

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA
DETERMINAR EL AJUSTE DE BLOQUEO POR CORRIENTE
INRUSH DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA ELÉCTRICA**

ALEJANDRA NOHELIA CRUZ ALDEÁN

DIRECTOR: DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

Quito, julio 2021

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alejandra Nohelia Cruz Aldeán bajo mi supervisión.

Dr.-Ing. Fabián Ernesto Pérez Yauli
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Alejandra Nohelia Cruz Aldeán, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Alejandra Nohelia Cruz Aldeán

DEDICATORIA

A todas las personas que amo.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi madre, Mafalda, por darme su amor y apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida, en especial en mi etapa universitaria. ¡Lo logramos, mami!

A Andrea y Carolina, más que mis hermanas han sido mis amigas, gracias por estar conmigo en todo momento. A la personita que me inspira a ser mejor cada día, mi sobrino Rodrigo, quien me ha enseñado lo que es la verdadera paciencia y amor. A mi padre, Aníbal, por creer siempre en mí y apoyarme en esta etapa.

A mis abuelitos: Lida y Arnoldo, por tenerme siempre en sus oraciones; a Francisco y Mercedes, en donde estén, sé que me miran felices, los amo infinitamente. A mis tías, tíos, primas y primos por brindarme sus palabras de aliento y su cariño incondicional.

A la Escuela Politécnica Nacional, a la carrera de Ingeniería Eléctrica y todos mis profesores, por formarme con excelencia en el ámbito académico y profesional a lo largo de estos años.

Quiero expresar mi agradecimiento al Dr.-Ing. Fabián Pérez, por sus consejos y enseñanzas dirigirme en el desarrollo del presente trabajo de titulación.

A CELEC EP – Transelectric, por darme la oportunidad de desarrollar el presente estudio técnico. De manera especial agradezco al Msc. Fernando Chapi y al Msc. Luis Dután, que con su experiencia, conocimiento y motivación me orientaron en el presente trabajo, y brindaron su ayuda con suma cordialidad y amabilidad.

A mi mejor amiga May, gracias por ser mi familia cuando estaba sola en Quito, por todas las risas, consejos, partidos de vóley, lágrimas y momentos que compartimos. A Nico, por estar incondicionalmente conmigo a la distancia en esta pandemia. A mis amigos de la universidad y todas las personas que estuvieron en esta etapa tan importante de mi vida.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. OBJETIVOS	2
1.1.1. OBJETIVO GENERAL.....	2
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.2. ALCANCE	3
1.3. MARCO TEÓRICO	4
1.3.1. ENERGIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	4
1.3.1.1. Principios de funcionamiento del transformador	5
1.3.1.2. Principios físicos de la energización del transformador.....	6
1.3.1.3. Factores que afectan a la corriente Inrush.....	9
1.3.2. SIMULACIÓN DE ENERGIZACIÓN DE TRANSFORMADORES	12
1.3.2.1. Transformador de Potencia	13
1.3.2.2. Equivalente del Sistema Eléctrico de Potencia	15
1.3.2.3. Interruptor de Potencia	16
1.3.3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA .	
.....	17
1.3.3.1. Principio de Funcionamiento.....	17
1.3.3.2. Adquisición de datos.....	19
1.3.3.3. Procesamiento de señales	19
1.3.3.4. Corriente Inrush y la Protección Diferencial	21
2. METODOLOGÍA	25
2.1. VINCULACIÓN MATLAB-ATP.....	27
2.2. ETAPA 1 – GENERACIÓN DEL CASO BASE.....	28
2.2.1. ANÁLISIS DE UN SOLO TRASFORMADOR.....	28
2.2.1.1. Elementos principales.....	29
2.2.1.2. Elementos auxiliares.....	31

2.2.2.	ANÁLISIS DE DOS TRANSFORMADORES EN PARALELO	34
2.2.2.1.	Interruptor de potencia.....	34
2.2.2.2.	Transformador de Potencia	34
2.2.2.3.	Carga	35
2.2.2.4.	Medidores de corriente	35
2.3.	ETAPA 2 – HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	35
2.3.1.	VENTANA DE DATOS	36
2.3.1.1.	Ingreso de Datos	36
2.3.1.2.	Determinación de variaciones de Flujo Residual	40
2.3.1.3.	Determinación de variaciones de Equivalente Thévenin.....	42
2.3.1.4.	Botones de ejecución	45
2.3.2.	VENTANA DE REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE RESULTADOS	53
2.3.2.1.	Gráficos en Curva de Operación del Relé.....	54
2.3.2.2.	Gráficos de Corriente y Armónicos	56
2.3.3.	VENTANA DE REPRESENTACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS	58
2.3.4.	ALMACENAMIENTO DE RESULTADOS	59
2.4.	ETAPA 3 – INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	59
3.	RESULTADOS	61
3.1.	CASO 1: TRANSFORMADOR NUEVA PROSPERINA	61
3.1.1.	INGRESO DE DATOS A LA HERRAMIENTA.....	62
3.1.2.	VARIACIONES DE INDUCTANCIA AIR-CORE.....	63
3.1.3.	SIMULACIÓN CON VARIACIÓN DE TIEMPOS DE CIERRE	64
3.1.4.	SIMULACIÓN DE VARIACIONES DE EQUIVALENTE THÉVENIN.....	70
3.1.4.1.	Estudio considerando agrupamiento de barras del SNT	70
3.1.4.1.3.	Estudio considerando equivalente en demanda mínima y máxima	78
3.1.5.	SIMULACIÓN CON VARIACIONES DE FLUJO RESIDUAL.....	78
3.1.5.1.	Determinación de variaciones de flujo residual.....	78
3.1.5.2.	Resultados obtenidos con variaciones de flujo residual	79
3.1.6.	INTERACCIÓN SIMPATÉTICA	85
3.1.7.	AJUSTES PROPUESTOS: CASO 1	88
3.2.	CASO 2: AUTOTRANSFORMADOR SAN JUAN DE MANTA (SJM).....	89
3.2.1.	VARIACIÓN DE TIEMPO DE CIERRE	90
3.2.2.	VARIACIÓN DEL EQUIVALENTE THÉVENIN	91
3.2.2.1.	Estudio considerando el agrupamiento de barras del SNT	91
3.2.2.2.	Estudio considerando diferentes estados de demanda.....	93
3.2.3.	VARIACIONES DE FLUJO RESIDUAL	93
3.2.4.	AJUSTES PROPUESTOS: CASO 2.....	94

3.3.	CASO 3: AUTOTRANSFORMADOR PEDERNALES	95
3.4.	CASO 4: AUTOTRANSFORMADOR SAN RAFAEL (SRF).....	96
3.5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	97
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	98
4.1.	CONCLUSIONES.....	98
4.2.	RECOMENDACIONES.....	99
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	100
	ANEXOS	104

RESUMEN

Al energizar transformadores de potencia, existe el fenómeno de corriente transitoria de magnetización o corriente Inrush. Este fenómeno puede llevar a una operación incorrecta de la protección diferencial del transformador 87T, por lo que existe la función de bloqueo que se activa si el contenido de segundo armónico con respecto a la corriente diferencial excede un porcentaje definido. Existen casos prácticos en los que el porcentaje de segundo armónico presente en la corriente Inrush resulta menor al porcentaje ajustado (ajuste mal determinado debido a la no realización de un análisis más completo), en consecuencia, el relé lo considera como una corriente de falla y desconecta el transformador durante la energización.

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo proporcionar al personal de protecciones eléctricas y a los estudiantes de Ingeniería Eléctrica, una herramienta computacional que permite efectuar simulaciones en las que se realice variaciones a los principales parámetros que influyen en la magnitud, duración y contenido de segundo armónico de la corriente Inrush, con el fin de encontrar el escenario adecuado para la determinación del ajuste del bloqueo de la protección diferencial, que es un bajo contenido de segundo armónico y largo tiempo de duración.

La herramienta desarrollada en el software MATLAB es capaz de comandar simulaciones en ATP/EMTP e importar los resultados obtenidos para realizar el respectivo cálculo de la corriente diferencial y compararla con una curva característica para así determinar el tiempo de duración y el mínimo contenido armónico. Además, se empleó la herramienta computacional para proponer ajustes de bloqueo en cuatro transformadores del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ecuatoriano.

PALABRAS CLAVE: ATP/EMTP, Energización, Herramienta, Inrush, MATLAB, Protección Diferencial, Transformador de Potencia.

ABSTRACT

The energization of power transformers results in a transient magnetizing current known as Inrush current. This phenomenon may lead the differential protection 87T of the transformer into a misoperation. This is the reason why the differential protection has the blocking function which activates if the content of second harmonic to its fundamental component exceeds a preset percentage. In some circumstances, the content of second harmonic in Inrush currents is less than the preset percentage, consequently, the relay considers it as a fault current and disconnects the transformer during the energization.

The present work aims to provide to protection engineering personal or Electrical Engineering students, a computational tool able to develop simulations with variations in those principal parameters which have more influence in Inrush current's magnitude, duration and, second harmonic content. This is done to find the adequate scenario according to differential protection which is low second harmonic content and long duration.

The tool developed in MATLAB is able to command simulations to ATP/EMTP and import the results in order to calculate the differential current and compare it with a differential relay operating characteristic. This is done to determine the duration time and de lower content of harmonics. Besides, the computational tool was used to propose blocking settings in four transformers of the Ecuadorian Transmission National System (SNT).

KEYWORDS: ATP/EMTP, Differential Protection, Energization, Inrush, MATLAB, Power Transformer, Tool.

1. INTRODUCCIÓN

El transformador de potencia es uno de los componentes más caros e importantes del sistema eléctrico, por lo tanto, su sistema de protecciones debe ser sensitivo, selectivo y confiable; es decir, distinguir entre las condiciones de operación y las de no operación. La protección principal del transformador de potencia es el relé diferencial (87T), que evalúa la suma geométrica de los fasores de las corrientes que ingresan al elemento protegido, y en condiciones normales de operación este residuo debe ser cero.

Al energizar un transformador, en el relé 87T se genera una corriente diferencial por la presencia de una corriente transitoria de magnetización o corriente Inrush que puede originar la operación de la protección diferencial, para evitar esto, el relé 87T diferencia entre corrientes de falla (cortocircuito) y de las corrientes de Inrush usando ajustes de bloqueo por contenido armónico de la corriente medida en el lado de energización durante un determinado tiempo [1].

Por otra parte, la magnitud y duración de la corriente Inrush dependen de varios factores como: valores nominales del transformador, equivalente del sistema eléctrico en el punto de conexión, inductancia de saturación, flujo residual y tiempo de cierre del interruptor [2].

Generalmente, las empresas propietarias de las instalaciones eléctricas del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, realizan el bloqueo de la protección diferencial siguiendo las recomendaciones propuestas por los fabricantes, pero con estos ajustes podría suceder una desconexión innecesaria del transformador al momento de su energización [3].

Para afrontar este problema, es decir, para determinar de manera analítica el ajuste del bloqueo por corriente de energización de la protección diferencial de transformadores de potencia, se podrían realizar estudios basados en simulaciones de este evento de maniobra, considerando la sensibilidad que tiene la corriente de Inrush (contenido de armónicos y duración) ante la variación de ciertos parámetros. Para ello, los valores nominales del transformador serían datos fijos para el estudio, pero existiría la incertidumbre en el estado de magnetización en el cual se encuentra el transformador al momento de energizarlo (flujo residual) y las condiciones de energización (tiempo de cierre del interruptor, equivalente del sistema).

Por lo que, en el presente trabajo de titulación se desarrolla el estudio de energización de transformadores de potencia para proponer una metodología que permita determinar el ajuste de bloqueo de la protección diferencial, para ello, se desarrolla una herramienta

computacional elaborada en el software MATLAB, que realiza la simulación (comandada en ATP/EMTP) y análisis de dicha maniobra, efectuando cambios en los parámetros que influyen en la misma.

Los principios teóricos en los que se fundamenta la herramienta computacional se exponen en el capítulo 1. Seguido de la descripción del desarrollo de la herramienta computacional y el procedimiento a seguir para obtener los ajustes, que se encuentran en el capítulo 2. En el capítulo 3 se realiza el estudio de energización de transformadores de potencia para diferentes casos de estudio aplicando la metodología propuesta en el presente estudio técnico.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones que se obtuvo con el desarrollo del presente trabajo de titulación.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una herramienta computacional que permita obtener el contenido armónico de la corriente de Inrush y su tiempo de duración para determinar el ajuste de bloqueo por corriente de energización en relés diferenciales de transformadores de potencia.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un estudio bibliográfico acerca del ajuste y funcionamiento de la protección diferencial de transformadores de potencia, del modelamiento requerido para simulación de maniobras de energización y del análisis de contenido armónico en transformadores de potencia.
- Modelar en ATP/EMTP un sistema eléctrico de prueba que permita simular maniobras de energización de un transformador de potencia para obtener las corrientes de Inrush a ser analizadas.
- Desarrollar una rutina computacional que permita agrupar las barras existentes en el SNT ecuatoriano de acuerdo con el nivel de voltaje y potencia de cortocircuito para obtener las posibles variaciones de equivalente Thévenin a tomar en cuenta en cada caso de energización de transformadores.
- Desarrollar una herramienta computacional para realizar, mediante simulaciones, un análisis de sensibilidad de la corriente de energización y determinar el ajuste de bloqueo del relé diferencial con base en el contenido armónico y la duración de la corriente de Inrush.

- Emplear la herramienta computacional con un grupo de transformadores de potencia con valores nominales típicos, elegidos como caso de estudio, para determinar el contenido armónico y duración de la corriente de Inrush y así proponer un ajuste adecuado del bloqueo de su protección diferencial.

1.2. ALCANCE

Se empezará revisando la información existente en la literatura técnica acerca del funcionamiento de la protección diferencial de transformadores de potencia y el ajuste necesario para evitar su operación durante la energización debido a corriente Inrush. También se recopilará información acerca del modelado de transformadores de potencia en estudios de energización para poder determinar el modelo adecuado que contemple los fenómenos electromagnéticos que se suscitan al energizar el transformador, adicionalmente se buscará información concerniente a los métodos de análisis de señales para evaluar su contenido armónico.

Se modelará en ATP/EMTP un sistema sobre el cual se realizará las simulaciones de energización de acuerdo con las recomendaciones descritas en la literatura. Se escogerán los transformadores que se utilizará como casos de estudio tomando en cuenta las capacidades nominales típicas de transformadores que se encuentran en el SNT ecuatoriano. Se programará un algoritmo de agrupación de datos para dividir las barras existentes en el SNT en grupos de acuerdo con el nivel de potencia de cortocircuito y voltaje nominal para determinar las variaciones del equivalente Thévenin a tomar cuenta en cada estudio de energización. En MATLAB se desarrollará una herramienta computacional en la cual se comandará la simulación a ATP realizando variaciones a los distintos parámetros como: tiempo de cierre del interruptor, flujo residual del núcleo del transformador y equivalente Thévenin en el punto de conexión. Para cada caso de simulación se analizará la sensibilidad que tiene la corriente Inrush a la variación de los parámetros descritos evaluando el contenido armónico y tiempo de duración.

La herramienta tendrá las siguientes funciones:

- Realizar cambios a un archivo *.atp obtenido como resultado de la simulación de un caso base.
- Comandar la ejecución de simulaciones en ATP.
- Determinar el tiempo de apertura del interruptor para establecer posibles valores de flujo residual que tendrá el transformador en un tiempo inicial simulando la

desenergización del mismo y realizando variaciones del tiempo de apertura del interruptor a lo largo de un ciclo.

- Importar los resultados de simulaciones mediante la conversión de formato *.pl4 (formato de resultado de simulación de ATP/EMTP) a formato *.mat (formato requerido por MATLAB).
- Determinar el contenido armónico de la señal de corriente utilizando DFT.
- Establecer el tiempo de duración de la corriente de energización teniendo en cuenta un valor de ajuste de la protección diferencial establecido.

Adicionalmente, se podrá utilizar la herramienta a través de una interfaz gráfica, con la que se podrá observar los resultados obtenidos de manera gráfica y numérica.

Por último, se utilizará la herramienta computacional en un grupo de transformadores escogidos como caso de estudio y se analizará el contenido armónico y el tiempo de duración de la corriente de energización que se obtiene ante las variaciones realizadas, para así proponer un ajuste de bloqueo de la protección diferencial del transformador por corriente de energización.

1.3. MARCO TEÓRICO

A continuación, se realiza una descripción de los principales conceptos teóricos sobre los cuales se fundamentó el desarrollo del presente trabajo de titulación, como la maniobra de energización de transformadores de potencia, así como los parámetros a modelar en su simulación, el principio de funcionamiento de la protección diferencial del transformador de potencia y la incidencia de la corriente de energización en su funcionamiento.

