



**UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO**



**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**MODELADO DE FALLAS INCIPIENTES EN EL
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE TRES
COLUMNAS**

TESIS

**Que para obtener el Grado de
Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica**

**Presenta
JOSÉ ROBERTO ESPINOZA TINOCO**

**Asesor de Tesis
DR. CARLOS PÉREZ ROJAS**

Febrero 2012

Agradecimientos

A mi familia, por que ellos son el motor que mueve mi vida.

A mi novia, que cuando llegó a mi vida se convirtió en un apoyo incondicional.

A mis amigos, que cuando necesité de ellos ahí estuvieron.

A mis profesores, que me guiaron por este camino que significa un paso más en mi formación como investigador.

A la Universidad, por que me recibió y formó en sus aulas.

Al CONACYT por el apoyo económico recibido,

Finalmente pero no por ello menos importante sino especialmente a mi asesor el Dr. Carlos Pérez Rojas, quién me apoyó y brindó una pequeña parte de sus conocimientos que ahora se ven reflejados en esta tesis.

Existen personas que claman haberse formado a ellas mismas, existen otras que presumen jamás haber necesitado de nadie para alcanzar sus metas, otros tantos presumen su total autonomía e independencia del resto del mundo.

El día de hoy yo agradezco lo contrario, agradezco haber tenido a mi alrededor personas que me ayudaron, que me dieron lo que necesité en apoyo a mi formación, algunos de ellos desde que llegué a este mundo, otros desde que llegaron a mi vida, muchos han pasado pero solamente los verdaderamente importantes siguen ahí para mí y yo con gusto digo estoy también para ellos. No necesito decir quienes son ustedes lo saben, por todo lo que me han apoyado solo puedo decir algo, una palabra corta pero que dice todo:

“GRACIAS”

Se termina una etapa pero otra comienza, espero que siempre sigan ahí para mí como yo lo estaré para ustedes.

Resumen

Con el aumento del consumo de energía eléctrica los sistemas eléctricos de potencia deben tener un alto grado de confiabilidad y disponibilidad, indispensables para las exigencias del consumidor actual. El transformador es uno de los elementos de potencia fundamentales, éste debe ser confiable y estar siempre disponible, por lo tanto se hace necesario tener modelos que permitan su estudio ante diferentes situaciones de operación, como pueden ser: estabilidad, flujos de carga y fallas. En este caso en particular, esta investigación se centra en un modelo para el transformador en estudios de fallas internas para poder detectarlas en su estado incipiente.

Se propone e implementa un modelo para el transformador trifásico de tres columnas en base a sus parámetros primitivos. Se presentan los resultados del comportamiento magnético de las piernas y yugos del transformador en operación normal. Se considera la saturación del material magnético, la cual se obtiene mediante mediciones y su característica resultante se representa mediante una función arcotangente. Cabe resaltar que dicho modelo es válido para todo tipo de transformadores, considerando que la diferencia solo se presenta en el tamaño de las matrices resultantes de los elementos primitivos, específicamente las reluctancias.

El modelo implementado se prueba con datos de un transformador real y sus resultados se comparan contra las mediciones realizadas al transformador, obteniendo resultados muy aceptables, considerando que las mediciones hechas al transformador incluyen las pérdidas en el núcleo y en el modelo implementado se considera solo la saturación. Con el modelo probado se procede a insertar diferentes fallas internas, como son: entre espiras, espiras a tierra, envejecimiento y arco eléctrico. La finalidad que se persigue es que se conozca el comportamiento del transformador ante estas fallas y que se puedan detectar cuando son incipientes y posteriormente se puedan usar para realizar esquemas de diagnóstico y protección.

La simulación de las diferentes fallas aplicadas al transformador, se realizó en diferentes posiciones del devanado y considerando diferente número de espiras las que participan en la falla en cuestión. Con esto se obtiene la base para poder conocer qué tipo de falla y en qué posición del devanado es más peligrosa para el propio transformador así como para el sistema de potencia.

Abstract

With the increased consumption of electric power, electric the power systems must have a high degree of reliability and availability, essential for today's consumer demands. The transformer is one of the fundamental power system elements; it must be reliable and always available, therefore it is necessary to have models for their study in different situations of operation, such as: stability, load flow and faults. In this particular case, this research focuses on a model for transformer internal fault studies to detect in its early stages.

In this thesis, it is proposed and implemented a three-phase transformer model of three limbs based on their primitive parameters. The results of the magnetic behavior of legs and yokes of the transformer in normal operation are presented. The saturation of the magnetic material, which is obtained by measurements and resulting characteristic is represented by means of an arctangent function. It should be noted that this model is valid for all types of transformers, considering that the only difference comes in the size of the resulting arrays of primitives, specifically the reluctances.

The implemented model is tested with data from a real transformer and its results are compared with measurements made to the transformer, obtaining results very acceptable, considering that the measurements include the transformer core loss and the implemented model is considered only saturation. With the tested model is necessary to insert different internal faults, such as: between turns, turns to ground, aging and electrical arc. The desired goal is to obtain the transformer behavior in the presence of this kind of faults and to detect when they are emerging. This can later be used to perform diagnostic and protection schemes.

The simulation of different types of faults applied to the transformer was carried out considering different winding positions and different number of turns involved in the

failure in question. This gives the basis to know what type of failure and in what winding position is more dangerous to the transformer and to the power system.

Índice

Agradecimientos	iii
Resumen	v
Abstract.....	vii
Índice	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tablas	xvii
Lista de símbolos y abreviaturas.....	xix
CAPÍTULO 1	1
Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.2. Revisión del estado del arte.....	2
1.3. Objetivo.....	4
1.4. Justificación.....	5
1.5. Publicaciones.....	6
1.6. Contribuciones.....	6
1.7. Estructura de la tesis.	7
CAPÍTULO 2	9
Modelo magnético del transformador	9
2.1. Introducción.....	9
2.2. Modelo del transformador trifásico de 3 columnas.	10
2.2.2. Esquema de conexión del transformador.	18
2.3. Representación de la saturación, aproximada mediante una función arcotangente. .	18
2.3.1. Característica de saturación.....	19
2.4. Modelos del transformador con fallas internas.	24

2.4.1. Modelo del transformador con un cortocircuito entre espiras.....	24
2.4.2. Modelo del transformador con falla de un devanado a tierra.....	28
2.4.3. Modelo del transformador con un arco eléctrico entre espiras.....	31
2.5. Conclusiones.....	34
CAPÍTULO 3	37
Validación del modelo base.....	37
3.1. Introducción.....	37
3.2. Transformador utilizado para validar el modelo.....	37
3.2.1. Mediciones realizadas en el transformador.....	38
3.3. Obtención de la curva de saturación del transformador.....	41
3.3.1. Aproximación de la curva real mediante una función arcotangente.....	48
3.4. Simulación y comparativa del caso de estudio.....	49
3.5. Conclusiones.....	54
CAPÍTULO 4	57
Simulación de los modelos desarrollados.....	57
4.1. Introducción.....	57
4.2. Simulación del transformador sin fallas.....	59
4.3. Simulación del transformador con una falla de cortocircuito.....	62
4.3.1. Cortocircuito en el centro del devanado.....	62
4.3.2. Cortocircuito de diferentes longitudes.....	66
4.3.2.1 Falla de un 4% del devanado.....	67
4.3.2.2 Falla de un 10% del devanado.....	68
4.3.2.3 Comparativa entre las corrientes en diferentes longitudes de falla.....	69
4.3.3. Cortocircuito en diferentes posiciones del devanado.....	71
4.4. Falla del devanado a tierra.....	73
4.5. Simulación del transformador cuando un envejecimiento entre espiras está presente en el devanado.....	75
4.5.1. Envejecimiento del aislamiento del devanado afectando diferente cantidad de espiras.....	76

4.5.2. Envejecimiento del aislamiento en diferentes posiciones del devanado.....	78
4.6. Simulación del transformador con envejecimiento y un arco eléctrico presente en el devanado.	80
4.6.1. Envejecimiento y arco eléctrico afectando diferente número de espiras.	81
4.6.1.1 Falla de envejecimiento y arco eléctrico afectando un 2% del devanado	82
4.6.1.2 Falla de envejecimiento y arco eléctrico afectando un 4% del devanado	84
4.6.1.3 Falla de envejecimiento y arco eléctrico afectando un 10% del devanado ..	85
4.6.2. Envejecimiento y arco eléctrico en diferentes posiciones del devanado.	88
4.6.2.1 Falla de envejecimiento y arco eléctrico ubicada en un 25% del devanado.	88
4.6.2.2 Falla de envejecimiento y arco eléctrico ubicada en un 75% del devanado.	90
4.7. Comparación de distintas condiciones de falla en el transformador.	92
4.8. Secuencia de fallas en el transformador.....	94
4.9. Conclusiones.	96
CAPÍTULO 5.....	99
Conclusiones y propuestas para trabajos futuros.	99
5.1. Conclusiones	99
5.2. Trabajos futuros.....	100
Referencias.....	103
Apéndice A.....	109
Datos del transformador para simulaciones.....	109
Apéndice B.....	111
Datos del transformador real.....	111

Lista de Figuras

Figura 2.1 Transformador Trifásico de 3 Columnas.....	10
Figura 2.2 Circuito equivalente del transformador trifásico de 3 columnas.....	11
Figura 2.3 Circuito magnético equivalente del transformador trifásico de 3 columnas.....	13
Figura 2.4 Diagrama de conexión del transformador.....	18
Figura 2.5 Curva de saturación real y aproximada	19
Figura 2.6 Movimiento relativo variando el valor de m	21
Figura 2.7 Movimiento relativo variando el valor de B_n	21
Figura 2.8 Movimiento relativo variando ΔB_a	21
Figura 2.9 Diagrama de flujo del modelo propuesto.....	23
Figura 2.10 Circuito magnético equivalente para el transformador trifásico de 3 columnas cuando existe una falla de cortocircuito entre las espiras del devanado de la fase A	25
Figura 2.11 Esquema del lado primario del transformador para el caso en que existe una falla de cortocircuito entre espiras	26
Figura 2.12 Diagrama magnético del transformador trifásico con una falla del devanado a tierra.....	29
Figura 2.13 Diagrama correspondiente a una condición de falla de un devanado a tierra. .	30
Figura 2.14 Diagrama correspondiente a la sección fallada al considerar la nueva referencia.	31
Figura 2.15 Modelo del envejecimiento incluyendo la posibilidad de existencia de un arco	32
Figura 2.16 Tren de pulsos utilizado en [poner una referencia] como representación del arco eléctrico	32
Figura 2.17 Tren de pulsos utilizado en el modelo del arco eléctrico implementado.....	34
Figura 3.1 Transformador utilizado para validar el modelo	38
Figura 3.2 Conexiones para realizar las mediciones.....	39
Figura 3.3 Autotransformador para alimentar el transformador de prueba.....	40
Figura 3.4 Dimensiones físicas para el núcleo del transformador trifásico de 3 columnas .	42

Figura 3.5 Representación análoga del circuito magnético del transformador trifásico de 3 columnas.	42
Figura 3.6 Circuito magnético del transformador	43
Figura 3.7 Primera reducción del circuito magnético del transformador	44
Figura 3.8 Segunda reducción del circuito magnético del transformador	45
Figura 3.9 Característica de cada pierna del transformador	47
Figura 3.10 Curva de B-H del núcleo del transformador para sus 3 piernas	48
Figura 3.11 Curva real del transformador vs aproximación arcotangente.....	49
Figura 3.12 Corrientes de línea medidas de la delta en el transformador	50
Figura 3.13 Corrientes de línea simuladas de la delta en el transformador.....	50
Figura 3.14 Comparativa de corrientes de fase en el transformador (Medidas vs Simuladas). a) Fase A; b) Fase B; c) Fase C	52
Figura 3.15 Voltajes de línea medidos en el transformador.	53
Figura 4.1 Corrientes de línea de la delta durante el transitorio y estado estable del transformador	59
Figura 4.2 Corrientes de línea de la estrella del transformador.	60
Figura 4.3 Característica de saturación del transformador	61
Figura 4.4 Corrientes de línea de la delta cuando existe un cortocircuito en un devanado..	63
Figura 4.5 Corrientes de línea de la estrella del transformador.	64
Figura 4.6 Curva de saturación del transformador al existir una falla de cortocircuito en el centro del devanado.....	65
Figura 4.7 Comparativa de saturación del transformador con y sin falla	66
Figura 4.8 Corrientes de línea de la delta cuando el cortocircuito abarca un 4% del devanado	67
Figura 4.9 Corrientes de línea de la delta cuando el cortocircuito abarca un 10% del devanado.....	69
Figura 4.10 Comparativa de las corrientes de línea de la delta del devanado fallado cambiando el número de espiras falladas.	70
Figura 4.11 Comparativa de la curva de saturación correspondiente a la pierna del devanado fallado	71

Figura 4.12 Comparativa de corrientes de línea de la delta del devanado fallado cambiando la posición de falla.....	72
Figura 4.13 Comparativa de las corrientes de línea de la delta para un devanado con falla a tierra en diferentes posiciones.....	74
Figura 4.14 Comparativa de corrientes de línea de la estrella en la fase <i>A</i> del transformador.	75
Figura 4.15 Comparativa de las corrientes de línea de la delta para diferentes longitudes de falla.	77
Figura 4.16 Corrientes de línea de la delta de una falla de envejecimiento.	79
Figura 4.17 Acercamiento al transitorio de la falla de envejecimiento.....	80
Figura 4.18 Corriente de línea de la delta cuando un 2% del devanado presenta envejecimiento en su aislamiento y se presenta un arco eléctrico. a) Simulación del modelo con falla; b) Acercamiento al valor máximo alcanzado durante la falla; c) Fin de las oscilaciones causadas por el arco eléctrico.....	83
Figura 4.19 Corriente de línea de la delta cuando un 4% del devanado presenta envejecimiento en su aislamiento y se presenta un arco eléctrico. a) Simulación del modelo con falla; b) Acercamiento al valor máximo alcanzado durante la falla; c) Fin de las oscilaciones causadas por el arco eléctrico.....	84
Figura 4.20 Corriente de línea de la delta cuando un 10% del devanado presenta envejecimiento en su aislamiento y se presenta un arco eléctrico. a) Simulación del modelo con falla; b) Acercamiento al valor máximo alcanzado durante la falla; c) Fin de las oscilaciones causadas por el arco eléctrico.....	86
Figura 4.21 Corriente de línea de la delta cuando la falla se encuentra en un 25% del devanado. a) Simulación del modelo con falla; b) Acercamiento al valor máximo alcanzado durante la falla; c) Fin de las oscilaciones causadas por el arco eléctrico.....	89
Figura 4.22 Corriente de línea de la delta cuando la falla se encuentra en un 75% del devanado. a) Simulación del modelo con falla; b) Acercamiento al valor máximo alcanzado durante la falla; c) Fin de las oscilaciones causadas por el arco eléctrico.....	91
Figura 4.23 Corriente de línea de la delta para una falla en el centro del devanado para cada modelo desarrollado.	93
Figura 4.24 Corrientes de línea de la delta para la secuencia de fallas	95

Lista de Tablas

Tabla A-1 Reluctancias de dispersión del transformador.....	109
Tabla A-2 Longitudes de las diferentes secciones del núcleo del transformador.....	109
Tabla A-3 Áreas de sección transversal de las diferentes secciones del núcleo del transformador.....	109
Tabla A-4 Número de espiras de cada devanado.....	109
Tabla A-5 Constantes de la curva de saturación.....	110
Tabla A-6 Resistencias de los devanados.....	110
Tabla B-1 Voltajes y corrientes medidos en cada una de las fases del transformador.....	111
Tabla B-2 Longitudes de las diferentes secciones del núcleo del transformador.....	112
Tabla B-3 Áreas de sección transversal de las diferentes secciones del núcleo del transformador.....	112
Tabla B-4 Número de espiras de cada devanado.....	112
Tabla B-5 Constantes de la curva de saturación.....	112
Tabla B-6 Resistencias de los devanados.....	112

Lista de símbolos y abreviaturas

R	Resistencias de los devanados.
i	Corrientes del transformador.
v	Voltajes del transformador.
\mathcal{R}	Reluctancias del transformador.
fmm	Fuerzas magnetomotrices del transformador.
f_n	Fuerzas magnetomotrices nodales del transformador.
L	Inductancias.
λ	Enlaces de flujo del transformador.
B	Densidad de flujos magnéticos en el transformador.
H	Intensidad del campo magnético
Γ	Matriz inversa de L .
μ	Permeabilidades de cada segmento del núcleo del transformador.
l	Longitudes de cada segmento del transformador.
A	Áreas transversales de cada segmento del transformador.

CAPÍTULO 1

Introducción

1.1. Introducción

Debido a las demandas de un suministro de energía eléctrica de calidad, en la actualidad existe una gran cantidad de grupos enfocados a realizar investigaciones dentro del campo de la calidad de la energía. Al incrementarse el número de cargas no lineales en los sistemas eléctricos se ha provocado también que se incremente su sensibilidad a estos elementos. Esta situación ha llevado a los investigadores a modelar este tipo de cargas con la finalidad de obtener una solución a este problema.

Los transformadores por si solos, son un elemento de gran confiabilidad y eficiencia dentro de un sistema eléctrico de potencia, no obstante, cuando el núcleo entra en saturación, el transformador entra en una etapa de funcionamiento en que puede comenzar a causar problemas al sistema o incluso a sufrir daños en sus componentes internos, principalmente en sus aislamientos.

El estudio de nuevas técnicas que permitan mejorar la calidad de la energía en un sistema eléctrico, ha llevado al desarrollo de modelos matemáticos que permitan describir el funcionamiento de los elementos del sistema eléctrico, incluyéndose entre éstos a las cargas no lineales.

Debido a la complejidad de algunos modelos y a pesar de ser considerados muy fiables para describir un sistema, éstos han sido modificados durante las últimas décadas, esto con la finalidad de actualizarlos y hacerlos más eficientes, algunos de los modelos que se han modificado y abordado desde diferentes enfoques es el correspondiente al transformador trifásico.

En los modelos existentes para el transformador se tiene una amplia variedad desde los más simples, una reactancia equivalente, hasta los matemáticamente muy complejos. Por consecuencia los parámetros necesarios para su aplicación son muy diferentes y es lógico que entre más parámetros se requieran es más complicado el obtenerlos.

Al analizar los diferentes modelos de transformadores publicados en diversos foros, se encuentra que la mayor parte de ellos se quedan en el desarrollo matemático, mientras que son muy pocos los que validan su modelo en base a medidas de un equipo real.

1.2. Revisión del estado del arte.

En la actualidad existen diversas técnicas ampliamente utilizadas para el modelado y posterior diseño de transformadores. Las diferentes técnicas utilizadas para modelar y diseñar transformadores pueden clasificarse de la siguiente manera:

Modelos basados en inductancias propias y mutuas: Uno de los primeros trabajos dentro de esta línea de investigación fue presentado en [1] y posteriormente por [2 y 3]. Los sistemas desarrollados a lo largo de los años incluyen fórmulas precisas para el cálculo de las inductancias propias y mutuas de los devanados, secciones o vueltas del transformador. Sin embargo, debido al núcleo del transformador, los valores numéricos de inductancias propias y mutuas pueden ser muy cercanos entre sí y arrojar ecuaciones mal condicionadas. Este problema parece haber sido resuelto en [3], en donde simulan transitorios por sustracción de flujo común en el cálculo de inductancias propias y mutuas.

Modelos basados en inductancias de dispersión: Este tipo de modelado fue iniciado por Blume en [4] y fue mejorado a lo largo de los años, por ejemplo [5]. Estos modelos tienen la ventaja de reproducir de forma adecuada las inductancias de dispersión del transformador, tanto en condiciones de carga como de cortocircuito.

Modelos basados en el principio de dualidad: este método fue generalizado por Slemon en [6]. Este tipo de modelo permite modelar de forma precisa el núcleo del transformador. Sin embargo, las inductancias de dispersión no son representadas

correctamente, esto debido a que se derivan directamente del flujo de dispersión despreciando el espesor de los devanados).

Modelos basados en mediciones: Existen varios modelos de transformadores que se derivan de medidas como por ejemplo [7]. Los estudios hechos para determinar los parámetros de este tipo de modelos son hechos en el dominio de la frecuencia o en el dominio del tiempo. Estos modelos tienen la ventaja según algunos autores de que es la mejor manera de asegurar el funcionamiento correcto del modelo.

Modelos basados en campos electromagnéticos: Los diseñadores de grandes transformadores utilizan estos modelos para el cálculo de sus parámetros de diseño. Las técnicas de elementos finitos son las más aceptadas para la solución de este tipo de problemas [8]. Aunque el análisis de campos tridimensionales es necesario en el proceso de diseño, el uso del elemento finito no es práctico para simulaciones de transitorios, esto debido al gran tiempo que tomarían las simulaciones. Un claro ejemplo es [9] en donde se tienen que cumplir con tres condiciones para poder llevar a cabo una simulación exitosa, en primer lugar se debe tener una geometría con valores apropiados para los materiales que la integran, posteriormente es necesario excitar el modelo para establecer las condiciones iniciales. Finalmente se deben establecer condiciones de frontera adecuadas para el modelo, lo que incluye limitar los potenciales del sistema a valores restringidos que sean correctos para el problema manteniéndolos dentro del espacio del problema.

La gran ventaja de este tipo de técnicas es la posibilidad de modificar el mallado de la geometría del elemento que se está modelando lo que permite hacerla más fina en aquellos lugares en que existen variaciones muy rápidas de los campos.

Modelos de fallas internas: Las fallas internas en el transformador resultan de la degradación del aislamiento en los conductores, este proceso de degradación ocasiona que se estén generando arcos eléctricos que pueden terminar cortocircuitando espiras. Esta degradación del aislamiento es la etapa incipiente de la falla interna. Por lo tanto al hablar de una falla interna intrínsecamente se está considerando su periodo incipiente el cual

puede ser de muy poca duración o por un tiempo extenso. Por lo anterior en la literatura de transformadores es común usar fallas internas, fallas incipientes y fallas internas incipientes en forma indistinta para referirse a las fallas internas en los transformadores. En este campo se tiene una amplia gama de trabajos en esta dirección donde se modelan fallas internas como lo es corto circuitos entre espiras y a tierra, respectivamente [18-21].

Pero de acuerdo con Butler en [13], no se realiza la modelación de fallas incipientes y en esta investigación propone modelos para fallas internas incipientes, aplicados al modelo equivalente eléctrico del transformador. Debido a los altos costos que puede ocasionar una falla interna en un transformador, al sistema de potencia como al personal del mismo, se ha motivado el estudio de estas fallas en su estado incipiente para su adecuado monitoreo y diagnóstico en [13] se muestran resultados de simulación y mediciones reales a un transformador de prueba, utilizando el equivalente eléctrico del transformador. Por otro lado en [14-16] se utiliza el modelo magnético del transformador para la identificación de fallas incipientes utilizando el método de la línea de transmisión. El trabajo de Bastard *et al.* para el transformador monofásico en [10], es extendido por Bo *et al.* en [17] y por Orille-Fernández *et al.* en [18], utilizando una adaptación del modelo de línea de transmisión.

En años recientes los métodos de identificación de fallas incipientes se han inclinado por algoritmos de inteligencia artificial, debido a la incertidumbre propia de estas fallas. Sin embargo como los modelos se basan en la teoría de espacio de estado, el conocimiento detallado del espacio de estado no hace fácil la aplicación de estas técnicas de identificación [19 y [20]. El uso de otras opciones de identificación como lo es la transformada wavelet y la transformada continua wavelet se discuten en [21].

1.3. Objetivo

El objetivo de este trabajo de investigación es desarrollar un modelo matemático de un transformador trifásico el cual permita describir la forma en que se comportará éste, en condiciones normales de operación, así como variantes del mismo, que permitan describir

la ocurrencia de distintas condiciones de falla en los devanados. Para llevar a cabo esto es necesario:

- Desarrollar un método que permita obtener las ecuaciones que describen el comportamiento de un transformador trifásico operando en estado transitorio y estable, el cual debe tener características que permitan la inclusión de fallas internas incipientes de forma relativamente simple.
- Realizar mediciones en el laboratorio para obtener información de un transformador real y comparar las mediciones con los resultados obtenidos en la simulación.
- Determinar cuál de los modelos desarrollados describe la condición de falla interna más crítica del transformador y en qué posición del devanado.

Finalmente se busca sentar las bases para desarrollar un programa que permita determinar mediante mediciones y algunos datos mínimos de construcción, si es que un transformador se encuentra operando o no en condiciones nominales, en caso de no hacerlo detectar si existe una falla, así como el devanado en que se presenta en caso de existir.

1.4. Justificación

En la actualidad debido a la creciente complejidad y necesidad de un funcionamiento constante y confiable de un sistema eléctrico de potencia, es necesario contar con herramientas que permitan el monitoreo y diagnóstico de la situación que guardan cada uno de sus componentes, por esta razón se tiene la necesidad de desarrollar modelos que describan en su totalidad la manera en que están operando estos componentes, esto de la manera más precisa posible.

El modelo del transformador es uno de los más importantes en la actualidad, ya que entre cada una de las etapas que integran a un sistema eléctrico desde la generación hasta el consumo nos encontramos con estos equipos.

Es por ello que se busca desarrollar un modelo que permita incluir de manera más natural los efectos de la saturación sin caer al modelo de elementos finitos que requiere de gran cantidad de tiempo y memoria, por ello se optó por el modelo magnético del transformador donde la inserción de la no linealidad es directa así como la implementación de los modelos de fallas internas incipientes que se han propuesto originalmente para equivalentes eléctricos. En esta investigación se integran al modelo magnético desarrollado en [16] así como al modelo con condiciones de falla presentado en [21], los modelos de fallas incipientes en el transformador, los cuales se derivan de los modelos eléctricos presentados en [22 y 23].

1.5. Publicaciones

1. J. R. Espinoza, C. Pérez-Rojas, “Modeling Transformers with Internal Faults Based on Magnetic Circuit. Part I: Models” 43rd North American Power Symposium; Boston, Massachusetts August 4-6, 2011.
2. J. R. Espinoza, C. Pérez-Rojas, “Modeling Transformers with Internal Faults Based on Magnetic Circuit. Part II: Simulations” 43rd North American Power Symposium; Boston, Massachusetts August 4-6, 2011.
3. J. R. Espinoza, C. Pérez-Rojas, “Análisis de Fallas Internas en un Transformador de Tres Columnas”, XIII Reunión de Otoño de Potencia, Electrónica y Computación, ROPEC’2011 Internacional; Morelia, Michoacán, México, 9 al 11 de Noviembre del 2011.

1.6. Contribuciones

Como resultado de las investigaciones hechas para la elaboración de esta tesis, se desprenden las siguientes contribuciones:

- Implementación de un modelo magnético del transformador de tres columnas considerando la saturación del material magnético mediante su característica B-H

-
- Validación del modelo implementado utilizando mediciones a un transformador de 10 KVA. Bajo la consideración de que las mediciones están afectadas por las pérdidas del núcleo, mientras que en el modelo implementado solo se está incluyendo la saturación.
 - Integración al modelo magnético implementado los modelos propuestos para fallas internas e incipientes que son: falla de un devanado a tierra, falla de envejecimiento del aislamiento del devanado y arco eléctrico.

1.7. Estructura de la tesis.

La tesis consta de cinco capítulos enumerados como se indica a continuación:

En el primer capítulo se presentan los antecedentes, la situación que guarda el problema abordado, así como el alcance del presente trabajo.

En el segundo capítulo se muestra el desarrollo de los diferentes modelos magnéticos del transformador que se desarrollan, además del modelo que se usó como base.

En el tercer capítulo se encuentra el caso de estudio utilizado para comparar los resultados obtenidos de la simulación del modelo desarrollado con los parámetros del transformador real con las mediciones del mismo.

En el cuarto capítulo se presentan los resultados de las simulaciones realizadas con los modelos propuestos para fallas internas incipientes. Se realizan las simulaciones considerando que las fallas indicadas ocurren en diferente posición del devanado y además pueden incluir un número diferente de espiras. Se comparan cada uno de los resultados de la falla en cuestión para determinar cuál es la más crítica y en qué posición del devanado. Se finaliza con la simulación de una sucesión de fallas de la forma en que podrían llegar a suceder en un transformador.

En el quinto capítulo se dan las conclusiones así como las recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO 2

Modelo magnético del transformador

2.1. Introducción.

Los transformadores de potencia se utilizan en los sistemas de transmisión con la finalidad de elevar los voltajes y con ello reducir las pérdidas causadas por el transporte de la energía eléctrica a grandes distancias. Ya en los centros de consumo los niveles de voltaje se reducen nuevamente haciendo uso de otro transformador denominado de distribución. Debido a la creciente necesidad de tener sistemas eléctricos confiables, es necesario el desarrollo de modelos que describan de forma más eficiente cómo es que se comportan los elementos no lineales que los integran [1, 2, 3, 10, 15 y 16].

Existen varios tipos de transformadores, de los cuales son los trifásicos los mayormente utilizados dentro de los sistemas de transmisión y distribución. Debido a que para muchos investigadores ha resultado un verdadero reto el poder realizar un modelo que represente la no linealidad del material que forma el núcleo laminado del transformador, en muchos casos se han mostrado estudios enfocados en transformadores monofásicos y su circuito eléctrico equivalente que incluye un elemento no lineal en paralelo a la rama de magnetización como complemento al núcleo [24], otros enfoques se han hecho en base a la aproximación de la no linealidad del núcleo a una función trigonométrica [16], en la cual al igual que en [25] se modela el transformador no como un sistema eléctrico sino como uno magnético.

Debido a las características de las reluctancias del transformador en [26] llaman al modelo magnético utilizado “basado en reluctancias incrementales”, pero debido a las características del transformador y a su comportamiento, también se puede considerar como basado en reluctancias variables, ya que el núcleo del transformador tiende a saturarse al

operar en condiciones normales, lo cual provoca cambios en su permeabilidad. La reluctancia por ser dependiente de la permeabilidad del núcleo del transformador, se encuentra variando continuamente durante el período de tiempo en que opere el transformador.

El primer paso en el desarrollo del modelo magnético, es establecer un circuito que represente todos los elementos posibles del transformador, es decir, las distintas partes de su núcleo y sus devanados, para posteriormente hacer una análisis que permita a través del circuito establecido, obtener el sistema de ecuaciones que describa el comportamiento del transformador.

2.2. Modelo del transformador trifásico de 3 columnas.

El desarrollo del modelo del transformador es en función de sus propiedades primitivas, es decir sus reluctancias se muestra el transformador trifásico de 3 columnas, el cual servirá como base para el desarrollo del modelo en función de sus reluctancias.

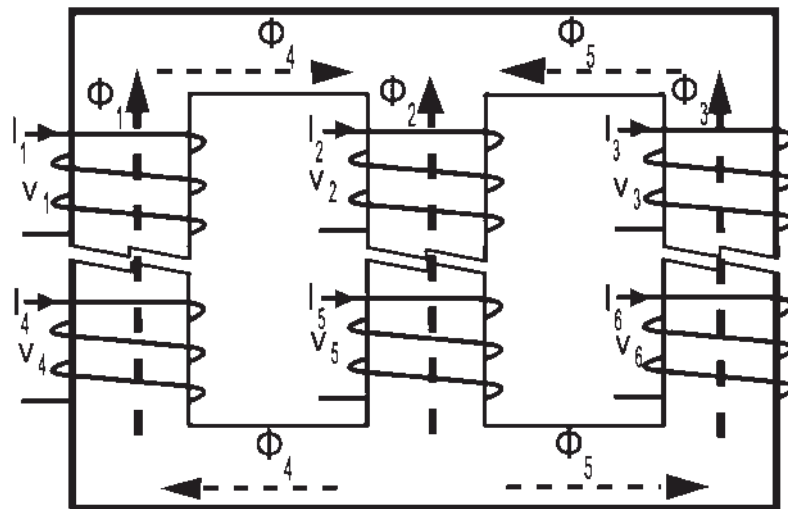


Figura 2.1 Transformador Trifásico de 3 Columnas

Para el desarrollo del modelo el punto de interés es la obtención de la matriz de inductancias L [11] y/o la inversa de la misma, que se iguala a Γ que es la matriz de reluctancias equivalentes después de un reacomodo algebraico de la matriz original de reluctancias, es decir $L^{-1}=\Gamma$ [23], en la Figura 2.2 se presenta el circuito eléctrico del

transformador en la cual se puede ver como la matriz L o matriz de inductancias multipuerto es la que nos representa al sistema en su totalidad.

