se han utilizado herramientas informáticas como apoyo en el dimensionamiento debido a su alta complejidad de las diferentes características y configuraciones tanto del circuito eléctrico, magnético, dieléctrico, refrigerante e inclusive ruido audível; al margen de estas complejidades se tienen que considerar el aspecto económico, el operativo,

mantenimiento, tiempo de vida útil, clima, altura sobre el nivel del mar y otros aspectos especiales.

En ese contexto, el presente trabajo considera un entorno práctico y real, con algunas generalizaciones y criterios teóricos ideales; en tal sentido, se presenta la configuración del transformador de 25KVA y la gradiente de temperatura de acuerdo a datos en algunos casos teóricos y en otros con datos prácticos de campo.

En general las temperaturas en el transformador se determinan principalmente por los fenómenos térmicos de conducción, de convección y de radiación que se presentan en las diversas partes del transformador y etapas de la transferencia de calor. En condiciones de estabilidad de transferencia de calor y considerando que la carga es constante y las demás condiciones son estables, entonces será factible determinar las gradientes de temperatura en cada parte constitutiva del transformador.

Las temperaturas en el núcleo y el conductor se establecen mediante la transferencia por conducción, mientras que en el aceite se determina mediante la transferencia por convección y finalmente la transferencia entre la cuba, los elementos refrigerantes y el medio ambiente es mediante la radiación.

En la transmisión del calor mediante la convección dependen principalmente de la velocidad del fluido y esta depende de la viscosidad, la cual a su vez depende de la temperatura del fluido.

Se define la viscosidad de un fluido como la resistencia que dicho fluido presenta al moverse o deslizarse sobre una superficie sólida, mientras más viscoso es el aceite, mayor será la resistencia que ofrecerá a moverse dentro del transformador y será menos efectiva su función de refrigeración. Por esta razón, los aceites dieléctricos deben tener una baja viscosidad para facilitar la disipación del calor generado en la operación del transformador.

Es necesario establecer que la conducción térmica y consiguientemente la gradiente de temperatura del fluido se encuentra dentro de un circuito dinámico denominado circuito térmico y un circuito hidráulico, los mismos que interactúan en una “estabilidad” de transferencia de calor, en estas condiciones la temperatura se

mantendrá “estacionaria” cuando la proporción en el que se genera el calor y la disipación sean las mismas.

La estructura magnética del transformador que es más utilizado en sistemas de distribución es el de columnas y los devanados de baja tensión BT generalmente son del tipo cilíndrico y el de alta tensión AT en algunos casos es del tipo disco, pero sin embargo también es usual el tipo cilíndrico distribuido; la configuración del núcleo y los devanados en forma simplificada y esquematizada se muestra en la gráfica, es necesario indicar que se asume esta configuración con la finalidad de simplificar el análisis del comportamiento del calor y conocer cuáles son las partes críticas de los devanados y del medio refrigerante.

Las componentes principales y básicas del núcleo son: las columnas (lateral izquierda, central y lateral derecha), las culatas (superior e inferior) y las ventanas (izquierda y derecha). Mientras que los devanados normalmente el próximo a las columnas es el lado de baja tensión y el de la parte externa es el devanado de alta tensión.

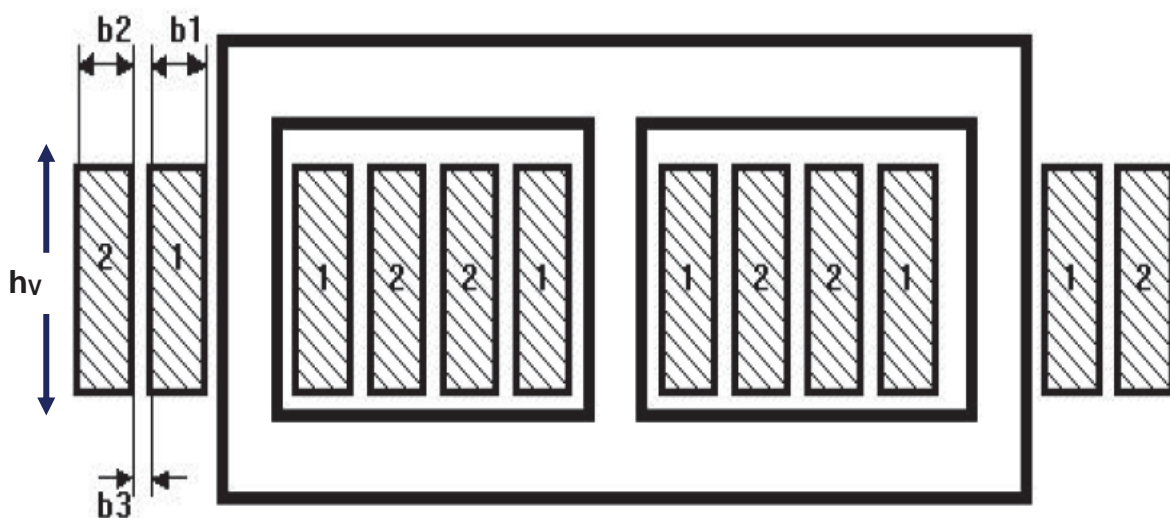


Figura 4.4: Esquema del transformador 1: BT 2: AT
Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente gráfica se presenta la transferencia del calor en el transformador, en el mismo las flechas indican el recorrido aproximado del calor y que inicia el proceso cuando el calor se genera en el núcleo y en las bobinas, luego se transfiere por conducción hasta las superficies del núcleo y los conductores que están en contacto con el aceite. Como puede apreciarse el circuito se completa con la

presencia de los tubos o aletas de refrigeración, también se identifica las temperaturas en los diferentes puntos críticos del transformador tanto en el núcleo, bobinas aceite y radiador, dentro de la cuba.

En la gráfica se tiene que:

1. El núcleo
2. Las bobinas
3. El aceite
4. Sistema de refrigeración
5. Medio ambiente

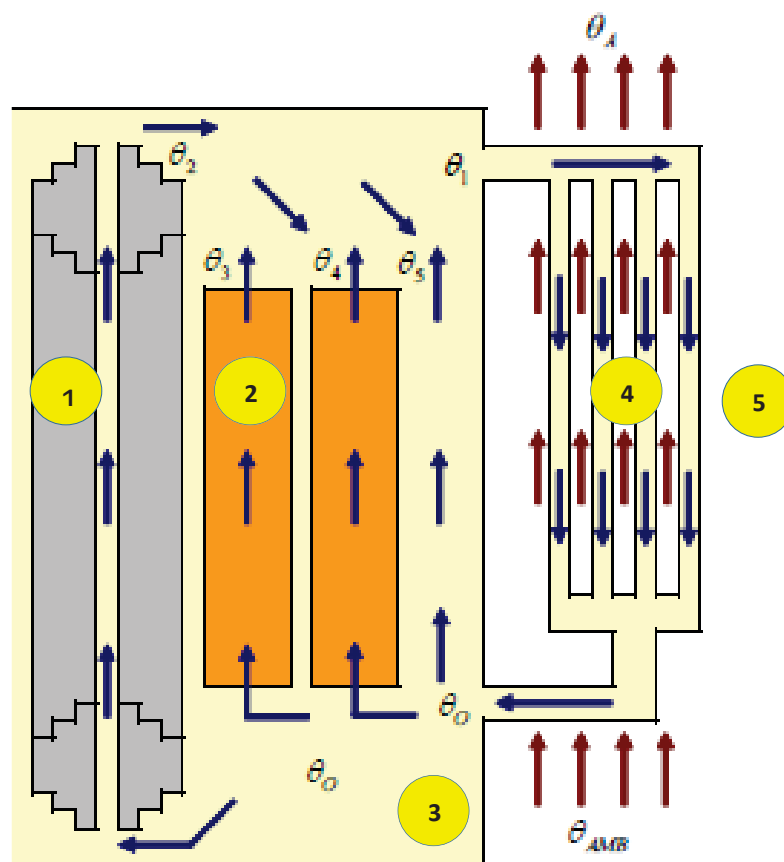


Figura 4.5: Transferencia del calor en el transformador
Fuente: Álvaro Portillo.

Donde:

θ_0 = Temperatura en la parte inferior del núcleo y el tanque

θ_1 = Temperatura en la parte superior del tanque o aceite

θ_2 = Temperatura en la parte superior del núcleo

θ_3 = Temperatura en la parte superior del devanado de B.T.

θ_4 = Temperatura en la parte superior del devanado de A.T.

θ_5 = Temperatura en la parte superior de los devanados

θ_{AMB} = Temperatura del medio ambiente en la parte inferior de los radiadores

θ_A = Temperatura transferida al medio ambiente en la parte superior de los radiadores

Para un sistema de refrigeración con aceite por convección natural y aire natural ONAN el circuito de transferencia de calor se muestra en la figura siguiente, se presenta el esquema del proceso de enfriamiento y el modelo del circuito hidráulico del sistema en la que se puede apreciar las fuentes, los elementos resistivos, las corrientes térmicas y el sistema de disipación del circuito.

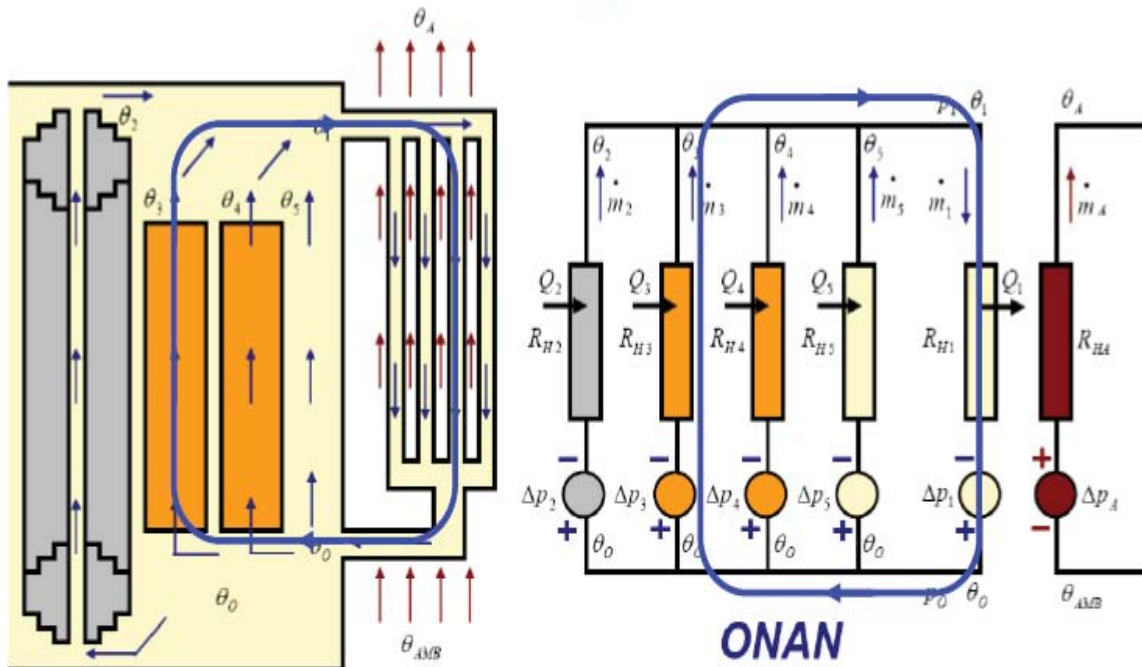


Figura 4.6: Transferencia del calor en el transformador ONAN

Fuente: Álvaro Portillo.

En esta gráfica puede comprobarse que el calor se origina por las pérdidas en el núcleo que son pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes parásitas, las que se transportan por conducción idealmente desde la parte interna hacia la superficie o paredes del núcleo, luego hacen contacto con el aceite. El circuito análogo también muestra al núcleo como una fuente ΔP_2 de generación de calor en serie con una resistencia térmica R_{H2} que representa la oposición al paso del flujo de calor o corriente de calor H_2 ; por otra parte, los devanados del transformador

también generan pérdidas y estas se transforman en calor se transportan por conducción térmica hacia la superficie de los devanados y luego se transfieren al aceite, los devanados también son fuentes de calor que se representan por las fuentes ΔP_3 y ΔP_4 y la resistencia al paso del calor está representado por R_{H3} y R_{H4} por la que circula el flujo de corriente H_3 y H_4 ; de la misma forma el aceite está representado en el modelo mediante las fuentes ΔP_5 y ΔP_1 y la resistencia al paso del calor está representado por R_{H5} y R_{H1} por la que circula el flujo de corriente H_5 y H_1 . La generación del calor también se presenta en las partes metálicas estructurales como consecuencia del flujo magnético de dispersión, aunque este hecho en transformadores de potencias menores no tiene mucha incidencia.

Como la gráfica explica el calor total se transfiere al exterior mediante los radiadores y se equilibra mediante otro circuito térmico en este caso se representa mediante la fuente ΔP_A y la resistencia al paso del calor está representado por R_A por la que circula el flujo de corriente de calor de equilibrio H_A . El circuito modelo explica cómo se produce el calor, la fuente, el recorrido y la forma en que llega a un estado estacionario o de equilibrio.

Al incrementarse la temperatura del aceite la densidad disminuye, consiguientemente circula en forma ascendente en primer lugar en el circuito térmico interno. Posteriormente el aceite ingresa a los radiadores donde el aceite se enfría, luego su densidad aumenta y por lo tanto circula en forma descendente por el circuito térmico externo, conformándose el circuito denominado hidráulico del aceite que relaciona el circuito térmico interno con el circuito térmico externo.

La eficiencia de un transformador depende no solo de su diseño y la forma de operación, sino también de las características del lubricante utilizado para su refrigeración y aislamiento. De hecho, tal como ocurre en otras aplicaciones, los lubricantes para transformadores deben cumplir una variedad de funciones que incluyen: Refrigeración, es la función más importante que debe desarrollar un aceite dieléctrico, se conoce como la función de enfriamiento y disipación del calor generado durante la operación de los transformadores. Para cumplir de una forma eficaz con este propósito, el aceite debe poseer no solo una buena fluidez, sino también excelente estabilidad térmica a la oxidación que le permita circular libremente sin dejar depósitos. Para este efecto se requiere un aceite de baja

viscosidad cuidadosamente refinado para prevenir la formación de lodos. Otra característica fundamental es el Aislamiento, la función eléctrica de un aceite para transformador es prevenir la formación de arco entre dos conductores con una diferencia de potencial grande. Solamente con un aceite que esté esencialmente libre de contaminantes y permanezca así a través de todo el periodo de su vida de servicio pueden cumplirse totalmente los requisitos de aislamiento eléctrico. Para ser un excelente aislante el aceite debe tener baja viscosidad, buenas propiedades dieléctricas y buena capacidad de disipar el calor. La lubricación, el aceite debe proveer una película químicamente inerte y de naturaleza apolar que asegure la protección de las partes metálicas y de los otros materiales presentes en un transformador, sin reaccionar con ellos.

Los transformadores están sometidos a diferentes condiciones de operación donde los aceites sufren una permanente degradación es decir un deterioro gradual de sus propiedades.

El proceso de oxidación de los aceites dieléctricos depende, entre otros, de los siguientes factores: La naturaleza o composición del aceite, la cantidad de oxígeno disponible para la reacción de oxidación, la presencia del agua y otros catalizadores de oxidación, tales como partes de cobre, el nivel de temperatura al cual es sometido el aceite dieléctrico durante el servicio, o sea depende del tipo y balance de hidrocarburos empleados en la fabricación del aceite dieléctrico, éste presentará mejores o peores propiedades tanto refrigerantes como de estabilidad química y a la oxidación, factores de gran influencia en el proceso de oxidación del aceite. El oxígeno disponible para las reacciones de oxidación proviene: a) Del aire que normalmente está disuelto en dicho aceite. b) De la electrólisis del agua presente en el equipo.

Cuando la cantidad de oxígeno presente en el aceite, las reacciones de oxidación son más completas y frecuentes. El agua, además de aportar oxígeno para las reacciones de oxidación que ocurren en el aceite, es un buen catalizador para éstas mismas y sobre todo para aquellas que afectan a los metales ferrosos presentes en el equipo (corrosión de la carcasa y del núcleo del transformador). Conviene recordar que el hierro, el cobre y cualquier otro metal en contacto con el aceite son también catalizadores de las reacciones de oxidación que afectan a éste.

El nivel de temperatura a que normalmente opera el equipo es un factor muy importante en la velocidad de oxidación del aceite dieléctrico y mientras más alta sea dicha temperatura, más rápida será la degradación del aceite.

En los sistemas de enfriamiento, es decir en los radiadores el calor se transmite por convección desde el aceite a las paredes internas de los radiadores y finalmente es disipado al aire del medio ambiente por convección y radiación en paralelo.

La conducción, es el único mecanismo de transmisión de calor posible en los medios sólidos opacos, como es el caso del núcleo y los devanados del transformador; cuando en estos cuerpos existe un gradiente de temperatura.

El calor se trasmite de la región de mayor temperatura a la de menor temperatura, debido al movimiento cinético o el impacto directo de las moléculas como en el caso de los fluidos en reposo o por el arrastre de los electrones como sucede en los metales.

La siguiente figura 4.7 muestra el diagrama de incremento de temperatura de un transformador de distribución en un plano vertical, en la misma la temperatura del aceite T puede considerarse que se incrementa de forma lineal con la altura del devanado L , alcanzando un máximo en la parte superior del devanado.

La temperatura se considera constante al nivel del aceite y es referido como temperatura del aceite superior. Sobre la altura completa de los devanados la temperatura es paralela con la del aceite, ya que los gradientes de temperatura de los devanados se suponen independientes de la posición vertical.

Para cuantificar la temperatura del punto más caliente, será necesario multiplicar el valor de la temperatura que se obtendría para el punto más alto del arrollamiento por una constante que se denominará *factor de punto caliente* (H), que dependerá de factores tales como el tamaño del transformador, la tensión de corto circuito porcentual o el diseño del arrollamiento y los valores suelen estar entre 1.0 y 2.1. Sin embargo, también las normas permiten agregar directamente al punto caliente del devanado $13\text{ }^{\circ}\text{C}$. La gráfica siguiente muestra el modelo gráfico de las temperaturas en el transformador.

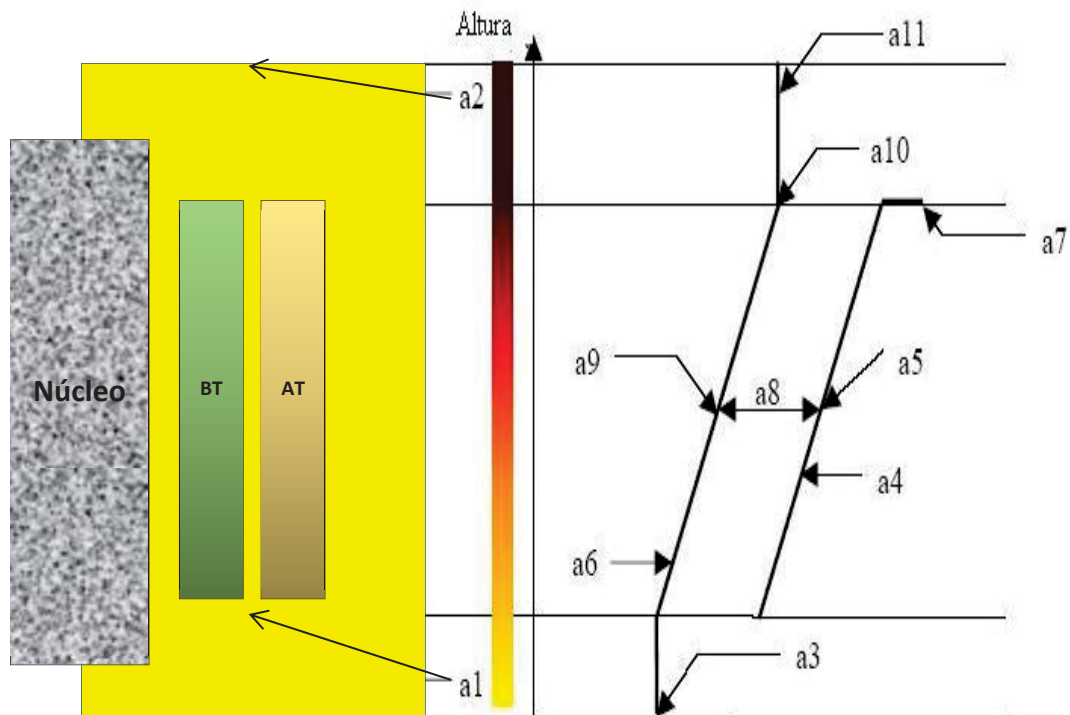


Figura 4.7: La gradiente de temperatura en el transformador ONAN
Fuente: Alejandro Tello Campos (2009)

Se identifican los siguientes puntos de temperatura críticos importantes, donde:

a1 = Devanados de B.T. y A.T.

a2 = Nivel normal de aceite

a3 = Incremento de temperatura del aceite en la parte inferior del tanque

a4 = Incremento de temperatura en los devanados

a5 = Incremento de temperatura promedio de devanados

a6 = Incremento de temperatura en el aceite

a7 = Incremento de temperatura del punto más caliente del devanado

a8 = Gradiente de temperatura promedio del devanado

a9 = Incremento de temperatura promedio del aceite

a10 = Temperatura superior del aceite

a11 = Incremento de temperatura del aceite en la parte superior del tanque

θ_A = Temperatura del medio ambiente

Como se aprecia, las pérdidas de energía de un transformador se convierten en calor, originándose una elevación de temperatura que depende de la capacidad de absorción de calor de los diferentes materiales que la componen, así como la facilidad con que el calor puede ser conducido, radiado o disipado hacia la

superficie externa de diferentes formas: natural o forzado. Será necesario indicar que los efectos de resistencia a la transferencia del calor de los elementos aislantes no se considera en el presente análisis, pero sin embargo se pueden asignar coeficientes de corrección en vista de la gran diversidad de materiales aislantes utilizados en la manufactura del transformador.

