



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de la corriente
Inrush y Sympathetic Inrush
en transformadores**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Miguel Eduardo Vázquez Ojeda

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Vicente Torres García



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

Agradecimientos

A la Sra. Teresa González, por ser una segunda madre para mí y por siempre decirme que el estudio me abriría muchas puertas y por todos los consejos que me dio durante los años de vida que compartió conmigo.

A mi madre Cecilia, por siempre apoyarme en todos mis proyectos, por darme una educación, por darme mucho cariño y porque es mi heroína

A la Sra. Epifania, mi bisabuela por ser parte de mi crianza.

Al Sr. Miguel, por apoyar a mi madre para que estudiara una licenciatura y ella ahora me apoyo para que estudiará una ingeniería.

A mi padre Gerardo, por decirme que tengo que esforzarme para cumplir mis metas.

A mis tíos y tías, por ser ejemplos a seguir e inspiración de mis metas.

Al Dr. Vicente, por orientarme y guiarme en este proyecto, sobre todo tenerme bastante paciencia para lograr esta tesis.

Al Dr. Luis Miguel, por ser uno de los mejores maestros de toda mi carrera, por ser pieza fundamental para interesarme POR los Sistemas Eléctricos de Potencia y porque en su materia di lo mejor.

A mis amigos de toda la vida Alejandro, Ramón y Antonio, por compartir aventuras e historias juntos.

A Viridiana, por ser mi mejor amiga por estar conmigo en las buenas, en las malas y darme ánimos para no rendirme.

A Enrique y Juan, por ser buenos compañero y amigos en la universidad, por explicarme temas que eran muy difíciles para mí y por nunca dejarme que me diera por vencido.

A mis amigos Andrés, Ignacio, Oseas, Sergio, Héctor, Oscar y Carlos por brindarme su amistad durante todos los años de la carrera

RESUMEN

En este trabajo de tesis se presenta como objetivo principal el análisis de la corriente Inrush y la corriente Sympathetic Inrush que se generan al momento de energizar un transformador, con la finalidad de conocer sus características. Estas corrientes son fenómenos transitorios que pueden ser confundidos con fallas eléctricas, provocando que se disparen las protecciones convencionales de transformadores.

Inicialmente, se hace una mención de los materiales ferromagnéticos debido a los núcleos de los transformadores están contruidos por dichos materiales y son los principales responsables de los fenómenos transitorios en estos equipos. Para el modelado del transformador se presenta una explicación del circuito equivalente de un transformador, mostrando sus ecuaciones y las conexiones que puede tener un transformador trifásico o un banco de transformadores trifásico.

Posteriormente se describe la teoría de la corriente Inrush y la corriente Sympathetic Inrush y como es que se genera al energizar un transformador. Para ello se utilizan conceptos y ecuaciones para dar a conocer sus características, por ejemplo, para ángulos pequeños la corriente es casi senoidal, es decir con poca distorsión armónica, y su magnitud es relativamente pequeña. Sin embargo, para ángulos de cierre más cercanos a los 90 grados, se presentan corrientes de magnitudes de hasta dos órdenes de magnitud muy superiores a las corrientes nominales, que además son asimétricas.

Una de las características del fenómeno de Inrush en transformadores es que frecuentemente la protección diferencial (87T) no actúa de manera adecuada ante la presencia de este tipo de corrientes, ya que las magnitudes son similares a las de una falla disparando e interrumpiendo la continuidad de la energía eléctrica y esto afecta la calidad del suministro de energía provocando pérdidas de dinero, y a su vez baja confiabilidad en el sistema eléctrico tanto del suministrador como el usuario final.

Para poder diferenciar una falla de una corriente de Inrush en transformadores es necesario la simulación de este tipo de fenómenos para ello se utiliza el Software ATP/EMTP. Este software es útil para el análisis de fenómenos transitorios en el dominio del tiempo.

Abstract

In this thesis work, the main objective is the analysis of the Inrush current and the Sympathetic Inrush current that are generated when energizing a transformer, in order to know its characteristics. These currents are transient phenomena that can be confused with electrical faults, causing conventional transformer protections to trip.

Initially, a mention is made of the ferromagnetic materials because the transformer cores are built by said materials and are the main responsible for the transient phenomena in these equipments. For transformer modeling, an explanation of the equivalent circuit of a transformer is presented, showing its equations and the connections that a three-phase transformer or a three-phase transformer bank can have.

Later, the theory of the Inrush current and the Sympathetic Inrush current are described and how it is generated when energizing a transformer. For this, concepts and equations are used to make their characteristics known, for example, for small angles the current is almost sinusoidal, that is, with little harmonic distortion, and its magnitude is relatively small. However, for closing angles closer to 90 degrees, currents of magnitudes of up to two orders of magnitude much higher than the nominal currents are presented, which are also asymmetric.

One of the characteristics of the Inrush phenomenon in transformers is that the differential protection (87T) frequently does not act adequately in the presence of this type of currents, since the magnitudes are similar to those of a fault, triggering and interrupting the continuity of electrical energy and this affects the quality of the energy supply causing loss of money, and in turn low reliability in the electrical system of both the supplier and the end user.

In order to differentiate a fault from an Inrush current in transformers, it is necessary to simulate this type of phenomenon, using the ATP / EMTP software. This software is useful for the analysis of transitory phenomena in the time domain.

CONTENIDO

Contenido

Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Introducción	1
1.2 Conceptos generales de transformadores, corriente Inrush y corriente Sympathetic Inrush	3
<i>Corriente de excitación</i>	4
<i>Corriente de magnetización</i>	5
<i>Corriente Inrush</i>	5
<i>Corriente Sympathetic Inrush</i>	6
1.3. Planteamiento del problema	7
1.4. Hipótesis	8
1.5. Propuesta de investigación	8
1.6. Objetivo General	8
<i>Objetivos Específicos</i>	8
1.7. Justificación	9
1.8. Metodología	9
1.9. Metas	10
1.10. Contribución	10
1.11. Estado del Arte	10
1.12. Organización de tesis	13
Capítulo 2. Materiales Ferromagnéticos y Transformadores	15
2.1. Materiales ferromagnéticos	15
<i>Materiales magnéticos</i>	15
2.2. Modelo del transformador	18
<i>Transformador ideal</i>	22
<i>Circuito equivalente de un transformador</i>	23
<i>Transformadores trifásicos</i>	24
<i>Transformadores de medición</i>	29
Capítulo 3. Corrientes de Energización (Inrush) en transformadores	31
3.1. Introducción	31
<i>Generación de la corriente Inrush</i>	32
<i>Generación de la corriente Sympathetic Inrush</i>	35

Capítulo 4. Protección diferencial de transformadores	37
4.1. Protección diferencial del transformador	37
4.2 Compensación de diferencias de amplitud y del desfase de corrientes	40
4.3. Restricción armónica en la protección diferencial	42
Capítulo 5. Modelado y operación del transformador en ATP/EMTP	46
5.1. Software ATPDraw	46
5.2. Modelo de Transformadores para ATPDraw	47
<i>Modelo de un transformador monofásico.....</i>	<i>48</i>
5.3. Elementos del sistema.....	55
Capítulo 6. Simulaciones de las corrientes Inrush y Sympathetic Inrush en ATPDraw	58
6.1. Simulaciones de corrientes Inrush en transformador monofásico	58
<i>Simulación de corriente Inrush en un transformador monofásico.....</i>	<i>58</i>
6.2. Simulaciones de corriente Inrush en bancos trifásicos	64
<i>Banco de transformadores conexión Δ-Δ.....</i>	<i>64</i>
<i>Banco de transformadores conexión Δ-Y.....</i>	<i>66</i>
<i>Banco de transformadores conexión Y-Δ.....</i>	<i>69</i>
<i>Banco de transformadores conexión Y-Y.....</i>	<i>71</i>
6.3. Simulación de la corriente Sympathetic Inrush.	75
Capítulo 7. Simulación de la protección diferencial en ATPDraw.	80
Caso 1. Energización del transformador en vacío sin restricción armónica.	82
Caso 2. Simulación del impacto de la corriente Sympathetic Inrush en la protección diferencial.	83
Capítulo 8. Conclusiones y Recomendaciones.	86
8.1. Conclusiones.....	86
8.2. Recomendaciones.....	87
Referencias.	88

Capítulo 1. Introducción

1.1 Introducción

El crecimiento, potenciación y el desarrollo de las regiones y países en gran medida ha sido con la ayuda de la energía eléctrica. Para la humanidad se ha vuelto indispensable el uso de la energía eléctrica en las actividades cotidianas, dado que en casa, oficina, escuela e industria hay equipos eléctricos. Por ejemplo, refrigeradores, computadoras, motores eléctricos o todo equipo que necesite de energía eléctrica para funcionar y todos ellos se conectan a una red eléctrica la cual pertenece a un Sistema Eléctrico Interconectado.

La mayor preocupación dentro de los sistemas eléctricos es mantener la continuidad de la energía eléctrica, así como la confiabilidad en el sistema y para ello, todos sus elementos deben de operar de forma normal. Pero en la realidad no siempre se opera en estado estable y pueden ocurrir eventos tales como fallas de corto circuito, maniobras e interrupciones.

Las fallas en sistemas eléctricos provocan que el voltaje, la corriente y la frecuencia tenga cambios bruscos ya sea elevando su magnitud, disminuyéndola o bien interrumpiéndola provocando que el equipo eléctrico se tengan daños, por lo tanto, se deben utilizar una protección para los sistemas eléctricos que opere de manera correcta contra cualquier tipo falla.

Por otra parte, la gran mayoría de los sistemas eléctricos se conectan a lo que en conjunto denominamos Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), el cual consiste en sus etapas de generación, transmisión, distribución y usuarios finales o carga, donde cada uno de ellos se describe a continuación:

- La generación: es el punto del sistema en cual se genera la energía eléctrica por medio de fuentes convencionales de energía y actualmente por medio de fuentes renovables, en donde la mayoría de ellas convierten la energía cinética de una fuente primaria a energía mecánica y posteriormente a energía eléctrica la cual será transmitida.
- Transmisión: la energía eléctrica generada en las plantas de generación es elevada a diferentes niveles de voltaje (en México se utilizan voltajes de 115, 230 y 400 [KV]) por medio de transformadores de potencia los cuales elevan el nivel de voltaje, para

poder ser transmitido a grandes distancias hasta llegar a la zona de distribución para su utilización.

- **Distribución:** la energía que se transmitió desde la planta generadora a través de las líneas de transmisión reduce su nivel de voltaje a niveles que pueden ser distribuidos a los usuarios finales (los niveles en distribución son: 13.8, 23 y 34.5 [KV] en México).
- **Carga:** la carga es el punto en el cual se conecta el usuario final, a nivel residencial en México el nivel de voltaje es de 220 [V].

La Fig.1.1 muestra un sistema eléctrico de potencia desde la generación hasta el usuario final donde los transformadores de distribución, típicamente de 13.8 [KV]/220Y-127 [V], alimentan a usuarios comerciales, residenciales y la industria.

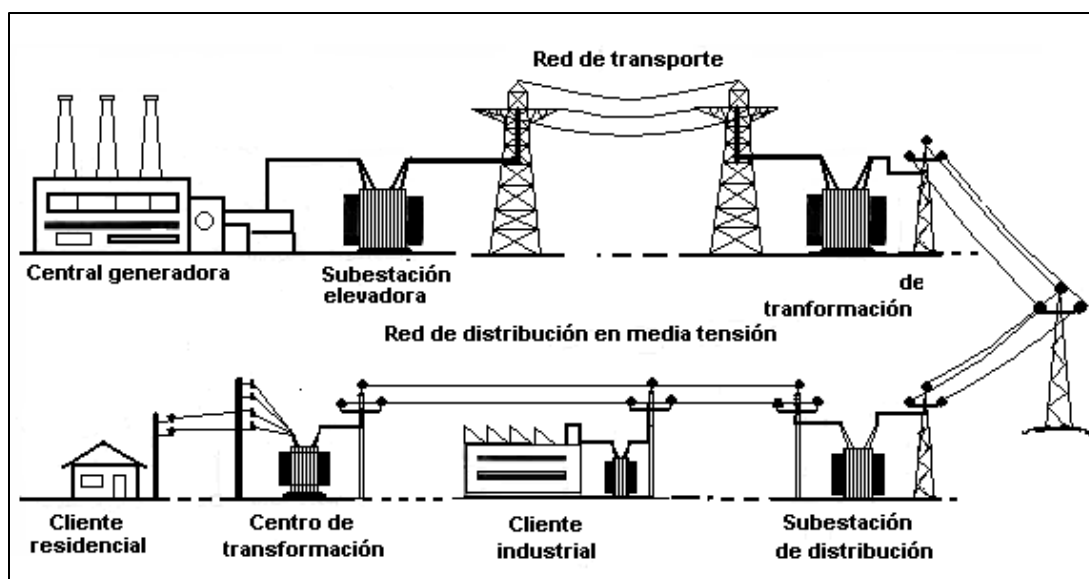


Fig. 1.1 Sistema Eléctrico de Potencia [1].

Como se observa en la figura, para llevar a cabo el proceso de transmisión de energía eléctrica por medio del sistema eléctrico de potencia se debe en gran medida a la utilización de transformadores de potencia.

Con el crecimiento de la industria eléctrica se ha aumentado el uso de transformadores de potencia de gran capacidad en el sistema eléctrico. Estos forman parte del equipo primario del sistema y es un elemento indispensable para transmitir las grandes cantidades de energía a través de grandes distancias que separan las centrales generadoras y los consumidores [2]. Sin el transformador no sería posible la transmisión y la distribución de energía. Por tal

motivo, el transformador es uno de los elementos más importantes del sistema eléctrico y por lo tanto deben tener un adecuado esquema de protecciones para su cuidado, también se debe realizar un mantenimiento correcto para una larga vida de uso.

El transformador es una máquina eléctrica estática que a través de sus campos electromagnéticos lleva a cabo una conversión de energía y se utiliza para elevar o reducir los niveles de voltaje y consecuentemente los niveles de corriente en el sistema eléctrico de potencia (SEP) [3].

1.2 Conceptos generales de transformadores, corriente Inrush y corriente Sympathetic Inrush

Una subestación eléctrica es el punto de intersección donde se interconectan varios elementos eléctricos, por ejemplo: transformadores, cuchillas, interruptores, transformadores de medición o instrumentación, protecciones eléctricas y equipo de control de la subestación.

El transformador es uno de los elementos o el elemento eléctrico más importante de las subestaciones eléctricas. Estos están formados por un núcleo ferromagnético, dos devanados (bobinas) primario y secundario, normalmente son los devanados de alto y bajo voltaje, en algunos casos hay un tercer devanado que frecuentemente es utilizado para usos propios de una subestación.

Los transformadores se clasifican de acuerdo al nivel de voltaje, capacidad de potencia, por su régimen de operación (transmisión o distribución), también por su tipo de enfriamiento (seco y sumergidos en aceite), y su construcción (monofásicos, bifásicos y trifásicos). En los transformadores trifásicos cada fase comparte el mismo núcleo o transformadores monofásicos forman una conexión trifásica (banco de transformadores), dado que la capacidad de los transformadores dependen de la carga y del número de fases que se van a requerir, se pueden dar diferentes conexión como: delta-delta, estrella-estrella, estrella-delta y delta-estrella, cada conexión se comporta de forma diferente respecto a la otra dependiendo de las características del sistema, por tal motivo es importante analizar cada una de estas combinaciones para esta investigación.

Además de los antes mencionados, existen transformadores de medición que son, el transformador de potencial (*TP*) y el transformador de corriente (*TC*). El TP se encarga de tomar un voltaje alto y reducir a un voltaje bajo que es proporcional al número de vueltas

para realizar la medición. El TC está diseñado para producir una corriente secundaria muy pequeña directamente proporcional a su corriente del lado primario para poder ser medida. Por tal motivo son útiles para las conexiones de las protecciones en los sistemas eléctricos [4].

En un transformador pueden aparecer diferentes fenómenos asociadas a su núcleo ferromagnético que surgen cuando el transformador está operando con sobrecarga o cuando se energiza sin carga, por tal motivo deben ser tomadas en cuenta durante el diseño de las protecciones de una subestación.

Corriente de excitación

La mayoría de los transformadores con núcleo de acero tiene una corriente de excitación 5% mayor a la corriente nominal [5], esta corriente es la suma de las pérdidas en el núcleo y la corrientes de magnetización que es la fuerza magnetomotriz necesaria para mantener un flujo que satisfaga el voltaje necesario para su operación, como se muestra en la Fig. 1.2 a) y Fig. 1.2 b). La corriente de excitación, como se muestra en la Fig. 1.3, de un transformador es la que fluye en el devanado primario del transformador, es decir, es la corriente necesaria para formar el campo magnético.

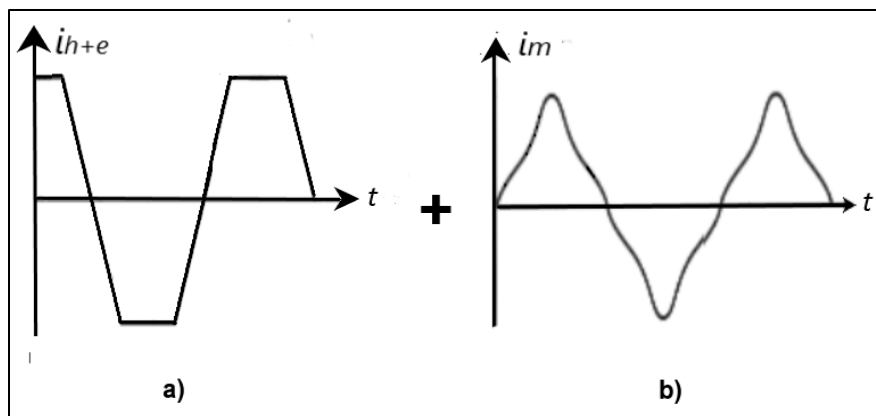


Fig. 1.2 a) Corriente de pérdidas en el núcleo i_{h+e} , b) Corriente de magnetización i_m [4].

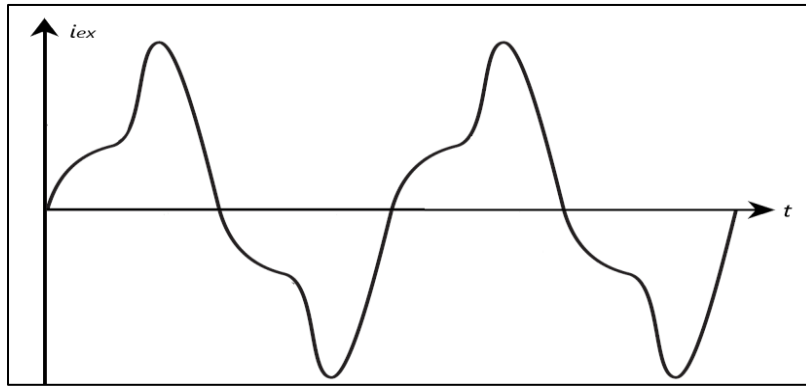


Fig. 1.3 Corriente de excitación [4].

Corriente de magnetización

Es la corriente necesaria para producir el flujo magnético en el núcleo del transformador. Esta corriente no es sinusoidal debido al comportamiento no lineal de la curva de saturación, como se muestra en la Fig. 1.4. Los componentes de más alta frecuencia en la corriente de magnetización se deben a la saturación magnética en el núcleo del transformador [4]. Esta corriente satura el núcleo aumentando flujo magnético.

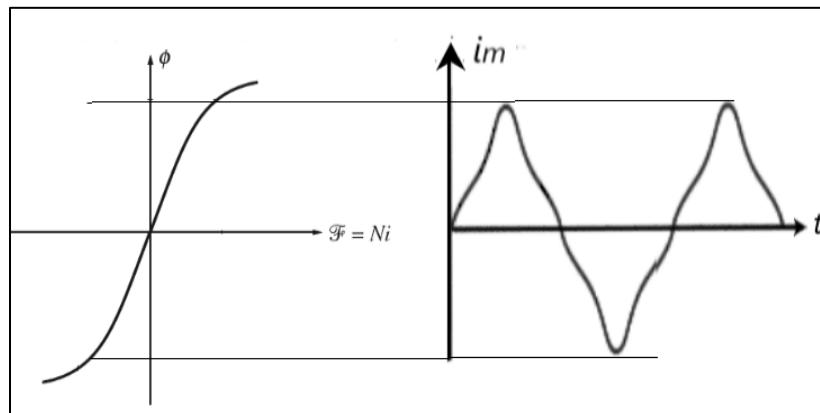


Fig. 1.4 Curva de saturación y corriente de magnetización [4].

Corriente Inrush

La corriente Inrush se define como la energización de un transformador con un voltaje nominal. Dependiendo del instante de cierre del interruptor se puede producir hasta dos veces el flujo máximo, como se mostrará en el capítulo 3, esto satura el núcleo ferromagnético aumentando el flujo magnético ocasionando la elevación de la corriente de excitación con una magnitud mayor a la corriente nominal, dado que la impedancia del núcleo se vuelve menor

en la región saturada, como se muestra en la Fig.1.5. Una característica de la corriente Inrush es su contenido armónico, principalmente los armónicos pares, pero también contiene armónicos impares, como se muestra en la Fig. 1.6, [6].

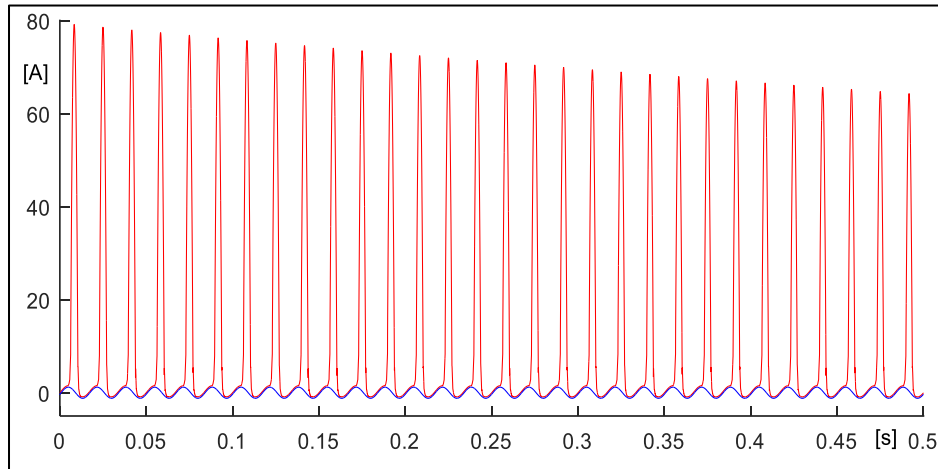


Fig. 1.5 Corriente Inrush.

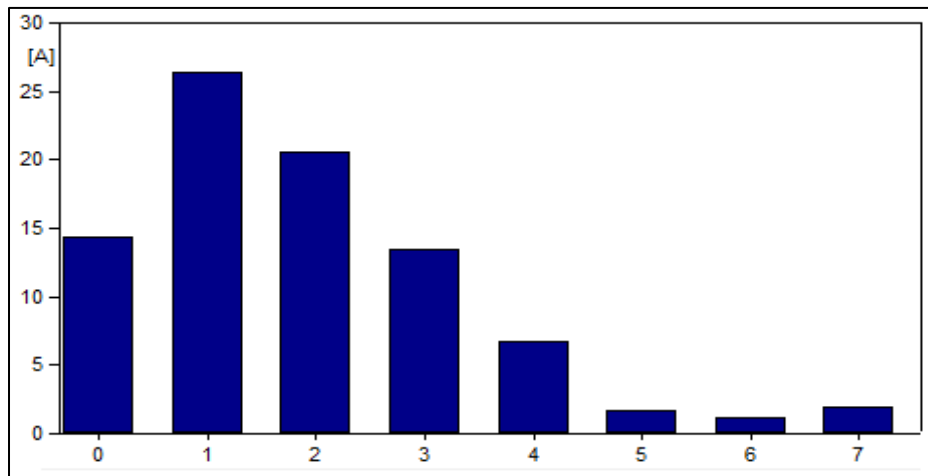


Fig. 1.6. Contenido armónico de la corriente Inrush.

Corriente Sympathetic Inrush

Cuando se energiza un transformador en donde hay transformadores en paralelo que se encuentran en operación, al generarse la corriente Inrush en el transformador que ha sido energizado, provoca que en los demás transformadores se genere un fenómeno transitorio de nombre corriente Sympathetic Inrush. La magnitud de esta corriente está determinada por el nivel de corriente de operación y la impedancia del sistema presentada entre la fuente y los transformadores [6].

En la Fig. 1.7 se muestra la corriente Sympathetic Inrush de un transformador en operación, respecto a la corriente Inrush de un transformador que se está energizando.

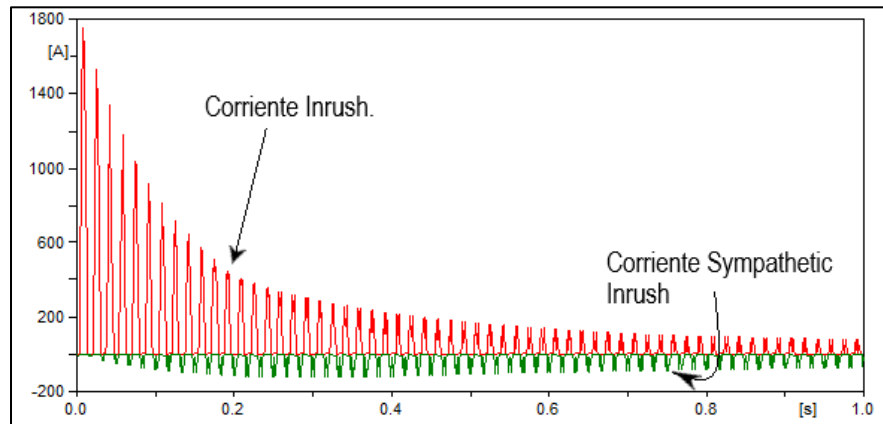


Fig. 1.7 Corriente Inrush y Corriente Sympathetic

Estas corrientes, tanto Inrush como Sympathetic Inrush afectan el correcto funcionamiento de la protección diferencial lo cual puede originar problemas considerables como interrupciones en el suministro eléctrico afectando la continuidad de la energía ocasionando pérdidas económicas por parte de la compañía suministradora y cortes de energía a los usuarios finales. En este sentido esta tesis hace referencia al correcto funcionamiento de la protección diferencial y en el análisis del comportamiento de las corrientes Inrush y Sympathetic Inrush.

La protección diferencial es la encargada de detectar fallas en terminales y devanados del transformador (fallas internas). La operación de este relevador es la suma fasorial entre las corrientes de entrada y salida del transformador, en estado estable. Si la suma es cero la protección no dispara, sin embargo, cuando hay condición de falla la suma es mayor 0 disparando la protección. Esta protección es la más importante en transformadores con potencia mayor a 5 [MVA].

1.3. Planteamiento del problema

Al energizar un transformador de potencia sin carga, presenta un aumento en la corriente de excitación con magnitud mayor a la corriente nominal, esto puede ocasionar el disparo de protecciones eléctricas. Otro efecto o consecuencia que se presenta con la aparición de la corriente Inrush es en los transformadores en paralelo que están en operación, presenta un fenómeno transitorio dado que su corriente de operación se eleva a magnitudes

que se puede considerar como falla provocando disparo de sus protecciones, en especial la protección diferencial. Estas condiciones de operación pueden afectar la continuidad y la calidad de la energía, así como generar pérdidas económicas.

1.4. Hipótesis

Debido a la forma de onda del fenómeno transitorio que se presenta durante la energización de un transformador (corriente de Inrush), tiene como característica principal un contenido armónico. Aplicando la transformada de Fourier en las ondas de la corriente Inrush y la corriente Sympathetic Inrush, podremos conocer el contenido armónico para diferenciar la corriente Inrush de otro tipo de fenómeno transitorio, como las fallas eléctricas.

1.5. Propuesta de investigación

Con la ayuda del software ATPDraw se podrá hacer las simulaciones de las corrientes Inrush y Sympathetic Inrush en transformadores de potencia con la finalidad de conocer las características de las corrientes y dar las recomendaciones necesarias que ayude a discriminar de una falla. Para ello se aplicará la transformada de Fourier en las formas de onda de la corriente de Inrush que se genere en un transformador monofásico y de los diferentes tipos de conexiones en bancos de transformadores.

1.6. Objetivo General

Hacer un análisis de las corrientes de Inrush y Sympathetic Inrush en transformadores de potencia, modelando sus características transitorias de operación.

Proponer la mitigación de este tipo de fenómenos y dar las recomendaciones necesarias para una mejora de la protección diferencial.

Objetivos Específicos

- Simular el transformador monofásico en ATP/EMTP.
- Simular un transformador trifásico y banco de transformadores en ATP/EMTP.

- Conocer e identificar el comportamiento de la corriente Inrush en un transformador monofásico.
- Conocer e identificar el comportamiento de la corriente Inrush en un transformador trifásico y en un banco trifásico ante diferentes tipos de conexión.
- Comparar las corrientes Inrush y Sympathetic Inrush.
- Diseñar una protección diferencial en ATPDraw para discriminar corrientes de Inrush y corrientes de falla.

1.7. Justificación

El transformador de potencia es un equipo eléctrico importante en la subestación eléctrica, sin él no sería posible la transmisión de energía eléctrica a grandes distancias, además de ser de los elementos más costosos. El cuidado, mantenimiento y protección de un transformador ayuda en gran medida a mantener una continuidad en el suministro de energía eléctrica además de alargar su vida útil. Evitar daños o cortes de energía que puedan costar pérdidas económicas o de vidas (corte de energía en hospitales, semáforos, escuelas) son las primicias para las compañías eléctricas. Por tal motivo es indispensable el correcto funcionamiento de los transformadores de potencia y diseño adecuado de sus protecciones eléctricas.

1.8. Metodología

En este trabajo se analizan las características de los transformadores de potencia con la finalidad de conocer el comportamiento que puede presentar ante diferentes estados de operación, se hace una revisión bibliográfica de los trabajos relacionados a la operación de este tipo de equipos eléctricos, principalmente en su energización, posteriormente se analiza un transformador monofásico y sus corrientes de Inrush, además se lleva a cabo el análisis de este tipo de fenómenos en bancos trifásicos y en transformadores trifásicos, y utilizando la transformada de Fourier se conoce el contenido armónico de las formas de onda de corriente. Finalmente se desarrolla una protección capaz de discriminar este tipo de fenómenos, con respecto a fallas eléctricas y se dan las recomendaciones necesarias para un

correcto funcionamiento.

1.9. Metas

Proponer un método para la mitigación de las corrientes de Inrush en los transformadores potencia, conocer la forma de onda de la corriente Inrush así como sus características para diferenciarlas de una falla y desarrollar condiciones en la protección diferencial para que el transformador opere correctamente durante su energización.