1.3.1. ENERGIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Una de las perturbaciones que existen en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es la energización de transformadores tanto de distribución como de potencia. Al energizar un transformador de potencia existe un cambio abrupto de voltaje en sus terminales lo que lleva al núcleo del transformador a saturarse, teniendo como consecuencia un fenómeno electromagnético llamado Corriente Inrush. Este fenómeno podría tener como resultado el daño del transformador, sobrevoltajes en el sistema provocados por armónicos resonantes, operación incorrecta de los relés de protección, DIPS de voltaje (caída temporaria de la magnitud de voltaje), etc. [4]–[7].

1.3.1.1. Principios de funcionamiento del transformador

El principio de funcionamiento del transformador eléctrico se basa en la inducción electromagnética, que enuncia que, si una bobina tiene un flujo variante en el tiempo, se induce una fuerza electromotriz en sus terminales [8].

En un transformador esto sucede debido a que se colocan dos bobinas eléctricamente aisladas de tal manera que el flujo variable en el tiempo producido por una de ellas tiene como resultado la inducción de una fuerza electromotriz en la otra y para que exista un mayor acoplamiento entre bobinas, se las devana en un núcleo común [8]. Para realizar la explicación, se tiene en cuenta un transformador ideal monofásico de dos devanados, que se observa en la Figura 1.1.

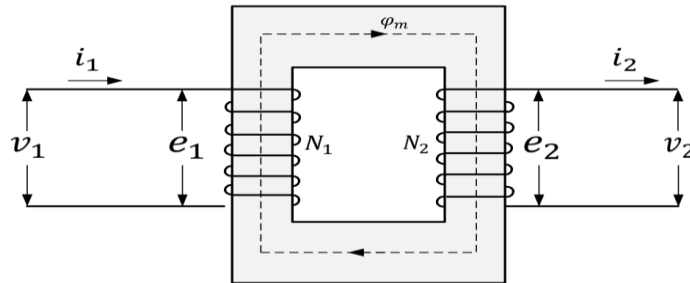


Figura 1.1. Transformador ideal [8].

Un transformador ideal considera que el núcleo del transformador tiene una alta permeabilidad, con lo que se requiere de una fuerza electromotriz muy pequeña para establecer un flujo; no existe corrientes parásitas ni pérdidas por histéresis; todo el flujo circula dentro del núcleo; y se desprecia las resistencias de los devanados [8].

De acuerdo con la Ley de Faraday, el flujo magnético (φ_m) en el núcleo induce una fuerza electromotriz (e_1) en el devanado primario que se opone al voltaje aplicado (v_1), esto sucede de igual manera en el devanado secundario. Siendo N_1 y N_2 el número de vueltas de cada devanado, las ecuaciones de la fuerza electromotriz en los devanados primario y secundario se presentan en las ecuaciones (1.1) y (1.2), respectivamente [8].

$$e_1 = N_1 \frac{d\varphi}{dt} \quad (1.1)$$

$$e_2 = N_2 \frac{d\varphi}{dt} \quad (1.2)$$

En el caso del transformador ideal, las fuerzas electromotrices inducidas e_1 y e_2 son iguales a los voltajes en los terminales v_1 y v_2 . Con lo que se obtiene que la relación de voltaje es igual a la relación de vueltas de los devanados [8].

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (1.3)$$

En cambio, para un transformador no ideal se tiene el circuito de la Figura 1.2. En donde constan las resistencias de los devanados primario y secundario, que indican que la potencia de entrada es mayor a la potencia de salida, el voltaje en terminales no es igual a la fuerza electromagnética inducida y la eficiencia del transformador es menor a 100% [8].

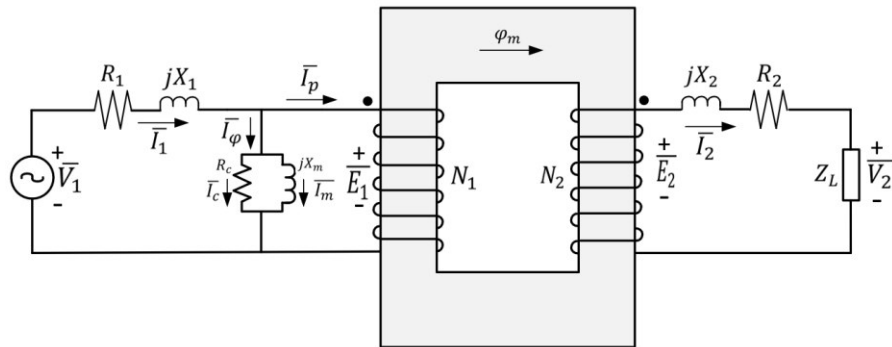


Figura 1.2. Transformador no ideal [8].

Los flujos de dispersión indican que no todo el flujo magnético fluye a través del núcleo, si no que existe cierta cantidad que sigue su camino a través del aire. El flujo de dispersión de cada devanado se modela a través de la reactancia de dispersión [8].

También, toma en consideración que la permeabilidad no es infinita y tiene pérdidas en el núcleo. Por lo que, cuando no existe carga en el secundario, el devanado primario toma de la fuente la corriente de excitación (\bar{I}_φ), que se conforma por la suma de la corriente de pérdidas en el núcleo (\bar{I}_c) que representa la pérdida por histéresis y por corrientes parásitas; y la corriente de magnetización (\bar{I}_m), que establece el flujo mútuo en el núcleo y se representa como la reactancia de magnetización, como se observa en la ecuación (1.4) [8].

$$\bar{I}_\varphi = \bar{I}_c + \bar{I}_m \quad (1.4)$$

1.3.1.2. Principios físicos de la energización del transformador

Para comprender los principios físicos que se suscitan en la energización de un transformador, se utiliza el circuito expuesto en la Figura 1.3 en el cual la fuente, suministro de energía, energiza a un transformador monofásico con el cierre del interruptor SW_1 . La fuente de energía se compone de una fuente de voltaje ideal en serie con una impedancia; y el transformador es modelado por las impedancias de los devanados primario (R_1, L_1), secundario (R_2, L_2), la rama de magnetización representada por un inductor no lineal L_μ .

La carga que se va a conectar al secundario del transformador mediante el interruptor SW_2 es representada por Z_L [9].

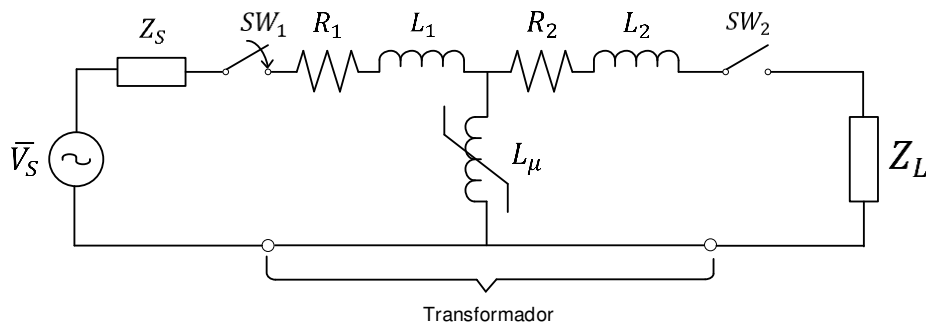


Figura 1.3. Circuito equivalente monofásico utilizado para el análisis de energización del transformador [9].

La rama de magnetización representa el núcleo del transformador que posee una característica magnética que sigue una curva $B - H$ típica perteneciente al material ferromagnético del cuál se encuentra fabricado el núcleo del transformador, como se indica en la Figura 1.4 [9].

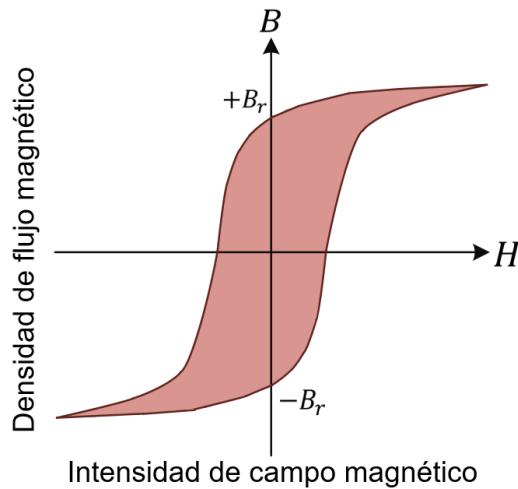


Figura 1.4. Curva B-H típica de un transformador [9].

Una curva $B - H$ es una gráfica de la densidad de flujo magnético del núcleo (B) en función de su intensidad de campo magnético (H) (Figura 1.4) [4], [9].

Para explicar el impacto que tiene la saturación del núcleo del transformador en la energización del transformador se analiza la ecuación (1.5), con la que se calcula la inductancia de la rama de magnetización del transformador. Se observa que la inductancia L_μ es directamente proporcional al número de vueltas N , al área transversal del núcleo A y a la permeabilidad del material $\mu_0\mu_r$; e inversamente proporcional a la longitud del núcleo l [9].

$$L_{\mu} = \frac{N^2 A \mu_0 \mu_r}{l} \quad (1.5)$$

Las variables referentes a las dimensiones del núcleo, y el número de vueltas son valores constantes, pero la permeabilidad del material depende del punto de operación en la curva $B - H$ y se obtiene como se indica en la ecuación (1.6) [9].

$$\mu_0 \mu_r = \frac{B}{H} \quad (1.6)$$

En la Figura 1.4. se evidencia que, para niveles bajos de B y H , sus valores varían proporcionalmente entre sí, sin embargo, en ciertos puntos, grandes incrementos en H , resultan en pequeños cambios de B , este caso es, más conocido como punto de saturación, donde la relación entre B y H tiende a cero y, por ende, su permeabilidad también [4], [9].

Para efectuar la energización se cierra el interruptor SW de la Figura 1.3 al tiempo t_0 . El voltaje en la rama de magnetización provoca un flujo como se indica en la ecuación (1.7) [4], [9], [10].

$$\varphi = \frac{1}{N} \int v(t) dt \quad (1.7)$$

El flujo afecta la permeabilidad relativa del material magnético, que determina la inductancia de la rama de magnetización y controla la corriente del transformador durante la energización como se ilustra en la Figura 1.5 [9].

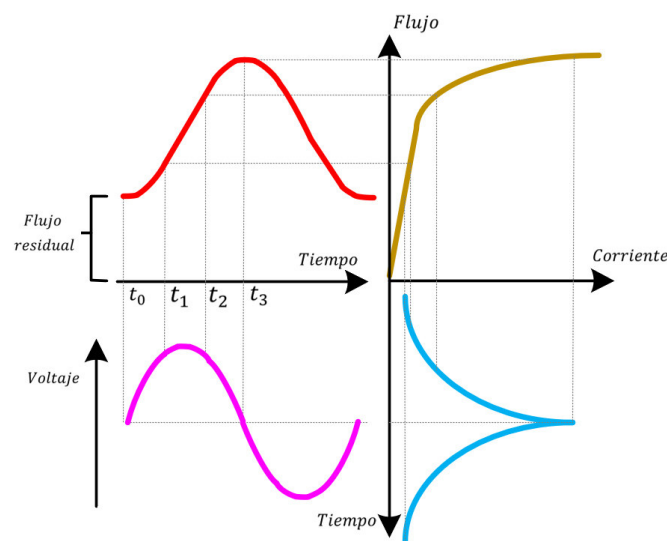


Figura 1.5. Relación entre voltaje, flujo y corriente en el transformador de potencia [9].

1.3.1.3.1. Diseño del Transformador

El núcleo del transformador es comúnmente fabricado con laminaciones de acero con permeabilidad magnética no lineal, es decir, se rigen a una característica de histéresis. También, están diseñados para operar, en condiciones normales en el codo de la curva de magnetización, en donde la permeabilidad del núcleo magnético es alta y la corriente de magnetización es baja (entre 0.5% y 2% de la corriente nominal del transformador) [4], [10].

El diseño del transformador afecta la magnitud de la corriente de magnetización debido a que el punto de operación en estado estable depende del material que está compuesto el núcleo, un transformador con un punto de operación cercano a la región del codo de la curva de saturación puede llegar a saturarse fácilmente [2].

Otro parámetro importante a tomar en cuenta en la curva de saturación del transformador es la inductancia air-core, que representa la pendiente final de la curva de saturación, es decir, la inductancia que llegaría a tener el transformador si se encuentra completamente saturado, este valor es usualmente dado por el fabricante, quienes lo han calculado analíticamente luego de haber realizado pruebas al material del núcleo [2]. En la Figura 1.7 se puede observar que para diferentes valores de inductancia air-core se obtienen curvas distintas [11].

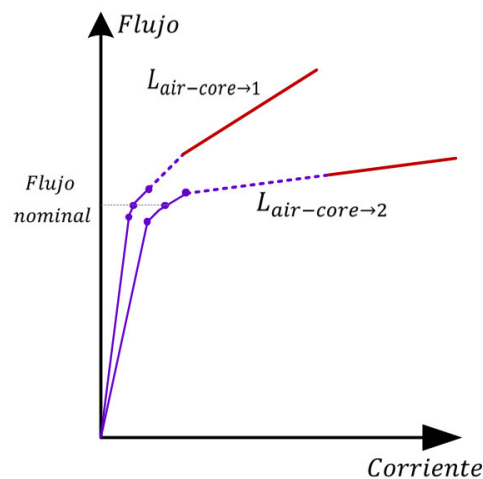


Figura 1.7. Curva de saturación para valores diferentes de inductancia air-core [11].

1.3.1.3.2. Condiciones Iniciales

A medida que el voltaje incrementa, el núcleo necesita mayor flujo magnético ya que es proporcional al voltaje aplicado como se indicó en la ecuación (1.7), es por ello que el núcleo podría operar en la zona de saturación, con lo que pequeños cambios de flujo magnético resultaría en cambios significativos en la corriente de magnetización [4], [10].

Si se aplica un voltaje como el que se encuentra en la ecuación (1.8), en donde V_0 es la amplitud, $\omega = 2 \times \pi \times f$, f es la frecuencia del sistema, t es el tiempo y θ el ángulo de desfase, se puede obtener el flujo magnético integrando la ecuación (1.7), obteniendo así la expresión (1.9) que representa una función sinusoidal con una componente DC de valor $\varphi_r - \varphi_0 \sin(\omega t_0)$ [10].

$$v(t) = V_0 \cos (\omega t + \theta) \quad (1.8)$$

$$\varphi(t) = \varphi_r + \int_{t_0}^t v(t)dt = \varphi_r + \varphi_0 [\sin(\omega t) - \sin(\omega t_0)] \quad (1.9)$$

En donde, φ_r representa el flujo residual en el núcleo del transformador y su valor es definido por el transitorio de desenergización. En cambio, $\varphi_0 \sin(\omega t_0)$ depende del valor del voltaje en el instante en el que se realiza la energización del transformador (POW-Point On Wave) [10].

1.3.1.3.3. Red Eléctrica

La impedancia equivalente de la red eléctrica influye en la magnitud de la corriente Inrush de la siguiente manera: una alta resistencia de cortocircuito en los terminales del transformador tiene como resultado una menor corriente Inrush, pero esto podría provocar una caída de voltaje significativa en el sistema [10].

El tiempo de duración de la corriente Inrush depende de la constante de tiempo del sistema dada por (1.10). En donde, L es la inductancia equivalente y R es la resistencia equivalente. Este valor no representa una constante ya que la inductancia equivalente depende de la inductancia del transformador debido a que su valor cambia por la saturación del núcleo. En cambio, la resistencia equivalente permanece constante y representa el amortiguamiento del circuito. Con lo cual se puede concluir que una mayor resistencia significa que la amplitud de la corriente decae más rápido, es decir su duración es menor, los transformadores de gran capacidad tienden a tener una corriente de magnetización de larga duración ya que la reluctancia tiene un valor más grande con relación a la resistencia del sistema [10], [12], [13].

$$\tau = \frac{L}{R} \quad (1.10)$$

Además, la magnitud y el tiempo de duración de la corriente de magnetización pueden verse afectados por la existencia de transformadores o reactores en operación cercanos eléctricamente al transformador que va a ser energizado, este fenómeno se denomina

Interacción Simpatética. Esto ocurre porque los transformadores en operación se saturan debido a la energización de un transformador aledaño que presenta una corriente Inrush [2].

1.3.2. SIMULACIÓN DE ENERGIZACIÓN DE TRANSFORMADORES

Para realizar la simulación de la maniobra de energización de transformadores de potencia existe diferentes programas como: EMTP-RV, PSCAD, ETAP, ATP/EMPT, etc. Para el presente trabajo de titulación se utiliza ATP/EMTP, o simplemente ATP, que es un motor computacional para simulación de transitorios electromagnéticos, además es el más utilizado en la simulación digital de transitorios electromagnéticos y electromecánicos debido a su capacidad de calcular las variables eléctricas de interés mediante la resolución de ecuaciones diferenciales en el dominio del tiempo, para lo cual utiliza la regla de integración trapezoidal [14], [15].