Es posible calcular H a partir de los parámetros indicados anteriormente pero lo más habitual es tomar el valor 1.1 para transformadores de distribución con una tensión de cortocircuito porcentual inferior al 8% y de 1.3 para transformadores de mediana y gran potencia, es posible entonces graficar el perfil de temperaturas para el aceite y para el devanado básicamente, se sobre entiende que la temperatura del devanado incluye la del núcleo.

4.3.2.- DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA AMBIENTE

Para determinar la temperatura del medio ambiente se utilizó los siguientes datos obtenidos, de <https://busportal.pe/blog/category> para la ciudad del Cusco del año 2016.

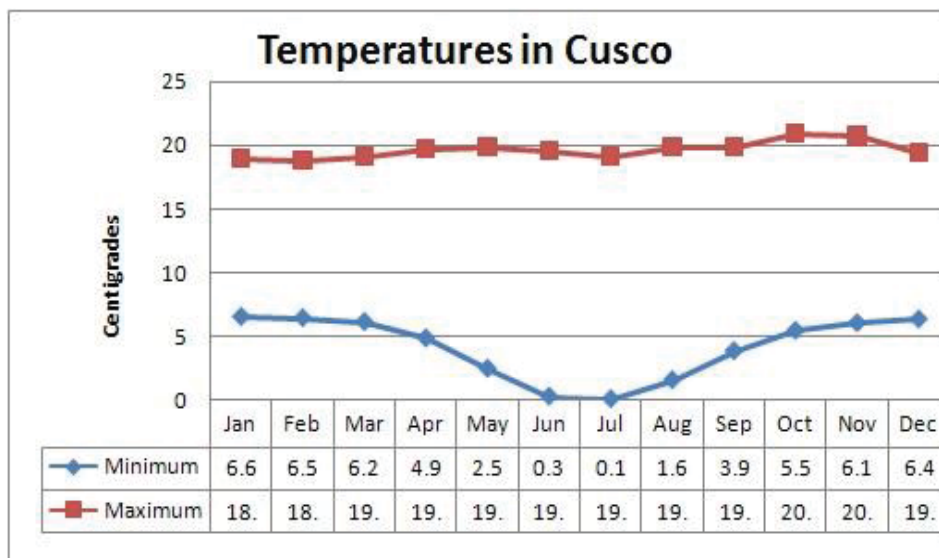


Figura 4.8 Temperaturas promedio por meses en la ciudad del Cusco

Fuente: <https://busportal.pe/blog/category>

También se tiene los datos de la temperatura del año 2015, el mismo que fue realizado por Mapi Adventure Travel Agency, se muestra los datos de temperatura de enero a diciembre y que regularmente se repite en nuestra Ciudad, con algunos eventos especiales.

TABLA N.º 4.3

Temperaturas mensuales 2015, Fuente: Mapi Adventure Travel Agency

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Clima												
Temperatura Día / Noche (en °C)	21° / 10°	21° / 11°	21° / 11°	21° / 10°	20° / 9°	20° / 8°	20° / 8°	20° / 8°	20° / 9°	20° / 9°	20° / 9°	21° / 10°
Lluvia (en mm)	428	364	298	121	24	5	11	21	54	119	218	317
	Meses a evitar			Meses posibles			Meses ideales					

Fuente: <http://www.peru-tours.org/clima-cusco-machupicchu.php>

También, se tiene los datos actualizados de Mayo a Julio del 2016, los datos de temperatura ambiente indican los valores máximos y los valores mínimos de cada día.

TABLA N.º 4.4

Temperaturas en la ciudad del Cusco mayo a julio

<i>TEMPERATURAS EN LA CIUDAD DEL CUSCO mayo a julio</i>												
DÍA	29	30	31	1	2	3	4	5	6			
°C	19 1	19 1	20 0	21 0	21 1	21 1	21 1	24 2	21 1			
DÍA	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
°C	19 3	20 0	22 -1	17 0	16 2	16 2	16 1	16 0	16 1			
DÍA	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
°C	16 0	16 0	16 0	16 1	16 1	16 1	16 0	20 -1	18 -2			
DÍA	25	26	27	28	29	30	1	2	3			
°C	18 -1	18 -1	20 -1	19 -1	20 0	18 -1	18 -1	18 0	18 -2			

Fuente: Accu Weather.com

La temperatura ambiente utilizada para el presente trabajo fue el promedio máxima de temperatura de los días actualizados en esta temporada de mayo a julio, cuyo valor es de: 20 °C.

En la siguiente figura la temperatura ambiente promedio máxima varía entre 19°C y 21°C, luego para fines académicos y prácticos consideraremos la temperatura

ambiente promedio máxima la considerada en la figura siguiente, proporcionada por www.inkatour.com/meteo/histo/index.php?lg=pt&id=cusco.

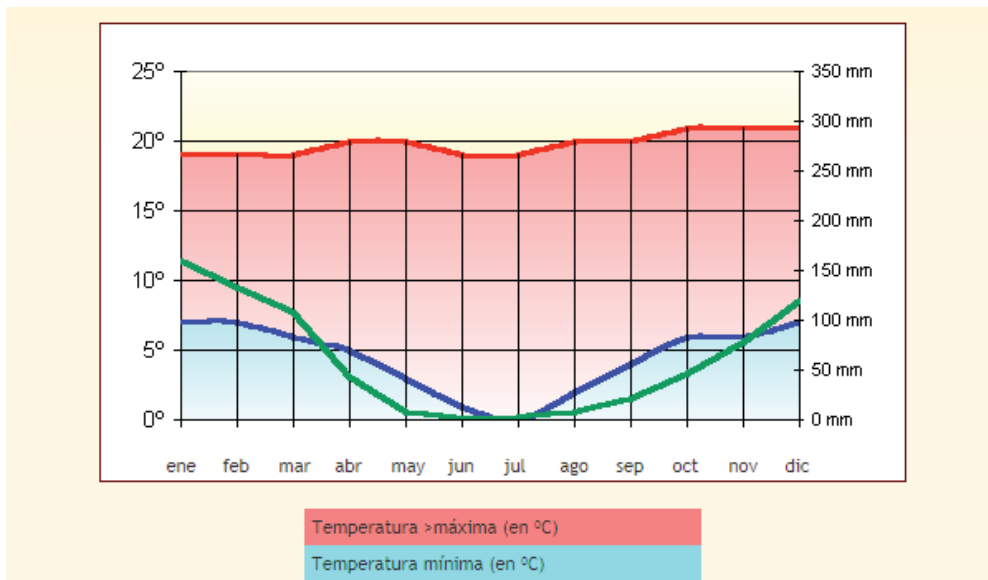


Figura 4.9: Temperatura promedio en la región cusco
Fuente: <https://www.inkatour.com/meteo/histo/index.php?lg=pt&id=cusco>

En esta página web también se valida que la temperatura máxima promedio del mes de mayo es de 20 °C, por consiguiente para los fines de cálculo de las temperaturas del transformador se utilizó esta temperatura como **temperatura ambiente localizada** : 20°C.

De otro lado se conoce que los transformadores pueden ser emplazados para funcionar con condiciones de temperatura ambiente mayores o en altitudes superiores a las especificadas en la norma, pero deben ser efectuadas consideraciones bajo estas condiciones ya que el rendimiento del transformador puede verse afectado. La temperatura ambiente promedio en zonas de elevadas alturas tiene una tendencia a ser menor. El efecto de la disminución de la densidad del aire debido a la altitud causa la elevación de la temperatura de estos equipos, ya que dependen del aire para lograr la disipación de las pérdidas de calor que generan en su interior. Cuando se evalúa el comportamiento de un transformador en una altura determinada se deben considerar los efectos de la temperatura ambiente y rigidez dieléctrica. Es importante realizar una distinción entre las posibilidades de trabajo de los transformadores, es decir si trabajará o no a potencia nominal en elevadas altitudes.

4.4 LA GRADIENTE DE TEMPERATURA (GT) Y EL MODELO GRÁFICO DE DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA.

4.4.1 PARA EL CASO DE UN TRANSFORMADOR DE 25 KVA.

La tabla de temperaturas promedio para un transformador de 25 kVA se consideran las siguientes:

TABLA N° 4.5
Temperaturas para un transformador de 25 kVA

TEMPERATURA AMBIENTE	ELEVACIÓN MEDIA DE LA TEMPERATURA DEL ARROLLAMIENTO SOBRE EL AMBIENTE	TEMPERATURA EN LA PARTE SUPERIOR DEL ACEITE	TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL ARROLLAMIENTO
20°C	55°C *	95°C	105°C

Fuente: SEL, Schweitzer Engineering Laboratories Comercial LTDA; Controle e supervisao de carregamentos aplicados a transformadores de potencia.

* Seleccionado de acuerdo a la Norma NBR 5416/1997.

Estas temperaturas, son variables debido a un conjunto de factores como son el clima, la ubicación del transformador, altura sobre el nivel del mar, la hora, nivel de carga, tipo de carga y los armónicos. Sin embargo, con fines académicos se consideran estas temperaturas tomando en cuenta la Norma NBR 5416/1997, (Ver *anexo 5*).

A.- CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE 25 KVA

Mediante el uso del programa de diseño del transformador en Matlab se determinaron las diferentes dimensiones del transformador, entre otros se tiene:

$A = L \cdot h_v =$ Área transversal de la bobina

$L = b_1 + b_2 =$ Longitud transversal de la bobina

$b_1 =$ Ancho o longitud transversal de la bobina de baja tensión

$b_2 =$ Ancho o longitud transversal de la bobina de alta tensión

$b_3 =$ Espesor de aislamiento entre la bobina de baja tensión y alta tensión

$h_v =$ Altura de ventana

Estas dimensiones están graficadas en la figura N° 4.4; con respecto al espesor del aislamiento b_3 su valor es estimado, en vista de que el dimensionamiento de los materiales aislantes es bastante complejo; además, el mercado nos ofrece variedad de materiales aislantes de diversas características.

También se calcula las P_{FE} = Pérdidas en el núcleo y las P_c = Pérdidas en el cobre. En la siguiente presentación se muestran los datos de entrada así como los resultados obtenidos mediante el programa de dimensionamiento señalado.

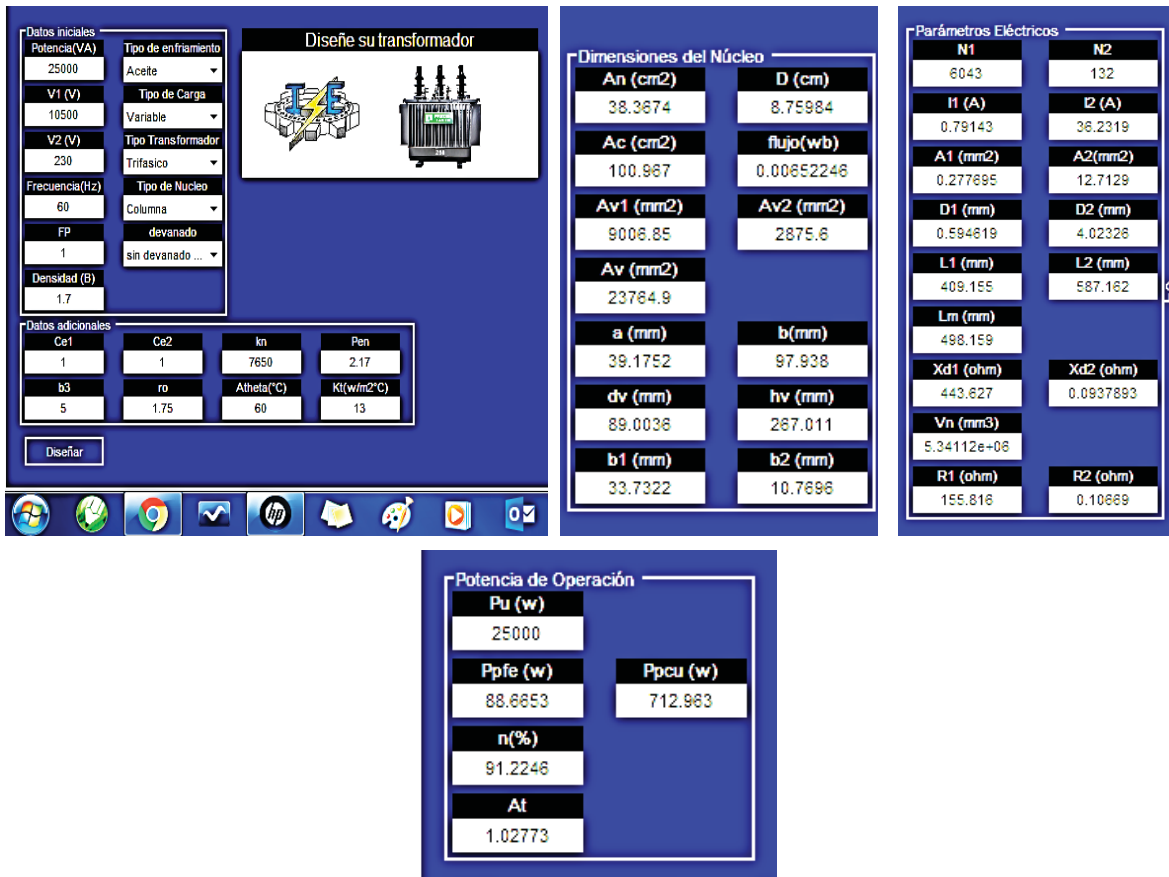


Figura 4.10: Datos de entrada y resultados de cálculo para un transformador de 25 kVA

Fuente: Elaboración propia.

Los datos nominales de entrada asignados al transformador de 25 kVA son las siguientes:

TABLA N.º 4.6
Datos de cálculo iniciales

DATOS DEL TRANSFORMADOR	
POTENCIA	25 kVA
TENSIÓN DE A.T.	10,500 V
TENSIÓN DE B.T.	230 V
N.º DE FASES	3
TIPO DE CARGA	VARIABLE
TIPO DE NÚCLEO	COLUMNAS
MÉTODO DE ENFRIAMIENTO	ACEITE

Los datos a utilizar obtenidos del programa de cálculo del transformador de 25 kVA se muestran en el TABLA.

TABLA N.º 4.7

Resultados de cálculo

Perdidas en el núcleo (P_F)	88.66 Vatios
Pérdidas en el cobre (P_C)	712.96 Vatios
Pérdidas totales ($P_T = H$)	801.62 Vatios
Ancho de bobina de A.T. (b_1)	33.73 mm
Ancho de bobina de B.T. (b_2)	10.76 mm
Altura de ventana (h_v)	267.01 mm
Conductividad térmica del cobre (K)	397 W/°C*m

Fuente: *Elaboración propia.*

B.- CÁLCULO DE LA GRADIENTE DE TEMPERATURA (GT) Y GRÁFICA DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA.

Para el cálculo de la gradiente de temperatura en la componente activa y el núcleo, se utilizó la ecuación de transferencia de calor (3.21) siguiente:

$$H = \frac{Q}{t} = \frac{dQ}{dt} = \frac{dT}{dx}(KA)$$

Donde:

H = Calor transferido (vatios) o (Joule / seg)

Q = Calor (calorías)

t = Tiempo (segundos)

T = Temperatura (°C)

x = espesor (m)

$\frac{dT}{dx}$ = Gradiente de temperatura (°C/m)

Expresando la GT (gradiente de temperatura) en función de la temperatura caliente (T_c) y la temperatura fría (T_F), se utilizó la ecuación (3.22) siguiente:

$$H = KA \left[\frac{T_c - T_F}{L} \right]$$

Donde:

H = Calor transferido–Corriente calorífica–Pérdidas totales (vatios) ó (Joules / seg)

K = Conductividad térmica (397 w/ m °C)

A = Área transversal de la bobina (mm²)

$\frac{T_c - T_F}{L}$ = Gradiente de temperatura (GT) °C/mm

T_c = Temperatura caliente °C

T_F = Temperatura fría °C

L = Espesor de la bobina (mm)

L = (b₁ + b₂) (mm)

Calculando el espesor de la bobina de longitud L y el área transversal del devanado

A esta expresado por:

L = (b₁ + b₂) = 44.49 mm

h_v = Altura de ventana = 267.01 mm

A = L * h_v = 11,879. 27 mm²

Las pérdidas totales P_T son iguales a la corriente calorífica H, luego:

H = Calor transferido (vatios) ó (Joules / seg) = 801.62 vatios

De la ecuación 3.22 la **gradiente de temperatura** (GT) es:

$$\left[\frac{T_c - T_F}{L} \right] = \frac{H}{KA} = \text{GT} = 169.96 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{m} = 0.169 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{mm}$$

Por consiguiente si la longitud total L del devanado de A.T. y B.T. es de L=44.49 mm, la diferencia de temperatura será:

$$(T_c - T_F) = \text{GT} * L = 0.169 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{mm} * 44.49 \text{ mm} = 7.51^\circ\text{C}$$

Con los datos obtenidos referidos a la temperatura ambiente localizada, temperatura en la parte inferior del tanque y la temperatura en la parte superior del tanque definidos se graficó la estructura de temperaturas en el transformador de 25 kVA utilizado como objeto de estudio.