En la misma Figura 2.2 se puede ver que las alimentaciones del mismo quedan integradas al modelo pero de forma independiente a la matriz L . Al integrar los voltajes al modelo como una matriz independiente al mismo se permite que la alimentación del transformador sea escrita como la correspondiente a la conexión trifásica deseada.

Como se dijo el modelo magnético del transformador que se desarrolla está conformado por varios subsistemas que agrupan sus características para posteriormente integrar un todo, por lo cual es posible de acuerdo a las necesidades realizar simulaciones de transformadores que incluyan N devanados por fase e incluso M taps por fase.

En la Figura 2.2 se puede observar la representación de la matriz de inductancias multipuerto la cual integra todas las características físicas del transformador, razón por la cual estamos en la posibilidad a partir de ella para manipular el grado de exactitud que se tendrá en el modelo del transformador [18].

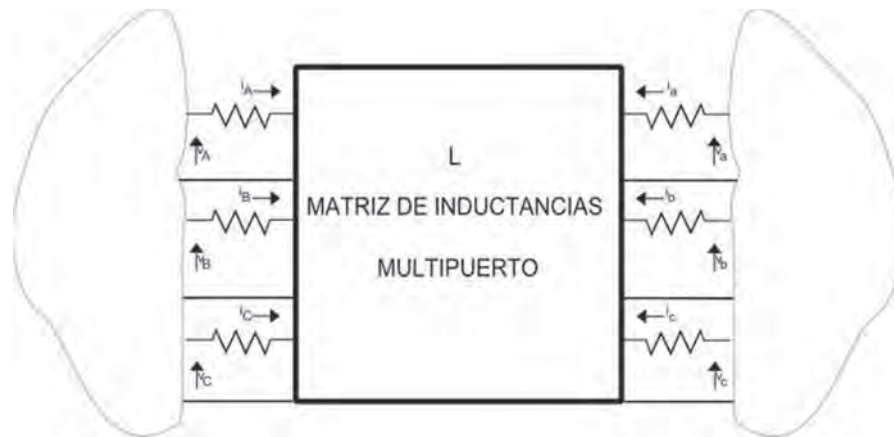


Figura 2.2 Circuito equivalente del transformador trifásico de 3 columnas

El transformador por las diversas características de los sistemas eléctricos tiene también un conjunto de configuraciones y/o materiales de construcción de sus núcleos muy diversos ya que como se verá más adelante el flujo magnético es diferente para cada

material, así como el número y posición de las piernas del mismo. Para este caso en particular el modelo desarrollado es el correspondiente a un transformador trifásico de 3 columnas.

Cuando el modelo que se está analizando es el correspondiente a un transformador cuyo núcleo tiene un comportamiento aproximadamente lineal, es indiferente el utilizar las corrientes o los enlaces de flujo como variables de estado, pero cuando se trata de realizar el modelo de un transformador no lineal, lo más conveniente es el utilizar los enlaces de flujo como variables de estado debido a que el cambio de éstos es más lento que el de las corrientes que los producen, esto permitirá que el modelo tenga mayor estabilidad computacional al estar siendo simulado.

Si cuando se va a realizar la simulación se eligen los enlaces de flujo como variables de estado, su variación en el tiempo está dada por:

$$\frac{d\lambda}{dt} = v - Ri \quad (1)$$

donde λ , v e i , son vectores de 6×1 y son los enlaces de flujo, voltajes y corrientes, respectivamente, en cada devanado del transformador. R es una matriz diagonal de 6×6 , que representa la resistencia de los devanados. La relación entre las corrientes y los enlaces de flujo como variables de estado está dada por:

$$i = L^{-1}\lambda = \Gamma\lambda \quad (2)$$

donde la matriz Γ es la matriz de reluctancias modificada, como se indicó anteriormente.

El sistema de ecuaciones diferencio-algebraicas (1) y (2) modela el transformador trifásico, en (2) se puede ver que el modelo depende de calcular Γ . Debido a esto el cálculo de Γ se realiza a continuación, considerando para ello que el transformador se encuentra en una condición magneto-cuasi-estática, o sea, que no existe un retraso apreciable entre las corrientes y los flujos en el núcleo que éstas producen.

Puesto que L , y consecuentemente Γ , dependen de la geometría magnética del transformador, éstas se obtienen de la Figura 2.3 en donde las reluctancias de las columnas de los devanados primario y secundario son: \mathcal{R}_1 , \mathcal{R}_2 y \mathcal{R}_3 . Las reluctancias de los yugos son \mathcal{R}_4 y \mathcal{R}_5 , para los yugos se considera que \mathcal{R}_4 es el valor neto de la reluctancia de los yugos inferior y superior del lado izquierdo del transformador, mientras que \mathcal{R}_5 es el valor neto de los yugos de la derecha, las reluctancias \mathcal{R}_6 , \mathcal{R}_7 y \mathcal{R}_8 son las reluctancias de dispersión por el aire y por el tanque del transformador, las reluctancias \mathcal{R}_1 a \mathcal{R}_5 son no lineales, ya que se encuentran cambiando constantemente de acuerdo a las características magnéticas del material. Las reluctancias de dispersión entre los devanados de cada pierna son los denominados como \mathcal{R}_{L1} , \mathcal{R}_{L2} y \mathcal{R}_{L3} . Mientras que las variables f_1, f_2 y f_3 representan las fuerzas magnetomotrices, (fmm 's) existentes en el primario del transformador de las tres fases y f_4, f_5 y f_6 son las fmm 's existentes en el secundario, finalmente f_7 y f_8 son fmm 's que se introducen al sistema debido a la necesidad de cubrir todos los elementos del modelo magnético por medio de los flujos planteados.

Si el núcleo está formado por varios materiales, entonces cada segmento tendrá características magnéticas propias, y en consecuencia reluctancias distintas para cada sección.

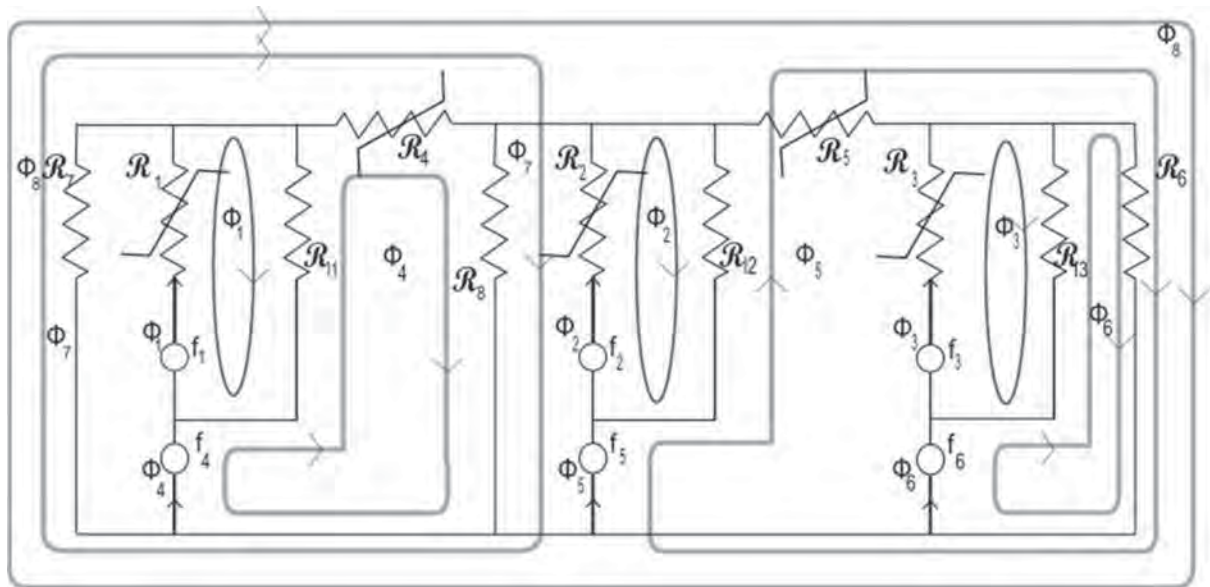


Figura 2.3 Circuito magnético equivalente del transformador trifásico de 3 columnas

Planteando los flujos magnéticos mostrados en la Figura 2.3, y considerando que cada uno de estos flujos solamente puede cruzar por una fuente magnetomotriz pero puede cruzar por varias reluctancias, además de que todas las reluctancias deben ser cubiertas por al menos un flujo se puede proceder a realizar un análisis por mallas del circuito magnético.

Para realizar el análisis por malla es necesario considerar lo siguiente, primero se debe establecer qué reluctancias son cruzadas por cada uno de los flujos, posteriormente se debe establecer en qué sentido están circulando los flujos al cruzar por cada reluctancia planteada, ya que las reluctancias que son cruzadas por el flujo se consideran positivas, mientras que las que son cruzadas por otro flujo en sentido contrario se consideran negativas para esta condición.

Por ejemplo para el flujo 1, se tiene que las reluctancias propias debido a este flujo son $\mathcal{R}_{1l} = \mathcal{R}_l + \mathcal{R}_{l1}$, pero la reluctancia \mathcal{R}_{l1} es cruzada también por el flujo 4 que se encuentra en sentido contrario por lo que \mathcal{R}_{14} es $-\mathcal{R}_{l1}$.

Al finalizar el análisis por mallas siguiendo el procedimiento descrito y los flujos planteados en la Figura 2.3 se obtiene la relación de las *fmm*'s aplicadas externamente f_i , obteniéndose el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\left[\begin{array}{cccc|cc} \mathcal{R}_{11} & & [\text{A}] & \mathcal{R}_{14} & & \\ & \mathcal{R}_{22} & & & \mathcal{R}_{25} & \\ & & \mathcal{R}_{33} & & & \mathcal{R}_{36} \\ \mathcal{R}_{41} & & & \mathcal{R}_{44} & & \\ & \mathcal{R}_{52} & & & \mathcal{R}_{55} & \mathcal{R}_{56} \\ & & \mathcal{R}_{63} & & \mathcal{R}_{65} & \mathcal{R}_{66} \\ \hline & & [\text{B}^T] & \mathcal{R}_{74} & & \\ & & & \mathcal{R}_{84} & \mathcal{R}_{85} & \mathcal{R}_{86} \\ & & & & \mathcal{R}_{87} & \mathcal{R}_{88} \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} \Phi_1 \\ \Phi_2 \\ \Phi_3 \\ \Phi_4 \\ \Phi_5 \\ \Phi_6 \\ \Phi_7 \\ \Phi_8 \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \\ f_4 \\ f_5 \\ f_6 \\ f_7 \\ f_8 \end{array} \right] \quad (3)$$

En forma reducida $\begin{bmatrix} \text{A} & \text{B} \\ \text{B}^T & \text{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Phi_{1-6} \\ \Phi_{7-8} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_{1-6} \\ f_{7-8} \end{bmatrix}$

de (3) se tiene que las reluctancias individuales son:

$$\begin{aligned}
 \mathcal{R}_{11} &= \mathcal{R}_1 + \mathcal{R}_{\ell 1} & \mathcal{R}_{14} &= -\mathcal{R}_{\ell 1} \\
 \mathcal{R}_{22} &= \mathcal{R}_2 + \mathcal{R}_{\ell 2} & \mathcal{R}_{25} &= -\mathcal{R}_{\ell 2} \\
 \mathcal{R}_{33} &= \mathcal{R}_3 + \mathcal{R}_{\ell 3} & \mathcal{R}_{36} &= -\mathcal{R}_{\ell 3} \\
 \mathcal{R}_{44} &= \mathcal{R}_4 + \mathcal{R}_{\ell 1} + \mathcal{R}_8 & \mathcal{R}_{47} &= \mathcal{R}_4 + \mathcal{R}_8 \\
 \mathcal{R}_{48} &= \mathcal{R}_4 & \mathcal{R}_{55} &= \mathcal{R}_5 + \mathcal{R}_6 + \mathcal{R}_{\ell 2} \\
 \mathcal{R}_{56} &= \mathcal{R}_6 & \mathcal{R}_{58} &= \mathcal{R}_5 + \mathcal{R}_6 \\
 \mathcal{R}_{66} &= \mathcal{R}_6 + \mathcal{R}_{\ell 3} & \mathcal{R}_{68} &= \mathcal{R}_6 \\
 \mathcal{R}_{77} &= \mathcal{R}_4 + \mathcal{R}_7 + \mathcal{R}_8 & \mathcal{R}_{78} &= \mathcal{R}_4 + \mathcal{R}_7 \\
 \mathcal{R}_{88} &= \mathcal{R}_4 + \mathcal{R}_5 + \mathcal{R}_6 + \mathcal{R}_7
 \end{aligned} \tag{4}$$

Como la matriz \mathcal{R} de (3) es simétrica se tiene que:

$$\mathcal{R}_{ij} = \mathcal{R}_{ji} \tag{5}$$

Para poder calcular el valor correspondiente a la reluctancia de cada segmento del núcleo del transformador se considera.

$$\mathcal{R}_k = \frac{l_k}{\mu_k A_k} \tag{6}$$

de (6) se tiene que l_k , A_k y μ_k son la longitud, área de sección transversal y permeabilidad del k -ésimo elemento del núcleo.

Si al construir la matriz correspondiente a (3) se hace una selección de mallas adecuada, las fmm 's aplicadas a las mallas 7 y 8 son cero, por lo que es posible aplicar una reducción de Kron, a la matriz con lo que ahora (3) se puede expresar como:

$$\begin{bmatrix} \mathcal{R}_{11}^m & & & \mathcal{R}_{14}^m & & & \\ & \mathcal{R}_{22}^m & & & \mathcal{R}_{25}^m & & \\ & & \mathcal{R}_{33}^m & & & \mathcal{R}_{36}^m & \\ \mathcal{R}_{41}^m & & & \mathcal{R}_{44}^m & \mathcal{R}_{45}^m & \mathcal{R}_{46}^m & \\ & \mathcal{R}_{52}^m & & \mathcal{R}_{54}^m & \mathcal{R}_{55}^m & \mathcal{R}_{56}^m & \\ & & \mathcal{R}_{63}^m & \mathcal{R}_{64}^m & \mathcal{R}_{65}^m & \mathcal{R}_{66}^m & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_1 \\ \varphi_2 \\ \varphi_3 \\ \varphi_4 \\ \varphi_5 \\ \varphi_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \\ f_4 \\ f_5 \\ f_6 \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$\text{En forma reducida} \quad [A^m] [\varphi_{1-6}] = [f_{1-6}]$$

La obtención de A^m en (7) se relaciona con (3) de la siguiente manera:

$$A^m = A - BC^{-1}B^T \quad (8)$$

Considerando que:

$$N_k \varphi_k = \lambda_k \quad (9)$$

$$N_k i_k = f_k$$

Utilizando las relaciones mostradas en (9) se puede demostrar que (7) y (10) son equivalentes por lo tanto:

$$\begin{bmatrix} \frac{\mathcal{R}_{11}^m}{N_1^2} & & & \frac{\mathcal{R}_{14}^m}{N_1 N_4} & & & \\ & \frac{\mathcal{R}_{22}^m}{N_2^2} & & & \frac{\mathcal{R}_{25}^m}{N_2 N_5} & & \\ & & \frac{\mathcal{R}_{33}^m}{N_3^2} & & & \frac{\mathcal{R}_{36}^m}{N_3 N_6} & \\ \frac{\mathcal{R}_{41}^m}{N_4 N_1} & & & \frac{\mathcal{R}_{44}^m}{N_4^2} & \frac{\mathcal{R}_{45}^m}{N_4 N_5} & \frac{\mathcal{R}_{46}^m}{N_4 N_6} & \\ & \frac{\mathcal{R}_{52}^m}{N_5 N_2} & & \frac{\mathcal{R}_{54}^m}{N_5 N_4} & \frac{\mathcal{R}_{55}^m}{N_5^2} & \frac{\mathcal{R}_{56}^m}{N_5 N_6} & \\ & & \frac{\mathcal{R}_{63}^m}{N_6 N_3} & \frac{\mathcal{R}_{64}^m}{N_6 N_4} & \frac{\mathcal{R}_{65}^m}{N_6 N_5} & \frac{\mathcal{R}_{66}^m}{N_6^2} & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \lambda_4 \\ \lambda_5 \\ \lambda_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \\ i_6 \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\text{En forma compacta} \quad [\Gamma][\lambda_{1-6}] = [i_{1-6}]$$

Para formar la matriz F se deben calcular todas las reluctancias del transformador, para lo cual es necesario calcular los valores correspondientes a las permeabilidades de los distintos segmentos del núcleo del transformador, μ_k ($k=1\dots5$), por lo que en primer lugar se debe obtener el valor de H para cada uno de los segmentos del transformador, este procedimiento se realiza calculando en primera instancia las fmm 's nodales, fn_k ($k=1\dots3$) de la siguiente manera:

$$fn_k = f_k + f_{k+3} + \frac{R_k \lambda_k}{N_k} \quad k(1\dots3) \quad (11)$$

Habiendo calculado la fn_k utilizando (11), ahora se puede calcular el valor de H para cada una de las columnas del transformador tal y como se indica en (12).

$$H_k = \frac{f_k + f_{k+3} - fn_k}{l_k} \quad k(1 \dots 3) \quad (12)$$

El valor de H correspondiente a los yugos se calcula haciendo uso de (13), por lo tanto el valor que se tiene de H es:

$$H_{k+3} = \frac{fn_k - fn_{k+1}}{l_{k+3}} \quad k(1 \dots 2) \quad (13)$$

Ya que se ha calculado el valor correspondiente a la H de cada segmento del transformador se puede proceder a calcular el valor de la B correspondiente a dichos segmentos, para esto se hace:

$$B_k = \frac{\varphi_k}{A_k} \quad (k=1\dots5) \quad (14)$$

Cuando se han calculado tanto los valores de H como de B para cada segmento del núcleo del transformador se puede proceder ahora a calcular la permeabilidad actualizada del material, para ello se utiliza la relación:

$$\mu_k = \frac{B_k}{H_k} \quad k(1 \dots 5) \quad (15)$$

2.2.2. Esquema de conexión del transformador.

La conexión utilizada para el modelo del transformador es la Δ -Y, por ser la más extendida en cuanto a su aplicación, aunque es posible realizar simulaciones utilizando cualquier conexión, el esquema correspondiente se muestra en la Figura 2.4, donde se puede apreciar gráficamente que los 3 devanados considerados para el primario o secundario son exactamente iguales.

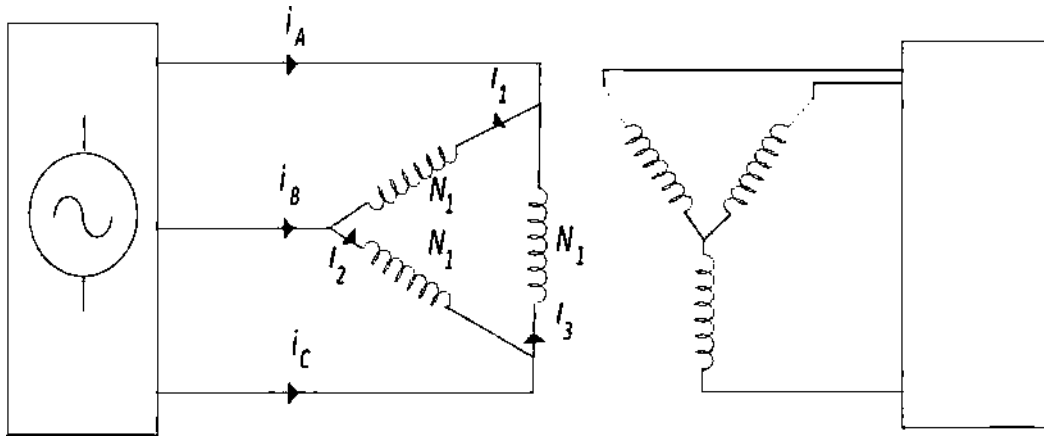


Figura 2.4 Diagrama de conexión del transformador

La manera en que se encuentra conectado el transformador no afecta el desarrollo del modelo magnético del mismo, pero sí afecta la manera en que deberán expresarse los voltajes que serán utilizados para realizar las simulaciones correspondientes.

2.3. Representación de la saturación, aproximada mediante una función arcotangente.

Las características no lineales de los materiales ferromagnéticos, como son la saturación e histéresis, se han tratado de modelar desde finales del siglo XIX, primero como un grupo de relaciones empíricas y actualmente con diferentes formas de aproximación, como son: rectas, exponenciales [32], hipérbolas, arcotangente y [33], polinomios y ecuaciones diferenciales de retardo [34], así como relaciones entre ellas.

La búsqueda de la manera de modelar con la mayor precisión posible estas características no lineales es continua, debido a que los sistemas actuales requieren ser cada

vez más robustos, sin importar a qué nivel de potencia se esté trabajando, lo que incluye equipos con materiales ferromagnéticos que van desde instrumentos de medición, hasta transformadores y generadores. Dentro de esta línea de estudio existen una gran cantidad de trabajos que presentan avances ya sea en el modelado o en la aplicación, en [35] se encuentra una excelente aportación de referencias respecto a este tema.

En este trabajo se considera solo la saturación y se utiliza un modelo basado en la función arcotangente [18 y 33], con un mínimo de constantes, lo que permiten ajustar la curva a cualquier característica de saturación. Al utilizar la función arcotangente, se obtiene una relación de gran flexibilidad tanto analítica como numérica, lo que es importante debido a que entre mayor sea la rapidez de la evaluación numérica, se tendrá un mejor aprovechamiento en el modelo completo.

2.3.1. Característica de saturación

La aproximación de la saturación se realiza por medio de una función arcotangente y esto se muestra en la Figura 2.5, esto debido a que esta función en sí, tiene la forma de la característica de saturación, lo que implica que solamente debe ser normalizada y obtener un número mínimo de parámetros para tener control sobre ella. La función para la aproximación mostrada en (16), está dada por [18 y 33], y ésta se deriva del procedimiento mostrado en [34], donde se obtiene la ecuación siguiente:

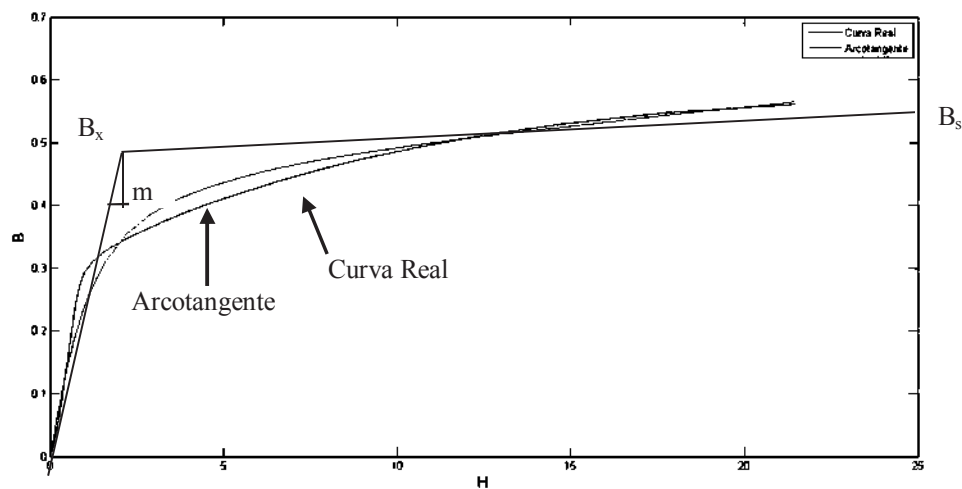


Figura 2.5 Curva de saturación real y aproximada

$$B_m(H) = B_n \operatorname{atan}(mH) + \Delta B_a H \quad (16)$$

Se puede ver que (16) está en función de tres constantes que se calculan a partir de datos con que se cuenta de la curva real, de la siguiente manera:

$$B_n = B_x \frac{2}{\pi} \quad (17)$$

$$m = \frac{\Delta B}{\Delta H} \frac{\pi}{2B_s} \quad (18)$$

$$\Delta B_a = \frac{[B_s - B_n \operatorname{atan}(mH_s)]}{H_s} \quad (19)$$

En donde:

B_m enlaces de flujo de magnetización.

B_x es el valor de B_m en el punto de cruce de las pendientes indicadas en la Figura 2-5.

B_n es el valor de B_x para el valor máximo de la función arcotangente, $\pi/2$.

B_s es el valor de saturación de B_m de la característica real.

m es la pendiente inicial de la curva, normalizada al valor máximo del arcotangente, $\pi/2$, y al valor de saturación, B_s .

H_s es el valor de H para cuando se tiene el punto B_s .

ΔB_a es el incremento lineal de B_m .

Las constantes obtenidas usando (17), (18) y (19), se calculan de forma sencilla como se puede ver ya que los parámetros requeridos para ello se pueden obtener de manera directa a partir de la curva característica real.

Cuando se realizan variaciones a las constantes de (16), es decir a B_n , m y ΔB_a , existen diferentes cambios en las curvas, esto se puede ver en las Figura 2.6 a Figura 2.8.

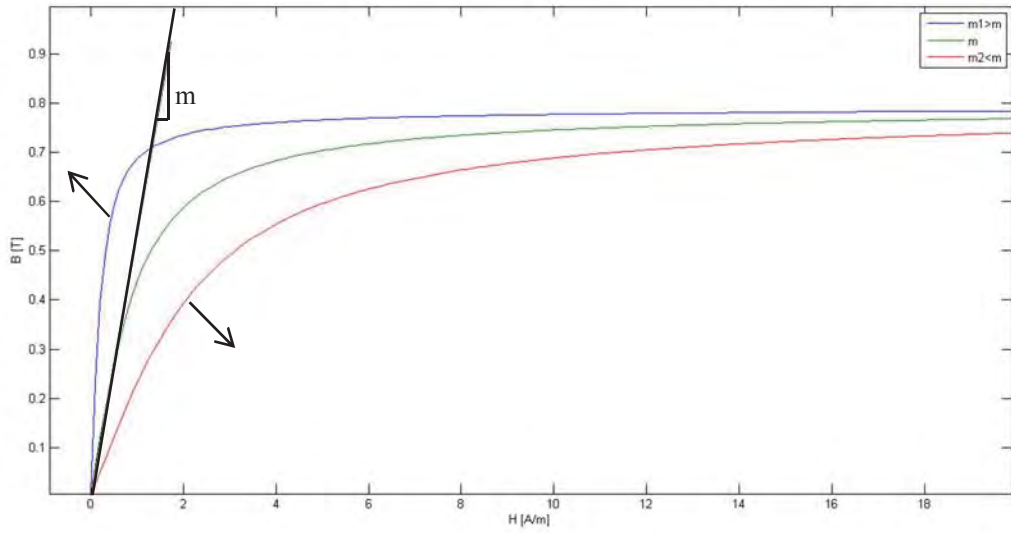


Figura 2.6 Movimiento relativo variando el valor de m

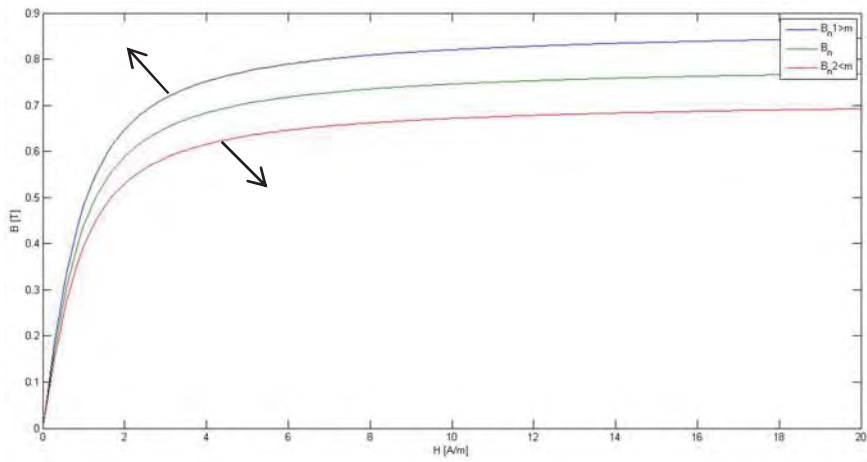


Figura 2.7 Movimiento relativo variando el valor de B_n

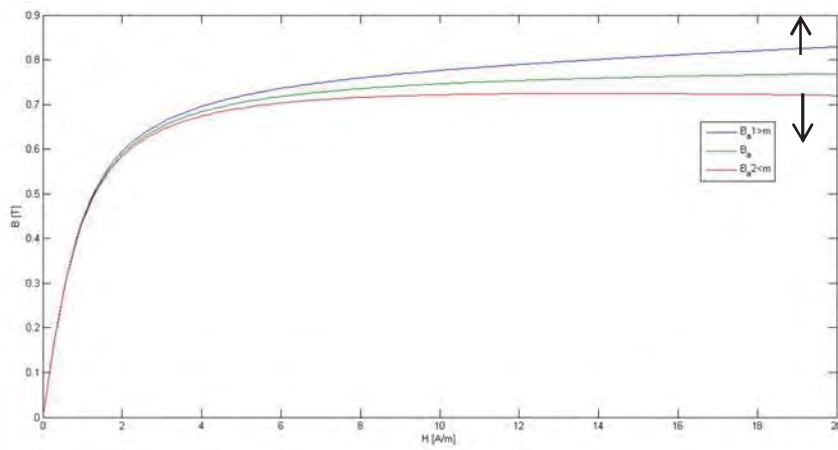


Figura 2.8 Movimiento relativo variando ΔB_a

A partir de las Figura 2.6 a Figura 2.8 se puede observar que los cambios que se realicen a las constantes de (16) nos otorgan un control total sobre la curva resultante, lo que permite el poder realizar ajustes finos según sea necesario a la curva aproximada por (16). En la Figura 2.6 el valor de m nos permite modificar la pendiente de la curva que estamos calculando, la Figura 2.7, nos muestra que al variar el valor correspondiente a B_n se cambia el grado de inflexión que tendrá la curva, mientras que al variar ΔB_a como se ve en la Figura 2.8, estamos variando la elevación de la curva.

El procedimiento seguido para resolver el modelo propuesto se resume en el diagrama de flujo que se presenta en la Figura 2.9.

Para la simulación del modelo propuesto se utilizó la plataforma de MatLab©, se codificó directamente en este lenguaje utilizando para resolver las ecuaciones diferenciales el método de integración de Runge-Kutta de 4° orden. Como el interés radica en los resultados de estado estable se utilizó el método de acercamiento al estado estable propuesto por Aprille *et al.* [36], e implementadas en [18].