1.10. Contribución

Con este trabajo se contribuye a la correcta operación de la protección diferencial en los transformadores de potencia, y el análisis de la corriente Inrush en diferentes conexiones en los transformadores trifásicos y hacer la diferencia entre los fenómenos transitorios al energizar un transformador y una falla interna o en sus terminales del transformador.

1.11. Estado del Arte

El estudio de los fenómenos transitorios que ocurren en los transformadores de potencia no es algo nuevo, el transformador con más de un siglo de vida sigue siendo un tema ampliamente estudiado y más aún, el fenómeno de corriente Inrush sigue siendo un problema en las compañías eléctricas. En este sentido, el siguiente trabajo hace referencia a investigaciones previas sobre el fenómeno de Inrush y sus implementaciones para soluciones prácticas.

Sabiendo que el fenómeno Inrush es un problema de operación del transformador de potencia. En [2], se realizan pruebas en diferentes simuladores llegando a la conclusión que para simular no es necesario tomar en cuenta la curva de histéresis para el estudio de la corriente Inrush.

Por otra parte, en [6] se menciona que la corriente Inrush afecta el voltaje, dado que provoca una caída en la magnitud y la corriente Sympathetic afecta en la recuperación de la magnitud, afectando la continuidad y la calidad de la energía.

En [7], se menciona que la protección diferencial convencional interpretaba las corrientes Inrush y la corriente Sympathetic Inrush como fallas en la zona de protección

primera del transformador, provocando un mal funcionamiento por lo tanto la protección se disparaba interrumpiendo la continuidad en el suministro de energía del sistema. Además, cuando hay una corriente Sympathetic la corriente Inrush tarda más tiempo en desaparecer.

En [8], se mencionan los efectos que puede tener el Factor de potencia de la carga en la corriente Inrush, dado que puede influir en la magnitud de la corriente, esto se debe a los diferentes tipos de carga que existen. Por ejemplo, la carga inductiva conectada al transformador reduce la magnitud de la corriente Sympathetic y cuando el transformador no tiene carga conectada la corriente Sympathetic eleva su magnitud.

En [9], por medio del software PSCAD se analiza el fenómeno de la corriente Sympathetic Inrush y sus factores de impacto como; la impedancia del sistema, el ángulo de cierre y el flujo remanente del transformador mediante simulaciones. Con base en esto se proponen dos métodos de identificación para la corriente Sympathetic, uno método está basado en la característica de la curva de la corriente de magnetización del cálculo del flujo magnético.

En [10], el principal objetivo es el estudio de los mecanismos de generación de la corriente Inrush y la corriente Sympathetic Inrush y cómo afectan en los sistemas HVDC.

En [11], se menciona que el mal funcionamiento de la protección diferencial convencional del transformador se debe al no tener el algoritmo de restricción de la segunda armónica, debido a que esta armónica se toma en cuenta como característica para identificar las corrientes de Inrush.

En [12], se desarrolla una metodología para la identificación de la corriente Sympathetic, el método se basa en la variación de los coeficientes de la Transformada Discreta de Wavelet (por sus siglas en inglés DWT) y la ventaja de esta metodología es que no utiliza un umbral para la identificación de la corriente.

En [13], se estudió los efectos de los Limitadores de Corriente de Falla en Superconductores (por sus siglas en inglés SFCL) para reducir las corrientes Inrush y Sympathetic, con ayuda de las simulaciones demuestran que hay un impacto positivo, evitando un mal funcionamiento de la protección diferencial.

En [14], se menciona que una forma de diferenciar una falla interna de una corriente Sympathetic, es por medio de la forma de las ondas de corriente. La forma de onda de una falla interna tiene la simetría sinusoidal mientras que la corriente Sympathetic su onda es

asimétrica.

En [15], se plantean un modelo de transformador trifásico de *31.5 MVA a 132/33 [KV]* realizando pruebas de switcheo por fase y trifásicas se obtiene como resultado que la corriente Sympathetic persiste más tiempo que la corriente Inrush en la red y los parámetros como la impedancia del sistema, el F.P de la carga y en ángulo de cierre afecta ligeramente a la magnitud de la corriente.

En [16], menciona que la segunda armónica de una corriente de falla es menor respecto a la corriente Inrush de cada fase y la corriente Sympathetic es inversa a la corriente Inrush respecto a cada fase.

En [17], se realiza un análisis de las caídas de voltaje de larga duración causadas por la corriente Sympathetic, realizando un modelo en ATP/EMTP y tomando mediciones se concluyó que la cantidad de pérdidas en la carga es el parámetro que fluye en la duración de la corriente Sympathetic.

En [18], se menciona que la corriente Inrush provoca una tensión mecánica al transformador de potencia causando un mal funcionamiento en el sistema de protección e interrumpe el funcionamiento en cargas sensibles como afectaciones en la calidad de la energía.

En [19], se discute que en la actualidad, el análisis matemático de la corriente Sympathetic se basa en el modelo del transformador sin carga, esto puede causar un error, por lo tanto se realizan análisis con cargas, por ejemplo cuando la carga es activa la corriente Inrush tiene una amplitud menor de larga duración y mientras la resistencia interna disminuye.

En [20], se menciona que el mal funcionamiento de la protección diferencial se debe a la saturación en el TC, para evitar esto se deben realizar ciertas medidas de restricción en la protección.

En [21], se menciona que para mitigar las corrientes Inrush y Sympathetic se utiliza un algoritmo que se basa en el valor del flujo residual.

En [22], menciona que el disparo de la protección diferencial es causado por voltajes asimétricos y el alto contenido armónico de las componentes transitorias prolongadas de la corriente, el método utilizado para mitigar estas fallas se basa en utilizar un tap del transformador para aumentar la impedancia del devanado y reducir la corriente Inrush.

En [23], se menciona que cualquier estudio de fenómenos transitorios en transformadores, se debe llevar a cabo el estudio de las corrientes Inrush y Sympathetic Inrush. La razón por la cual se deben asociar estos fenómenos es porque la corriente Inrush tarda más en desaparecer cuando la corriente Sympathetic se encuentra presente.

En [24], se menciona que el análisis detallado de la resistencia del sistema es proporcionar una comprensión completa del fenómeno Sympathetic Inrush, dado que a mayor sea la resistencia del sistema, más rápido se satura el transformador y da como resultado una amplitud mayor de la corriente Sympathetic.

La norma 519 IEEE, [25], menciona que las cargas no lineales cambian la forma de la onda sinusoidal de la corriente generando un flujo de corrientes armónicas, provocando pérdidas y calentamiento en los transformadores.

Como se observa en las referencias citadas, la operación correcta del transformador ante la presencia de las corrientes de Inrush es un tema que actualmente se sigue estudiando y aún que aplican diferentes métodos para analizar este fenómeno y conocer su contenido armónico, en este trabajo se utiliza el método la transformada discreta de Fourier (DFT) e implementada en ATP/EMTP para conocer el contenido armónico y se propondrá una serie de cierres en diferentes posiciones del voltaje instantáneo para la de mitigación de corrientes de Inrush y el análisis de una protección diferencial implementada en ATP/EMTP.

1.12. Organización de tesis

La tesis comprende ocho capítulos como se describen a continuación:

Capítulo 1. En este capítulo se presenta la introducción, objetivo general, objetivos específicos, justificación y estado del arte.

Capítulo 2. En este capítulo se presentan los conceptos de los materiales ferromagnéticos y el modelo equivalente del transformador en estado estable.

Capítulo 3. En este capítulo se presenta las características de la corriente Inrush y Sympathetic Inrush y como se relaciona el flujo magnético con el voltaje en los transformadores y como surgen estos fenómenos.

Capítulo 4. En este capítulo se muestra la teoría y las características de la protección diferencial de transformadores la cual se basa en las leyes de Kirchhoff.

Capítulo 5. En este capítulo se efectúa los cálculos necesarios para parametrizar un transformador y los datos requeridos para la simulación en el software ATPDraw.

Capítulo 6. En este capítulo se efectúa la simulación de las corrientes Inrush y Sympathetic Inrush en transformadores trifásicos y bancos de transformadores trifásicos.

Capítulo 7. En este capítulo se presenta un ejemplo de un sistema de potencia y se efectúa la simulación de la protección diferencial con características de discriminación de Inrush y Sympathetic Inrush.

Capítulo 8. Finalmente se muestran las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros concernientes al fenómeno de Inrush y protección diferencial de transformadores.

Capítulo 2. Materiales Ferromagnéticos y Transformadores

2.1. Materiales ferromagnéticos

La solución completa y detallada de los problemas de los campos magnéticos en la mayoría de las situaciones que se presentan en la práctica de la ingeniería implica la solución de las ecuaciones de Maxwell, además de numerosas relaciones constitutivas que describen las propiedades del material. Aunque en la práctica las soluciones exactas con frecuencia son inalcanzables, existen numerosas suposiciones simplificadoras que permiten la obtención de soluciones útiles en ingeniería [26].

Las principales ecuaciones de Maxwell, que relacionan el campo magnético y las corrientes que se producen:

$$\oint_C H dl = \oint_S J \cdot da \quad (2.1)$$

La intensidad del campo magnético representada como H en A·t/m y J es la densidad de corriente en A/m². La ecuación dice que la H alrededor de un contorno cerrado C es igual al total de corriente que pasa a través de cualquier superficie S enlazando tal contorno.

$$\oint_S B \cdot da \quad (2.2)$$

B es la densidad de flujo magnético T ó Wb/m^2 la ecuación establece que se conserva la densidad del flujo magnético, esto es, que ningún flujo neto entra o sale de una superficie cerrada esto quiere decir que no existen monopolos de campo magnéticos [26] [27].

Materiales magnéticos

Con el uso de los materiales magnéticos es posible obtener altas densidades de flujo magnético con relativamente bajos niveles de fuerzas magnéticas, dado que la fuerza magnética. Los materiales se pueden clasificar por su permeabilidad relativa [28].

- Diamagnético $\mu_r = -1.0$

- No magnético $\mu_r = 1.0$
- Paramagnético $\mu_r = +1.0$
- Ferromagnético $+1.0 < \mu_r < \infty$

La clasificación de los materiales de su magnetización o característica $B-H$. Por ejemplo, la curva $B-H$ de los materiales no magnéticos y ferromagnético es una curva lineal y una curva no lineal respectivamente [29].

Los materiales magnéticos que incluyen el hierro y combinaciones con cobalto, níquel, aluminio y tungstenos denominan materiales ferromagnéticos¹. Estos materiales son fáciles de magnetizar dado que su permeabilidad relativa (μ_r) es de un valor alto. En los materiales ferromagnéticos existen dos tipos aceros blandos² y aceros duros³ [28].

Los materiales ferromagnéticos son aquellas sustancias que tienen imanaciones grandes aún en presencia de campos magnéticos débiles, debido a que los átomos de estos materiales tienen sus propios campos magnéticos estrechamente alineados [28] [29]. Existen dominios en los materiales ferromagnéticos que son pequeñas regiones y cada dominio se conforma por varios espines que están orientados al azar, como se muestra en la Fig. 2.1, esto debido a que no hay un flujo magnético. Al inyectar un campo magnético se genera un dipolo magnético, este interacciona suficientemente para que los espines vecinos se alineen como el primero, formando dominios magnéticos en los que la magnetización neta no es nula [30], como se observa en la Fig. 2.2.

¹ Los materiales Ferromagnéticos son ferritas y, por lo tanto, están compuestas de óxido de hierro, lo que son ferritas magnéticas permanentes (ferritas de estroncio o bario), ferritas manganeso-zinc y ferritas de níquel-zinc.

² Aceros blandos: hierro, níquel, cobalto y aleaciones de los cuatro elementos.

³ Materiales duros: son los materiales magnéticos permanentes como el alnico (aleación de hierro con aluminio, níquel y cobalto).

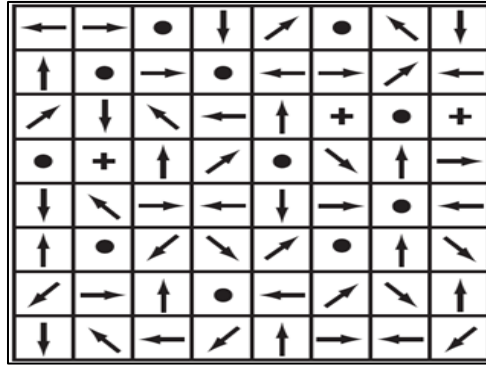


Fig. 2.1 Cada espín representa la dirección del momento de cada dominio [28].

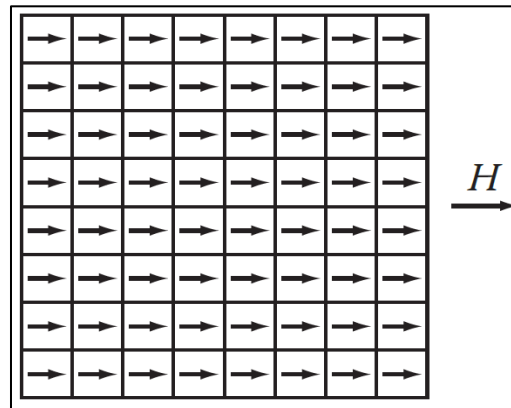


Fig. 2.2 Espines alineados [28].

Cuando todos los espines están alineados, quiere decir que el material está saturado, con el material en estado saturado aumenta respectivamente al aumento de la intensidad del campo magnético. En la Fig. 2.3 se muestra la curva de un material ferromagnético cuando se inyecta un campo magnético, donde hay dos regiones; la región lineal y la de saturación.

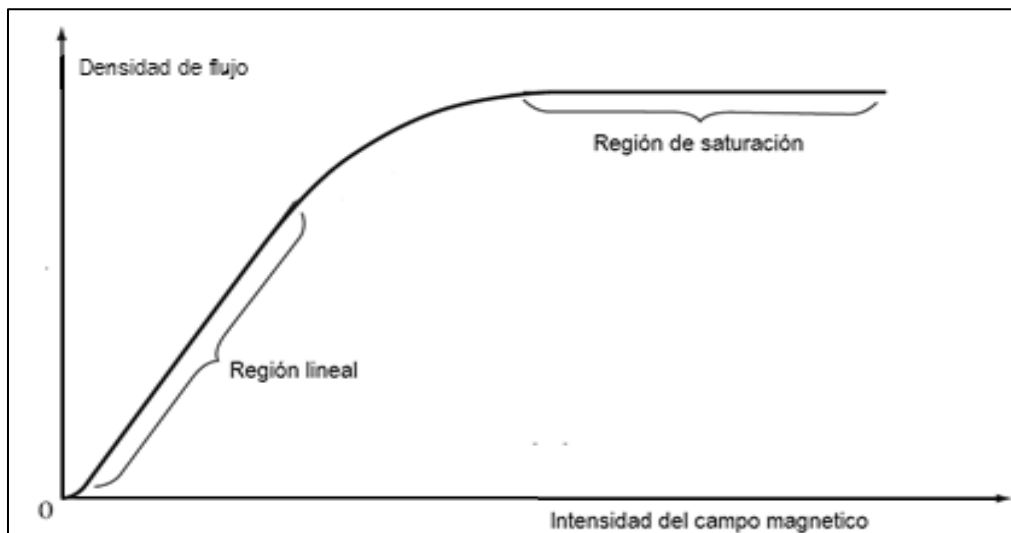


Fig. 2.3 Curva de magnetización [28].

El material magnético no está magnetizado inicialmente por lo tanto el flujo magnético es cero, pero al aumentar la corriente respectivamente la densidad de flujo aumentará y cuando sobre pase la región lineal, habrá llegado a la zona de saturación. Pero al disminuir la corriente también disminuye la densidad, esto forma una curva diferente a la ya marcada, formando el ciclo de histéresis como se muestra en la Fig. 2.4 [28].

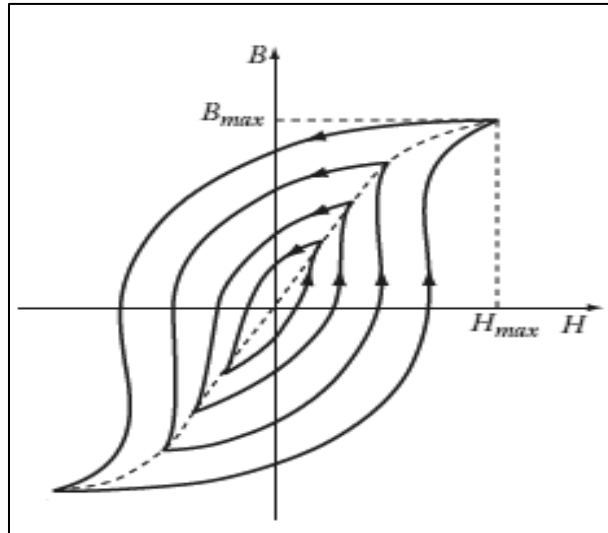


Fig. 2.4 Curva de Histéresis [28].

Las características de los materiales ferromagnéticos son muy útiles para la construcción de los núcleos de los transformadores. La utilización de un núcleo con materiales ferromagnéticos incrementa altamente el flujo magnético y su susceptibilidad magnética ayuda a forzar y dirigir los campos magnéticos en direcciones bien definidas, así como la resistencia de las temperaturas operación.

2.2. Modelo del transformador

El transformador de potencia es uno de los elementos más importante del Sistema eléctrico dado que transmitir la energía eléctrica desde la planta generadora hasta el consumidor final es más económica usado este dispositivo eléctrico y hay una confiabilidad en la calidad de la energía⁴.

⁴ La calidad de la energía puede definirse como la ausencia de problemas en tensión corriente, y frecuencia que pueden conducir a una falla o salida de operación en el equipo de usuarios finales. La calidad del suministro está definida por tres factores importantes: continuidad del servicio, limitación de las variaciones de tensión y control de la frecuencia eléctrica a su valor nominal.

El transformador es una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir un voltaje en sistema eléctrico, esto se debe a que hay una inducción magnética⁵, y mantiene una frecuencia constante con variaciones mínimas. Dependiendo de la aplicación y donde será conectado se utilizara para aumentar o disminuir el voltaje, por ejemplo, en el caso de la etapa de transmisión entre más alto sea el voltaje que fluye en el conductor hay una reducción de pérdidas por el efecto joule y esto es factible a grandes distancias porque hay una continuidad en la energía [31].

En la Fig. 2.5 muestra un modelo básico de un transformador, donde hay dos devanados y un núcleo, básicamente esta es la composición de un transformador.

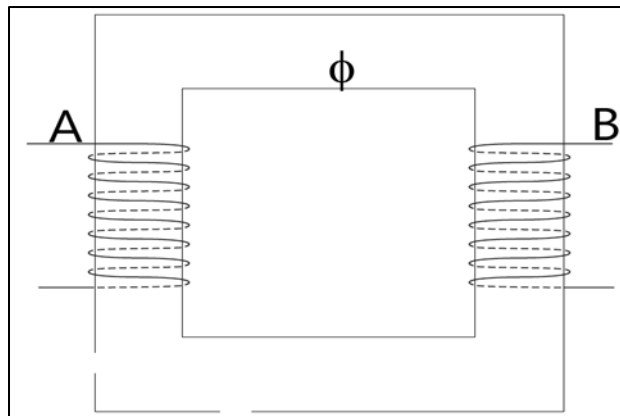


Fig. 2.5 Modelo de un Transformador [4].

El transformador es una máquina eléctrica estática, destinada a funcionar solamente con corriente alterna [31], dado que al querer energizar con corriente directa no habría la generación de un campo magnético y por supuesto una inducción magnética, esto se debe al principio de Faraday.

$$e = N \frac{d\Phi}{dt} \quad (2.3)$$

El flujo magnético es igual

$$\Phi = BA \quad (2.4)$$

La densidad del campo magnético es igual

⁵ Inducción magnética: al pasar una corriente eléctrica por una bobina A produce un campo que induce a la última bobina B y se crea en esta ultima un voltaje eléctrico.

$$B = \mu H \quad (2.5)$$

Y por último la intensidad del campo magnético

$$H = N \frac{i}{l} \quad (2.6)$$

El flujo de corriente i si es constante no habría inducción magnética.

Técnicamente cualquier arreglo de dos o más devanados que comparten un flujo magnético mutuo se puede considerar transformador. Pero el término transformador se aplica solo a los dispositivos eléctricos que están diseñados al procesamiento de potencia con un desempeño de alta eficiencia (pocas pérdidas) y una baja caída en el voltaje nominal [29]. Los transformadores pueden tener núcleo de aire, ferrita, o material ferroso. El material seleccionado para el núcleo está determinado esencialmente por la frecuencia de la aplicación en que se usará. Los núcleos de acero de silicio laminado se emplean principalmente para el manejo de grandes potencias, el núcleo de acero sirve para concentrar y dirigir el campo magnético reduciendo la corriente de magnetización requerida [5]. Los núcleos deben ser laminados para reducir las pérdidas [29].

El transformador está conformado por un núcleo, devanados, cambiador de taps y sistema de refrigeración y tablero de control.

El núcleo del transformador es su circuito magnético. En los transformadores de potencia, sus núcleos magnéticos están formados por pilas de láminas de acero y silicio (generalmente es 3% de silicio y 97% de acero). El silicio disminuye las pérdidas por magnetización y en especial las pérdidas por histéresis⁶. Las laminaciones están recubiertas con un barniz no conductor y aislante en un lado. Dicho núcleo laminado reduce sustancialmente la pérdida de núcleo debido a las corrientes de Foucault⁷ [28].

⁶ Histéresis: Cuando un material ferromagnético, sobre Los transformadores de potencia es el elemento eléctrico más importante en el sistema debido a que transmite y distribuye la energía eléctrica a un nivel de voltaje, y que el voltaje que se transmite o distribuye sea económico, confiable y seguro. El cual ha estado actuando un campo magnético, cesa la aplicación de éste, el material no anula completamente su magnetismo, sino que permanece un cierto magnetismo residual. Para desmantarlo será precisa la aplicación de un campo contrario a la inicial, este fenómeno se llama HISTERESIS magnética, que quiere decir, inercia o retardo.

⁷ Corrientes de Foucault o corrientes parasitas: Son las corrientes inducidas en el cuerpo conductor por la variación en el flujo magnético. El resultado es la aparición de una f.e.m. que hace circular una

El devanado que actúa como puerto de entrada para el flujo de energía eléctrica se denomina primario, a este devanado se le conecta una fuente de voltaje alterno el cual produce un flujo alterno cuya amplitud dependerá del voltaje y frecuencia aplicada y número de vueltas, y el devanado que forma el puerto de salida para el flujo de energía se conoce como el secundario, el flujo mutuo se relaciona con el secundario produciendo en él un voltaje donde su magnitud dependerá de la frecuencia y número de vueltas de este [26] [29]. No se puede decir que siempre el devanado primario es de alta y el secundario es de baja porque ese sería un grave error debido a que en ocasiones el devanado de entrada se le inyecta un voltaje alto para reducir a un voltaje bajo para distribuir y otras ocasiones se inyecta un voltaje bajo para elevar el voltaje y transmitir, todo dependerá de su régimen de operación (elevador o reductor).

Al proporcionar de forma adecuada el número de vueltas de los devanados se puede obtener cualquier relación:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (2.7)$$

Hay diferentes aplicaciones y usos de un transformador, dependiendo de donde será conectado será el nivel de voltaje tanto del lado de alta como del lado de baja. Por ejemplo, el transformador unitario es aquel que se conecta a la salida del generador y se usa para elevar y poder transmitir el voltaje (voltajes mayores de 110 [KV]) el transformador de subestación es el que se encuentra al extremo contrario de la línea y se encarga de reducir el voltaje para después distribuir (su rango de voltaje va de 2.3 a 34.5 [KV]) y finalmente el transformador con los voltajes más pequeños que llegan a la carga es el transformador de distribución (los voltajes son (110, 208, 220 [V])). Por lo antes mencionado, los transformadores tienen diferentes niveles de voltaje y su principal función es transmitir o distribuir un nivel de voltaje de forma económica, eficiente y sin pérdidas [4] [5].

Otra característica importante es la potencia de un transformador dado que se conoce la cantidad de carga que se puede conectar, aunque en ocasiones un transformador puede estar operando al doble de su capacidad. La potencia definida y los voltajes definidos nos dan a conocer las corrientes de cada transformador.

Corriente en el material conductor, que no son óptimas para la buena eficiencia eléctrica de estos dispositivos.

Otra utilidad al conocer la capacidad de un transformador es el tipo de enfriamiento del transformador capacidades pequeñas son transformadores tipo secos (normalmente son los transformadores de distribución tipo poste) y en capacidad altas los transformadores de potencia su núcleo es sumergido en aceite los transformadores de alto nivel de potencia que se colocan en subestaciones elevadoras comúnmente tienen radiadores montados en los lados que permiten el movimiento del líquido de enfriamiento de forma natural.

La calidad y la continuidad de la energía eléctrica dependen en gran medida del buen estado del transformador, aunque es un elemento confiable no evita que tenga fallas de corto circuito reduciendo su vida o hasta llegar al punto donde se destruya por completo el transformador [2].

Transformador ideal.

Para comprender de una forma sencilla el funcionamiento de un transformador basta explicándolo con un transformador ideal. El transformador real sus devanados primarios como secundario tiene una pequeña resistencia, pero, aunque su valor es muy pequeño no se puede despreciar y hay flujos de dispersión (Φ_D), donde solo pasan por algunas partes del devanado y para completar la trayectoria del circuito utiliza el aire [31].

En el transformador ideal las resistencias se pueden despreciar, eliminando las caídas de tensión resistivas y pérdidas por efecto joule, con un solo flujo enlaza los dos devanados, el flujo mutuo, por lo tanto, no hay flujos de dispersión [31], como se muestra en la Fig. 2.6.

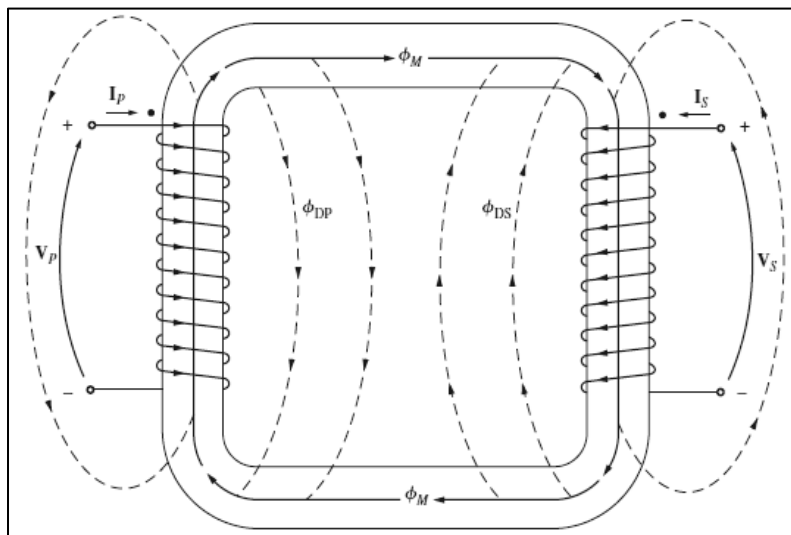


Fig. 2.6 Flujo mutuo y de dispersión [4].

En el transformador al aplicar un voltaje alterno produce un flujo alterno y este a su vez produce un fem. obteniendo la siguiente ecuación.

$$V_1 = e_1 = \frac{d\Phi}{dt} \quad (2.10)$$

En donde el flujo es igual.

$$\Phi = \Phi_m \text{sen}\omega t = \Phi_m \text{cos}(\omega t - 90) \quad (2.11)$$

Ambos devanados comparten el mismo flujo, entonces

$$V_1 = E_1 = \frac{N_1 \omega \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4.44 f N_1 \Phi_m \quad (2.12)$$

$$V_2 = E_2 = \frac{N_2 \omega \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4.44 f N_2 \Phi_m \quad (2.13)$$

Cuando un transformador esta sin carga en el devanado primario hay una corriente de excitación al vacío I_0 , la cual produce el flujo magnético en el núcleo y es la sumatoria de las pérdidas de las corrientes I_μ y I_{fe} [31].

Cuando hay una carga aparece una corriente en el devanado secundario, el cual disminuye el flujo magnético del núcleo provocando que este sea estable e independiente a la carga [31].

Circuito equivalente de un transformador.

En el caso del transformador el desarrollo de un circuito equivalente se inicia reduciendo en ambos devanados al mismo número de espiras. Generalmente se reduce el secundario al primario, lo que quiere decir que se sustituye el transformador original por otro que tiene el mismo número de espiras tanto del primario como en el secundario [31].

$$N_1 = N_2' \quad (2.14)$$

Es necesario conservar las condiciones como la potencia activa y reactiva y su distribución de los elementos para mantener la equivalencia. En la Fig. 2.7 muestra el modelado de un circuito del transformador donde se muestra resistencias e inductancias.

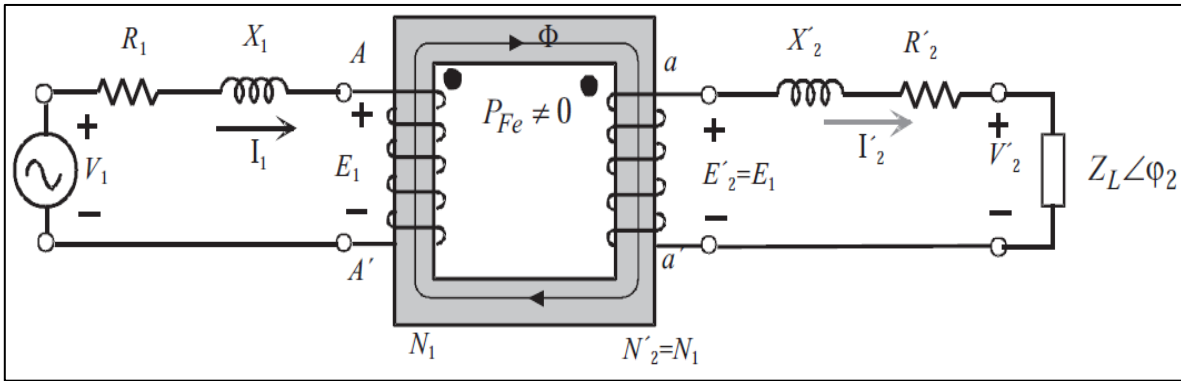


Fig. 2.7 Modelado de un transformador [31].

Basándonos en el Fig. 2.7, Obtenemos las siguientes ecuaciones.