En esta gráfica se considera la temperatura ambiente localizada que es de 20°C y los datos obtenidos de la gradiente de temperatura es de 0.169 °C/mm y en una distancia de L= de 44.49 mm se obtiene una diferencia de temperatura de 7.51 °C entre las temperaturas medias del aceite y el devanado. La figura siguiente muestra la distribución de temperaturas gráfica en el transformador de 25kVA

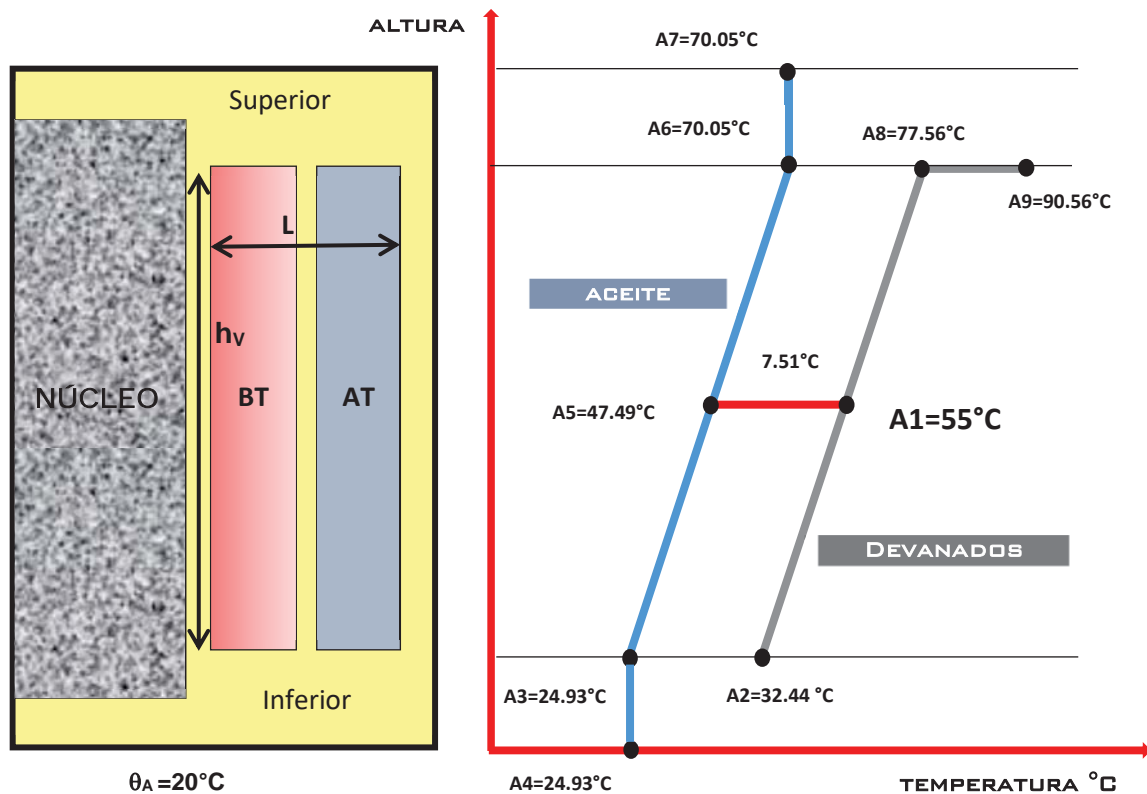


Figura 4.11: Distribución de temperaturas en el transformador de 25kVA
Fuente: Elaboración propia

El resumen de las temperaturas en el transformador de 25 kVA es:

ΔT = Variación de temperatura ($T_C - T_F$) = 7.51°C en L

$A_1 = 55^\circ\text{C}$ = Temperatura seleccionada en la parte media del devanado, de acuerdo a la Norma NBR 5416/1997

A_2 = Temperatura en la parte inferior del devanado = $A_1 - (h_v/2) * GT$
 $= 55^\circ\text{C} - (267.01\text{mm}/2) * 0.169^\circ\text{C}/\text{mm} = 32.44^\circ\text{C}$.

A_3 = Temperatura en la parte inferior del aceite = $A_2 - (T_C - T_F) = A_2 - GT * L$
 $= 32.44^\circ\text{C} - 7.51 = 24.93^\circ\text{C}$

A_4 = Temperatura del aceite en la parte inferior del tanque = $A_3 = 24.93^\circ\text{C}$

A_5 = Temperatura promedio del aceite = $A_1 - (T_C - T_F) = A_3 + (h_v/2) * GT$
 $= 55^\circ\text{C} - 7.51 = 47.49^\circ\text{C}$

A_6 = Temperatura en la parte superior del aceite = $A_5 + (h_v/2) * GT$
 $= 47.49^\circ\text{C} + (267.01\text{mm}/2) * 0.169^\circ\text{C}/\text{mm} = 70.05^\circ\text{C}$

A_7 = Temperatura del aceite en la parte superior del tanque = $A_6 = 70.05^\circ\text{C}$

A_8 = Temperatura en la parte superior del devanado = $A_7 + (T_C - T_F) = A_1 + (h_v/2) * GT$
 $= 70.05^\circ\text{C} + 7.51^\circ\text{C} = 77.56^\circ\text{C}$

$A_9 = \text{Temperatura en el punto más caliente del devanado} = A_8 + 13^\circ\text{C}$
 $= 77.56^\circ\text{C} + 13^\circ\text{C} = 90.56^\circ\text{C}$; de acuerdo a norma se incrementa 13°C .

$\theta_A = 20^\circ\text{C} = \text{Temperatura del medio ambiente}$

En la gráfica se puede observar el comportamiento de las temperaturas en el tanque, aceite y devanado respectivamente, aquí se puede observar, como el aceite varía "linealmente" desde la parte inferior hasta la parte superior de los devanados, incrementando su temperatura gradualmente; sin embargo, desde el nivel superior del devanado hasta la parte superior del tanque la temperatura se mantiene constante.

La temperatura de la parte externa del tanque es proporcional a la temperatura del aceite, haciendo que se pueda determinar la temperatura de la parte inferior y en la parte media del aceite a partir de la temperatura medida en la parte superior e inferior del tanque y en la parte superior del aceite.

Al igual que el aceite, la temperatura de los devanados, aumenta linealmente desde la parte inferior de los mismos hasta la parte superior, con una diferencia determinada por la diferencia de temperatura (7.51°C) con respecto al aceite

La temperatura de la parte superior del devanado, es la temperatura del punto más caliente, el resultado de este punto, significa el aumento de las pérdidas adicionales en esa parte del devanado. Además de esto la temperatura del punto caliente no necesariamente tiene que ser registrada en el punto más alto, sino que se puede ubicar en cualquier punto del devanado.

De acuerdo a las normas se recomienda que las temperaturas en el transformador se toman en cuenta a lo definido por la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 60076, Parte 2, el incremento de temperatura del aceite superior para transformadores enfriado por aceite natural con capacidad de 2500 kVA o menos es : 1.2 veces la temperatura promedio del aceite. (Transformadores de 55°C) o también se recomienda incrementar 13°C .

El gradiente de temperatura (GT) del devanado es frecuentemente usado para estimar la temperatura máxima del devanado. Un procedimiento común es sumar algún múltiplo del gradiente a la temperatura del aceite superior para obtener la temperatura máxima de ese devanado.

Para obtener el diagrama de temperaturas, se suponen situaciones ideales, para asumir que la temperatura tanto del aceite como de los devanados se distribuyan linealmente desde la parte inferior hasta la parte superior del transformador. En realidad en operación del transformador se presentan varios picos de temperatura y situaciones aleatorias, más aún en muchos casos no lineales.

La norma ABNT NBR 5416/97 establece los parámetros de transformadores de las clases 55°C para el modelaje térmico, en la tabla siguiente se muestra los valores de la temperatura de acuerdo a la norma y los valores determinados mediante el procedimiento de distribución gráfica utilizado en el presente trabajo para el transformador de 25 kVA.

TABLA N.º 4.8
Transformadores de 55°C

DESCRIPCIÓN	VALOR NORMA	TEMPERATURAS TRANSFORMADOR DE 25 kVA.
Elevación media de la temperatura del enrollamiento sobre el ambiente	55°C	55°C
Elevación de la temperatura del punto más caliente del enrollamiento encima de la del ambiente	105°C	90.56°C
Máxima temperatura de la parte superior del óleo – Condición Normal	95°C	77.56°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Normal	105°C	90.56°C
Máxima temperatura de la parte superior del óleo – Condición Emergencia de Larga Duración (4hs)	105°C	<105.19°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Emergencia de Larga Duración (4 hs)	120°C	<120°C
Máxima temperatura de la parte superior del óleo – Condición Emergencia de Corta Duración (1/2h)	105°C	<105°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Emergencia de Corta Duración (1/2h)	130°C	<130°C

Fuente: SEL, Schweitzer Engineering Laboratories Comercial LTDA; Controle e supervisaõ de carregamentos aplicados a transformadores de potencia y elaboraci3n propia.

4.4.2 PARA EL CASO DE UN TRANSFORMADOR DE 20 kVA.

La tabla de temperaturas promedio para un transformador de 20 kVA se consideran las siguientes:

TABLA N.º 4.9
Temperaturas promedio para un transformador de 20 kVA

TEMPERATURA AMBIENTE	ELEVACIÓN MEDIA DE LA TEMPERATURA DEL ARROLLAMIENTO SOBRE EL AMBIENTE	TEMPERATURA EN LA PARTE SUPERIOR DEL ACEITE	TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL ARROLLAMIENTO
20°C	55°C *	95°C	105°C

Fuente: SEL, Schweitzer Engineering Laboratories Comercial LTDA; Controle e supervisao de carregamentos aplicados a transformadores de potencia

*Seleccionado.

Estas temperaturas, son variables debido a un conjunto de factores como son el clima, la ubicación del transformador, altura sobre el nivel del mar, la hora, nivel de carga, tipo de carga y los armónicos. Sin embargo con fines académicos se consideran estas temperaturas tomando en cuenta la Norma NBR 5416/1997.

A.- CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE 20 kVA

Utilizando el programa de cálculo en Matlab se determinan las diferentes dimensiones del transformador, entre otros: el área transversal de la bobina A, la longitud de la bobina (L), las dimensiones transversales de la bobina de AT y BT: b1 y b2, así como la altura de ventana hv ; el programa también calcula las pérdidas en el núcleo P_{FE} y las pérdidas en el cobre P_c; adicionalmente los números de espiras del primario, del secundario, las corrientes del lado de AT y BT, la reactancia de dispersión del primario y secundario, inductancias propias, área del núcleo, las resistencias y la eficiencia, todas en condiciones plena carga, la presentación de pantalla del programa de cálculo muestran los datos de entrada asignados y también los resultados obtenidos.

Los datos nominales de entrada asignados para un transformador de 20 kVA se muestran en la tabla N° 4.10, y la son las siguientes:

TABLA N.º 4.10

Datos de cálculo iniciales

DATOS DEL TRANSFORMADOR	
POTENCIA	20 kVA
TENSIÓN DE A.T.	10,500 V
TENSIÓN DE B.T.	230 V
N.º DE FASES	3
TIPO DE CARGA	VARIABLE
TIPO DE NÚCLEO	COLUMNAS
MÉTODO DE ENFRIAMIENTO	ACEITE

The screenshot shows a software interface for transformer design. It is divided into several sections:

- Datos iniciales:**
 - Potencia(VA): 20000
 - V1 (V): 10500
 - V2 (V): 230
 - Frecuencia(Hz): 60
 - FP: 1
 - Densidad (B): 1.7
 - Tipo de enfriamiento: Aceite
 - Tipo de Carga: Variable
 - Tipo Transformador: Trifasico
 - Tipo de Nucleo: Columna
 - Tipo de devanado: sin devanado ...
- Datos adicionales:**
 - Ce1: 1, Ce2: 1, kn: 7650, Pen: 2.17
 - b3: 5, ro: 1.75, Atheta(°C): 60, Kt(w/m²°C): 13
- Dimensiones del Núcleo:**
 - An (cm²): 34.3169, D (cm): 8.28455
 - Ac (cm²): 90.3076, flujo(wb): 0.00583387
 - Av1 (mm²): 8856.81, Av2 (mm²): 2631.45
 - Av (mm²): 22976.5
 - a (mm): 37.0496, b(mm): 92.6241
 - dv (mm): 87.5148, hv (mm): 262.544
 - b1 (mm): 33.7345, b2 (mm): 10.0229
- Parámetros Eléctricos:**
 - N1: 6756, N2: 148
 - I1 (A): 0.63497, I2 (A): 28.9855
 - A1 (mm²): 0.222796, A2(mm²): 10.1704
 - D1 (mm): 0.53261, D2 (mm): 3.59851
 - L1 (mm): 394.286, L2 (mm): 569.315
 - Lm (mm): 481.8
 - Xd1 (ohm): 545.433, Xd2 (ohm): 0.111232
 - Vn (mm3): 4.66706e+06
 - R1 (ohm): 209.233, R2 (ohm): 0.144983

Potencia de Operación	
Pu (w)	20000
Ppfe (w)	77.4755
n(%)	90.5471
At	0.892284
Ppcu (w)	618.506

Figura 4.12: Datos de entrada y resultados de cálculo (software matlab) para un transformador de 20 kVA
Fuente : Elaboración propia

Los resultados a utilizar obtenidos para el transformador de 20 kVA son:

TABLA N.º 4.11

Resultados de cálculo

Pérdidas en el núcleo (P_F)	77.47 Vatios
Pérdidas en el cobre (P_C)	618.50 Vatios
Pérdidas totales ($P_T = H$)	695.97 Vatios
Ancho de bobina de A.T. (b_1)	33.73 mm
Ancho de bobina de B.T. (b_2)	10.02 mm
Altura de ventana (h_v)	262.54 mm
Conductividad térmica del cobre (K)	397 W/°C*m

Fuente: Elaboración propia.

B.- CÁLCULO DE LA GRADIENTE DE TEMPERATURA Y GRÁFICA DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA

Para el cálculo de la gradiente de temperatura en la componente activa y el núcleo, se utilizó la ecuación de transferencia de calor (3.21) siguiente:

$$H = \frac{Q}{t} = \frac{dQ}{dt} = \frac{dT}{dx} (KA)$$

Donde:

$$\frac{dT}{dx} = \text{Gradiente de temperatura (}^\circ\text{C/m)}$$

Expresando la **gradiente de temperatura** en función de la temperatura caliente (T_c) y la temperatura fría (T_F), se utilizó la ecuación (3.22) siguiente:

$$H = KA \left[\frac{T_c - T_F}{L} \right]$$

Donde:

H = Calor transferido=Corriente calorífica=Pérdidas totales (vatios) ó (Joules / s) = 695.97 vatios

K = Conductividad térmica = 397 w/ m °C

L = Espesor de aislamiento de la bobina o transversal = ($b_1 + b_2$) = 43.75 mm

A = Área transversal de la bobina = $L * h_v = 11,488.24 \text{ mm}^2$

$$\frac{T_c - T_F}{L} = \text{Gradiente de temperatura}$$

T_c = Temperatura caliente

T_F = Temperatura fría

Las pérdidas totales son iguales a la corriente calorífica

H = Calor transferido (vatios) o (Joule / s) = 695.97 vatios

De la ecuación 3.22 la **gradiente de temperatura** (GT) es:

$$\left[\frac{T_c - T_F}{L} \right] = \frac{H}{KA} = 152 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{m} = 0.152 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{mm}$$

Por consiguiente si la longitud transversal total L del devanado de AT y BT es de $L=43.75 \text{ mm}$, la diferencia de temperatura será:

$$(T_c - T_F) = 6.65 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Los datos obtenidos son referidos al tipo de transformador utilizado de 55°C , en este caso es la *temperatura media de los arrollamientos*, $A_1=55^\circ\text{C}$.

En esta gráfica también se considera la temperatura ambiente localizada que es de 20°C .

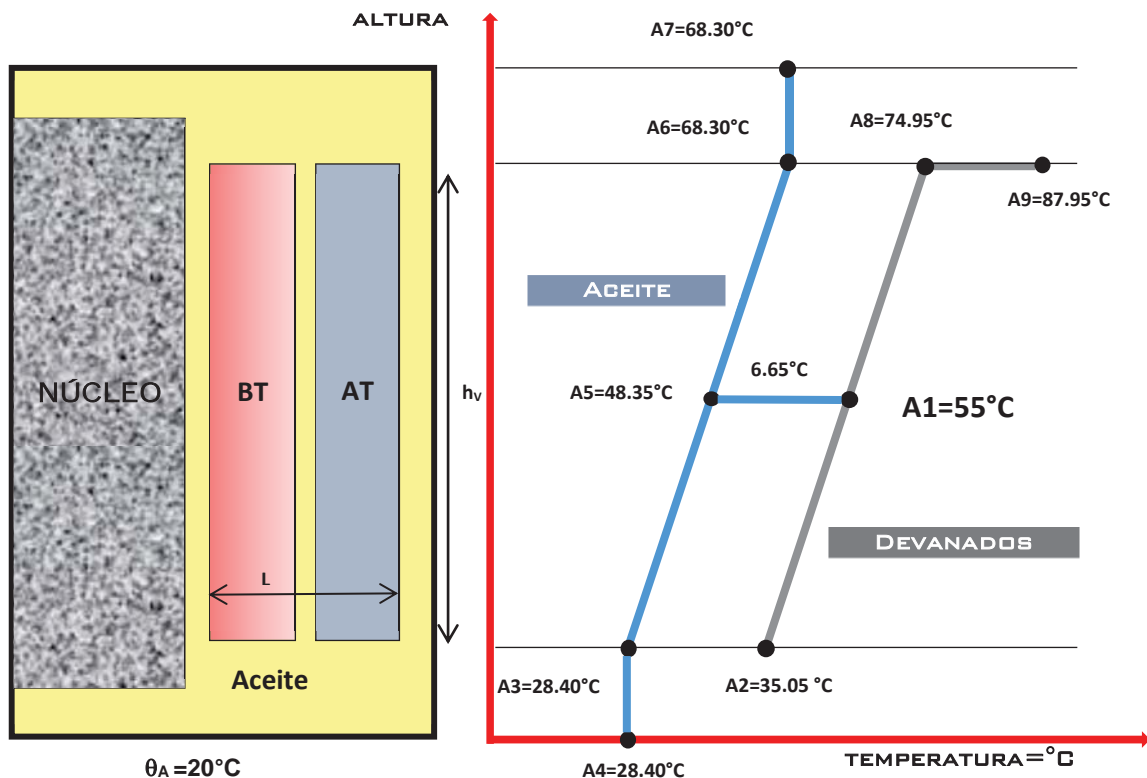


Figura 4.13: Distribución de temperaturas aproximadas en el transformador de 20 kVA,
Fuente : Elaboración propia

El resumen de las temperaturas en el transformador de 25kVA será:

ΔT = Variación de temperatura ($T_C - T_f$) = 6.65°C en L

$A_1 = 55^\circ\text{C}$ = Temperatura seleccionada en la parte media del devanado, de acuerdo a la Norma NBR 5416/1997

A_2 = Temperatura en la parte inferior del devanado = $A_1 - (h_v/2) * G_T$
= $55^\circ\text{C} - (262.54\text{mm}/2) * 0.152^\circ\text{C}/\text{mm} = 35.05^\circ\text{C}$.

A_3 = Temperatura en la parte inferior del aceite = $A_2 - (T_C - T_F) = A_2 - G_T * L$
= $35.05^\circ\text{C} - 6.65 = 28.40^\circ\text{C}$

A_4 = Temperatura del aceite en la parte inferior del tanque = $A_3 = 28.40^\circ\text{C}$

A_5 = Temperatura promedio del aceite = $A_1 - (T_C - T_F) = A_3 + (h_v/2) * G_T$
= $55^\circ\text{C} - 6.65 = 48.35^\circ\text{C}$

A_6 = Temperatura en la parte superior del aceite = $A_5 + (h_v/2) * G_T$
= $48.35^\circ\text{C} + (262.54\text{mm}/2) * 0.152^\circ\text{C}/\text{mm} = 68.30^\circ\text{C}$

A_7 = Temperatura del aceite en la parte superior del tanque = $A_6 = 68.30^\circ\text{C}$

A_8 = Temperatura en la parte superior del devanado = $A_7 + (T_C - T_F) = A_1 + (h_v/2) * G_T$
= $68.30^\circ\text{C} + 6.65^\circ\text{C} = 74.95^\circ\text{C}$

A_9 = Temperatura en el punto más caliente del devanado = $A_8 + 13^\circ\text{C}$
= $74.95^\circ\text{C} + 13^\circ\text{C} = 87.95^\circ\text{C}$; de acuerdo a norma se incrementa 13°C .

$\theta_A = 20^\circ\text{C}$ = Temperatura del medio ambiente

En la gráfica se puede observar el comportamiento de las temperaturas en el tanque, aceite y devanado respectivamente, se observa que la temperatura del aceite varía "linealmente" desde la parte inferior hasta la parte superior de los devanados, incrementando su temperatura gradualmente.

La temperatura de la parte externa del tanque es proporcional a la temperatura del aceite, haciendo que se pueda determinar la temperatura de la parte inferior y en la parte media del aceite a partir de la temperatura definida de 55°C especificada como la temperatura media de los devanados, de acuerdo al tipo de transformador definido.