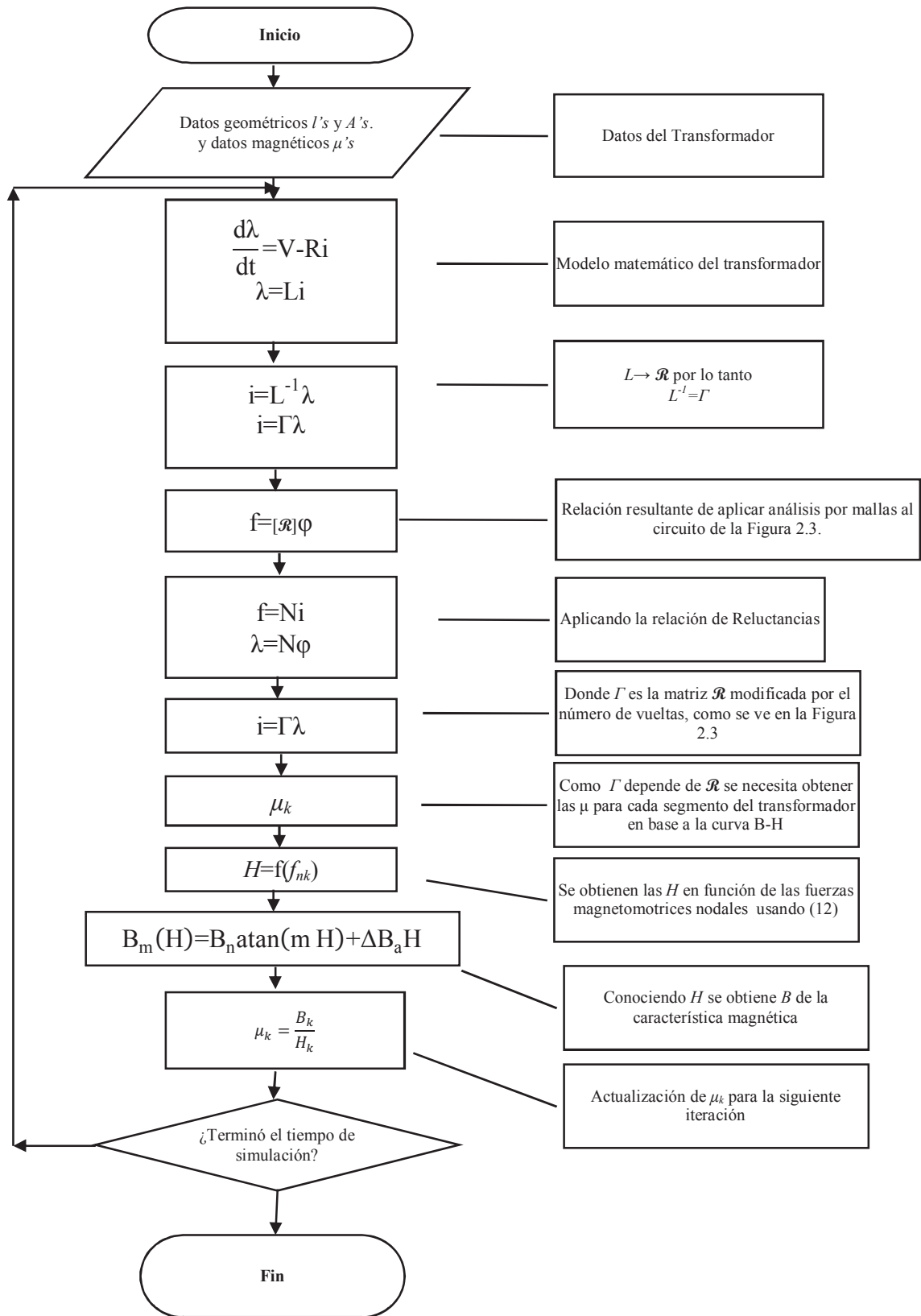


Figura 2.9 Diagrama de flujo del modelo propuesto

2.4. Modelos del transformador con fallas internas.

En la sección 2.2, se mostró el procedimiento para modelar el transformador cuando éste se encuentra operando bajo condiciones normales y no presenta ninguna falla, en esta sección se describirá el procedimiento que se debe seguir cuando se tiene una falla presente en alguno de los devanados del transformador, así como las consideraciones realizadas al obtener los sistemas de ecuaciones relacionados a cada una de ellas.

Como se ha mencionado, algunos autores al modelar el transformador, ya sea en su forma eléctrica o magnética, presentan también maneras en las cuales pueden ser incluidas fallas en el modelo. Al realizar una revisión de la literatura disponible se encuentran modelos eléctricos del transformador que presentan la manera en que se pueden introducir las fallas al sistema de ecuaciones como son un cortocircuito entre espiras [10 y 37], una falla del devanado a tierra [12 y 38], así mismo publicaciones que hablan de fallas debido al envejecimiento del aislamiento de los devanados y que presentan también el caso en que éste es tan severo que ocurre un arco eléctrico[14, 22 y 39], y solamente en uno de los casos se habla específicamente del arco eléctrico [40] , pero al verificar la literatura con que se cuenta relativa al modelo magnético del transformador, encontramos que la generalidad de los casos presentan únicamente la falla de cortocircuito [21, 25, 31].

En base a lo anterior en este trabajo se adaptan las formulaciones hechas en los modelos eléctricos del transformador, recordando que al modelo magnético del transformador se acoplan tanto los voltajes como las corrientes del mismo, los cuales serán quien determinen finalmente la forma en que está operando el equipo que está siendo analizado, por lo que las ecuaciones encontradas en la literatura, así como las diversas consideraciones hechas se pueden adaptar del modelo eléctrico al magnético.

2.4.1. Modelo del transformador con un cortocircuito entre espiras.

Ya se ha dicho la ventaja que se tiene el hacer uso del modelo magnético del transformador como complemento de su modelo eléctrico por lo que se realizará el modelado del transformador para las fallas descritas al inicio de esta sección, por esta razón es necesario repetir el procedimiento descrito en la sección 2.2 y establecer los flujos

magnéticos que se tienen en las mallas del transformador de la misma forma que se hizo en la Figura 2.3, se debe mencionar que al presentarse una falla sobre uno de los devanados del transformador, para este caso una falla de cortocircuito, el número de *fmm*'s que lo integran de acuerdo al procedimiento seguido pasa de ser 2 al estar operando el transformador sin falla a 4 al presentarse la falla [21 y 31], esto se puede ver en la Figura 2.10.

Las *fmm*'s se consideran ahora como 4 debido a que el devanado afectado por la falla, en este caso la fase *A* del lado primario del transformador se considera ahora como si fueran 3 secciones diferentes unidas, en los extremos del devanado no existe una falla, mientras que la sección fallada se considera como una sección ubicada entre las que no presentan falla.

En la Figura 2.10 se puede observar que el diagrama mostrado es muy similar al que se tiene en la Figura 2.3 modificándose únicamente la representación de la pierna 1 así como la numeración de los elementos, lo anterior por la inclusión de la falla en el diagrama, se puede ver también dentro de la Figura 2.10, que las consideraciones realizadas para la designación de los flujos magnéticos así como los sentidos de los mismos es la que se aplicó anteriormente.

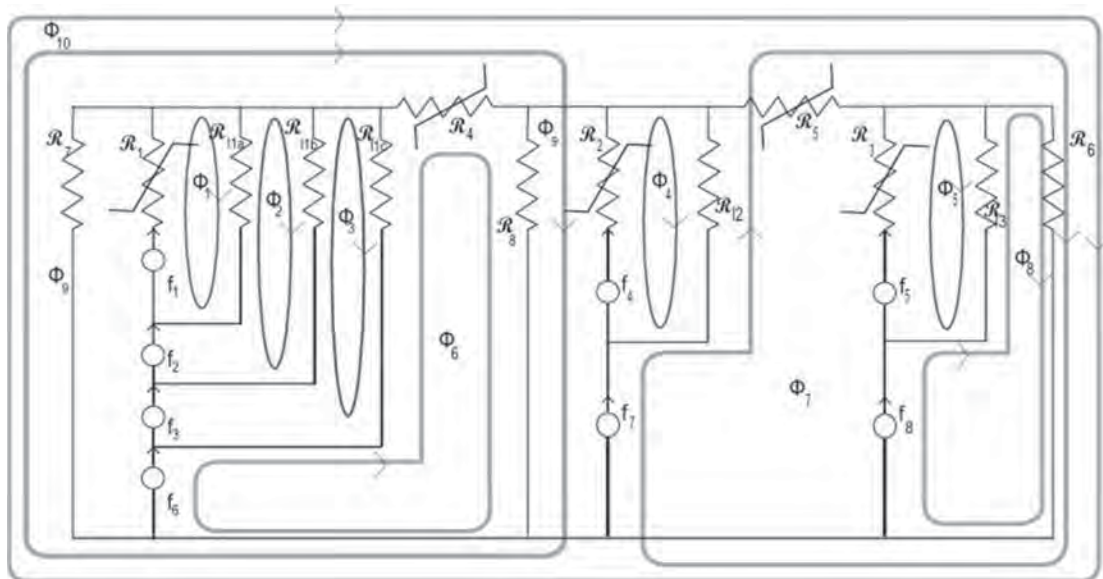


Figura 2.10 Circuito magnético equivalente para el transformador trifásico de 3 columnas cuando existe una falla de cortocircuito entre las espiras del devanado de la fase *A*.

Algo más que se puede observar en el diagrama es que al existir una falla en alguno de los devanados, cada sección del que se considera como fallado al ser una fracción del total tiene también una reluctancia diferente, ya que ésta depende de la longitud de la sección que se esté calculando, que para este caso es de una fracción del devanado total.

El esquema correspondiente al caso en que se tiene un cortocircuito entre espiras del devanado es el que se presenta en la Figura 2.11, donde se puede ver como el devanado que anteriormente era solo una sección, ahora se convierte en 3 secciones conectadas por los extremos.

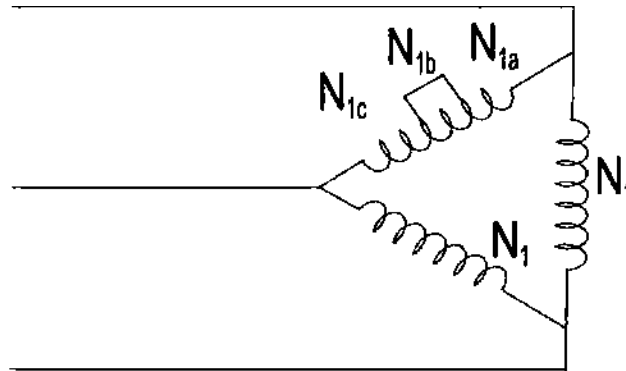


Figura 2.11 Esquema del lado primario del transformador para el caso en que existe una falla de cortocircuito entre espiras

Para construir la matriz de reluctancias es necesario seguir el mismo procedimiento de la sección 2.2, cuando ya se han obtenido todas las ecuaciones que describen el nuevo modelo, se tiene una situación similar al caso sin fallas, ya que se tienen 2 fmm 's las cuales son 0, por lo tanto se puede aplicar de igual manera una reducción de Kron para simplificar el modelo y con esto eliminar las fmm 's de valor cero así como las ecuaciones correspondientes a éstas. En (20) se puede ver la matriz de reluctancias correspondiente a este caso de falla.

hacen las mismas consideraciones entonces de acuerdo con [2[3, 12 y 26] ahora se tiene que las resistencias son:

$$R_{1a} = R_1 \frac{N_{1a}}{N_1}$$

$$R_{1b} = R_1 \frac{N_{1b}}{N_1} \quad (22)$$

$$R_{1c} = R_1 \frac{N_{1c}}{N_1}$$

En este momento ya se tiene la posibilidad de realizar los cálculos necesarios para saber en qué forma se encuentra operando el transformado, esto debido a que ya se conoce como calcular los parámetros que no pueden ser medidos directamente.

2.4.2. Modelo del transformador con falla de un devanado a tierra.

Cuando un transformador presenta una falla de uno de los devanados a tierra, el modelo que describe el comportamiento del transformador se modifica en relación al presentado en las secciones anteriores, por lo tanto es necesario desarrollar un nuevo sistema de ecuaciones acorde a las nuevas condiciones que se tendrán en los devanados del transformador al presentarse este tipo de fallas.

Para este caso el devanado que presenta la falla se considera como un devanado dividido en 2 secciones el punto de ocurrencia del evento [10,[12 y[38].

Para ilustrar esto de una mejor forma en la Figura 2.12 se muestra cómo es que se modificó el diagrama magnético del transformador, se debe mencionar que una vez más el procedimiento a seguir es el mismo que en las secciones anteriores, por lo que se establecen los flujos que cubran cada elemento del transformador, debiendo recordarse que cada *fmm* del modelo, solo puede ser cruzada una sola vez por alguno de los flujos.

Para la construcción de este modelo y su posterior simulación, es necesario señalar cómo es que se modifica el modelo, lo cual se puede ver en la Figura 2.13, esto debido a que ahora los voltajes y corrientes presentes en el transformador se comportan de manera distinta a los casos anteriores, como se puede ver en el devanado que presenta la falla, ahora no se tiene una corriente que entra por un extremo, cruza la falla y sale por el otro, sino dos corrientes debido cada una al voltaje de una de las fases.

En la Figura 2.13 se puede ver que debido a la falla del devanado a tierra, las referencias del transformador cambian y por ello ahora se tiene que para el devanado fallado las referencias que aparecen nos indican que para una de las secciones del mismo la alimentación será una de las fases en el mismo sentido (v_A), mientras que para la otra sección tendrá una alimentación correspondiente a otra de las fases en sentido contrario ($-v_B$).

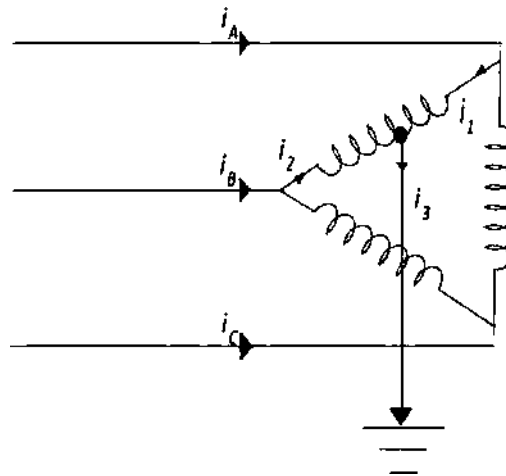


Figura 2.13 Diagrama correspondiente a una condición de falla de un devanado a tierra.

Al igual que en el caso anterior las resistencias correspondientes a cada sección del devanado deben calcularse por lo que ahora se tiene:

$$R_{1a} = R_1 \frac{N_{1a}}{N_1} \tag{24}$$

$$R_{1b} = R_1 \frac{N_{1b}}{N_1}$$

En la Figura 2.14 se ilustra de mejor manera como es que se divide el devanado que presenta la falla, así como los voltajes y corrientes en el mismo. Como se mencionó anteriormente, debido a que el devanado está conectado a tierra por la ocurrencia de la falla, se ve como si estuviera conectado directamente a dos de las fases, para este caso A y B , por lo que los voltajes presentes son v_A y $-v_B$, por lo que cada uno de ellos inyecta una corriente al devanado i_1 e i_2 , por lo que a tierra se tiene finalmente una corriente total i_3 que se obtiene de acuerdo a las referencias de la siguiente manera:

$$i_3 = i_1 - i_2 \quad (25)$$

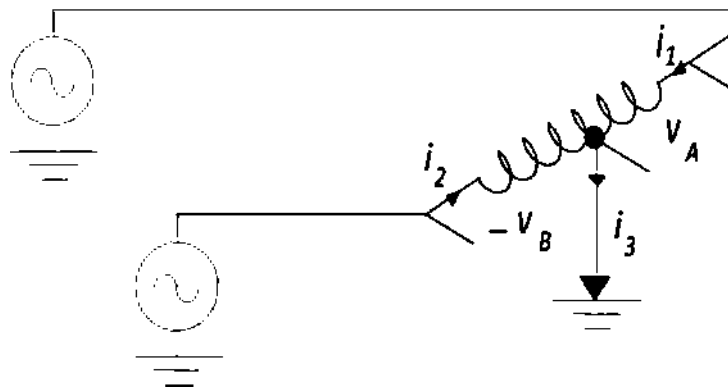


Figura 2.14 Diagrama correspondiente a la sección fallada al considerar la nueva referencia.

2.4.3. Modelo del transformador con un arco eléctrico entre espiras.

Como se mencionó en la sección anterior el envejecimiento del aislamiento entre espiras en algunas condiciones es la antesala de la aparición de un arco eléctrico por lo que el modelo magnético, así como el diagrama eléctrico son los mismos que para dicha falla, un arco eléctrico es en muchos casos la etapa que antecede a la ocurrencia de un cortocircuito. Por lo que solamente es necesario señalar algunas cosas para adecuar el modelo de la falla de envejecimiento a la ocurrencia de esta falla.

En [22] por ejemplo se modela la aparición del arco eléctrico como se puede ver en la Figura 2.15 que no es otra cosa que sustituir el circuito paralelo de la falla de

envejecimiento por otro que ahora cuenta con otra resistencia en paralelo, así como una fuente de CA que manda pulsos de una magnitud deseada en tiempos aleatorios, al inicio del proceso los interruptores se encuentran abiertos, al comenzar el arco el interruptor S_1 se cierra y la fuente manda un pulso constante, mientras que al comenzar a apagarse el arco se cierra el interruptor S_2 y se abre S_1 para comenzar a extinguir el arco.

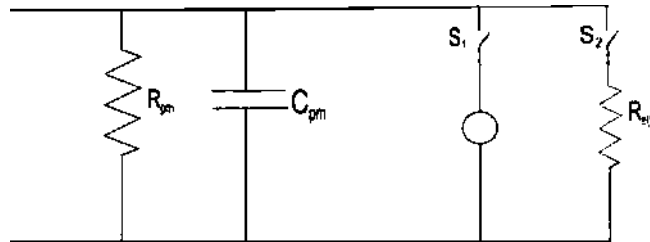


Figura 2.15 Modelo del envejecimiento incluyendo la posibilidad de existencia de un arco

En la Figura 2-18 se presenta el tren de pulsos que se utiliza para el control de los interruptores del modelo del arco eléctrico en [21].

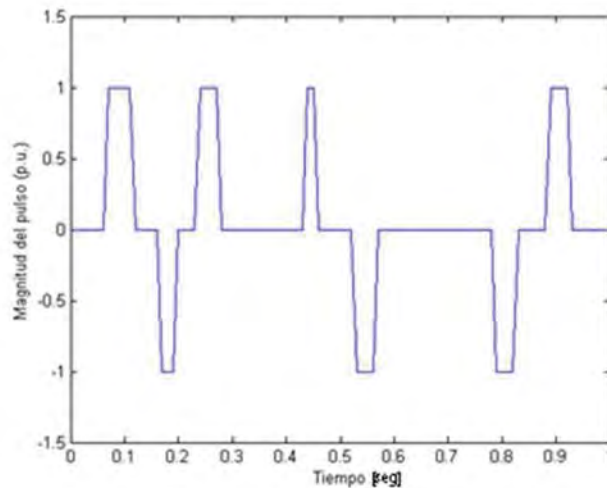


Figura 2.16 Tren de pulsos utilizado en [poner una referencia] como representación del arco eléctrico

Para la implementación del modelo se buscó hacer el arco más apegado a la realidad, ya que un arco eléctrico no inicia con determinada magnitud ni termina tampoco con un valor fijo, por esta razón a **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se le hacen

unas adecuaciones, tal que ahora el valor correspondiente a la resistencia es variable y el pulso correspondiente a la fuente de voltaje también cambia su magnitud, la ecuación se mantiene igual pero al hacer estos cambios se tiene que al aparecer el arco, la magnitud de la resistencia en el modelo se reduce mientras que la magnitud del voltaje aumenta o disminuye de manera aleatoria, al terminar el proceso que causó la aparición del arco, la resistencia del modelo se incrementa con la finalidad de extinguirlo.

Esto se expresa mejor utilizando (26), en donde se puede ver como los nuevos elementos que se integraron al circuito se suman a los de la ecuación original, recordando que el valor de $v_{CA(t)}$ y $R_e(t)$ varían durante la simulación.

$$i_1 - i_2 = \frac{1}{R_f + R_e(t)} (v_C + v_{CA(t)}) + C_f \frac{dv_F}{dt} \quad (26)$$

El proceso descrito durante la ocurrencia del arco eléctrico en el transformador es el que se menciona en la literatura, es por ello que éste se adaptó al arco que se habrá de generar al momento de realizar la simulación, otra de las razones por las que se hace uso del proceso del arco es que la secuencia mencionada es lógica, debido a que al ocurrir el mismo, se presenta una forma de onda de voltaje que se hace incluso visible, por lo tanto su magnitud es muy elevada, esto lo representa la fuente de voltaje, al desaparecer las condiciones propicias para la ocurrencia del arco, algún elemento debe propiciar que este se extinga, es decir, la resistencia apaga el arco, y al desaparecer totalmente el arco y no tener condiciones para su re-ignición, aún se tiene la condición del envejecimiento en los devanados, condición que no se afecta con la secuencia de los interruptores que abren y cierran durante el proceso de ocurrencia del arco.

En la Figura 2.19 se presenta la forma de onda que tendría el tren de pulsos de voltaje que para este caso representa el arco eléctrico, se puede ver que los pulsos se generan en instantes de tiempo totalmente aleatorios, tratando con esto de simular e integrar al modelo, el hecho de que un arco eléctrico no solamente se genera por una determinada condición en el devanado de un transformador, sino por la interacción de diversas situaciones que van desde el voltaje al que se esté operando el equipo como a la calidad del aceite del mismo, se

puede ver que también las magnitudes e incluso la dirección de los pulsos es aleatoria, esto busca cubrir la posibilidad de que al aparecer el arco eléctrico el voltaje se encuentre o no en la misma fase de la fuente de alimentación del transformador.

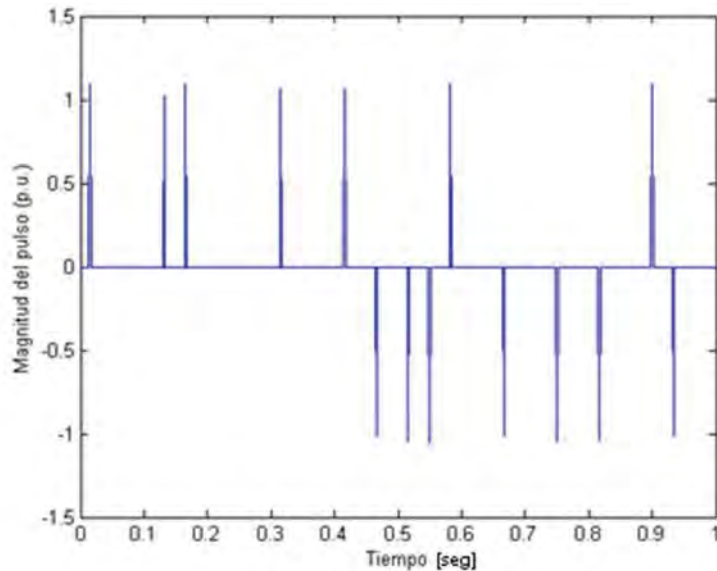


Figura 2.17 Tren de pulsos utilizado en el modelo del arco eléctrico implementado

2.5. Conclusiones

En este capítulo se presenta el desarrollo de diversos modelos magnéticos de un transformador trifásico de 3 columnas, entre los modelos mostrados se encuentra el correspondiente a un transformador sin falla, así como modelos que incluyen una falla en un devanado del transformador, dichos modelos son: falla de cortocircuito entre espiras, falla de un devanado a tierra, envejecimiento entre espiras y arco eléctrico.

El modelo desarrollado está pensado para ser utilizado con cualquier transformador ya sea de 3 columnas como los aquí mostrados o se puede adecuar para ser utilizado con cualquier tipo de transformador siguiendo los pasos mostrados en la sección 2.2 el modelo también está pensado para ser aplicado utilizando las magnitudes del transformador en unidades reales o en el sistema *p.u.*

Como los modelos desarrollados son magnéticos resultan muy prácticos para insertar las no linealidades y en este caso las fallas internas. Teniendo que modificar solamente la matriz de reluctancias para lo que es necesario solamente parámetros físicos como longitud y área de la sección transversal del transformador.

Al utilizar las reluctancias del transformador para el modelado, es posible incluir los efectos de la saturación en el núcleo del transformador de una forma directa. Esta característica se modela por medio de la función arcotangente.

El modelo desarrollado aunque es magnético, incluye ecuaciones de corrientes y voltajes en el transformador, lo cual permite que las fallas ocurridas en el mismo, sean integradas como modificación de estas ecuaciones o como nuevas ecuaciones que se integran al modelo, es por ello que al presentarse un evento en el transformador, estas condiciones de falla pueden activarse en el momento deseado o en un instante de tiempo aleatorio.

CAPÍTULO 3

Validación del modelo base.

3.1. Introducción.

Al desarrollar un modelo matemático se tiene la posibilidad de validarlo con conjeturas y demostraciones, pero en muchos casos es importante pasar a esta etapa utilizando un equipo real, mediante este proceso el modelo prueba su aplicación para determinadas condiciones de aplicación o dependiendo de los casos de estudio se puede considerar que el modelo es general. Con el objetivo de validar el modelo de forma adecuada es necesario el realizar la simulación del mismo utilizando los parámetros de un transformador real y compararlos con los valores obtenidos de mediciones realizadas al mismo transformador, que para este caso es un transformador de 10 KVA, cuyos parámetros se proporcionan en el Apéndice A.

3.2. Transformador utilizado para validar el modelo.

El transformador utilizado para estas pruebas se encuentra en el laboratorio de máquinas de la División de Estudios de Posgrado de esta Facultad, el cual tiene los siguientes parámetros: transformador trifásico de 10 KVA a 220/127 Volts y 25/45 A el cual fue bobinado con soleras rectangulares esmaltadas de 6x1.3 mm.

En la Figura 3.1 se muestra la imagen del transformador, el cual tiene un núcleo de hierro laminado, además de varias derivaciones o taps, de las cuales se conoce el número de espiras que abarca cada una de ellas, siendo todos los devanados de fase iguales.



Figura 3.1 Transformador utilizado para validar el modelo

En la parte trasera del transformador se pueden ver unas guías y unas manivelas, las cuales pueden ser utilizadas para la altura del devanado exterior del transformador modificando con esto los flujos existentes en el transformador, pero para esta investigación éstas no resultan relevantes.

3.2.1. Mediciones realizadas en el transformador

Con la finalidad de realizar los diversos cálculos necesarios para obtener información que resulta fundamental para el modelo desarrollado, se hicieron mediciones tanto eléctricas como de longitud y de área al transformador mostrado en la Figura 4.1. Las cuales se utilizan para obtener la curva de saturación del transformador.

En la Figura 3.2 se pueden ver las conexiones hechas en el transformador para poder realizar las mediciones, el equipo que se encuentra frente al transformador es el relevador SEL 421, el cual fue el utilizado con el objetivo de sensar las corrientes y voltajes de línea

y fase del primario del transformador (Δ). La prueba para validar el modelo base es la excitación del transformador.

Los datos obtenidos por medio del relevador se almacenan en el equipo de cómputo que se encuentra en primer plano, mientras que en la mesa del fondo se ve un medidor de potencia de la marca Dranetz modelo BMI 4300, cuyo objetivo fue validar las mediciones obtenidas por medio del relevador, no solamente en cuanto a su magnitud, sino también a su forma de onda.



Figura 3.2 Conexiones para realizar las mediciones

El relevador SEL fue utilizado no solo por la posibilidad de medir las 6 corrientes que se tienen en el primario del transformador, sino porque además las corrientes pueden sobrepasar el límite de magnitud establecido para un osciloscopio dañándolo. El relevador utilizado tiene la capacidad de monitoreo de las corrientes mencionadas debido a que es un equipo de protección que se utiliza en sistemas de potencia, para almacenar las mediciones realizadas en el equipo de cómputo es necesario utilizar un software de la marca SEL el cual se llama acSELerator.

En la Figura 3.3 se muestra un autotransformador que es utilizado como fuente de alimentación para el transformador que se está utilizando para validar el modelo realizado, de este equipo parten las 3 fases que se conectan en primera instancia al relevador y las cuales si se observan detenidamente los cables tienen colocadas las pinzas de medición de corriente del equipo Dranetz.



Figura 3.3 Autotransformador para alimentar el transformador de prueba.

Es necesario recordar que los valores correspondientes a los voltajes y corrientes obtenidos del transformador, son importantes para el cálculo de la curva de saturación del transformador, ya que el modelo por estar basado en las reluctancias del transformador necesita de los valores correspondientes a las longitudes y áreas de cada una de sus secciones, ya que el voltaje que necesita el modelo es el nominal del transformador y este valor se encuentra presente en la hoja de datos proporcionada por el fabricante del equipo.

También es necesario señalar que las mediciones se hicieron con el transformador operando es estado estable y sin introducir fallas en los devanados, esto debido a que a pesar de contarse con las derivaciones necesarias para estas pruebas en la parte superior del mismo, cada una de las posibles pruebas representaba un riesgo de daño para el

transformador, esto se determinó al ver la necesidad de incluir elementos externos para representar ciertas condiciones de falla sobre los devanados lo que podría causar comportamientos erráticos en las corrientes, lo que podría terminar afectándolos.

En caso de no incluir elementos externos se tenía la necesidad de afectar los devanados directamente, por ejemplo dañando sus aislamientos para provocar un envejecimiento, lo cual podría resultar en un cortocircuito en caso de sobrepasar un punto de degradación del mismo lo cual terminaría por dañar el devanado en caso de no despejar la falla a tiempo.

La validación del modelo para este caso se realiza utilizando unidades reales.

3.3. Obtención de la curva de saturación del transformador

La curva de saturación del transformador es el primer parámetro a obtener mediante la excitación del mismo y midiendo el voltaje y corriente. Cuando se han obtenido todas las mediciones necesarias en el transformador es cuando es posible realizar el cálculo tanto de la intensidad de corriente como de la densidad de campo magnético, magnitudes que forman la curva de saturación del transformador, para ello se sigue el procedimiento mostrado en [41], el cual además muestra que la curva de saturación de un transformador puede ser obtenida desde cualquiera de sus piernas.

En la Figura 3.4 se pueden observar las dimensiones correspondientes a cada una de las secciones que forman el núcleo del transformador. El procedimiento seguido en esta sección considera que el transformador es simétrico y uniforme el material magnético

Una vez que se han hecho las mediciones de las diferentes secciones del transformador, se procede a calcular la reluctancia total a partir de cada columna del transformador, por lo que es necesario expresar el núcleo del transformador como un circuito eléctrico, lo cual es posible gracias al principio de dualidad.

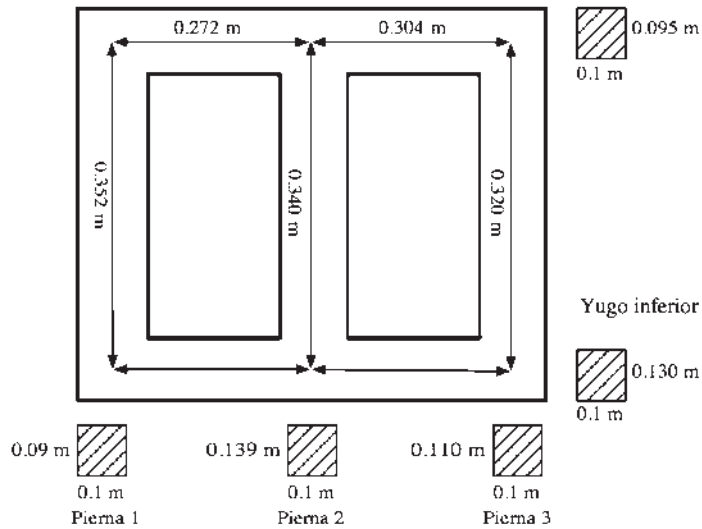


Figura 3.4 Dimensiones físicas para el núcleo del transformador trifásico de 3 columnas

En la Figura 3.5 se puede ver cómo es que se representa el circuito magnético como su equivalente análogo eléctrico, con lo que el devanado al que se está aplicando el voltaje para realizar las mediciones se considera la fuente del circuito, en este devanado se mide tanto el voltaje como la corriente que circula por él.