Voltaje.

$$V_2' = V_1 = aV_2 \quad (2.15)$$

Corriente.

$$S_2 = V_2 I_2 = V_2' I_2' \quad (2.16)$$

$$\frac{I_2}{a} = I_2' \quad (2.17)$$

Impedancia.

$$R_2 I_2^2 = R_2' I_2'^2 \quad (2.18)$$

$$R_2' = aR_2 \quad (2.19)$$

$$X_2 I_2^2 = X_2' I_2'^2 \quad (2.20)$$

$$X_2' = a^2 X_2 \quad (2.21)$$

Transformadores trifásicos.

Los transformadores principales de transmisión y distribución de potencia en el mundo de hoy son trifásicos [4]. Hay dos formas de construir un transformador trifásico, la primera es conectar tres transformadores monofásicos formando un banco como se muestra en la Fig. 2.8 y la segunda es que un solo núcleo se incorporan todos los devanados necesarios como se muestra en la Fig. 2.9 [31].

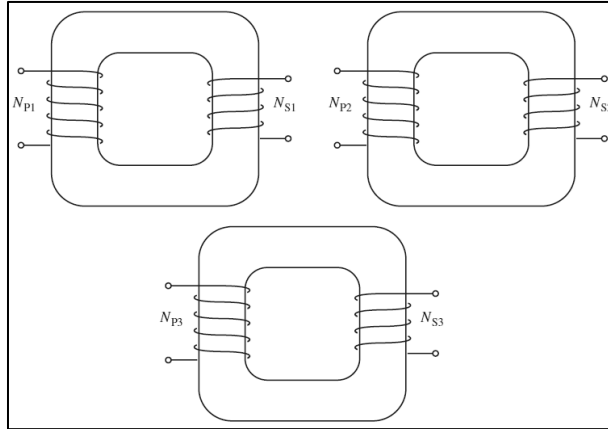


Fig. 2.8 Banco de transformadores monofásicos [4].

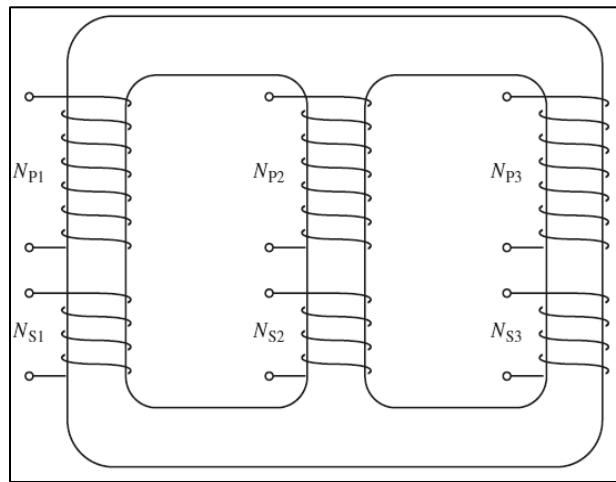


Fig. 2.9 Transformador Trifásico [4].

Los primarios y secundarios de cualquier transformador trifásico se pueden conectar independiente en Estrella (Y) o en delta (Δ), dando un total de cuatro conexiones posibles.

1. Conexión Estrella-Estrella (Y-Y). La conexión del transformador trifásico se muestra en la Fig. 2.10. Donde:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\sqrt{3}V_{\phi P}}{\sqrt{3}V_{\phi S}} = a \quad (2.22)$$

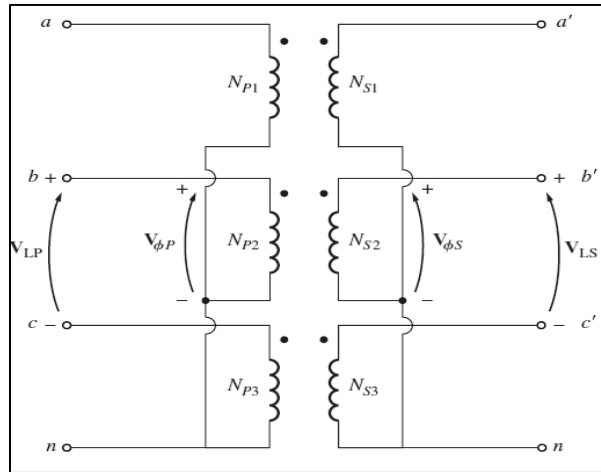


Fig. 2.10 Conexión Estrella-Estrella de un transformador [4].

La conexión Y-Y es útil para conectar dos sistemas de alta tensión y su ventaja es que no existe un desplazamiento de fase entre el voltaje primario y el secundario. Aunque tiene dos desventajas: la primera es cuando la carga del transformador no están balanceadas provoca que los voltajes en el transformador se desbalancen debido que se produce flujos alternos, y la segunda desventaja es, el voltaje tiene una tercera armónica que es muy grande [31] [4].

2. Conexión Estrella-Delta (Y-Δ). Esta conexión se muestra en la Fig. 2.11. La conexión no presenta problemas con la tercera armónica del voltaje debido a que la conexión Δ hay una corriente circulante que elimina el alto voltaje de la armónica [31] [4].

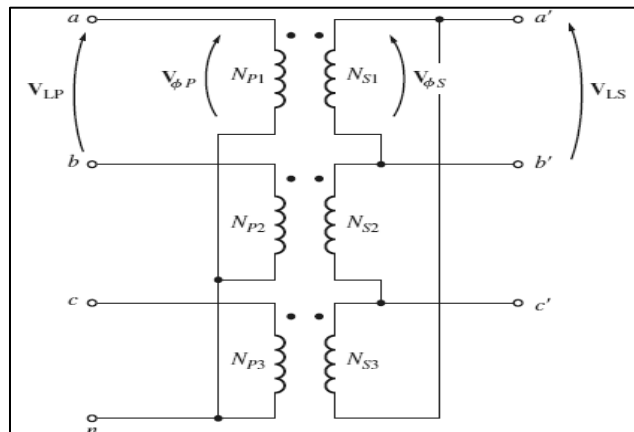


Fig. 2.11 Conexión Estrella-Delta de un transformador [4].

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\sqrt{3}V_{\phi P}}{V_{\phi S}} \quad (2.23)$$

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \sqrt{3} a \quad (2.24)$$

La conexión es utilizada en subestaciones elevadoras la conexión estrella se conecta en la baja tensión y la delta transmite a alta tensión esto es porque es estable respecto a cargas desbalanceadas, dado que la conexión delta mejora el desbalance parcialmente en las cargas. Su desventaja en la conexión delta, el voltaje secundario desplace 30° el voltaje respecto al primario provocando problemas al conectar transformadores en paralelo [4].

3. Conexión Delta-Estrella (Δ -Y). La conexión se muestra en la Fig. 2.12. Donde:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{\phi P}}{\sqrt{3}V_{\phi S}} \quad (2.25)$$

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad (2.26)$$

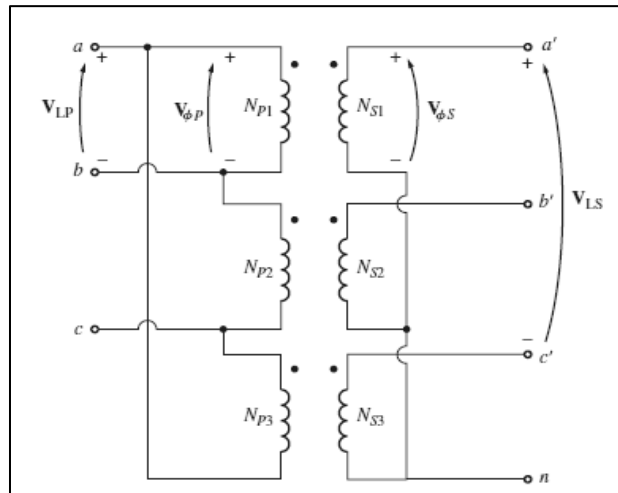


Fig. 2.12 Conexión Delta-Estrella [4].

Esta conexión es similar a la conexión Y- Δ . Se utiliza en subestaciones elevadoras o subestaciones de distribución, esto se debe a la conexión estrella en devanado secundario permite alimentar cargas trifásicas y monofásicas y el primario compensa el desbalanceo que producen las cargas monofásicas [4] [31].

4. Conexión Delta-Delta (Δ - Δ), la conexión se muestra en la Fig. 2.13. Esta conexión se utiliza en subestaciones de distribución, aunque la ausencia de un neutro puede ser una desventaja [31].

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} = a \quad (2.27)$$

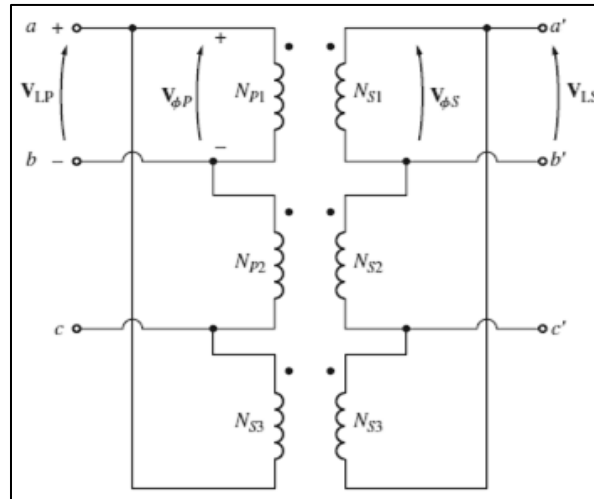


Fig. 2.13 Conexión Delta-Delta [4].

Para analizar un sistema trifásico balanceado solo basta con ver un solo devanado dado que se comportan de la misma manera los otros dos.

Cuando se suministra de voltaje de C.A a un transformador, la corriente fluye en su circuito primario, incluso si el circuito secundario está abierto. La *corriente de magnetización* i_M , se requiere para la producción del flujo en núcleo del transformador y la corriente de pérdidas en el núcleo i_{h+e} , esta corriente compensa las pérdidas causadas por el fenómeno histéresis y corriente de Foucault o corrientes parásitas [4].

Cuando se genera el flujo magnético en el transformador y es relativamente bajo opera en su zona lineal de la curva de magnetización el transformador, esto produce una corriente de magnetización pequeña como se muestra en la Fig.2.14.

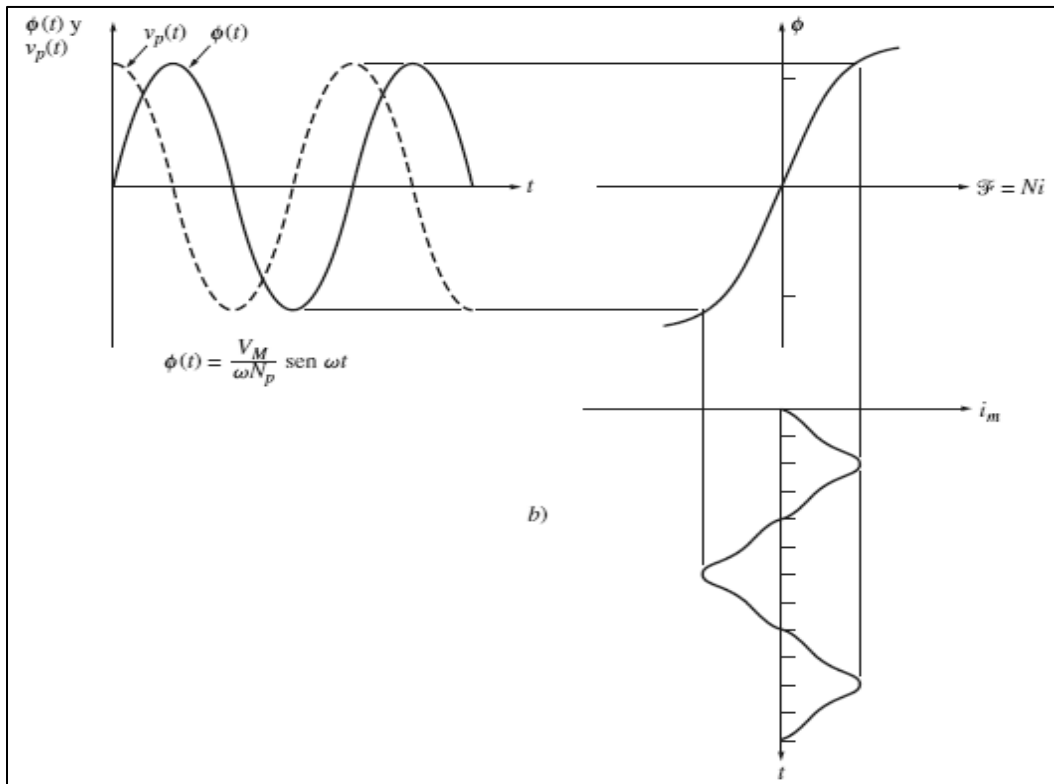


Fig. 2.14 Corriente de magnetización causada por el flujo en el núcleo del transformador [4].

En donde el flujo promedio es

$$\Phi_p = \frac{1}{N_p} \int v_p(t) dt \quad (2.28)$$

Si $v_p(t) = V_M \cos \omega t$ entonces el flujo resultante es:

$$\Phi_p = \frac{1}{N_p} \int V_M \cos \omega t dt = \frac{V_M}{\omega N_p} \text{sen } \omega t \quad (2.29)$$

Transformadores de medición.

En los sistemas eléctricos de potencia se utilizan dos tipos de transformadores para hacer mediciones, el transformador de potencial y el transformador de corriente:

- *Transformador de potencial:* sus devanados son especiales, el primero para alto voltaje y el secundario para bajo voltaje. Su propósito es suministrar una muestra del voltaje a los instrumentos que monitorean el sistema eléctrico de potencia y deben de entregar muestras exactas para no distorsionar demasiado el valor de voltaje. En la Fig. 2.15, se muestra un TP conectado a la red.

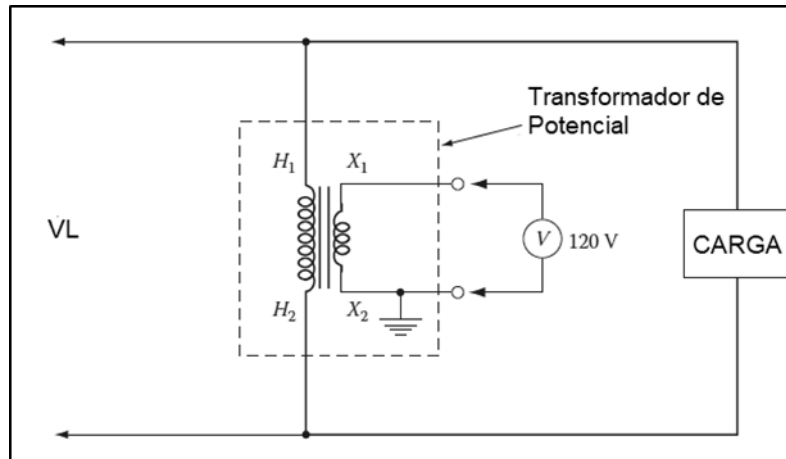


Fig. 2.15 Conexión de Transformador de potencial [32].

- *Transformador de corriente*: toman una muestra de la corriente en una línea y la reducen a un nivel seguro y medible. El transformador de corriente consta de un devanado secundario enrollado alrededor de un anillo ferromagnético, con una sola línea primaria que pasa a través del centro de anillo. En la Fig.2.16 se muestra el diagrama de un TC.

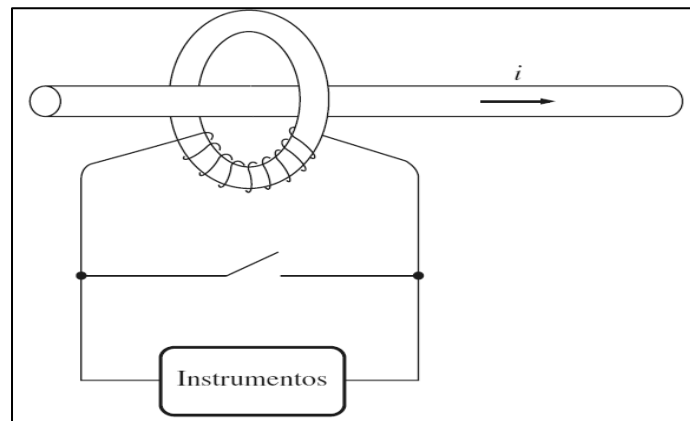


Fig. 2.16 Transformador de corriente [4].

Resumen

En este capítulo se mostraron las principales características de los transformadores eléctricos y las consideraciones necesarias para su correcto funcionamiento en condiciones de estado estable. En el siguiente capítulo se muestran los conceptos teóricos y el comportamiento en condiciones de energización además de las características que se presentan.

Capítulo 3. Corrientes de Energización (Inrush) en transformadores

3.1. Introducción

El transformador opera en condiciones de estado estable la mayor parte del tiempo, sin embargo, hay casos en los que se saturan generando transitorios, sobre corrientes y bajos voltajes. Una caída de voltaje puede ocurrir debido a una falla o durante la energización de un transformador.

Un transitorio⁸ de baja frecuencia muy frecuente en transformadores es el fenómeno de corriente Inrush, el cual aparece cuando se energiza un transformador después de una falla o por puesta en marcha. Al energizar un transformador sin carga, el flujo magnético puede alcanzar el doble de su valor nominal. El cual da lugar a una corriente que puede alcanzar niveles pico con valores mayores a la corriente nominal [29].

En un sistema eléctrico o una subestación de potencia no solo existe un transformador, sino que hay varios y estos también se ven afectados cuando un transformador se energiza por primera vez o se energiza después de sacarlo de operación por mantenimiento o falla. Cuando se energiza el transformador el flujo del núcleo se satura generando la corriente Inrush, pero si hay transformadores vecinos o en paralelo con carga que son afectados por la corriente Inrush, dado que experimentan un fenómeno transitorio de nombre corriente Sympathetic Inrush [10]. Esto se debe a que hay una caída asimétrica en el voltaje del equivalente de Thévenin del sistema, en otras palabras, la corriente Sympathetic es un efecto secundario de energizar un transformador sin carga [8] es decir muestra empatía.

⁸ El término transitorio es utilizado para denotar los cambios rápidos y momentáneas en la forma de onda de corriente o tensión. La duración de los transitorios puede ser desde nanosegundos a varios milisegundos.

La Fig.3.1. muestra un diagrama unifilar de dos transformadores conectados a un bus, el primer transformador (T1) se encuentra con carga en condiciones de estado estable y el segundo (T2) es el que se energiza, debido al exceso de flujo magnético al momento de energizarse producirá una corriente de Inrush. La corriente Inrush provocará una corriente Sympathetic Inrush en el T1 la cual también es grande, además de una caída de voltaje en la impedancia equivalente del sistema afectando al transformador en paralelo [8].

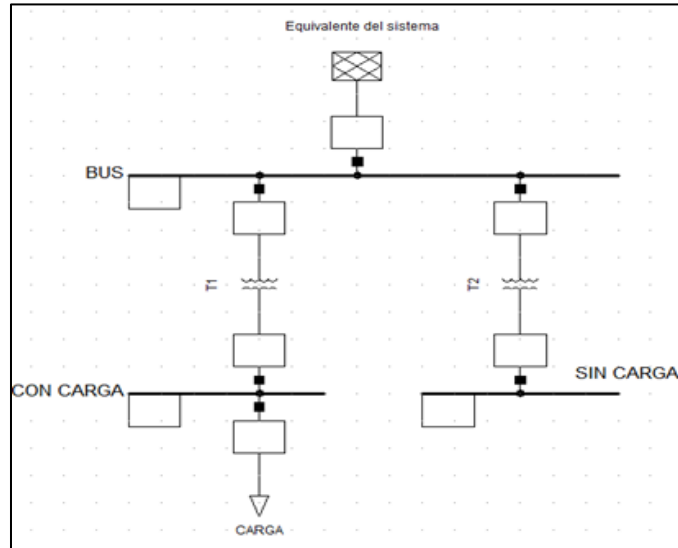


Fig. 3.1 Diagrama unifilar de dos transformadores, uno se encuentra sin carga.

Es necesario conocer la impedancia entre la fuente y los transformadores para conocer si el sistema es débil⁹ o un sistema robusto¹⁰ esto puede ser calculado a partir de nivel de cortocircuito del punto de interconexión del sistema. Otra característica de esta corriente es que tarda más tiempo en desaparecer cuando la impedancia es de un valor alto [6].

Generación de la corriente Inrush

El análisis de la corriente de Inrush está fundamentado en la ley de Faraday como se muestra a continuación:

Cada vez que un flujo pasa por una vuelta del devanado, se induce voltaje.

$$v(t) = N \frac{d}{dt} \phi(t) \quad (3.1)$$

Despejamos Φ de la ecuación (3.1) y obtenemos:

⁹ Cuando el nivel de falla es bajo.

¹⁰ Sistema con un nivel de falla alto.

$$\phi(t) = \frac{1}{N} \int_0^t v_s(t) dt \quad (3.2)$$

$$v_s(t) = V_m \sin(\omega t + \varphi) \quad (3.3)$$

En donde v_s es el voltaje del sistema, V_m la magnitud del voltaje, φ el ángulo de switcheo.

Se sustituye la ecuación (3.3) en (3.2) y se obtiene.

$$\phi(t) = \frac{1}{N} \int_0^t V_m \sin(\omega t + \varphi) dt \quad (3.4)$$

Resolviendo la integral obtenemos que el flujo

$$\phi(t) = \frac{V_m}{N\omega} [\cos(\varphi) - \cos(\omega t + \varphi)] + \phi(0) \quad (3.5)$$

En donde $\phi(0)$ es la condición inicial ecuación y $V_m/N\omega = \phi_m$. En donde ϕ_m es la magnitud del flujo.

$$\phi(0) = \phi_m \cos(\varphi) + \Phi_r \quad (3.6)$$

Φ_r es el flujo remanente. Si $\varphi \geq 0$ y $\Phi_r \geq 0$, se toma en cuenta solamente la corriente positiva. Pero cuando $\omega t + \alpha = \pi$, $\Phi(t)$ obtiene su valor máximo el flujo, dará un flujo magnético al doble de su valor de estado estable.

$$\Phi_{max} = \Phi_m + \Phi_m \cos(\alpha) + \Phi_r. \quad (3.7)$$

O bien la peor condición que puede presenciar de flujo magnético, cuando se hace un cierre en un cruce por cero y además que exista un flujo residual, como resultado el flujo obtiene su valor máximo.

$$\Phi_{max} = 2 \frac{V_m}{N\omega} + \Phi_r = 2\Phi_m + \Phi_r \quad (3.8)$$

Este flujo puede dar lugar a una gran corriente debido a la no-linealidad del núcleo ferromagnético y consecuentemente la aparición de la corriente de Inrush.

La Fig. 3.2 muestra el comportamiento del flujo magnético, al hacer un cierre en cruce por cero y además existe un flujo residual, se observa que también existe una gran corriente.

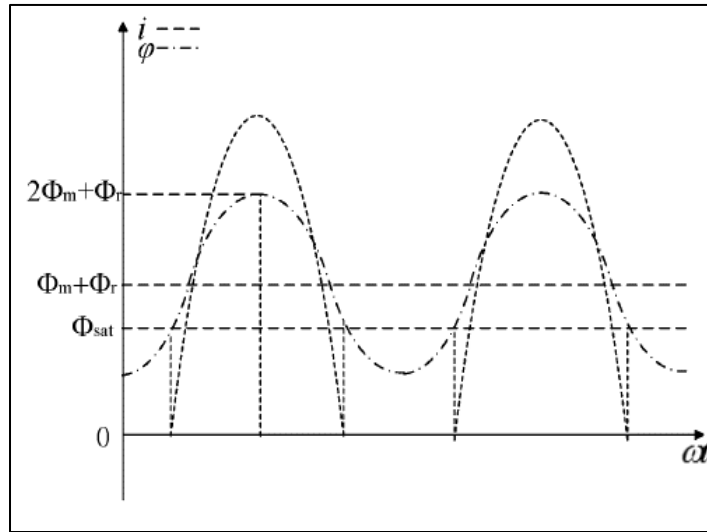


Fig. 3.2 Máximo flujo [9].

En donde Φ_{sat} es el punto de la saturación del núcleo, se puede decir que al energizar un transformador sin carga el núcleo del transformador opera en la región de saturación, donde la corriente Inrush aumenta rápidamente. Pero cuando el núcleo no está operando en la región de saturación sino en la región lineal, no hay una corriente Inrush. El cambio periódico del flujo hace que el núcleo siga funcionando entre la región de saturación y la región lineal [10].

Al elevarse al doble el flujo magnético del núcleo de un transformador este genera que se sature, por lo tanto, la corriente de magnetización se eleva generando la corriente Inrush como se muestra en la Fig.3.3.

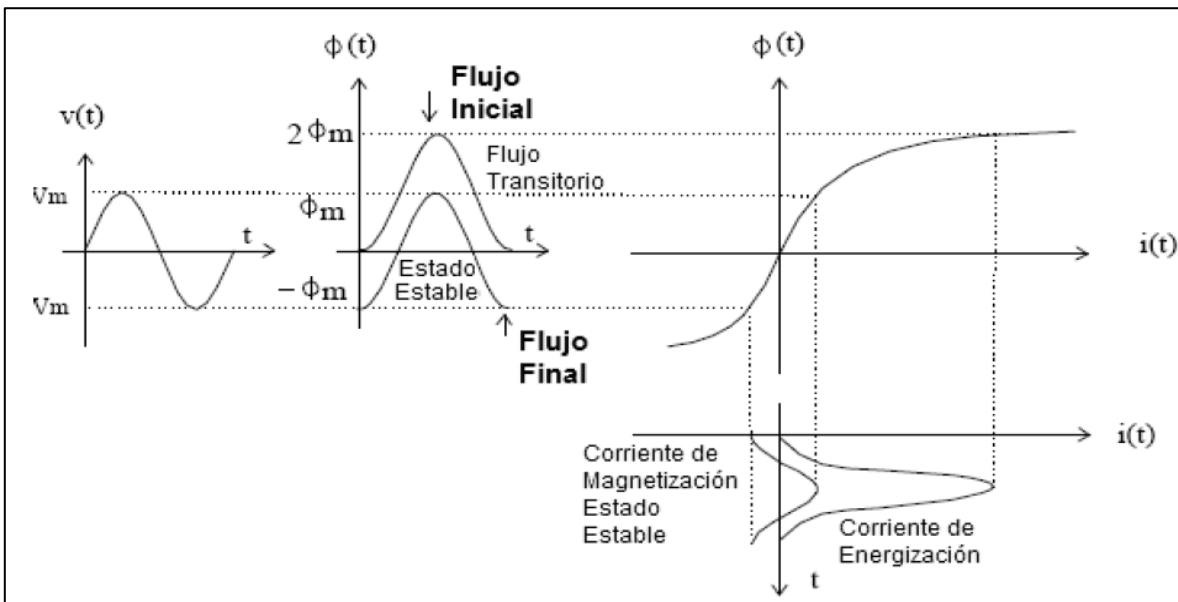


Fig. 3.3 Curva de magnetización y la generación de la corriente Inrush [4].

Generación de la corriente Sympathetic Inrush

Como ya se ha mencionado que cuando un transformador se energiza sin carga en el sistema eléctrico, los transformadores en paralelo ya energizados se le generan una corriente similar a la corriente Inrush, que es la llamada corriente Sympathetic Inrush. En la Fig. 3.4 se muestra el caso en el cual se presenta una corriente Sympathetic Inrush, L_1 y r_1 es la inductancia y resistencia de $T1$ y L_2 y r_2 es la inductancia y resistencia de $T2$ y L_s es la combinación de inductancia de la fuente y la inductancia del transformador y r_s del sistema equivalente de CA.

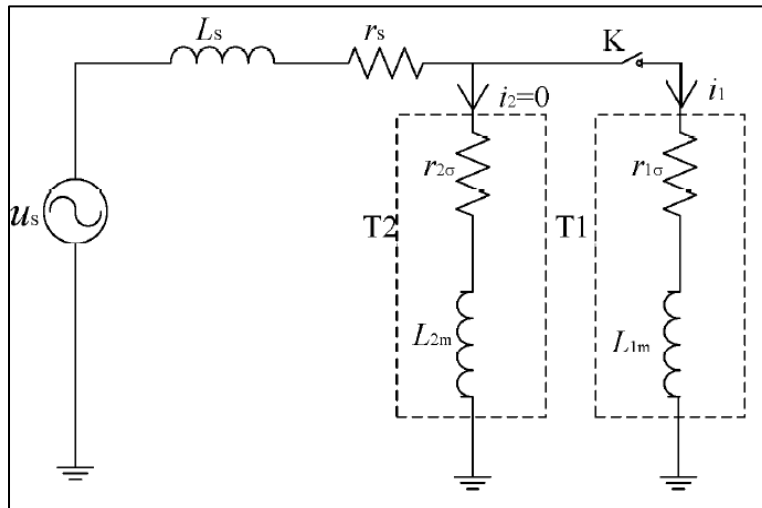


Fig. 3.4 Circuito simple de dos transformadores en paralelo [9].

Esta corriente (Sympathetic Inrush), también puede ser calculada con un procedimiento similar al de la corriente de Inrush:

La ecuación del flujo para el transformador $T1$, en la Fig. 3.4 es:

$$\frac{d\Phi_1}{dt} = v_s - L_s \frac{di_1}{dt} - (r_z + r_1)i_1 \quad (3.11)$$

En donde v_s es el voltaje de la fuente e i_s es la corriente del transformador $T1$.

La ecuación de flujo en $T2$ es:

$$\frac{d\Phi_2}{dt} = v_s - L_s \frac{di_i}{dt} - r_z i_1 \quad (3.12)$$

Si integramos las dos ecuaciones de flujo entre $0-2\pi$, obtenemos:

$$\Delta\Phi_1 = -2\pi(r_s + r_1)i_1 \quad (3.13)$$

$$\Delta\Phi_2 = -2\pi r_s i_1 = \frac{r_s}{r_s + r_1} \Delta\Phi_1 \quad (3.14)$$

Si asumimos que la corriente Inrush del transformador $T1$ se mantiene positivo causa que el transformador $T2$ genera una corriente de magnetización negativa, entonces el transformador dos opera en su región de saturación negativa debido a que es opuesta a la interacción del transformador $T1$, esto provoca que la impedancia del sistema tiende a disminuir y esto es un gran impacto en los sistemas de potencia [10].

Resumen

En este capítulo se mostraron las características principales de las corrientes de Inrush en transformadores, como se explicó, las características no lineales hacen que el comportamiento del núcleo dependiendo de su flujo magnético hace que trabajen en distintos puntos de la curva de saturación, provocando altas corrientes que pueden causar problemas en el funcionamiento del sistema. Además, se explicó que si se tienen más de dos transformadores conectados al mismo nodo también existe una corriente Sympathetic Inrush que afecta a los transformadores que ya se encuentran en operación.