Al igual que el aceite, la temperatura de los devanados, se considera su incremento lineal desde la parte inferior de los mismos hasta la parte superior, con una diferencia determinada por la gradiente de temperatura G.T. (0.1537°C) con respecto a la altura de ventana h_v .

La temperatura de la parte superior del devanado más los 13°C, es la *temperatura del punto más caliente*, el resultado de este punto, significa el aumento de las pérdidas adicionales en el devanado. Además de esto la temperatura del punto caliente físicamente se puede ubicar en cualquier punto del devanado.

De acuerdo a las normas se recomienda que las temperaturas en el transformador se tomen en cuenta a lo definido por la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 60076, parte 2, el incremento de temperatura del aceite superior para transformadores enfriado por aceite natural con capacidad de 2500 kVA o menos es: 1.2 veces la temperatura promedio del aceite. (Transformadores de 55°C)

El gradiente de temperatura del devanado es frecuentemente usado para estimar la temperatura máxima del devanado. Un procedimiento común es sumar algún múltiplo del gradiente a la temperatura del aceite superior para obtener la temperatura máxima de ese devanado.

Para transformadores de distribución, este factor (factor de punto caliente) es 1.1 veces de acuerdo a IEC 60076,

Parte 2: La temperatura máxima del devanado=Temperatura del aceite superior + 1.1 gradiente del devanado

Para obtener el diagrama de temperaturas, se suponen situaciones ideales, para asumir que la temperatura tanto del aceite como de los devanados se distribuyen linealmente desde la parte inferior hasta la parte superior del transformador. En realidad en operación del transformador se presentan varios picos de temperatura y situaciones aleatorias, más aún en muchos casos no lineales.

La norma ABNT NBR 5416/97 establece los parámetros de transformadores de las clases 55°C para el modelaje térmico, en la tabla siguiente se muestra los valores recomendables de la temperatura de acuerdo a la norma y los valores estimados mediante el procedimiento utilizado en el presente trabajo para el transformador de 20 kVA.

TABLA N.º 4.12

Transformadores de 55°C

DESCRIPCIÓN	VALOR NORMA	TEMPERATURAS DEL TRANSFORMADOR 20 kVA
Elevación media de la temperatura del enrollamiento sobre el ambiente	55°C	55°C
Elevación de la temperatura del punto más caliente del enrollamiento encima de la del ambiente	105°C	74.95°C
Máxima temperatura de la parte superior del óleo – Condición Normal	95°C	68.30°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Normal	105°C	87.95°C
Máxima temperatura de la parte superior del óleo – Condición Emergencia de Larga Duración	105°C	<105°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Emergencia de Larga Duración (4hs)	120°C	<120°C
Máxima temperatura de la parte superior del óleo – Condición Emergencia de Corta Duración (1/2 h)	105°C	<105°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Emergencia de Corta Duración (1/2 h)	130°C	<130°C

Fuente: SEL, Schweitzer Engineering Laboratories Comercial LTDA; Controle e supervisão de carregamentos aplicados a transformadores de potencia y elaboración propia.

4.4.3 PARA EL CASO DE UN TRANSFORMADOR DE 10 kVA.

La tabla de temperaturas promedio para un transformador de 10 kVA se considera

TABLA N.º 4.13

Temperaturas promedio de un transformador de 10 kVA

TEMPERATURA AMBIENTE	ELEVACIÓN MEDIA DE LA TEMPERATURA DEL ARROLLAMIENTO SOBRE EL AMBIENTE	TEMPERATURA EN LA PARTE SUPERIOR DEL TANQUE	TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL ARROLLAMIENTO
20 °C	55 °C*	95 °C	105 °C

Fuente: SEL, Schweitzer Engineering Laboratories Comercial LTDA; Controle e supervisao de carregamentos aplicados a transformadores de potencia

*Seleccionado

Estas temperaturas, son variables debido a un conjunto de factores como son el clima, la ubicación del transformador, altura sobre el nivel del mar, la hora, armónicas y principalmente el nivel y tipo de carga que alimenta. Sin embargo con fines académicos se pueden estimar los valores de temperatura de la fuente, como muestra la tabla 4.13.

A.- CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE 10 kVA

De la misma manera que el caso anterior se utilizó el programa de cálculo del transformador en Matlab para determinan las diferentes dimensiones del transformador, entre otros: el área transversal de la bobina A, la longitud transversal de la bobina (L), las dimensiones de la bobina de AT b1 y BT b2, así como la altura de ventana hv; el programa también calcula las pérdidas en el núcleo P_{FE} y las pérdidas en el cobre P_c , adicionalmente están calculados el número de espiras del primario, del secundario, la densidad de corriente J, las secciones de los conductores, las corrientes en cada conductor y en general las dimensiones del núcleo así como del devanado, estos datos se establecen en condiciones de plena carga, la presentación de pantalla del programa de cálculo muestran los datos de entrada asignados y también los resultados obtenidos.

Los datos nominales de entrada asignados al transformador de 10 kVA son las que se muestran en la tabla siguiente:

TABLA N.º 4.14
Datos de cálculo iniciales

DATOS DEL TRANSFORMADOR	
POTENCIA	10 kVA
TENSIÓN DE A.T.	10.5 kV
TENSIÓN DE B.T.	230 V
N.º DE FASES	3
TIPO DE CARGA	VARIABLE
TIPO DE NÚCLEO	COLUMNAS
MÉTODO DE ENFRIAMIENTO	ACEITE

The screenshot displays a software interface for transformer design, organized into several panels:

- Datos iniciales:**
 - Potencia(VA): 10000
 - V1 (V): 10500
 - V2 (V): 230
 - Frecuencia(Hz): 60
 - FP: 1
 - Densidad (B): 1.7
 - Tipo de enfriamiento: Aceite
 - Tipo de Carga: Variable
 - Tipo Transformador: Trifasico
 - Tipo de Nucleo: Columna
 - devanado: sin devanado ...
- Datos adicionales:**

Ce1	Ce2	kn	Pen
1	1	7650	2.17
b3	ro	Atheta(°C)	Kt(w/m²°C)
5	1.75	60	13
- Dimensiones del Núcleo:**

An (cm²)	D (cm)
24.2657	6.96645
Ac (cm²)	flujo(wb)
63.8571	0.00412517
Av1 (mm²)	Av2 (mm²)
8643.81	1988.03
Av (mm²)	
21263.7	
a (mm)	b(mm)
31.1549	77.8873
dv (mm)	hv (mm)
84.1896	252.569
b1 (mm)	b2 (mm)
34.2236	7.87124
- Parámetros Eléctricos:**

N1	N2
9555	209
I1 (A)	I2 (A)
0.317005	14.4928
A1 (mm²)	A2(mm²)
0.11123	5.08518
D1 (mm)	D2 (mm)
0.376327	2.54453
L1 (mm)	L2 (mm)
354.979	523.358
Lm (mm)	
439.168	
Xd1 (ohm)	Xd2 (ohm)
1046	0.18437
Vn (mm³)	
3.10939e+06	
R1 (ohm)	R2 (ohm)
533.641	0.376424
- Potencia de Operación:**

Pu (w)	10000
Ppfe (w)	51.6175
n(%)	88.1129
At	0.576526
Ppcu (w)	398.073

Figura 4.14: Datos de entrada y resultados de cálculo para un transformador de 10 kVA

Fuente : Elaboración propia

Los datos a utilizar obtenidos para el transformador de 10 kVA son:

TABLA N.º 4.15
Datos del programa de cálculo

Perdidas en el núcleo (P _F)	51.61 Vatios
Pérdidas en el cobre (P _C)	398.07 Vatios
Pérdidas totales (P _T = H)	449.68 Vatios
Ancho de bobina de A.T. (b ₁)	34.22 mm
Ancho de bobina de B.T. (b ₂)	7.87 mm
Altura de ventana (h _v)	252.56 mm
Conductividad térmica del cobre (K)	397 W/°C*m

Fuente: Elaboración propia.

B.- CÁLCULO DE LA GRADIENTE DE TEMPERATURA Y GRÁFICA DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURAS.

Para el cálculo de la gradiente de temperatura en la componente activa y el núcleo, se utilizó la ecuación de transferencia de calor (3.21) siguiente:

$$H = \frac{Q}{t} = \frac{dQ}{dt} = \frac{dT}{dx} (KA)$$

Donde:

$$\frac{dT}{dx} = \text{Gradiente de temperatura } (^\circ\text{C/m})$$

Expresando la **gradiente de temperatura** (GT) en función de la temperatura caliente (T_c) y la temperatura fría (T_F), se utilizó la ecuación (3.22) siguiente:

$$H = KA \left[\frac{T_c - T_F}{L} \right]$$

Donde:

H = Calor transferido=Corriente calorífica = Pérdidas totales (vatios) ó (Joules / seg)

K = Conductividad térmica = 397 W / m °C

L = Espesor de aislamiento de la bobina (m) = (b₁ + b₂) = 42.09 mm

A = Área transversal del aislante de la bobina = L * h_v = 10,630.25 mm²

$$\frac{T_c - T_F}{L} = \text{Gradiente de temperatura}$$

T_c = Temperatura caliente

T_F = Temperatura fría

Las pérdidas totales son iguales a la corriente calorífica

H = Calor transferido (vatios) o (Joule / s) = 449.68 vatios

De la ecuación 3.22 la **gradiente de temperatura** es:

$$\left[\frac{T_c - T_F}{L} \right] = \frac{H}{KA} = 106.0 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{m} = 0.106 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{mm}$$

Por consiguiente si la longitud transversal total L del devanado de A.T. y B.T. es de $L=42.09 \text{ mm}$, la diferencia de temperatura será: $(T_c - T_F) = 4.46 \text{ } ^\circ\text{C}$

Con los datos obtenidos referidos a la temperatura ambiente localizada, temperatura en la parte inferior del tanque y la temperatura en la parte superior del tanque definidos se graficó la estructura de temperaturas en el transformador de 10 kVA utilizado como objeto de estudio.

En esta gráfica se considera la temperatura ambiente determinada es de 20°C y los datos obtenidos de la gradiente de temperatura G.T. es de $0.106 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{mm}$ y en 42.09 mm de L del devanado existe una diferencia de $4.46 \text{ } ^\circ\text{C}$.

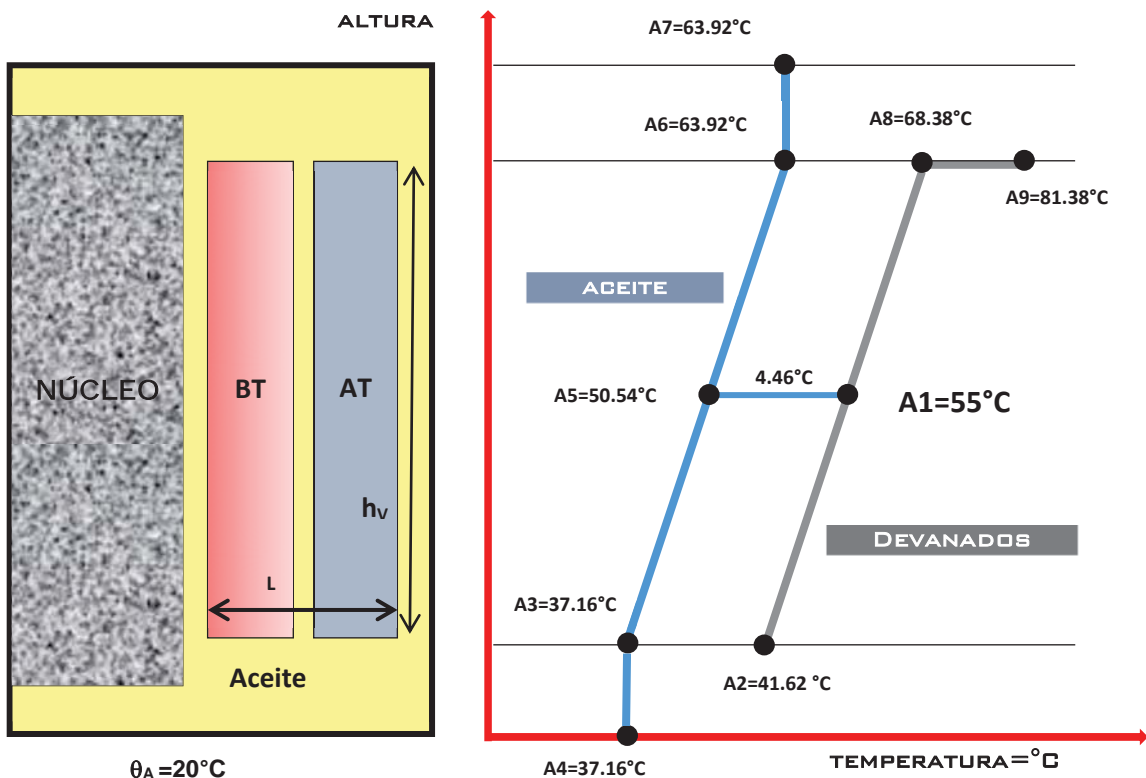


Figura 4.15: Distribución gráfica de temperaturas en el transformador de 10kVA. Fuente: Elaboración propia

ΔT = Variación de temperatura ($T_c - T_f$) = 4.46°C en L

A1 = 55°C = Temperatura seleccionada en la parte media del devanado, de acuerdo a la Norma NBR 5416/1997

A2 = Temperatura en la parte inferior del devanado = $A1 - (h_v/2) * GT$

= 55°C - (252.56mm/2) * 0.106°C/mm = 41.62°C.

A3 = Temperatura en la parte inferior del aceite = $A2 - (T_c - T_f) = A2 - GT * L$

= 41.62°C - 4.46 = 37.16°C

A4 = Temperatura del aceite en la parte inferior del tanque = A3 = 37.16°C

A5 = Temperatura promedio del aceite = $A1 - (T_c - T_f) = A3 + (h_v/2) * GT$

= 55°C - 4.46 = 50.54°C

A6 = Temperatura en la parte superior del aceite = $A5 + (h_v/2) * GT$

= 50.54°C + (252.56mm/2) * 0.106°C/mm = 63.92°C

A7 = Temperatura del aceite en la parte superior del tanque = A6 = 63.92°C

A8 = Temperatura en la parte superior del devanado = $A7 + (T_c - T_f) = A1 + (h_v/2) * GT$

= 63.92°C + 4.46°C = 68.38°C

A9 = Temperatura en el punto más caliente del devanado = $A8 + 13^\circ\text{C}$

= 68.38°C + 13°C = 81.38°C; de acuerdo a la norma se incrementa 13°C.

θ_A = 20°C = Temperatura del medio ambiente

En la gráfica de temperaturas se puede observar el comportamiento de las temperaturas en el tanque, aceite y devanado respectivamente, aquí se puede evidenciar, como la temperatura del aceite varía "linealmente" desde la parte inferior hasta la parte superior de los devanados, incrementando su temperatura gradualmente de 41.62 °C hasta 68.38 °C, sin embargo desde el nivel superior del aceite hasta la parte superior del tanque la temperatura se mantiene constante.

Al igual que el aceite, la temperatura de los devanados, aumenta linealmente desde la parte inferior de los mismos hasta la parte superior, con una diferencia determinada por la gradiente de temperatura (0.106 °C/ mm) con respecto al aceite

La temperatura de la parte superior del devanado más un incremento de 13°C es la *temperatura del punto más caliente* de 81.38°C, el resultado de este punto, significa el aumento de las pérdidas adicionales en esa parte del devanado. Además la temperatura del punto caliente no necesariamente tiene que ser

registrada en el punto más alto, sino que se puede ubicar en cualquier punto del devanado.

De acuerdo a las normas se recomienda que las temperaturas en el transformador se toman en cuenta a lo definido por la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 60076, Parte 2, el incremento de temperatura del aceite superior para transformadores enfriado por aceite natural con capacidad de 2500 kVA o menos es: 1.2 veces la temperatura promedio del aceite. (Transformadores de 55°C); sin embargo, se considera también un incremento de 13°C.

La gradiente de temperatura del devanado es frecuentemente usado para estimar la temperatura máxima del devanado. Un procedimiento común es sumar algún múltiplo del gradiente a la temperatura del aceite superior para obtener la temperatura máxima de ese devanado.

Para obtener el diagrama de temperaturas, se suponen situaciones ideales, para asumir que la temperatura tanto del aceite como de los devanados se distribuyen linealmente desde la parte inferior hasta la parte superior del transformador. En realidad en operación del transformador se presentan varios picos de temperatura y situaciones aleatorias, más aún en muchos casos no lineales.

La norma ABNT NBR 5416/97 establece los parámetros de transformadores de la clase 55°C para el modelaje térmico; en la tabla siguiente se muestra los valores de la temperatura de acuerdo a la norma y los valores estimados mediante el procedimiento utilizado en el presente trabajo para el transformador de 10 kVA.

Considerando como temperatura de referencia la que se presenta en la parte media de los devanados 55°C (como consecuencia del tipo de transformador 55°C) se obtienen las demás temperaturas utilizando la gradiente de temperatura en función de las distancias o dimensiones físicas del transformador, especialmente los anchos de bobina b_1 de AT y b_2 de BT así como la altura de la ventana del núcleo h_v .

TABLA N.º 4.16

Transformadores de 55°C

DESCRIPCIÓN	VALOR NORMA	TEMPERATURAS EN EL TRANSFORMADOR 10 kVA
Elevación media de la temperatura del enrollamiento sobre el ambiente	55°C	55°C
Elevación de la temperatura del punto más caliente del enrollamiento encima de la del ambiente	105°C	68.38°C
Máxima temperatura de la parte superior del óleo – Condición Normal	95°C	63.92°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Normal	105°C	81.38°C
Máxima temperatura de la parte superior del óleo – Condición Emergencia de Larga Duración	105°C	<105°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Emergencia de Larga Duración	120°C	<120°C
Máxima temperatura de la parte superior del óleo – Condición Emergencia de Corta Duración	105°C	<105°C
Máxima temperatura del punto más caliente – Condición Emergencia de Corta Duración	130°C	<130°C

Fuente: SEL, Schweitzer Engineering Laboratories Comercial LTDA; Controle e supervisao de carregamentos aplicados a transformadores de potencia y elaboraci3n propia.

4.5 CORRELACI3N ENTRE LA VARIACI3N DEL % DE CARGA Y LA EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR DE 25kVA

El transformador real de distribuci3n opera a cada instante con cargas y factores de potencia variables, estos cambios de carga son aleatorios en su contexto, pero pueden especificarse algunas tendencias operativas, por ejemplo se conoce que en determinados horarios se presentan las denominadas horas punta o cargas m3nimas; pero para fines de an3lisis en el presente trabajo se considera un transformador de 25 kVA y se asignan los niveles de carga en porcentajes como son de 70, 75, 80, 85, 90, 95, 100, 110, 120 y con factor de potencia de 0.9; para

cada uno de estos niveles de carga se determinaron las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre mediante una hoja de cálculo, conociendo estos valores se logró calcular la potencia de salida o de carga del transformador; como la eficiencia es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada es factible calcular la eficiencia del transformador a diferentes niveles de carga, estos datos son mostrados en la siguiente:

TABLA N.º 4.17

Correlación entre % de carga y eficiencia

Psalida (w)	Pentrada (w)	Pn+Pc (w)	% De carga	Eficiencia
15749.96	15995.91	245.94	70.00	0.98
16874.96	17172.67	297.71	75.00	0.98
17999.96	18360.90	360.94	80.00	0.98
19124.96	19562.15	437.20	85.00	0.98
20249.95	20778.13	528.17	90.00	0.97
21374.95	22010.59	635.64	95.00	0.97
22499.95	23261.44	761.49	100.00	0.97
24749.94	25826.29	1076.35	110.00	0.96
26999.94	28489.80	1489.86	120.00	0.95

Fuente: Elaboración propia

Para el siguiente caso se requiere conocer el nivel de correlación entre la variación de carga (%) y la eficiencia del transformador. La figura siguiente muestra la correlación indicada.