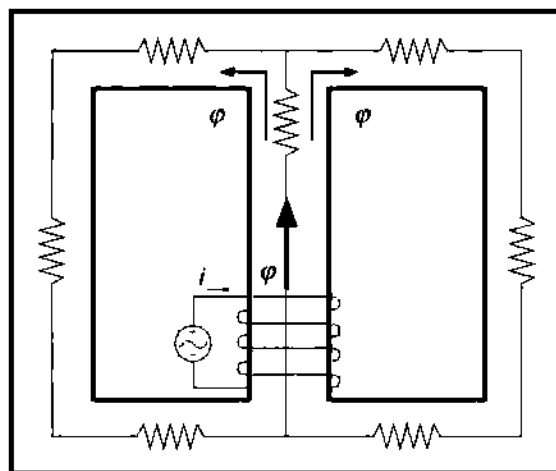


Figura 3.5 Representación análoga del circuito magnético del transformador trifásico de 3 columnas.

En la Figura 3.4 se puede ver que los yugos son una sola pieza cuya área de sección transversal es la misma, mientras que en la Figura 3.5 el núcleo se muestra como si fueran dos reluctancias, esto es debido a que como se mencionó anteriormente, existe una

intersección con otra de las reluctancias del núcleo, en este caso la correspondiente a la columna 2, en misma figura se puede ver únicamente el circuito magnético correspondiente al núcleo del transformador en el cual se representa cada una de las reluctancias.

El objetivo de representar el circuito magnético del transformador como un análogo eléctrico del mismo, es el poder reducirlo a un equivalente más simple, haciendo uso para esto de los métodos que se utilizan para la reducción de circuitos eléctricos en serie-paralelo.

En la Figura 3.6, se encuentra la reluctancia que resulta de interés en este momento, debido a que es ahí donde se ha situado la fuente magnetomotriz y por lo tanto es por donde pasa la mayor parte del flujo, es por ello que se puede hacer una reducción a una reluctancia equivalente para las demás reluctancias.

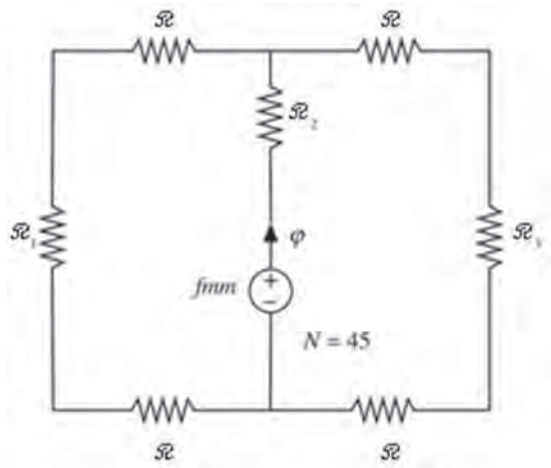


Figura 3.6 Circuito magnético del transformador

El procedimiento mostrado a continuación se puede aplicar a cualquiera de las piernas del transformador para obtener en primer lugar las magnitudes de las reluctancias de dispersión y posteriormente utilizar estos valores para calcular cual es la curva de saturación que tiene el núcleo.

Se puede ver que en la Figura 3.6 existen 2 grupos iguales de reluctancias en serie, por lo tanto para la primera reducción se tiene:

$$\mathcal{R}_{eq1} = 2\mathcal{R} + \mathcal{R}_1 \quad (27)$$

$$\mathcal{R}_{eq2} = 2\mathcal{R} + \mathcal{R}_3 \quad (28)$$

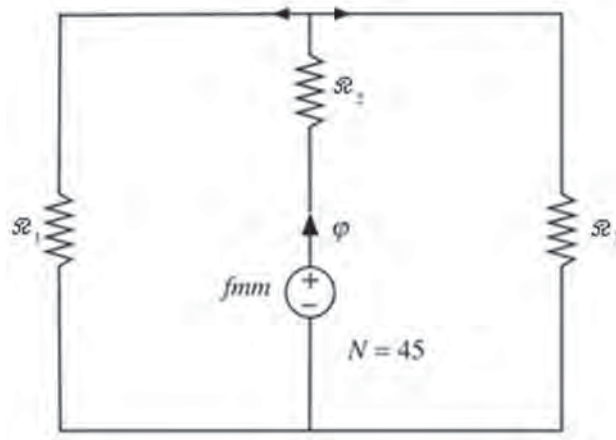


Figura 3.7 Primera reducción del circuito magnético del transformador

El circuito magnético de la figura es ahora más simple, pero aún se puede reducir más, esto debido a que se puede observar que \mathcal{R}_{eq1} y \mathcal{R}_{eq2} se encuentran en paralelo, por lo que al simplificar éstas se tiene el circuito que se ve en la Figura 3.8, el cual se puede reducir como:

$$\mathcal{R}_{eqt} = \frac{(\mathcal{R}_{eq1})(\mathcal{R}_{eq3})}{\mathcal{R}_{eq1} + \mathcal{R}_{eq3}} \quad (29)$$

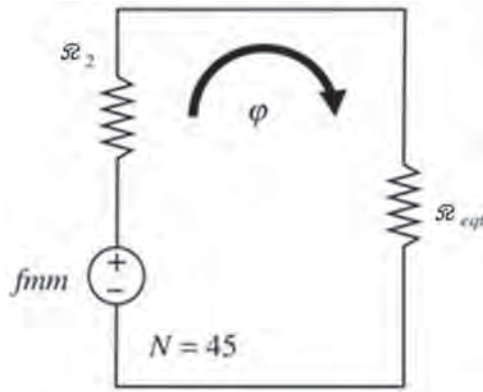


Figura 3.8 Segunda reducción del circuito magnético del transformador

Finalmente se tiene que la reluctancia total del circuito es la suma de la reluctancia correspondiente a la columna 2 (\mathcal{R}_2) y la reluctancia equivalente total del circuito (\mathcal{R}_{eqt}), es decir:

$$\mathcal{R}_t = \mathcal{R}_2 + \mathcal{R}_{eqt} \quad (30)$$

Cuando se sustituye (6) en (30) la reluctancia total del transformador ahora se expresa como:

$$\mathcal{R}_t = \frac{l_2}{\mu A_2} + \mathcal{R}_{eqt} \quad (31)$$

Debemos recordar que las reluctancias no solamente dependen de la longitud o el área de la sección que se esté calculando, sino también de la permeabilidad del material que es desconocida, pero si expresamos la división de la longitud entre el área como una sola constante para cada reluctancia entonces se tiene:

$$\mathcal{R}_t = \frac{K_2}{\mu} + \frac{K_{eqt}}{\mu} \quad (32)$$

Pero a partir de (9) se sabe que:

$$fmm=Ni=\mathcal{R}_2\varphi+\mathcal{R}_{eq}\varphi \quad (33)$$

Finalmente al despejar (33) en función de Ni y expresando las longitudes y áreas como constantes ésta queda como:

$$Ni = \frac{\varphi}{\mu} (K_2 + K_{eq}) \quad (34)$$

Por lo que utilizando (34) se puede obtener la relación de φ y μ , debido a que las demás variables son conocidas. Con esta relación y sustituyendo las constantes en (34) se obtiene la fracción de la fuerza magnetomotriz f que le corresponde a la reluctancia de interés, pero lo que se busca es la intensidad de campo H , debido a esto se utiliza (13):

Por lo tanto se tiene que H es:

$$H_c = \frac{f}{l_c} \quad (35)$$

Cuando el valor de H es conocido aún falta calcular la densidad de campo magnético, para esto se hace uso de la siguiente expresión:

$$B = \frac{\varphi}{A} = \frac{\int v dt}{A} \quad (36)$$

Como se puede ver desde (31) hasta (36) las medidas y mediciones tomadas al transformador son de vital importancia para el cálculo de la curva de saturación, dicha curva debe ser calculada a partir de los voltajes y corrientes medidos, pero no puede dejarse en función de ninguno de éstos.

En las gráficas a), b) y c) de la Figura 3.9, cada una de las piernas del transformador tiene diferentes magnitudes a pesar de que los voltajes han sido trasladados a enlaces de

flujo, si vemos detenidamente estas gráficas, es posible observar que mientras los voltajes son iguales para las tres piernas, las corrientes son iguales en las piernas exteriores, mientras que la corriente presente en la pierna central es menor, esto es debido a la geometría magnética del transformador.

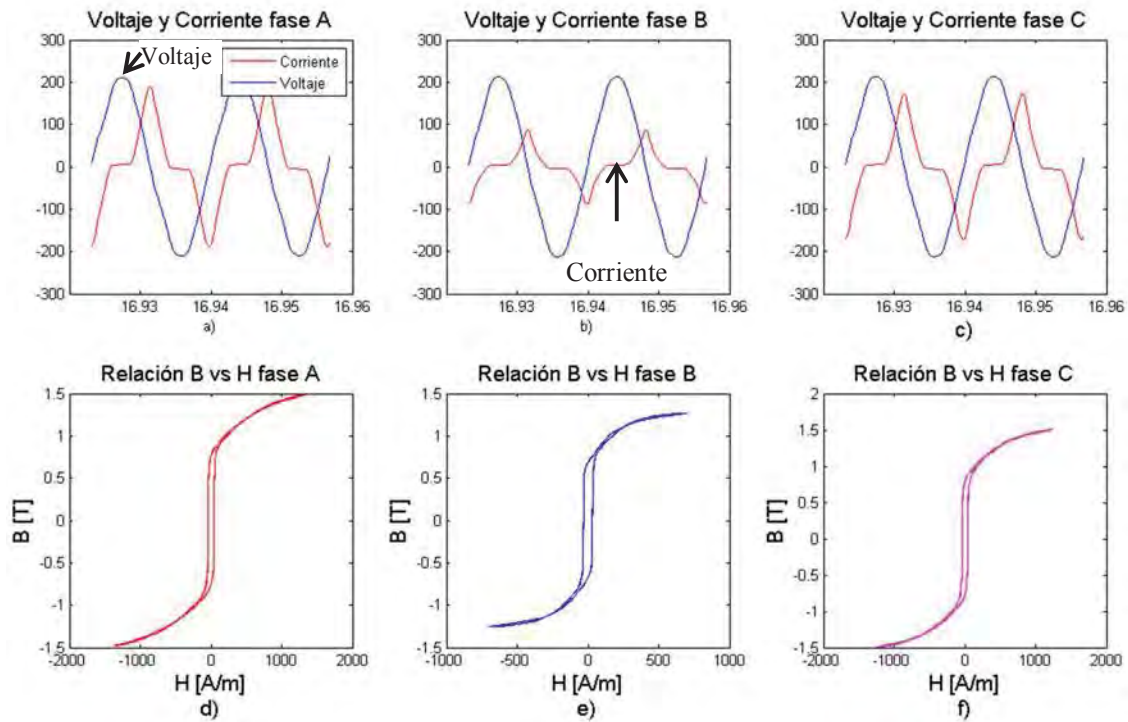


Figura 3.9 Característica de cada pierna del transformador

Si en la misma Figura 3.9 se observan las gráficas d), e) y f); que son gráficas B-H, se puede ver que las curvas que se forman no solamente tienen la misma forma, sino que incluso se tienen curvas de magnitudes muy similares, al ver esto nos podemos dar cuenta de que al cambiar los voltajes y corrientes medidos a términos de B y H, las curvas de saturación de cada una de las piernas se aproximan entre sí.

En la Figura 3.10 se muestran más claramente las curvas obtenidas de cada pierna del transformador y al observarlas nos encontramos con que al realizar la conversión de las mediciones de voltajes y corrientes a términos B-H, la forma que adopta la curva correspondiente a cada una de las piernas es similar, variando únicamente el punto de saturación de la misma. Aquí es conveniente el comentario de que estas diferencias se

deben a que se considera que el transformador es simétrico y la distribución del flujo es uniforme lo cual en la realidad puede no cumplirse. Por esta razón se puede concluir que la curva de saturación de un transformador puede ser obtenida a partir de las mediciones hechas a una sola de sus columnas.

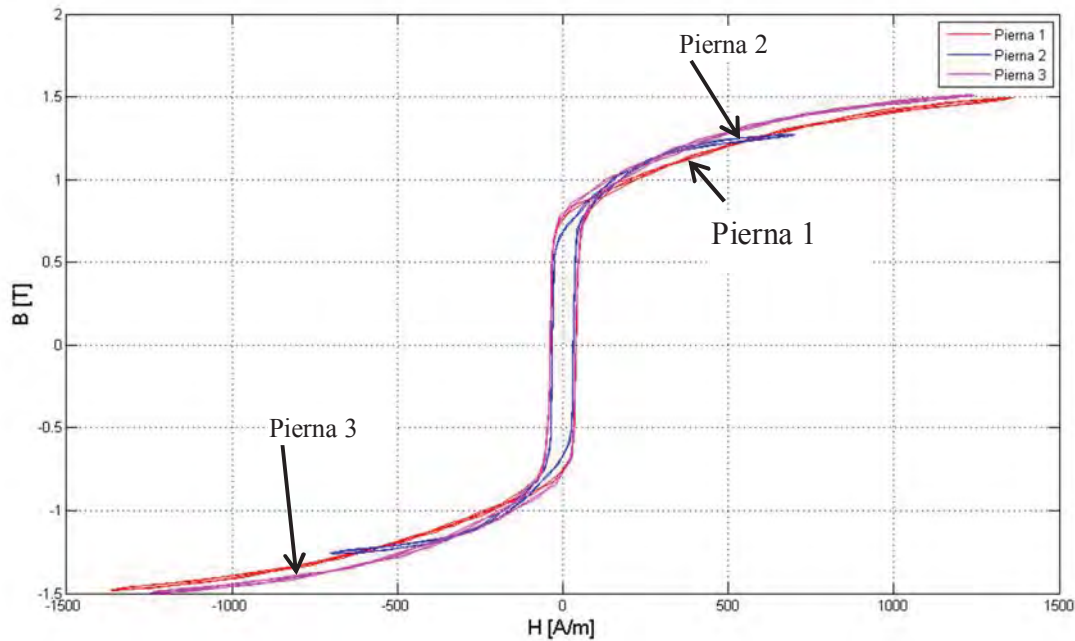


Figura 3.10 Curva de B-H del núcleo del transformador para sus 3 piernas

3.3.1. Aproximación de la curva real mediante una función arcotangente

Cuando se ha calculado la curva de saturación del núcleo de un transformador es posible calcular los coeficientes de (16), lo cual nos permite realizar la aproximación entre las dos curvas, esto utilizando (17), (18) y (19) como se mencionó en la sección 2.3.1.

Para poder calcular los valores de B_n y m es necesario obtener en primer lugar los valores de B_x y B_s de la curva de saturación promedio, esto se muestra en la Figura 3.11, la cual presenta las curvas de saturación real y la aproximación hecha mediante la función arcotangente.

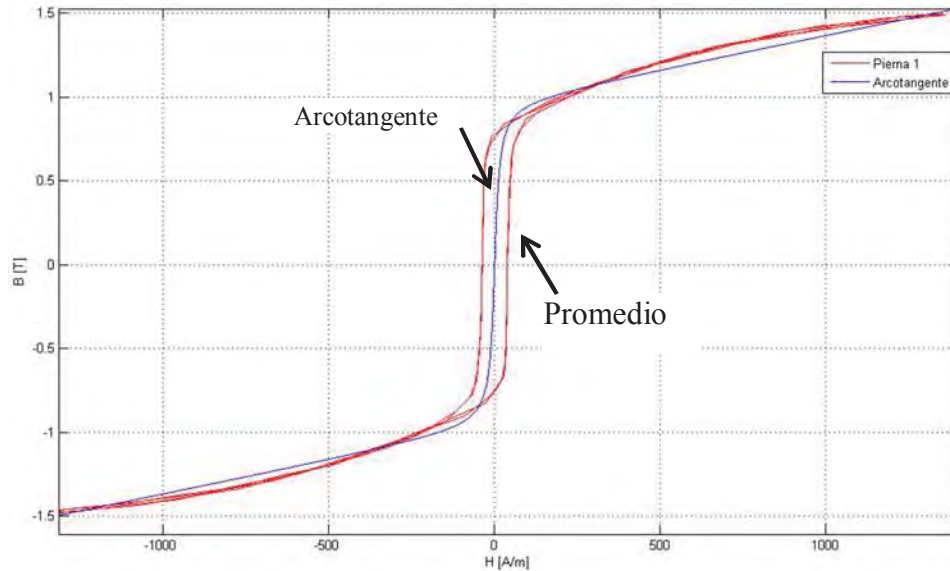


Figura 3.11 Curva real del transformador vs aproximación arcotangente

El cálculo de la curva de saturación se obtiene de considerar solo la característica de saturación de corriente directa, que es la media del ciclo de histéresis que se obtuvo de las mediciones. Recordando que en el modelo propuesto solo se incluye el efecto de la saturación.

3.4. Simulación y comparativa del caso de estudio

Al terminar de realizar los cálculos correspondientes a la curva de saturación del transformador, es posible pasar a la etapa de simulación bajo condiciones reales, en este punto son necesarias para el modelo, las mediciones correspondientes a las resistencias de todos los devanados del transformador, tanto en el primario como en el secundario.

Una vez que se han realizado las mediciones en el transformador y se han calculado los coeficientes de la curva de saturación, nos encontramos en posición de realizar la simulación correspondiente, de las mediciones realizadas, se obtienen las gráficas de la corriente de línea de la delta que se muestran Figura 3.12.

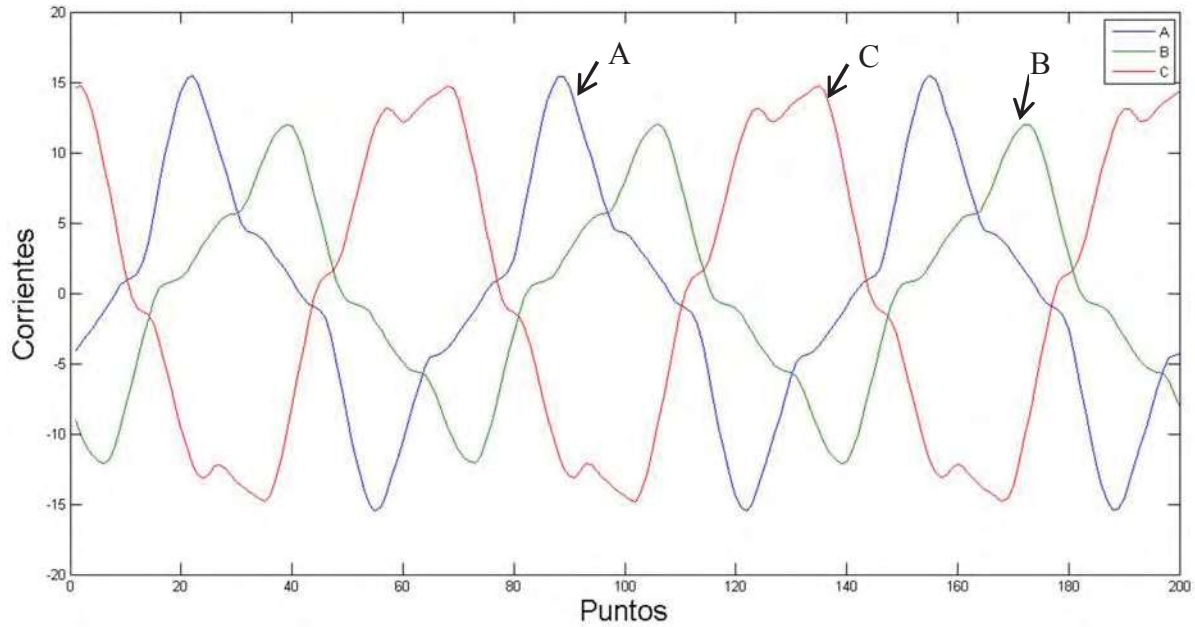


Figura 3.12 Corrientes de línea medidas de la delta en el transformador

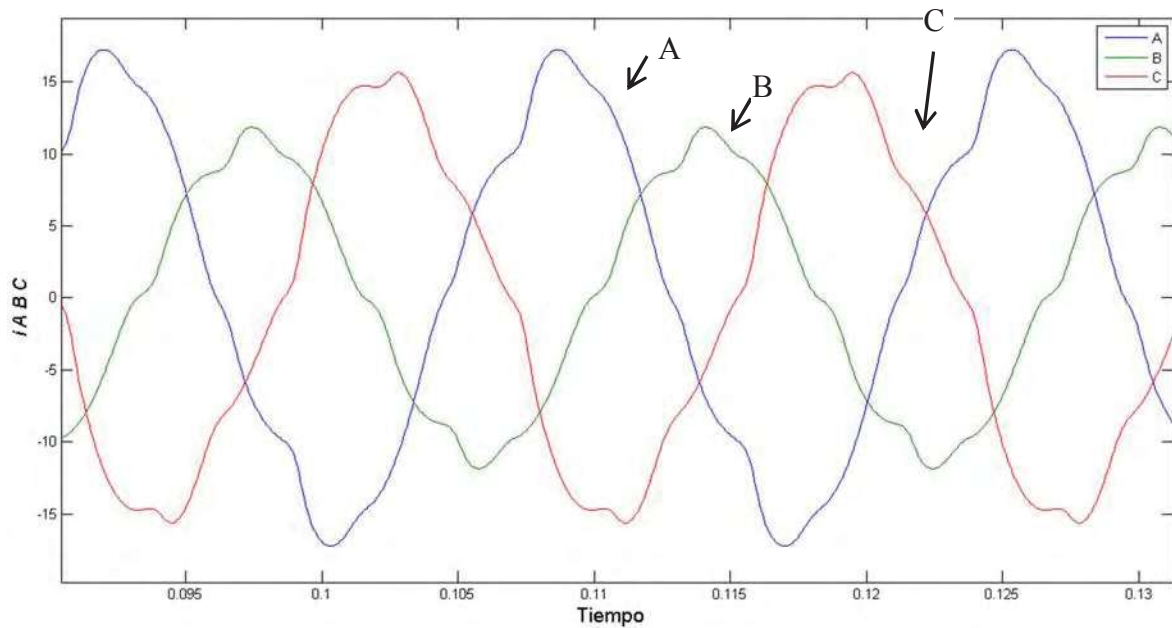


Figura 3.13 Corrientes de línea simuladas de la delta en el transformador

En la Figura 3.12 es posible observar la forma de onda de las 3 corrientes que están presentes en el lado primario del transformador, las cuales como se puede ver tienen una forma bastante irregular a causa de la saturación y pérdidas del núcleo, de igual forma es posible ver que 2 de las 3 corrientes que se muestran en esta gráfica tienen magnitudes muy

similares, mientras que una tercera se encuentra muy por debajo, esto es debido a que a pesar de tener un mismo núcleo en el transformador, las características y ubicación de cada una de sus piernas también influye en la manera en que se dará la saturación en las mismas. Esta es una respuesta típica en la respuesta a la excitación del transformador trifásico. Otro aspecto que se debe señalar es que el software utilizado proporciona la información almacenada en puntos u horas, para este caso la gráfica se realizó en puntos de información almacenada.

Un aspecto relevante en el caso de las simulaciones, es que como se ha visto se han hecho algunas aproximaciones que permitan describir, de la forma más exacta posible, la forma en que esta saturación está afectando a cada una de las piernas del transformador, razón por la cual es posible obtener gráficas que contengan formas de onda muy similares a las que se han medido con magnitudes también muy similares, pero siempre se tendrá una pequeña diferencia entre los valores medidos y los valores obtenidos en una simulación mientras no se tenga una herramienta que no solamente nos permita aproximar la saturación del transformador, sino describirla tal y como sucede junto con las pérdidas del núcleo.

Considerando lo anterior en la Figura 3.13 se muestran las formas de onda de las corrientes de línea de la delta obtenidas en la simulación, en la gráfica se puede ver que las formas de onda presentan grandes similitudes como era de esperarse, ya que como se mencionó anteriormente tanto la curva de saturación como las áreas del transformador están siendo aproximadas y por esta razón los resultados pueden no ser iguales a los medidos.

Si comparamos las corrientes de fase de la delta del transformador nos encontramos que las formas de onda resultantes en las simulaciones arrojan formas de onda similares a los que se pudieron obtener de las mediciones en el transformador, las gráficas correspondientes a esto se muestran en la Figura 3.14.

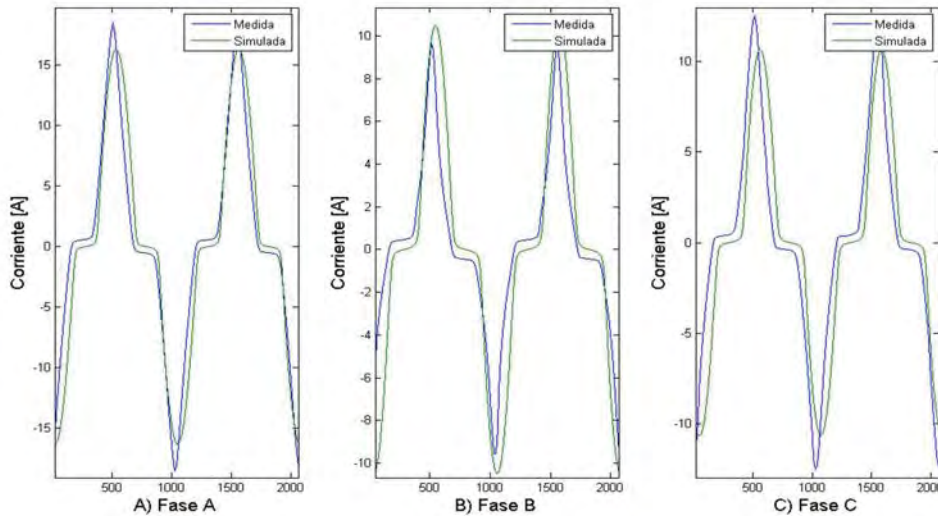


Figura 3.14 Comparativa de corrientes de fase en el transformador (Medidas vs Simuladas). a) Fase A; b) Fase B; c) Fase C

En la Figura 3.14 se puede ver que si se comparan la corriente correspondiente a la fase A, gráficas a), ambas guardan gran similitud en su forma de onda y magnitud, sin llegar a ser iguales debido a las aproximaciones hechas para calcular la curva de saturación del transformador, esta situación se repite para las otras 2 corrientes de fase, ya que tanto las gráficas b) como c), donde vemos la formas de onda correspondientes a las corrientes de las fases B y C, respectivamente, son similares en cuanto a sus formas de onda y magnitud.

Las comparaciones realizada arrojan resultados que podrían parecer que no hay relación pero debe recordarse que las mediciones están tomando en cuenta las características geométricas y magnéticas plenas del transformador, principalmente el ciclo de histéresis y corrientes de Eddy (pérdidas en el núcleo), mientras que en la simulación solo se incluye la saturación. Para poder concluir que los resultados son adecuados se recurre a las publicaciones [42 y 43], donde en la primera se presentan resultados para un transformador, utilizando un equivalente eléctrico, que son iguales a los resultados presentados en este trabajo. Además en la segunda referencia indicada donde se modela un motor en base a reluctancias, se presentan resultados donde se puede observar que la inclusión de las pérdidas del núcleo provoca resultados muy diferentes a los arrojados

cuando solo se considera la saturación. En base a lo anterior se concluye que el modelo presentado proporciona resultados muy aceptables.

Finalmente para este caso, en la Figura 3.15, se muestran los voltajes de línea de la fuente correspondientes a las mediciones realizadas en el transformador los cuales presentan los armónicos que se están inyectando a la línea debido a la saturación propia del transformador, lo que produce las deformaciones que se ven en la onda sinusoidal.

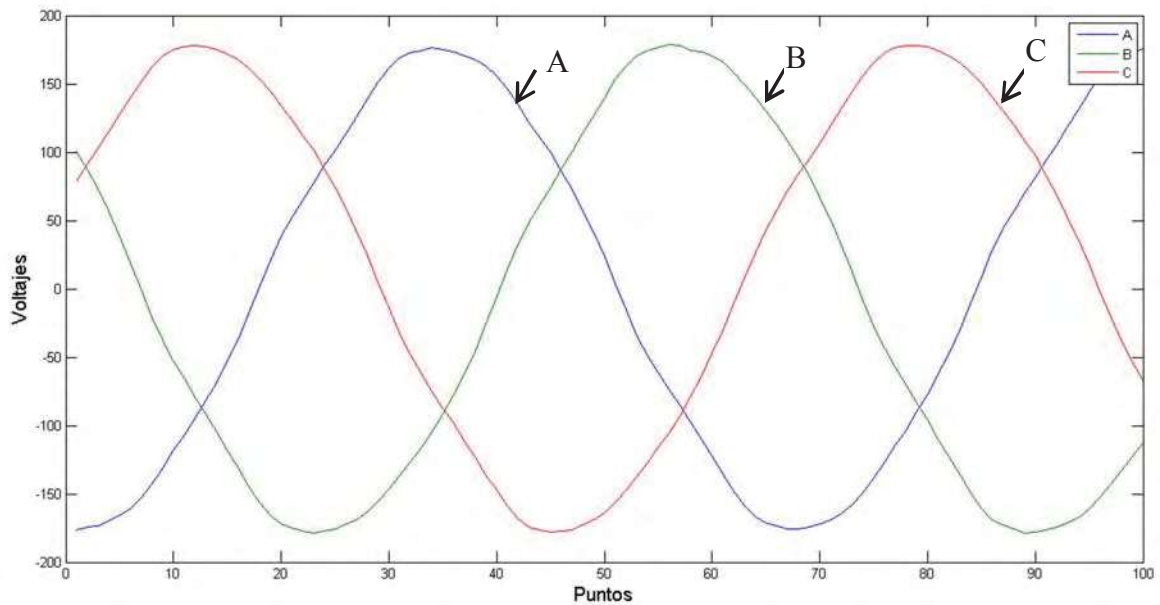


Figura 3.15 Voltajes de línea medidos en el transformador.

Para el caso de los voltajes no resulta necesario el comparar los voltajes medidos con los simulados, esto debido a que los que resultan en la simulación son los voltajes que se están definiendo como entradas de la misma. Lo interesante de mostrar las gráficas de la Figura 3.15, es además de ver que existen armónicos debido a la saturación del transformador que deforman la onda sinusoidal, es el hecho de encontrarnos con que a pesar de las diferencias existentes entre los niveles de corrientes presentes en cada fase, el voltaje es prácticamente balanceado para todas ellas, encontrándonos con una diferencia de menos de 2 voltios entre las fases.

3.5. Conclusiones

La posibilidad de realizar simulaciones de uno o varios sistemas reales, es una herramienta que nos permite validar los modelos que han sido desarrollados durante una investigación.

Para poder realizar las simulaciones se requiere contar con la información correspondiente a longitudes y áreas del transformador, la cual tiene que ser obtenida de la forma más exacta posible debido a que el modelo al estar basado en reluctancias depende en gran medida de estas mediciones.

Las mediciones se hicieron utilizando un relevador de la marca SEL, así como su interfaz para interconectarlo a una computadora, esto con la finalidad de utilizarlo como sensor y almacenar diversos valores de voltajes y corrientes, además se utilizó un equipo de la marca Dranetz para verificar que las mediciones hechas fueron las correctas.