Capítulo 4. Protección diferencial de transformadores

4.1. Protección diferencial del transformador

Las fallas en transformadores son costosas e incluyen: el costo de reparación del transformador, el costo de la energía no entregada debido a su indisponibilidad y los posibles costos adicionales por daños a equipos adyacentes o por apagones en el sistema de potencia. Además, las fallas en transformadores son peligrosas [32].

En este sentido y siendo uno de los elementos más importante en la red del sistema eléctrico es el transformador. Una vez que un transformador de gran capacidad, alto voltaje, y sobre todo de un alto costo es destruido por una falla en el sistema surgen varios problemas como una pausa en la continuidad de la energía y sobre todo una pérdida millonaria a la compañía eléctrica.

Para evitar pérdidas tanto económicas como de energía es importante proteger el transformador. Uno de los esquemas principales de protección más utilizados es la protección diferencial, que su base teórica es la ley de corrientes de Kirchhoff, quien se en carga de realizar la detección de cortocircuitos en terminales y devanados del transformador (fallas internas).

Las fallas de los transformadores se clasifican de la siguiente manera:

- Fallas externas: son aquellas fallas que ocurren fuera del área de protección del transformador, como lo son las fallas de sobrecargas, sobretensión baja frecuencia, y cortocircuito.
- Fallas internas: son aquellas que ocurren dentro de la zona de protección del transformador, pero también fallas que ocurren dentro de los TC's. Las fallas internas se clasifican; fallas incipientes y fallas activas.

La protección diferencial (87 T), opera con base en la suma de las corrientes que entran al elemento protegido, también llamada corriente diferencial. La corriente diferencial es proporcional a la corriente de falla para fallas internas y tiende a cero para cualquier otra

condición (ideal) de operación. El relé opera para desconectar el elemento protegido cuando detecta una corriente diferencial. En cada fase, la corriente diferencial puede obtenerse mediante la conexión en paralelo de los TCs conectados a todos los terminales del elemento protegido. En la Fig. 4.1 se presenta el esquema de protección diferencial conectado en las terminales de un transformador de potencia a través de los transformadores de corriente (TC).

La figura muestra que si $I_{S1}+I_{S2}=0$ se considera una condición de no falla y si $I_{S1}+I_{S2}\neq 0$ se considera una falla y el relevador manda una señal de disparo.

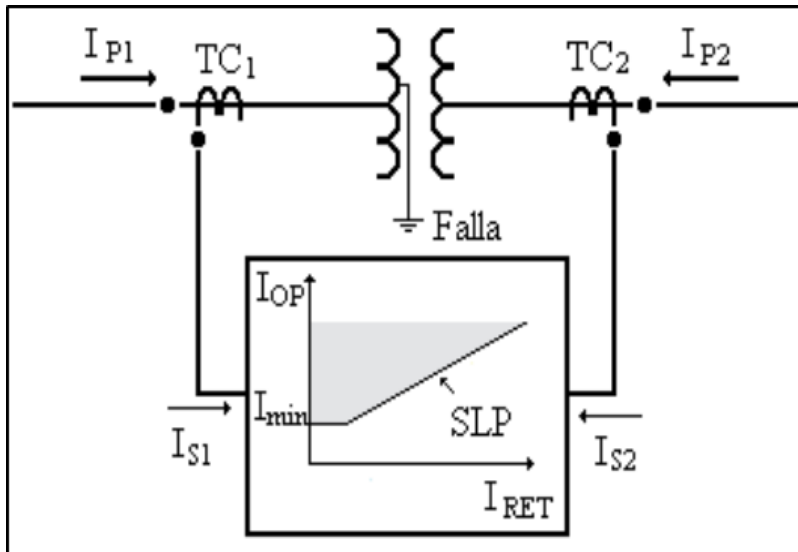


Fig. 4.1 Esquema de la protección diferencial [2].

En la Fig. 4.1 se puede suponer, que en estado normal y en un sistema ideal, las magnitudes de corriente en ambos lados de los devanados secundarios de los TC's son iguales a $5 [A]$, por lo que la suma aritmética es $0 [A]$, este valor se encuentra por debajo de I_{min} y la protección no opera; en cambio, si una falla ocurre dentro de la zona de protección la suma aritmética de las magnitudes es diferente de $0 [A]$ y la protección dispara. En la práctica no existen magnitudes de estado normal iguales a $0 [A]$, debido a que, por lo general, se cuenta con niveles de tensión diferentes. Por consecuencia, se tienen TC's de diferente relación de transformación y características propias, por lo que siempre se encuentra con una corriente de fuga en la protección; la protección debe estar ajustada a esa corriente para no producir un disparo en falso (I_{min}). Para fallas externas, puede darse el caso de un disparo en falso, debido a la aportación de una componente de corriente directa.

En la Fig. 4.2. se muestra la región de operación del transformador como el área sombreada sobre la pendiente (SLP) [32]. La región por debajo de la curva de operación son

las fallas externas al transformador y es denominada zona de retención.

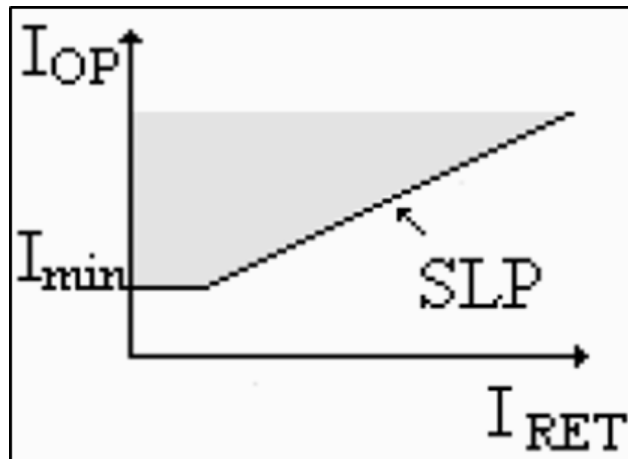


Fig. 4.2 Fallas internas dentro de la zona sombreada (Zona de operación), fallas externas de bajo de la curva zona de no operación [2].

Para garantizar una selectividad un poco mayor ante fallas externas y fallas propias de los TC's, se emplean las protecciones diferenciales de porcentaje. El principio es colocar una bobina de restricción tanto en el devanado secundario del TC de alta tensión como en el de baja tensión. La corriente que sale de las bobinas de restricción se llama corriente de retención y no es más que una corriente proporcional de los TC's al relevador.

Los relés diferenciales modernos calculan matemáticamente la corriente diferencial y no requieren TCs dedicados. Estos relés pueden utilizar cantidades instantáneas o fasoriales para sus cálculos. Por ejemplo, la ecuación (4.1) define la corriente diferencial instantánea para un transformador de dos devanados. En aplicaciones a transformadores, el relé efectúa la compensación de diferencias de amplitud y del desfase de corrientes de las terminales del transformador.

La corriente de operación se puede calcular de la siguiente manera:

$$I_{OP} = i_1 - i_2 \quad (4.1)$$

En donde:

- i_{op} es la corriente diferencial instantánea.
- i_1 es la corriente instantánea compensada que entra al devanado 1, medida por el relé.
- i_2 es la corriente instantánea compensada que entra al devanado 2, medida por el relé.

La ecuación (4.2), es la expresión más común para el cálculo de la corriente de retención I_{ret} :

$$I_{ret} = k(|i_1| + |i_2|) \quad (4.2)$$

En donde: k es un factor de escala, por lo general igual a 1 o 0.5

El elemento diferencial genera una señal de disparo cuando la corriente de operación I_{op} es mayor que la corriente mínima de arranque I_{pu} y es también mayor que cierto porcentaje de la corriente de retención:

$$I_{ret} \cdot I_{op} > I_{pu} \quad (4.3)$$

$$I_{OP} > SLP \cdot I_{ret} \quad (4.4)$$

En donde: SLP es la pendiente, un ajuste del relé.

Otro problema que presenta la protección diferencial es no poder discriminar entre la corriente Inrush y las corrientes de falla. Una de las técnicas comúnmente utilizadas para identificar este tipo de fenómenos es utilizando la restricción del segundo armónico de la corriente Inrush.

4.2 Compensación de diferencias de amplitud y del desfase de corrientes

Los devanados de transformadores con distintos números de espiras y diferentes conexiones hacen que los valores instantáneos de las corrientes de fase sean diferentes. Estas corrientes tienen distintas amplitudes y podrían no estar en fase. Los esquemas de protección diferencial de transformadores deben compensar estas diferencias entre las corrientes.

La Figura 4.3 muestra la compensación correspondiente al lado estrella del transformador. Las muestras escaladas de las corrientes de fase del devanado 2, I_{A2} , I_{B2} e I_{C2} son las entradas al bloque de compensación de conexiones.

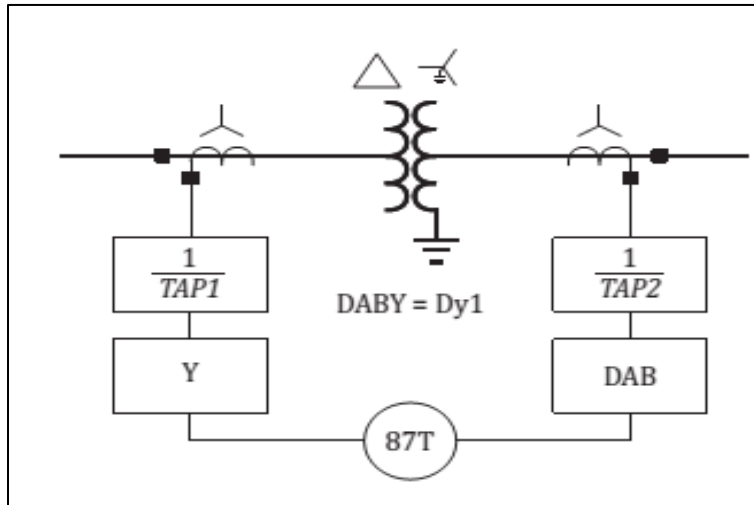


Fig. 4.3 Diagrama de un transformador Δ-Y con protección 87T.

Primero, el relé aplica la compensación TAP. Después combina matemáticamente las corrientes, de la misma manera como estas se combinarían en una conexión delta de TCs. La ecuación (4.5) expresa la compensación de la conexión Delta en forma matricial. El relé divide las cantidades resultantes para eliminar el incremento de amplitud provocado por la resta de las corrientes de fase el termino C de la ecuación implica que han sido compensadas. La matriz de compensación Delta desfasa las corrientes 30° y elimina la componente de secuencia cero de las corrientes secundarias [32].

$$\begin{bmatrix} I1C \\ I2C \\ I3C \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IA2T \\ IB2T \\ IC2T \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Para el lado delta del transformador, el relé aplica la compensación TAP, sin introducir desfase, para emular la conexión estrella del otro lado del transformador. Esta compensación de la conexión estrella es equivalente a multiplicar las corrientes escaladas por la matriz identidad, como se muestra en la ecuación (4.6.)

$$\begin{bmatrix} I1C \\ I2C \\ I3C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IA2T \\ IB2T \\ IC2T \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

En la Tabla 4.1 se observan algunas de las matrices de compensación con los coeficientes angulares utilizados entre los devanados de alta y/o baja tensión. Esto es de gran ayuda para los diferentes tipos de conexiones de transformadores. Con estas matrices se pueden calcular las corrientes diferenciales de una protección 87T sin necesidad de emplear

una conexión física de TC's, con la cual se compense la fase. En este trabajo no se hace referencia a la saturación de TC's.

Tabla 4.1 Matrices de compensación.

Descripción	Matriz
Matriz de referencia	$\frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$
Matriz para 30° en atraso	$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$
Matriz para 60° en atraso	$\frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \end{bmatrix}$
Matriz para 90° en atraso	$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$
Matriz para 120° en atraso	$\frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \end{bmatrix}$
Matriz para 150° en atraso	$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$

4.3. Restricción armónica en la protección diferencial

Los procesos transitorios de magnetización y la sobrecitación de transformadores, así como la saturación de TC's, provocan corrientes diferenciales que pueden causar una operación indeseada de los elementos diferenciales. El contenido armónico de la corriente diferencial sirve para diferenciar las fallas de las condiciones de transitorios de magnetización y de sobrecitación. Las armónicas pueden ser utilizadas para retener o bloquear el elemento diferencial del transformador.

Los métodos de retención por armónicas utilizan componentes armónicas de la corriente diferencial para proporcionar retención adicional al elemento diferencial. La presencia de armónicas desensibiliza el elemento diferencial. Los métodos de bloqueo por

armónicas bloquean el elemento diferencial cuando la razón del contenido armónico respecto de la componente fundamental de la corriente diferencial excede un valor umbral.

Un relé de protección de transformadores con tres elementos diferenciales de fase puede utilizar retención independiente por armónicas, bloqueo independiente por armónicas o bloqueo común por armónicas:

- La retención independiente por armónicas utiliza las armónicas de la corriente diferencial de cada elemento diferencial de fase para retener dicho elemento de fase. Cualquier contenido armónico medible contribuye a la seguridad del relé.
- El bloqueo independiente por armónicas utiliza el elemento de bloqueo por armónicas de cada fase para supervisar el elemento diferencial de esa fase. Durante un transitorio de magnetización, el relé puede operar en forma indebida si el contenido armónico en una fase está por debajo del ajuste del elemento de bloqueo.
- El bloqueo común por armónicas proporciona mayor seguridad que la restricción independiente por armónicas, al utilizar el elemento de bloqueo por armónicas de cualquiera de las tres fases para supervisar los tres elementos diferenciales de fase.

Los elementos diferenciales utilizan la segunda y cuarta armónicas de la corriente diferencial para bloquear su operación durante transitorios de magnetización.

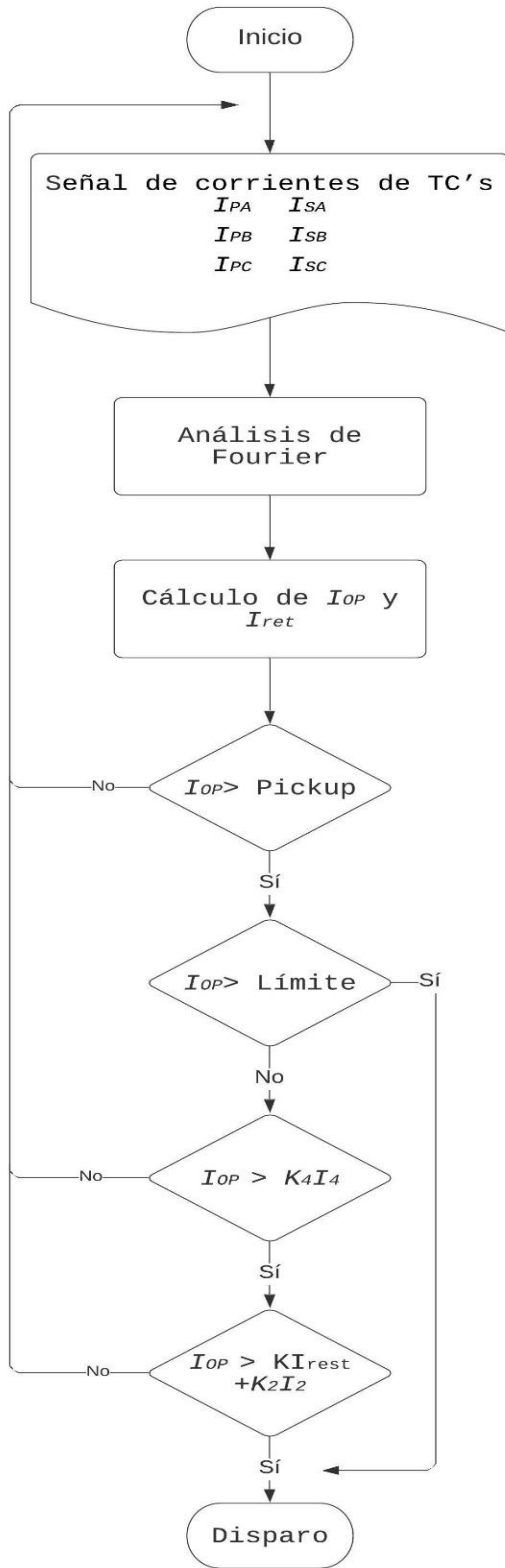
$$K_2 I_2 > I_{OP} \quad (4.7)$$

$$K_4 I_4 > I_{OP} \quad (4.8)$$

En donde:

- I_{OP} es la magnitud de la componente fundamental de la corriente diferencial dada por.
- I_2 e I_4 son las magnitudes de la segunda y cuarta armónicas de la corriente diferencial.
- K_2 y K_4 son coeficientes constantes.

En el caso de las corrientes de Inrush, el relevador genera una señal de disparo si la corriente de operación I_{pu} es mayor a I_{min} . Sin embargo, debido a la gran cantidad de armónicos, pares este disparo es bloqueado y asegura una correcta energización del transformador. En la Fig. 4.4 se muestra el diagrama de flujo de la implementación de la protección diferencial



Se calcula las corrientes primarias y secundarias utilizando transformada de Fourier y se compara con LCK.

Se fija una corriente de Pickup para la componente fundamental y un porcentaje para la segunda armónica.

Si la diferencia en la componente fundamental es mayor que el Pickup hay disparo de la protección, pero si el porcentaje de la segunda armónica también es mayor que una referencia hay un bloqueo.

Fig. 4.4 Diagrama de Flujo de la Protección diferencial.

Transformada discreta de Fourier

La transformada discreta de Fourier (TDF) es obtenida de la transformada de Fourier de una función muestreada (discreta) en un intervalo de tiempo $[0, T]$; función discreta $f[n]$ dada por $F[k]$,

$$F[k] = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N-1} f[n] * e^{\frac{-jkn2\pi}{N}} \quad (4.9)$$

$$k = 0, 1, 2, 3, \dots, N - 1$$

Y la transformada inversa por

$$f[n] = \sum_{k=1}^{N-1} F[k] * e^{\frac{jkn2\pi}{N}} \quad (4.10)$$

$$k = 0, 1, 2, 3, \dots, N - 1$$

N es el número de muestras y se debe hacer notar que $F[k]$ es la contraparte de F_n , y $f[n]$ la de $f(t)$ [25].

En este trabajo se utilizan los fasores de corriente vistos desde el lado secundario de los TC's utilizando la transformada discreta de Fourier (DFT) e implementado en ATP/EMTP.

Resumen.

En este capítulo se mostraron las características de funcionamiento de la protección diferencial, se observó que se basa en las ecuaciones nodales de Kirchhoff, con lo cual se comparan corrientes primarias y secundarias vistas por el relevador, además dependiendo de la conexión del transformador a proteger se emplean matrices de compensación. Finalmente se especifica que en función de una corriente mínima de operación los eventos en transformadores pueden caer en zona de operación o zona de restricción, esto dependiendo si es un fenómeno transitorio, o bien es un evento dentro o fuera de la zona de protección del transformador.

Capítulo 5. Modelado y operación del transformador en ATP/EMTP

5.1. Software ATPDraw

El ATPDraw es un software que su función principal es la simulación de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos. El programa permite visualizar los transitorios en el dominio del tiempo ocasionados por la interrupción de un circuito, maniobras, fallas o cualquier otro fenómeno que perturbe las condiciones normales de operación del sistema.

También realiza otros estudios especiales como el estudio de electrónica de potencia, protecciones contra sobretensión y sobre corrientes del sistema. ATPDraw, además permite trabajar con:

- Componentes combinados de RLC.
- Componentes no lineales (inductores no lineales)
- Líneas aéreas
- Transformadores saturables
- Interruptores controlables
- Fuentes de voltaje y corriente.
- Máquinas eléctricas de inducción, síncrona y CD.
- TACS (sistemas de control funciones de transferencia, etc.)
- MODELS (lenguaje del sistema)
- Etc.

En el Fig. 5.1, se muestra el menú gráfico de ATPDraw.

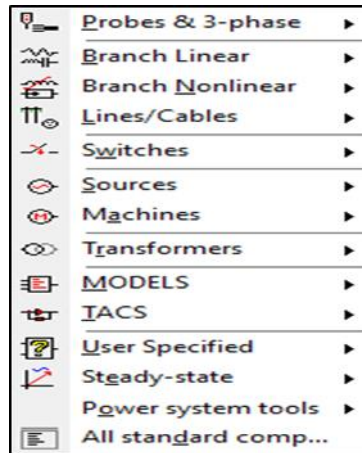


Fig. 5.1 Menú de Elementos Eléctricos en ATP.

Como se puede observar el software tiene modelos de elementos eléctricos que se pueden parametrizar y que pueden ser utilizados para simular transitorios de distintos equipos como transformadores, líneas, máquinas rotatorias etc.

5.2. Modelo de Transformadores para ATPDraw

En las operaciones de recierre que se aplican en los transformadores, se generan fenómenos que requieren una consideración especial. Para ello se hablará de fenómenos que necesitan un modelo más detallado de la característica de saturación del núcleo ferromagnético.

Es necesario estudiar de forma a detalle los fenómenos que ocurren en los devanados de los transformadores, como determinar los voltajes que son transferidos capacitivamente entre devanados, y la distribución transitoria del voltaje entre vueltas y bobinas.

Para el estudio de transitorios de baja frecuencia en transformadores de potencia se propone un modelo que permita determinar la corriente Inrush. En este modelo se debe incluir las inductancias de dispersión, la inductancia de magnetización y las capacitancias de los devanados se ignoran dado que si se toman en cuenta el modelado sería más complejo para el análisis.

Dado que no se pueden conocer todos los datos de los transformadores y es inconveniente realizar pruebas de medición en muchas ocasiones se aproxima un modelo con base a datos de placa.

Primeramente, se considera un modelo del transformador monofásico mediante el circuito equivalente clásico, al cual se le adiciona una rama de magnetización no lineal. Posteriormente el modelo del transformador trifásico, en donde se unen los tres modelos monofásicos en las conexiones que se requieran (Δ - Δ , Y-Y, Δ -Y, Y- Δ).

Modelo de un transformador monofásico

En el menú nos posicionamos en Transformers y se abre un submenú en el cual se elige Saturable 1 phase. Como se ve en la Fig. 5.2. Después se abrirá una tabla que hay que llenar con los parámetros del transformador como se muestra en la Fig.5.3.

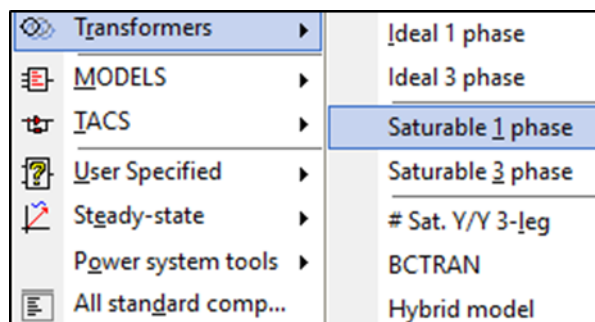


Fig. 5.2 Transformador monofásico.

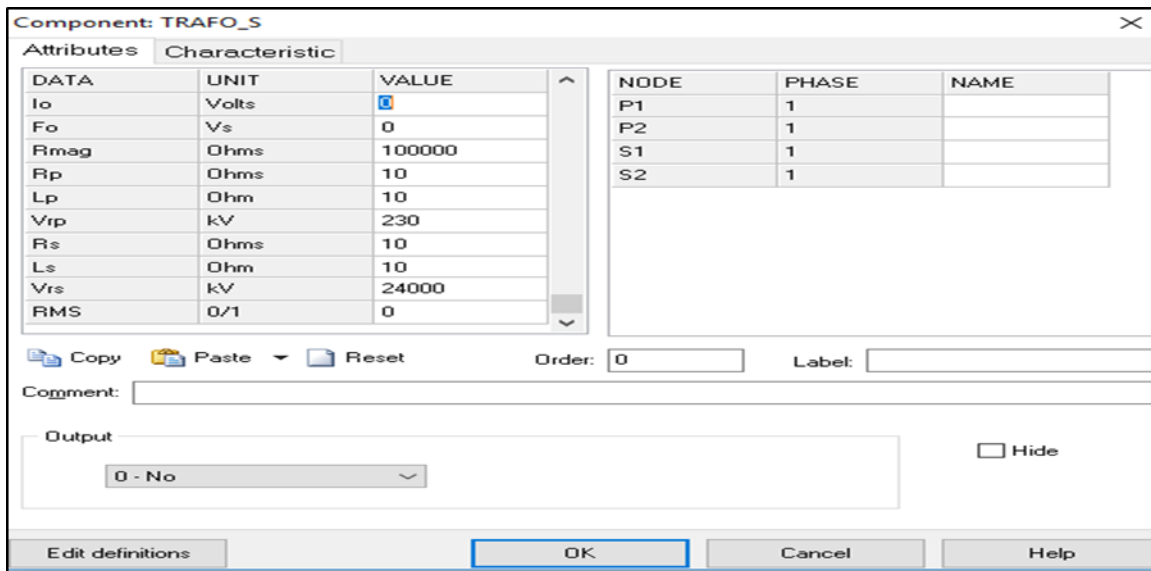


Fig. 5.3 Parámetros que se requieren para modelar un transformador monofásico.

Los parámetros necesarios son:

- I_0 : es la corriente de magnetización en estado estacionario.
- F_0 : es el flujo en estado estacionario.
- R_{mag} : Resistencia de magnetización.

- R_p : Resistencia en el devanado primario.
- L_p : Inductancia en el devanado primario.
- V_{rp} : Voltaje nominal en el devanado primario.
- R_s : Resistencia en el devanado secundario.
- L_s : Inductancia en el devanado secundario.
- V_{rs} : Voltaje nominal en devanado secundario.
- **RMS**: Características no lineales

0: la corriente y el flujo son las características deben ingresarse, como se ve en la Fig. 5.4.

1: La corriente y el voltaje estas características deben ingresarse, como se ve en la Fig. 5.5.

Attributes		Characteristic	
Saturation (on the PRIMARY winding!)			
I [A]		Fluxlinked [wb-T]	
0.		0.	

Fig. 5.4 Corriente y voltaje como datos de la curva de saturación del devanado primario.

Attributes		Characteristic	
Saturation (on the PRIMARY winding!)			
I [A]rms		U [V]rms	
0.		0.	

Fig. 5.5 Flujo y corriente como datos de curva de saturación del devanado primario.

Es importante modificar las configuraciones de nuestro sistema para tener de forma eficaz y correcta el análisis de nuestras simulaciones y señales como se muestra en la Fig. 5.6.

Fig. 5.6 Configuraciones necesarias para la simulación.

Donde:

- Delta T: tiempo en que realizará toda la interacción para la simulación.
- Tmax: es el tiempo de muestra de la onda o simulación.
- Xopt. es la inductancia, si es igual a 0 las unidades serán mH pero si es igual a la frecuencia del sistema las unidades serán Ohm.
- Copt: es la capacitancia.
- Freq: es la frecuencia en la que va a operar el sistema 50 o 60 Hz.

Es necesario modificar la frecuencia para trabajar en 60 Hz de caso contrario el sistema trabajara en 50 Hz.

Se simula un transformador trifásico, el cual tiene las siguientes características, como se muestra en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Datos del transformador

S3f=	20 [MVA]
Vp=	115 [KV] Δ
Vs=	13.8 [KV] Y
%Z=	9.6
X/R=	10
f=	60 [Hz]

Es necesario conocer el tipo de conexión para poder desarrollar la ecuación de la forma correcta. Primero se calcula la corriente en fase en el lado de alto voltaje, esta no es dada en la tabla de especificaciones del transformador. Dado que la conexión en el devanado de alta es en Delta Δ, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$S_{3\phi} = \sqrt{3}V_L I_L \tag{5.1}$$

$$V_L = V_\phi \quad (5.2)$$

$$I_L = \sqrt{3} I_\phi \quad (5.3)$$

Se sustituye la ecuación (5.2) y (5.3) en la ecuación (5.1) dando como resultado.

$$S_{3\phi\Delta} = \sqrt{3}V_\phi\sqrt{3}I_\phi \quad (5.4)$$

$$S_{3\phi\Delta} = 3V_\phi I_\phi \quad (5.5)$$

Se despeja I_ϕ de la ecuación (5.5)

$$I_\phi = \frac{S_{3\phi\Delta}}{3 * V_\phi} \quad (5.6)$$

Se sustituye las variables por los datos

$$I_{\phi P} = \frac{20 [MVA]}{3 * 115 [KV]} \quad (5.7)$$

$$I_{\phi P} = 57.9710 [A]$$

Para la corriente por fase en el devanado de bajo voltaje, se especifica que la conexión es en Estrella (Y), para el cálculo de los parámetros es con el siguiente desarrollo de ecuaciones:

$$V_L = \sqrt{3}V_\phi \quad (5.8)$$

$$I_L = I_\phi \quad (5.9)$$

Se despeja la corriente de la ecuación (5.1) y se obtiene

$$I_L = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3}V_L} \quad (5.10)$$

Se sustituye la ecuación (5.8) en la ecuación (5.10) y como resultado final.

$$I_\phi = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3}V_L} \quad (5.11)$$

$$I_\phi = \frac{20 [MVA]}{\sqrt{3} * 13.8 [KV]} =$$

$$I_\phi = 836.7395 [A]$$

Los siguientes datos requeridos para el modelado del transformador son la resistencia y la inductancia de dispersión de cada devanado, ambos datos se calculan con la impedancia serie.

La impedancia serie es un dato que se encuentra en la placa del transformador dada en por ciento % de Z, la impedancia serie representa la impedancia total por lo tanto es la suma de la impedancia del devanado primario y secundario y como una aproximación se puede asignar cada mitad a los dos devanados.

Para determinar la impedancia serie de cada devanado primero se calcula la impedancia base, la cual depende de la conexión estrella (Y) o delta (Δ) de los devanados.