ATP al ser un motor computacional, necesita que la información para cálculos se encuentre escrita en lenguaje FORTRAN. Para facilitar la forma de representar el sistema eléctrico e interpretar las variables de entrada se utiliza ATPDraw, que es el preprocesador gráfico de ATP, en el cual se permite construir el sistema eléctrico a simular mediante la selección interactiva y la parametrización de los elementos que lo constituyen [14], [15].

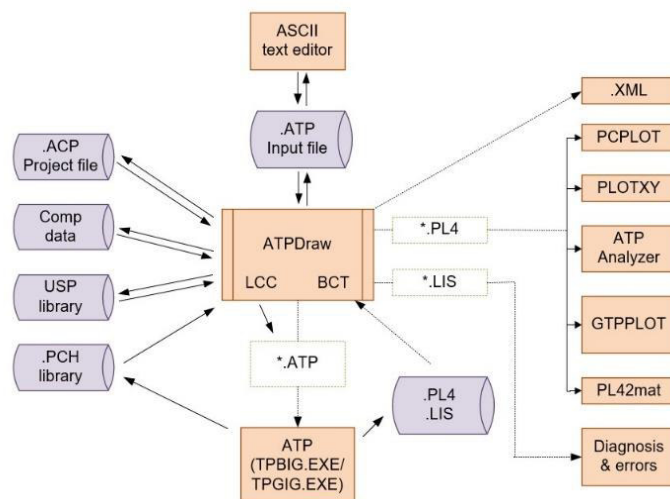


Figura 1.8. Interacción entre ATPDraw y otros programas de ATP [14].

Para sintetizar, la simulación de sistemas eléctricos utilizando ATP consiste en la intercomunicación de varios programas por medio de archivos, como se observa en la Figura 1.8, la salida del preprocesador ATPDraw, es un archivo con formato *.atp con formato adecuado para ingresar al programa principal (TPBIG.EXE/TPGIG.EXE), el mismo que devuelve como resultado un archivo en formato *.pl4, que a su vez sirve como entrada

para los programas que grafican señales eléctricas, y también para programas convertidores de formato, como PL42mat.exe [14].

Para simular la energización del transformador emplea tres elementos fundamentales a modelar, que son: el equivalente del sistema, interruptor de potencia y transformador de potencia. A continuación, se realiza una descripción de los elementos mencionados.

1.3.2.1. Transformador de Potencia

En la Tabla 1.1 se detalla los parámetros indispensables que debe considerar el modelo del transformador según el análisis transitorio. En este caso, el transitorio de energización de transformadores de potencia es un fenómeno que se lleva a cabo en un rango de frecuencias de (DC) 0.1 Hz-1kHz, por lo que se lo clasifica como un transitorio de baja frecuencia [4], [16].

Tabla 1.1. Parámetros del Transformador de acuerdo con su frecuencia.[17]

Parámetro/Efecto	Transitorios de baja frecuencia	Transitorios de Frente Lento	Transitorios de Frente Rápido	Transitorios de Frente muy Rápido
Frecuencia	0.1 Hz – 3 kHz	50/60 Hz – 20 kHz	10 kHz – 3MHz	100 kHz – 50 MHz
Impedancia de cortocircuito	Muy Importante	Muy importante	Importante	Despreciable
Saturación	Muy Importante	Muy Importante	Despreciable	Despreciable
Pérdidas en el hierro	Importante	Importante	Despreciable	Despreciable
Corrientes Eddy	Muy Importante	Importante	Despreciable	Despreciable
Acoplamiento capacitivo	Despreciable	Importante	Muy importante	Muy importante

ATPDraw dispone de algunos modelos para simular un transformador como, por ejemplo: BCTRAN, Saturable e Híbrido. Sin embargo, para simular la energización del transformador, el modelo que contempla todos los parámetros indispensables mencionados en la Tabla 1.1 es el modelo Híbrido, el cual se muestra en la Figura 1.9 [16]

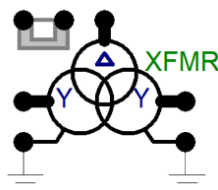


Figura 1.9. Elemento XFMR (Transformador Híbrido) [14].

Dentro de las principales características del modelo Híbrido se tiene que:

- a. Las resistencias de los devanados se representan utilizando modelos dependientes de la frecuencia e incluyen efectos de las capacitancias, también permite el ingreso de parámetros basado en: valores típicos, reporte de pruebas, datos de diseño, además se dispone de diferentes tipos de núcleo como: Tríplex (banco de transformadores), de tres columnas, de cinco columnas, acorazado tipo A, acorazado tipo B [14], [16], [18].
- b. Utiliza una representación del núcleo no lineal topológicamente correcta basado en el principio de dualidad, incluye los efectos de la saturación de cada columna del núcleo, así como los efectos de dispersión. El principio de dualidad se basa en la transformación del circuito magnético en su dual eléctrico [10], [16], [18].
- c. Emplea una matriz [A] para una representación completa de la inductancia de dispersión e incluye los acoplamientos entre el núcleo y los devanados. La matriz [A] tiene una dimensión de $(nw + 1) \times np$, siendo np el número de fases y nw el número de devanados. El número de devanados es $nw + 1$ debido a que el núcleo se representa como un devanado ficticio. La matriz toma en cuenta los acoplamientos (autotransformador, Y, D), relación de transformación y desfase [16], [18].
- d. Las pérdidas del núcleo se representan por una resistencia lineal y las inductancias no lineales se modelan mediante la ecuación de Frolich, mostrada en la expresión (1.11) [19].

$$B = \frac{H}{a_m + b_m|H|} \rightarrow \lambda'(i) = \frac{i}{a + b|i|} \quad (1.11)$$

En donde las constantes $a = a_m \times l_L / (N^2 \times A_L)$ y $b = b_m / (N \times A_L)$ se basan en la longitud l_L y área A_L de las columnas del núcleo. Además, se puede utilizar la ecuación de Frolich modificada (1.12) en donde incluye los parámetros c (mejora el cálculo de la curva en el área del codo) y L_∞ que representa la pendiente final (inductancia air-core) [19].

$$\lambda(i)/A_r = \frac{i/l_r}{a + b|i|/l_r + c\sqrt{|i|/l_r}} + L_\infty \times i/l_r \quad (1.12)$$

Los parámetros a , b y c se obtienen mediante un proceso de optimización, ejecutado internamente en ATPDraw, en donde se realiza un ajuste de la curva ingresada en los datos de reportes de prueba de circuito abierto, teniendo así una correcta aproximación de

la curva de saturación ya que en las pruebas de circuito abierto no se puede aplicar un voltaje, generalmente, mayor a 115% [18], [19].

e. El modelo además permite escoger el tipo de no linealidad del núcleo del transformador que puede ser [14]:

- Reactor pseudo no lineal (Tipo 98)
- Inductancia no lineal (Tipo 93)
- Reactor histerético pseudo no lineal (Tipo 96)

El elemento reactor histerético pseudo no lineal (Tipo 96) tiene la capacidad de inicializar automáticamente el flujo residual después de un evento de desconexión del transformador debido al transitorio de ringdown, que consiste en la existencia de una respuesta natural LC que aparece cuando la energía almacenada se disipa. El flujo residual que se obtiene después de la desenergización no es una característica propia del modelo del inductor, pero es generado artificialmente por el algoritmo de simulación [20].

1.3.2.2. Equivalente del Sistema Eléctrico de Potencia

Los sistemas de potencia están compuestos por varias subestaciones interconectadas mediante líneas de transmisión alimentados por generadores o a través de transformadores. Una modelación detallada de cada elemento mencionado para simular un transitorio electromagnético significaría elevados tiempos de simulación, por lo cual es necesario realizar una reducción del SEP [17].

Para utilizar menos recursos computacionales al momento de efectuar la simulación, es recomendado utilizar un modelo trifásico reducido de la fuente de alimentación. Para ello, se tiene un modelo que consiste en una fuente de voltaje en serie con las impedancias de secuencia de la red, denominado equivalente Thévenin, como se ilustra en la Figura 1.10. Las impedancias de secuencia se obtienen realizando el cálculo de cortocircuito en la barra a la cual está conectado el transformador de potencia, en un sistema donde se encuentre modelada toda la red [2].

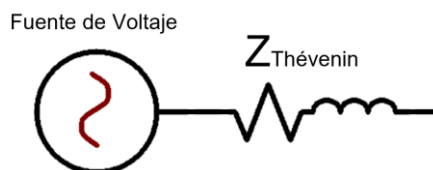


Figura 1.10. Equivalente Thévenin del SEP [2].

1.3.2.3. Interruptor de Potencia

Para simular la maniobra de cierre de un interruptor de potencia se utiliza un interruptor ideal, dado que al ser un transitorio de baja frecuencia se desprecian algunos aspectos como el arco eléctrico y pérdidas dinámicas [2].

El modelo de interruptor ideal toma en cuenta el tiempo de cierre establecido y la dispersión mecánica de sus polos, que es el intervalo de tiempo existente entre el envío de la señal de cierre del interruptor y el tiempo que toman los polos en conducir corriente [17], [21].

En la Figura 1.11 se observa el funcionamiento del interruptor de potencia dependiendo de cuatro variables que son: el instante de tiempo en el que se envía la orden de cierre del interruptor (t_{orden}) y los tiempos de offset en cada polo ($t_{offset-A}$, $t_{offset-B}$, $t_{offset-C}$) [4].

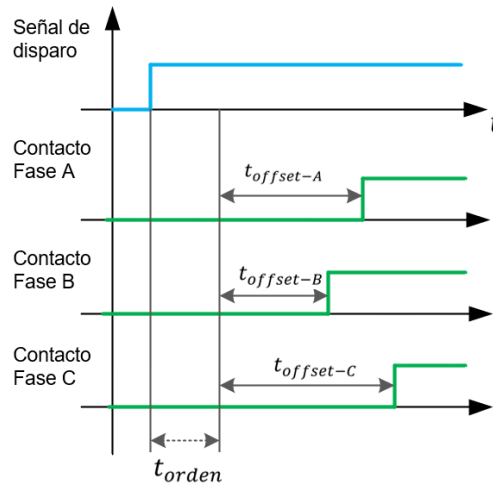


Figura 1.11. Funcionamiento del interruptor de potencia [4].

Todos los parámetros mencionados tienen naturaleza estocástica, por lo cual se los aproxima utilizando distribuciones estadísticas. Sin embargo, para algunos estudios se puede asumir a manera de simplificación que el tiempo de offset es cero [4].

En las ecuaciones (1.13), (1.14) y (1.15) se expone las ecuaciones con las que se calcula el tiempo de cierre en cada fase [4].

$$T_{cierre-A} = t_{orden} + t_{offset-A} \quad (1.13)$$

$$T_{cierre-B} = t_{orden} + t_{offset-B} \quad (1.14)$$

$$T_{cierre-C} = t_{orden} + t_{offset-C} \quad (1.15)$$

1.3.3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El tipo de protección comúnmente utilizada en transformadores trifásicos de capacidad mayor a 10 MVA es la protección diferencial, que se caracteriza por su selectividad, ya que, al responder únicamente ante fallas dentro de la zona de protección delimitada por los Transformadores de Corriente (TCs), es 100% selectiva. Existen relés diferenciales con característica de tiempo-sobrecorriente, relés diferenciales porcentuales y relés porcentuales con restricción de armónicos, en el presente trabajo de titulación se describirá el último mencionado [3], [22].

1.3.3.1. Principio de Funcionamiento

El funcionamiento de la protección diferencial se basa en la Ley de Corrientes de Kirchhoff que establece que la suma geométrica de las corrientes que entran o salen de un nodo debe ser cero en cualquier momento. La corriente que entra al elemento protegido debe ser igual a la que sale del elemento protegido por lo que el relé diferencial efectúa la comparación de una corriente diferencial o corriente de operación con una corriente de restricción, mediante comparación directa de valores instantáneos o mediante la comparación de fasores de las corrientes medida al secundario de los TCs, como se observa en la Figura 1.12 [3], [23].

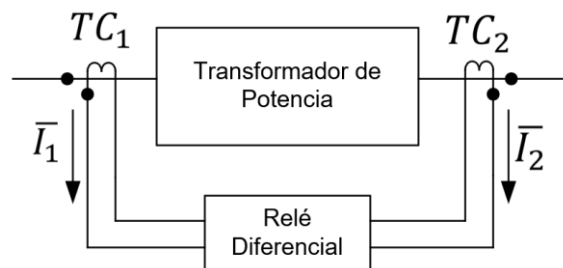


Figura 1.12. Esquema de conexión del Relé Diferencial [23].

1.3.3.1.1. Corriente Diferencial

La corriente diferencial es la magnitud de la suma de los fasores de las corrientes que fluyen hacia el elemento protegido, como se indica en la ecuación (1.16). La corriente diferencial es proporcional a la corriente de falla cuando existe falla interna, y es igual a cero en cualquier otra condición de operación (idealmente) [23].

$$I_{DIF} = |\bar{I}_1 + \bar{I}_2| \quad (1.16)$$

1.3.3.1.2. Corriente de Restricción

Existen varias formas para calcular la corriente de restricción, depende de lo que especifique el manual de usuario brindado por el fabricante del relé. Las más comunes se presentan en las ecuaciones (1.17), (1.18) y (1.19), donde k es un factor de compensación, usualmente de 1 o 0.5 [23].

$$I_{REST} = k|\bar{I}_1 - \bar{I}_2| \quad (1.17)$$

$$I_{REST} = k(|\bar{I}_1| + |\bar{I}_2|) \quad (1.18)$$

$$I_{REST} = \text{Max}(|\bar{I}_1|, |\bar{I}_2|) \quad (1.19)$$

Es importante mencionar que para realizar los cálculos de la corriente diferencial y de restricción se debe realizar la compensación de las corrientes debido a la no compatibilidad en la relación de transformación de los TCs y por los distintos grupos de conexión que el transformador presenta [3], [24].

1.3.3.1.3. Característica de operación

La Figura 1.13 muestra una característica de operación comúnmente usada en la protección diferencial, y se basa en la condición expuesta en la ecuación (1.20), en la cual, el área sobre la curva representa la zona de operación, y el área bajo la curva, la zona de restricción en donde no existe disparo del relé [25].

$$I_{DIF} > SLP I_{REST} \quad (1.20)$$

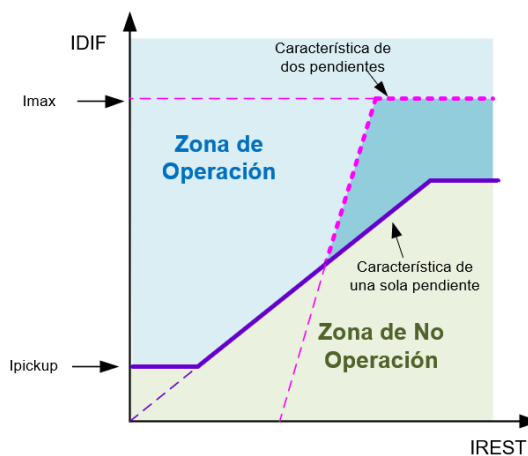


Figura 1.13. Característica de operación del Relé Diferencial [23].

El primer segmento de la curva se compone de una línea recta que representa el valor de corriente de pickup (I_{pickup}), este ajuste mínimo evita la operación indebida provocado por errores de los TCs (clase de precisión), la existencia de cambiadores de tap y la precisión de medida del relé.

La característica de operación del relé diferencial suele tener varios segmentos (usualmente dos o tres) con diferentes pendientes para incrementar la seguridad del relé ante saturación excesiva de los TCs, ya que, ante la existencia de este fenómeno, se tiene corrientes de mayor magnitud [23], [25].

Por último, la porción de curva, cuya línea horizontal es la más alta, es un ajuste con el cual el relé actúa inmediatamente ante corrientes diferenciales muy altas que indican claramente que existe una falla interna [23], [25].

1.3.3.2. Adquisición de datos

Los modernos relés numéricos o digitales realizan el procesamiento de los valores medidos por los TCs mediante cálculos numéricos, lo que significa grandes ventajas ante los relés convencionales como los electromecánicos y de estado sólido. Los filtros numéricos y algoritmos inteligentes facilitan una alta precisión en la medida y flexibilidad en la configuración del relé [3].

Para procesar las señales analógicas que llegan al relé, se realiza la conversión a variables discretas, este proceso parte del muestreo de la señal, según el teorema de muestreo de Shannon-Nyquist que indica que la frecuencia de muestreo debe ser al menos el doble de la frecuencia de la señal que se va a muestrear, por ejemplo, para una señal con contenido de quinto armónico (300 Hz, considerando una frecuencia fundamental de 60 Hz), una frecuencia de muestreo de 600 Hz es suficiente. Los relés convencionales cuentan con una tasa de muestreo de 4 a 20 muestras por ciclo (240-1200 Hz), lo cual simplifica la conversión analógica-digital y el filtrado [3], [26], [27].