Otra información que tiene gran relevancia para el modelo es la relativa a la curva de saturación, razón por la cual hay que ser muy cuidadosos al realizar las mediciones, esto debido a que una variación de la curva calculada a partir de las mediciones puede llevar a que la simulación alcance un punto de no saturación o puede ocurrir lo contrario es decir, que el modelo se sature más rápido que el transformador real.

Debido a que durante el desarrollo del modelo y al medir las longitudes y áreas de las diferentes secciones del transformador se hicieron aproximaciones, se obtienen unas gráficas cuya magnitud y formas de onda son similares entre los valores medidos y los valores obtenidos de la simulación, sin llegar a ser iguales, para conseguir esto se tiene la necesidad de considerar todos los elementos que pudieran afectar a la simulación para ajustarlos a sus valores exactos, situación que implica aumentar la complejidad del proceso de obtención de la información y que finalmente solo para algunos casos resulta crítico. Tal es el caso de modelar no la saturación sino el ciclo de histéresis.

La aproximación hecha de la curva de saturación por medio de una función arcotangente demostró su efectividad, ya que como se pudo ver la forma de onda obtenida en la simulación en el caso de la saturación del núcleo, es muy similar a la que se obtuvo a partir de los cálculos realizados con ayuda de las mediciones hechas.

CAPÍTULO 4

Simulación de los modelos desarrollados.

4.1. Introducción.

Cuando se desarrolla un modelo matemático de un sistema cualquiera, es necesario validar lo que se ha hecho, esto en una primera etapa por medio de simulaciones, posteriormente se comparan los resultados de las simulaciones realizadas con algún caso de estudio. Es importante señalar que los datos utilizados para las simulaciones que se presentan en este capítulo se encuentran en el **Apéndice A** y éstos se dan en *p.u.*, por lo tanto los resultados se obtienen igualmente en *p.u.*

Debido a que como se mencionó el objetivo de las simulaciones es validar el modelo desarrollado éstas deben realizarse manteniendo las condiciones de número de ciclos y características físicas del equipo que se está tomando como referencia, es por ello que para todos los casos se debe seguir una misma estructura de simulación. Es importante aclarar que las fallas se simulan sobre un devanado y considerando diferente posición de la falla sobre el devanado así como diferente número de espiras las que participan en la falla. Debido a que las fallas son pruebas destructivas y considerando que el caso base está probado, las simulaciones aquí desarrolladas se comparan con las reportadas en [22, que se basan en equivalentes eléctricos, para considerar que los resultados son aceptables

En este capítulo se presentan los resultados de las simulaciones de cada modelo desarrollado considerando para cada falla distintas condiciones para las mismas, los cuales fueron obtenidos utilizando 15 ciclos de simulación y una etapa de acercamiento al estado estable, todo esto de la siguiente manera: en primer lugar se simula la etapa de arranque del transformador durante 5 ciclos, al terminar esta etapa se hace uso de una rutina de

acercamiento al estado estable [18], la cual permite que el transformador alcance el estado estable, finalmente se continua con la simulación durante 10 ciclos más.

Cuando se está trabajando con un transformador sin falla en las simulaciones, se alcanza el estado estable del mismo y no hay cambios en las formas de onda, pero cuando se está trabajando con un equipo con falla sí nos encontramos con diferencias en las corrientes del transformador, es por ello que cuando se alcanza el estado estable para estos casos la simulación continua durante solamente 5 de los 10 ciclos restantes para posteriormente activar la condición de falla, esto permite ver la forma en que una falla afecta al transformador debido a los posibles cambios en las formas de onda de las corrientes y sus magnitudes, es por ello que los 5 ciclos finales de la simulación se ejecutan con la condición de falla activa.

Las simulaciones que se muestran corresponden a todos los modelos desarrollados en el Capítulo 2, y se encuentran en el mismo orden, la introducción de las fallas en los modelos al igual que el número de ciclos sigue una estructura determinada, si una falla puede afectar un número diferente de espiras, entonces las espiras falladas se colocan en el centro del devanado, los porcentajes fallados considerados son: 2%, 4% y 10% del total del devanado, los cuales se sitúan de tal manera que la falla esté ubicada en el centro del devanado, la única falla que se considera no afecta varias espiras es la falla a tierra.

Se considera que todas las fallas pueden ocurrir en cualquier sección del devanado, es por ello que se realizan las simulaciones de los modelos de forma que la falla se ubique en el 25%, en el centro y en el 75% del devanado, considerando para todos los casos que el número de espiras afectadas corresponde al 2% del total, excepto como ya se dijo la falla del devanado a tierra la cual se simula como si el devanado fuera partido en 2 secciones en las posiciones mencionadas.

Un último aspecto que es importante señalar es que durante las simulaciones se incluyó una resistencia de carga en la salida del secundario del transformador la cual se mantuvo constante durante todos los experimentos.

4.2. Simulación del transformador sin fallas.

El realizar una simulación del modelo del transformador sin fallas, tiene como finalidad el establecimiento de cuál es la condición normal de operación del transformador y con el resultado obtenido tener un punto de comparación con los casos en que el transformador presente una falla, pudiendo determinarse con ello la severidad de la misma.

En la Figura 4.1 se observa cual es el comportamiento de las corrientes de línea de la delta del transformador, se puede observar que al concluir los primeros 5 ciclos de la simulación se alcanza el estado estable, ya que como se dijo anteriormente se hace uso de una rutina de acercamiento al estado estable que nos permite evitar la simulación de varios ciclos en estado transitorio.

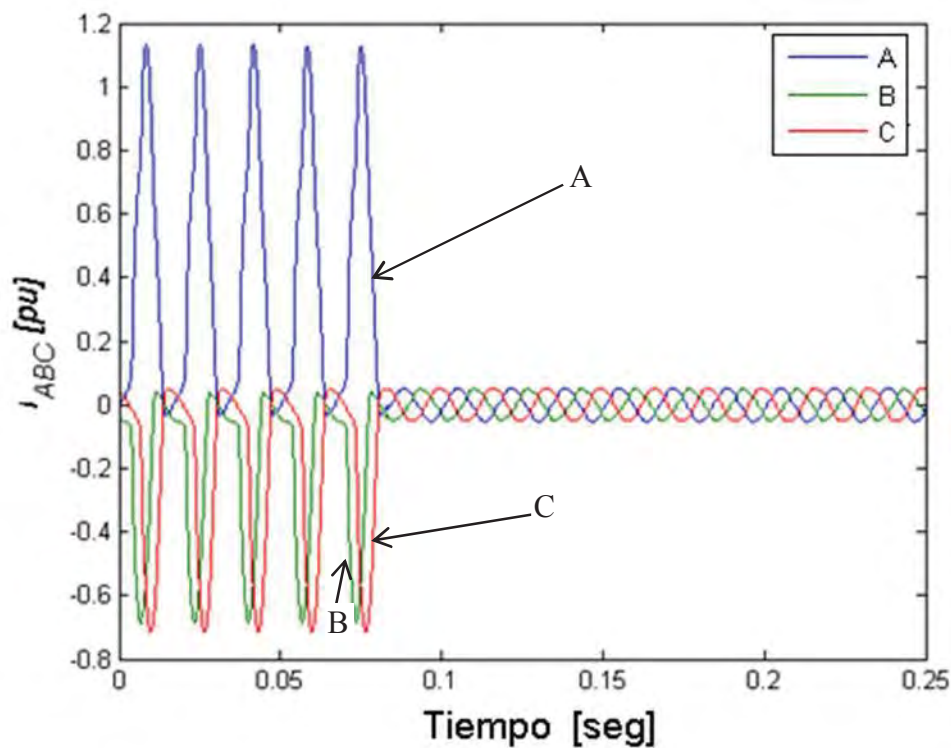


Figura 4.1 Corrientes de línea de la delta durante el transitorio y estado estable del transformador

Se puede observar también en la Figura 4.1 que el tiempo de simulación es el equivalente a los 15 ciclos mencionados o sea 0.25 segundos, como se puede ver el transitorio correspondiente a la energización del transformador hace que las corrientes de

línea de la delta alcancen un valor mayor a 1 *p.u.* para la fase *A* y de 0.7 aproximadamente para las fases *B* y *C*, ese puede ver que ya alcanzado el estado estable las corrientes correspondientes a las tres fases del lado primario del transformador se mantienen en un valor de aproximadamente 0.05 *p.u.*

Si ahora se analizan las corrientes correspondientes al lado secundario del transformador, es decir a la estrella, las cuales se muestran en la Figura 4.2, se puede ver que las corrientes alcanzan igualmente un estado estable cuando la rutina de acercamiento al estado estable ha terminado.

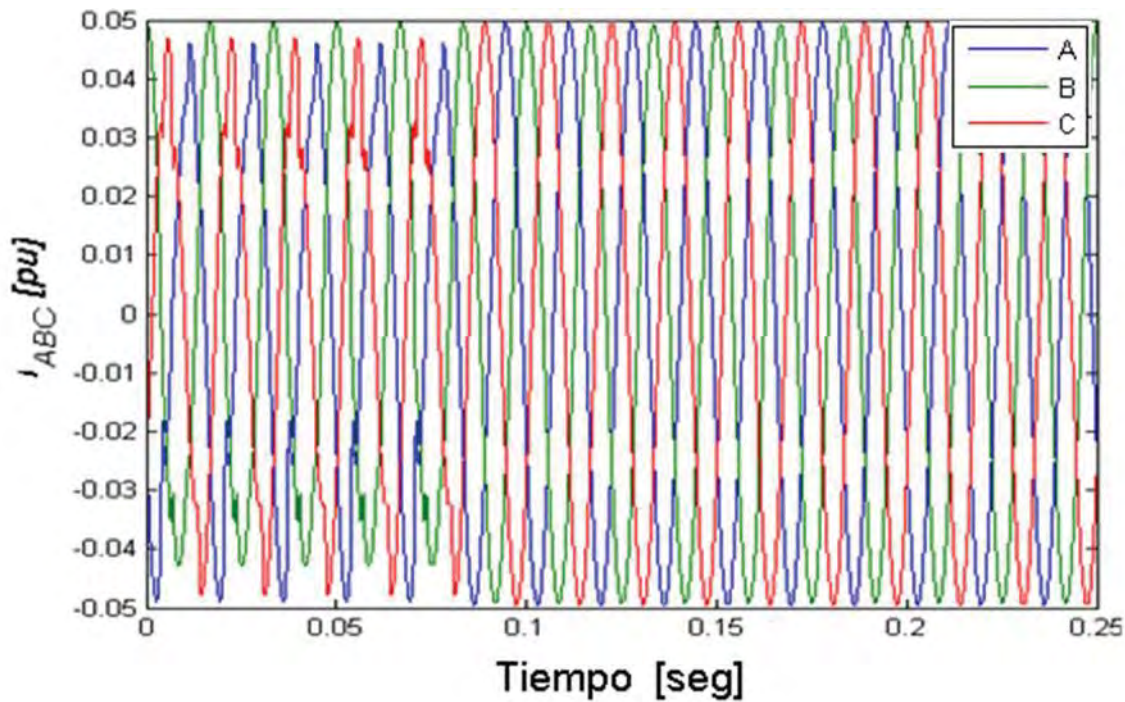


Figura 4.2 Corrientes de línea de la estrella del transformador.

Mientras el transformador se encuentra operando en estado transitorio, se puede ver en la gráfica que las corrientes de línea de la estrella, se comportan de forma contraria a las corrientes de la delta, debido a que en este caso, las corrientes no alcanzan un valor muy grande en comparación al que tienen en estado estable, al contrario, la magnitud de las corrientes presentes en la estrella es ligeramente menor en estado transitorio a las que se

tienen en estado estable, las cuales al igual a las corrientes de línea de la delta tienen una magnitud de 0.05 p.u.

Otro aspecto que se debe considerar al realizar las simulaciones es la saturación que se tiene en el núcleo del transformador, el tener la posibilidad de ver cuál es el comportamiento de la curva de saturación del núcleo, tiene como finalidad el permitir determinar si el núcleo del transformador se satura en algún momento así como cual o cuales secciones son las que se ven más afectadas por este fenómeno.

La Figura 4.3 muestra las curvas de saturación correspondientes a cada una de las secciones del transformador, piernas y yugos, así como una curva de saturación característica para el núcleo que se utilizó. Estas curvas pueden obtenerse debido a las características del modelo, debido a que H y B son parámetros que se están modificando y almacenando durante toda la simulación. Se puede ver que la curva correspondiente a los yugos es la misma en cuanto a su magnitud y sentido, mientras que las curvas correspondientes a las columnas externas son de la misma magnitud pero tienen sentido contrario, comportamiento natural en un transformador trifásico de tres columnas.

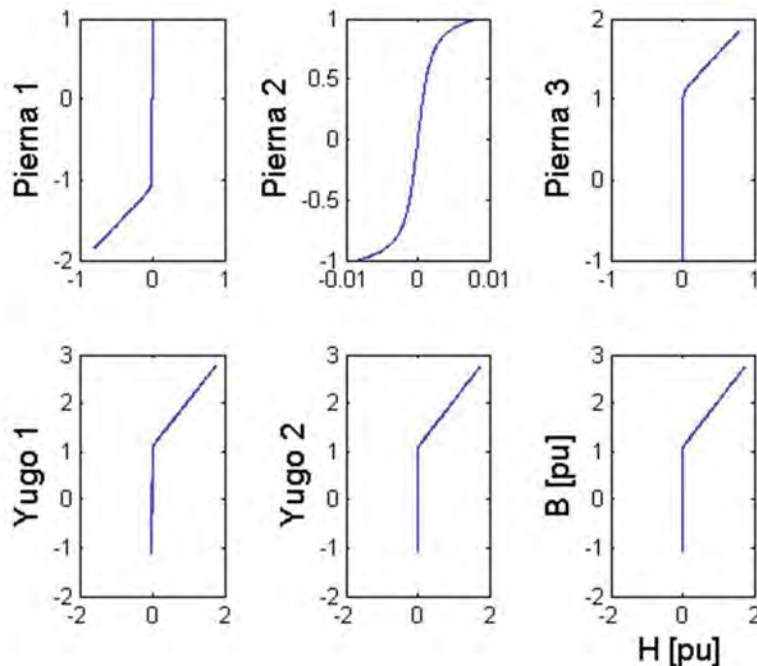


Figura 4.3 Característica de saturación del transformador

En la Figura 4.3 también se puede ver que la columna central del transformador tiene una curva de saturación más pequeña, lo cual indica que ésta tiene una saturación menor durante la operación del equipo, lo cual se debe principalmente a la geometría del transformador.

4.3. Simulación del transformador con una falla de cortocircuito.

La aparición de una condición de falla sobre el devanado de un transformador no sigue ninguna regla, es por ello que para las simulaciones de las diversas condiciones de cortocircuito se simula la existencia tanto de fallas que afecten un número diferente de espiras, como fallas que estén ubicadas en diferentes secciones del devanado, es por esto que como se mencionó al inicio del capítulo, se sigue la estructura de simulación ya explicada, con el objetivo de que las simulaciones se realicen para todos los casos bajo las mismas condiciones lo que finalmente nos permitirá el comparar qué falla es la peor para un devanado.

Recordando entonces, si se modifica el número de espiras que se consideran como falladas en el devanado, la sección con la falla se ubicará siempre en el centro del devanado, mientras que al modificar la posición de la falla sobre el devanado, las espiras afectadas para este caso siempre serán un 2% del total de las espiras del devanado.

4.3.1. Cortocircuito en el centro del devanado

Las fallas que se introducen al modelo del transformador son en todos los casos en el devanado correspondiente a la pierna 1 en el lado del primario. Al activar la condición de falla en el transformador se espera que las corrientes aumenten su magnitud debido al cortocircuito. Las corrientes de línea de la delta del transformador se muestran en la Figura 4.4.

En la Figura 4.4 se observa que al activarse la falla en el transformador se presenta un aumento en la magnitud de 2 corrientes solamente, las correspondientes a la fase *A* y fase *B* respectivamente, mientras que la corriente en la fase *C* es la misma a partir de que se ha alcanzado el estado estable en el transformador.

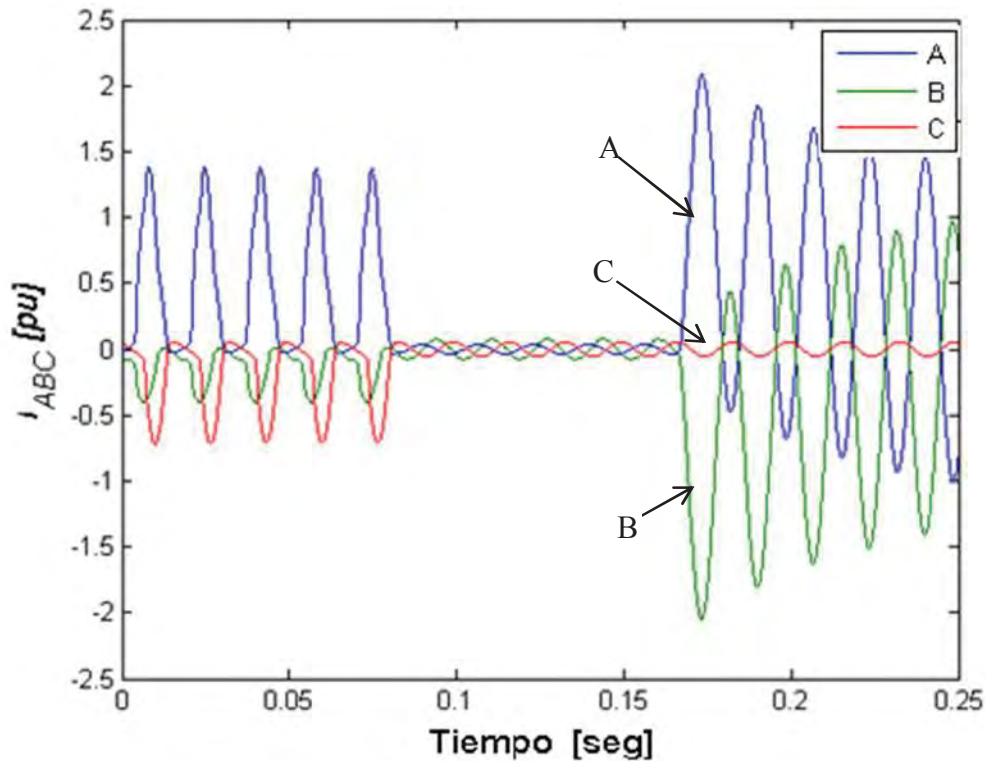


Figura 4.4 Corrientes de línea de la delta cuando existe un cortocircuito en un devanado.

Algo más que se puede ver en la gráfica es que durante el transitorio la fase *B* es la que tiene una magnitud menor, pero al momento de ocurrir la falla tanto la corriente de la fase *A* como la corriente de la fase *B* se comportan de forma simétrica alcanzando una magnitud superior a 2 *p.u.* e incluso el desfaseamiento natural entre ellas desaparece, cabe mencionar que al terminar la falla si se requiere llegar a observar el estado estable del transformador nuevamente, es necesario ejecutar la simulación durante varios ciclos más, esto se debe a que la rutina de acercamiento al estado estable ya no es de utilidad en este momento puesto que este estado transitorio es causado por una condición de falla en el transformador y no por el inicio de operación del mismo o eliminación de la falla.

Al igual que para el caso sin falla, ahora es necesario analizar qué es lo que sucede con las corrientes de línea de la estrella del transformador (secundario) ya que el comportamiento de las corrientes como se vio en la Figura 4.4 al menos para el lado primario del transformador no es el mismo para ambos casos, esto debido a la falla. Las corrientes de línea de la delta se presentan en la Figura 4.5.

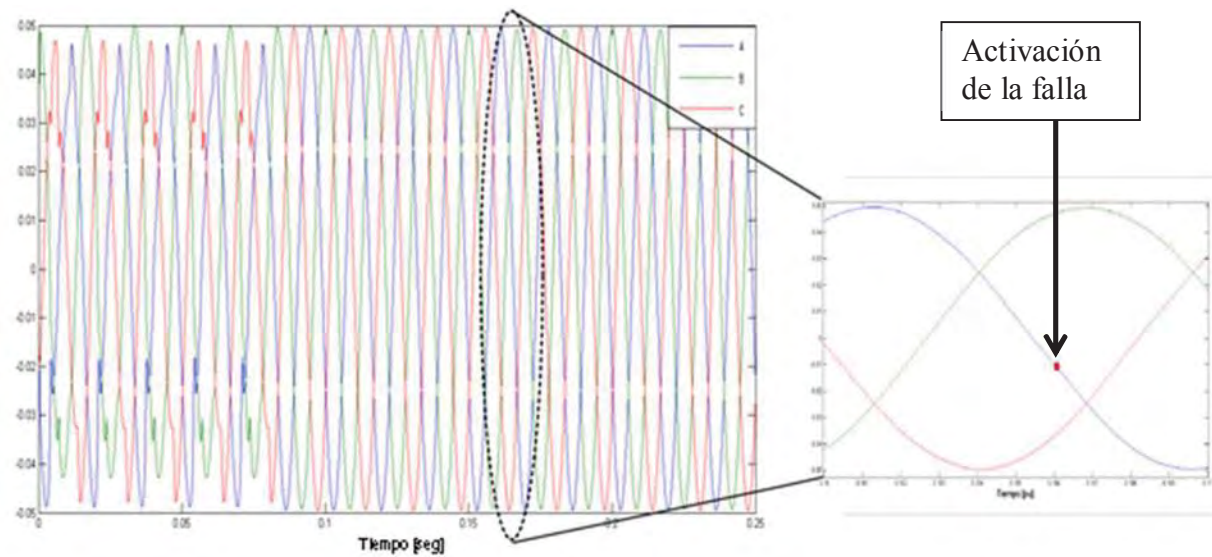


Figura 4.5 Corrientes de línea de la estrella del transformador.

En la Figura 4.5 se ve que la magnitud de las corrientes de línea de la estrella del transformador es la misma que la que se tiene en el caso sin falla durante el transitorio y durante el tiempo que se tiene el transformador en estado estable previo a la falla, otra cosa que se puede ver es que al momento en que se activa la falla las corrientes en la estrella no cambian ni su forma de onda ni su magnitud, es decir, se mantienen estables durante toda la simulación posterior al punto en que se alcanzó el estado estable sin importar que suceda en el devanado primario del transformador, esto debido a que la resistencia de carga conectada al transformador para ser simulada es muy grande.

Ya se ha observado qué ocurre con las corrientes tanto de línea de la delta como de línea de la estrella, pero aún es necesario mostrar que sucede con las curvas de saturación en el caso de tener una falla en el devanado, en la Figura 4.6 se presentan las curvas para el cortocircuito en el centro del devanado.

Se puede ver en la Figura 4.6 que la forma de las curvas de saturación para el caso de falla es la misma que para el caso sin falla, pero en este caso se espera que la saturación en el caso de la pierna fallada sea mayor, esto efectivamente se cumple debido a que la curva de saturación que corresponde a la pierna 1 del transformador es ligeramente mayor a la

que se tiene en el caso de la simulación sin fallas, pero sin realizar una comparativa es muy difícil de apreciar esta situación.

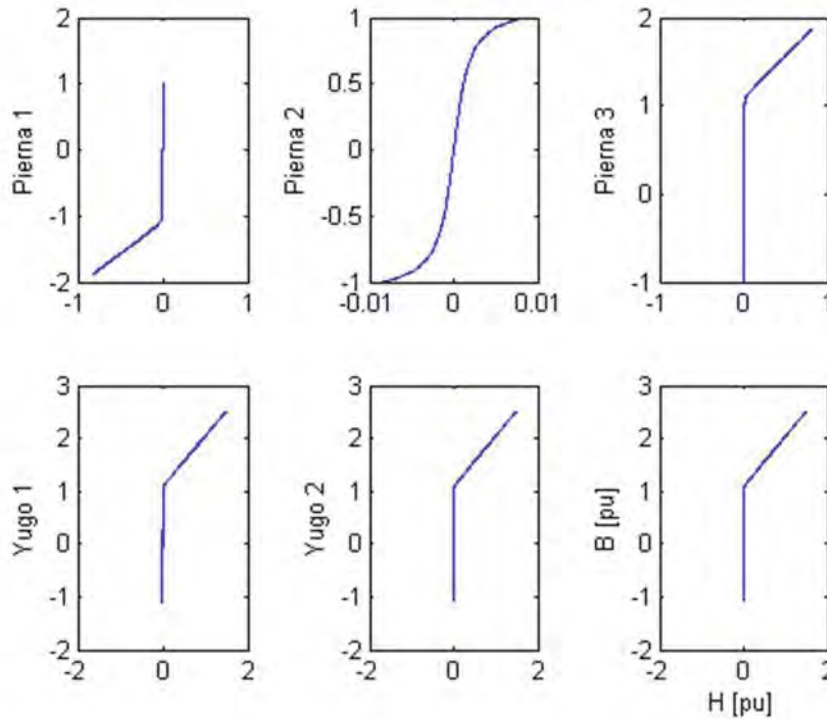


Figura 4.6 Curva de saturación del transformador al existir una falla de cortocircuito en el centro del devanado.

Para poder apreciar correctamente que la saturación en la pierna 1 es realmente mayor en el caso del transformador con falla en la Figura 4.7 se muestran las curvas de saturación para el caso con y sin falla, en esta figura se puede ver que la curva de saturación para la pierna 1 cuando el transformador presenta un cortocircuito en el devanado primario de esta pierna, es ligeramente mayor en magnitud a la curva de saturación correspondiente al caso en que no existe falla en el devanado, de igual forma se presentan las curvas de saturación para la pierna 3, las cuales son iguales en ambos casos, esto se debe a que no existe falla en este devanado en ninguno de los casos.

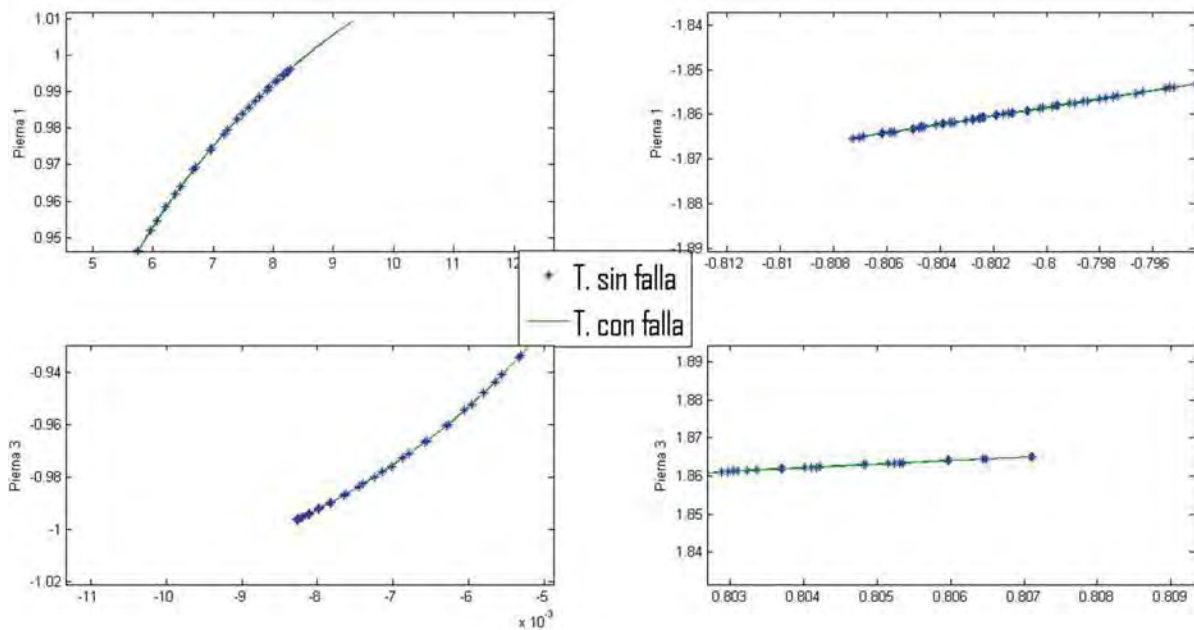


Figura 4.7 Comparativa de saturación del transformador con y sin falla

Se debe recordar que al presentar las curvas de saturación es en *p.u.* pudiera parecer que la diferencia entre ambas es muy pequeña para ser considerada, pero si éstas se transforman a sus valores reales es posible que los valores sean realmente significativos. Algo más que es necesario mencionar es que el comportamiento de las curvas de saturación es el lógico, esto debido a que se espera que al ocurrir una falla y tenerse un incremento en la magnitud de la corriente por el devanado fallado, la sección correspondiente del núcleo se sature más que una sección que no presenta una falla.

4.3.2. Cortocircuito de diferentes longitudes.

Las diferentes condiciones de falla en un devanado deben ser analizadas, por lo tanto es necesario mostrar cual será el comportamiento de las corrientes al ocurrir, en este caso, un cortocircuito de diferentes longitudes pero en la misma posición para todos los casos, en la subsección anterior se mostró que ocurre cuando la falla abarca un 2% del devanado y sucede justo en el centro.

Ahora es necesario analizar qué sucede cuando la falla es de una longitud equivalente a un 4 y un 10% de la longitud total del devanado. Las simulaciones para estos casos de falla tienen como objetivo demostrar si el número de espiras que abarca una falla de este tipo afecta la magnitud que tendrán las corrientes así como las formas de onda de las mismas.

4.3.2.1 Falla de un 4% del devanado

Para analizar la falla del 4%, ésta al igual que la correspondiente a la de 2% se coloca en el centro del devanado, por lo que ahora se tienen 2 secciones del 48% del devanado a cada lado de la falla.

Las formas de onda de corriente de línea de la delta para este caso se muestran en la Figura 4.8, en ella se puede ver que las corrientes de las fases *A* y *B* nuevamente se comportan de forma simétrica como para el caso en que las espiras afectadas corresponden al 2% del devanado.

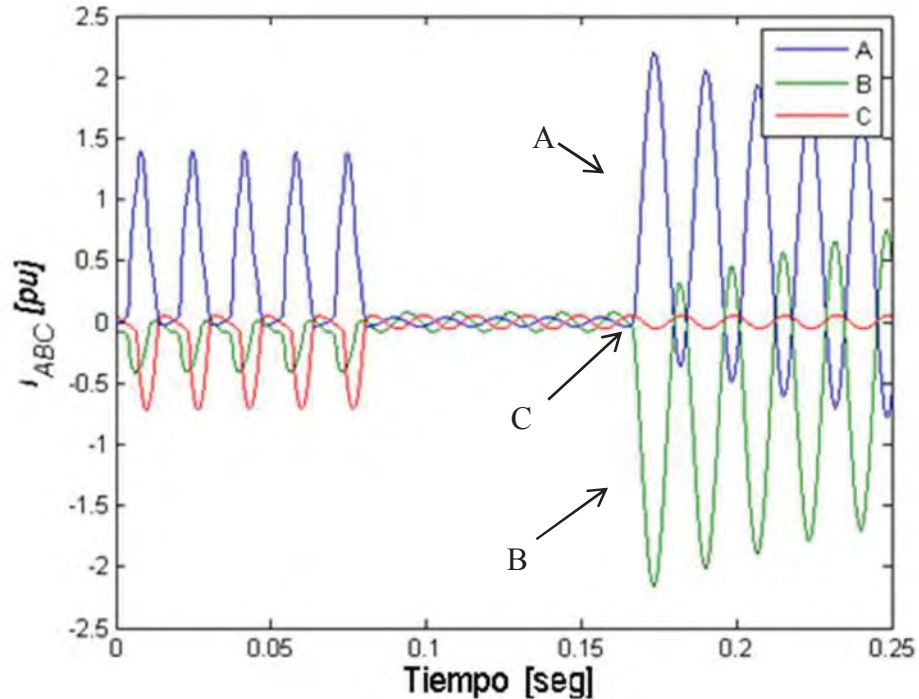


Figura 4.8 Corrientes de línea de la delta cuando el cortocircuito abarca un 4% del devanado

Se puede ver en la figura que la diferencia con el caso anterior es que la magnitud de las corrientes de las fases *A* y *B* es ligeramente mayor para esta longitud de falla, 1 p.u. aproximadamente, mientras que al igual que en el caso previo la corriente correspondiente a la fase *C* se mantiene constante a partir de que se alcanzó el estado estable, esto debido a que la falla afecta principalmente al devanado en que ocurre y en este caso al devanado de la pierna central, pero por su distancia no afecta al devanado de la otra pierna externa.