Para una conexión en Y (estrella).

$$Z_{BY} = \frac{V_L^2}{S_{3\phi}} \quad (5.12)$$

Mientras para la conexión Δ , la impedancia es:

$$Z_{B\Delta} = 3 \frac{V_L^2}{S_{3\phi}} \quad (5.13)$$

Como la conexión de los devanados en alta es delta utilizaremos la ecuación (5.13) para determinar la impedancia.

$$Z_{B\Delta P} = 3 \frac{(115 [KV])^2}{(20 [MVA])} = 3 \left(\frac{13225}{20} \right) = 1983.75 [\Omega] \quad (5.14)$$

Para conocer el valor de la impedancia base del lado de baja utilizaremos la ecuación (5.12). Entonces en la conexión en Y

$$Z_{BYB} = \frac{V_L^2}{S_{3\phi}} = \frac{(13.8 [KV])^2}{20 [MVA]} = 9.522 [\Omega] \quad (5.15)$$

Se calcula la impedancia en serie dado los resultados de las impedancias por devanado de las ecuaciones (5.14) y (5.15). Para ello se utiliza la ecuación (5.16).

$$Z_S = \frac{\%Z}{100} Z_{\phi} \quad (5.16)$$

Se sustituye el valor obtenido en la ecuación (5.14) en la ecuación (5.16) al igual que el valor de $\%Z=9.6$. Para obtener el valor de impedancia en serie del devanado en de alta.

$$\begin{aligned} Z_S &= \frac{9.6}{100} (1983.75) = \\ &= 190.24 [\Omega] \end{aligned} \quad (5.17)$$

Para la reactancia se usa la ecuación (5.18).

$$X_{LP} = \frac{Z_S}{2} \quad (5.18)$$

$$X_{LP} = \frac{190.24}{2} = \quad (5.19)$$

$$= 95.12 [\Omega]$$

$$L_P = \frac{95.12}{2\pi f} = 0.2525 [H] \quad (5.20)$$

Para la resistencia utilizaremos la relación X/R=10 y usando la ecuación (5.21).

$$R = \frac{X_L}{(X/R)} = \quad (5.21)$$

$$R_P = \frac{95.12}{10} = 9.512[\Omega] \quad (5.22)$$

Para el devanado de bajo voltaje o devanado secundario:

$$Z_{SS} = \frac{9.6}{100} 9.5228 = \quad (5.23)$$

$$Z_{SS} = 0.91418 [\Omega]$$

Ahora se calcula la reactancia en serie con la ecuación (5.21):

$$X_{LS} = \frac{0.91418}{2} = \quad (5.24)$$

$$X_{LS} = 0.4571 [\Omega]$$

$$L_S = \frac{0.4571}{2\pi f} = 0.0012 [H] \quad (5.25)$$

$$R_S = \frac{0.45709}{10} = 0.045709 [\Omega] \quad (5.26)$$

Para el modelado de la curva de saturación de un núcleo ferromagnético del transformador se realiza con una curva típica como la que se muestra en la Tabla 5.2. En ella se muestra la corriente magnetización y el voltaje aplicado a un transformador, en valores expresados en pu., esta tabla es una aproximación para diferentes curvas de saturación de transformadores.

Tabla 5.2 Curva de saturación típica.

Corriente (%)	Flujo (%)	Corriente (%)	Flujo (%)
0.000	0.000	0.002	0.953
0.000	0.227	0.002	0.977
0.000	0.446	0.003	1.000
0.000	0.667	0.004	1.022
0.000	0.724	0.006	1.045

0.000	0.779	0.009	1.066
0.001	0.836	0.013	1.088
0.001	0.889	0.020	1.111
0.001	0.911	0.033	1.133
0.001	0.933	0.052	1.151

Para el transformador de nuestro estudio, utilizando los valores de la Tabla 5.2 y dado que la curva de magnetización en ATPDraw se encuentra del lado de alta. Tomamos la corriente de fase ($I_{\phi p}=57.9010[A]$) y el voltaje aplicado ($V=115 [KV]$), como resultado obtenemos los datos de la curva que se muestran en la Tabla 5.3, y gráficamente dicha curva se muestra en la Fig. 5.7.

Tabla 5.3 Datos de la curva de saturación del transformador monofásico del devanado primario.

Corriente (%)	Voltaje (%)	Corriente (%)	Voltaje (%)
0.000	0.000	0.100	109621.029
0.005	26052.045	0.138	112406.755
0.011	51313.522	0.184	115024.641
0.019	76651.638	0.246	117472.897
0.022	83271.651	0.355	120177.513
0.027	89552.532	0.495	122623.470
0.035	96153.384	0.737	125124.352
0.054	102261.060	1.166	127766.124
0.068	104817.889	1.911	130286.293
0.083	107272.021	3.010	132375.109

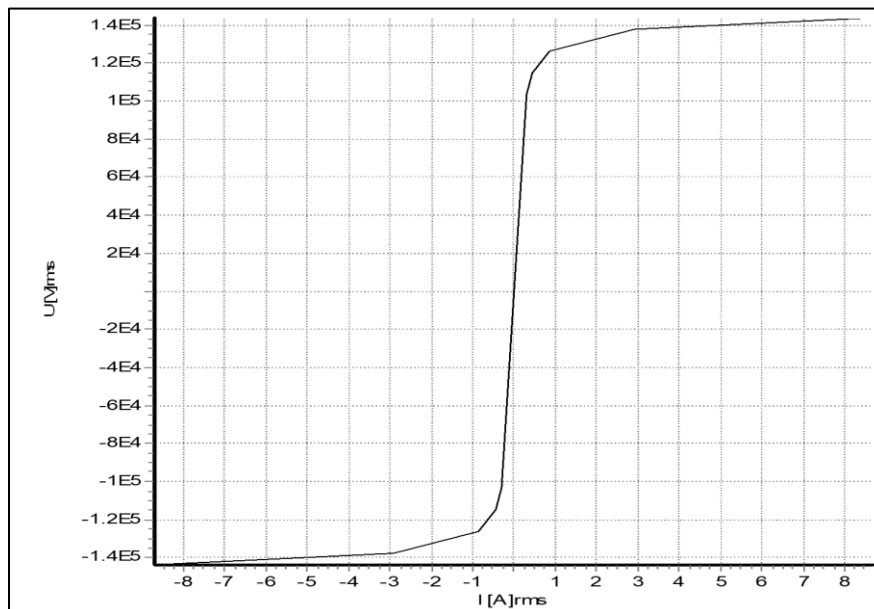


Fig. 5.7 Curva de saturación del transformador del devanado primario.

En el programa ATPDraw, se requiere especificar la inductancia de magnetización para bajas densidades de flujo, con el objeto de realizar la inicialización del modelo, que consiste en una solución en estado estacionario sinusoidal de acuerdo con la ley de Faraday las magnitudes de voltaje y encadenamiento de Flujo en el estado estacionario sinusoidal están relacionadas por:

$$V = \omega\lambda \tag{5.27}$$

Se despeja λ de la ecuación (5.27):

$$\lambda = \frac{V}{\omega} = \frac{115 [KV]}{120\pi} = 305.04 [Wb] \tag{5.27}$$

Los datos necesarios para el modelado del transformador en ATP/EMTP son mostrados en la Tabla.5.4.

Tabla 5.4 Datos para modelar el transformador

V_p	115 [KV]
R_p	9.512 [Ω]
X_{lp}	95.12 [Ω]
V_s	13.8 [KV]
R_s	0.045709 [Ω]
X_{ls}	0.45709 [Ω]
I_p	57.971 [A]
I_s	836.7395 [A]
Φ	305.04

5.3. Elementos del sistema

Para los datos en ATPDraw se incorporan los elementos del sistema de la siguiente manera;

Primero colocamos la fuente de AC como se muestra en la Fig.5.8.

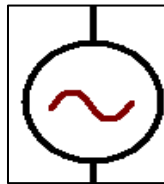


Fig. 5.8 Fuente de AC.

En los datos elegimos que sea de voltaje con 115 [KV], una frecuencia de 60 [Hz], para una sola fase, ángulo de fase en -90 grados debido a que ATPDraw trabaja con una

fuentes que entregan una onda cosenoidal, amplitud en picos L-G y puesta a tierra como se muestra en el Fig.5.9.

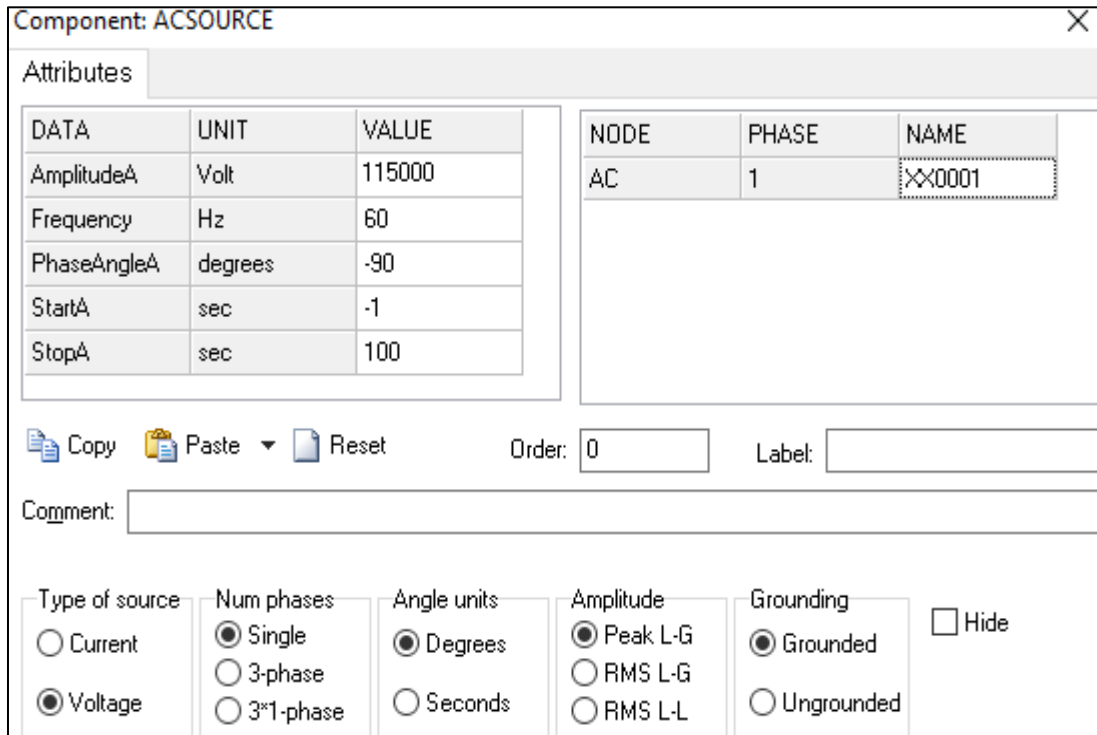


Fig. 5.11 componentes del Switch o Interruptor.

En donde:

$T-cl$ tiempo de cierre

$T-op$ tiempo de apertura

Para la utilización del modelo del transformador, a la salida del interruptor conectamos un transformador monofásico saturable e ingresamos los parámetros del transformador como se muestran en la Fig. 5.12 y Fig. 5.13.

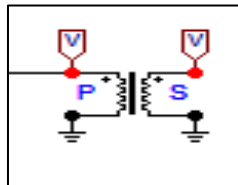


Fig. 5.12 Transformador monofásico saturable en ATP/EMTP.

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
Io	Volts	0.464	P1	1	P1
Fo	Vs	305.04	P2	1	
Rmag	Ohms	100000	S1	1	S1
Rp	Ohms	9.522	S2	1	
Lp	Ohm	95.22			
Vrp	kV	115			
Rs	Ohms	0.04571			
Ls	Ohm	0.4571			
Vrs	kV	13.8			
RMS	0/1	1			

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output Hide

Fig. 5.13 Datos del transformador.

La Fig. 5.14 muestra el circuito necesario para simular la corriente de Inrush en transformadores, como se observa tiene pocos elementos, sin embargo, este modelo es muy utilizado para reproducir de manera confiable el fenómeno.

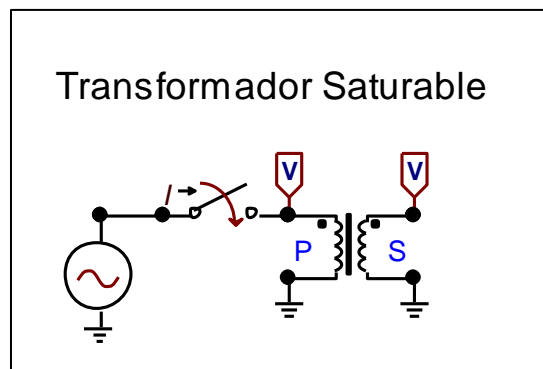


Fig. 5.14 Circuito de fuente, interruptor y transformador.

Resumen

En este capítulo se mostró la manera en la cual es utilizado un modelo de transformador saturado en el programa ATP/EMTP, además de una metodología para realizar los cálculos de los parámetros del transformador a partir de los datos de placa del transformador real.

Capítulo 6. Simulaciones de las corrientes Inrush y Sympathetic Inrush en ATPDraw

6.1. Simulaciones de corrientes Inrush en transformador monofásico

En este capítulo se muestra como es el comportamiento de la corriente de Inrush en un transformador monofásico, posteriormente se simula en un banco trifásico, además se muestra el comportamiento de la corriente Sympathetic Inrush y un conjunto de tiempos de cierres para mitigar, finalmente se muestra la operación de una protección diferencial ante la presencia de Inrush y Sympathetic Inrush.

Para la simulación de la corriente Inrush se despreciará la impedancia equivalente de la red y carga conectada en el transformador monofásico y en las conexiones de bancos transformadores dado que la corriente Inrush se genera al energizar a un transformador o un banco de transformadores sin carga.

Simulación de corriente Inrush en un transformador monofásico.

Se simula un transformador monofásico conectado a una fuente de voltaje de 115 [KV], el cual fue desarrollado el capítulo 5, donde el interruptor se cerrará en diferentes tiempos de la onda de voltaje. Los diferentes cierres que se llevan a cabo en el interruptor se muestran en la onda de voltaje que entra al transformador en la Fig. 6.1. Los cierres son en el cruce por cero, en el punto más alto (cresta) y el punto más bajo (valle) de la onda (semiciclo negativo).

En la teoría del capítulo 3 se mencionó que según la ley de Faraday:

- Cierre en el cruce por cero: Cuando hay un switcheo en un cruce por cero del voltaje, el flujo magnético se eleva a su valor al máximo provocando que el transformador trabaje en su región de saturación generado la corriente Inrush.
- Cierre en la cresta y valle: cuando la onda de voltaje cierra en su máximo el flujo magnético es mínimo por lo tanto se mantiene en su región lineal y por lo tanto el

transformador no se saturará manteniendo el valor nominal de la corriente de operación.

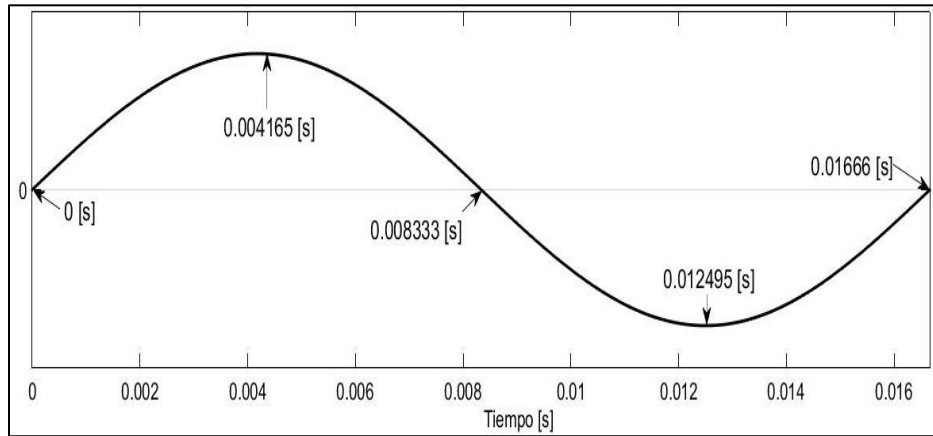


Fig. 6.1 Onda de voltaje, con diferentes tiempos de cierre.

El transformador modelado en ATP/EMTP utilizado en el capítulo 5 está en operación sin ninguna carga este se encuentra en estado estable y la corriente de magnetización es muy pequeña, su magnitud oscila entre -1.2 a 1.2 [A], como se muestra en la Fig.6.2.

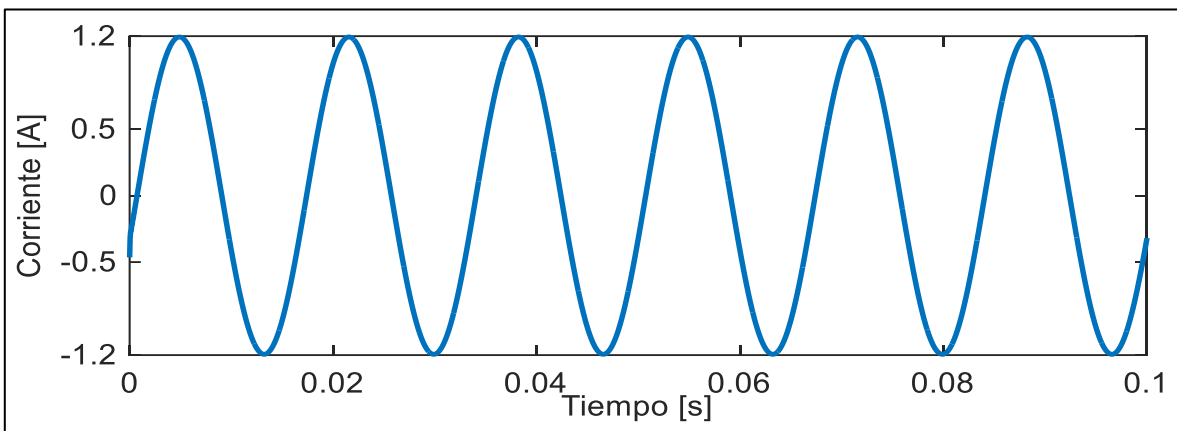


Fig. 6.2 Magnitud de corriente de un transformador en estado estable y sin carga.

Cuando se energiza un transformador se genera un transitorio que se nombra corriente Inrush, esta corriente eleva su magnitud rebasando la corriente pico y afectando las protecciones del transformador dado que puede interpretarse como una falla y también afecta a la calidad de la energía, otra característica es que tarda varios segundos en desaparecer como se muestra en la Fig.6.3.

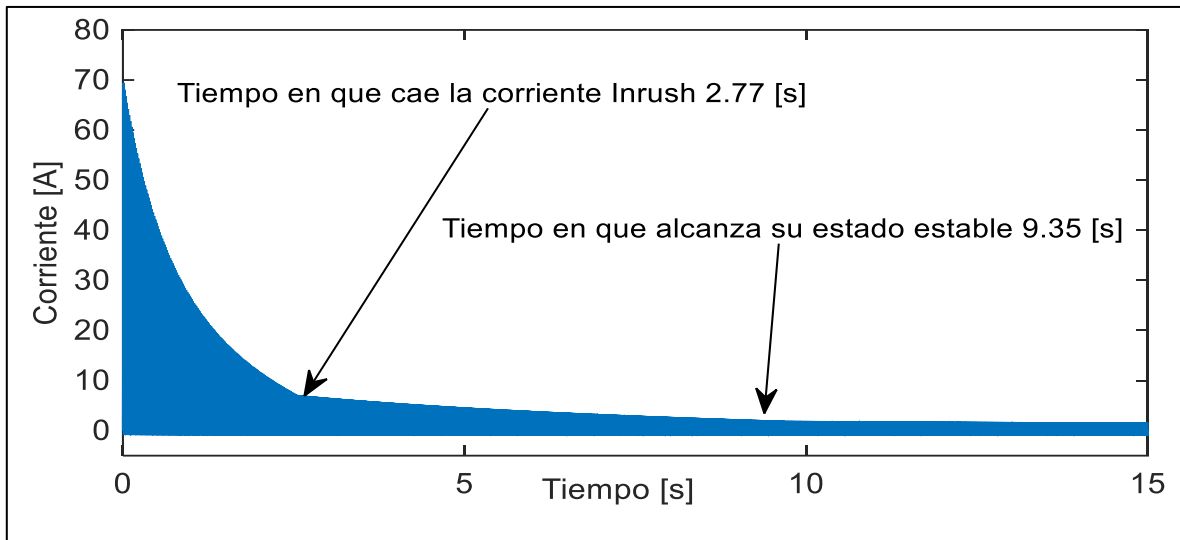


Fig. 6.3 Tiempo en decaer la corriente Inrush y alcanzar su estado estable.

Después de 2.77 segundos el valor de la corriente es menor a los $10 [A]$ entonces esto quiere decir que está desapareciendo o decayendo la corriente Inrush en el transformador. Después de varios segundos ha alcanzado su estado estable, aunque hipotéticamente no es igual a los valores en la Fig.6.2. Solo en este transformador se puede concluir que en estos 2 tiempos decae y se llega a su estado estable respectivamente en un tiempo mucho mayor.

Se realizan diferentes cierres para conocer en qué tiempo de cierre se aparece la corriente Inrush o se mantiene la magnitud de operación en estado estable. El primer cierre es a los $t=0 [s]$, este cierre es en un cruce por cero de la onda de magnetización, generando una corriente Inrush desde el punto 0 de la gráfica. El valor máximo del pico más alto de la corriente generada es de $70 [A]$, como se observa en la Fig.6.4.

La corriente crece del lado positivo debido que la onda de magnetización está creciendo debido a que la fuente de voltaje es sinusoidal. La corriente Inrush genera una forma de onda no sinusoidal como se muestra en la Fig.6.4.

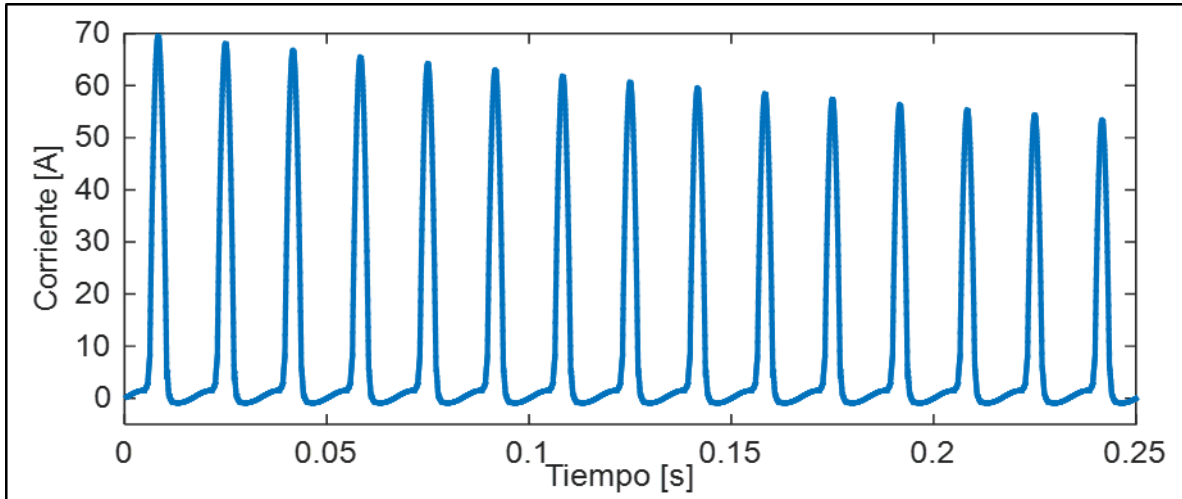


Fig. 6.4 Corriente Inrush en cierre $t= 0$ segundos.

En la Fig. 6.5. Se muestra el contenido armónico de la primera onda de la corriente Inrush, hay una componente CD, con una magnitud de $12.579 [A]$, esto se debe a que la onda de corriente Inrush es asimétrica con ayuda de la transformada de Fourier del software ATP obtendremos su contenido armónico.

La componente 1 es la fundamental, esta tiene una magnitud de $23.068 [A]$ y la segunda componente tiene una magnitud de $17.93 [A]$, la tercera $11.716 [A]$ y la cuarta $5.8138 [A]$, en el contenido armónico restante su magnitud es pequeña.

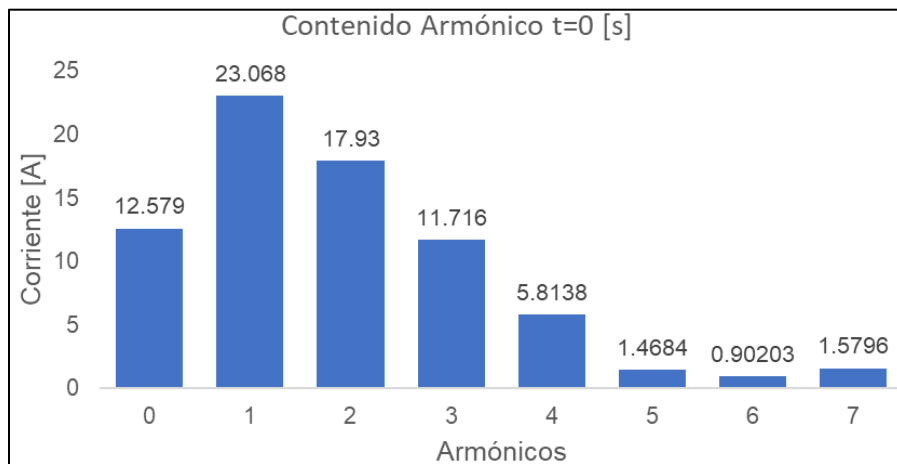


Fig. 6.5 Armónicos en cierre $t= 0$ segundos.

En el segundo caso el cierre es en $t=0.004165 [s]$: este cierre es en la cresta o en el punto más alto de amplitud de la onda de magnetización, esto no genera un aumento en el flujo magnético del transformador por lo tanto no hay saturación y como se observa en la Fig. 6.6, la corriente de operación o corriente en estado estable oscila en un rango de $(-1.2 a 1.2 [A])$.

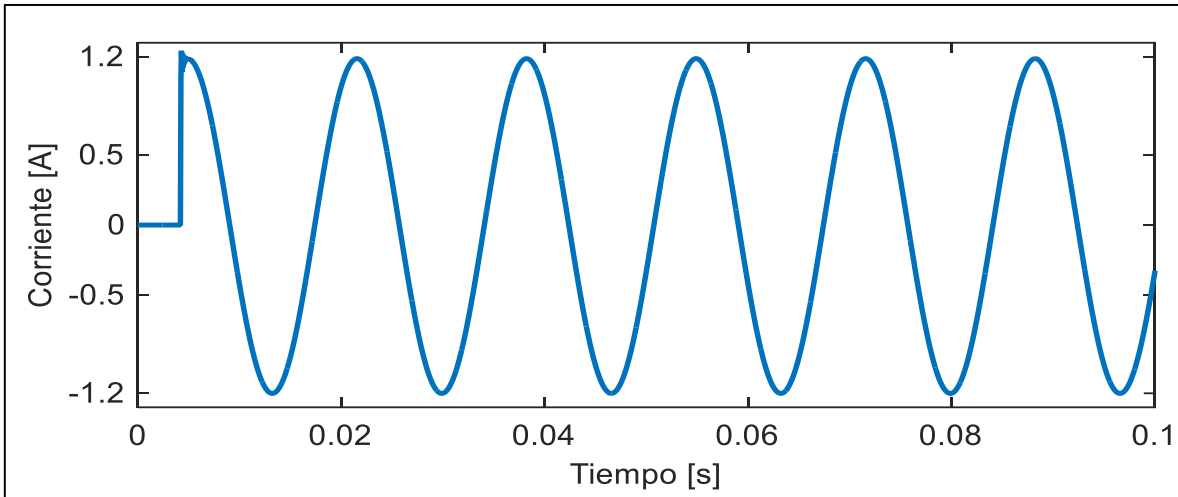


Fig. 6.6 Cierre en $t= 0.004165$ segundos.

Se observa el punto donde se energiza el transformador y la pequeña distorsión que se ve en la primera onda son transitorias generados por la resistencia, e inductancia del transformador.

El tercer cierre es en $t= 0.008333$ [s] también es un cruce por cero por lo tanto habrá un corriente Inrush con una magnitud de -70 [A], pero a diferencia de la Fig. 5.4, en este punto la onda de flujo magnético crece negativamente como se observa en la Fig.6.7.

Como es una corriente Inrush, se puede obtener su contenido armónico. Como se muestra en la Fig.6.8 el contenido armónico es similar a la Fig.6.5, la diferencia es que la componente 0 está a 180 grados -12.569 [A], la fundamental 23.069 [A], la segunda, tercera y cuarta tiene magnitudes de 17.918 [A], 11.74 [A] y 5.80 [A] respectivamente. Valores muy similares al cierre en $t=0$ [s].

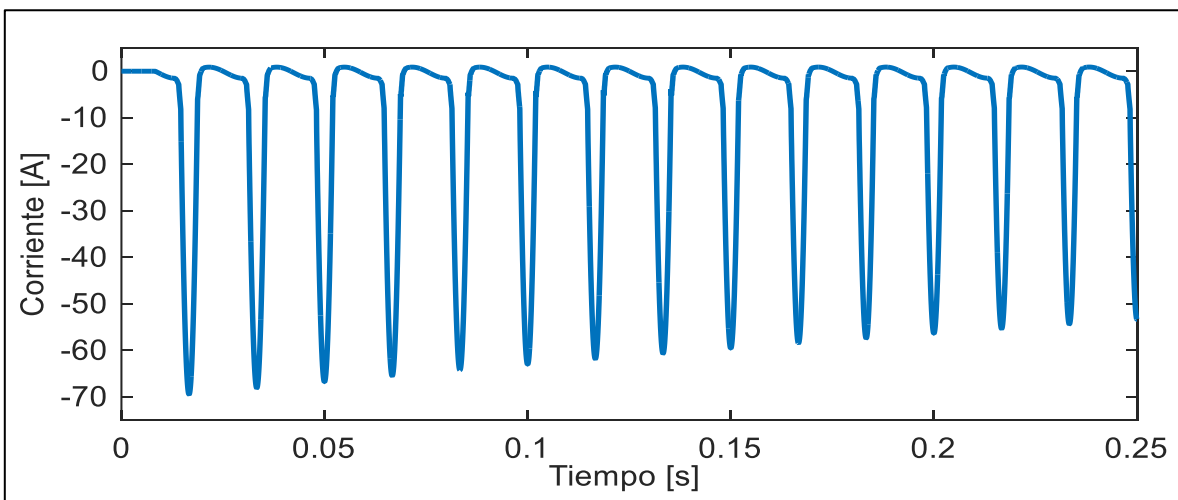


Fig. 6.7 Inrush cierre en $t=0.008333$ segundos.

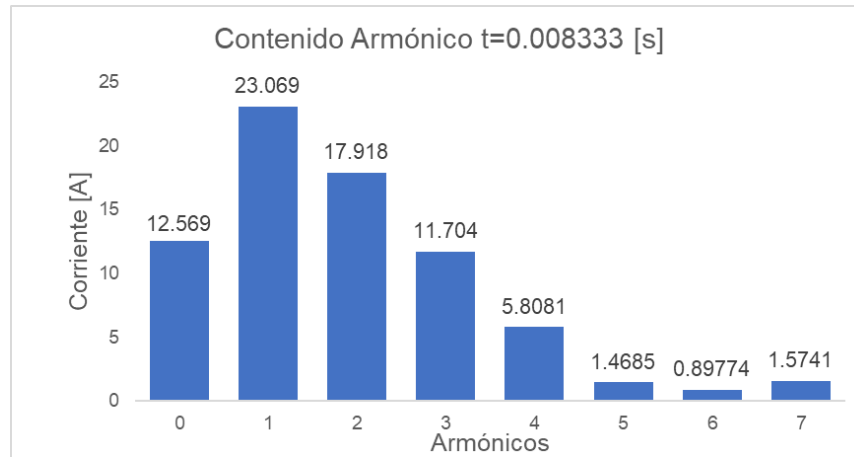


Fig. 6.8 Contenido armónico de cierre $t=0.00833$ segundos.