1.3.3.3. Procesamiento de señales

Una vez que se realiza la discretización de la señal de entrada, el relé emplea algoritmos matemáticos para estimar el fasor de la señal. Un fasor se define como un número complejo capaz de representar una función sinusoidal en términos de su amplitud y fase como la que se observa en la Figura 1.14, eso es posible solamente cuando la señal no varía su amplitud ni frecuencia a lo largo del tiempo [28], [29].

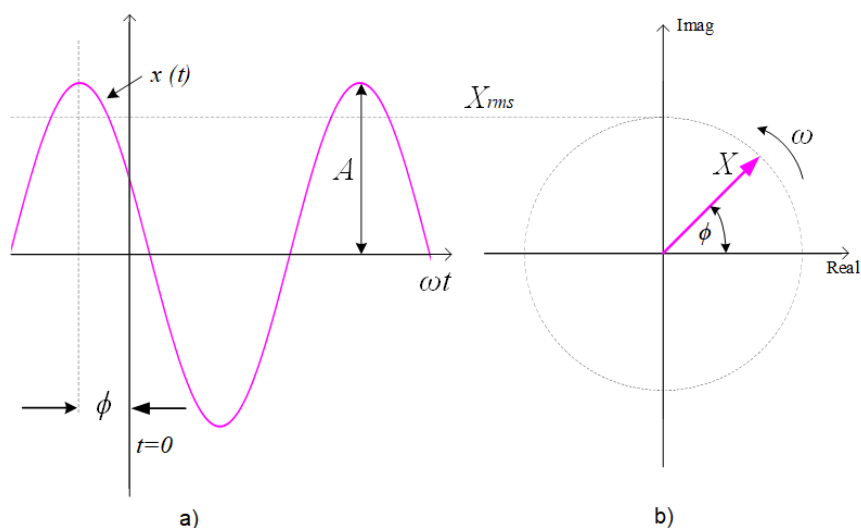


Figura 1.14. a) Función sinusoidal b) Equivalente en Fasor [30].

Dado que las señales eléctricas están sujetas a perturbaciones y, por ende, a variaciones ya sea en magnitud y frecuencia, el fasor se debe estimar en una ventana de datos, que es un período de tiempo en el cual se realiza la toma las muestras, como muestra la Figura 1.15. Luego, la amplitud y ángulo estimados, son usados directa o indirectamente en las funciones de protección que el relé posee [28], [29], [31].

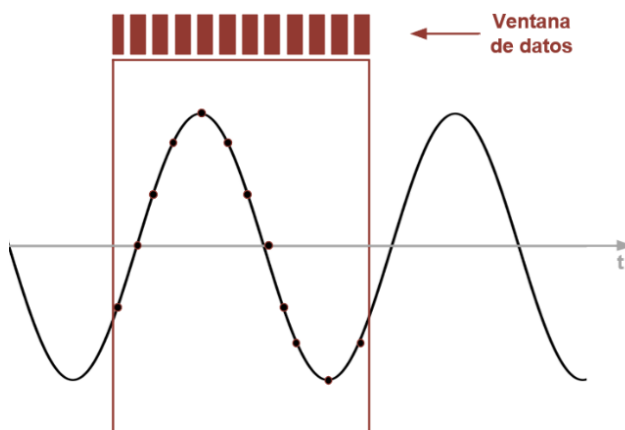


Figura 1.15. Ventana de datos.

Existen diferentes tipos de algoritmos para estimación de fasores, entre ellos se tiene: Transformada Wavelet, Filtros Kalman, ponderación de mínimos cuadrados, redes neuronales, inteligencia artificial y algoritmos basados en la Transformada Discreta de Fourier (DFT) [31], [32].

Los métodos más comúnmente utilizados por los relés de protección, son los basados en la DFT, la cual estima las componentes de frecuencia de la señal de entrada sobre la base de la teoría de Fourier. Estos métodos se pueden clasificar según [31]:

- La longitud de la ventana de datos:
 - Ventana de datos corta: Se define como una ventana de longitud menor a un ciclo de la componente de frecuencia fundamental, se tiene la DFT de medio ciclo.
 - Ventana de datos larga: Una ventana larga tiene una longitud mayor o igual a un ciclo de la componente de frecuencia fundamental, entre ellas están la DFT de ciclo completo y el Filtro Coseno.
- Recursividad/No Recursividad:
 - Recursivos: Se los conoce también como algoritmos de respuesta de impulso infinito (IIR), utilizan un conjunto de valores muestreados y su estimación previa para estimar el fásor, se tiene la DFT de medio ciclo y DFT de ciclo completo.
 - No recursivos: También llamados, algoritmos de respuesta de pulso finito (FIR), utilizan un grupo de muestras sin la estimación previa, entre ellos, la DFT de medio ciclo, la DFT de ciclo completo, y el Filtro Coseno.

1.3.3.4. Corriente Inrush y la Protección Diferencial

Durante la energización de transformadores sin carga o con cargas pequeñas, es común la presencia de altas corrientes de Inrush, las cuales al ser monitoreadas por la protección diferencial del transformador producen corrientes diferenciales y pueden llevar a un disparo no deseado del relé. Se debe señalar que la corriente Inrush se caracteriza por un alto contenido de segundo armónico, el mismo que es prácticamente ausente durante cortocircuitos [33].

En los primeros diseños de relés diferenciales de transformadores se utilizaba un retardo de tiempo o desensibilización temporal del relé para anular la corriente Inrush, también existían relés que supervisaban la señal de voltaje para restringir o bloquear el relé diferencial. Estos conceptos se encontraban con el conflicto entre dar una confiable y rápida detección de fallas, y dar seguridad ante el disparo debido a fallas externas, corrientes Inrush y sobrecitación [34].

Los métodos más comunes que incluyen los relés modernos, ahora determinados IEDs se basan en la medida del contenido armónico de la corriente diferencial o en el reconocimiento de la forma de onda de la corriente. El presente trabajo de titulación se

enfocará en los métodos que toman en cuenta el contenido armónico para bloquea la corriente Inrush [35].

1.3.3.4.1. Restricción por armónicos

El principio de restricción por armónicos crea una característica de restricción adicional a la curva de operación del relé, la cual ajusta un porcentaje al contenido de los armónicos seleccionados de la corriente diferencial medida por el relé siguiendo la ecuación (1.21) [34].

$$I_{DIF} > I_{REST} \times f(SLP1, SLP2) + (K_{h1}I_{h1} + K_{h2}I_{h2} + K_{h3}I_{h3} + \dots + K_{hn}I_{hn}) \quad (1.21)$$

Donde, K_{hn} es una constante ajustable para cada armónico n , I_{hn} es el contenido armónico n -ésimo medido en la corriente diferencial. La pendiente de la característica será el inverso del ajuste K_{hn} , esto significa que si un ajuste de restricción de 20%, la pendiente sería de 500%. Para lo cual, se utilizan comúnmente los armónicos pares para la restricción. Luego, la característica de la protección se puede observar en la Figura 1.16 [23], [34], [35].

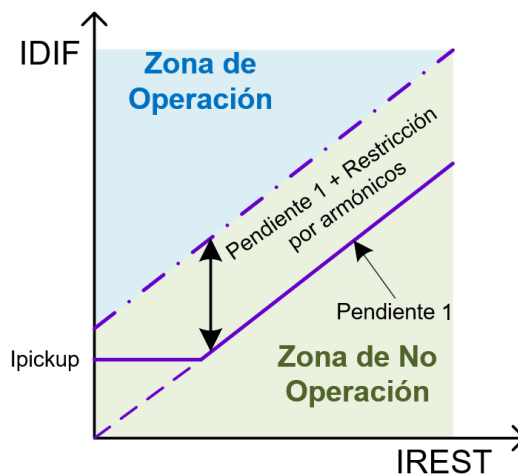


Figura 1.16. Característica de operación utilizando Restricción por armónicos [23].

El problema al usar esta representación es que el contenido armónico suele cambiar súbitamente durante una perturbación, y de igual manera lo hacen las áreas de operación y restricción, lo que provoca que la evaluación de esta característica sea difícil [34].

1.3.3.4.2. Bloqueo por armónicos

Este método es más simple que la restricción por armónicos. Cada armónico seleccionado bloquea el disparo de la protección diferencial si su magnitud es mayor a un valor especificado que representa un porcentaje constante de la corriente diferencial del relé. El bloqueo se utiliza típicamente con el segundo, cuarto y quinto armónico. La lógica de

bloqueo funciona de manera paralela, de modo que, si cualquiera de los armónicos ajustados supera el porcentaje establecido, el relé bloquea el disparo cumpliendo con la expresión (1.22) [34].

$$I_{DIF} \times K_n < I_n \quad (1.22)$$

El factor K se ajusta típicamente como un porcentaje de la frecuencia fundamental de la corriente de operación. Por ejemplo, un ajuste de K_2 igual a 12% significa que el bloqueo se efectuará si el contenido de segundo armónico de la corriente diferencial es mayor o igual a 12% de la componente de frecuencia fundamental de la corriente diferencial [34].

Cuando un relé monitorea el contenido armónico para realizar el bloqueo, y una sola fase cumple con las condiciones (1.21) y (1.22), el relé bloqueará el disparo únicamente de la fase que indica que el transformador presenta corriente de energización, esto se denomina bloqueo de armónicos independiente. Si durante la energización una sola fase presenta contenido armónico menor al ajustado, el relé enviará la señal de disparo únicamente de dicha fase, es por ello que existe la característica de bloqueo cruzado [34].

1.3.3.4.3. Bloqueo cruzado

Durante la energización de transformadores puede darse el caso que el contenido armónico de la corriente diferencial llegue a tener valores menores al ajustado en su característica de bloqueo, disminuir el ajuste aumenta la seguridad, por otro lado, su confiabilidad disminuye. Por lo que, el bloqueo cruzado examina si en alguna fase el contenido armónico supera el valor de ajuste, se efectúa el bloqueo de disparo debido a que el transformador está experimentando una energización [35].

Para utilizar la función de bloqueo cruzado, los relés numéricos precisan como ajuste el porcentaje de bloqueo, además del tiempo en el que debe permanecer bloqueado el disparo de la protección diferencial [9].

Existen diferentes lógicas que utilizan los relés comerciales para utilizar la función de bloqueo cruzado, entre ellas se tiene [35]:

- Uno de tres: Una de las fases debe exceder el valor de ajuste para bloquear el disparo.
- Dos de tres: Dos de las fases debe exceder el porcentaje de armónico ajustado para bloquear el disparo.

- Promedio: El porcentaje de armónico usado para bloquear las tres fases es el promedio de contenido armónico de cada fase, siguiendo la ecuación (1.23).

$$\overline{I_{DIFF n}} = \frac{1}{3} \left(\frac{I_{DIFF n-A}}{I_{DIFF 1-A}} + \frac{I_{DIFF n-B}}{I_{DIFF 1-B}} + \frac{I_{DIFF n-C}}{I_{DIFF 1-C}} \right) \quad (1.23)$$

- Compartido: Calcula el contenido armónico de cada fase siguiendo las ecuaciones (1.24), (1.25) y (1.26)

$$I_{DIFF n-A} = \frac{1}{3} \left(\frac{I_{DIFF n-A} + I_{DIFF n-B} + I_{DIFF n-C}}{I_{DIFF 1-A}} \right) \quad (1.24)$$

$$I_{DIFF n-B} = \frac{1}{3} \left(\frac{I_{DIFF n-A} + I_{DIFF n-B} + I_{DIFF n-C}}{I_{DIFF 1-B}} \right) \quad (1.25)$$

$$I_{DIFF n-C} = \frac{1}{3} \left(\frac{I_{DIFF n-A} + I_{DIFF n-B} + I_{DIFF n-C}}{I_{DIFF 1-C}} \right) \quad (1.26)$$

Las lógicas indicadas previamente brindan seguridad durante la energización ya que, si una fase tiene contenido armónico bajo, la característica de bloqueo/restricción se verá aumentada por el contenido armónico de las otras fases [35].

2. METODOLOGÍA

El presente proyecto técnico permite determinar el ajuste de bloqueo de la protección diferencial de transformador 87T debido a la corriente de Inrush, para lo cual se realiza un estudio de energización de transformadores de potencia que permite determinar el contenido armónico de la corriente de Inrush y su tiempo de duración.

El estudio de energización de transformadores de potencia considera simulaciones paramétricas, es decir, se realizan simulaciones variando los siguientes parámetros que presentan cierta incertidumbre en la energización de un transformador de potencia:

- ***Tiempo de cierre del interruptor***

El instante en el que se cierra el interruptor de potencia representa un parámetro que no se puede determinar con certeza durante la energización de un transformador de potencia, aun utilizando interruptores de mando sincronizado, puesto que existe un intervalo de tiempo desde el envío de la señal de cierre y el tiempo en el que tarda cada polo en conducir corriente.

Por lo que en el presente estudio se realizan las siguientes consideraciones:

- La maniobra de energización del transformador de potencia se da en el instante en el que empieza la conducción de corriente a través del devanado primario. Por ello, se efectúan tantas simulaciones como tiempos de cierre se especifiquen durante un período de la frecuencia de la red. Con ello se obtienen resultados para la energización del transformador en diferentes puntos de la onda de voltaje.
- El tiempo de offset en cada fase es dado por un valor definido por el usuario o en su defecto, el usuario indica que no existe tiempo de offset y cada fase comienza a conducir corriente al mismo tiempo.

- ***Equivalente Thévenin del sistema***

El equivalente Thévenin del sistema es determinado por la configuración que tiene el SEP durante la energización del transformador. Por ello, dependiendo del uso que se le da a la herramienta computacional se realizan las siguientes consideraciones:

- Para analizar la incidencia de las condiciones del sistema en el ajuste de la protección diferencial de un transformador de potencia y así cumplir con los objetivos propuestos, se utiliza el mecanismo de agrupamiento de datos de las barras del sistema. Esto se realiza con la finalidad de contemplar los diferentes

valores de impedancia Thévenin agrupadas con respecto a la potencia de cortocircuito.

- Si la herramienta se usa para determinar el ajuste de un transformador a energizarse en una barra específica del sistema, se considera el equivalente Thévenin para diferentes estados de demanda previstas, con lo que se obtiene el ajuste de la protección diferencial tomando en cuenta los diferentes escenarios en los que se realiza la energización el transformador.

- ***Flujo residual***

El valor de flujo residual en el núcleo del transformador es un parámetro que no se puede determinar ya que el estado en el que estuvo el transformador antes de la energización es desconocido para el personal de operación.

Por ello se considera que el evento de desenergización se puede dar en cualquier punto de la señal de voltaje y con ello, se obtienen distintos valores de flujo residual a considerar en el estudio de energización.

- ***Inductancia air-core***

La inductancia air-core es un valor que determina la forma de la curva de saturación del material con el que se ha fabricado el núcleo del transformador ya que representa la pendiente su segmento final. Debido a que en la prueba de circuito abierto no se puede aplicar un voltaje mayor al 115% del voltaje nominal, este valor es desconocido y muy rara vez proporcionado por el fabricante.

Para el presente estudio se realiza un análisis de cómo influye la pendiente final de la curva de saturación en el análisis de la protección diferencial utilizando diferentes valores de inductancia air-core.

- ***Transformador en operación en paralelo***

Existe el caso en el que se realiza la energización de un transformador de potencia en una subestación en la que se encuentra otro transformador en operación conectado en paralelo al transformador a energizar.

Este análisis se lo realiza para determinar cómo influye en la energización, que exista otro transformador operando en paralelo, con diferentes valores de carga en su devanado secundario, y una carga específica (usualmente servicios auxiliares de la subestación) en el devanado terciario.

El procedimiento general a seguir para obtener los ajustes de bloqueo de la protección diferencial se muestra en la Figura 2.1.

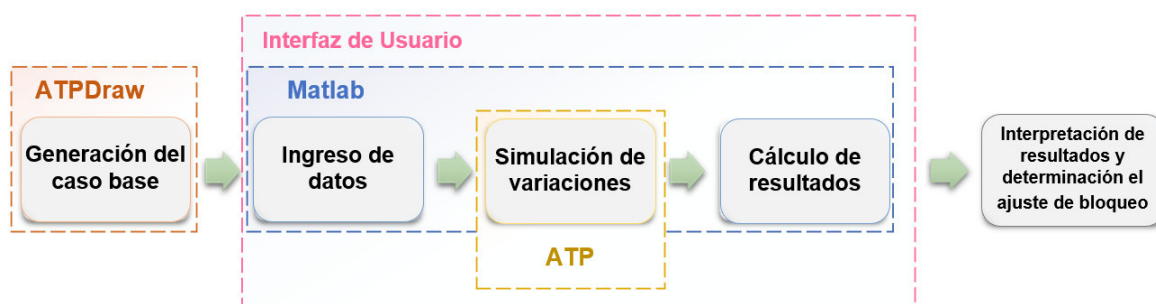


Figura 2.1. Proceso a seguir para determinar ajustes de bloqueo de la protección diferencial.