4.3.2.2 Falla de un 10% del devanado

Debido a que el número de espiras que se cortocircuitan en un devanado en caso de falla puede ser variable, ahora se analiza qué sucede cuando las espiras cortocircuitadas son equivalentes al 10% del devanado fallado.

Si el comportamiento de las corrientes al aumentar el número de espiras cortocircuitadas es el mismo que se tuvo en el caso anterior, entonces las corrientes de línea de la delta deben aumentar su magnitud en comparación con las que se observan en los casos vistos anteriormente.

En la Figura 4.9 se puede ver como las corrientes de línea de la delta para este caso son mayores que las correspondientes a los casos anteriores, la magnitud que alcanzan las fases *A* y *B* es prácticamente de 2.5 p.u.,

Algo más que es posible observar en la Figura 4.9 es que la corriente correspondiente a la fase *C* se mantiene en su estado estable y sin cambios sin importar lo severa que haya sido la falla, finalmente para esta condición de falla como para las anteriores las fases *A* y *B* se comportan de manera simétrica entre ellas.

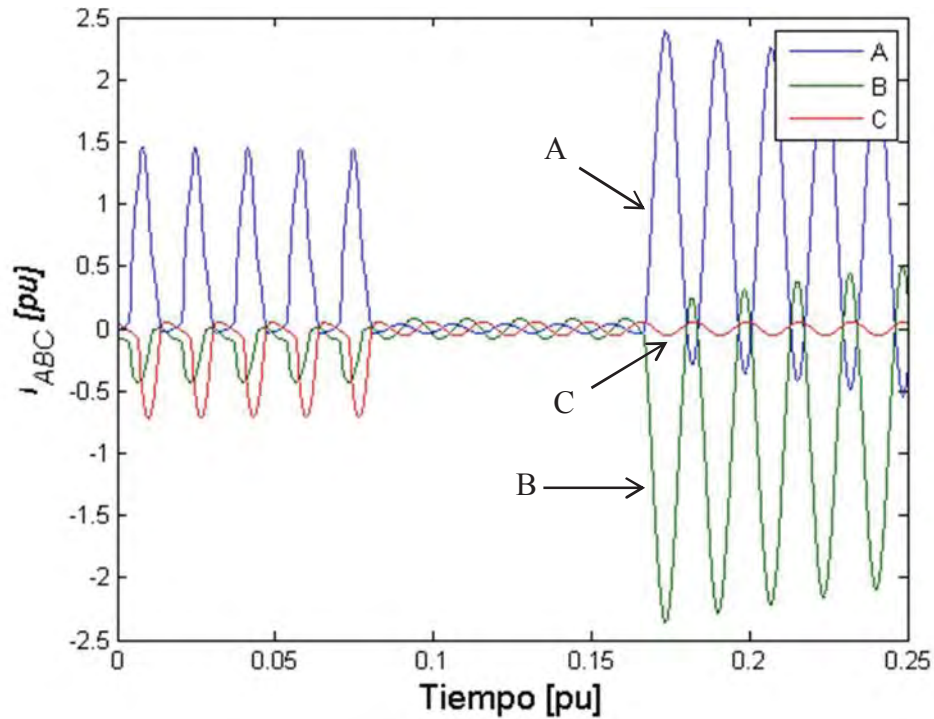


Figura 4.9 Corrientes de línea de la delta cuando el cortocircuito abarca un 10% del devanado.

Nuevamente las corrientes de línea de la estrella se muestran sin cambio al ocurrir la falla, debido a que la carga conectada es muy grande y la misma para todos los casos, por esta razón es que para todas las condiciones de falla no se ven afectadas las corrientes de línea de la delta.

4.3.2.3 Comparativa entre las corrientes en diferentes longitudes de falla

Para ilustrar de mejor manera el comportamiento de las corrientes en el devanado fallado al incrementar el número de espiras falladas, es necesario mostrar una comparativa que contenga los tres casos mostrados, esto se muestra en la Figura 3.10.

En la Figura 3.10 se puede observar que durante el estado estable la corriente correspondiente al devanado fallado, sin importar el número de espiras afectadas, tiene para los tres casos mostrados la misma magnitud, pero al activarse la falla solamente se conserva la forma de onda, se puede ver en la gráfica que efectivamente entre más espiras sean afectadas por el cortocircuito mayor será la magnitud que alcance la corriente en el

devanado. Al ver la figura se puede observar que la magnitud mayor correspondiente a la falla que abarca el 10% del devanado.

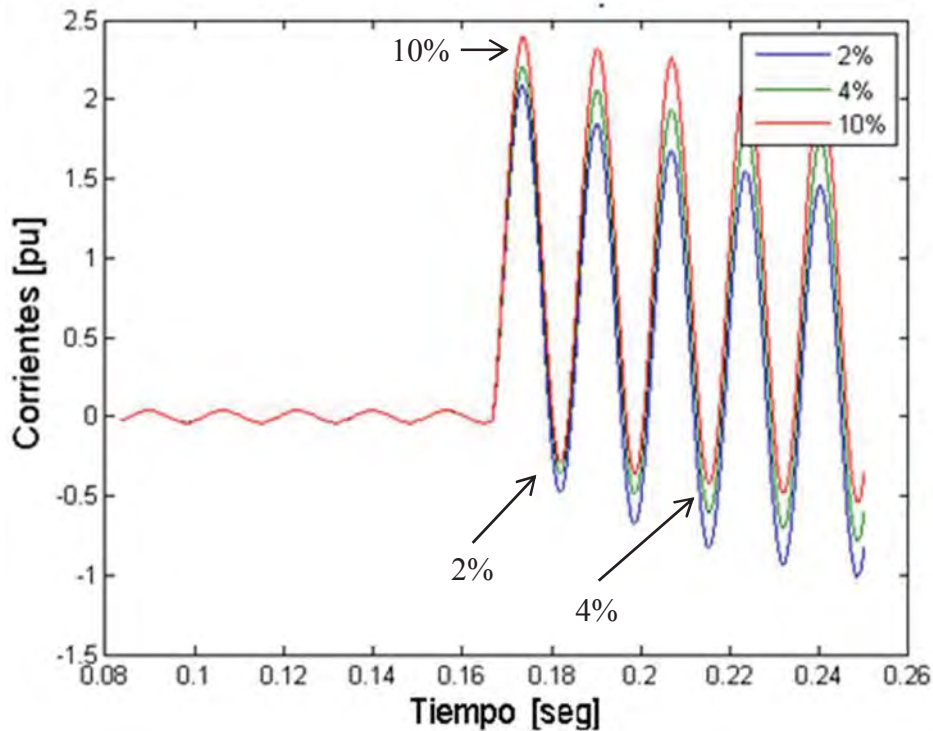


Figura 4.10 Comparativa de las corrientes de línea de la delta del devanado fallado cambiando el número de espiras falladas.

Se ha mostrado la forma en que se afectan las corrientes en el transformador dependiendo de la severidad de la falla, realizando incluso una comparación entre las corrientes correspondientes a los tres casos de cortocircuito ya analizados, lo que aun no se ha visto es si el comportamiento de las curvas de saturación del transformador es el mismo que tienen las corrientes, es de esperarse que si la corriente de un devanado es mayor la saturación de la sección correspondiente del núcleo también lo sea, es por ello que en la Figura 4.11 muestra la comparativa entre las curvas de saturación del devanado fallado.

La Figura 4.11 muestra los extremos de la curva de saturación de la pierna en que se está introduciendo el cortocircuito entre espiras y nos permite verificar que, aunque la curva tenga la misma magnitud en su parte negativa y tiene la misma forma para las tres

posiciones de falla (gráfica de abajo) efectivamente el núcleo del transformador se satura más en la sección fallada al ser más severa la falla y en consecuencia tener corrientes más elevadas en el mismo (gráfica de arriba).

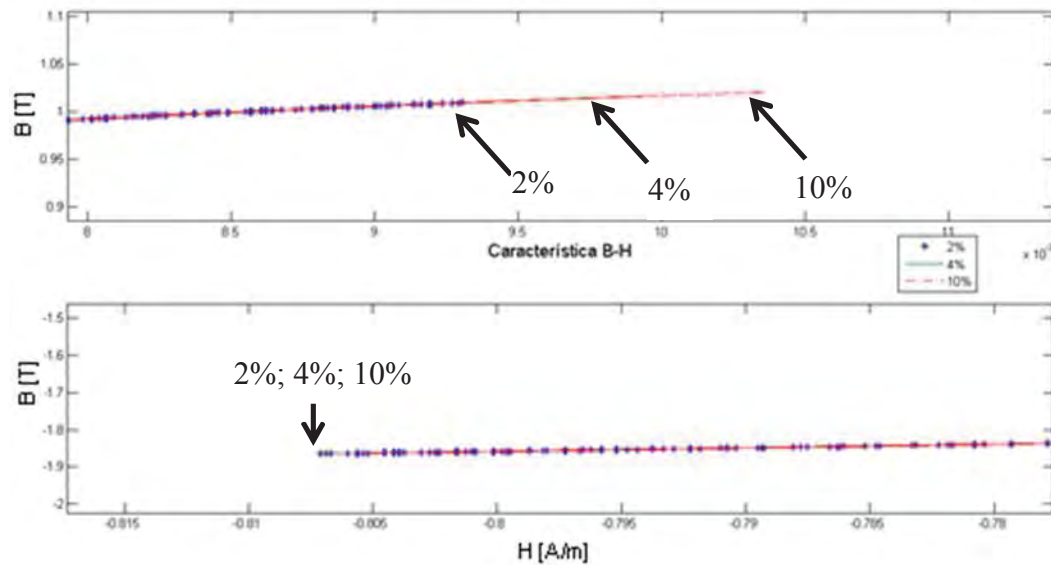


Figura 4.11 Comparativa de la curva de saturación correspondiente a la pierna del devanado fallado

En la Figura 4.11 se puede ver que efectivamente la condición en que se satura más el transformador es aquella en que las corrientes son las de mayor magnitud, para este caso el cortocircuito de un 10% de las espiras del devanado es la causa de esta situación. Se puede ver que a pesar de la diferencia en cuanto a la saturación del núcleo, la forma de la curva de saturación es la misma para los tres casos, razón por la cual es necesario marcar el punto en donde termina cada una de las curvas debido a que una cubre a las otras.

4.3.3. Cortocircuito en diferentes posiciones del devanado.

Ya se mostró que es lo que ocurre cuando se tiene un cortocircuito de diferente número de espiras en un devanado, ahora es necesario explicar qué es lo que sucede cuando la falla siempre abarca un mismo número de espiras sobre el devanado, pero ésta se desplaza sobre el mismo. En la sección 4.3.1. se vio qué ocurre cuando la falla se encuentra en el centro del devanado, por lo tanto ahora se muestra lo que ocurre cuando esta falla se encuentra al 25 y 75% del devanado.

Al igual que en el caso anterior se inicia con el cortocircuito en el 25% del devanado para posteriormente desplazarlo al 75% considerándolo en ambos casos de un 2% del devanado total.

Debido a que en la subsección anterior ya se mostró que las magnitudes de las corrientes de las fases *A* y *B* cambian de acuerdo con la severidad que presente la falla, para este caso solamente se muestra la comparativa de las corrientes del devanado fallado para los tres casos considerados. En el caso en que la falla cambia de posición, al igual que en el caso en que cambia el número de espiras afectadas por la falla, se tiene que la corriente correspondiente a la fase *C* se mantiene sin cambios en todos los casos.

En la Figura 4.12 se puede ver que la corriente más elevada es la correspondiente a una posición de falla del 25% del devanado, la cual es mayor incluso que la corriente que se tiene en el devanado cuando el cortocircuito abarca un 10% de sus espiras, ya que para el 25% del devanado la corriente de la fase *A* alcanza un valor de 4 p.u. Por ello se puede afirmar que la condición más crítica de falla para este caso sucede cuando ésta se encuentra cercana al inicio del devanado.

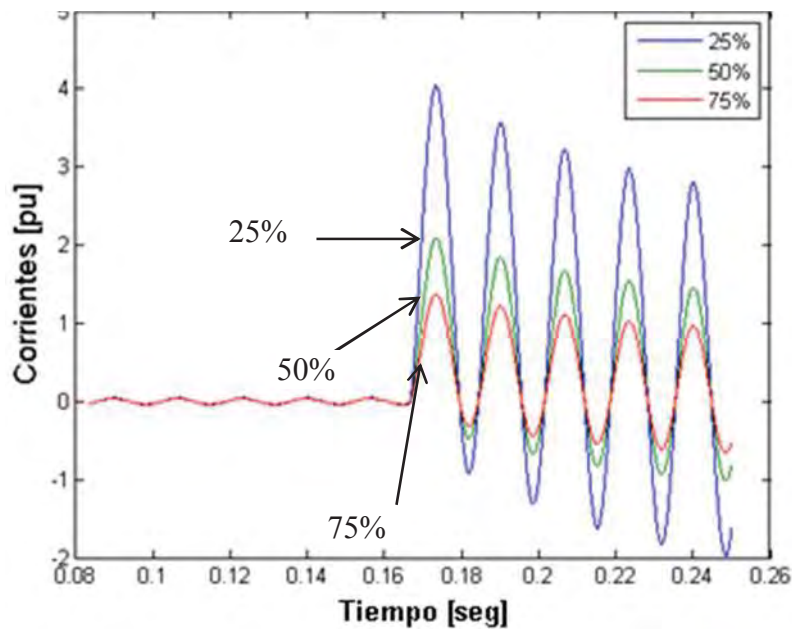


Figura 4.12 Comparativa de corrientes de línea de la delta del devanado fallado cambiando la posición de falla

4.4. Falla del devanado a tierra.

En las subsecciones anteriores se analizó lo que sucede cuando ocurre un cortocircuito en un devanado del transformador, y se realizaron comparativas entre las diferentes condiciones de falla, ahora es turno de realizar el mismo procedimiento para la falla de un devanado a tierra.

Cuando un devanado pierde su aislamiento en una sección y ésta se conecta de alguna manera con algún otro elemento que se encuentre conectado a tierra, es cuando se produce una falla de este tipo. Para este caso las fallas simuladas al igual que en el caso anterior corresponden a posiciones de falla de 25, 50 y 75% del devanado, esto con la finalidad de determinar cuál de ellas es la más crítica para el transformador. Recordando que por la consideración que se hizo de la forma en que ocurre una falla a tierra, ésta se toma como si solamente partiera al devanado afectado en dos secciones sin considerar un número de espiras afectadas.

La Figura 4.13 muestra las corrientes presentes en la fase *A* del primario la cual es la que es afectada por la falla, esto debido a que al igual que en el caso del cortocircuito entre espiras, la corriente que resulta más afectada es la correspondiente al devanado que está sufriendo la falla.

En la Figura 4.13 se puede ver que al igual que en el caso anterior se tiene el caso de falla más crítico cuando ésta se encuentra en una posición cercana al inicio del devanado, es decir el 25% del devanado. En este punto la corriente del devanado fallado alcanza una magnitud de casi 16 *p.u.* mientras que cuando el cortocircuito se encuentra en el 75% del devanado la corriente no alcanza 2 *p.u.* la cual es la menor de las corrientes obtenidas cuando se simuló el cortocircuito entre espiras.

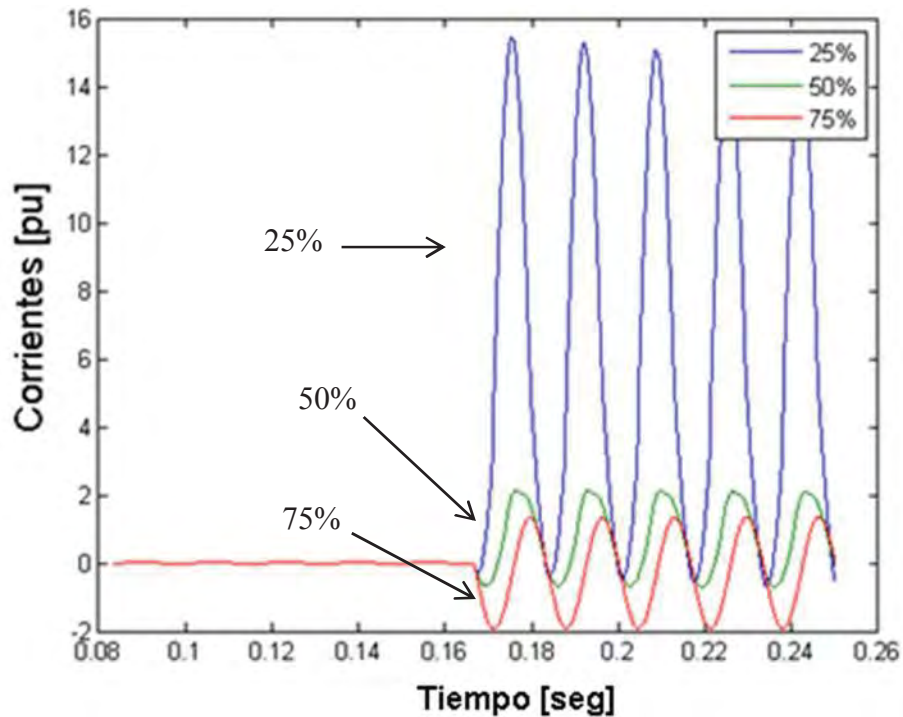


Figura 4.13 Comparativa de las corrientes de línea de la delta para un devanado con falla a tierra en diferentes posiciones.

Cuando la falla ocurrida era un cortocircuito entre espiras, las corrientes de línea de la estrella no se veían afectadas para ninguno de los casos, para este tipo de falla, las corrientes de línea de la estrella si se muestran afectadas por la falla en los resultados obtenidos de las simulaciones.

En la Figura 4.14 se muestra la comparativa de las corrientes pertenecientes a la fase *A* del secundario ya que es la correspondiente a la falla en el lado primario.

Al ver la Figura 4.14 se puede observar que hasta el momento en que inicia la condición de falla, las corrientes de todos los casos es la misma durante todo el período transitorio y el estado estable, pero al aparecer la falla, las corrientes presentes en la estrella se ven afectadas por la condición de falla, siendo en este caso que el caso más crítico corresponde a la falla ubicada en el 75% del devanado.

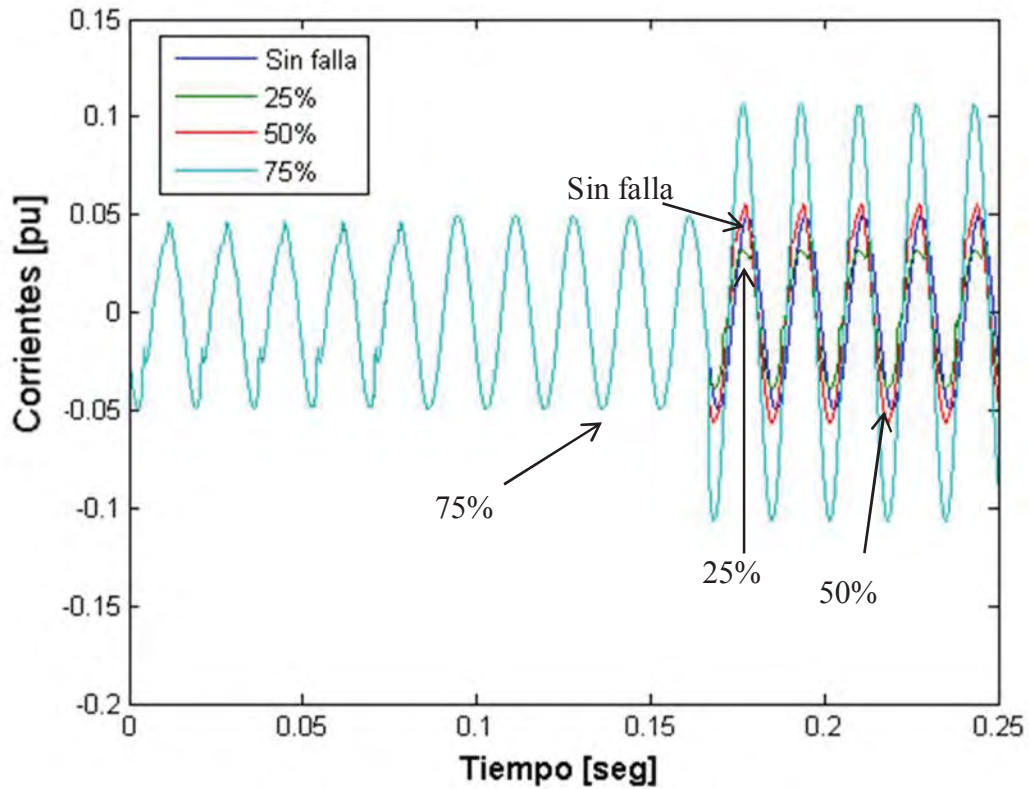


Figura 4.14 Comparativa de corrientes de línea de la estrella en la fase A del transformador.

La saturación que se tiene en el núcleo del transformador al igual que en el cortocircuito entre espiras, se da como es de esperarse, en la condición de falla cuyas corrientes son las mayores de todas, en este caso la correspondiente al 75% del devanado, esto es debido a que el comportamiento es el mismo que en el caso de la falla de cortocircuito cambiando únicamente la magnitud de la curva de saturación.

4.5. Simulación del transformador cuando un envejecimiento entre espiras está presente en el devanado.

En algunas ocasiones la primera etapa de falla en los devanados del transformador es el envejecimiento del aislamiento del mismo, situación que provoca la pérdida de sus cualidades y permitiendo la aparición de efectos indeseables en el devanado que esté sufriendo este fenómeno, uno de estos efectos es causado por el envejecimiento mismo.

Como se explicó en el desarrollo del modelo cuando se tiene envejecimiento entre espiras del devanado y el esmalte aislante del devanado se ha degradado en gran medida, aparece un elemento resistivo-capacitivo parásito en esa sección, este elemento no aparece físicamente pero por la interacción de las láminas de cobre que es el alambre magneto del transformador es que se forma este elemento parásito virtual, debido a esto las corrientes presentes en el devanado fallado se ven afectadas.

Por sus características esta falla debe ser la de menor impacto en cuanto a las magnitudes de las corrientes, pero el verdadero riesgo que conlleva la aparición de una condición de envejecimiento en alguno de los aislamientos del transformador es la mayor posibilidad de presentarse algún tipo de falla que resulte más crítica para el transformador en el punto donde el aislamiento se haya degradado.

Para realizar las simulaciones correspondientes a este caso de falla, se continúa haciendo uso de la estructura planteada al inicio del capítulo. Además debido a las características de este tipo de falla es posible realizar simulaciones con las mismas condiciones que la falla de cortocircuito, es decir en primer lugar se considera que se tiene en el centro un 2% de las espiras con el aislamiento fallado, para posteriormente variar el porcentaje del aislamiento degradado a 4 y 10% para finalmente colocar un porcentaje de 2% de espiras con aislamiento degradado en una posición de falla del 25 y 75% del devanado.

4.5.1. Envejecimiento del aislamiento del devanado afectando diferente cantidad de espiras

Cuando se realiza la simulación de un transformador que cuente con un devanado cuyo aislamiento esté envejecido, según el modelo presentado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, como se mencionó anteriormente, virtualmente se forma un capacitor en la zona afectada de los devanados, es por ello que las corrientes que circulan por la sección fallada se comportan como si atravesaran un capacitor durante la operación del transformador, las corrientes que se presentan en el devanado con falla al modificar la cantidad de espiras cuyo aislamiento se ha degradado se muestran en la Figura 4.15.

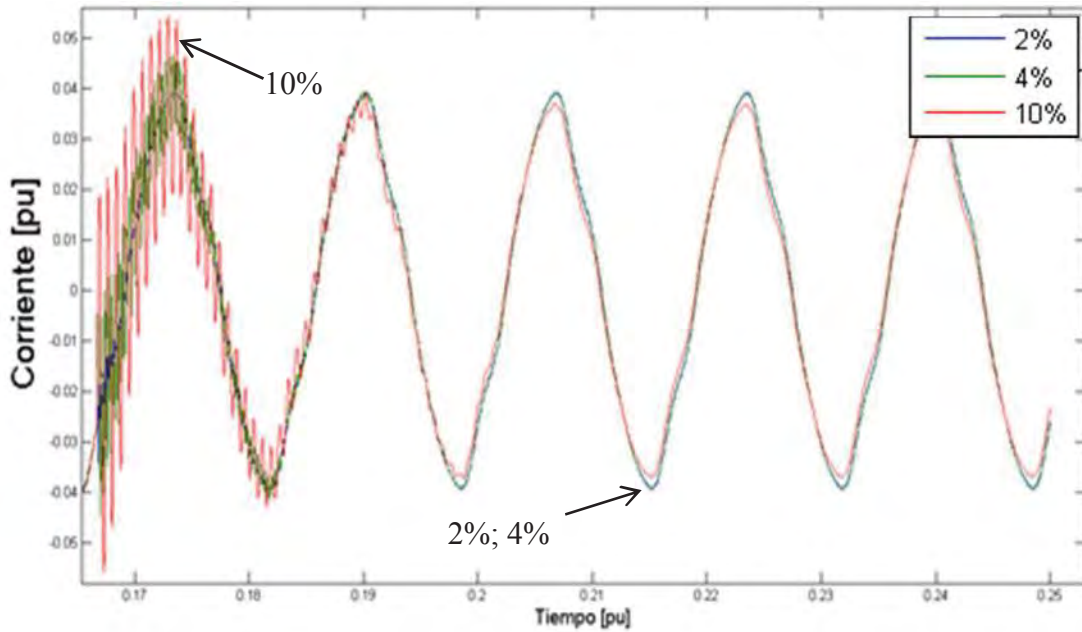


Figura 4.15 Comparativa de las corrientes de línea de la delta para diferentes longitudes de falla.

Por las características de la forma de onda obtenidas de la simulación se presentan las mismas a partir del momento en que se introduce la falla, señalando que el estado estable y sobre-impulso inicial es el mismo que se tuvo en las simulaciones realizadas anteriormente, para los casos con falla y sin ellas, como se puede ver, debido a la aparición del elemento capacitivo, las corrientes comienzan a oscilar, a diferencia de los casos analizados anteriormente, en que se presenta un sobre-impulso que eleva las corrientes a niveles mayores a 2 en *p.u.*, para este caso la oscilación de la corriente en el devanado con el aislamiento envejecido es de aproximadamente el 20% de la magnitud que se tiene en la forma de onda en estado estable. Por la magnitud de las corrientes tanto en estado estable como en el punto de falla, en caso de presentarse toda la gráfica correspondiente a la simulación, sería imposible observar las oscilaciones que ocurren en la forma de onda mostrada, puesto estas se verían como una mancha y no se apreciaría lo que está ocurriendo realmente.

Al realizar la comparación de las diferentes corrientes que se muestran en la gráfica de la Figura 4.15, se pueden observar que la oscilación cuya magnitud alcanzada es mayor, es la correspondiente a un 10% del aislamiento del devanado envejecido, pero cuando las

oscilaciones terminan, la corriente que es mayor de las tres mostradas es la correspondiente a un devanado con un 2% fallado. Se puede ver también que en un principio la corriente cuya magnitud alcanza una mayor magnitud y la que presenta el mayor número de oscilaciones es la correspondiente a la falla de un 10% del devanado, pero al irse estabilizando el transitorio la falla cuya magnitud es mayor es la correspondiente a un 2% del devanado fallado.

La diferencia en las magnitudes de las formas de onda mostradas se debe a la diferencia que existe entre el tamaño de los capacitores virtuales, ya que como se sabe un capacitor dependiendo de su tamaño y en consecuencia capacidad, necesita tiempos de carga y descarga diferentes ya que estos factores influyen directamente en la capacidad máxima de almacenamiento que tendrá, así como el nivel máximo de carga que le será posible alcanzar.

4.5.2. Envejecimiento del aislamiento en diferentes posiciones del devanado.

Ya se analizó lo que sucede cuando el envejecimiento del aislamiento del devanado se presenta en diferente número de espiras, ahora es turno de ver qué sucede cuando lo que cambia es la posición de la zona envejecida del aislamiento sobre el devanado, es por ello que se presentan las corrientes correspondientes a este caso en la Figura 4.16.

Debido a las características de las corrientes obtenidas, nuevamente se muestran solamente las correspondientes a la falla, debido a que al igual que en el caso en que se modifica el número de espiras afectadas, el estado estable y sobre-impulso inicial son los mismos para todas las simulaciones pero las oscilaciones que causa la aparición del capacitor virtual sobre el devanado son muy pequeñas nuevamente.

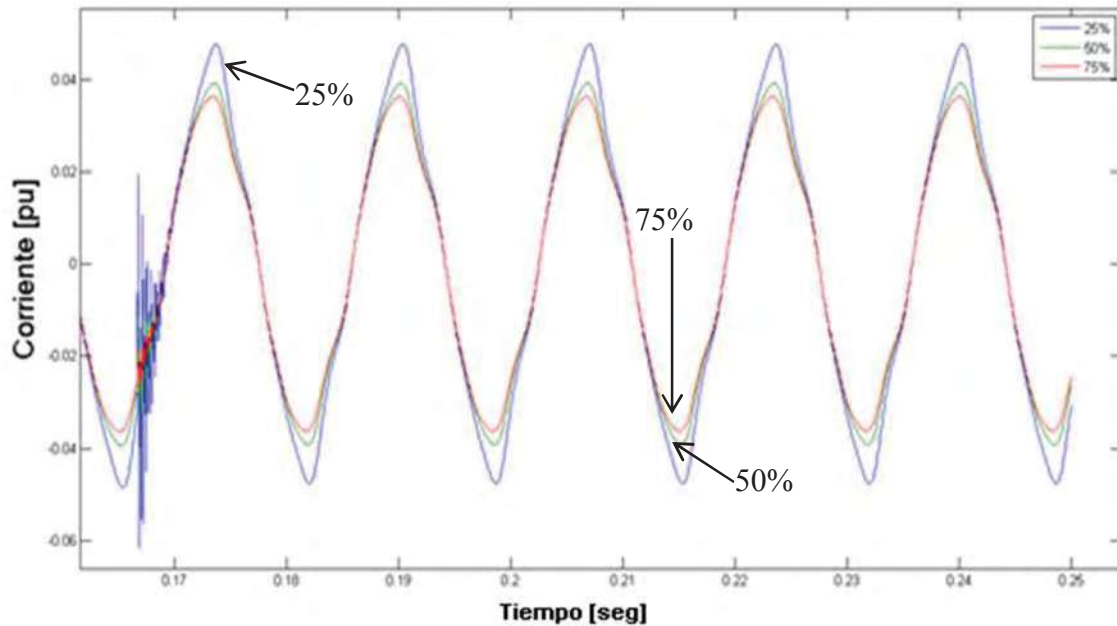


Figura 4.16 Corrientes de línea de la delta de una falla de envejecimiento.