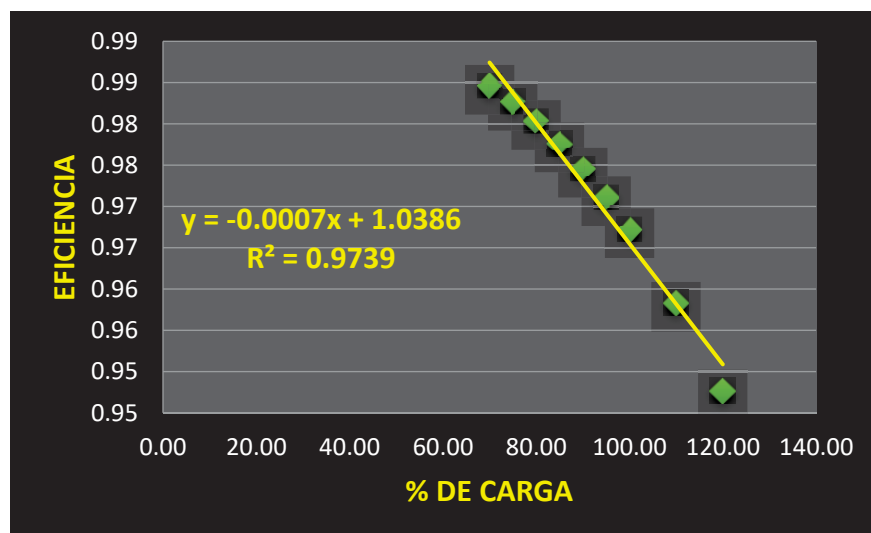


Figura 4.16: correlación entre % de carga y eficiencia
Fuente: Elaboración propia.

4.5.1 EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN DE PEARSON

El coeficiente de correlación calculado es de $R=-0.9868$, este nivel de la correlación entre el incremento de carga en el transformador y la eficiencia es **ALTA**, quiere decir que cualquier variación de la carga se refleja inmediatamente en la eficiencia del transformador, pero esta correlación es **NEGATIVA**, quiere decir que es una correlación inversa y la gráfica expresa este concepto, es decir cuando la carga se incrementa para este caso la eficiencia disminuye. Como se conoce esta característica depende de las condiciones de las pérdidas que no necesariamente son las mismas en los transformadores aun cuando sean de las mismas potencias, en razón a ello la eficiencia máxima de los transformadores se puede presentar antes de plena carga, en plena carga o en sobrecarga, este hecho depende de los valores de las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre.

4.5.2 EL COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN

Este coeficiente tiene el valor de $R^2 = 0.9739$, también puede expresarse como 97.39% mide el grado de dependencia de las variables, para el caso analizado se estima una alta dependencia, por tanto las proyecciones serán confiables

4.5.3 LA ECUACIÓN DE REGRESIÓN

Esta ecuación esta expresada de la siguiente forma

$$y = -0.0007x + 1.0386$$

Esta ecuación señala una linealización de la tendencia de la correlación, es decir la relación entre la eficiencia y la variación de carga.

4.6 CORRELACIÓN ENTRE LA VARIACIÓN DEL % DE CARGA Y LA GRADIENTE DE TEMPERATURA

Los niveles de porcentaje de carga se mantienen en los ya definidos, en cambio los valores de la gradiente de temperatura se calculan aplicando el siguiente procedimiento para cada nivel de carga; las pérdidas en el núcleo a cualquier nivel de carga se consideran constantes, no así las pérdidas en el cobre que se incrementan conforme la carga se incrementa, luego para cada variación se aplicará el procedimiento siguiente:

Para el cálculo de la gradiente de temperatura, se utilizó la ecuación de transferencia de calor (3.21) siguiente:

$$H = \frac{Q}{t} = \frac{dQ}{dt} = \frac{dT}{dx} (KA)$$

Donde:

H = Calor transferido (vatios) ó (Joules / seg)

Q = Calor (calorías), **t** = Tiempo (segundos), **T** = Temperatura (°C), **x** = espesor (m)

$\frac{dT}{dx}$ = Gradiente de temperatura (°C/m)

Expresando la **gradiente de temperatura** en función de la temperatura caliente (T_c) y la temperatura fría (T_f), se utilizó la ecuación (3.22) siguiente:

$$H = KA \left[\frac{T_c - T_f}{L} \right]$$

Donde:

K = Conductividad térmica: 360 (w/ m °C)

$\frac{T_c - T_f}{L}$ = Gradiente de temperatura

T_c = Temperatura caliente, **T_f** = Temperatura fría

L = Espesor de aislamiento de la bobina (m) = ($b_1 + b_2$)

El espesor de longitud **L** y el área transversal del devanado **A** es calculado mediante el programa de cálculo Excel y esta expresado por:

$$L = (b_1 + b_2) = 41.109 \text{ mm}$$

$$A = \text{Área transversal de la bobina} = L * h_v = 10,139.945 \text{ mm}^2$$

Las pérdidas totales para el caso de 100% de carga es 761.49 vatios, que son proporcionales a la corriente calorífica.

H = 761.49 vatios o Joules / seg,

Luego **gradiente de temperatura** para una carga del 100% será:

$$\left[\frac{T_c - T_f}{L} \right] = \frac{H}{KA} = 209.7 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{m} = 0.21 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{mm}$$

TABLA N.º 4.18

Correlación entre % de carga y gradiente de temperatura

PÉRDIDAS (W)	% DE CARGA	GRADIENTE DE TEMPERATURA
245.94	70.00	0.07
297.71	75.00	0.08
360.94	80.00	0.10
437.20	85.00	0.12
528.17	90.00	0.14
635.64	95.00	0.17
761.49	100.00	0.21
1076.35	110.00	0.29
1489.86	120.00	0.41

Fuente: Elaboración propia.

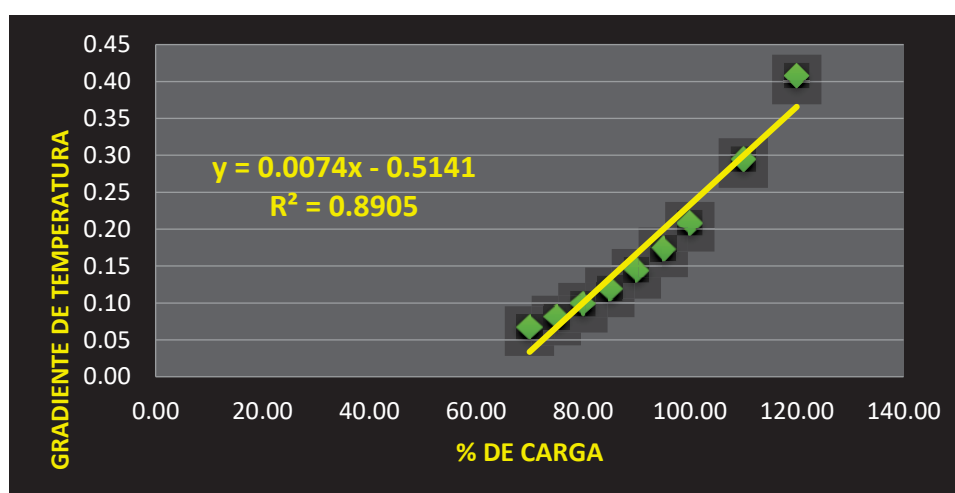


Figura 4.17: Correlación entre % carga y gradiente de temperatura

Fuente: Elaboración propia.

4.6.1 EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN DE PEARSON

El coeficiente de correlación calculado es de $R = 0.9742$, este nivel de la correlación entre el incremento de carga y la gradiente de temperatura en el transformador ALTA, quiere decir que cualquier variación de la carga se refleja inmediatamente en la gradiente de temperatura, es decir se incrementa la temperatura, se verifica que la correlación es POSITIVA, quiere decir que es una correlación DIRECTA y la gráfica expresa este concepto, es decir cuando la carga se incrementa para este caso la gradiente de temperatura se incrementa. Normalmente la carga varía permanentemente luego esa condición ocasiona que la gradiente de temperatura

también varié positivamente, por consiguiente la temperatura en el transformador cambia permanentemente en cada parte de sus componentes.

4.6.2 EL COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN

Este coeficiente tiene el valor de $R^2 = 0.8905$, también puede expresarse como 89.05%, este coeficiente mide el grado de dependencia de las variables, para el caso analizado se estima una BUENA dependencia, por tanto las proyecciones serán confiables

4.6.3 LA ECUACIÓN DE REGRESIÓN

Esta ecuación de regresión esta expresada de la siguiente forma

$$y = 0.0074x - 0.5141$$

4.7 CORRELACIÓN ENTRE LA GRADIENTE DE TEMPERATURA Y LA EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR DE 25KVA

Para el cálculo de la gradiente de temperatura el procedimiento toma en cuenta los valores definidos en las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre, transformándolas a valores de gradiente de temperatura; por otra parte, se conoce que la eficiencia del transformador está relacionada con las pérdidas, luego los datos para diferentes niveles de carga esta expresado en la tabla siguiente:

TABLA N.º 4.19

Correlación entre gradiente de temperatura y eficiencia

PÉRDIDAS (Wattios)	GRADIENTE DE TEMPERATURA (°C/mm)	EFICIENCIA
245.94	0.07	0.98
297.71	0.08	0.98
360.94	0.10	0.98
437.20	0.12	0.98
528.17	0.14	0.97
635.64	0.17	0.97
761.49	0.21	0.97
1076.35	0.29	0.96
1489.86	0.41	0.95

Fuente: Elaboración propia.

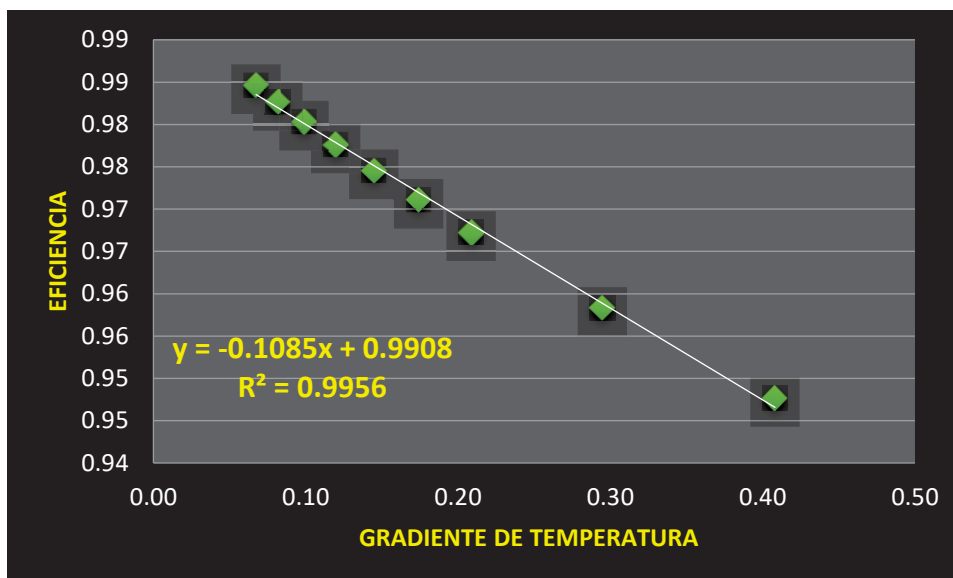


Figura 4.18: Correlación entre gradiente de temperatura y eficiencia

Fuente: Elaboración propia

4.7.1 EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN DE PEARSON

El coeficiente de correlación calculado es de $R = -0.9977$, este nivel de la correlación entre la gradiente de temperatura y la eficiencia es muy ALTA, quiere decir que cualquier variación de la gradiente se refleja inmediatamente en la eficiencia del transformador, pero esta correlación es NEGATIVA, quiere decir que es una correlación inversa y la gráfica expresa este concepto, es decir cuando la gradiente de temperatura se incrementa para este caso la eficiencia disminuye. Como se conoce esta característica depende de las condiciones de las pérdidas que no necesariamente son las mismas en los transformadores aun cuando sean de las mismas potencias, en razón a ello la eficiencia máxima de los transformadores se puede presentar antes de plena carga, en plena carga o en sobrecarga, este hecho depende de los valores calculados de las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre, si los cálculos determinan la igualdad de ambas pérdidas la eficiencia máxima se presenta a plena carga..

4.7.2 EL COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN

Este coeficiente tiene el valor de $R^2 = 0.9956$, también puede expresarse como 99.56% mide el grado de dependencia de las variables, para el caso analizado se

estima una alta dependencia, por tanto las proyecciones de relación entre las variables gradiente de temperatura y eficiencia son altamente confiables

4.7.3 LA ECUACIÓN DE REGRESIÓN

Esta ecuación esta expresada entre las variables independientes (gradiente de temperatura) y la variable dependiente (eficiencia) se expresa de la siguiente forma:

$$y = -0.1085x + 0.9908$$

4.8 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LOS AISLANTES

De acuerdo a las guías de carga del IEEE, el envejecimiento y la duración de vida del aislamiento del transformador podrían describirse, casi exclusivamente, por la degradación térmica de las propiedades del papel aislante del devanado del transformador. Por otra parte de acuerdo a *L.F. Blume y T.C. Lennox* (20) el efecto de la temperatura en los aislantes clase A principalmente tiene efectos en la capacidad dieléctrica y capacidad mecánica del material utilizado; se verifica que la permanente exposición a altas temperaturas los dieléctricos se fragilizan y pierden su capacidad mecánica y consecuentemente se degradan perdiendo ostensiblemente su tiempo de vida útil, del mismo modo su capacidad aislante disminuye y se constituye en un riesgo en permanente. De otro lado, Ulises Manassero en su artículo indica que “El punto de final de vida del aislamiento es una variable desconocida todavía, máxime teniendo en cuenta el gran debate originado en la comunidad profesional acerca de los valores esperados de *vida normal* y el criterio de *final de vida*. El valor de la rigidez dieléctrica no es utilizado (entre otras variables) como medida del deterioro del aislante, debido a que el daño evolutivo observado en esta variable es más lento que otros criterios. Por el contrario, son las características mecánicas del papel los factores determinantes para el cálculo del final de vida del papel aislante. La degradación del papel puede causar la falla del transformador por alguno de los siguientes mecanismos: 1- El papel se vuelve frágil, por lo cual puede romperse. 2- El agua degrada el papel reduciendo su rigidez dieléctrica. 3- Una carbonización local del papel puede incrementar su conductividad, causando sobrecalentamientos y fallas en el conductor. Un pequeño aumento en el porcentaje de humedad reduce en gran medida la expectativa de vida del aislamiento; por lo que el contenido de humedad

es considerado extremadamente dañino para el papel aislante. La presencia de humedad en el sistema de aislamiento juega un rol crítico en la vida del equipo, ya que la humedad deteriora la rigidez dieléctrica y mecánica, y bajo condiciones de sobrecarga promueve la evolución de burbujas en el aceite, con la consiguiente inestabilidad térmica del sistema de aislamiento. En lo que respecta al contenido de oxígeno, en su reacción con el aceite aislante, crea productos químicos derivados (tales como ácidos, aldehídos, epóxidos) que son agresivos con el papel- por lo que afectan de manera negativa la vida del papel aislante”.

4.8.1 Incidencia del incremento de temperatura en la vida útil del transformador.

Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuan seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la despolimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO₂, CO). Existen evidencias que muestran que, si se sobrecarga un transformador con temperaturas superiores a los 140°C en el punto más caliente, se formaran burbujas de gas, las mismas que disminuyen la rigidez dieléctrica del aislamiento. Las elevadas temperaturas también reducen la capacidad de la celulosa a ser tensionada, Además, como se dijo anteriormente al aumentar la temperatura la tasa de oxidación del aislamiento se incrementa y la cantidad de humedad que puede absorber el aceite también se incrementa.

En términos generales de acuerdo a los fabricantes de transformadores estas máquinas son muy confiables, en vista de que están diseñados para lograr una vida útil de 25 a 30 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65°C y 95°C.

Existe una relación directa entre la vida del transformador y la calidad o tiempo de vida de los aislamientos y a su vez estas dependen de la temperatura a la cual están expuestos; por otra parte, la temperatura depende de las pérdidas en los transformadores y esta es condicionada por el nivel de carga del transformador.

Los aislamientos utilizados en la construcción de transformadores generalmente son el tipo “papel-aceite” que se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el transformador.

La norma IEC es principalmente aplicable al aislamiento con papel no enriquecido térmicamente y la temperatura de punto caliente está limitada en la norma a 98 °C, a una temperatura ambiente de 20 °C; por otro lado, la guía de IEEE usa los valores de 110 °C a 30 °C de ambiente.

Sin embargo, como se vio anteriormente existen diversos factores adicionales que se deben de tomar en cuenta, pero superado los valores indicados el tiempo de vida útil del transformador podría tener factores de reducción.

Todos los factores que afectan la temperatura del punto caliente tienen directa relación con la vida útil, pero son particularmente importantes y no siempre controlables los efectos que produce una sobrecarga.

En el desempeño práctico del transformador el tiempo de vida útil está relacionado con el tiempo de vida de los aislantes, en tal razón por ejemplo el desgaste del papel sería un buen indicador y más aún podría referenciarse con los niveles de temperatura excedidas que deterioran las condiciones operativas de los aislantes. En el caso de los transformadores de distribución por lo general el núcleo los devanados y en general los aislantes están sumergidos en aceite. Luego es posible determinar en forma analítica el tiempo de vida útil del transformador conociendo el modelo gráfico de temperaturas del aceite y los devanados desarrollado y principalmente conocer en cuanto afecta el incremento de temperatura por encima de lo establecido por las normas.

El fenómeno de envejecimiento de los aislamientos del transformador es acelerado en los puntos más calientes en comparación a las temperaturas de otros puntos menos calientes y que son tomados como referencia.

La Norma IEEE C57, 91-2002 establece lo siguiente que: “La temperatura de referencia para los puntos más calientes es de 110 °C para transformadores con elevación de 65°C en promedio en el bobinado y de 95°C para los transformadores con elevación de 55 °C en promedio del bobinado - sin aislamiento térmico mejorado”

Se han realizado muchos estudios para estimar la vida útil del transformador y se ha encontrado una aplicación que relaciona el tiempo con el “punto más caliente” del modelo gráfico de temperaturas, esta ecuación exponencial se denomina **ecuación de Arrhenius** que tiene como fórmula la siguiente:

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{B}{110+273} - \frac{B}{\theta_H+273}\right)} \quad (4.3)$$

Donde:

F_{AA} = Factor de aceleración de envejecimiento.

B = Es una constante de Arrhenius, se asume 15,000..

θ_H = Punto más caliente obtenido del modelo gráfico de temperatura

110°C = Valor definido por la norma

TABLA N° 4. 20 Los valores de Arrhenius B de diferentes fuentes.

Fuente	Criterio	B
DAKIN	20% DE TENSION	18000
SUMNER	20% DE TENSION	18000
HEAD	D/P GAS	15250
LAUSON	10% DE TENSION	15500
LAUSON	10% DP	11350
SHROFF	250 DP	14580
LAMPE	200 DP	11720
GOTO	GAS	14300
ASA-C57.92-1984	50% DE TENSION	14830
ANSI C57.92-1981	50 % DE TENSION	16054
ANSI C57.91-1981	ENSAYOS EN TRANSFORMADORES	14594
McNutt	DP	15000
ANSI C57.91-1995	DP	15000
IEC 60076-7 2005	DP	15000

Fuente: constante de la ecuación de arrehnius de las diferentes normas

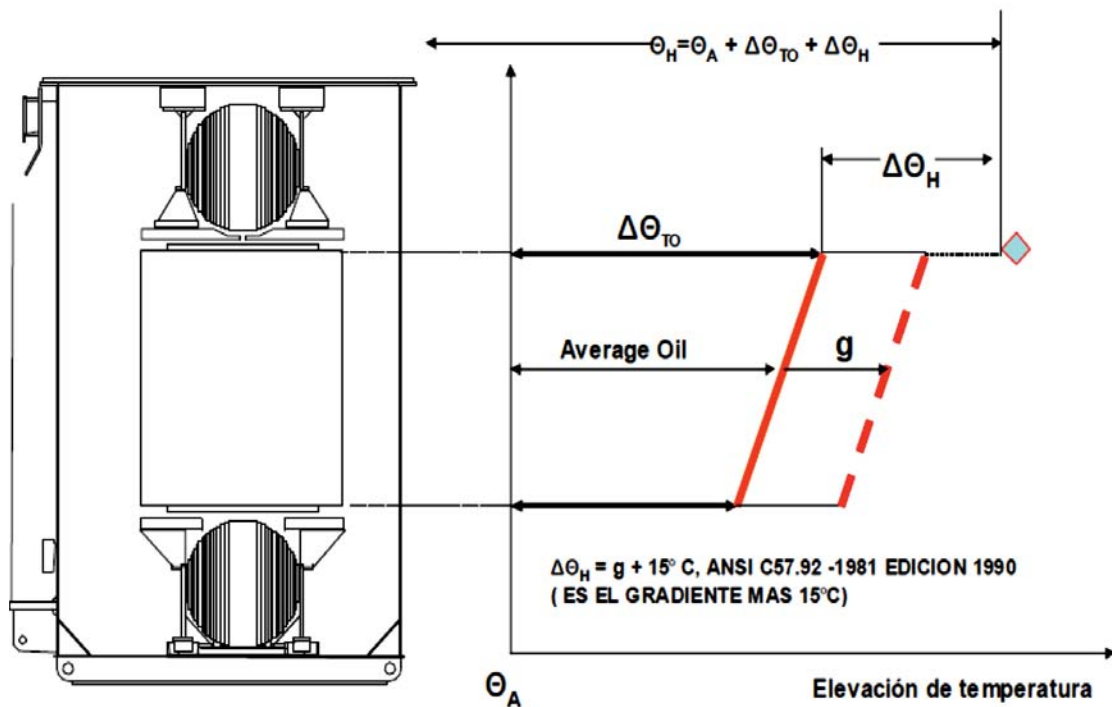


Figura 4.19: Diagrama térmico de elevación de temperaturas.