Como se observa en la Figura 2.1, el proceso está compuesto de tres etapas:

Etapa 1.- En ATPDraw se diseña el sistema eléctrico, en el que se parametrizan los componentes con los datos del transformador en estudio y equivalente Thévenin del sistema.

Etapa 2.- Utilizando la interfaz desarrollada en MATLAB con la información proporcionada y requerida por el usuario se comandan las simulaciones considerando los diferentes parámetros que presentan incertidumbre en la energización.

Etapa 3.- Con los resultados de las simulaciones realizadas en la etapa 2 se realiza el tratamiento de datos para analizar la protección diferencial, es decir, se interpretan y analizan los resultados para definir los ajustes de la protección diferencial.

2.1. VINCULACIÓN MATLAB-ATP

Debido a que el número de simulaciones a ejecutar es numeroso como para realizarlo de manera manual, esto se realiza mediante programación en el software MATLAB para automatizar los procesos. El proceso utilizado para enlazar MATLAB con ATP se indica en la Figura 2.2.

El proceso se lo realiza de la siguiente manera:

- En ATPDraw se crea el caso base con los elementos necesarios, con lo que se genera un archivo con formato *.atp.
- El archivo *.atp generado es modificado mediante comandos de edición de archivos, en el programa MATLAB.

- c. Llamando a la función DOS en MATLAB, se ejecuta el motor de ATP, generándose así el archivo de resultados en formato *.pl4.
- d. Se convierte el archivo *.pl4 a formato *.mat usando el programa PL42MAT.EXE.
- e. Finalmente, las señales convertidas son importadas a MATLAB para su respectivo tratamiento de datos.

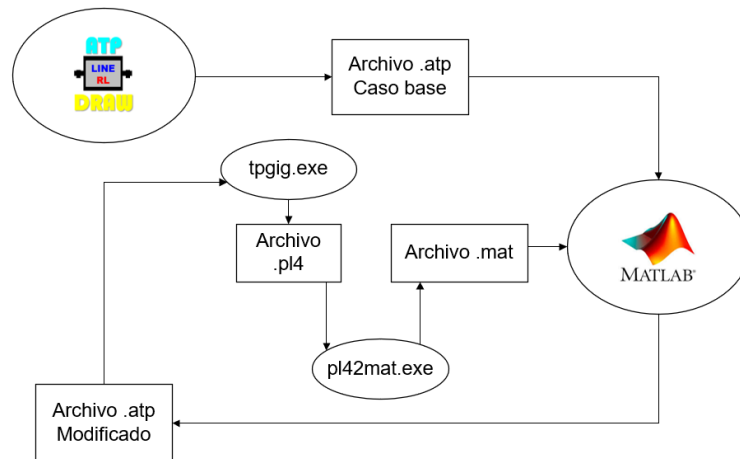


Figura 2.2. Intercambio de datos entre ATP y MATLAB.

Las funciones programadas en MATLAB para comandar las simulaciones de ATP, se indican a detalle en el ANEXO A.

2.2. ETAPA 1 – GENERACIÓN DEL CASO BASE

El estudio planteado de la energización de un transformador de potencia permite realizar el análisis de la protección diferencial en el caso que se encuentre solo, o en el caso que tenga un transformador operando en paralelo. Para cada estudio, se modela en ATPDraw un caso base que permite obtener el archivo *.atp tomando en cuenta los diferentes elementos del sistema, los mismos que son explicados a continuación.

2.2.1. ANÁLISIS DE UN SOLO TRANSFORMADOR

El sistema eléctrico necesario para simular la energización de un transformador de potencia es el expuesto en la Figura 2.3.

El sistema consta de los elementos principales como:

- Equivalente del SEP en el punto de conexión
- Interruptor de Potencia
- Transformador de Potencia

- Carga
- Medidor de corriente

Y de elementos auxiliares:

- Interruptor de Pre-Energización
- Medidor de Flujo Magnético

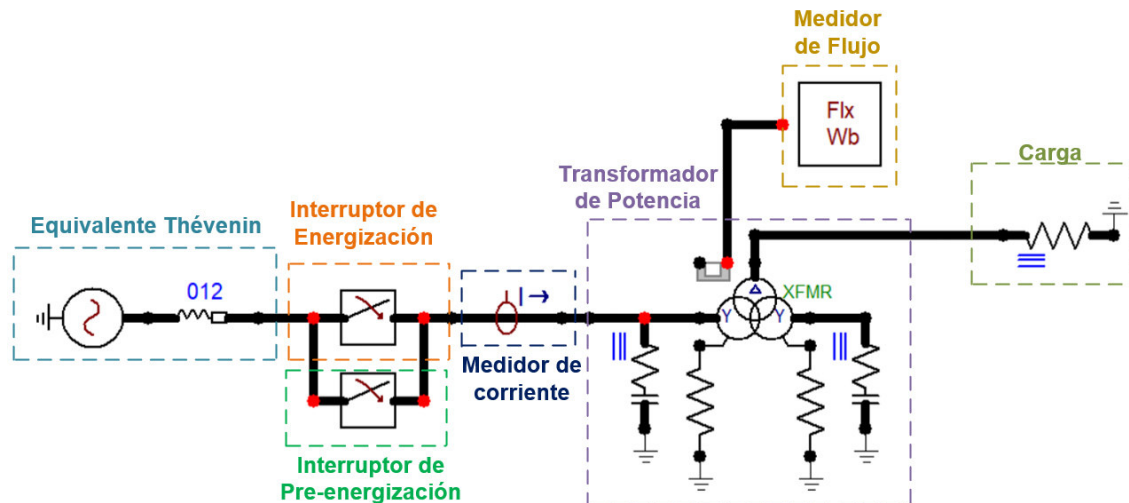


Figura 2.3. Sistema Eléctrico Modelado para el estudio de un solo transformador.

2.2.1.1. Elementos principales

2.2.1.1.1. Equivalente del SEP

El equivalente Thévenin está compuesto de una impedancia en serie con una fuente de voltaje, considerando que en ATPDraw existe el modelo llamado LINERL012, al mismo que se lo parametriza ingresando los valores de resistencia e inductancia de secuencia en Ω/m y mH/m respectivamente, y se debe especificar una longitud para que el programa calcule las impedancias correspondientes. En cambio, la fuente de voltaje trifásica, se representa con el elemento ACSOURCE, cuyos datos de entrada son amplitud, frecuencia y ángulo de desfase [14].

2.2.1.1.2. Interruptor de Energización

El interruptor de potencia cumple la función de energizar el transformador y en el presente trabajo se lo denomina como Interruptor de Energización. Este componente se representa con un interruptor ideal utilizando el modelo SWIT_3XT, que es un interruptor trifásico controlado por tiempo. Los datos que se ingresan en el elemento son los tiempos de cierre y apertura en cada fase, utilizando el segundo como unidad.

2.2.1.1.3. Transformador de Potencia

El modelo idóneo para representar el transformador de potencia en estudios en los cuales la representación correcta del núcleo sea de suma importancia, es el modelo Híbrido o XFMR. Para lo cual la información necesaria para parametrizar en ATPDraw un transformador a estudiar, es la que se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Datos necesarios para parametrizar el Transformador de Potencia.

Estructura	<ul style="list-style-type: none">• Número de Fases• Número de Devanados• Tipo de núcleo• Frecuencia nominal
Valores nominales y conexiones	<ul style="list-style-type: none">• Voltaje Nominal• Potencia Nominal• Conexión• Desfase
Datos de Prueba de Circuito Abierto	<ul style="list-style-type: none">• Voltaje aplicado• Pérdidas• Corriente medida• Devanado en el que se realizó la prueba
Datos de Prueba de Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none">• Impedancia de cortocircuito• Potencia base• Pérdidas
Configuración avanzada del núcleo	<ul style="list-style-type: none">• Puntos en saturación• Pendiente final• Tipo de Ecuación de Frolich• Tipo de no linealidad

Es importante mencionar que se debe colocar resistencias de puesta a tierra en el transformador, dependiendo de su tipo de conexión. Así como incluir capacitancias entre los devanados del transformador y tierra, de acuerdo con [36].

2.2.1.1.4. Carga

La maniobra de energización de transformadores se la realiza con el transformador sin carga, es por ello que, en los terminales del devanado terciario se utiliza una resistencia trifásica infinita que permite modelar el vacío debido a que el programa presenta un error de simulación al no colocar elementos en el devanado conectado en delta, el elemento que se usó en ATPDraw es RLC3.

El devanado secundario se encuentra conectado en Y, y debido a que el programa permite simular el devanado en Y sin carga en sus terminales, no es necesario ubicar una carga como se lo realizó en el devanado terciario.

2.2.1.1.5. Medidor de corriente

Para obtener los resultados se ubica un medidor de corriente trifásico para tomar la medida de corriente que fluye a través del devanado primario a lo largo del tiempo de simulación, para ello se utiliza el elemento Current Probe.

2.2.1.2. Elementos auxiliares

Los elementos auxiliares descritos a continuación sirven para la aplicación de flujo residual en el núcleo del transformador debido a una desconexión previa.

2.2.1.2.1. Interruptor de Pre-Energización

El interruptor de pre-energización se lo coloca en paralelo al interruptor de energización para simular que el transformador tiene una magnetización remanente debido a una desenergización previa.

En la Figura 2.4 se puede apreciar cómo es el funcionamiento de los interruptores. El estado 1 indica que el interruptor se encuentra cerrado y el estado 0 indica que el interruptor está abierto, es importante tomar en cuenta que en ningún momento ambos interruptores deben estar cerrados ya que esto representaría un cortocircuito y, por lo tanto, un error en la simulación.

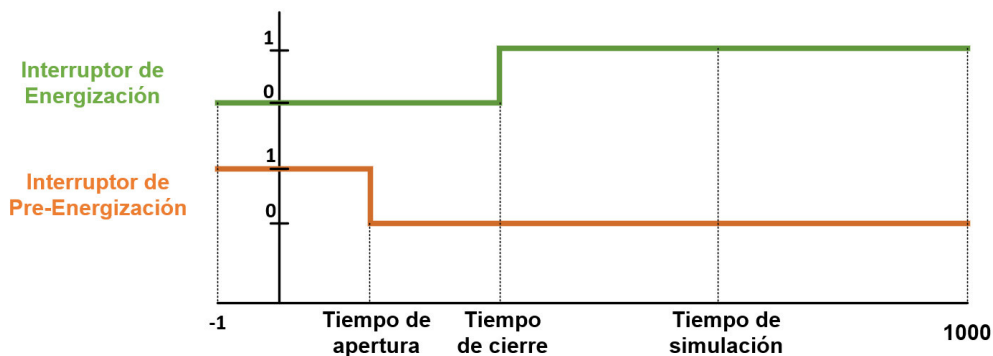


Figura 2.4. Diagrama de tiempos para energización de transformadores con flujo residual.

- El tiempo -1 indica que el interruptor estuvo cerrado en un tiempo inicial.
- El tiempo de apertura es un valor determinado mediante la rutina DetFlujRes al cual le corresponde un valor de flujo residual en cada fase e indica el tiempo de apertura del Interruptor de Pre-Energización.
- El tiempo de cierre debe ser mayor al tiempo de apertura para que no exista errores en la simulación. Corresponde al tiempo en el que se cierra el Interruptor de Energización.

- El tiempo de simulación es el tiempo total en el que se realizará la simulación.
- Utilizar 1000 segundos en el programa sirve para indicar que los interruptores no se abren o cierran en ningún momento dependiendo del caso.

Como resultado, se da un evento como el indicado en la Figura 2.5, en el cual se presentan las señales de flujo magnético medido a lo largo del tiempo y se puede observar que el tiempo de apertura del interruptor de pre-energización es a los 14 milisegundos y que la energización (a los 150 milisegundos) se realizó con un valor inicial de flujo residual.

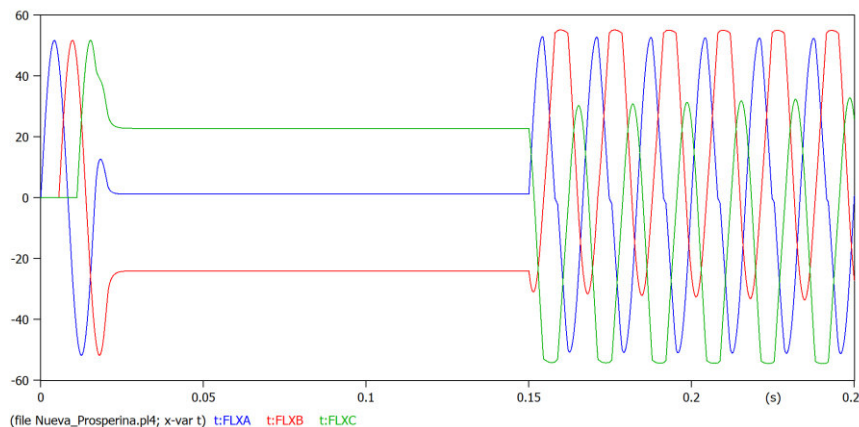


Figura 2.5. Inicialización del Flujo Residual del Transformador.

En la Figura 2.6 se indica el funcionamiento de los interruptores en el caso de no requerir el flujo residual para la simulación, para lo cual el interruptor de Pre-Energización permanece abierto toda la simulación, para que ello funcione en el programa se debe ingresar necesariamente un tiempo de cierre y un tiempo de apertura, aunque no se necesite cerrar el interruptor, este tiempo debe ser mayor al tiempo de simulación y menor al tiempo de apertura, en este caso al tiempo 1000.

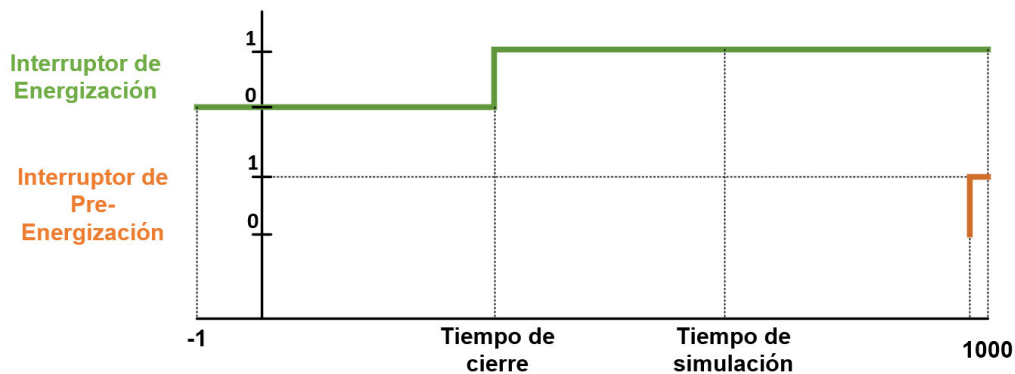


Figura 2.6. Diagrama de tiempos para energización de transformadores sin flujo residual.

2.2.1.2.2. Medidor de Flujo Magnético

Para evidenciar el flujo residual en el núcleo de transformador se implementó un circuito de medida de flujo magnético. En la Figura 2.7 se encuentra el circuito que representa el núcleo magnético de un transformador de tres columnas apilado, el modelo XFMR tiene acceso a los nodos CORE (inductancia de cada columna), CORE-N (punto “neuro del núcleo”) de manera externa; a su vez, se puede acceder al nodo oculto T0001 ingresando este nombre manualmente a un nodo dependiendo de la utilidad que se le vaya a dar [6].

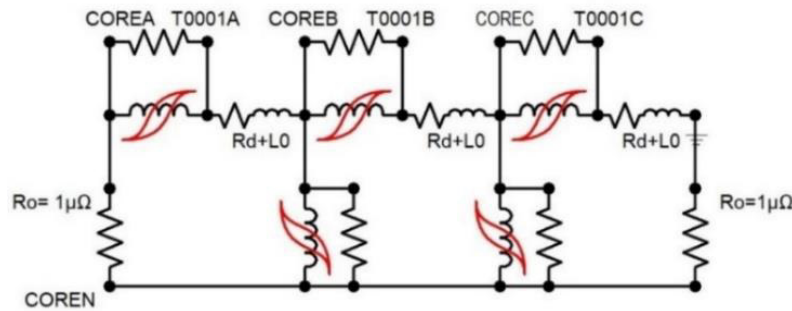


Figura 2.7. Representación del Núcleo del Modelo de Transformador Híbrido.

En la Figura 2.8 se encuentra el circuito que se implementó para medir el flujo magnético entre los nodos COREX y T0001X de las inductancias que representan el núcleo magnético, realizando la integración del voltaje inducido en sus terminales de acuerdo con la Ley de Faraday expuesta en la ecuación (1.7).