Se puede ver que las corrientes que aparecen en la Figura 4.16 siguen la tendencia de los casos anteriores en los cuales la falla que se encuentra en la sección más cercana al inicio del devanado es la que tiene una magnitud mayor, debido a la velocidad y cantidad de oscilaciones que se presentan en la forma de onda de la corriente del devanado fallado no es posible ver que tan crítica es esta condición, es por esto que se muestra un acercamiento a las corrientes para los tres casos simulados.

Podemos observar en la Figura 4.17 que efectivamente se tienen las oscilaciones más severas, así como una mayor magnitud en la forma de onda completa cuando el envejecimiento del aislamiento se presenta en una zona cercana al inicio de éste, por el contrario, si la falla ocurre en una sección del devanado cercana a su final esta será menos crítica.

Al igual que en el caso sin falla y en el cortocircuito entre espiras, la corriente de línea de la estrella no es afectada por la aparición de una falla, por esta razón la gráfica correspondiente a estas corrientes es la misma que la mostrada en la Figura 4.5.

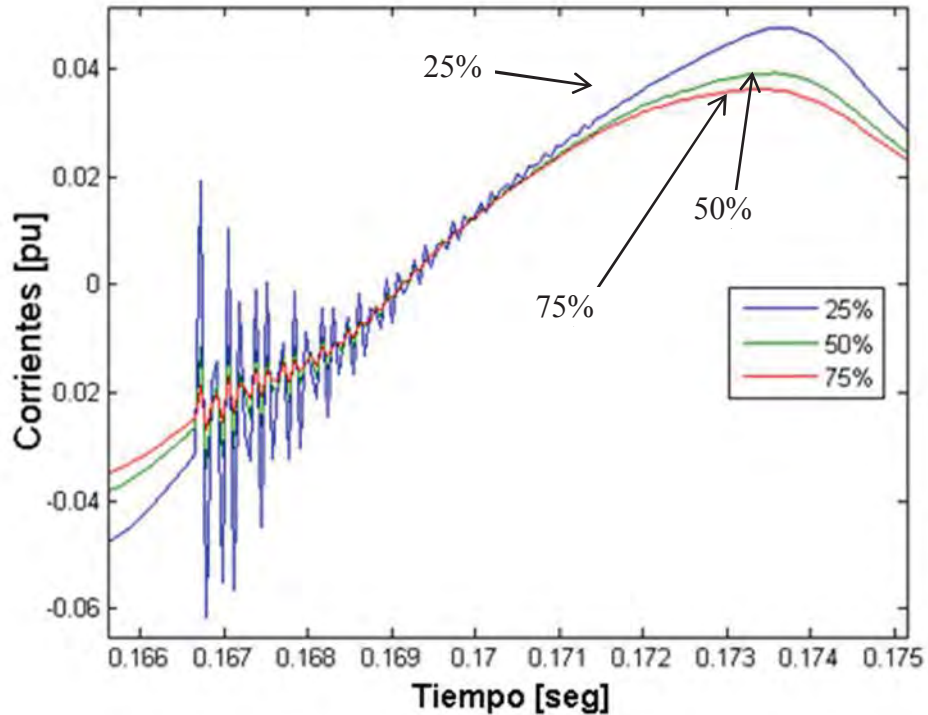


Figura 4.17 Acercamiento al transitorio de la falla de envejecimiento.

Debido a que la corriente en el devanado con falla del transformador es apenas un poco mayor a la que se tiene para el caso sin falla, esto es cuando ha pasado el transitorio, la curva de magnetización es la misma tanto para el caso sin falla como para el caso en que se tiene el envejecimiento en el aislamiento de los devanados, Es necesario recordar que la existencia de un aislamiento envejecido en el transformador no es peligroso por si mismo sino por ser en muchos casos la primera etapa de una sucesión de fallas que pueden llegar incluso a destruir el devanado fallado e incluso el transformador.

4.6. Simulación del transformador con envejecimiento y un arco eléctrico presente en el devanado.

Se ha mencionado que en un transformador pueden ocurrir diversas fallas, algunas de las cuales han sido modeladas y simuladas, incluso se mencionó que una falla de envejecimiento se encuentra muy ligada a un arco eléctrico, esto se muestra en la literatura consultada que toca este tema, lo cual es lógico, debido a que cuando se ha degradado el aislamiento de un devanado es probable que en su vecindad exista otro punto del

aislamiento que se encuentre en la misma condición. Esta condición es la que propicia bajo condiciones adecuadas de carga en el transformador y la ionización del aceite o aire del mismo que se presente un arco eléctrico.

Es por lo antes dicho que es necesario realizar un análisis de una secuencia de fallas que tienen tanta relación entre sí y es por esta razón también que no se analiza el arco eléctrico independientemente puesto que el arco no puede existir en un devanado si su aislamiento se encuentra en buenas condiciones, debido a las características de ambas fallas los parámetros de simulación pueden ser los mismos que se han utilizado durante el capítulo, comenzando con fallas de diferentes longitudes para terminar con fallas ocurridas en diferentes posiciones.

Es importante señalar que la falla de envejecimiento se activa en el mismo instante en que se hizo cuando se simula ésta nada más, mientras que el pulso que inicia el arco eléctrico se encuentra en posibilidad de activarse en un instante de tiempo determinado, pero también debido a las condiciones de aleatoriedad debe cumplir con algunos otros parámetros que condicionan su aparición por lo que no se tiene control sobre su existencia o no durante la simulación, lo que permite que sea posible la existencia de uno o varios arcos durante la simulación.

4.6.1. Envejecimiento y arco eléctrico afectando diferente número de espiras.

Se ha visto a lo largo del capítulo que para cada tipo de falla en que se ha modificado el número de espiras afectadas, se tiene la condición más crítica cuando se considera que se está afectando el mayor número de espiras, para el caso en que se liga el arco eléctrico con el envejecimiento del devanado este comportamiento debe ser el mismo.

Cuando se mostró en el Capítulo 3 el tren de pulsos a utilizar para simular la aparición de un arco eléctrico en el devanado, se dijo que debido a las características propias de un arco eléctrico, éste se había generado de tal manera que su forma de onda es totalmente aleatoria en cada caso, es por esta razón que resulta muy difícil comparar todas las gráficas de la misma manera en que se hizo en las subsecciones anteriores ya que el arco eléctrico

provoca más oscilaciones que las causadas por el envejecimiento y esto sucede en diferentes instantes de tiempo en cada caso.

Para mostrar un poco más claramente lo que sucede con cada una de las corrientes al ocurrir una falla las gráficas correspondientes se dividen en tres secciones distintas en cada una de las cuales se aprecia un aspecto diferente de la forma de onda durante la simulación.

4.6.1.1 Falla de envejecimiento y arco eléctrico afectando un 2% del devanado

En primer lugar se muestra lo que ocurre cuando el porcentaje de espiras afectadas del devanado corresponde a un 2% del mismo, esto en Figura 4.18, en esta figura se puede ver cómo es que se comporta la corriente de línea de la delta en el devanado fallado del transformador, es importante señalar que en las gráficas mostradas tanto esta figura como en todas las referentes a la simulación de una falla de envejecimiento con arco eléctrico se omite el estado transitorio al igual que en las gráficas que solo hacen referencia al envejecimiento, esto por las razones ya expuestas

En la Figura 4.18 a), se puede ver que nuevamente la magnitud de la corriente, al aparecer la falla en el devanado, se incrementa de una manera apenas perceptible, pero al presentarse el arco la magnitud de la corriente se incrementa en aproximadamente un 600% en comparación con la que se tiene en estado estable esto se ve en la Figura 4.18 b), la cual muestra el pico de mayor magnitud que se encuentra presente en la forma de onda, otra característica de la forma de onda al aparecer el arco eléctrico es la gran cantidad de oscilaciones existentes, causadas por los diferentes pulsos enviados para aplicar la falla. Una característica más de esta falla es la velocidad con que el transformador regresa a su estado estable, esto se muestra en la Figura 4.18 c). En la cual se ve el final del periodo en el que se activaron las condiciones para tener un arco eléctrico, así como el de las oscilaciones causadas por éste. El sistema en ese punto se encuentra prácticamente en su estado estable nuevamente.

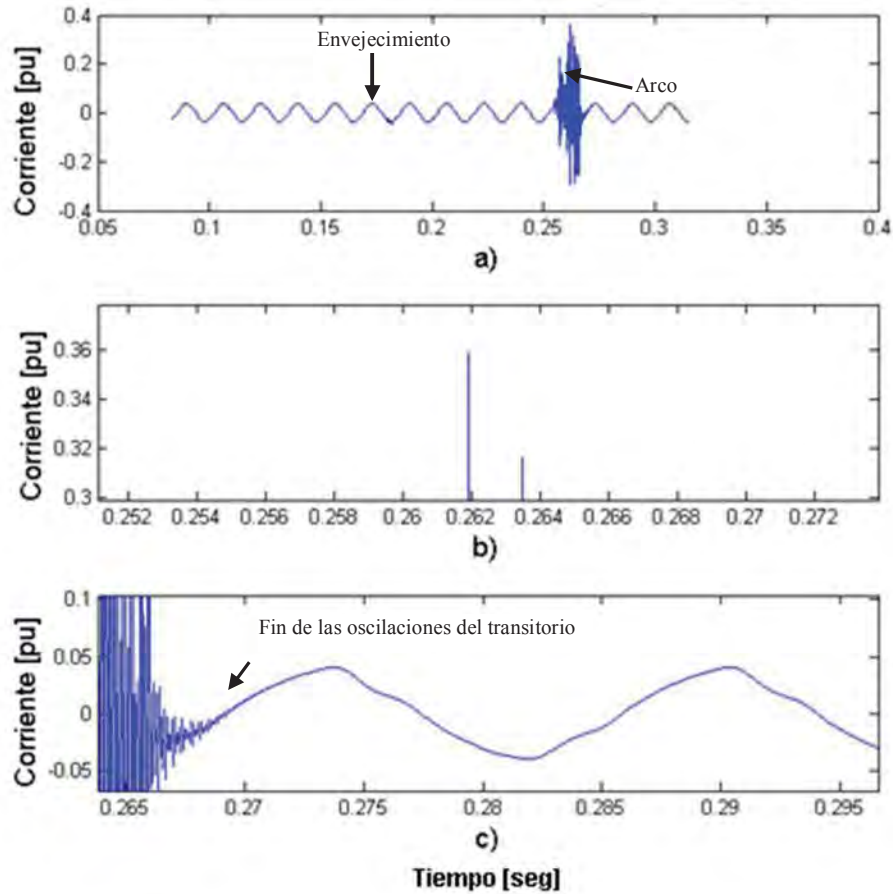


Figura 4.18 Corriente de línea de la delta cuando un 2% del devanado presenta envejecimiento en su aislamiento y se presenta un arco eléctrico. a) Simulación del modelo con falla; b) Acercamiento al valor máximo alcanzado durante la falla; c) Fin de las oscilaciones causadas por el arco eléctrico

Otro aspecto interesante que es posible observar en la Figura 4.18 a) es que al aparecer el arco eléctrico, éste provoca un incremento en la magnitud de la corriente en el devanado. La forma de onda que se ve, oscila por el transitorio causado por la aparición del arco que se mantiene encendido durante un corto instante de tiempo e incluso incrementando su magnitud, este comportamiento es el que se buscaba para el arco eléctrico, ya que como se puede ver por los incrementos repentinos en la magnitud de la forma de onda de la corriente de línea de la delta nos indican que el arco aparece de forma aleatoria.

4.6.1.2 Falla de envejecimiento y arco eléctrico afectando un 4% del devanado

Se muestran en la Figura 4.19 las gráficas correspondientes a la simulación de una falla en que el envejecimiento del aislamiento del devanado y un arco eléctrico afectan un 4% de las espiras que lo conforman.

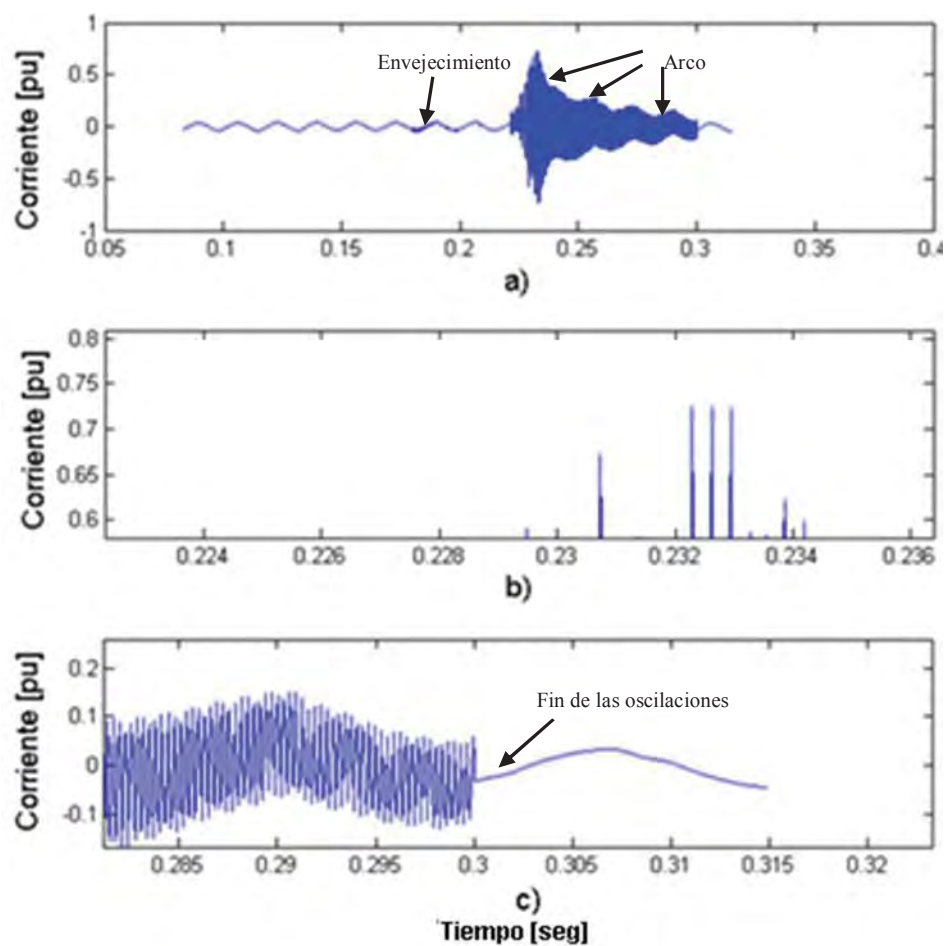


Figura 4.19 Corriente de línea de la delta cuando un 4% del devanado presenta envejecimiento en su aislamiento y se presenta un arco eléctrico. a) Simulación del modelo con falla; b) Acercamiento al valor máximo alcanzado durante la falla; c) Fin de las oscilaciones causadas por el arco eléctrico.

Se puede observar en la Figura 4.19 a) que la corriente de falla causada tanto por el envejecimiento del devanado como por el arco eléctrico efectivamente de magnitud mayor al caso anterior, se puede ver también que para este caso el arco eléctrico cumple con sus

condiciones de aparición en otro instante de tiempo, esto por la condición aleatoria ya mencionada.

Otro aspecto que se puede ver en la gráfica, es que en esta ocasión las oscilaciones causadas por la aparición del arco eléctrico se mantienen durante cuatro ciclos, esto debido a que las condiciones que permiten se mantenga activo el arco se mantienen durante un período de tiempo mayor y en consecuencia el tren de pulsos se mantiene activo durante este tiempo, para este caso se generaron varios pulsos durante la simulación, de los cuales el primero fue el que afectó en mayor medida a la corriente en el devanado.

Cuando se analiza con cuidado la Figura 4.19 b), nos encontramos que la magnitud del pico de corriente que se observa en la gráfica corresponde a un valor aproximadamente 14 veces mayor a la corriente de línea de la delta en estado estable este pico de corriente, aunque es de una magnitud considerable, aún se encuentra muy por debajo incluso de la que se tiene en el transitorio de arranque del transformador.

Finalmente en la gráfica que se muestra en la Figura 4.19 c), nos encontramos que en esta ocasión, aunque las oscilaciones causadas por la falla y el subsecuente transitorio alcanzan una mayor magnitud y duración; cuando éstas terminan el transformador alcanza un estado cuya forma de onda de la corriente es prácticamente la misma que se tiene en el estado estable que se tenía en el momento previo a la falla, el cual es posible alcanzar si el tiempo de simulación se incrementa.

4.6.1.3 Falla de envejecimiento y arco eléctrico afectando un 10% del devanado

Como antes para el caso en que existe un arco eléctrico en algún devanado del transformador, éste ha seguido la misma tendencia que en el resto de las fallas en que se modificó el número de espiras afectadas por algún incidente, cuando se tiene una falla de envejecimiento con arco eléctrico nos encontramos con las gráficas mostradas en la Figura 4.20.

Para este caso en la gráfica a) de la Figura 4.20 al igual que en los anteriores, se muestra la totalidad de la gráfica obtenida de la simulación realizada, en esta gráfica se observa que nuevamente el instante en que aparece el arco eléctrico en el devanado es diferente a los dos casos previamente mostrados. En esta ocasión, debido a la longitud de la sección del devanado que se encuentra afectada por las condiciones de falla, nos encontramos con la aparición de varias perturbaciones a partir del momento en que se activa la condición de envejecimiento en el devanado, y es que a partir de este punto el transformador se encuentra en condiciones para que se origine un arco eléctrico en su devanado, pero debido a que no se cumple la condición establecida respecto a la magnitud de voltaje que debe tener, el arco se extingue.

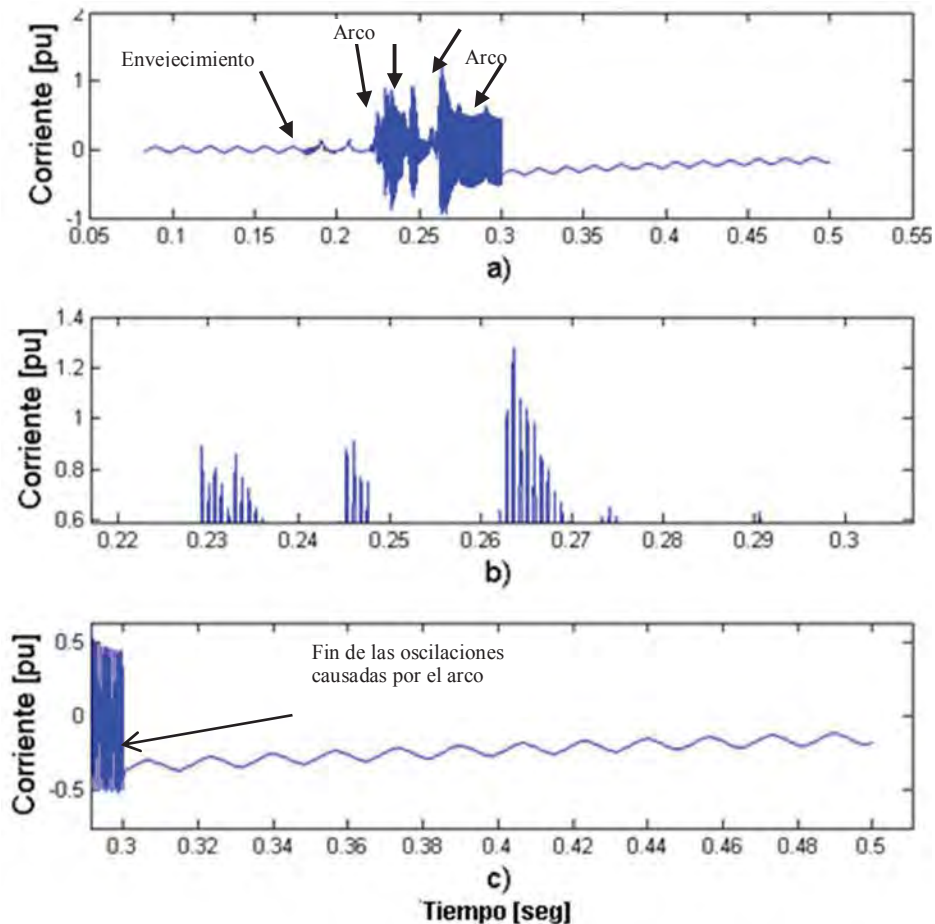


Figura 4.20 Corriente de línea de la delta cuando un 10% del devanado presenta envejecimiento en su aislamiento y se presenta un arco eléctrico. a) Simulación del modelo con falla; b) Acercamiento al valor máximo alcanzado durante la falla; c) Fin de las oscilaciones causadas por el arco eléctrico

Durante la simulación nos encontramos con hasta siete arcos, los cuales debido a sus ya mencionadas condiciones aleatorias, tienen diferentes magnitudes, así como diferentes instantes de ocurrencia en cada ciclo en que aparecen.

Para esta simulación nos encontramos que debido a la magnitud e instante de tiempo en que ocurre cada uno de los arcos eléctricos, se tienen también varios picos de corriente de magnitud considerable, en este caso por ejemplo, se puede ver que incluso pareciera existieren dos diferentes secciones de corrientes ya que al terminar prácticamente un primer transitorio causado por tres arcos seguidos, el sistema comienza a regresar a su estado estable apareciendo un cuarto arco que apenas afecta al sistema, pero que permite que al aparecer un quinto éste sea el que alcance el mayor pico de corriente de todos. Posteriormente existen dos arcos más que afectan en menor manera al sistema.

La gráfica b) de la Figura 4.20 corresponde al valor máximo que alcanza la corriente durante la etapa de falla, en ésta se puede ver que el pico de mayor magnitud es el correspondiente al 5º arco que se originó durante la simulación.

Al igual que en casos anteriores la magnitud de la corriente se ha incrementado al afectar con la falla un mayor número de espiras del devanado, ya que como se puede ver aún los picos anteriores tienen una magnitud mayor a la que se alcanzó cuando la falla afecta al 4% del devanado, esta condición aunque la corriente observada es crítica, aún no alcanza la magnitud que se tiene durante el transitorio de arranque del sistema, y es mucho menor al caso en que se presenta un cortocircuito en el devanado.

En la gráfica c) de la Figura 4.20 se puede ver que la corriente tiende a regresar al estado estable que se tenía en el instante previo a la ocurrencia de las etapas de envejecimiento y arco eléctrico, pero a pesar de que la simulación continúa durante varios ciclos posteriores a la desaparición de las condiciones de falla el sistema aún se encuentra en un estado transitorio.

4.6.2. Envejecimiento y arco eléctrico en diferentes posiciones del devanado.

Así como en los casos anteriores en que la falla se mueve sobre el devanado para observar su efecto sobre la corriente del mismo se muestran por separado las gráficas correspondientes a cada caso simulado, esto debido a que, como ya se ha mencionado, el tren de pulsos con que se activa la simulación del arco eléctrico que se está incorporando al modelo puede iniciar y terminar en cualquier momento, esto sin olvidar que el número de pulsos generados y sus magnitudes son también generados aleatoriamente.

Al igual que en los casos anteriores ya se ha realizado una simulación que cubre las características necesarias para este caso, las gráficas correspondientes a dicha simulación son las que se muestran en la Figura 4.18 las cuales son las obtenidas para el caso en que ha fallado un 2% de las espiras en el centro del devanado, debido a esto solamente es necesario cubrir los casos en que la falla se ubica en el 25 y 75% del devanado.

4.6.2.1 Falla de envejecimiento y arco eléctrico ubicada en un 25% del devanado

Cuando se tiene una falla en una posición cercana al inicio del devanado, al igual que en casos anteriores, esperamos que la corriente de línea de la delta de dicho devanado tenga un comportamiento similar al que se tiene en casos de falla anteriores, cuando aparece un arco eléctrico en el devanado esperamos el mismo comportamiento cuando el número de espiras afectadas es el mismo, esto sin olvidar que por sus características la simulación puede ser afectada por un tren de pulsos constantes o por algún pulso de gran magnitud, situación que complica el hecho de poder realizar una afirmación como las que se han hecho.

Para este caso, se tienen en la Figura 4.21 las gráficas que nos muestran diferentes características de la forma de onda observada al fin de la simulación, las cuales muestran una correspondencia con las mostradas cuando se estudió el aumento de longitud en la falla.

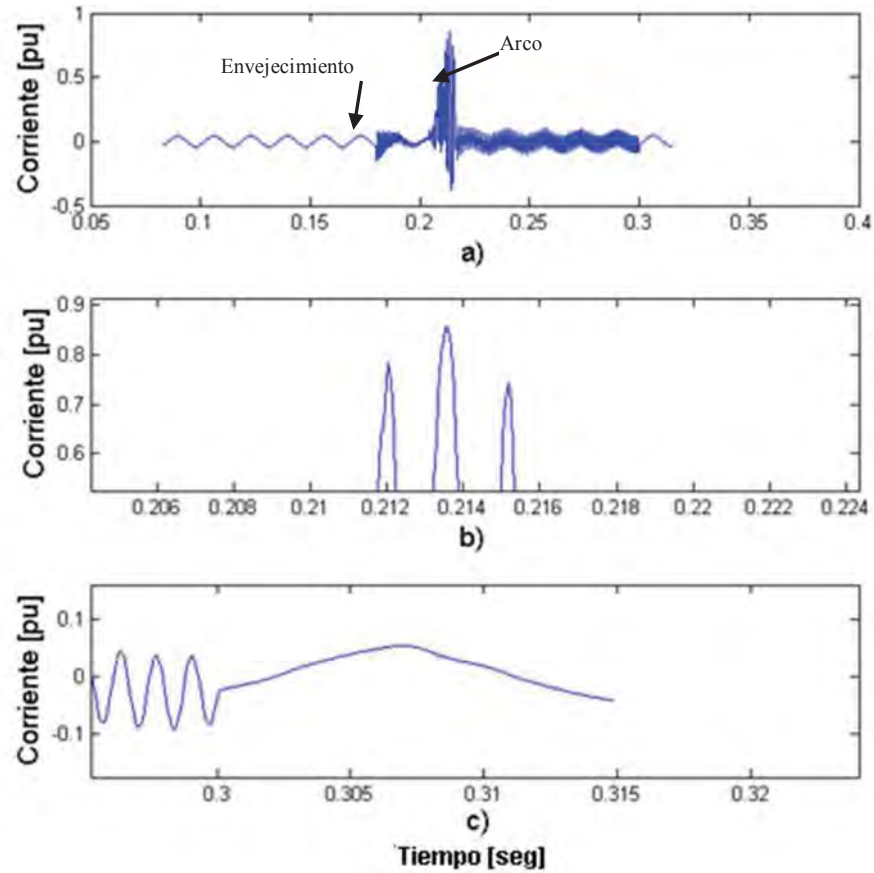


Figura 4.21 Corriente de línea de la delta cuando la falla se encuentra en un 25% del devanado. a) Simulación del modelo con falla; b) Acercamiento al valor máximo alcanzado durante la falla; c) Fin de las oscilaciones causadas por el arco eléctrico.

A simple vista en la Figura 4.21 a) se puede observar la manera en que las condiciones de falla afectan a la forma de onda de la corriente en el devanado fallado, al igual que el caso en que solamente se estaba considerando el envejecimiento en el aislamiento del devanado, las oscilaciones por la aparición de esta condición en el transformador son a alta frecuencia y su duración es considerable (1 ciclo), algo más que se puede observar en la gráfica es que el sistema no termina de estabilizarse en el período posterior a la aparición de la afectación del devanado debido al envejecimiento cuando llega el instante en que se cumplen todas las condiciones que permiten la ignición del arco eléctrico.

Durante el período de tiempo en que es posible enviar los pulsos, para este caso es posible observar la aparición de solamente un arco eléctrico, pero debido a las condiciones de esta falla se produce un transitorio cuyas oscilaciones se mantienen durante 5 ciclos.

En la gráfica correspondiente a la Figura 4.21 b), se observa que para este caso la corriente no alcanzó el valor de 1 *p.u.* pero no se debe olvidar que estos casos debido a las condiciones del arco eléctrico nos permiten observar un panorama general del comportamiento del transformador al sufrir este tipo de falla, pero al no arrojar siempre resultados iguales debido a la naturaleza misma de la falla, es difícil afirmar cual de las condiciones analizadas hasta el momento es la más crítica.

Al observar la sección c) de la Figura 4.21, nos encontramos con una forma de onda que pudiera parecer en estado estable, pero en realidad no lo está ya que si se compara la forma de onda de la corriente en el instante previo a la falla con la que se observa al terminar las oscilaciones, se ve que ambas tienen la misma magnitud y valor pico a pico, pero en la gráfica que se obtiene a final de las oscilaciones es posible observar deformaciones en la forma de onda debido a que la corriente en el devanado aún no puede regresar a su estado estable.

4.6.2.2 Falla de envejecimiento y arco eléctrico ubicada en un 75% del devanado

Para terminar con los análisis de la falla de envejecimiento en el aislamiento del devanado conjuntamente con la aparición de un arco eléctrico es tiempo de ver lo que sucede cuando la falla se encuentra en el 75% del devanado. Las gráficas correspondientes a este caso, se muestran en la Figura 4.22.

Aunque se dijo previamente que este tipo de falla no permite afirmar en que condición de ocurrencia se producen las corrientes de mayor magnitud en los devanados que resulten afectados, si es posible tener un panorama sobre que condición resultará generalmente más crítica, para este caso se ve en la Figura 4.22 a) que el arco eléctrico aparece aproximadamente 4 ciclos después de haberse activado la condición de envejecimiento del devanado, en dicha figura es posible ver que en este caso solamente aparece un arco eléctrico durante toda la simulación, pero sin importar esta situación, las oscilaciones que ocurren en la forma de onda se mantienen por más de 2 ciclos.

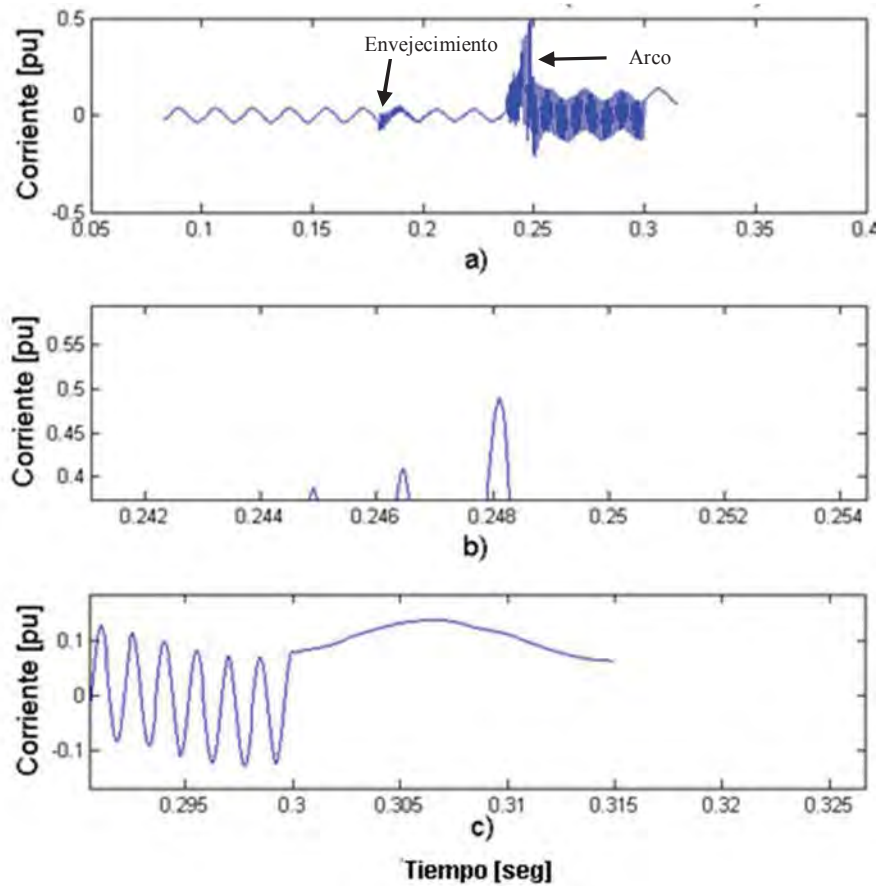


Figura 4.22 Corriente de línea de la delta cuando la falla se encuentra en un 75% del devanado. a) Simulación del modelo con falla; b) Acercamiento al valor máximo alcanzado durante la falla; c) Fin de las oscilaciones causadas por el arco eléctrico.