El siguiente cierre es en el valle de la onda a los $t= 0.012495$ [s], este es el punto más bajo de la onda por lo tanto el cierre del interruptor no cruza por cero, esto no genera un transitorio. La onda no tiene distorsión y su oscilación de la onda es de -1.3 a 1.3 [A], como se muestra en la Fig. 6.9.

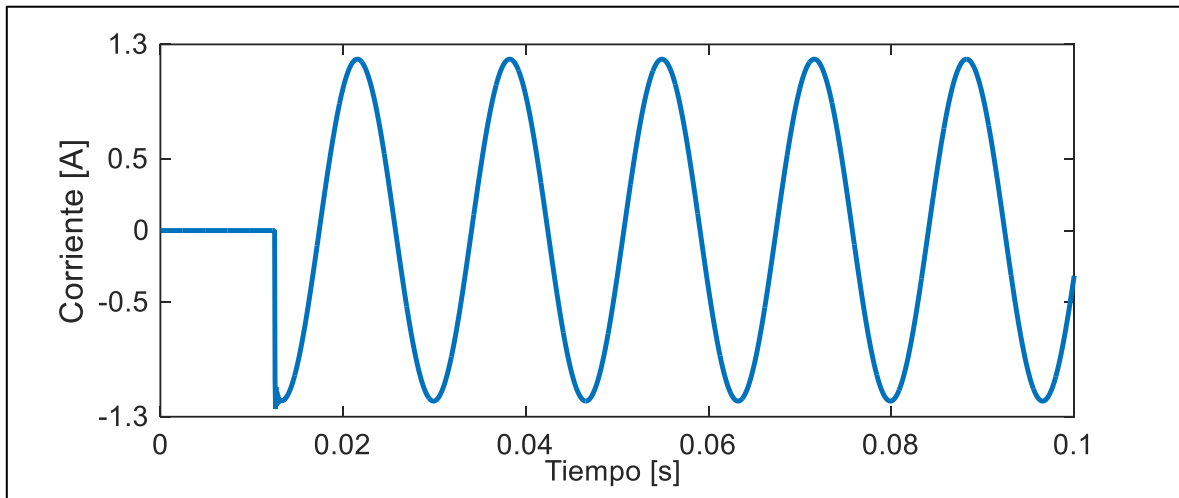


Fig. 6.9 Onda generada a los $t= 0.012495$ segundos.

En el cierre de $t= 0.01666$ [s] la onda ha completado un ciclo. Es similar al cierre en $t=0$ [s].

Es importante conocer el contenido armónico de la corriente Inrush, debido a la gran cantidad de armónicos, a su larga duración en el tiempo y sus valores altos provocan un falso disparo en la protección diferencial convencional. Las corrientes aumentarán la tensión mecánica de los devanados y reducirá la calidad de la energía.

Se comprueba la hipótesis de cierre de interruptor de cuando el voltaje es máximo el flujo magnético es mínimo y viceversa, con esta información se puede decir que es posible

mitigar el Inrush en la energización de transformadores con un interruptor sincronizado.

6.2. Simulaciones de corriente Inrush en bancos trifásicos

La corriente Inrush se puede observar tanto en bancos de transformadores monofásicos como en transformadores trifásicos con sus respectivas conexiones (Δ - Δ , Δ -Y, Y- Δ , Y-Y). En este sentido, este capítulo muestra el comportamiento de las corrientes Inrush en diferentes arreglos trifásicos.

Banco de transformadores conexión Δ - Δ .

En el diagrama de la conexión Δ - Δ del transformador de 20 [MVA], 115/13.8 [KV] de la Fig.6.10, se muestran las simulaciones de las corrientes de magnetización en estado estable sin carga de un banco de transformador trifásico, es decir con los interruptores siempre cerrados. En este caso solo se genera la corriente de magnetización, como se muestra en la Fig.6.11, las ondas no presentan ninguna distorsión y oscilan en el los -2 a 2 [A].

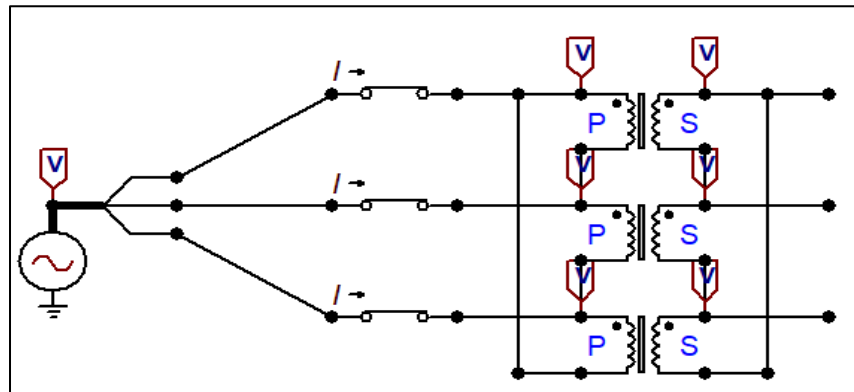


Fig. 6.10 Banco de transformadores Delta-Delta.

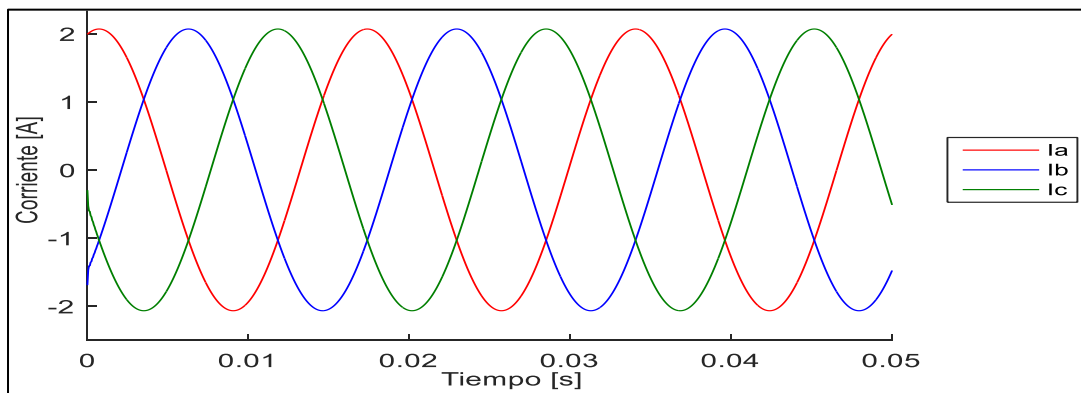


Fig. 6.11 Corriente de magnetización, conexión Delta-Delta.

Ahora, si este mismo transformador se tuviera que energizar en $t=0$ [s] en cada fase, en el interruptor de la fase **A** se genera un corriente I_a . la cual se manifiesta con características propias de una corriente Inrush, como se muestra en la Fig. 6.12 a), donde su pico más alto es igual $I_a = 325.25$ [A] y de igual forma la corriente en la fase **B** se muestra en la Fig. 6.12 b), con un valor en el pico más alto en $I_b = 259.40$ [A] y en la fase **C** la corriente I_c genera una corriente Inrush pero a diferencia de las otras fases esta corriente Inrush es negativa, como se observa en la Fig. 6.12 c), con un valor en su pico más alto igual $I_c = -254.51$ [A].

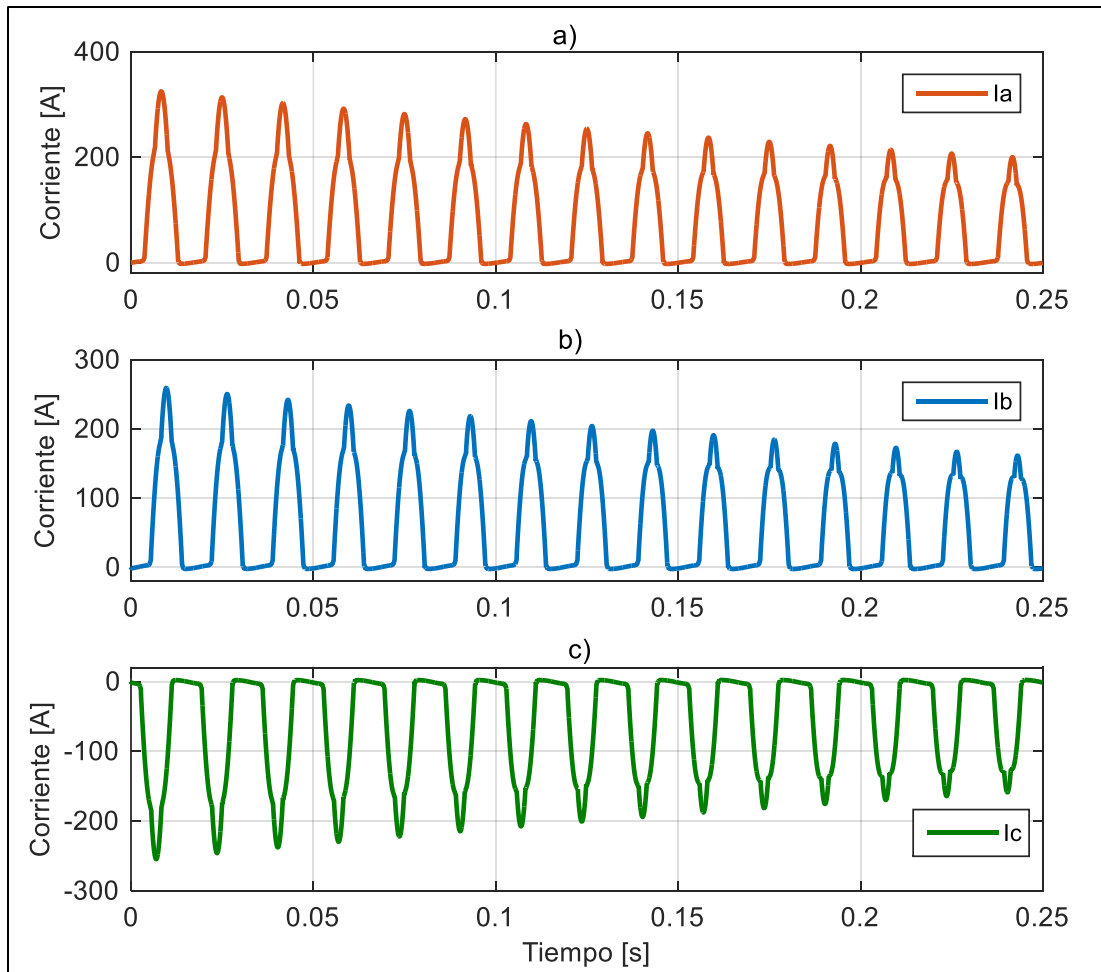


Fig. 6.12 Corriente Inrush Delta-Delta, a) fase A, b) fase B y c) fase C.

El contenido armónico de las tres fases se muestra en la Fig. 6.13. Donde podemos observar que el contenido armónico de la fase **A**, donde sus magnitudes son mayores con respecto a las otras fases y que siempre la segunda armónica es mayor que el resto del contenido armónico y la componente 0 de la fase tiene un ángulo de 180 grados.

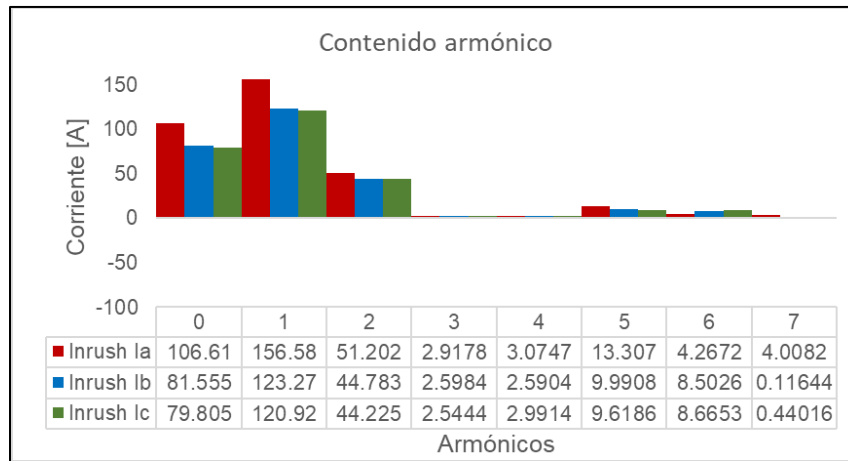


Fig. 6.13 Contenido armónico Delta-Delta.

Para evitar la generación de una corriente Inrush los interruptores deben cerrarse en los siguientes tiempos; $t_a = 0 [s]$, $t_b = 0.0028 [s]$, $t_c = 0.0069 [s]$, al hacer esto las ondas de corriente no tendrán perturbaciones. Como se muestra en la Fig.6.14.

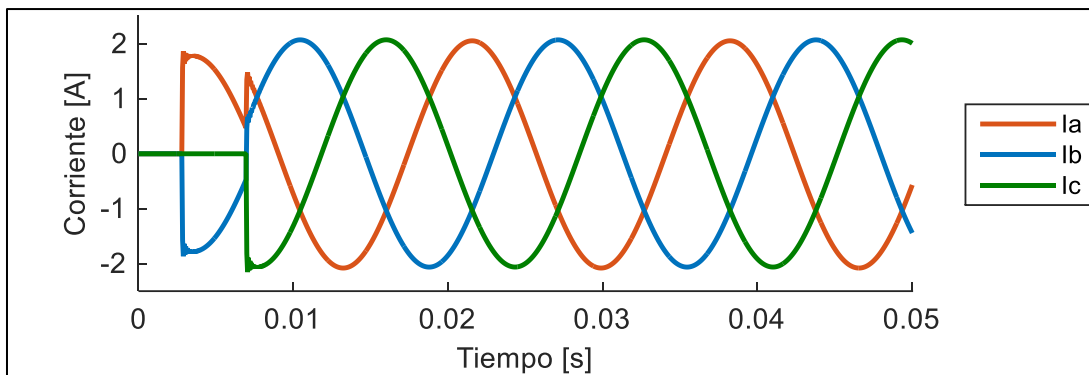


Fig. 6.14 Mitigación de corriente Inrush en conexión $\Delta-\Delta$.

Banco de transformadores conexión $\Delta-Y$

En la conexión delta estrella como se muestra en la Fig. 6.15, la corriente de magnetización en estado estable no tiene ninguna distorsión, como se muestra en la Fig. 6.16. Las ondas oscilan entre -2.06 a $2.06 [A]$.

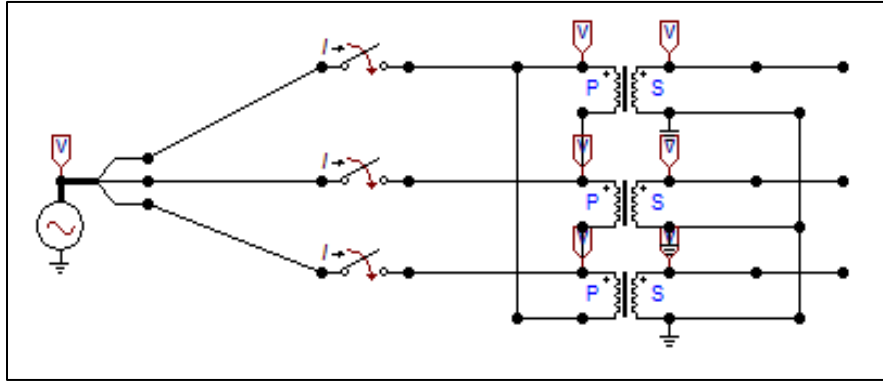


Fig. 6.15 Conexión Delta-Estrella.

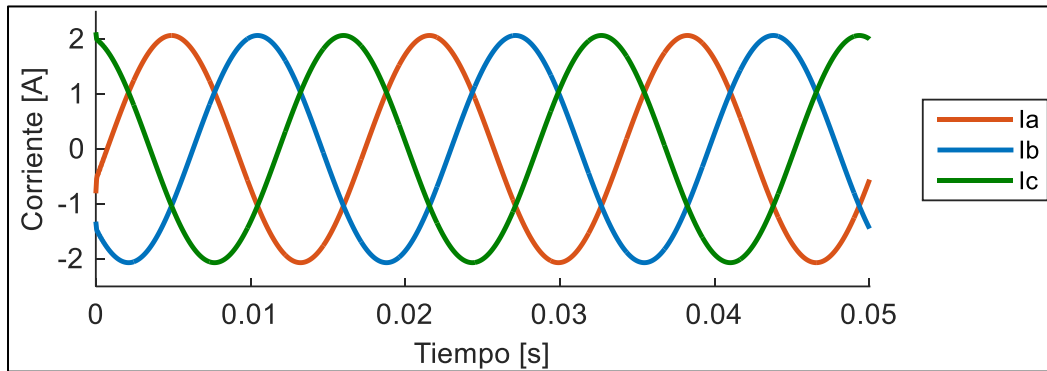


Fig. 6.16 Corriente de magnetización, conexión Delta-Estrella.

De igual manera que en el caso anterior. Si el transformador se tuviera que energizar en $t=0$ [s] en cada fase se generarán corrientes de Inrush como las que se muestran en la Fig.6.17 a), donde en la fase *A*, i_a es la corriente Inrush creciendo de lado positivo donde el valor de su pico más alto es $i_a= 325.3$ [A]. En la fase *B* se genera una corriente Inrush positiva i_b , como se observa en la Fig.6.17 b), el valor de su pico más alto $i_b= 259.46$ [A]. El cierre en la fase *C* la corriente Inrush i_c es negativa ($i_c= -256.65$ [A]), como se muestra en la Fig. 6.17 c).

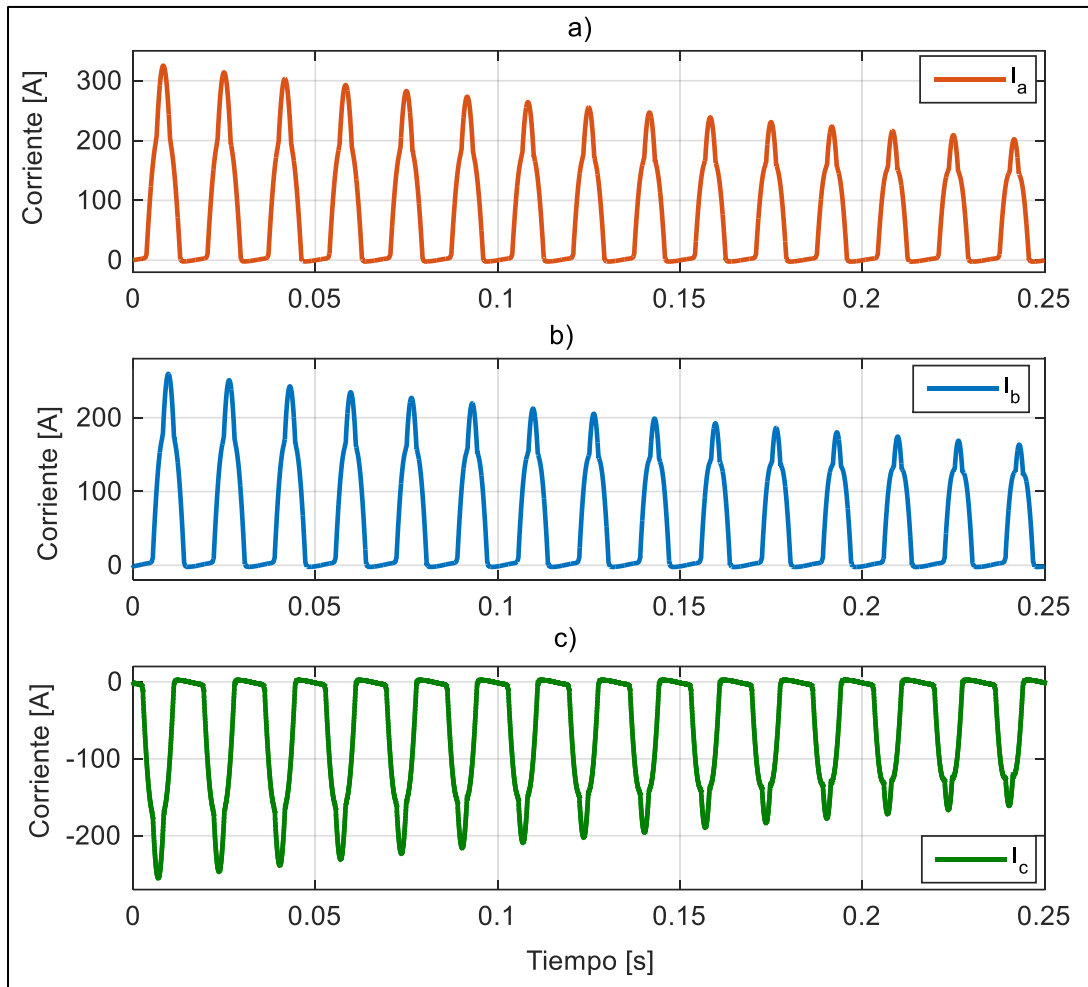


Fig. 6.17 Corriente Inrush Delta-Estrella, a) fase A, b) fase B, c) fase C.

El contenido armónico de las tres fases se muestra en la Fig. 6.18. Donde podemos observar que el contenido armónico de la fase A, donde sus magnitudes son mayores respecto a las otras fases y que siempre la segunda armónica es mayor.

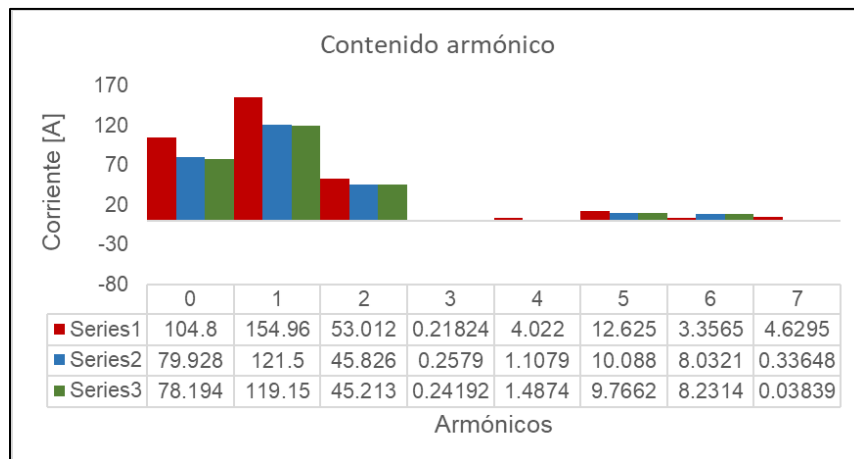


Fig. 6.18 Contenido armónico Delta-Estrella.

Los tiempos de mitigación de la conexión Delta- Estrella son similares a los de la conexión Delta-Delta, $t_a= 0 [s]$, $t_b= 0.0028 [s]$, $t_c= 0.0069 [s]$. Las ondas de las corrientes oscilan entre -3 a $3 [A]$, la Fig.6.19. muestra las corrientes utilizando switcheo sincronizado.

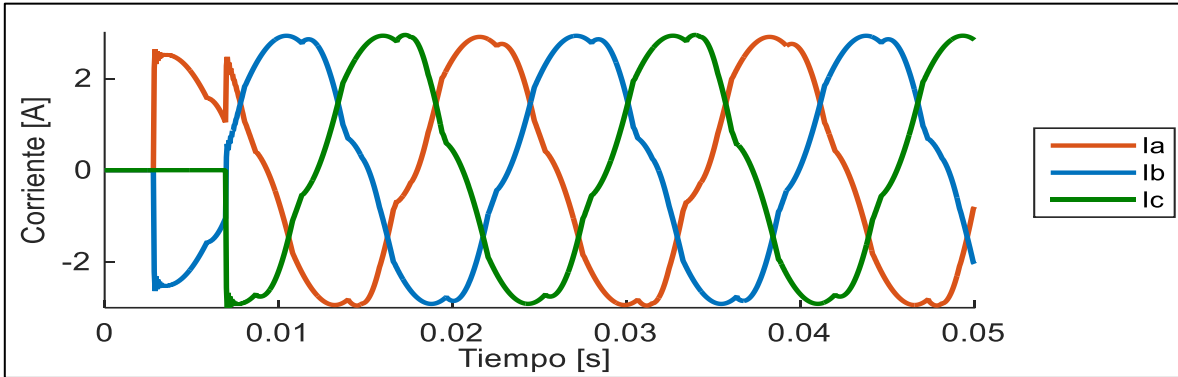


Fig. 6.19 Mitigación de la corriente Inrush, conexión Δ -Y.

El comportamiento de la conexión Delta-Estrella es similar a la conexión Delta-Delta sus picos más altos de cada Inrush respectivamente tiene valores similares dado que el devanado primario tiene la misma conexión lo único que difiere es la conexión en los devanados secundarios por lo tanto su comportamiento en el transitorio Inrush es igual.

Banco de transformadores conexión Y- Δ .

La conexión mostrada en la Fig. 6.20 con una corriente de magnetización en estado estable de las tres fases que oscila entre -0.68 a $0.68 [A]$, como se muestra en la Fig. 6.21.

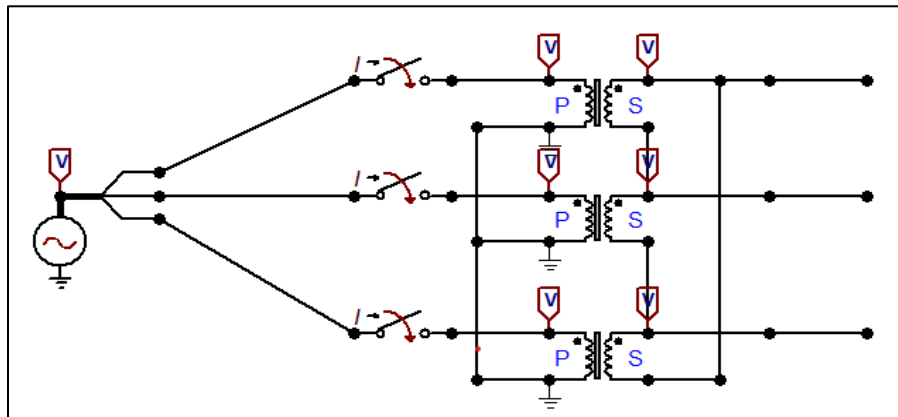


Fig. 6.20 Conexión Estrella-Delta.

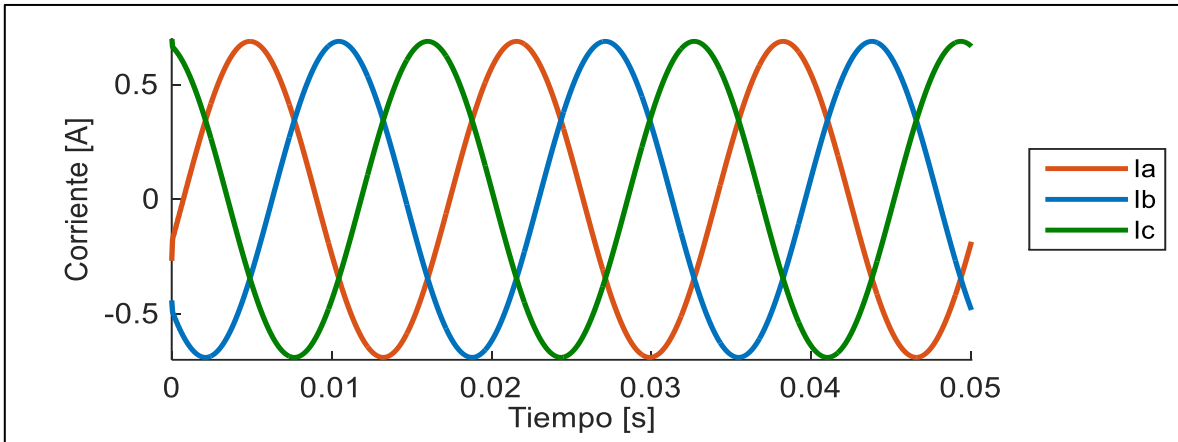


Fig. 6.21 Corriente de magnetización, conexión Estrella-Delta.

Si cerramos todos los interruptores en $t=0$ [s], se generan las corrientes Inrush una positiva de la y dos negativas lb y lc , como se muestra en la Fig. 6.22. Los valores de sus picos más altos son: $la = 190.57[A]$, $lb = -98.886[A]$, $lc = -101.82 [A]$.

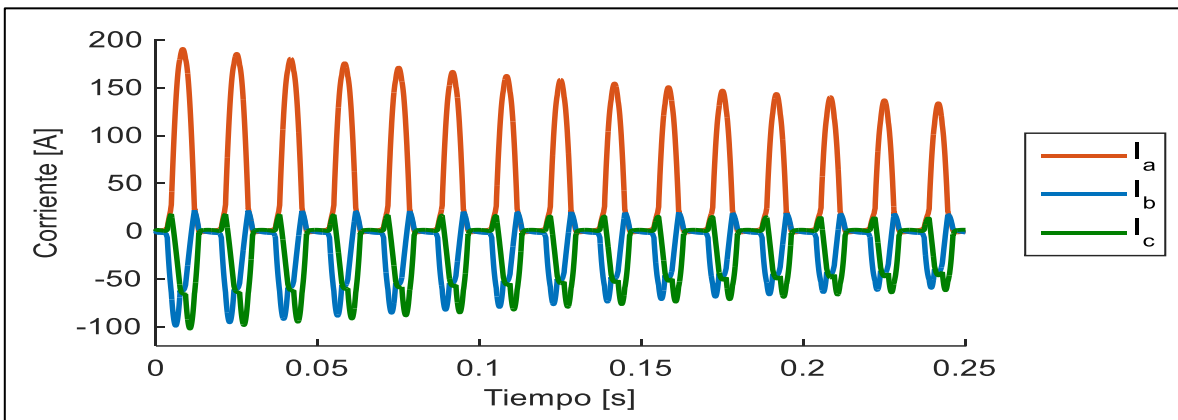


Fig. 6.22 Corriente Inrush Estrella-Delta.

El contenido armónico de las tres fases se muestra en la Fig. 6.23. Donde podemos observar que el contenido armónico de la fase A , donde sus magnitudes son mayores respecto a las otras fases y nuevamente se observa que siempre la segunda armónica es mayor.