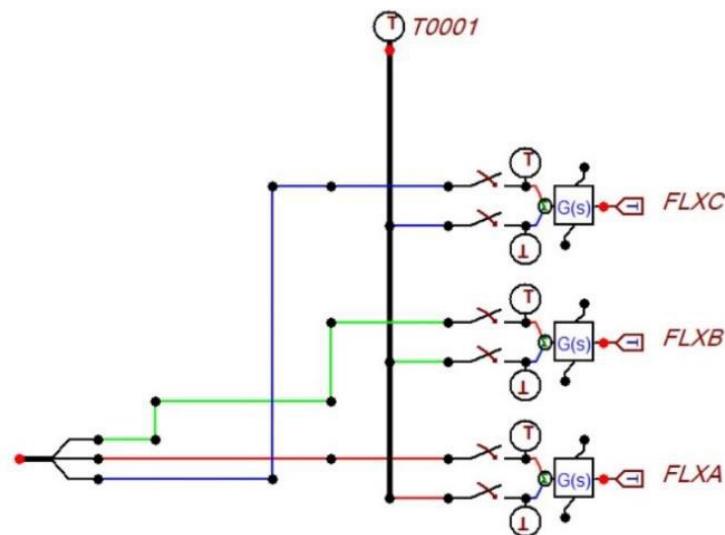


Figura 2.8. Circuito Medidor de Flujo Magnético.

Se usó TACS (Transient Analysis of Control Systems) para realizar la integración de las señales de voltaje a través del uso de funciones de transferencia y obtener el valor de flujo magnético a lo largo del tiempo.

2.2.2. ANÁLISIS DE DOS TRANSFORMADORES EN PARALELO

Para el caso de análisis de la energización de un transformador que va a ser energizado teniendo otro transformador en operación conectado a su misma barra se tiene en cambio el circuito de la Figura 2.9.

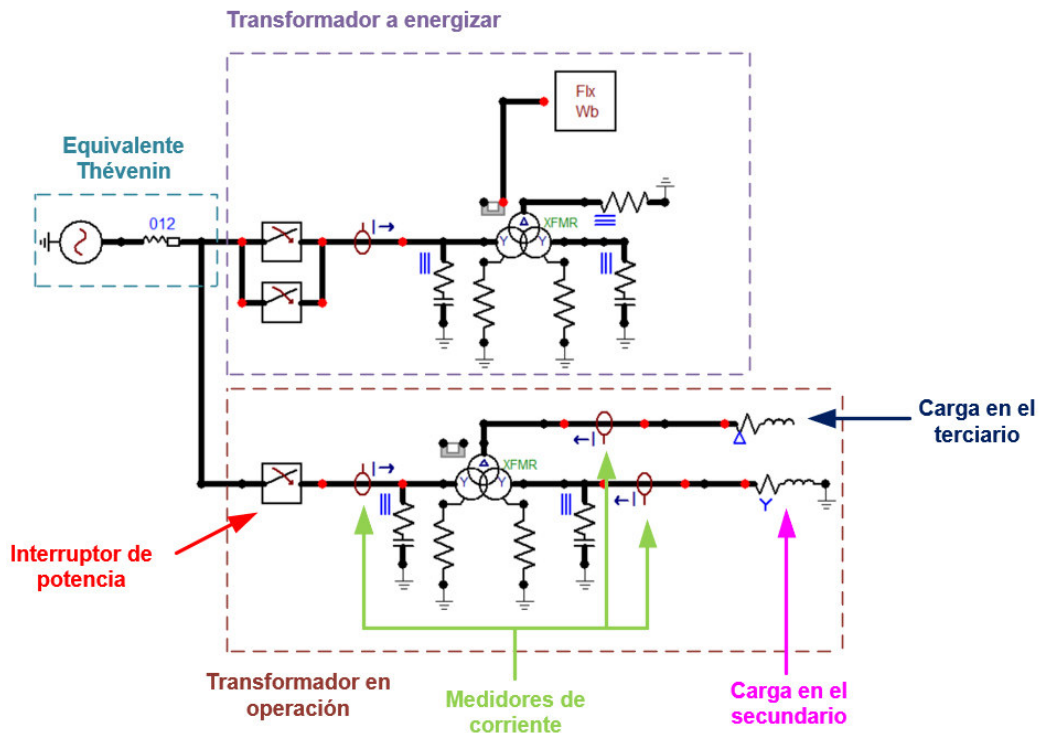


Figura 2.9. Sistema eléctrico modelado para estudio de energización con un transformador en paralelo.

El bloque que representa el transformador a energizar y el equivalente Thévenin son modelados como se indicó en la sección 2.2.1. En cambio, el bloque del transformador en operación tiene los siguientes elementos a modelar:

2.2.2.1. Interruptor de potencia

Se utiliza de la misma manera el modelo SWIT_3XT, pero se lo parametriza para que se encuentre cerrado desde el tiempo -1 hasta el tiempo 1000, es decir durante toda la simulación.

2.2.2.2. Transformador de Potencia

Para modelar el transformador de potencia en operación se utiliza el mismo modelo que se utilizó para modelar el transformador que se va a energizar, se parametriza con los datos existentes del transformador en operación.

2.2.2.3. Carga

La carga que tiene el transformador en operación se representa utilizando un modelo de impedancia constante. Por lo que, se tiene en cuenta una carga trifásica balanceada con potencia aparente especificada operando con factor de potencia dado. Para ello, se utiliza el modelo RLCD3 para el caso del devanado terciario, y RLCY3, para la carga ubicada en el devanado secundario.

2.2.2.4. Medidores de corriente

En este caso, sí va a existir corriente en los tres devanados, es por ello que se ubica medidores de corriente en cada uno de ellos.

Una vez realizada la modelación del sistema con las indicaciones mencionadas, se procede a ejecutar la simulación (compilar y ejecutar) con lo cual se obtiene el archivo *.atp, el mismo que incluye toda la información de los elementos modelados, necesaria para ejecutar el motor ATP.

2.3. ETAPA 2 – HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

La herramienta computacional desarrollada en el software MATLAB permite realizar la etapa 2 del proceso descrito en la Figura 2.1; es decir, utiliza el archivo *.atp elaborado en la etapa 1 para que de manera interactiva y ordenada realice simulaciones de la energización de un transformador de potencia.

La herramienta computacional desarrollada utiliza App Designer de MATLAB, que permite integrar el diseño de los componentes visuales de la interfaz gráfica de usuario (GUI) y la programación del comportamiento de la aplicación [37].

En la Figura 2.10 se observa la ventana principal de la interfaz de usuario desarrollada, la misma que consta de las siguientes secciones principales:

- Ventana de datos
- Ventana de representación gráfica de resultados
- Ventana de representación numérica de resultados
- Almacenamiento de resultados

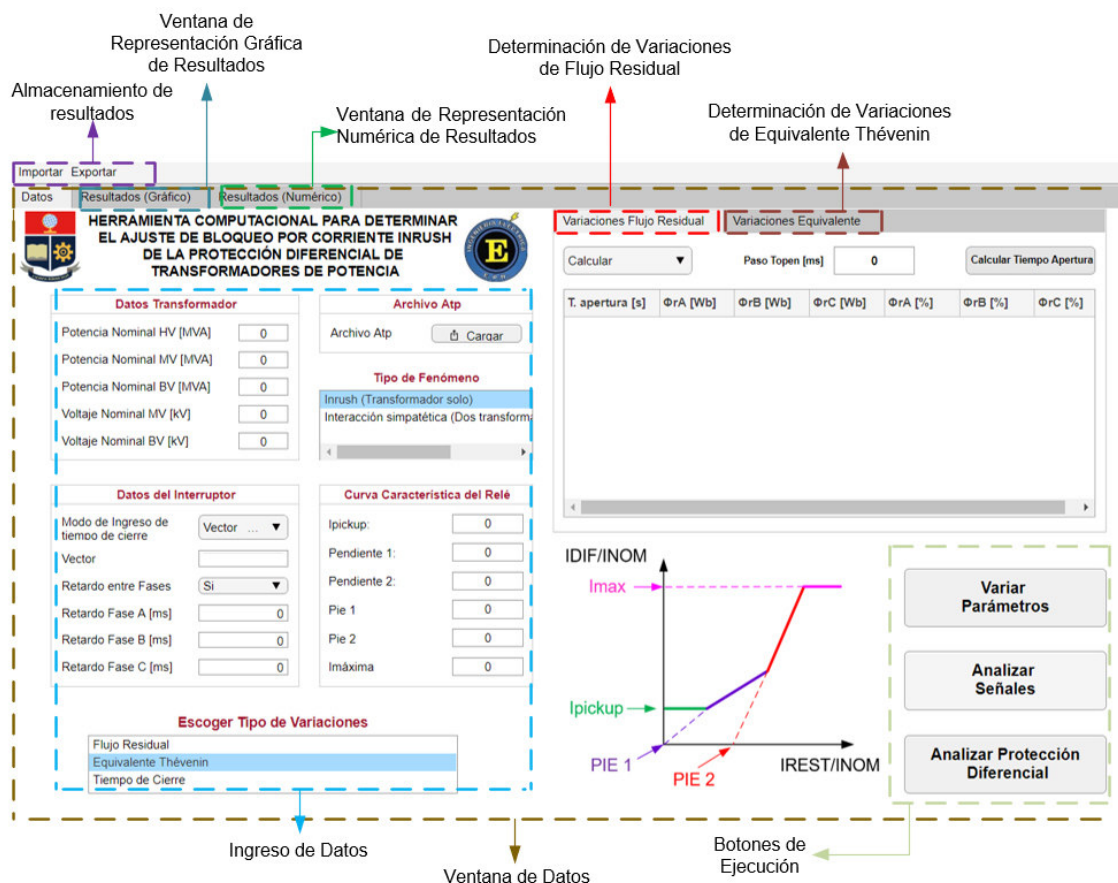


Figura 2.10. Ventana principal de la Interfaz de Usuario.

Para continuar con la explicación se detalla cada sección que compone la herramienta a continuación:

2.3.1. VENTANA DE DATOS

En la ventana de datos se ingresa toda la información requerida para el funcionamiento de la herramienta computacional. Además, se determinan las variaciones y se comanda tanto las simulaciones como el análisis de las señales obtenidas. Se puede observar la ventana en la Figura 2.10 y consta de diferentes secciones que son: ingreso de datos, determinación de variaciones de flujo residual, determinación de variaciones de Equivalente Thévenin y botones de ejecución

A continuación, se realiza la explicación de cada sección mencionada:

2.3.1.1. Ingreso de Datos

La sección de ingreso de datos consta de diferentes apartados en donde se diferencia qué tipo de información se le da a la herramienta computacional. En la Figura 2.11 se observa la sección de ingreso de datos cuyos apartados se explican a continuación.

Datos Transformador	
Potencia Nominal HV [MVA]	<input type="text" value="0"/>
Potencia Nominal MV [MVA]	<input type="text" value="0"/>
Potencia Nominal BV [MVA]	<input type="text" value="0"/>
Voltaje Nominal MV [kV]	<input type="text" value="0"/>
Voltaje Nominal BV [kV]	<input type="text" value="0"/>

Archivo Atp	
Archivo Atp	<input type="button" value="Cargar"/>

Tipo de Fenómeno	
Inrush (Transformador solo)	<input checked="" type="checkbox"/>
Interacción simpatética (Dos transforma	<input type="checkbox"/>

Datos del Interruptor	
Modo de Ingreso de tiempo de cierre	<input type="text" value="Vector ..."/>
Vector	<input type="text"/>
Retardo entre Fases	<input type="text" value="Si"/>
Retardo Fase A [ms]	<input type="text" value="0"/>
Retardo Fase B [ms]	<input type="text" value="0"/>
Retardo Fase C [ms]	<input type="text" value="0"/>

Curva Característica del Relé	
Ipickup:	<input type="text" value="0"/>
Pendiente 1:	<input type="text" value="0"/>
Pendiente 2:	<input type="text" value="0"/>
Pie 1	<input type="text" value="0"/>
Pie 2	<input type="text" value="0"/>
Imáxima	<input type="text" value="0"/>

Escoger Tipo de Variaciones	
Flujo Residual	<input type="checkbox"/>
Equivalente Thévenin	<input checked="" type="checkbox"/>
Tiempo de Cierre	<input type="checkbox"/>

Figura 2.11. Sección de ingreso de datos de la interfaz de usuario.

2.3.1.1.1. Datos del Transformador

El usuario debe ingresar ciertos datos del transformador ya que no se encuentran explícitamente expuestos en el archivo *.atp del caso base, estos datos son: potencia aparente nominal en cada devanado, y nivel de voltaje del transformador en los devanados secundario y terciario.

La información ingresada en este apartado sirve para calcular valores nominales de corriente y de flujo magnético, información que se usa en las funciones mencionadas posteriormente.

2.3.1.1.2. Archivo ATP

En este apartado se carga en la herramienta computacional el archivo *.atp obtenido como resultado de la simulación del caso base. Esto se realiza presionando el botón Cargar, que se puede observar en la Figura 2.11 con lo que se despliega una ventana emergente con la selección del archivo *.atp que se muestra en la Figura 2.12.

Cuando se ha seleccionado el archivo, se obtiene datos de interés que se mencionarán más adelante como: frecuencia del sistema, frecuencia de muestreo, nivel de voltaje (devanado primario), mediante el uso de la función GetValueATP.

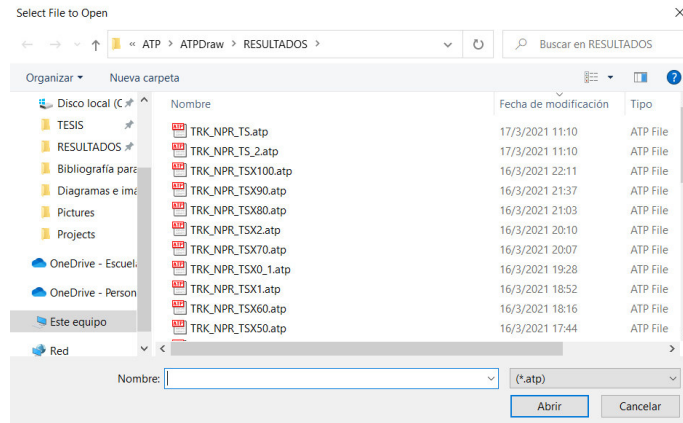


Figura 2.12. Ventana emergente para seleccionar el archivo *.atp.

2.3.1.1.3. Tipo de Fenómeno

En este apartado existen dos opciones para seleccionar: Inrush e Interacción Simpatética. Es necesario especificar el tipo de fenómeno que se va a analizar debido a que en el análisis de Interacción Simpatética se tiene en cuenta que en el archivo del caso base están modelados dos transformadores, el que se va a energizar y el que se encuentra en operación. El transformador en operación va a tener carga en el secundario y en el terciario, por lo que se debe incluir la corriente de todos los devanados para el posterior análisis de la protección diferencial. Si se selecciona esta alternativa, se tiene la opción de visualizar la curva de operación del transformador en operación para analizar si dado el evento de energización en la misma barra puede darse que su protección diferencial actúe.

En cambio, para el fenómeno de corriente Inrush, se tiene en cuenta que únicamente hay un transformador en el caso base, y dado que la energización se realiza en vacío, la corriente en sus devanados secundario y terciario serán igual a cero, por lo que en el análisis de la protección diferencial se necesita solamente la corriente en el lado de energización.

2.3.1.1.4. Datos del Interruptor

Se debe escoger el modo de ingreso del tiempo de cierre del interruptor. El usuario tiene la opción de ingresar como un vector (valores específicos de tiempo de cierre), o un paso de tiempo con lo que se formará un vector de tiempos de cierre.

El vector de tiempo de cierre se lo construye con valores entre cero y un ciclo, en pasos del tiempo especificado, por ejemplo, si el paso de tiempo de cierre especificado es de un milisegundo, el vector de tiempo de cierre será el presentado en la expresión (2.1).

$$Tiempo_{cierre} = [0 \ 1 \ 2 \ 3 \ 4 \ 5 \ 6 \ 7 \ 8 \ 9 \ 10 \ 11 \ 12 \ 13 \ 14 \ 15 \ 16] \ [ms] \quad (2.1)$$

Además, se puede elegir si se va a considerar el tiempo de offset que existe en cada fase debido a la dispersión mecánica de los polos de cada fase del interruptor, en este sentido, el tiempo de desfase se debe ingresar, en milisegundos de manera que al momento de realizar las simulaciones el tiempo de cierre en las tres fases va a ser diferente.

2.3.1.1.5. Datos del Relé Diferencial

Los relés diferenciales pueden estar compuestos por segmentos con una o dos pendientes. Para representar la característica de operación del relé, se requiere el ajuste de corriente de pickup, y las dos pendientes. Existen diferentes maneras de construir la curva y depende del fabricante del relé el modo de ingreso de datos.