Cuando se analiza la Figura 4.22 b) nos encontramos con el valor pico de la corriente para este caso, el cual no alcanza 0.5 *p.u.*, magnitud menor a la que se obtuvo cuando la falla se encuentra en el 25% del devanado pero es mayor a cuando la falla se encuentra en el 50% del mismo, lo cual rompe con lo observado para cada una de las fallas simuladas previamente es las que a mayor distancia del inicio del devanado menor magnitud de corriente alcanzada, esta gráfica confirma que la magnitud de las corrientes en los devanados debido a la aparición de un arco eléctrico no depende tanto de la ubicación del arco, sino a la magnitud de voltaje que alcance el arco mismo.

En la gráfica c) de la Figura 4.22 se puede ver que la corriente pico a pico nuevamente es la misma que se tiene en el estado estable, pero la magnitud vuelve a ser diferente al igual que en el caso en que la condición de falla afecta al 10% del devanado, para esta falla

el sistema regresa a su estado estable cuando se han simulado varios ciclos posteriores a la extinción del arco obteniéndose siempre la misma característica en que la corriente siempre una magnitud diferente a la que tiene en estado estable, así como una pequeña deformación en la forma de onda.

4.7. Comparación de distintas condiciones de falla en el transformador.

En las diferentes secciones de este capítulo se han mostrado las formas de onda de la corriente en el devanado de un transformador que ha sido afectado por una falla de cortocircuito entre espiras, a tierra, que tiene envejecido el aislamiento o que presenta un arco eléctrico, todas ellas utilizando los modelos desarrollados en el Capítulo 2 mencionándose que cada una de ellas tiene diferente grado de peligrosidad, pero esto sigue sin mostrarse gráficamente, es por ello que se presenta la necesidad de mostrar que estas afirmaciones se cumplen. Debido a esto en la Figura 4.23 se muestran las corrientes de línea de la delta obtenidas para cada modelo desarrollado, esto para el devanado fallado.

Las gráficas mostradas corresponden en todos los casos a una falla ubicada en el 50% del devanado y en aquellas en que se modificó el número de espiras este es del 2%, esto con la finalidad de que como ya se dijo mostrar que condición de falla resulta más crítica para el transformador.

En la gráfica a) de la Figura 4.23 se puede apreciar que la condición de falla más crítica es la que corresponde a un cortocircuito a tierra, ya que como se puede apreciar la corriente para este caso es la que tiene mayor magnitud de todas las mostradas, por lo tanto la afirmación hecha sobre el mayor grado de potencial destructivo para el transformador al ocurrir esta falla se confirma.

Si se observa cuidadosamente la gráfica a) de la Figura 4.23 podemos darnos cuenta de que el envejecimiento en el aislamiento del devanado afecta tan poco en cuanto a que el incremento en la magnitud de la corriente que se tendrá es imperceptible para el caso mostrado, para esta comparativa como se puede ver, se decidió que el arco eléctrico apareciera en un instante de tiempo posterior a los tiempos en que se simularon las otras

fallas, esto con la intención de mostrar la diferencia entre las magnitudes sin traslapar las gráficas, permitiendo con ello su mejor observación.

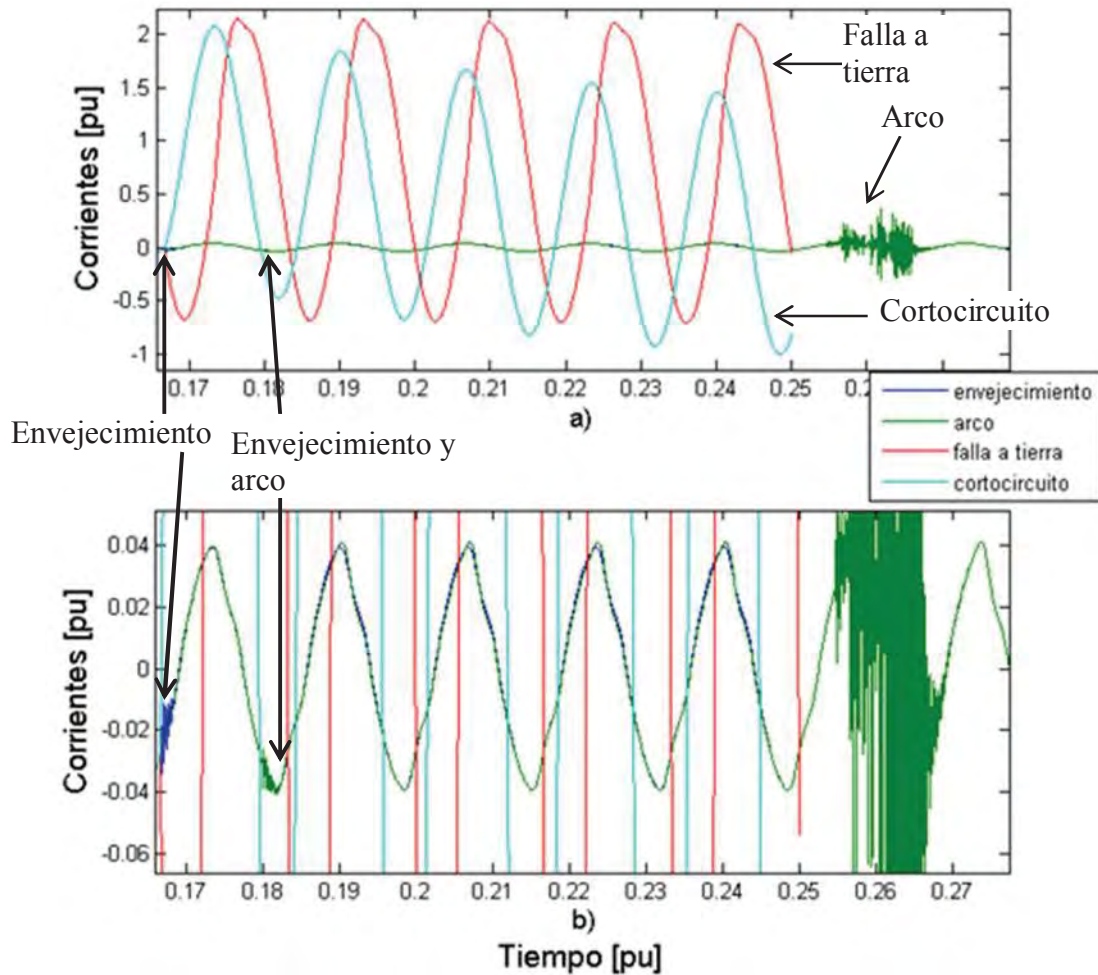


Figura 4.23 Corriente de línea de la delta para una falla en el centro del devanado para cada modelo desarrollado.

Cuando se analiza lo que sucede con la corriente en el devanado fallado al ocurrir el arco eléctrico nos encontramos con una corriente de falla cuya magnitud se encuentra muy por debajo de la que se tiene cuando ocurre un cortocircuito en el devanado, pero con oscilaciones a alta frecuencia, las cuales también se presentan en el caso en que se hace presente el efecto del envejecimiento del aislamiento del devanado.

En la gráfica b) de la Figura 4.23 se muestra un acercamiento a la forma de onda de la corriente de falla de envejecimiento y envejecimiento con arco eléctrico, en esta gráfica se puede ver que para ambos casos las oscilaciones presentes en la forma de onda de la corriente siguen siendo de una magnitud muy pequeña, pero en la forma de onda correspondiente a la falla con arco eléctrico tiene una magnitud ligeramente mayor a la que muestra solamente el envejecimiento, esto debido a que el arco aunque no alcanza el voltaje para encenderse si perturba la forma de onda de corriente al tratar de hacerlo.

4.8. Secuencia de fallas en el transformador.

Las simulaciones que se han presentado a lo largo del capítulo han permitido analizar la forma en que se comportan las corrientes en un devanado al suceder alguna de las fallas cuyos modelos se desarrollaron en el Capítulo 2, se ha mencionado que las fallas en gran número de ocasiones siguen una secuencia de ocurrencia que finalmente encadena su aparición, como se ha dicho, en primer lugar y respecto a los modelos desarrollados, tiene que existir un daño en el aislamiento de alguno de los devanados del transformador para que comiencen a ocurrir las fallas, posteriormente existe la posibilidad de que exista un arco eléctrico en el devanado que está presentando las condiciones de falla para finalmente tener un cortocircuito entre espiras o a tierra que podría incluso destruirlo.

Para analizar la secuencia de fallas completa en el transformador se muestran las gráficas correspondientes a la corriente de línea de la delta en la Figura 4.24, éstas se obtienen para una posición de falla del 50% del devanado afectando al 2% de las espiras del mismo y se muestran a partir del estado estable, en la figura se puede ver que la fase *C* no es afectada por ninguna de las fallas que ocurren durante todo el proceso de simulación mientras que las corrientes de las fases *A* y *B* reflejan la aparición de una falla inmediatamente, esto debido a la cercanía eléctrica entre ellas.

La simulación de la secuencia de fallas se presenta al igual que algunos casos anteriores a partir del estado estable. En la Figura 4.24 se ve que las corrientes de las fases *A* y *B* se afectan por la aparición de cada una de las etapas de la falla, mientras que nuevamente la fase *C* no es afectada en ningún momento.

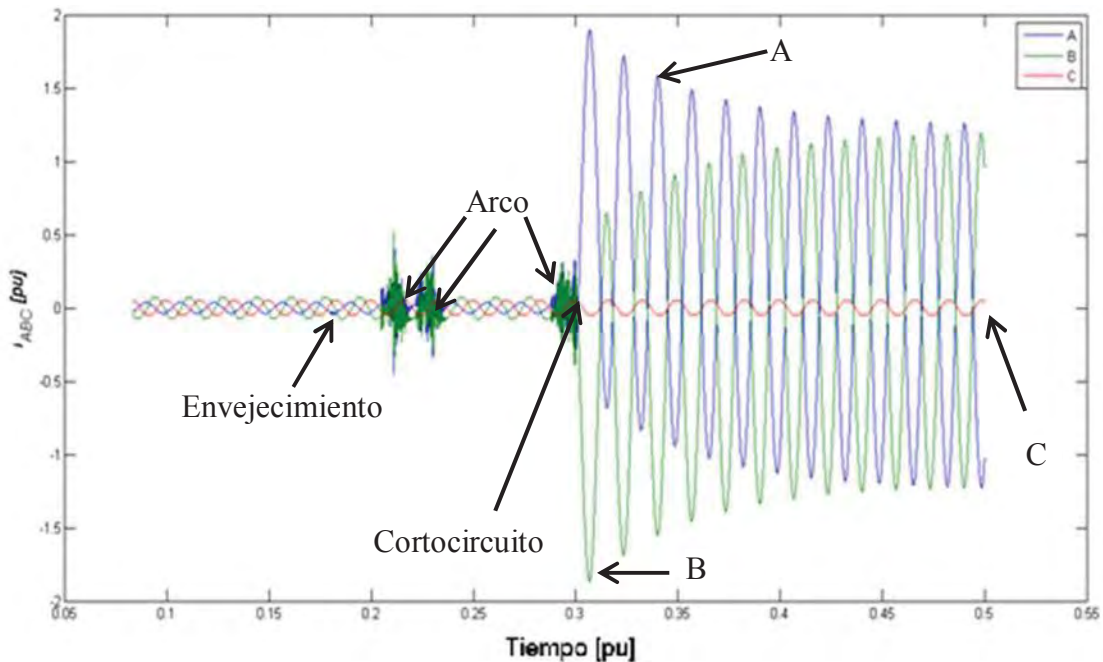


Figura 4.24 Corrientes de línea de la delta para la secuencia de fallas

Algo más que es posible ver en la gráfica es que para este caso aparecen varios arcos eléctricos durante la simulación, todos ellos de diferente magnitud, en el último de ellos y cuando se están terminando las oscilaciones causadas por éste, las espiras que están siendo afectadas finalmente se cortocircuitan entre sí por lo que el incremento en la magnitud de corriente es crítico en comparación a la que se tenía anteriormente.

Con la gráfica se muestra de forma completa la secuencia de fallas que pueden ocurrir en un devanado del transformador finalizando con un cortocircuito entre espiras, en ella se puede ver la forma en las corrientes de la delta del transformador se ven afectadas por la aparición de una falla, así como la manera en que una falla afecta a los devanados y puede ser el precedente para una que represente un mayor peligro para un equipo. Algo que es importante señalar es que la secuencia aquí mostrada, aunque puede suceder rápidamente, ésta tardará algunos días en completarse, esto debido a que el envejecimiento del aislamiento de los devanados no es instantáneo y la aparición de un arco eléctrico depende de varios factores por lo que podría o no existir alguno antes de llegar a un cortocircuito entre las espiras de algún devanado

4.9. Conclusiones.

Las formas de onda que se presentaron a lo largo del capítulo son las obtenidas al realizar simulaciones mediante los modelos magnéticos del transformador que se desarrollaron en el Capítulo 2. Las corrientes mostradas en las diferentes gráficas siguen un patrón que nos permite afirmar excepto en el caso del arco eléctrico que la severidad de una falla no solo depende del número de espiras que se ven afectadas en un devanado, sino también de la posición sobre el mismo en que ocurra la falla.

De todo el conjunto de fallas simuladas, el caso más crítico corresponde a la falla de cortocircuito a tierra o falla del devanado a tierra, mientras que la menos crítica es la que corresponde a la de envejecimiento del aislamiento del devanado, esto en cuanto a la magnitud de las corrientes que se tienen en el devanado, si se trata de frecuencia de oscilación debido a la falla, tanto el envejecimiento como el arco eléctrico provocan oscilaciones de alta frecuencia en la corriente de los devanados afectados, esto se puede ver en la secuencia completa de fallas.

La secuencia de fallas mostrada es un proceso que regularmente toma un largo período de tiempo y que depende de diversos factores, pudiendo nunca llegar a ocurrir en un transformador, esto debido a que las condiciones de carga y estado inicial de los aislamientos influyen en el ritmo de envejecimiento de los mismos, el voltaje presente en un transformador es el que determina la existencia o no de un arco eléctrico ya que a bajos voltajes los arcos eléctricos ocurren solamente a distancias tan pequeñas que las espiras afectadas podrían cortocircuitarse al momento de su aparición mientras que las corrientes provocadas por la aparición del cortocircuito podrían tener el potencial no solo para dañar el devanado en que ocurren, sino todo el transformador.

La severidad de una falla como se puede ver es relativa, ya que una falla que provoca un incremento de la magnitud de corriente que es casi imperceptible bajo determinadas condiciones, puede convertirse en el inicio de todo un proceso que podría terminar por destruir un devanado o incluso todo el transformador.

Con base a la información obtenida en cada una de las simulaciones realizadas en cuanto a formas de onda y magnitudes de corriente presentes en el transformador, es posible desarrollar un sistema en el cual mediante la alimentación de algunos parámetros de un transformador permita realizar un diagnóstico de operación del mismo, con este sistema sería no solo posible el determinar que si existe una falla en el equipo, sino la sección del devanado en que se encuentra.

Las simulaciones se validaron por comparación con los resultados presentados en [12, 13, 15, 16, 22, 37, 38, 42], puesto que estas fallas pueden llegar a ser destructivas no se implementaron físicamente.

CAPÍTULO 5

Conclusiones y propuestas para trabajos futuros.

5.1. Conclusiones

Los resultados presentados en este trabajo de investigación, son el resultado del desarrollo de un modelo matemático magnético que describe el comportamiento de un transformador trifásico, esto combinado con trabajo experimental para validar el modelo base.

El modelo matemático permite describir en primer lugar cómo es que se comporta un transformador operando bajo condiciones estables, para después dar paso al desarrollo de modelos que permitan la introducción de condiciones de falla al transformador.

Se realizaron mediciones de laboratorio en un transformador tipo seco de 10 KVA, para obtener la información de áreas, longitudes, así como voltajes y corrientes, para el cálculo de la curva de saturación del transformador utilizado.

La simulación del modelo utilizando los datos obtenidos del transformador real permitió validarlo al obtenerse gráficas similares a las obtenidas de las mediciones en el transformador. Lo cual confirma que el modelo propuesto en este trabajo es lo suficientemente correcto para representar el fenómeno de la saturación en transformadores trifásicos.

Algunos resultados que se consiguen en este trabajo son:

- Desarrollar una metodología que permita modelar el transformador como un elemento magnético, usando para esto una formulación de fácil implementación y de parámetros sencillos de obtener mediante simples mediciones tanto eléctricas como de longitudes y áreas.
- Al desarrollar el modelo como la integración de varios módulos de matrices y vectores a un sistema, es posible modificar las condiciones del transformador sin tener que reformular el modelo completamente.
- Los modelos propuestos del transformador trifásico con y sin fallas presentes en los devanados se implementaron para su simulación utilizando Matlab®.
- Los resultados del modelo se compararon con los resultados obtenidos de las mediciones a un transformador real ante una energización en vacío, lo cual habilita la validación del modelo y confirmar que éste puede representar el comportamiento del transformador bajo condiciones de saturación.
- Se presentan las simulaciones de distintas fallas en un transformador trifásico, modificando la posición sobre el devanado en que ocurren, así como el número de espiras que son afectadas. Logrando obtener qué falla y en qué posición del devanado es más crítica.

5.2. Trabajos futuros

Debido a la importancia que tienen los transformadores en los sistemas eléctricos, se tiene la inquietud de continuar con esta investigación, realizando para esto los siguientes trabajos futuros.

- Integrar una interfaz al código desarrollado en Matlab con la finalidad de convertir el modelo en una herramienta de diagnóstico utilizable en campo.

-
- Implementar en laboratorio bajo condiciones controladas, las diferentes fallas cuyos modelos ya han sido presentados en este trabajo de investigación, esto con la finalidad de validarlos con mediciones como ya se hizo con el modelo base.
 - Modificar la aproximación de la curva de saturación para utilizar el ciclo de histéresis propia del transformador.
 - Desarrollar modelos matemáticos magnéticos para otros tipos de fallas que puedan ocurrir en el transformador.

Adicionalmente a los puntos antes mencionados respecto a los transformadores se busca el desarrollo de un modelo magnético que sea aplicable no solamente a estos, sino también a otras máquinas eléctricas, con y sin fallas eléctricas, integrando también a estos una interfaz para su posible uso en campo o laboratorio.

Referencias

- [1] L. Rabins, “Transformer Reactance Calculations with Digital Computers”, AIEE Transactions, Vol. 75 Pt. I July 1956, pp. 261-267.
- [2] P. I. Fergestad and T. Henriksen, “Transient Oscillations in Multiwinding Transformer”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93 March-April 1974, pp. 500-509.
- [3] P. I. Fergestad and T. Henriksen, “Inductances for the Calculations of Transient Oscillation in Transformers”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, , Vol. PAS-93 March-April 1974, pp. 510-517.
- [4] L. F. Blume, editor, “Transformer Engineering”, Second Edition, John Wiley and Sons, 1951.
- [5] H. W. Dommel, “Transformer Models in the Simulation of Electromagnetic Transients”, Proc. 5th Power Systems Computation Conference, 1975, Sept 1-5, paper 3.
- [6] G. R. Slemon, “Equivalent Circuit for Transformer and Machines Including Nonlinear Effects”, Proc. IEE. Part IV, Vol. 100, 1953, pp. 129-143
- [7] E. P. Dick and W. Watson, “Transformer Model for Transients Studies Based on Field Measurements”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 1, January1981, pp. 409-418.
- [8] P. Silvester and M. V. K. Chari, “ Finite Element Solution of Saturable Magnetic Field Problems”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No.7, Sept./Oct. 1970, pp. 1642-1651.

-
- [9] H. Wang and K L. Butler, "Finite Element Analysis of Internal Winding Faults in Distribution Transformers", IEEE Trans. Power Del., Vol. 16, July 2001, pp. 422-428.
- [10] P. Bastard, P. Bertrand and M. Meunier, "A transformer model for winding fault studies," IEEE Trans. Power Del. Vol. 9, pp. 690-699, Mar. 1994
- [11] Z. Wang, et al, "A Novel Method to Determine Leakage Inductance for Internal Fault Analysis in Power Transformer", IEEE POWERCON 2000, Vol. II, Perth, Australia, pp. 795-800.
- [12] H. Wang and K L. Butler, "Modeling transformer with internal winding faults by calculating leakage factors", in Proc. 31st North Amer. Power Symp., San Luis Obispo, CA, Oct. 1999, pp. 176-182.
- [13] H. Wang, P Palmer-Buckle and K L. Butler, "Transformer models for detection of incipient winding faults", Proc. 30th North Amer. Power Symp., Cleveland OH, Oct. 1998, pp. 90-98.
- [14] M. Mousavi and K. Butler-Purry, "Transformer Internal Incipient Fault Simulations", IEEE Proc. 32th North Amer. Power Symp., Rolla, MO. USA, pp. 195-203.
- [15] O. Ozgonenel and K. Erdal, "Modeling and Real-time Fault Identification in Transformers", ScienceDirect, Journal of Magnetism and Magnetic Materials. Number 345, 2008, pp. 205-225.
- [16] O. Ozgonenel, E. Kilic, M. Abdesh Khan and M. Azizur Rahman, "A New Method for Fault Detection and Identification of Incipient Faults in Power Transformers", Electric Power Components and Systems, Vol. 36, Iss. 11, 2008.

-
- [17] H. Wang and K. L. Butler, "Modeling transformer with internal winding faults by calculating leakage factors," in Proc. 31st North Amer. Power Symp., San Luis Obispo, CA, Oct. 1999, pp. 176–182.
- [18] H. Wang, P. Palmer-Buckle, and K. L. Butler, "Transformer models for detection of incipient internal winding faults," in Proc. 30th North Amer. Power Symp., Cleveland, OH, Oct. 1998, pp. 90–98.
- [19] H. Wang and M. Borairi, "Actuator and sensor fault diagnosis of nonlinear dynamic systems via genetic neural networks and adaptive parameter estimation technique", Proceedings of the 1998 IEEE International Conference on Control Applications, Trieste, Italy 1-4 Sep 1998, Vol. 1, pp. 278 - 282 vol.1
- [20] F. N. Chowdhury, "Goal-oriented system identification for safe operation of engineering systems", Proceedings of the 2000 American Control Conference, Chicago, IL, USA, 28-30 June 2000, pp. 2711 – 2712.
- [21] E. F. Cuara-Moreno and C. Pérez-Rojas "Modelado de fallas internas en el transformador trifásico de tres columnas," IEEE XI ROPEC, Morelia 2009
- [22] H. Wang and K L. Butler, "Modeling transformers with internal incipient faults", IEEE Trans. Power Del., Vol. 17, April 2002, pp. 500-509.
- [23] C. Pérez Rojas, "Modelos Avanzados de Elementos del Sistema Eléctrico de Potencia en Coordenadas de Fase para Estudios de Estabilidad Dinámica", Tesis Doctoral, UANL, Monterrey Nuevo León, México, 2004.
- [24] J. Avila-Rosales, F. L. Alvarado, "Nonlinear Frequency Dependent Transformer Model for Electromagnetic Transient Studies in Power Systems" , IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS101, No.11, November 1982, pp. 4281-4288.

-
- [25] L. M. R. Oliveira and A. J. M. Cardoso, "A coupled electromagnetic transformer model for the analysis of winding inter-turn short circuits", IEEE SDEMPED, Grado, Italy, Sept. 2001, pp. 267-372
- [26] A. D. Theocharis, A. Tzinevrakis, V Charalampakos, J. Miliás-Argitis and Th. Zacharias, "Transformer modeling based on incremental reluctances," IEEE, Inter. Conf. Power Sys. Tech. 2010, Hangzhou, China, October 2010.
- [27] M. Toman, G. Stumberger, B. Stumberger and D. Dolinar, "Nonlinear model of a distribution transformer appropriate for evaluating the effects of unbalanced loads," ScienceDirect, Journal of Magnetism and Magnetic Materials. Number 320, pp. 2008 , e1011-e1015.
- [28] Y. Xu, Z. Wang and Q. Liu, "A novel inductance calculation method in power transformer model based on magnetic circuit", IEEE TENCON 2005. Melbourne, Australia.
- [29] M. C. Williams, R. S. Volgelsong and K. S. Kundert, "Simulation and modeling of nonlinear magnetics", IEEE, ISCAS'95, vol. 1, Seattle, Wa., USA, pp. 736-739.
- [30] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley Jr., S. D. Umans, "Máquinas Eléctricas", Ed. Mc Graw Hill, 6ª Edición, México DF., 2004,
- [31] C. Pérez Rojas y S. García Martínez, "Internal Winding Faults in three-phase five-limb Transformer", ICEEE and CIE, IEEE, México, DF, México, September 2005.
- [32] J. Pedra et al, "PSPICE Computer Model of a Nonlinear Three-Phase Three-Legged Transformer", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 1, January 2004, pp.200-207.

-
- [33] C. Pérez-Rojas, "Fitting Saturation and Hysteresis via Arctangent Functions", IEEE Power Engineering Review, November 2000, pp. 55-57.
- [34] K. A. Corzine et al, " An Improved Method for Incorporating Magnetic Saturation in the Q-D Synchronous Machine Model", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, No. 3, September 1998, pp. 270-275.
- [35] F. de León and A. Semlyen, "A Simple Representation of Dynamic Hysteresis Losses in Power Transformers", IEEE Trans. Power Del. Vol 10, pp. 315-321, January. 1995.
- [36] T. Aprille and T. Trick, "A computer algorithm to determine the steady-state response of nonlinear oscillators", IEEE Transactions on Circuit Theory, Vol. 19, Issue 4, July 1972, pp. 354 – 360.
- [37] P. Palmer-Buckle, K. L. Butler and N. D. R. Sarma, "Characteristics of transformer parameters during internal winding faults based on experimental measurements," IEEE, Trans. Dist. Conf. April 1999, pp. 882-887.
- [38] P. Palmer-Buckle, K. L. Butler, N. D. R. Sarma and A. Kopp, "Simulation of incipient transformer faults," IEEE Proc. Midwest Symp. Sys. Circ. Washington, DC. 1998.
- [39] X. Wang, M. Sumner and D. W. P Thomas, "Simulation of transformer with aging insulation and incipient faults," Proc. World Cong. Eng., London, U. K., July 2007
- [40] N. A. Sabiha and M. A. Izzularab, "Transformer Modeling with Internal Incipient Faults", MEPCON 2006, El-Minia, Egypt, pp. 117-122.
- [41] R. López García, "Desarrollo y Validación de Modelos de Transformadores Monofásicos y Trifásicos con Saturación, para el Análisis de Armónicos en Sistemas de Potencia", Tesis Doctoral, UPC, Barcelona, España, 2000.

-
- [42] L. M. R. Oliveira and A. J. M. Cardoso, "Modelling and simulation of three-phase power transformers", Proceedings of the 6th International Conference on Modelling and Simulation of Electrical Machines, Converters and Systems (ELECTRIMACS 99), Vol. 2/3, Lisbon, Portugal, September 14-16, 1999, pp. 257-262.
- [43] K. Nakamura *et al*, "Iron Loss Calculation in a Three-Phase-Laminated-Core Variable Inductor Based on Reluctance Network Analysis", IEEE Transactions on Magnetics, Oct. 2009, Vol. 45 Issue: 10, pp. 4781 – 4784

Apéndice A.

Datos del transformador para simulaciones

Los datos correspondientes al transformador utilizado para las simulaciones del Capítulo 3 se presentan en [21] y éstas están expresadas en el sistema p.u.

Tabla A-1 Reluctancias de dispersión del transformador

	Columna 1	Columna 2	Columna 3
Propia	1	1	1
Entre devanados	0.0537	0.0537	0.0537

Tabla A-2 Longitudes de las diferentes secciones del núcleo del transformador

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Yugo izquierdo	Yugo derecho
1	1	1	1.16	1.16

Tabla A-3 Áreas de sección transversal de las diferentes secciones del núcleo del transformador

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Yugo izquierdo	Yugo derecho
1	1	1	1.77	1.77

Tabla A-4 Número de espiras de cada devanado

	Columna 1	Columna 2	Columna 3
Primario	1.732	1.732	1.732
Secundario	1	1	1

Tabla A-5 Constantes de la curva de saturación

B	M	ΔB_a
0.7	754	0.95

Tabla A-6 Resistencias de los devanados

	Columna 1	Columna 2	Columna 3
Primario	0.0015	0.0015	0.0015
Secundario	0.0015	0.0015	0.0015

Apéndice B.

Datos del transformador real

Tabla B-1 Voltajes y corrientes medidos en cada una de las fases del transformador

Fase <i>a</i>		Fase <i>b</i>		Fase <i>c</i>	
Corrientes	Voltajes	Corrientes	Voltajes	Corrientes	Voltajes
0	0	0	0	0	0
0.03	2.04	0.0245	2.28	0.0316	2.178
0.0511	4	0.038	4	0.0542	4.3
0.0694	6	0.0522	6	0.071	6.14
0.0852	8.03	0.0649	8	0.0861	8.078
0.0997	10.03	0.0779	10.31	0.1018	10.23
0.1279	14.2	0.0987	14.31	0.1285	14.1
0.1526	18.1	0.1166	18.06	0.1547	18.2
0.1644	20.14	0.1258	20.07	0.1665	20.14
0.222	30.34	0.1687	30.09	0.2233	30.26
0.2719	40	0.2074	40.08	0.2745	40.04
0.325	50.2	0.2467	50.93	0.3268	50.07
0.3861	60.77	0.2807	60.27	0.3864	60.44
0.4577	70.11	0.3213	70.52	0.4598	70.2
0.6272	80.15	0.3745	80.07	0.6128	80.2
1.2418	90	0.5468	90.34	1.0876	90.26
2.5	100.24	0.9021	100.3	2	100.25
4.063	110.03	1.3624	110.23	3.273	110.83
6.061	120.38	1.9067	120.2	4.6848	120.18
8.381	130.08	2.5985	130.12	6.557	130.19
11.32	140.15	3.6089	140.43	9.073	140.31
15.46	150.33	5.4	150.18	12.744	150.2
17.05	153.22	7.16	155	14.43	153.54

Las longitudes y áreas del transformador son otro aspecto que resulta relevante para nuestro modelo, éstas se muestran a continuación.

Tabla B-2 Longitudes de las diferentes secciones del núcleo del transformador

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Yugo izquierdo	Yugo derecho
35cm	34cm	32cm	27.2cm	30.4cm

Las medidas del yugo izquierdo y derecho son equivalentes al yugo superior e inferior para el lado correspondiente.

Tabla B-3 Áreas de sección transversal de las diferentes secciones del núcleo del transformador

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Yugo izquierdo	Yugo derecho
0.0095 m ²	0.0119 m ²	0.011 m ²	0.0095 m ²	0.01 m ²

Tabla B-4 Número de espiras de cada devanado

	Columna 1	Columna 2	Columna 3
Primario	45	45	45
Secundario	27	27	27

Tabla B-5 Constantes de la curva de saturación

B	m	ΔB_a
0.62	0.087	4e ⁻⁴

Tabla B-6 Resistencias de los devanados

	Columna 1	Columna 2	Columna 3
Primario	0.21	0.21	0.21
Secundario	0.14	0.14	0.14