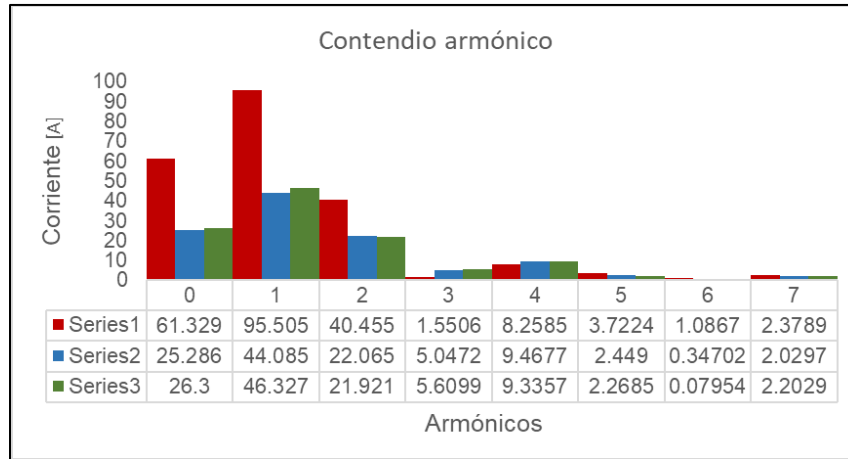


Fig. 6.23 Contenido armónico Estrella-Delta.

Al igual que las anteriores conexiones la conexión Estrella Delta tiene tiempos de cierres en sus interruptores para mitigar o no generar la corriente Inrush, los tiempo es son los siguientes: $t_a=0.0041$ [s], $t_b=0.0083$ [s], $t_c=0.0083$ [s], como se ve en la Fig. 6.24, la corriente oscila entre -0.5 y 0.5 [A], podemos suponer que oscila igual que su estado estable.

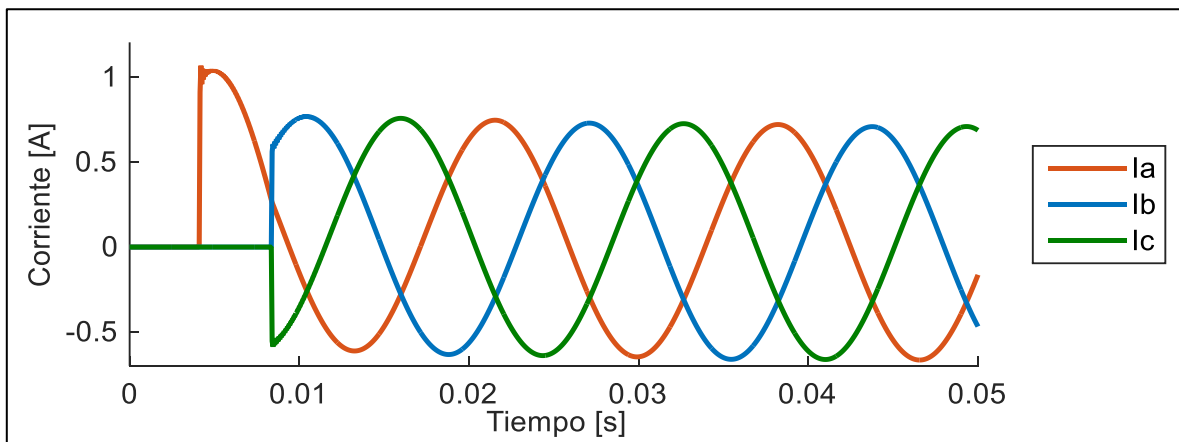


Fig. 6.24 Mitigación de la corriente Inrush, conexión Y-Δ.

La conexión estrella-delta no genera una corriente Inrush si se hace un cierre por cada fase, solo se genera la corriente Inrush cuando se cierran las tres fases al mismo tiempo.

Banco de transformadores conexión Y-Y.

La conexión Estrella-Estrella se muestra en la Fig. 6.25, en estado estable la corriente de magnetización oscila entre -0.7 a 0.7 [A] como se muestra en la Fig. 6.26.

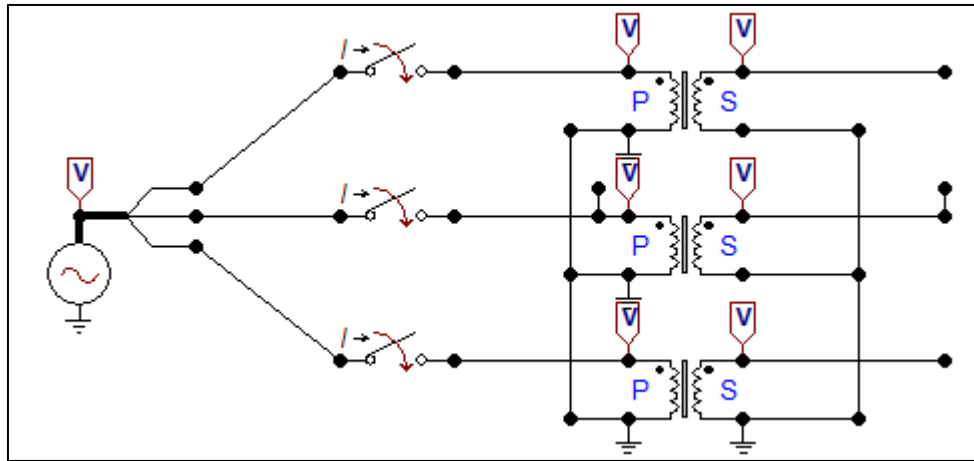


Fig. 6.25 conexión Estrella-Estrella.

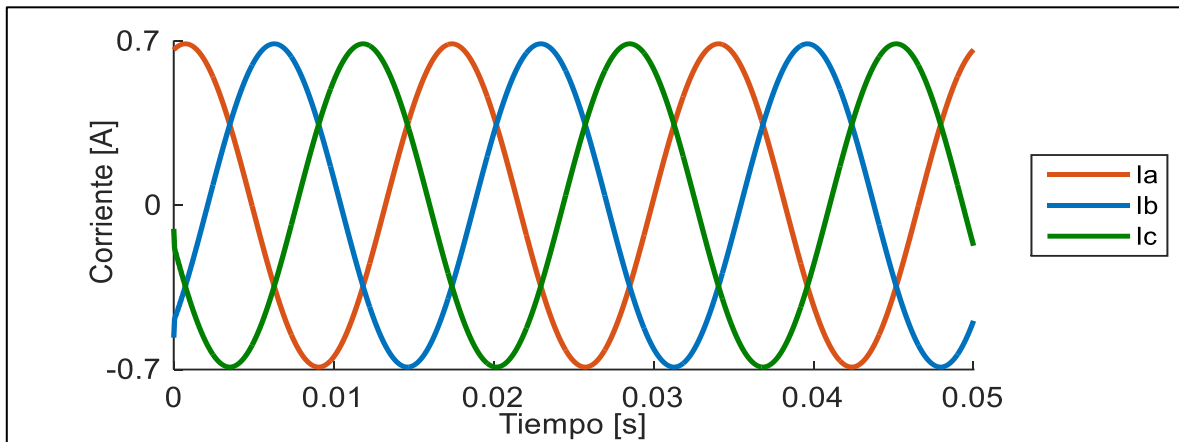


Fig. 6.26 Corriente de magnetización, conexión Estrella-Estrella.

Nuevamente al igual que los casos anteriores, si cerramos todos los interruptores en $t=0$ [s], se generan las corrientes Inrush una positiva de ia y dos negativas ib y ic , como se muestra en la Fig. 6.27. Los valores de sus picos más altos son: $ia = 242.2$ [A], $ib = 204.2$ [A], $ic = -201.5$ [A].

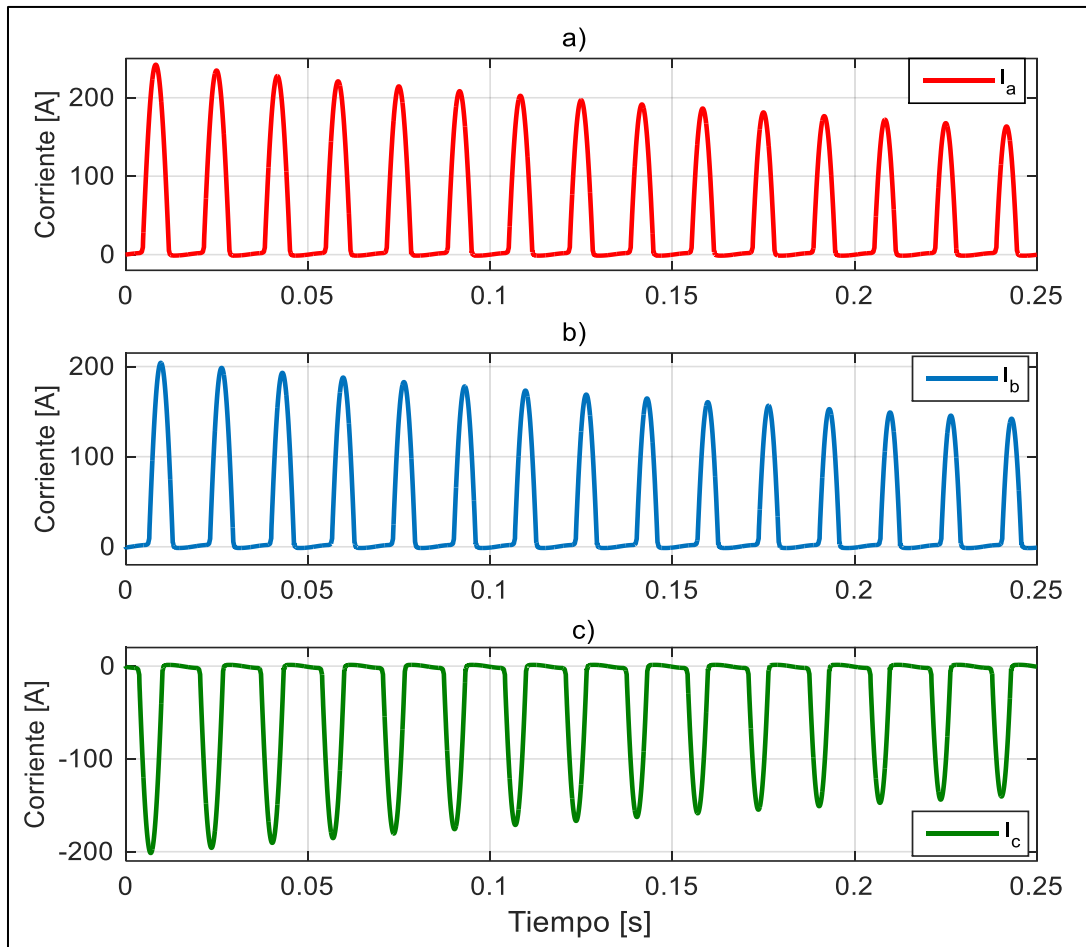


Fig. 6.27 Corriente Inrush de la conexión Estrella-Estrella, a) Fase A, b) fase B, c) Fase C

Finalmente, el contenido armónico de las tres fases se muestra en la Fig. 6.28, donde podemos observar que el contenido armónico de la fase A, sus magnitudes son mayores respecto a las otras fases y nuevamente se observa que siempre la segunda armónica es mayor.

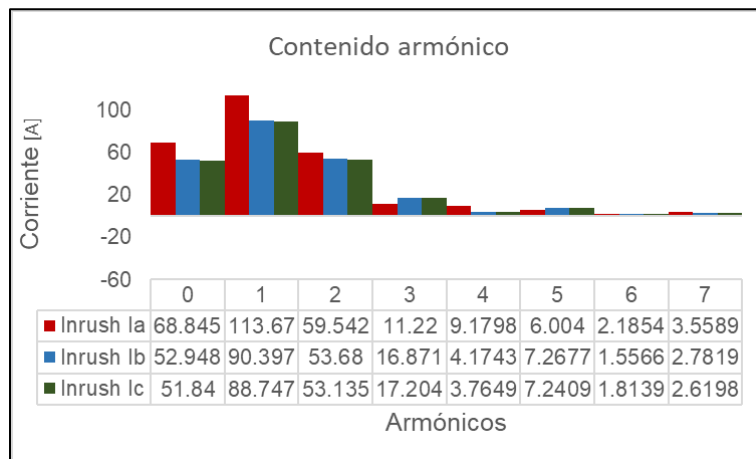


Fig. 6.28 Contenido Armónico Estrella-Estrella.

De Igual manera que en la conexión Y-Δ se hace el cierre en todos los interruptores al mismo tiempo con $t=0$ [s] para generar corriente Inrush al mismo tiempo en las tres fases. Donde $I_a= 242.2$ [A], $I_b=-92.54$ [A] y $I_c= -97.38$ [A] como se muestra en la Fig.6.29 y su contenido armónico se muestra en la Fig.6.30.

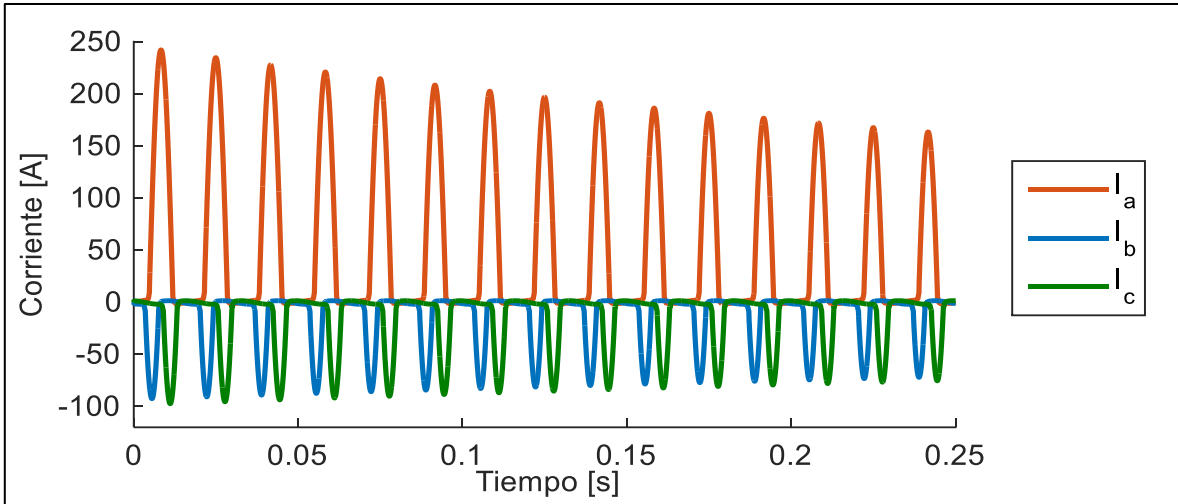


Fig. 6.29 Corriente Inrush Conexión Estrella-Estrella.

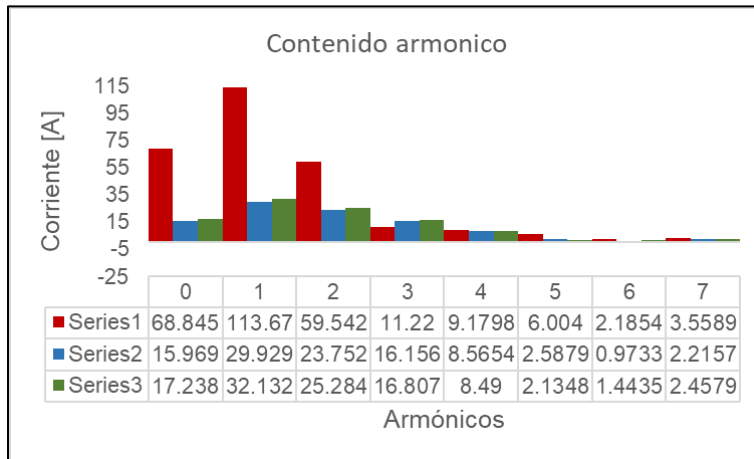


Fig. 6.30 Contenido armónico Estrella-Estrella.

La conexión Estrella-Estrella tiene tiempos de cierres en sus interruptores para mitigar o no generar la corriente Inrush, los tiempos son los siguientes: $t_a=0.0041$ [s], $t_b=0.0083$ [s], $t_c=0.0083$ [s], como se ve en la Fig. 6.31, la corriente oscila entre -0.5 y 0.5 [A], como se puede observar no presenta perturbaciones en sus ondas.

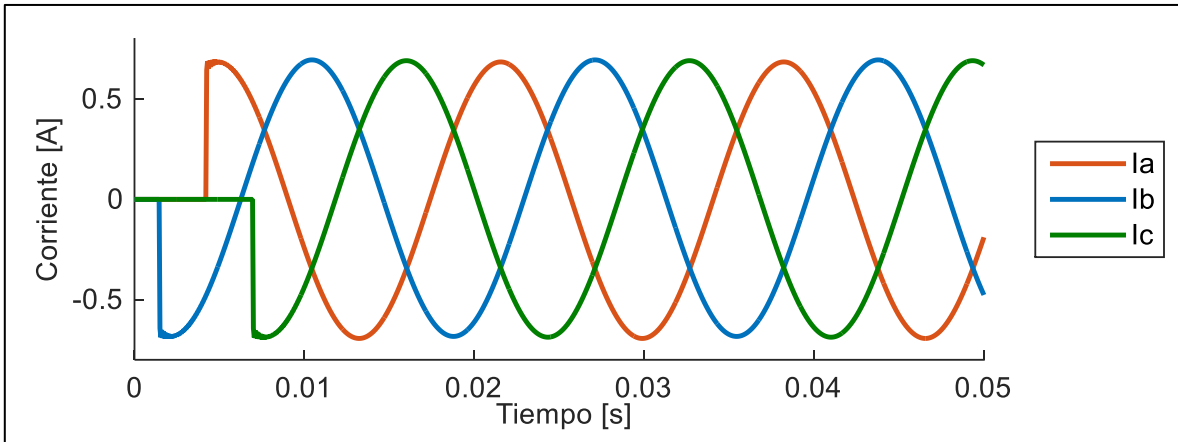


Fig. 6.31 Mitigación de la corriente Inrush, conexión Estrella-Estrella.

6.3. Simulación de la corriente Sympathetic Inrush.

En el circuito mostrado en la Fig.6.32 se presentan dos transformadores trifásicos conectados en una subestación de $115\text{ kV}/13.8\text{ [KV]}$, el transformador *B* se encuentra operando en condiciones normales con carga y en el tiempo $t=0\text{ [s]}$ y se energiza el transformador *A*.

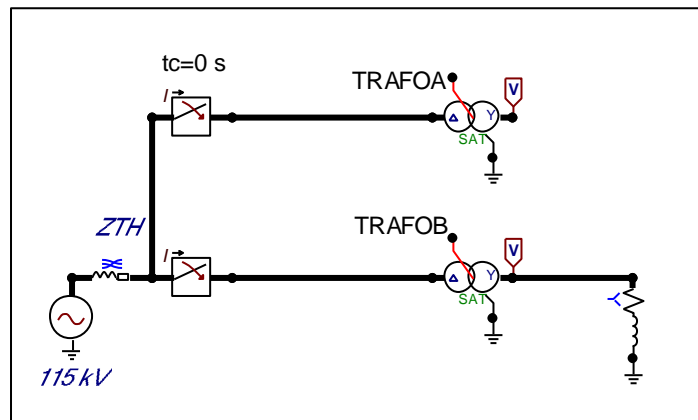


Fig. 6. 32. Sistema con dos transformadores en la S.E

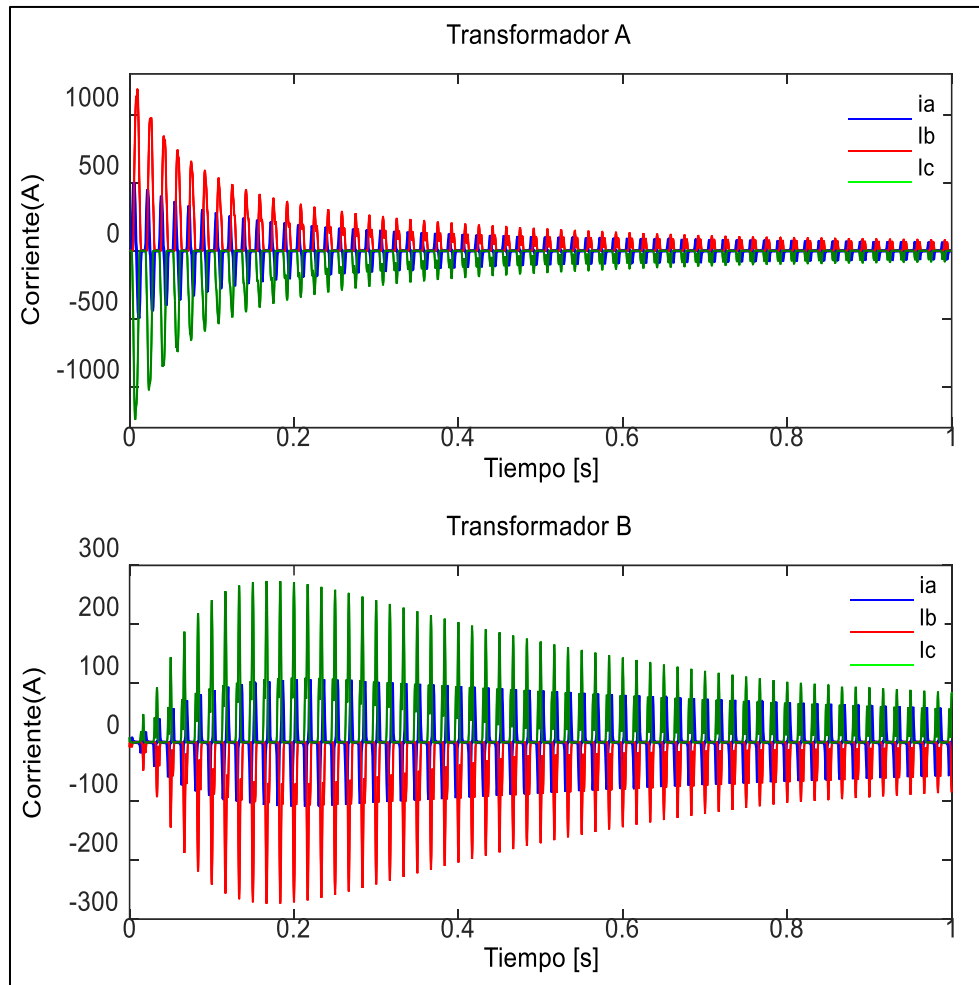


Fig. 6.33 Simulación de las corrientes Inrush y Sympathetic.

La corriente Sympathetic Inrush es una corriente transitoria que surge en un transformador trifásico o banco de transformadores que están operando de forma normal cuando un transformador en paralelo es energizado por primera vez o para volver a conectarlo dado que fue sacado de operación por una falla o mantenimiento, se puede decir que para que exista una corriente Sympathetic primeramente debe existir una corriente Inrush. La característica de la corriente Sympathetic Inrush son: tendrá un sentido opuesto a su respectiva fase, por ejemplo, si la corriente Inrush de la Fase A crece con una magnitud con valores positivos la corriente Sympathetic de la Fase A del transformador en paralelo tendrá un sentido negativo, las magnitudes serán menores respecto a la corriente Inrush y al estar presentes provocan que la corriente Inrush dure más tiempo.

En la Fig. 6.33 se muestra las ondas de la corriente Inrush y Sympathetic Inrush, en donde podemos observar que la fase A en la corriente Inrush tiene una magnitud menor ($I_a =$

500 [A]) respecto a las Fase *B* ($I_b = 1188$ [A]) y *C* ($I_c = -1241$ [A]). Y las corrientes Sympathetic Inrush tienen magnitudes; ($I_a = 100$ [A], $I_b = -273.5$ [A] y $I_c = 273.3$ [A])

Se mencionó que una de las características de la corriente Sympathetic es que tendrá una polaridad diferente a la corriente Inrush, en la Fig. 5.34 se muestra la corriente Inrush y Sympathetic de la fase *A* (I_a) se observa que su magnitud es menor de la Sympathetic respecto la corriente Inrush.

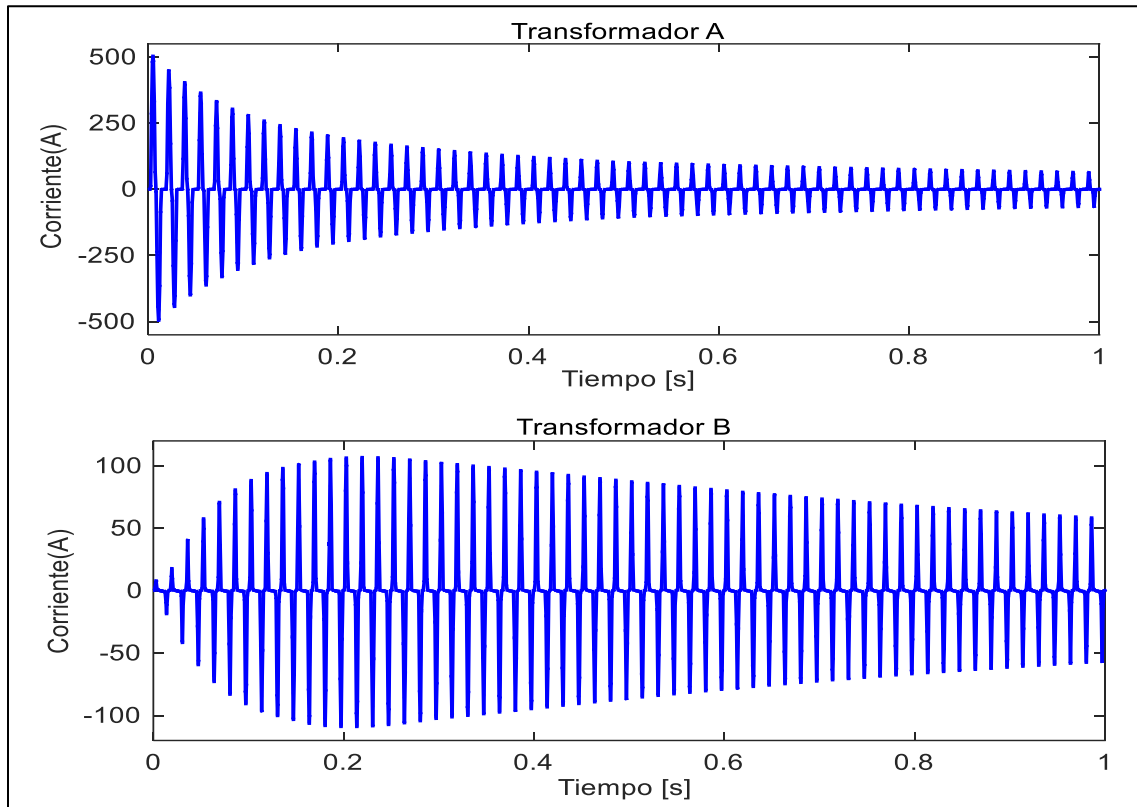


Fig. 6.34 Fase A Onda Inrush (transformador A) y Sympathetic (transformador B).

En la Fig. 6.35 es la I_b donde la corriente Inrush del transformador *A* es positiva y la corriente I_b Sympathetic transformador *B* es negativa y magnitud menor se cumple las condiciones o características mencionadas anteriormente y lo mismo sucede con las fases restantes.

Resumen

Hasta aquí se mostraron los fundamentos con de los problemas relacionados con las corrientes de Inrush en transformadores y como afecta en el sistema eléctrico de potencia, además se mostró una simulación de la corriente Sympathetic Inrush en este sentido este trabajo propone un desarrollo de modelos en ATP/EMTP para evaluar el comportamiento de

los transformadores trifásicos en sistemas eléctricos y características para la implementación de su protección diferencial. La tabla 6.1 muestra las características presentadas en cada una de las simulaciones del fenómeno de Inrush.

Tabla 6.1 Cierre de los interruptores por cada fase.

Conexión	Fase A	Fase B	Fase C
Delta-Delta.	La corriente es positiva con un valor del pico más alto de 325.25 [A], la magnitud de su segunda armónica es 51.202 [A].	La corriente Inrush es positiva, con un valor del pico más alto 259.4 [A] y su segunda armónica tiene un valor 44.783 [A].	La corriente Inrush es negativa, con un valor de -254.51 [A] en su pico más alto y su segunda armónica 44.225 [A].
Delta-Estrella	La corriente es positiva con un valor del pico más alto de 325.3 [A], la magnitud de su segunda armónica es 53.012 [A]	La corriente Inrush es positiva, con un valor del pico más alto 259.46 [A] y su segunda armónica tiene un valor 45.826 [A]	La corriente Inrush es negativa, con un valor de -256.65 [A] en su pico más alto y su segunda armónica 45.213 [A]
Estrella-Estrella.	La corriente es positiva con un valor del pico más alto de 242.2 [A], la magnitud de su segunda armónica es 59.542 [A]	La corriente Inrush es positiva, con un valor del pico más alto 204.2 [A] y su segunda armónica tiene un valor 53.68 [A]	La corriente Inrush es negativa, con un valor de -201.5 [A] en su pico más alto y su segunda armónica 53.135[A]

De la tabla 6.1 se puede concluir que la conexiones Δ - Δ y Δ -Y tiene valores similares pero la primera conexión sus valores son más altos respecto a la segunda, su comportamiento es similar debido que el fenómeno Inrush solo se presenta en el devanado primario y la conexión Y- Δ no presento corriente Inrush por fase y por último la conexión Y-Y si presenta corriente Inrush por fase pero a diferencia de las dos primeras conexiones su valores de magnitud son menores.

Además, la corriente I_a tuvo valores mayores respecto a las I_b y I_c en todas las conexiones que se presentó Inrush.

Tabla 6.2 Cierre de los interruptores al mismo tiempo.

Conexión.	
Estrella-Delta.	I_a es positiva 190.57 [A], $I_b = -98.886$ [A] y $I_c = -101.82$ [A] son negativa.
Estrella-Estrella	I_a es positiva 242.2 [A], $I_b = -92.54$ [A] y $I_c = -97.38$ [A] son negativa.

De la tabla 6.2 podemos notar que la corriente I_a es mayor en la conexión Y-Y y a la vez es similar a la corriente Inrush de la tabla 6.1, las polaridades de sus corrientes son similares en ambas conexiones, aunque las corrientes I_b y I_c en la conexión Y- Δ tienen magnitudes mayores respecto a las corrientes en la conexión Y-Y.

Capítulo 7. Simulación de la protección diferencial en ATPDraw.

Como se ha mencionado al energizar un transformador este genera una corriente transitoria de nombre Inrush. Cuando el transformador a energizar está conectado con transformadores en operación, estos generan un transitorio en ellos llamado Sympathetic Inrush.

En este capítulo se muestran simulaciones relacionadas con la protección diferencial en transformadores de potencia en un sistema eléctrico, se modelan el sistema eléctrico, los transformadores, la línea de transmisión y la carga, además se utilizan las características ya estudiadas de las corrientes de Inrush en transformadores para identificar cuando se presentan estos fenómenos, además de implementar una protección diferencial, la cual considera la corriente de Inrush. Se llevan a cabo simulaciones y se obtienen los resultados esperados.