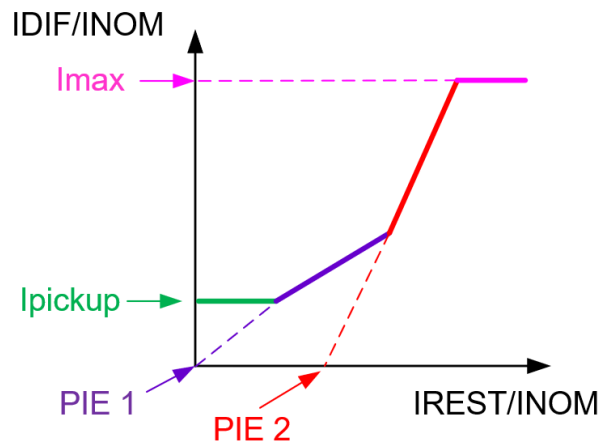


Figura 2.13. Curva del relé 7UT6x.

El relé de SIEMENS, SIPROTEC 7UT6x solicita los denominados “Pie de Curva”, que son los puntos en los cuales los segmentos con pendiente diferente a cero cruzan por el eje de las abscisas [38], y la corriente máxima, y su producto final es la curva ilustrada en la Figura 2.13. Esta curva característica ha sido utilizada en el presente trabajo de titulación para representar la característica de operación del relé diferencial.

2.3.1.1.6. Escoger Tipo de Variaciones

Dependiendo de las necesidades del usuario, la herramienta tiene una lista de opciones para escoger las variaciones que se desea realizar. Las opciones son: Flujo Residual, Equivalente Thévenin y Tiempo de Cierre. La herramienta puede realizar el/los tipos/s de variación/es escogido/s.

2.3.1.2. Determinación de variaciones de Flujo Residual

El procedimiento para obtener las variaciones de flujo residual se observa en el diagrama de flujo de la Figura 2.14. En donde se tiene dos opciones, la primera es realizar el cálculo ingresando un paso de tiempo de apertura y la segunda es cargar un archivo en formato Excel que contenga la información obtenida de un estudio realizado previamente.

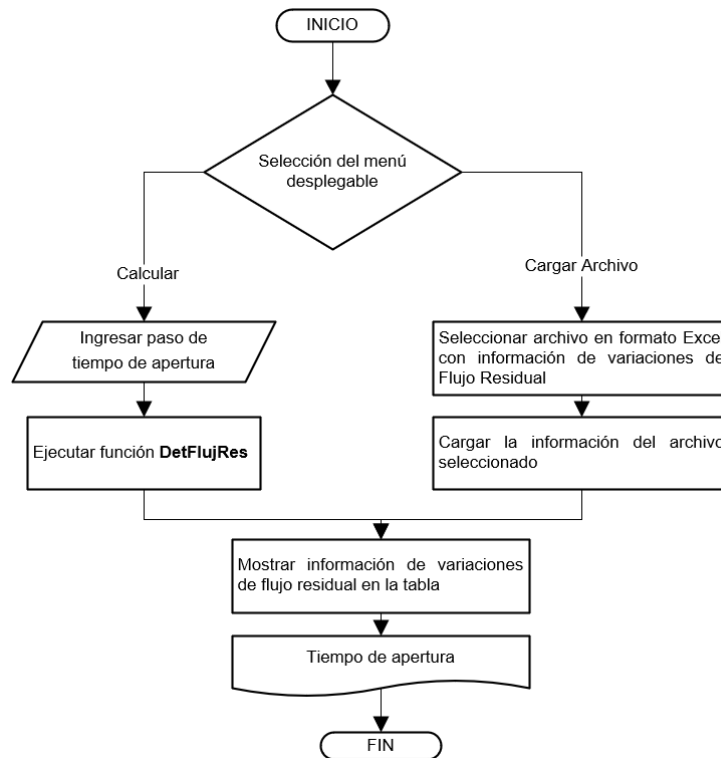


Figura 2.14. Procedimiento para determinar variaciones de flujo residual.

Si la opción escogida por el usuario es calcular el tiempo de apertura, se ejecuta una serie de simulaciones de desenergización del transformador. Para ello, el tiempo de apertura debe ser ingresado en la ventana de Variaciones de Flujo Residual que se muestra en la Figura 2.15, en donde una vez obtenidos los resultados se puede observar los tiempos de apertura del interruptor obtenidos, con los respectivos valores de flujo residual en Wb y en porcentaje.

Variaciones Flujo Residual		Variaciones Equivalente				
Cargar Archivo	Paso Topen [s]	0		Cargar Archivo		
T. apertura [s]	Φ_{rA} [Wb]	Φ_{rB} [Wb]	Φ_{rC} [Wb]	Φ_{rA} [%]	Φ_{rB} [%]	Φ_{rC} [%]

Figura 2.15. Ventana de variaciones de flujo residual.

Al momento de presionar el botón “Calcular tiempo de apertura”, se ejecuta la función DetFlujRes, cuyo diagrama de flujo se observa en la Figura 2.16. Sus argumentos de entrada son: frecuencia del sistema, paso de tiempo de apertura, archivo *.atp y el voltaje nominal del devanado terciario, todos ellos obtenidos mediante el ingreso de datos.

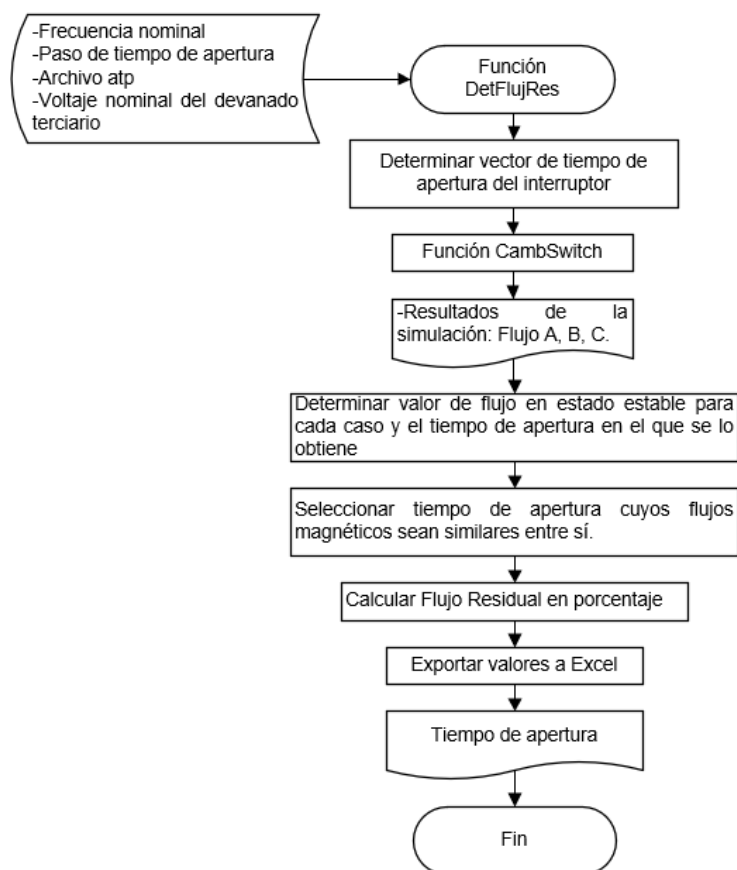


Figura 2.16. Diagrama de flujo de la función DetFlujRes.

La función empieza creando un vector de tiempo de apertura con el mismo mecanismo que se forma el vector de tiempo de cierre. El mismo que sirve como entrada para la función CambSwitch, que se explica más adelante. También se especifica el tipo de interruptor, en este caso es un interruptor de apertura. Una vez ejecutada la función CambSwitch, se obtiene los valores de corriente y flujo magnético para cada caso de tiempo de apertura y se procede a determinar el flujo magnético a los 15 ciclos, un tiempo prudente en el que se estabiliza la señal.

Realizando este ejercicio se tiene que, para diferentes tiempos de apertura, los valores de flujo residual son muy cercanos entre sí, como se observa en la Figura 2.17. Con este precedente, se obtienen las variaciones de flujo residual a emplear en el estudio de energización de transformadores usando los tiempos de apertura del interruptor en los cuales se tenga valores similares o iguales. Estos valores se expresan en porcentaje

teniendo en cuenta que el flujo magnético nominal, se calcula como se indica en la ecuación (2.2) [4].

$$\varphi_{nom} = \frac{V_{ter} \sqrt{2}}{2 \pi f} \quad (2.2)$$

Donde, V_{ter} es el voltaje nominal del devanado más próximo al núcleo del transformador, en este caso el devanado terciario y f es la frecuencia nominal del sistema.

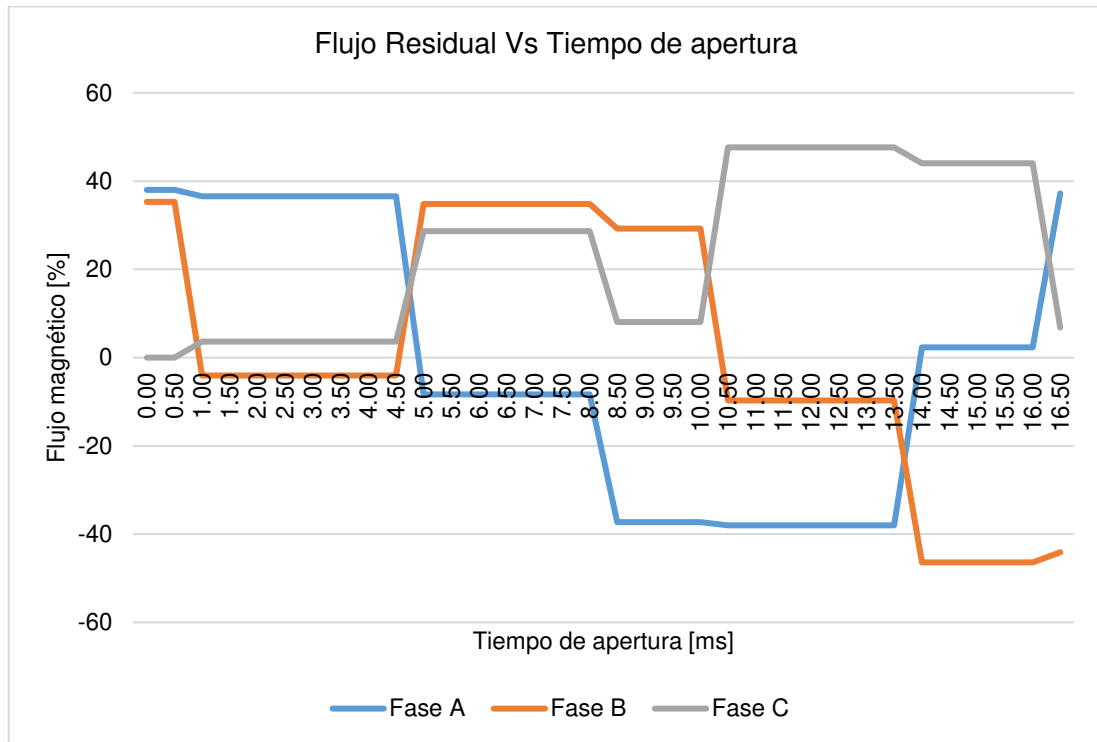


Figura 2.17. Valores de Flujo Residual para cada tiempo de apertura.

Finalmente, se obtiene como salida de la función los tiempos de apertura en los cuales existen diferentes valores de flujo residual en el núcleo del transformador. Se exporta los valores de tiempo de apertura a un documento Excel, para utilizarse en próximos estudios del mismo transformador.

Si el usuario en cambio, selecciona la opción de cargar un archivo obtenido previamente, aparece una ventana emergente para escoger el archivo Excel con los tiempos de apertura determinados previamente. Al seleccionar el archivo, se muestran las variaciones que se va a realizar en la tabla de la Figura 2.15.

2.3.1.3. Determinación de variaciones de Equivalente Thévenin

Las variaciones de Equivalente Thévenin son diferentes dependiendo del uso que se le va a dar a la herramienta. En este sentido, se tienen dos formas de determinar las variaciones,

la primera alternativa es seleccionar la opción Calcular en el menú desplegable, con lo que se indica que se requiere ejecutar el algoritmo de agrupamiento de barras del sistema.

La otra opción es cargar un archivo con la información de barras, ya sea de un agrupamiento previo o de la información de impedancias para determinados estados de demanda. El proceso de determinación de variaciones de equivalente Thévenin se observa en la Figura 2.18.

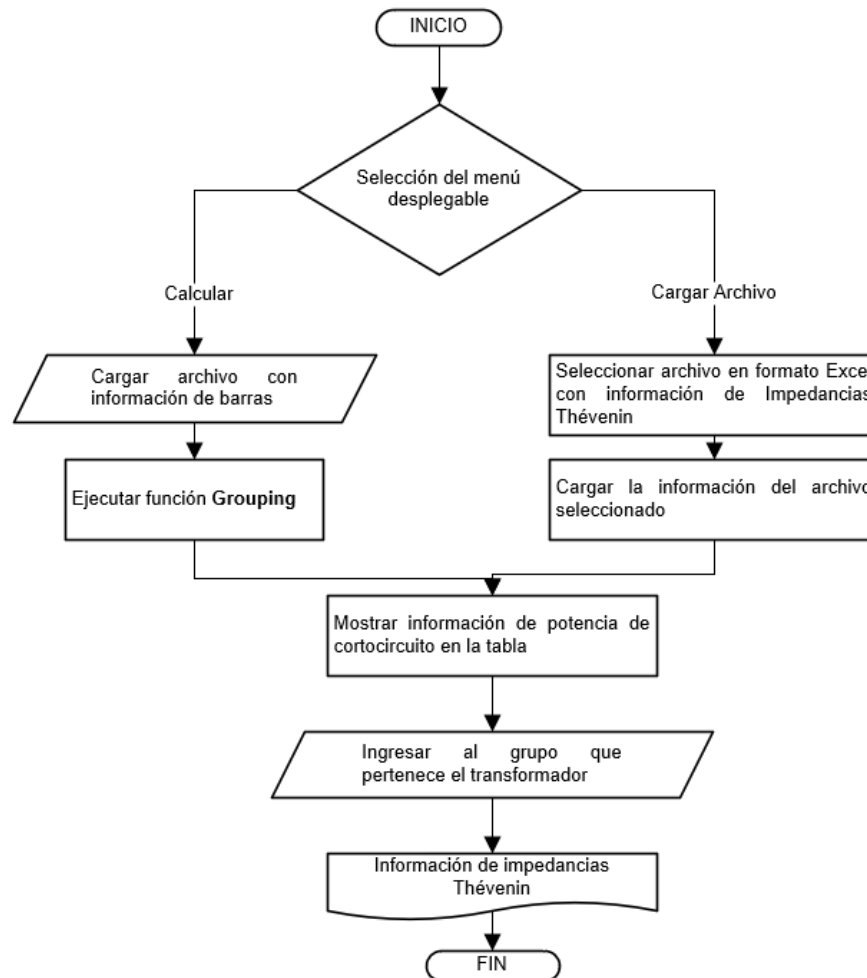


Figura 2.18. Procedimiento para determinar variaciones de Equivalente Thévenin.

Para realizar el cálculo de variaciones de Equivalente Thévenin se debe cargar un archivo en Excel con la información de las barras del sistema como una tabla en el siguiente orden: nombre, nivel de voltaje en kilovoltios, corrientes de cortocircuito máxima y mínima en kiloamperios, potencias de cortocircuito máxima y mínima en mega voltamperios, resistencia e impedancia de secuencia cero, positiva y negativa en ohmios.

Una vez ingresado el archivo, el programa ejecuta la función “Grouping”, su diagrama de flujo puede apreciarse en la Figura 2.19. La función realiza la división de la información

según el nivel de voltaje, y procede a aplicarse el algoritmo de Clustering particional K-means [39].

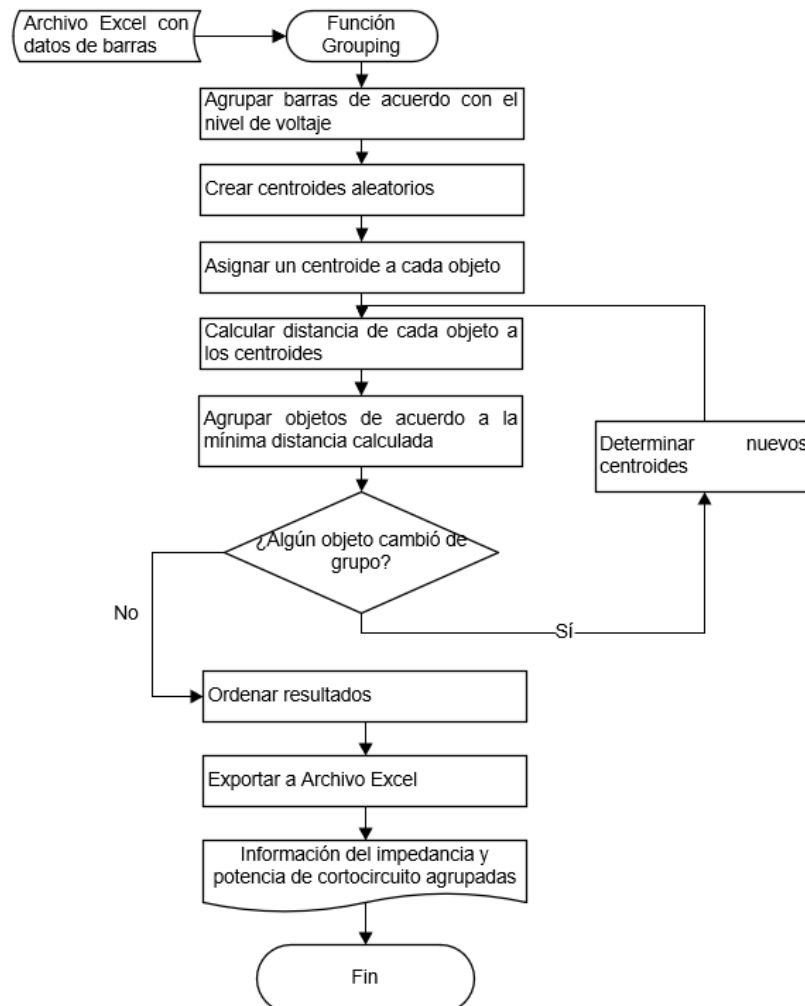


Figura 2.19. Diagrama de flujo de la función Grouping.