Fuente: SIEMENS – PTD T-SS02/056

Donde la *temperatura del punto más caliente* θ_H es:

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (4.4)$$

θ_A = Temperatura ambiente

$\Delta\theta_{TO}$ = Incremento de la temperatura en la parte superior del aceite

$\Delta\theta_H$ = Incremento de la temperatura del punto más caliente en el conductor.

Average oil = Temperatura promedio del aceite

g = Gradiente de temperatura

Por otra parte se tiene que la Resistencia Calorífica R_{fk} :

$$R_{fk} = \frac{1}{K_{a1}} \left[\frac{1}{K_{ST} * \alpha_L} + \sum \left(\frac{SI^{(n)}}{\lambda_{LI}} \right)^N \right] \quad (4.5)$$

Donde:

R_{fk} = Resistencia calorífica, está definida por factores de cubrimiento, factores de circulación de aceite, el espesor del aislante de cada conductor y sus respectivos coeficientes de transmisión térmica y de conductividad térmica del material usado como aislante (K mm² /w)

K = Relación de carga a carga nominal por unidad

K_{a1} = Factor de cubrimiento de distanciadores y apoyos sobre el diámetro.

K_{ST} = Factor de circulación del aceite = 0.82 para devanados cerca al núcleo y 1 para los demás.

α_L = Coeficiente de transmisión térmica para el tipo de bobina en función del tipo de radiación ($W\ mm^2/K$)

Para ONAN : $1.1 * 10^{-4}$; ONAF : $1.3 * 10^{-4}$; OFAF/OFWF : $1.1 * 10^{-4}$

$Sl_{(n)}$ = Espesor del aislamiento del conductor

λ_{LI} = Coeficiente de conductividad térmico del tipo de material aislante ($W\ mm/K$)

- Papel aislante a base de celulosa: $1.6 * 10^{-4}$
- Papel aislante a base de poliamida (Nomex): $2.4 * 10^{-4}$
- Presspan: $2.1 * 10^{-4}$
- Papel duro (cartón): $2.7 * 10^{-4}$
- Laca aislante para conductores a base de acetatos y polivinilo: $1.7 * 10^{-4}$

N = Número de intervalos de tiempo.

También se tiene que la disipación por unidad de superficie por resistencia calorífica θ_W es:

$$\theta_W = W_{fk} * R_{fk} \quad (K) \quad (4.6)$$

Donde:

W_{fk} = La disipación por unidad de superficie (W/mm^2). Es la contribución de la densidad de corriente y la superficie neta de cada conductor.

R_{fk} = Resistencia calorífica

También se tiene que:

$$W_{fk} = f (J^2 * Q_d / H_d) \quad (W/mm^2) \quad (4.7)$$

Donde:

f = Factor de corrección

J = Densidad de corriente del conductor

Q_d = Área de la sección del conductor

H_d = Altura axial del conductor

Para determinar el Factor de envejecimiento equivalente para el periodo de tiempo total F_{EQA} , se utilizará la siguiente relación:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (4.8)$$

Donde:

n = Es el índice del intervalo de tiempo, t

N = Es el número total de intervalos de tiempo

F_{AA_n} = Es el factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura que existe durante el intervalo de tiempo Δ_{t_n}

Δ_{t_n} = Es el intervalo de tiempo, en horas.

La Pérdida porcentual de vida del aislamiento se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ *Pérdida de vida* } = \frac{F_{EQA} * t * 100}{\text{Vida normal del aislamiento}} \quad (4.9)$$

Donde:

F_{EQA} = Factor de envejecimiento equivalente para el periodo de tiempo total

t = tiempo.

Vida normal del aislamiento, está considerada como un dato arbitrario, en ausencia de conocimiento por parte del fabricante de acuerdo a lo establecido se considera 180,000 horas o 20.55 años en un transformador de distribución (IEEE Std. C57.91-1981).

Con la finalidad de conocer el **factor de aceleración de envejecimiento** en los tres transformadores de distribución propuestos se utiliza la ecuación de arrhenius de temperatura siguiente:

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{B}{110+273} - \frac{B}{\theta_H+273}\right)} \quad (4.10)$$

Donde:

F_{AA} = Factor de aceleración de envejecimiento.

B = Es una constante de Arrhenius, se asume 15,000 (ANSI C57.91-1995).

θ_H = Punto más caliente obtenido del modelo gráfico de temperatura

110°C = Valor definido por la norma

Se obtiene los siguientes resultados de la tabla xx

TABLA N° 4.21

Calculo del Factor de aceleración del envejecimiento

POTENCIA TRANSFORMADOR (KVA)	TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (°C)	FACTOR DE ACELERACIÓN DE ENVEJECIMIENTO
25	90.56	0.1236
20	87.95	0.0916
10	81.38	0.0424

Fuente: Elaboración propia

Como se puede verificar a mayor temperatura del punto más caliente del devanado el factor de aceleración de envejecimiento es mayor; es decir, el deterioro de los aislantes es mayor, este hecho ocasionará un mayor costo en el mantenimiento de los transformadores.

El envejecimiento del aislamiento del transformador es acelerado en los puntos más calientes en comparación a las temperaturas de otros puntos menos calientes y que son tomados como referencia.

La Norma IEEE C57, 91-2002 establece que: “La temperatura de referencia para los puntos más calientes es de 110°C para transformadores con elevación de 65°C en promedio en el bobinado y de 95° para los transformadores con elevación de 55°C en promedio en el bobinado – sin aislamiento mejorado. La gráfica muestra estas relaciones, en la misma se verifica que las temperatura máxima limite es de 110°C y las temperaturas mayores significan riesgos para la operación del transformador y principalmente el factor de aceleración de envejecimiento se incrementa por tanto el tiempo de vida útil del transformador disminuye.

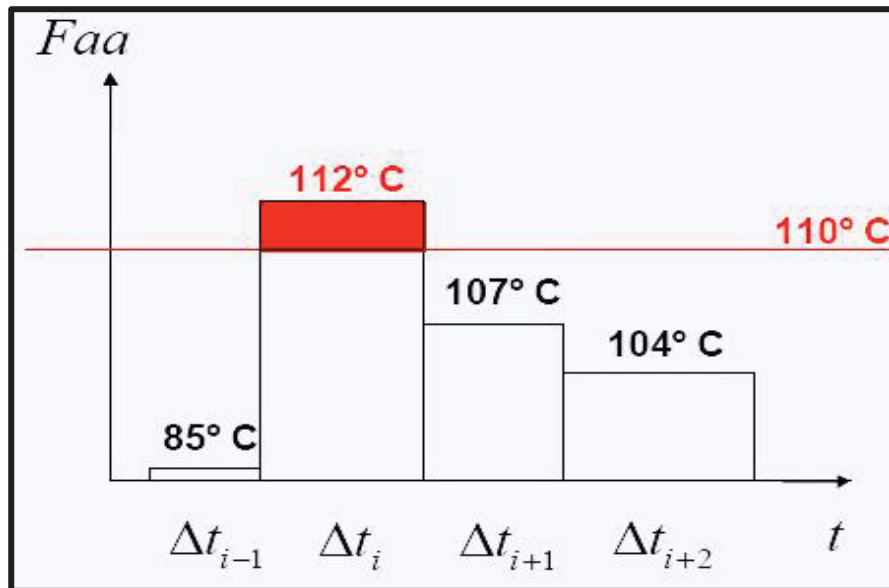


Figura 4.20: Temperaturas factores de aceleración de envejecimiento
Fuente: Envejecimiento de transformadores Siemens AG 2009

4.8.2 Sobrecarga de transformadores inmersos en aceite

La expectativa de vida normal de un transformador es una referencia convencional que se basa en considerar su funcionamiento en servicio continuo con su carga nominal, en un medio ambiente cuya temperatura es de 20°C y con una sobreelevación de temperatura del punto caliente de 78°C (temperatura 98°C).

Si este valor se supera debe esperarse una reducción de la vida del transformador. En esta condición de funcionamiento la temperatura del punto caliente excede en 13°C el valor de sobreelevación medio de temperatura de 65°C del arrollamiento (medido por variación de resistencia) adoptado en la guía IEC 354 para transformadores de distribución.

En transformadores medianos y grandes, dependiendo del tipo de refrigeración, la guía fija para la sobreelevación del arrollamiento valores que son inferiores a los límites impuestos por la norma, aclarando que según sea el diseño alcanzar los límites podría llevar a superar el valor de 78°C correspondiente al punto caliente.

Si se representa el ciclo de carga diario por medio de un diagrama equivalente simplificado de dos escalones, para distintos ciclos de carga, y valores de temperatura ambiente comprendidos entre -25°C y 40°C , la guía propone curvas (para carga cíclica normal) con consumo de vida normal, y tablas (para carga cíclica

de emergencia) con un consumo de vida expresado en días equivalentes de funcionamiento a potencia nominal con temperatura ambiente de 20 °C, que permiten determinar el pico de carga para una dada duración y una determinada carga inicial.

Luego, los valores límites de calentamiento serán los especificados en la Norma IEC 76-2: es decir:

- El aceite en la parte superior: 60°C
- Arrollamientos (valor promedio): 65°C

Además se deberá cumplir, en lo que al punto caliente se refiere, lo indicado en el Anexo A de la Norma IEC 354:

- La diferencia entre el calentamiento del punto caliente y el calentamiento promedio de los arrollamientos no deberá superar 13°C.

Los transformadores a ser construidos bajo esta especificación y los materiales utilizados en su construcción, cumplirán con los requisitos y normas de la International Electrotechnical Commission (IEC) o American National Standards Institute (ANSI) y otras normas internacionales para transformadores de distribución en baño de aceite, de uso continuo a intemperie con refrigeración natural ONAN.

En específico se regirán a la norma de toda la serie IEC-76 o ANSI C57.12 y las normas y guiones incluidas por referencia o asociadas a estas, incluyendo normas para materiales y pruebas. Se entiende que toda referencia a las normas tanto en esta especificación como en las normas IEC o ANSI deberá ser interpretada refiriéndose a la edición más reciente del documento.

De otro lado, la Norma Brasileira NBR 5416/97 definió los límites de temperatura de operación relacionando las características constructivas del transformador de acuerdo a sus clases de 55°C y 65°C, estos valores representan los valores máximos de temperatura para los cuales se garantiza que su equipamiento no exceda y pierda su vida útil esperada en un ciclo de 24hs. La tabla siguiente muestra las temperaturas máximas admisibles.

TABLA N° 4.22

Temperaturas máximas admisibles

Tipo de carga	Transformador Clase 55°C		Transformador clase 65°C	
	Aceite	Arrollamiento	Aceite	Arrollamiento
Condición normal	95°C	105°C	105°C	120°C
Emergencia de larga duración (4 hs)	105°C	120°C	110°C	130°C
Emergencia de corta duración (1/2 h)	105°C	130°C	110°C	140°C

Fuente: Camila Da Silva Oliveira. XXIV SNPTEE.

La norma también muestra las correcciones a realizar en caso de emergencias de larga y corta duración, y esta graficada de la siguiente forma:

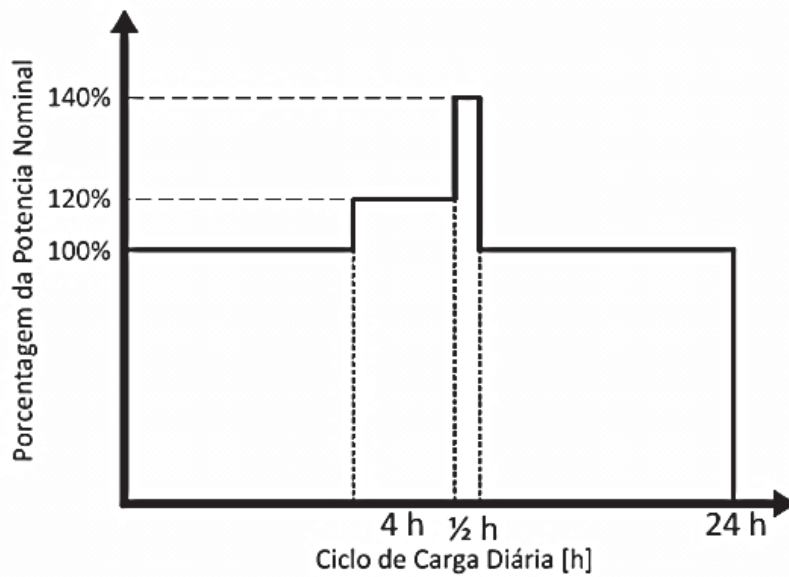


Figura 4.21: Ciclo de carga para larga y corta duración
Fuente: Camila Da Silva Oliveira. XXIV SNPTEE.

CONCLUSIONES

1.- Mediante el programa de dimensionamiento del transformador Matlab, se determinaron las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en los devanados a diferentes niveles de carga de un transformador de 25 KVA, para obtener consecuentemente la gradiente de temperatura y la eficiencia.

En función al mismo se determinó la relación de la gradiente de temperatura con las características operativas del transformador; donde el *coeficiente de correlación* calculado entre la gradiente de temperatura y la variabilidad de carga es de $R=0.9742$, cualificándose como alta y positiva, quiere decir que cualquier variación de la carga se refleja inmediatamente en la gradiente de temperatura. También se establece que el coeficiente de determinación es de 89.05%, que expresa una buena dependencia entre las variables de estudio.

Por otra parte, se demuestra que la *correlación* entre la gradiente de temperatura y la eficiencia es de $R= -0.9977$, y se considera muy alta y negativa, quiere decir que es una correlación inversa, significa que cuando la *gradiente de temperatura* se incrementa para este caso la eficiencia disminuye. Como se conoce esta característica depende de las condiciones de las pérdidas que no necesariamente son las mismas en los transformadores aun cuando sean de las mismas potencias, en razón a ello la eficiencia máxima de los transformadores se puede presentar antes de plena carga, en plena carga o en sobrecarga, este hecho depende de los valores calculados de las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre, si los cálculos determinan la igualdad de ambas pérdidas la eficiencia máxima se presenta a plena carga.

Adicionalmente se muestra que la *correlación* entre la variabilidad de carga y la eficiencia es de $R= -0.9868$, este nivel de la correlación es alta y negativa; de igual forma el coeficiente de determinación es de 97.39%, quiere decir que tienen una alta dependencia.

2.- Las variables de dimensionamiento principales como son: la potencia, las tensiones, frecuencia, tipo de material magnético y eléctrico, número de fases, tipo de carga, forma de refrigeración, densidad de flujo, densidad de corriente y tipo de núcleo, determinan entre otros datos los valores de las pérdidas en el núcleo y en el cobre, evaluando a partir de ellos el calor transferido y la gradiente de

temperatura. Se demuestra esta dependencia en la correlación que se desarrolló entre la Densidad de flujo magnético (B) y el calor transferido (H), donde el coeficiente de correlación es de $R = -0.9913$ con un coeficiente de determinación de 98.28%, que significan una alta correlación y alta dependencia.

3.- Se diseñó los *modelos gráficos* de distribución de temperatura para diferentes casos de transformadores: 25KVA, 20KVA y 10KVA, precisando los valores de la gradiente de temperatura; en el modelo están señalados entre otros la temperatura de los puntos críticos importantes como son:

- Temperatura del aceite en la parte inferior y superior del tanque
- Temperatura en el nivel inferior y superior los devanados
- Temperatura del punto más caliente del devanado
- Temperatura del medio ambiente
- Temperaturas promedio

Las mismas que se contrastaron con las temperaturas especificadas por las normas para evaluar el comportamiento del transformador.

4.- El programa para el dimensionamiento del transformador en Matlab, calcula las dimensiones magnéticas del núcleo, las dimensiones del circuito eléctrico, las pérdidas en el núcleo y en el cobre así como también la eficiencia y la transferencia de calor; para dicho efecto se utiliza tablas, curvas, manual de características, equivalencias, normas y 80 ecuaciones de cálculo.

RECOMENDACIONES

- 1.- Se recomienda ampliar el siguiente estudio mejorando el software de cálculo de las componentes del transformador, tomando en consideración los aislantes sólidos y la altitud de operación del transformador, en vista de que en el presente trabajo solo se consideró un factor de espaciamento que relaciona el área que ocupan los devanados y los aislantes en la ventana del transformador.
- 2.- Se sugiere que los nuevos proyectos de investigación analicen la gradiente de temperatura en los nuevos transformadores utilizados en distribución los denominados transformadores “secos”.
- 3.- Se sugiere ampliar el estudio del circuito térmico del transformador utilizando la Teoría de los Elementos Finitos y con el apoyo experimental de equipos termográficos.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

A = Área de la sección transversal de la transferencia de calor

$A_n = A_m$ = Área del núcleo o material (mm²)

A_c = Área del cobre.

a = Relación de transformación

B = Es una constante de Arrhenius, se asume 15,000 (ANSI C57.91-1995).

C = Coeficiente de relación de áreas del núcleo o material con el área del cobre.

$\cos \theta_2$ = Factor de potencia de la carga

D = diámetro del tubo, (m)

d = Espesor en la dirección de circulación del calor

E = Factor de emisividad

E_{02} = Tensión del secundario en circuito abierto

E_{02} = Tensión del secundario en circuito abierto

E_b = poder emisor del radiador.

F_{AA} = Factor de aceleración de envejecimiento.

H = Pérdida que pasa a través del material (Vatios)

K = Constante dimensional de Stefan – Boltzmann, $1.84 * 10^{-3}$ para un ambiente de 0 °C.

K = Coeficiente de transmisión del calor por convección en la interface líquido – sólido (w/m² .k)

m = masa

P = Cantidad de calor que circula en una unidad de tiempo

P_{cu} = Pérdidas en el cobre (vatios)

P_{h+e} = Pérdidas en el núcleo

Q_x = Tasa de flujo de calor a través del área A en la dirección positiva

Q = Cantidad de calor

Q_c = Cantidad de calor transmitido

r = Regulación

R_1, R_2 = Resistencias del primario y secundario

R_{eq2} = Resistencia equivalente visto del secundario

R = Resistividad térmica

r = Regulación

S = Factor de espacio

T_F = Temperatura en F

T_s = Temperatura en s

V = velocidad media del fluido, (m/s)

V_2 = Tensión en el secundario con carga

V_2, I_2 = Tensión y corriente de carga o secundario

ν = viscosidad cinemática del fluido (m² /s)

V_2 = Tensión en el secundario con carga

V_{cu} = Volumen del devanado (mm²)

W = Ancho de la hoja (pul)

W_r = Transmisión de calor por radiación (vatios/pul²)

X_{eq2} = Reactancia equivalente visto del secundario

σ = constante dimensional de Stefan – Boltzmann

ϵ = Emisividad,

θ_L = Ángulo de factor de potencia

μ = viscosidad dinámica del fluido, (kg/m.s)

$\theta(2) - \theta(1)$ = Temperaturas estacionarias a uno y otro lado

ρ = densidad del fluido, (kg/m³)

θ_H = Punto más caliente obtenido del modelo gráfico de temperatura

θ_A = Temperatura ambiente

$\Delta\theta_{TO}$ = Incremento de la temperatura en la parte superior del aceite

$\Delta\theta_H$ = Incremento de la temperatura del punto más caliente en el conductor.