En la Fig. 7.1 se muestra el caso propuesto para la implementación de una protección diferencial, consta de de un equivalente de Thévenin, en la Tabla 7.1 se muestran los datos, un transformador de $20 [MVA]$, $115/13.8-7.9Y [KV]$ donde en Tabla 7.2 se muestra los datos, una línea de transmisión, la Tabla 7.3 muestra los datos y una carga de $10 [MVA]$ a un fp de $0.95(-)$.

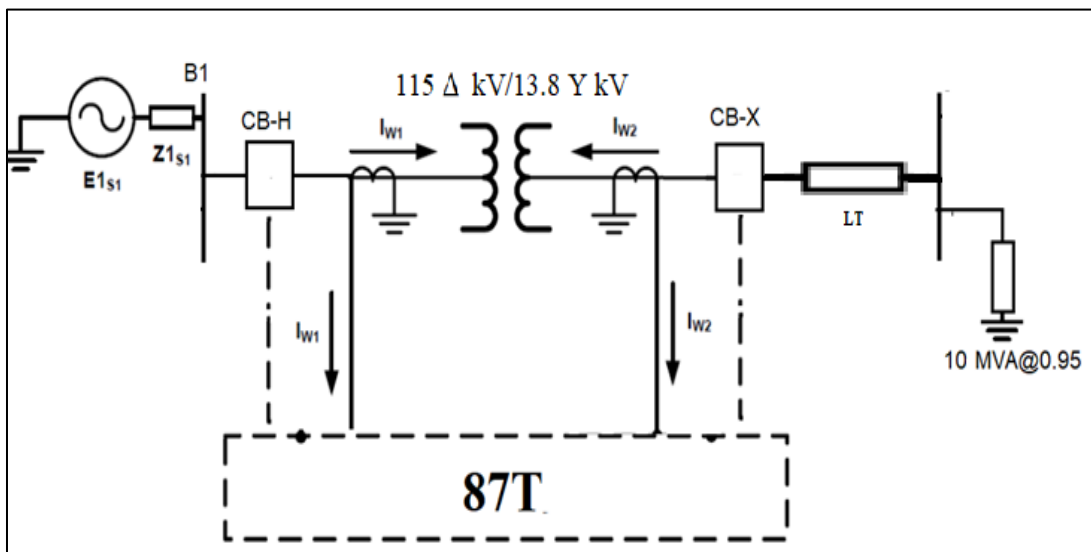


Fig. 7.1 Diagrama propuesto para el estudio de la protección diferencial en un transformador.

Tabla 7.1 Parámetros del equivalente de Thévenin, 115 [KV].

Impedancia	R (Ω)	X (Ω)
Z0	0.00010	2.4084
Z1	0.05952	4.4891

Tabla 7.2 Parámetros del transformador, 20 [MVA], 115/13.8 [KV].

Impedancia	R (Ω)	X (Ω)
Z1	6.1992	123.98
Z2	0.05951	0.5951

Tabla 7.3 Parámetros de la línea de transmisión 13.8 [KV].

Impedancia	R (Ω /km)	X (Ω /km)	B (μ S/km)
Z0	0.513	1.9794	–
Z1	0.3398	0.4042	–
B0	–	–	0.00988

El sistema de la Fig. 7.1, una vez implementado en ATP/EMTP queda como se muestra en la Fig. 7.2.

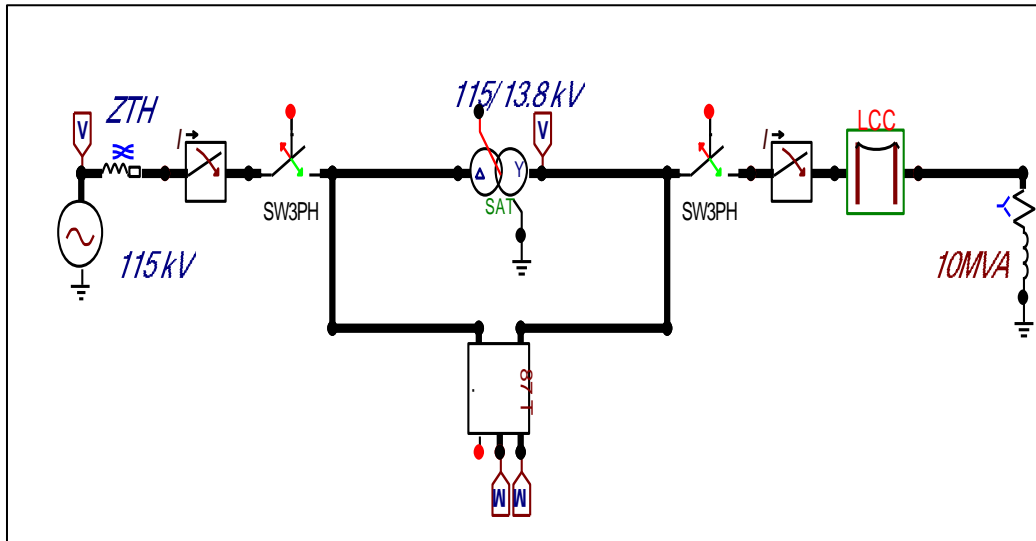


Fig. 7.2 Circuito en ATPdraw de un transformador con su protección diferencial.

Caso 1. Energización del transformador en vacío sin restricción armónica.

En la Fig. 7.3 se muestra la energización del transformador en $t=0$, para el caso en el cual la protección diferencial no tiene restricción armónica, cuando se presenta la corriente Inrush, la protección diferencial opera siendo que es una energización y no debería, para el caso en el que se incluye la restricción por segunda armónica, Fig. 7.4 se observa en la figura que la protección no opera, pues ya identifico que es Inrush.

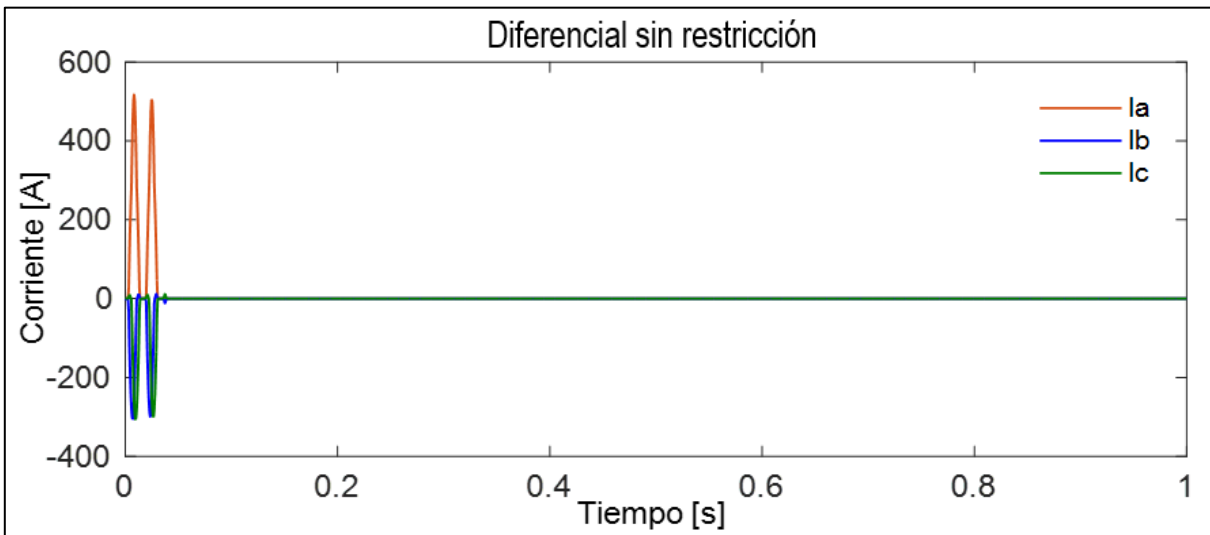


Fig. 7.3 Operación de la diferencial sin restricción de segunda armónica.

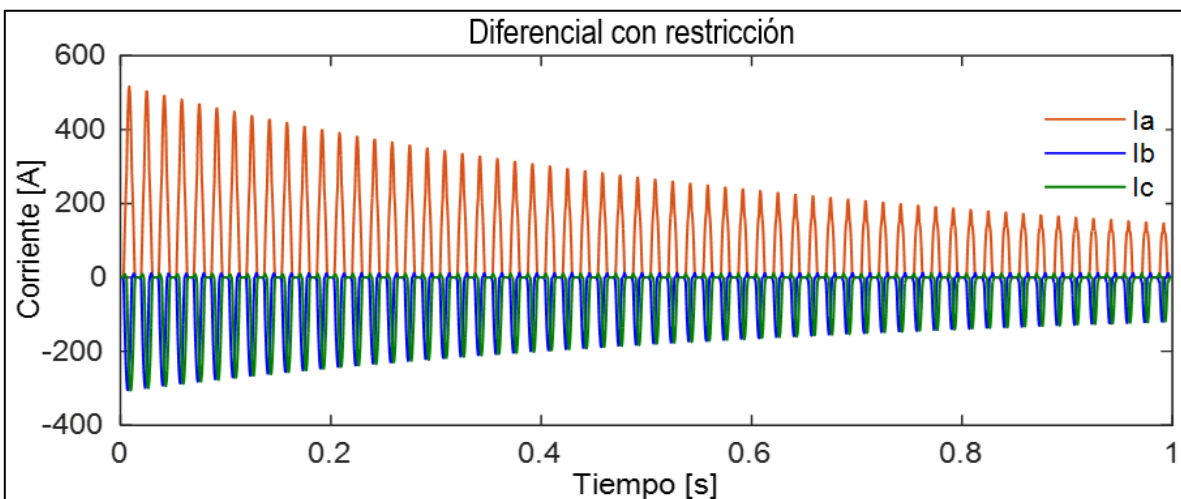


Fig. 7.4 Operación de la diferencial con restricción armónica.

La Fig. 7.5 muestra el contenido armónico de la corriente de Inrush en el tiempo. En donde $H1$ es la fundamental, $H2$ segunda armónica y así sucesivamente, en esta figura se puede observar la gran cantidad de armónicos, en especial la segunda, la cual es utilizada

para bloquear el disparo ante la presencia de la corriente Inrush.

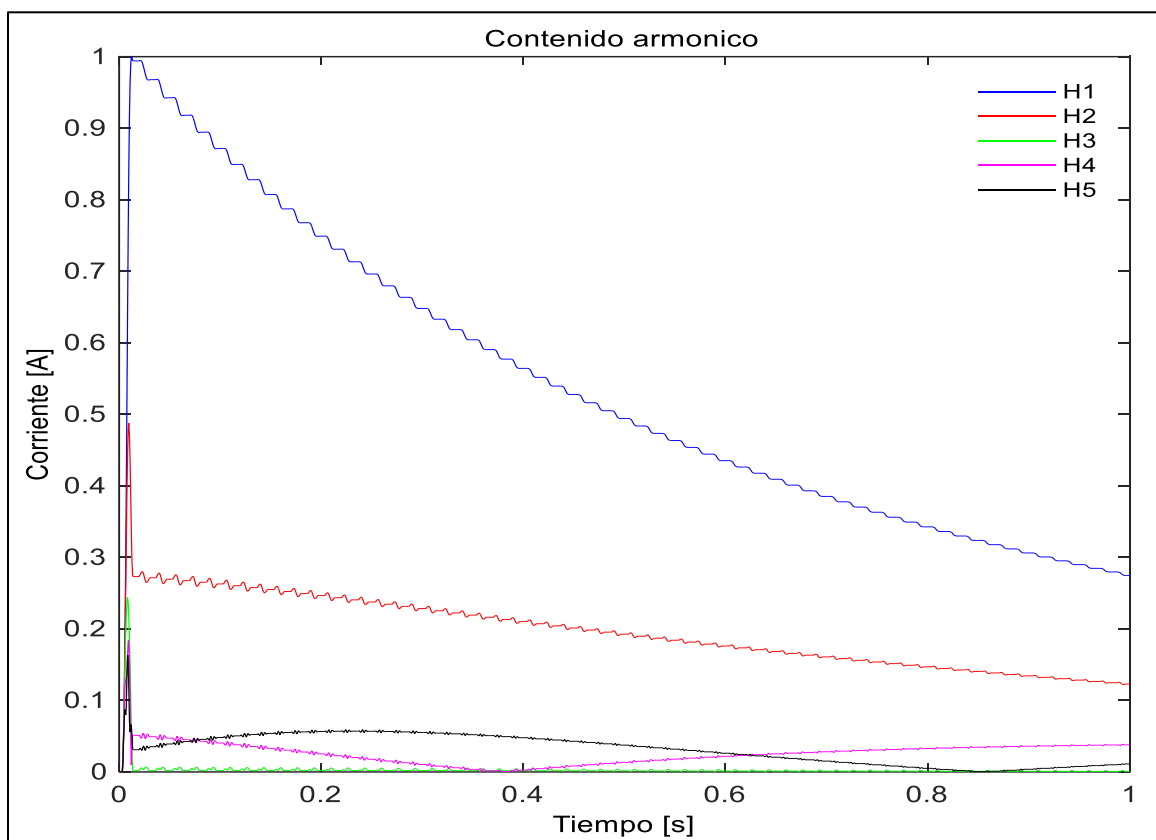


Fig. 7.5 Contenido armónico de la corriente de Inrush en el tiempo.

Caso 2. Simulación del impacto de la corriente Sympathetic Inrush en la protección diferencial.

La Fig. 7.6 muestra un sistema en el cual se encuentra un transformador en condiciones normales de operación, en el tiempo $t=0$ [s], se energiza un transformador adyacente o el transformador en paralelo, la protección diferencial no debe de actuar ya que se trata de una energización, sin embargo, el transformador en operación experimenta una corriente Sympathetic, en tal caso la protección diferencial identifica esta condición.

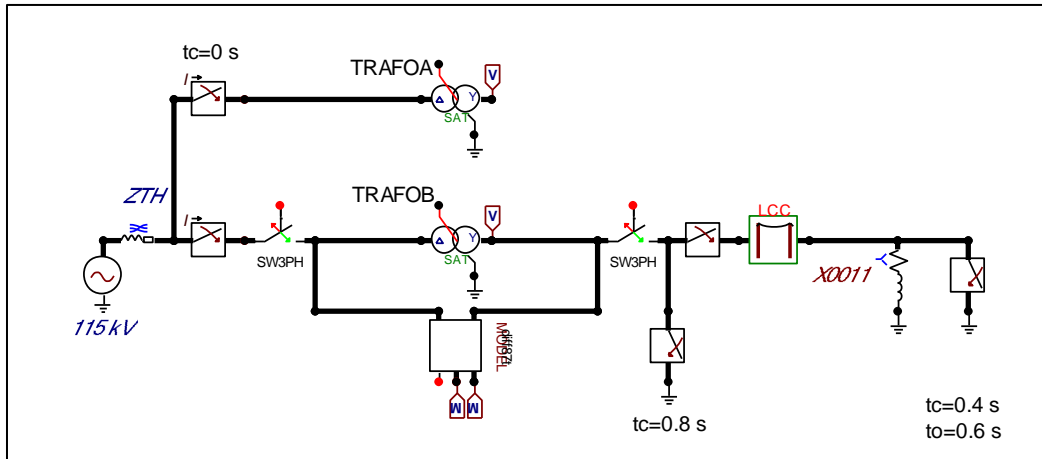


Fig. 7.6 Contenido armónico de la corriente de Inrush en el tiempo.

Posteriormente en el tiempo $t=0.4 [s]$ se presenta una falla al final del sistema en operación, la protección diferencial no debe de operar ya que se trata de una falla fuera de su zona de protección, la cual es liberada por la protección de la línea de transmisión en $t=0.6 [s]$, finalmente se presenta una falla en la zona del transformador en $t=0.8 [s]$, la cual puede ser falla en terminales o falla interna, en este caso la protección diferencial debe de operar.

La Fig. 7.7 muestra los eventos mencionados anteriormente como se puede apreciar en el alimentador en operación se experimenta una Sympathetic Inrush, sin embargo la restricción de segunda armónica bloquea a la protección diferencial, cuando la falla es fuera de la zona de protección no existe una diferencia entre las corrientes secundarias del transformador para hacerlo operar, alta y baja por lo tanto no dispara, sin embargo si la falla es dentro de su zona de protección la diferencial se manda una señal de disparo como se observa en $t=0.8 [s]$.

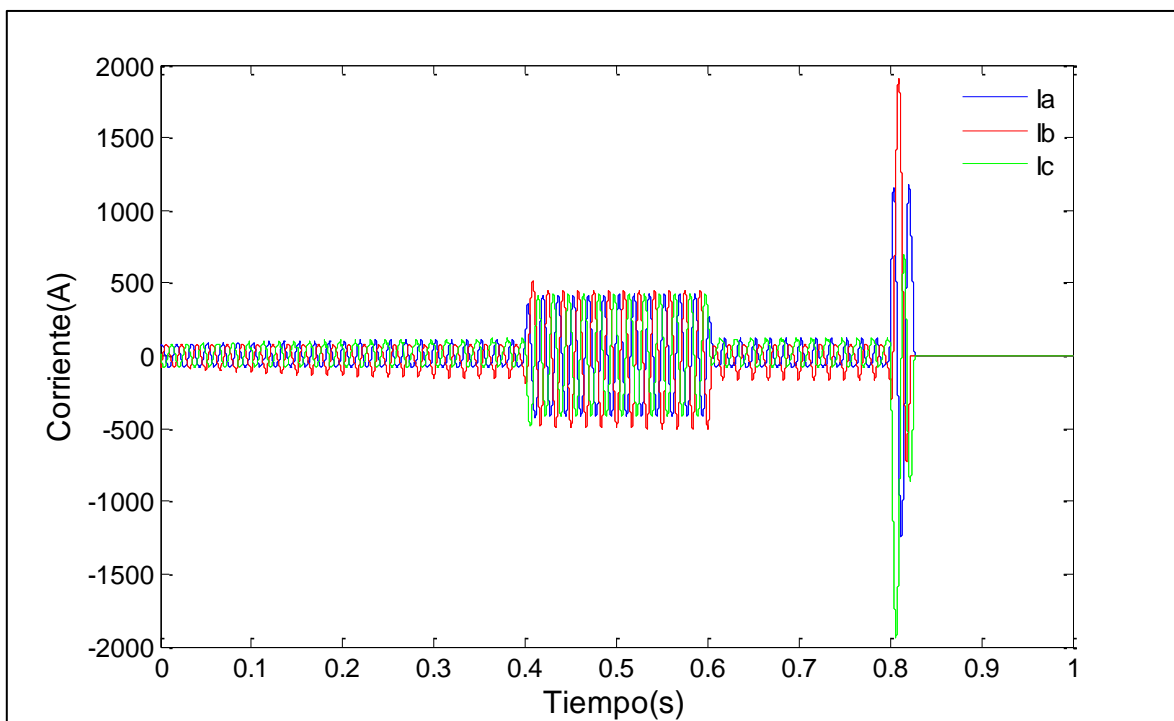


Fig. 6.7 Magnitud de corriente en el sistema propuesto.

Resumen

En esta sección se mostró el funcionamiento de la protección diferencial ante condiciones de Inrush, Sympathetic Inrush, falla trifásica fuera de la zona de protección del transformador y falla trifásica dentro de la zona de protección, los eventos mencionados pueden ser simplificados en la Tabla 7.4.

Tabla 7.3 Secuencia de eventos para evaluar la protección diferencial.

t=0 [s]	Se presenta una Inrush al energiza el transformador A, en el mismo bus se encuentra el transformador B conectado ya en operación el cual experimenta una corriente Sympathetic Inrush, en este caso la protección no debe operar por restricción armónica
t=0.4 [s]	Se presento una falla, pero como está fuera de la zona de operación la protección no opera.
t=0.6 [s]	Se libera la falla por protección primaria de la línea, que se encuentra fuera de la zona de protección
t=0.8 [s]	Se presenta una falla dentro de la zona de operación por lo tanto debe operar la protección diferencial.

Capítulo 8. Conclusiones y Recomendaciones.

8.1. Conclusiones.

Aunque el transformador es un elemento muy confiable, tiene fenómenos que pueden afectar a la continuidad como lo es la corriente Inrush y Sympathetic Inrush, este fenómeno transitorio puede afectar tanto el funcionamiento del transformador como la protección diferencial es por ello la importancia de su estudio para evitar estos inconvenientes en la vida real. La corriente Inrush ocurre cuando un transformador es energizado o cuando el voltaje primario retoma su valor nominal después de una falla, la corriente Inrush produce un flujo de corriente en el devanado primario superior a los valores nominales hasta 10 veces. Su forma de onda se caracteriza por ser la suma de una componente sinusoidal y una componente transitoria que se acentúa con el tiempo por medio de la impedancia del devanado.

La primera simulación fue en un transformador monofásico, donde se pudo comprobar que el cierre de los interruptores en un tiempo cruce por cero de la onda de magnetización genera una corriente Inrush, elevando los valores de la corriente muy mayores que la corriente de magnetización.

En los bancos de transformadores simulados, la conexión Delta-Delta, Delta-Estrella y Estrella-Estrella tuvieron comportamientos similares en cierres por cada fase donde la fase *A* y Fase *B* las Inrush fueron positivas y la fase *C* fueron negativas. Aunque en valores de magnitud sólo en las conexiones en delta en los devanados principales fueron iguales esto es porque el fenómeno Inrush sólo se da en el devanado primario, nuevamente se observaron corrientes mayores a la corriente de magnetización.

Por otra parte, la conexión Estrella-Delta no presentó Inrush por cierre de cada fase, pero si se cierran los tres interruptores al mismo tiempo, se generan corrientes Inrush donde la fase *A* es positiva, fase *B* y *C* es negativas ($+I_a$, $-I_b$, $-I_c$) este mismo comportamiento se dio en las tres conexiones restantes.

En un banco de transformadores solamente se dan corrientes inrush, dado que la corriente Sympathetic Inrush solo surge en el transformador trifásico o banco de transformadores porque es respecto a cada fase.

Se observó el comportamiento de la corriente Sympathetic Inrush y se observaron características similares en contenido armónico a la corriente Inrush. La corriente Inrush no es un fenómeno que dure todo el tiempo de operación porque después de unos segundos su comportamiento es similar a una falla, pero a diferencia esta transitoria tiene un contenido armónico que ayuda a diferenciarse de una falla.

En este sentido al simular la protección diferencial puede utilizar el contenido armónico para identificar las corrientes de Inrush, como se observó, el uso de la segunda armónica a excepción de la fundamental es la de mayor magnitud que las restantes, también se puede resaltar que tiene una componente cero que se comporta según sea la polaridad de la onda.

Finalmente, en la última simulación se muestra cómo actúa una protección diferencial ante la presencia de las corrientes de Inrush, fallas fuera y dentro de su zona de protección y se comprueba que utilizando restricción armónica se puede diferenciar fallas de Inrush y claro Sympathetic Inrush.

8.2. Recomendaciones.

Un método para mitigar la corriente Inrush en los transformadores trifásicos o transformadores es el cierre secuencial en diferentes tiempos, en los 4 casos se obtuvo éxito en evitar la corriente Inrush. Es importante mencionar que el fenómeno transitorio de la corriente Sympathetic no se da en un mismo transformador trifásico o banco de transformadores, sino que se da en el transformador paralelo porque es respecto a cada fase, por ejemplo, la fase *a* del transformador 1 (transformador que se energiza) genera una corriente Inrush con sentido positivo, mientras que el transformador 2 (transformador en operación) genera una corriente Sympathetic Inrush pero con polaridad negativa en esa misma fase, con menor magnitud. En la simulación de los dos transformadores en paralelo se comprueba que la corriente Inrush de la fase *b* es positiva y la corriente Sympathetic es negativa y la corriente de la Fase *c* negativa y la corriente Sympathetic tiene un sentido positivo. Tomando en cuenta estos aspectos se puede identificar claramente la corriente Inrush y la Sympathetic Inrush.

Referencias.

- [1] G. G. Rodriguez, «Subestación Eléctrica,» de *Tesis de Mantenimiento Preventivo a equipo primario de subestación eléctrica de potencia*, 2016, p. 14.
- [2] V. Marines Castillo, G. Idárraga Ospina y E. E. Mombello , «Análisis de los modelos de transformadores para la simulación de la protección diferencial.,» pp. 66-68, 2010.
- [3] D. V. Richardson , «Transformadores,» de *Maquinas Eléctricas, rotativas y transformadores*, Prentice-Hall, p. 433.
- [4] S. J. Chapman , «Transformadores,» de *Máquinas Eléctricas*, New York, Mc Graw Hill, 2012, pp. 49-103.
- [5] G. J. Thaler y M. L. Wilcox, «Transformadores,» de *Maquinas Eléctricas*, CD DE MEXICO, LIMUSA, 1979, pp. 365,367,368,387.
- [6] J. Peng, S. Peng Ang, H. Li y Z. Wang, «Comparisons of Normal And Sympathetic inrush Their Implications toward System Voltage Depresión,» *IEEE*, pp. 1,2,5, 2010.
- [7] H.-m. Shen, T. Zheng, S. f. Huang y O. LI, «Study on a Mal-opertation Case of Differential Protection due to the Interaction between Magnetizing Inrush and Sympathetic Inrush,,» *IEEE*, pp. 1,2,4, 2013.
- [8] A. Moradi, S. M.Madani y R. Sadeghi, «Impact of Load Power Factor on Sympathetic Inrush Current,» *IEEE*, pp. 1416,1417,1420, 2016.
- [9] X. Q. S. Z. W. C. F. Y. X. Y. Kanjun Zhang, «The study on Sympathetic Inrush current of converter transformers in HVDC system and its identification method,» *IEEE*, pp. 1-5, 2014.
- [10] R. Li, S. Song, Z. Ma, H. Jiang, B. Huang, H. Sun y C. He, «A Simulation Study of the influence of Magnetizing Inrush Current and Sympathetic Inrush Current of Converter Transformers,» *IEEE*, pp. 2282-2286, 2016.
- [11] H. G. Y. L. Pang Peng, «Transformer Sympathetic Inrus Characteristics and Identification Base don Substation-area Information,» *IEEE*, pp. 218,227, 2018.
- [12] G. J. A. d. M. J.P. Marques, «New Methodology For Identification of Sympathetic Inrush for a Power Transformer using Wavelet Transform,» *IEEE*, pp. 1158,1159,1162,1163, 2018.
- [13] M. Hossein Sadeghi, Y. Damchi y H. Shirani, «Improvement of operation of power transfromer protection system during Sympathetic Inrush current phenomena using fault current limiter,» *The Institution of Engineering and Technology*, pp. 5968,5970.5973, 2018.
- [14] T. M. Q. L. A.Q.Zhang, «An Identification Method Based on Mathematical Morphology for Sympathetic Inrush,» *IEEE*, p. 12, 2018.
- [15] G. Kumbhar y S. Kulkarni, «Analysis of Sympathetic Inrush Phenomena in Transformers Using Coupled Field-Circuit Approach,» *IEEE*, pp. 1,2, 2007.
- [16] X. Sun y H. Shun, «Influnece Of CT Y-delta Transform on Measure Of Sympathetic Inrush,» *IEEE*, pp. 1-4, 2009.
- [17] J. Peng, H. Li, Z. Wang, F. Ghaseemi y P. Jarman , «Influence of Sympathetic Inrush on voltaje dips cuased by transformer energisation,» *IEEE*, pp. 1173,1176,1183, 2012.
- [18] S. K. Agasti, R.Naresh y N. Ghosh, «Investigation of various affecting factors and

-
- reduction technique of transformer magnetizing inrush current,» *IEEE*, p. 307, 2016.
- [19] Z. Zhang , X. Yin, Q. Guao y W. Cao, «The Mathematical Analysis and Modeling Simulation of Complex Sympathetic for transformes.,» *IEEE*, pp. 1362,1367, 2017.
- [20] W. Cao, X. Yin, Y. Chen, D. Chen, Y. Wang, J. Wang y H. Zhou, «Method to Identify Transformer Sympathetic Inrush Based on Time-domain Variation Characterisits of Aperiodic Componet,» *IEEE*, pp. 1,2,5, 2018.
- [21] A. Yahiou, A. Bayadi y B. Babes, «Mitigstion of Sympathetic Inrush Currente in Transformer Using the Technique of Point on Voltage Wave Control Switching.,» *IEEE*, p. 1, 2018.
- [22] J.Pontt, J.Rodriguez, J.San Martin y R.Aguilera, «Mitigation of sympathetic interaction Between power transformers fed by long Over Head Lineas Cused by Inrush transient currents,» *IEEE*, pp. 1360,1363, 2007.
- [23] H.Brozeando y R.Yacamini, «Phenomenon of Sympathetic interaction between transformers cuased by Inrush transients.,» *IEEE*, p. 323, 1995.
- [24] W. Gong, J. Liu y X. He, «Research on transformer Sympathetic Inrush current in initail period of power system,» *IEEE*, pp. 1-5, 2012.
- [25] IEEE, «IEEE STD 519-2014,» de *Recommended Prectice And Requirementes for Harmonic Control in Electric Power Systems.*, New York, IEEE, 2014, p. 29.
- [26] C. Kingsley, S. D.Umans y A. E. Fitzgerald, «Circuitos magnéticos y materiales magnéticos, Transformadores,» de *Máquinas Eléctricas*, Mc Graw Hill, 2012, pp. 19,59,68.
- [27] N. Solís Ramos , «Tesis de Estudio de algunos transitorios electromagnéticos en los sistemas eléctricos de distribución,» *Mtro.*, p. 48, 2017.
- [28] T. Gönen, «Transformer Contruction,» de *Electrical Machines with Matlab*, Taylor y Francis Group, 2012, pp. 97-98.
- [29] J. J. Cathey, «Transformadores,» de *Maquinas Eléctricas, Analisis y diseño aplicado a Matlab*, Mc Graw Hill, pp. 54,132,133.
- [30] W. González Viñas y H. L. Mancini, «Materiales magnéticos y dieléctricos,» de *Ciencia de los Materiales*, Departamento de Física y Matemática Aplicada, Universidad de Navarra, pp. 91-92.
- [31] J. Fraile Mora, «Transformadores.,» de *Máquinas Eléctricas, sexta edición.*, Mc Graw Hill, 2008, pp. 4,181.
- [32] E. O. S. I. Héctor J. Altuve Ferrer, «Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems,» Pullman, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2010.
- [33] S. H. Horowitz, «Current and Voltage transformers,» de *POWER SYSTEM RELAYING*, Ohio, Consulting Engineer,Formerly with American Electric Power Corporation, 2008.