Average oil = Temperatura promedio del aceite

θ = Aumento de temperatura en cualquier punto a la distancia X del borde de las láminas (pul).

θ = Incremento de temperatura

θ_a = Temperatura ambiente (°C).

θ_L = Ángulo de factor de potencia

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- (1) Salazar Gómez, Antonio José. 2008. El transformador ideal. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Bogotá D.C., Colombia. Ediciones Uniandes. www.prof.uniandes.edu.co/~ant-sala/cursos/FDC/.../11_Transformador_Ideal.pdf.
- (2) W. Flores, E. Mombello, Senior Member, IEEE, G. Rattá, Senior Member, IEEE, José Antonio Jardini, Fellow IEEE. Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. 2007. Correlación entre la vida y la temperatura. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 5, NO. 1, MARCH 2007.
- (3) Ulises Manassero , José L. Torres , Juan P. Fernández , Irene B. Steinmann . (2013) Lab. de Sistemas de Control. Grupo de Inv. de Sistemas Eléctricos de Potencia, Facultad Regional Santa Fe, Univ. Tecnológica Nacional, Lavaise 610, Santa Fe (Argentina) (ulisesmanassero@hotmail.com).
- (4) Villacís Marín, Mauricio Leonardo. (2016). Pérdida de potencia y eficiencia en transformadores monofásicos. Universidad Politécnica Salesiana. www.scribd.com/doc/58856404/Perdida-de-Potencia-y-Eficiencia-en-Transformadores
- (5) Aumento de la temperatura rise y eficiencia del transformador. 2017. www.electricaplicada.com/aumento-de-la-temperatura-rise-y-eficiencia-del-transformador/. Eléctrica Aplicada.
- (6) Tello Campos, Alejandro Roberto. 2009. Modelo para el diseño térmico hidráulico de un transformador de distribución eléctrico. México. Escuela superior de ingeniería eléctrica sección de posgrado e investigación. pp33.
- (7) Duré Cabañas, Alex. (2000). IV Seminario del sector eléctrico paraguayo. Sistemas eléctricos de potencia. Asunción, Paraguay. SIGRE. <file:///C:/Users/Owner/Downloads/CE%2012.03.pdf>
- (8) MIT Staff: Circuitos magnéticos y transformadores, Ed. Reverte 1981.
- (9) Diego Fernando Navas y Héctor Cadavid Ramírez, (2013) Tesis: Implementación de un sistema de medición de temperatura empleando fibra óptica para el estudio térmico de transformadores de distribución inmersos en aceite mineral y vegetal
- (10) W. Flores, E. Mombello, Senior Member, IEEE, G. Rattá, Senior Member, IEEE, José Antonio Jardini, Fellow IEEE. Vida de transformadores de potencia sumergidos en

aceite: Situación actual. Parte I. 2007. Correlación entre la vida y la temperatura. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 5, NO. 1, MARCH 2007.

(11) Diego Fernando-Navas, Héctor Cadavid Ramírez. (2013), Diego Fernando Echeverry Ibarra. IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA EMPLEANDO FIBRA ÓPTICA PARA EL ESTUDIO TÉRMICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN INMERSOS EN ACEITE MINERAL Y VEGETAL. Revista EIA, ISSN 1794-1237 / Publicación semestral / Volumen 10 / Número 19 / Enero-Junio 2013 /pp. 23-31 Escuela de Ingeniería de Antioquia, Medellín (Colombia)

(12) Zimmermann, Celio. 2015. Jornadas técnicas. ABB transformadores. <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/documentos-peru/presentaciones-primeras-jornadas-tecnicas-abb-peru/pp/aplicaci%C3%B3n-de-devanados-en-aluminio-para-transformadores.pdf?sfvrsn=2>

(13) Cobre vs aluminio devanados transformador comparativo pros-contras. Electricaplicada. <https://www.electricaplicada.com/cobre-vs-aluminio-devanados-transformador-comparativo/#menu>

(14) Haro, Jhuli. 2013. Disposición de los devanados. <https://prezi.com/xymh8udfynx0/disposicion-de-los-devanados/>

(15) Portillo, Alvaro. 2015. Modelado térmico de transformadores. II seminario, Gestión de activos de transformadores. CIGAT. Cartagena de Indias.

(16) Sánchez Blázquez, Francisco Ignacio. (2009). Diseño de un transformador de 5MVA, 33/11 kV Dyn11. UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA. https://orff.uc3m.es/bitstream/handle/10016/9066/PFC_FI_Sanchez_Blazquez.pdf;jsessionid=B37C2230CA05AED8A61EA1D0713F45AA?sequence=1

(17) L.F. Blume, T.C. Lennox. (1951). Transformer Engineering. John Wiley & Sons Inc. New York. Pag. 286-314.

(18) L.F. Blume, T.C. Lennox. (1951). Transformer Engineering. John Wiley & Sons Inc. New York. Pag. 289-292.

(19) Zesquera Izquierdo, Mariano. Diseño y recálculo de transformadores. e-libro.net. 2001

(20) L.F. Blume, T.C. Lennox. (1951). Transformer Engineering. John Wiley & Sons Inc. New York.

- (21) **Lakshmi Narayan Mittal. 2010.** Aceros Eléctricos: Arcelor Mittal. EE.UU.
<http://corporate.arcelormittal.com/~media/Files/A/ArcelorMittal/news-and-media/news/2012/Fabric-of-life-SP.pdf>

ANEXO 1

DATOS DE CÁLCULO

P=25KVA
CAP IV

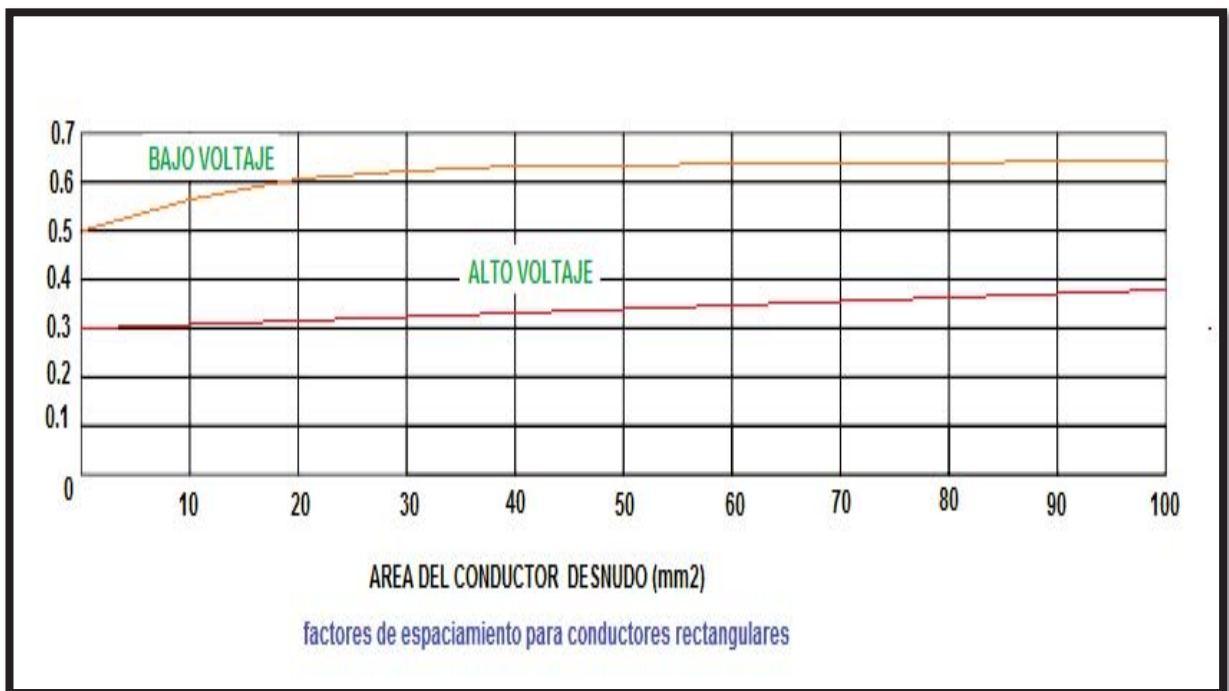
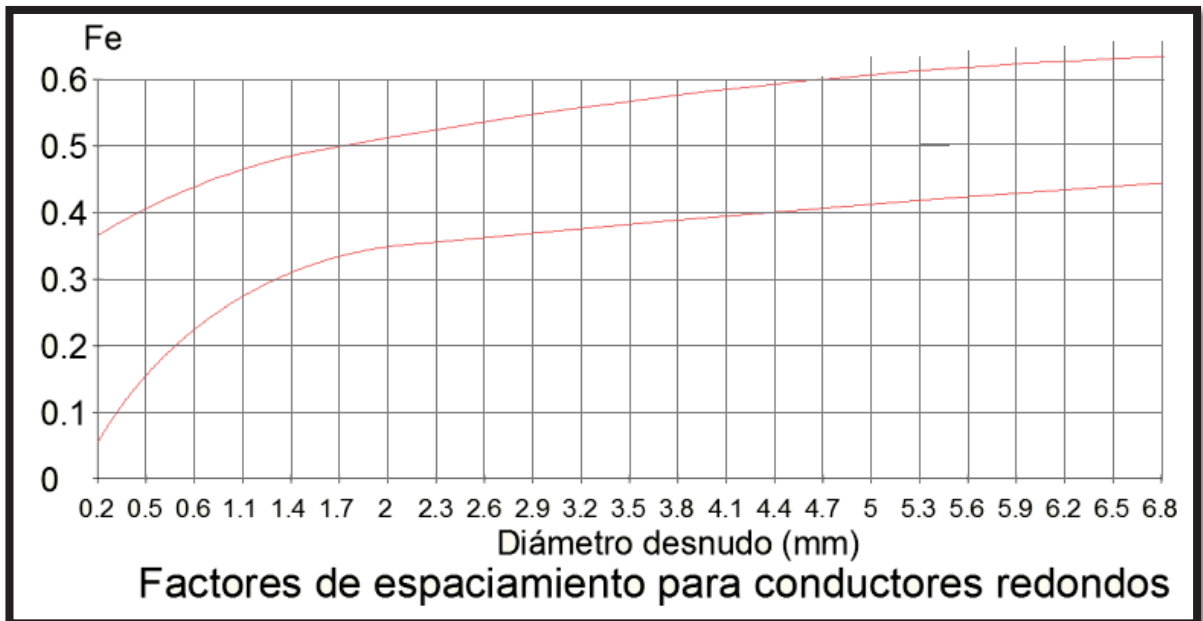
Pnucleo	fdep	%Carga	I1	I1(fase)	I2(fase)	I2(fase)	Pc	Pn+Pc	m	V2 fase
83.05	0.90	0.70	0.79	0.55	36.23	25.36	162.89	245.94	3.00	230.00
83.05	0.90	0.75	0.79	0.59	36.23	27.17	214.66	297.71	3.00	230.00
83.05	0.90	0.80	0.79	0.63	36.23	28.99	277.89	360.94	3.00	230.00
83.05	0.90	0.85	0.79	0.67	36.23	30.80	354.15	437.20	3.00	230.00
83.05	0.90	0.90	0.79	0.71	36.23	32.61	445.12	528.17	3.00	230.00
83.05	0.90	0.95	0.79	0.75	36.23	34.42	552.59	635.64	3.00	230.00
83.05	0.90	1.00	0.79	0.79	36.23	36.23	678.44	761.49	3.00	230.00
83.05	0.90	1.10	0.79	0.87	36.23	39.85	993.30	1076.35	3.00	230.00
83.05	0.90	1.20	0.79	0.95	36.23	43.48	1406.81	1489.86	3.00	230.00

Ps (W)	Pe (W)	eficiencia	factor	H (cal/seg)	R1	R2	K=Conduc	L=b1+b2
15749.96	15995.91	0.98	0.24	58.78	149.49	0.10	360.00	41.11
16874.96	17172.67	0.98	0.24	71.15	149.49	0.10	360.00	41.11
17999.96	18360.90	0.98	0.24	86.26	149.49	0.10	360.00	41.11
19124.96	19562.15	0.98	0.24	104.49	149.49	0.10	360.00	41.11
20249.95	20778.13	0.97	0.24	126.23	149.49	0.10	360.00	41.11
21374.95	22010.59	0.97	0.24	151.92	149.49	0.10	360.00	41.11
22499.95	23261.44	0.97	0.24	182.00	149.49	0.10	360.00	41.11
24749.94	25826.29	0.96	0.24	257.25	149.49	0.10	360.00	41.11
26999.94	28489.80	0.95	0.24	356.08	149.49	0.10	360.00	41.11

hv	A=L*hv	$\Delta T/\chi$	N° HORAS	% CARGA	Esalida	Eentrada	EFI e	EFI e (%)
246.66	10,139.95	0.07	6	0.70	94.50	540	0.17	17.50
246.66	10,139.95	0.08	3	0.75	50.62	540	0.09	9.37
246.66	10,139.95	0.10	2	0.80	36.00	540	0.07	6.67
246.66	10,139.95	0.12	2	0.85	38.25	540	0.07	7.08
246.66	10,139.95	0.14	2	0.90	40.50	540	0.07	7.50
246.66	10,139.95	0.17	3	0.95	64.12	540	0.12	11.87
246.66	10,139.95	0.21	2	1.00	45.00	540	0.08	8.33
246.66	10,139.95	0.29	2	1.10	49.50	540	0.09	9.17
246.66	10,139.95	0.41	2	1.20	54.00	540	0.10	10.00

ANEXO 2

GRÁFICAS DE DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR



ANEXO 3

CUADROS DE DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

CUADRO N° 3.9 VALORES ESTIMADOS DE DENSIDAD DE CORRIENTE "J"			
MÉTODO DE ENFRIAMIENTO	POTENCIA TOTAL S (VA)	DENSIDAD DE CORRIENTE "J" (A/mm ²)	
		Carga constante	Carga variable
AUTOENFRIADO POR AIRE	< 200	2.8	3
	201 - 500	2.3	2.5
	501 - 1000	1.7	2
	1001 - 5000	1.1	1.8
AUTOENFRIADO POR ACEITE	1000 - 2000	2.2	3
	2001 - 5000	2.1	2.95
	5001 - 25000	1.7	2.85
	> 25000	1.5	2.5

CUADRO N° 3.10 VALORES ESTIMADOS DEL COEFICIENTE "C"			
TIPO DE TRANSFORMADORES		TIPO DE CARGA	COEFICIENTE "C"
MONOFÁSICO	columna	constante	2
	acorazado	constante	1.6
	columna	variable	1.2
	acorazado	variable	2.02
TRIFÁSICO	columna	constante	0.86
	acorazado	constante	1.32
	columna	variable	0.38
	acorazado	variable	0.68

ANEXO 4

ECUACIONES PRINCIPALES DEL DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.1</td> </tr> <tr> <td>$s = m * V2 * I2$</td> </tr> <tr> <td>donde: S: potencia de salida (VA) m: numero de fases V2: tension en borne del secundario (V) I2: corriente del secundario por fase (A)</td> </tr> </table>	Ec. 1.1	$s = m * V2 * I2$	donde: S: potencia de salida (VA) m: numero de fases V2: tension en borne del secundario (V) I2: corriente del secundario por fase (A)	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.3</td> </tr> <tr> <td>$\phi = B * An * 10^{-6}$</td> </tr> <tr> <td>donde: B: densidad de flujo (wb/m2) An: área del nucleo (mm2)</td> </tr> </table>	Ec. 1.3	$\phi = B * An * 10^{-6}$	donde: B: densidad de flujo (wb/m2) An: área del nucleo (mm2)
Ec. 1.1							
$s = m * V2 * I2$							
donde: S: potencia de salida (VA) m: numero de fases V2: tension en borne del secundario (V) I2: corriente del secundario por fase (A)							
Ec. 1.3							
$\phi = B * An * 10^{-6}$							
donde: B: densidad de flujo (wb/m2) An: área del nucleo (mm2)							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.2</td> </tr> <tr> <td>$V2 = 4.44 * f * N2 * \phi$</td> </tr> <tr> <td>donde: V2: tension del secundario (V) f: frecuencia de la red (Hz) N2: numero de espiras del secundario ϕ: flujo (Wb)</td> </tr> </table>	Ec. 1.2	$V2 = 4.44 * f * N2 * \phi$	donde: V2: tension del secundario (V) f: frecuencia de la red (Hz) N2: numero de espiras del secundario ϕ : flujo (Wb)	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.4</td> </tr> <tr> <td>$I2 = J * A2 * Ce2$</td> </tr> <tr> <td>donde: J: densidad de corriente (A/mm2) A2: área del conductor secundario (mm2) Ce2: conductor elemental del devanado secundario</td> </tr> </table>	Ec. 1.4	$I2 = J * A2 * Ce2$	donde: J: densidad de corriente (A/mm2) A2: área del conductor secundario (mm2) Ce2: conductor elemental del devanado secundario
Ec. 1.2							
$V2 = 4.44 * f * N2 * \phi$							
donde: V2: tension del secundario (V) f: frecuencia de la red (Hz) N2: numero de espiras del secundario ϕ : flujo (Wb)							
Ec. 1.4							
$I2 = J * A2 * Ce2$							
donde: J: densidad de corriente (A/mm2) A2: área del conductor secundario (mm2) Ce2: conductor elemental del devanado secundario							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.6</td> </tr> <tr> <td>$N1 * I1 = N2 * I2$ $fmm1 = fmm2$</td> </tr> <tr> <td>donde: fmm1: fuerza magneto motriz en el primario fmm2: fuerza magneto motriz en el secundario</td> </tr> </table>	Ec. 1.6	$N1 * I1 = N2 * I2$ $fmm1 = fmm2$	donde: fmm1: fuerza magneto motriz en el primario fmm2: fuerza magneto motriz en el secundario	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.5</td> </tr> <tr> <td>$s = m * 4.44 * f * B * An * N2 * A2 * Ce2 * J$</td> </tr> </table>	Ec. 1.5	$s = m * 4.44 * f * B * An * N2 * A2 * Ce2 * J$	
Ec. 1.6							
$N1 * I1 = N2 * I2$ $fmm1 = fmm2$							
donde: fmm1: fuerza magneto motriz en el primario fmm2: fuerza magneto motriz en el secundario							
Ec. 1.5							
$s = m * 4.44 * f * B * An * N2 * A2 * Ce2 * J$							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.7</td> </tr> <tr> <td>$I1 = J * A1 * Ce1$</td> </tr> <tr> <td>donde: A1: área del conductor primario Ce1: conductor elemental del primario</td> </tr> </table>	Ec. 1.7	$I1 = J * A1 * Ce1$	donde: A1: área del conductor primario Ce1: conductor elemental del primario	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.8</td> </tr> <tr> <td>$N1 * A1 * Ce1 = N2 * A2 * Ce2$</td> </tr> </table>	Ec. 1.8	$N1 * A1 * Ce1 = N2 * A2 * Ce2$	
Ec. 1.7							
$I1 = J * A1 * Ce1$							
donde: A1: área del conductor primario Ce1: conductor elemental del primario							
Ec. 1.8							
$N1 * A1 * Ce1 = N2 * A2 * Ce2$							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.11</td> </tr> <tr> <td>$S = 2.22 * f * B * J * Am * Ac * 10^{-6}$</td> </tr> <tr> <td>donde: Ac: (mm2) Am: (mm2) s: (VA)</td> </tr> </table>	Ec. 1.11	$S = 2.22 * f * B * J * Am * Ac * 10^{-6}$	donde: Ac: (mm2) Am: (mm2) s: (VA)	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.9</td> </tr> <tr> <td>$Ac = m * (N1 * A1 * Ce1 + N2 * A2 * Ce2)$</td> </tr> </table>	Ec. 1.9	$Ac = m * (N1 * A1 * Ce1 + N2 * A2 * Ce2)$	
Ec. 1.11							
$S = 2.22 * f * B * J * Am * Ac * 10^{-6}$							
donde: Ac: (mm2) Am: (mm2) s: (VA)							
Ec. 1.9							
$Ac = m * (N1 * A1 * Ce1 + N2 * A2 * Ce2)$							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.12</td> </tr> <tr> <td>$V1 = 4.44 * f * N1 * \phi$</td> </tr> <tr> <td>donde: ϕ: flujo (Wb)</td> </tr> </table>	Ec. 1.12	$V1 = 4.44 * f * N1 * \phi$	donde: ϕ : flujo (Wb)	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.10</td> </tr> <tr> <td>$m * (N1 * A1 * Ce1) = m * (N2 * A2 * Ce2) = \frac{Ac}{2}$</td> </tr> <tr> <td>donde: Ac: área de los conductores (mm2)</td> </tr> </table>	Ec. 1.10	$m * (N1 * A1 * Ce1) = m * (N2 * A2 * Ce2) = \frac{Ac}{2}$	donde: Ac: área de los conductores (mm2)
Ec. 1.12							
$V1 = 4.44 * f * N1 * \phi$							
donde: ϕ : flujo (Wb)							
Ec. 1.10							
$m * (N1 * A1 * Ce1) = m * (N2 * A2 * Ce2) = \frac{Ac}{2}$							
donde: Ac: área de los conductores (mm2)							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.13</td> </tr> <tr> <td>$V1 = 4.44 * f * N1 * B * An * 10^{-6}$</td> </tr> </table>	Ec. 1.13	$V1 = 4.44 * f * N1 * B * An * 10^{-6}$	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e1ecf4;">Ec. 1.14</td> </tr> <tr> <td>$Pcu = I^2 * R$</td> </tr> <tr> <td>donde: Pcu: perdidas de potencia en el cobre (w) I: corriente (A) R: resistencia de los devanados (Ω)</td> </tr> </table>	Ec. 1.14	$Pcu = I^2 * R$	donde: Pcu: perdidas de potencia en el cobre (w) I: corriente (A) R: resistencia de los devanados (Ω)	
Ec. 1.13							
$V1 = 4.44 * f * N1 * B * An * 10^{-6}$							
Ec. 1.14							
$Pcu = I^2 * R$							
donde: Pcu: perdidas de potencia en el cobre (w) I: corriente (A) R: resistencia de los devanados (Ω)							

Ec.1.15			
$R = \rho * \frac{L}{A} * N$			
donde:			
P: resistividad del material			
Ec 1.16			
$I = J * A$			
Ec. 1.17			
$P_{cu} = \rho * I^2 * N * L * A$			
Ec.1.18			
$\frac{P_{cu}}{V_{cu}} = \rho * I^2$			
Ec. 1.19			
$C = \frac{A_m}{A_c}$			
Ec. 1.20			
$A_n = \sqrt{C} * \sqrt{\frac{S}{2.22 * f * J * B}} * 10^3$			
Ec. 1.21			
$N1 = \frac{V1}{4.44 * f * \phi}$			
Ec. 1.22			
$N2 = \frac{V2}{4.44 * f * \phi}$			
Ec. 1.23			
$I2 = \frac{S}{m * V2}$			
Ec. 1.24			
$I1 = \frac{S}{m * V1}$			

Ec. 1.26			
$A1 = \frac{I1}{J * Ce1}$			
Ec. 1.27			
$A2 = \frac{I2}{J * Ce2}$			
Ec. 1.28			
$FE = \frac{Acv}{AV}$			
Ec. 1.29			
$Av1 = Av1 + Av2$			
Ec. 1.30			
$D1 = \sqrt{\frac{4 * A1}{\pi}}$			
Ec. 1.31			
$D2 = \sqrt{\frac{4 * A2}{\pi}}$			
Ec. 1.32			
$Av1 = \frac{N1 * A1 * Ce1}{FE1}$			
Ec. 1.33			
$Av2 = \frac{N2 * A2 * Ce2}{FE2}$			

Ec. 1.34	$Av = \frac{N1 * A1 * Ce1}{FE1} + \frac{N2 * A2 * Ce2}{FE2}$
Ec. 1.35	$Av = hv * dv$
Ec. 1.36	$\frac{hv}{dv} = 3$
Ec. 1.37	$\frac{b}{a} = 2.5$
Ec. 1.38	$dv = \sqrt{\frac{Av}{3}}$
Ec. 1.39	$hv = \frac{Av}{dv}$
Ec. 1.40	$An = a * b$
Ec. 1.41	$a = \sqrt{\frac{An}{2.5}}$
Ec. 1.42	$b = \frac{An}{a}$
Ec. 1.43	$Av = 2 * Av1 + 2 * Av2$
Ec. 1.44	$Av = 2 * \frac{N1 * A1 * Ce1}{FE1} + 2 * \frac{N2 * A2 * Ce2}{FE2}$
Ec. 1.45	$v1(t) = R1 * i1(t) + N1 * \frac{d\phi d1(t)}{dt} + N1 * \frac{d\phi m(t)}{dt}$

Ec. 1.46	$v1(t) = R1 * i1(t) + N1 * \frac{d\phi d1(t)}{dt} + N1 * \frac{d\phi m(t)}{dt}$
Ec. 1.47	$v2(t) = R2 * i2(t) + N2 * \frac{d\phi d2(t)}{dt} + N2 * \frac{d\phi m(t)}{dt}$
Ec. 1.48	$Xd1 = 26.32 * f * N1^2 * \frac{L1 * b11}{hv} * 10^{-10}$
Ec. 1.49	$Xd2 = 26.32 * f * N2^2 * \frac{L2 * b22}{hv} * 10^{-10}$
Ec. 1.50	$Xd1 + Xd2' = 26.32 * f * N1^2 * \left[\frac{L1 * b11}{hv} + \frac{L2 * b22}{hv} \right] * 10^{-10}$
Ec. 1.51	$b1 = \frac{Av1}{hv}$
Ec. 1.52	$b2 = \frac{Av2}{hv}$
Ec. 1.53	$L1 = 2 * a + 2 * b + 4 * b11$
Ec. 1.54	$L2 = 2 * a + 2 * b + 4 * b22 + 8 * b11$
Ec. 1.55	$Xd1 = 39.48 * f * N1^2 * \frac{Lm * b3}{hv} \left[\frac{b3}{2} + \frac{b11}{3} \right] * 10^{-10}$
Ec. 1.56	$Xd2 = 39.48 * f * N2^2 * \frac{Lm * b3}{hv} \left[\frac{b3}{2} + \frac{b22}{3} \right] * 10^{-10}$
Ec. 1.57	$Xd1 + Xd2' = 39.48 * f * N1^2 * \frac{Lm}{hv} * \left[b3 + \frac{b1 + b2}{3} \right] * 10^{-10}$
Ec. 1.58	$Lm = (L1 + L2) / 2$
Ec. 1.59	$b1 = \frac{Av1}{2 * hv}$

Ec. 1.60			
		$b2 = \frac{Av2}{2 * hv}$	

Ec. 1.61			
		$L2 = 2*a + 2*b + 4*b2 + 8*b1$	

Ec. 1.62			
		$L1 = 2*a + 2*b + 4*b1$	

Ec. 1.63			
		$Xd1 = 78.96 * f * N1^2 * \frac{Lm * b3 + b1}{hv * [\frac{b3}{2} + \frac{b1}{3}]} * 10^{-10}$	

Ec. 1.64			
		$Xd2 = 78.96 * f * N2^2 * \frac{Lm * b3 + b2}{hv * [\frac{b3}{2} + \frac{b2}{3}]} * 10^{-10}$	

Ec. 1.65			
		$Xd1 + Xd2' = 78.96 * f * N1^2 * \frac{Lm}{hv} * \left[b3 + \frac{b1 + b2}{3} \right] * 10^{-10}$	

Ec. 1.66			
		$b1 = \frac{Av1}{hv}$	

Ec. 1.67			
		$b2 = \frac{Av2}{hv}$	

Ec. 1.68			
		$L1 = 2*a + 2*b + 4*b1$	

Ec. 1.69			
		$L2 = 2*a + 2*b + 4*b2 + 8*b1$	

Ec. 1.70			
		$Lm = (L1 + L2)/2$	

Ec. 1.71			
		$Pfe = Vn * Kn * Pen * 10^{-9}$	

Ec. 1.72			
		$Vn = b * ((2*a + dv) * (2*a + hv) - hv * bv)$	

Ec. 1.73			
		$Vn = b * ((a + hv) * (2*a + 2* dv) - 2* hv * bv)$	

Ec. 1.74			
		$Vn = b * ((2*a + hv) * (3*a + 2* dv) - 2* hv * bv)$	

Ec. 1.75			
		$Vn = b * ((2*a + 2* dv) * (2*a + 3* hv) - 6* hv * bv)$	

Ec. 1.76			
		$Ppcu = m * (I1^2 * R1 + I2^2 * R2)$	

Ec. 1.77			
		$R1 = \rho * \frac{I1 * N1}{A1 * C * e2}$	

Ec. 1.78			
		$R2 = \rho * \frac{I2 * N2}{A2 * C * e2}$	

Ec. 1.79			
		$\eta(\%) = \frac{V2 * I2 * \cos\gamma}{V2 * I2 * \cos\gamma + Ppfe + Ppcu} * 100$	

Ec. 1.80			
		$At = \frac{Ppcu + Ppfe}{A\theta * Kt}$	

ANEXO 5

NORMA NBR 5416



**ABNT-Associação
Brasileira de
Normas Técnicas**

Sede:
Rio de Janeiro
Av. Treze de Maio, 13 - 28º andar
CEP 20003-900 - Caixa Postal 1680
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: PABX (021) 210-3122
Fax: (021) 240-8249/532-2143
Endereço Telegráfico:
NORMATECNICA

Copyright © 1997,
ABNT - Associação Brasileira
de Normas Técnicas
Printed in Brazil/
Impresso no Brasil
Todos os direitos reservados

JUL 1997

NBR 5416

Aplicação de cargas em transformadores de potência - Procedimento

Origem: Projeto NBR 5416:1996
CB-03 - Comitê Brasileiro de Eletricidade
CE-03:014.10 - Comissão de Estudo de Aplicação de Cargas em
Transformadores de Potência
NBR 5416 - Load application on power transformer - Procedure
Descriptors: Loading, Transformer, Power transformer
Esta Norma substitui a NBR 5416:1981
Válida a partir de 29.08.1997

Palavras-chave: Carregamento, Transformador,
Transformador de potência

73 páginas

Sumário
Prefácio
1 Objetivo
2 Referências normativas
3 Definições
4 Bases desta Norma
5 Procedimento 1 - Usuários que não dispõem de controle das condições operacionais
6 Procedimento 2 - Usuários que dispõem de controle das condições operacionais
7 Transformadores elevadores de usina
ANEXOS
A Tabelas de características dos transformadores
B Tabelas de carregamento e exemplos de utilização
C Exemplo de cálculo da temperatura para transformadores de dois enrolamentos (seção 5)
D Exemplo de cálculo da temperatura para transformadores (seção 6)
E Formação de bolhas nos transformadores em operação
F Bibliografia

Prefácio

A ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas - é o Fórum Nacional de Normalização. As Normas Brasileiras, cujo conteúdo é de responsabilidade dos Comitês Brasileiros (CB) e dos Organismos de Normalização Setorial (ONS), são elaboradas por Comissões de Estudo (CE), formadas por representantes dos setores envolvidos, delas fazendo parte: produtores, consumidores e neutros (universidades, laboratórios e outros).

Os Projetos de Norma Brasileira, elaborados no âmbito dos CB e ONS, circulam para Votação Nacional entre os associados da ABNT e demais interessados.

Esta revisão da NBR 5416:1981 foi elaborada pela CE - 03:014.10 - Comissão de Estudo de Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência, do CB - 03 - Comitê Brasileiro de Eletricidade. Incorpora o Procedimento 2, descrito na seção 6, que não tem limitação de potência na sua aplicação, enquanto que a edição anterior desta Norma abrangia somente transformadores com potência até 100 MVA. O Procedimento 1 corresponde basicamente ao estabelecido na edição anterior (1981) desta Norma, com alterações nos limites de temperatura e de cargas máximas.

Os anexos A, B, C, D e E (normativos) são parte integrante desta Norma. O anexo F é informativo.

1 Objetivo

1.1 Esta Norma fornece os procedimentos para a aplicação de cargas em transformadores e autotransformadores de potência, fabricados e ensaiados de acordo com a NBR 5356, e imersos em líquido isolante, com dois ou mais enrolamentos, trifásicos ou bancos com unidades monofásicas. Os procedimentos a serem seguidos dependem do controle, disponível ao usuário, das condições operacionais e se baseiam no envelhecimento da isolação dos enrolamentos. Para isto, a Norma estabelece dois procedimentos. Caso não sejam disponíveis dados

de manutenção e operativos, deve-se utilizar o Procedimento 1, descrito na seção 5 desta Norma, que contempla transformadores com potência até 100 MVA. Caso estes dados sejam disponíveis, deve-se utilizar o Procedimento 2, descrito na seção 6, que não tem limitação de potência.

1.2 Esta Norma se aplica a transformadores e autotransformadores de:

a) classe 55°C: são aqueles cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 55°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente, não excede 65°C;

b) classe 65°C: são aqueles cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 65°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente, não excede 80°C.

1.3 Esta Norma não se aplica a transformadores de distribuição nem a transformadores subterrâneos.

1.4 Para transformadores e autotransformadores fabricados antes da vigência desta Norma, com até 100 MVA de potência trifásica, devem-se estabelecer limites específicos de cargas máximas admissíveis, compatíveis com o Procedimento 1 desta Norma.

2 Referências normativas

As normas relacionadas a seguir contêm disposições que, ao serem citadas neste texto, constituem prescrições para esta Norma. As edições indicadas estavam em vigor no momento desta publicação. Como toda norma está sujeita a revisão, recomenda-se àquelas que realizam acordos com base nesta que verifiquem a conveniência de se usarem as edições mais recentes das normas citadas a seguir. A ABNT possui a informação das Normas em vigor em um dado momento.

NBR 5356:1993 - Transformadores de potência - Especificação

NBR 5456:1987 - Eletricidade geral - Terminologia

NBR 5458:1986 - Transformadores - Terminologia

NBR 5460:1992 - Sistemas elétricos de potência - Terminologia

ASTM D 974:1995 - Standard test method for acid and base number by color-indicator titration

ASTM D 3277:1985 - Standard test method content of oil impregnate cellulosic insulation

3 Definições

Para os efeitos desta Norma, aplicam-se as definições de 3.1 a 3.4, complementadas pelas contidas nas NBR 5356, NBR 5456, NBR 5458 e NBR 5460.

3.1 **carga:** Corrente fornecida pelo transformador através do enrolamento considerado.

3.2 **carga nominal:** Corrente nominal do enrolamento considerado.

3.3 **carregamento admissível:** Capacidade de corrente admissível do transformador, em ampères, podendo ser, inclusive, superior à corrente nominal, desde que respeitados os limites estabelecidos nesta Norma.

3.4 **Sobrecarga:** Carregamento no qual são excedidos os limites estabelecidos nesta Norma.

4 Bases desta Norma

4.1 Expectativa de vida

4.1.1 O sistema papel isolante é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante. Mantendo-se sob controle a ação desses contaminantes, o envelhecimento da celulose é predominantemente térmico e cumulativo. Para os objetivos desta Norma, o envelhecimento está baseado na vida esperada do transformador, sob efeito da temperatura de operação da isolação ao longo do tempo.

4.1.2 A deterioração da isolação em função do tempo e da temperatura é fundamentada na teoria de Arrhenius, que estabelece que o logaritmo da vida da isolação é uma função do inverso da temperatura absoluta (ver figura 1):

$$\log \text{vida (horas)} = A + \frac{B}{T} \quad \dots(1)$$

onde:

T é a temperatura absoluta em Kelvin ($\theta_a + 273^\circ\text{C}$);

θ_a é a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em graus Celsius;

A e B são as constantes da curva de expectativa de vida.

4.1.3 Não há um critério único para a avaliação do fim da vida do transformador. Entretanto, é possível fazer-se uma avaliação da velocidade do envelhecimento adicional a que está sendo submetido o equipamento, comparando a perda de vida com uma taxa de perda de vida média de referência.

Calcula-se a perda de vida, ao longo de um período de tempo Δt (horas), em que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento (θ_a) permanece constante, pela equação:

$$PV\% = 10^{\left(\frac{B}{273 + \theta_a} - A\right)} \times 100 \Delta t \quad \dots(2)$$

onde:

A é igual a -14,133 (transformador de 55°C);

A é igual a -13,391 (transformador de 65°C);

B é igual a 6 972,15.

O valor obtido representa a taxa de envelhecimento global a que é submetida a isolação sólida, no intervalo de tempo Δt .

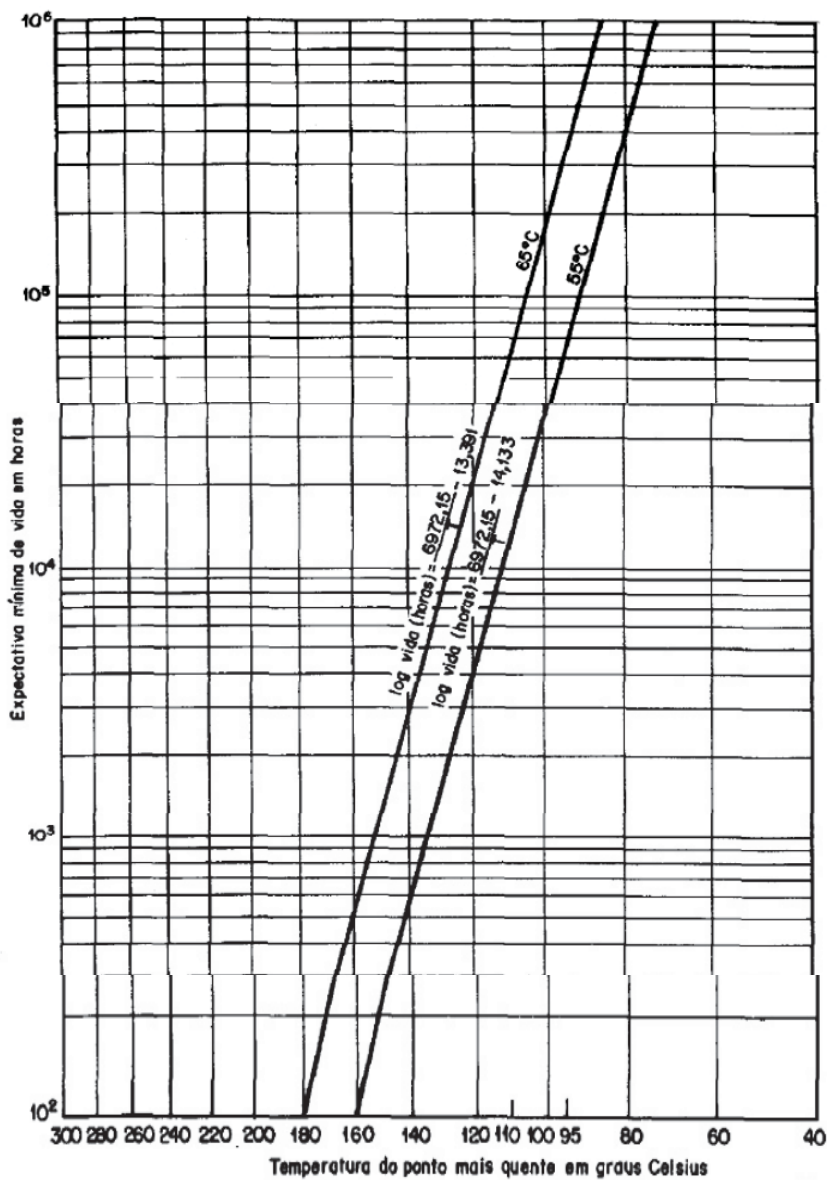


Figura 1 - Curva de expectativa de vida

Continua...