Para utilizar este algoritmo se parte de la asignación de un número de clústeres o grupos, en este caso se emplea el algoritmo para determinar 5 grupos, seguido de la asignación de 5 elementos designados al azar como centroides. Luego se calculan las distancias euclídeas de los objetos restantes a todos los centroides, y se evalúa a cuál centroide se encuentra más cercano para asignar la pertenencia de cada objeto a su grupo correspondiente. Con ello se recalcula los nuevos centroides como la media de todos los objetos que han sido asignados a su grupo. Este procedimiento se debe realizar hasta que los centroides de cada grupo permanezcan constantes [39].

Al no existir más cambios en los centroides, se tabula las barras agrupadas de acuerdo con la potencia de cortocircuito, estas tablas son exportadas al archivo Excel en diferentes hojas con su nivel de voltaje para su uso posterior, y también se tiene como salida una

estructura con la información de los grupos y sus respectivos valores de impedancia Thévenin, para ser usada en la etapa de simulación.

Si se ha seleccionado la opción de cargar archivo, se tiene la opción de cargar el archivo en formato Excel, de la misma manera que se realizó en las variaciones de flujo residual. La información de barras se ve reflejada en en interfaz, de modo que se puede inferir a qué grupo pertenece la barra en el lado de energización del transformador a estudiar, para ello se debe ingresar el número de grupo al que pertenece en la casilla correspondiente como se observa en la Figura 2.20.



Agrupar ▼	Archivo Excel	Cargar	Grupo al que pertenece	0
SCCMAX	SCCMIN	GRUPO		

Figura 2.20. Ventana de Variaciones de Equivalente Thévenin.

2.3.1.4. Botones de ejecución

Se tiene tres botones de ejecución como se observa en la Figura 2.21, cada uno de ellos ejecuta diferentes rutinas que realizan la simulación y análisis de los resultados de la simulación.



Figura 2.21. Botones de ejecución.

Dichas rutinas son explicadas a continuación:

2.3.1.4.1. Variar Parámetros

Se creó una función que realiza la variación del tiempo de cierre de ambos interruptores (Energización y Pre-Energización) y la simulación de cada caso, la función se denomina CambSwitch (Figura 2.22), y recibe como argumento de entrada, además del archivo *.atp, el directorio, el tipo de interruptor y la frecuencia de muestreo de la simulación del caso

base, los valores de tiempo de apertura y tiempo de cierre de los interruptores, teniendo en cuenta los diagramas de tiempo de la Figura 2.4 y la Figura 2.6, dependiendo de qué tipo de variación se va a realizar (flujo residual o equivalente Thévenin).

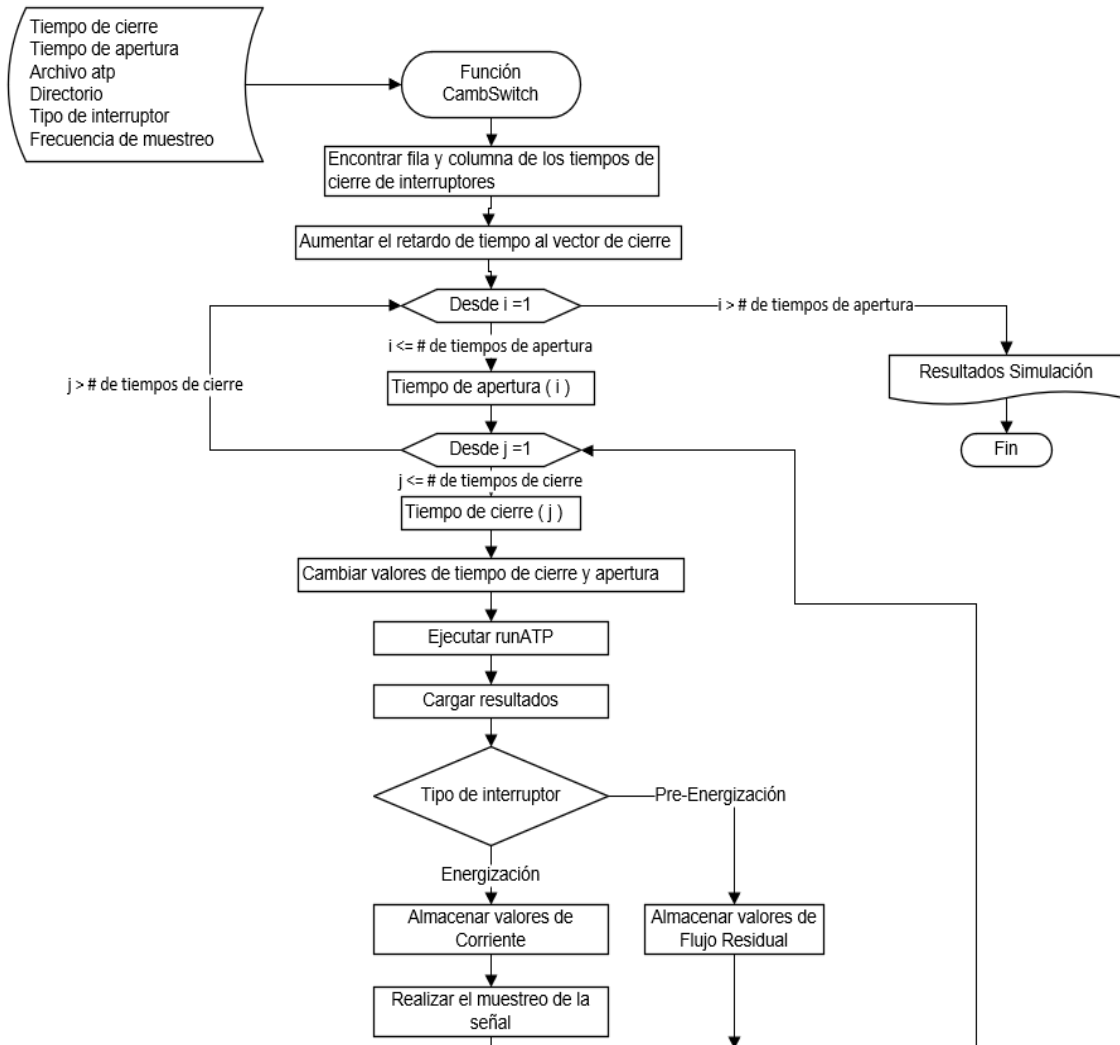


Figura 2.22. Diagrama de flujo de la función CambSwitch.

Utilizando la función GetLC se obtienen los índices de los parámetros asociados a los interruptores de energización y pre-energización que son:

- 'INTDA INTHA': Nombre de los nodos a los que se asocia ambos interruptores.
- 'Tclose': Tiempo de cierre del interruptor.
- '<Top/Tde >': Tiempo de apertura del interruptor.

Cuando se obtiene el número de fila y columna en las cuales se debe realizar la variación de los tiempos de cierre, se efectúa los cambios dependiendo de los argumentos de entrada utilizando la función ChangeValue. Una vez que el archivo *.atp ha sido modificado

con los tiempos de cierre correspondientes a cada caso, se debe efectuar la simulación haciendo uso de la función RunATP.

El proceso descrito debe realizarse para cuantos tiempos de cierre y apertura se especifiquen como argumento de entrada de la función. En cada simulación se carga el archivo de resultados en formato *.mat para almacenarlo en una estructura de datos y se realiza el muestreo de las señales de corriente.

Para realizar la simulación en ATP es necesario especificar un paso de tiempo muy pequeño, en el orden de los microsegundos, por lo que los resultados son señales discretas con una frecuencia de muestreo en el orden de los mega hercios, con lo que la señal discreta se asemeja a una señal continua. Por esta razón, se realiza el muestreo de la señal, disminuyendo la tasa de muestreo a 1200 Hz, que significan 20 muestras por ciclo y se tiene como resultado una señal como la de la Figura 2.23.

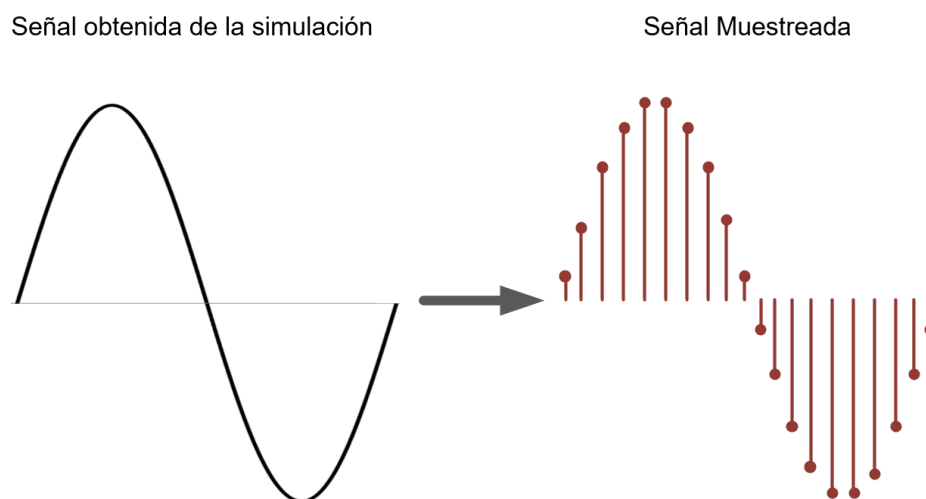


Figura 2.23. Muestreo de la señal.

La función CambSwitch realiza el muestreo de la señal ya que se tiene como argumento de entrada la frecuencia de muestreo que se ha obtenido al cargar el archivo *.atp (f_{sample}). En la ecuación (2.3) se indica N , que es el número que indica el paso en el que se debe tomar un valor de la señal obtenida como resultado para tener una señal muestreada con 20 muestras por ciclo.

$$N = \frac{f_{sample}}{1200} \quad (2.3)$$

Si se realiza el análisis de un solo transformador basta con realizar el muestreo de la señal de corriente medida en el devanado primario. Pero si es un análisis de interacción

simpatética de transformadores hay que considerar que se va a obtener el resultado de los medidores de corrientes ubicados en los devanados secundario y terciario.

En el país, el grupo de conexión comúnmente usado en transformadores de potencia es Yyd1, por lo que se realiza la compensación por grupo de conexión únicamente al devanado terciario ya que los devanados primario y secundario tienen el mismo grupo de conexión.

Para ello se multiplica la corriente de cada fase del devanado terciario por la matriz de compensación que se muestra en la ecuación (2.4) [40]. En el 5.ANEXO B se tienen las matrices de compensación que pueden utilizarse para transformadores con diferentes grupos de conexión.

$$M_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Una vez explicado el mecanismo de simulación y de variaciones de tiempos de cierre, se procede a describir cómo se realiza cada una de las variaciones. Esto se lo realiza luego de haber ingresado los datos solicitados por la herramienta computacional, presionando el botón “Variar Parámetros”, el mismo que, ejecuta las variaciones escogidas.

Se realiza la explicación de cómo se realizan las posibles variaciones que el usuario puede escoger:

- **Variación de Equivalente Thévenin**

Si se ha escogido efectuar las variaciones de Equivalente Thévenin, se ejecuta la función VarZth, que se observa en la Figura 2.24. En la función VarZth se realiza la variación de la impedancia equivalente, efectuando el cambio en el archivo *.atp de los valores de impedancia equivalente buscando con la función GetLC el encabezado ‘MODEL Z0Z1Z2’, en donde se debe modificar con los valores correspondientes a cada impedancia ingresada como variación de equivalente Thévenin.

Por cada variación de impedancia equivalente se ejecuta la función CambSwitch, es decir que se simula la energización del transformador en los tiempos especificados, pero cambiando el valor de la impedancia equivalente. Los resultados obtenidos son almacenados en una estructura de resultados asociada a las variaciones de equivalente Thévenin.

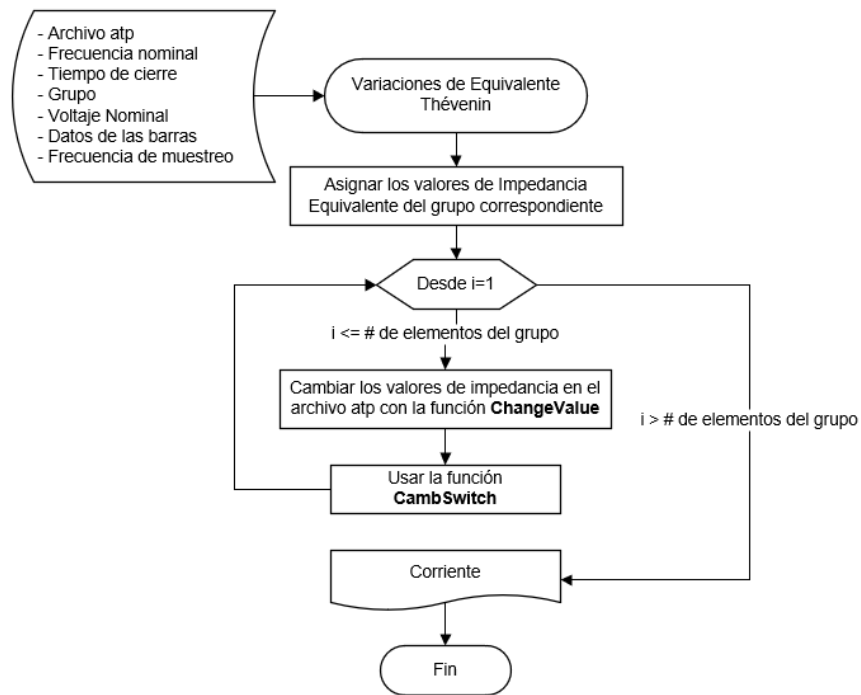


Figura 2.24. Diagrama de flujo de la función VarZth.

- **Variaciones de flujo residual**

Cuando se escoge realizar las variaciones de flujo residual, se ejecuta la función VarFr, cuyo diagrama de flujo se observa en la Figura 2.25.

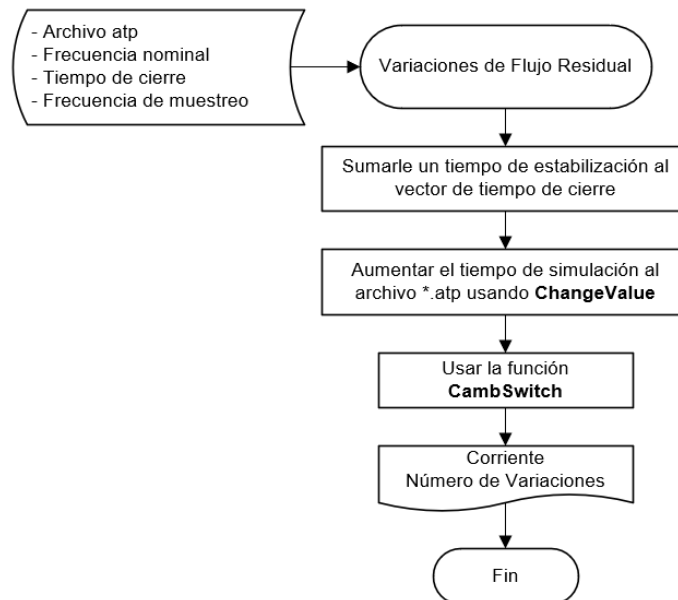


Figura 2.25. Diagrama de flujo de la función VarFr.

En la función se utilizan los tiempos de apertura determinados o cargados en el archivo Excel, y se conforma el vector de tiempo de apertura necesario para poder darle al núcleo

del transformador una magnetización remanente. Al vector de tiempo de cierre se le adiciona 15 ciclos, para tener en cuenta el tiempo en el que el flujo magnético toma su valor de estado estable.

Antes de realizar las simulaciones, se aumenta 15 ciclos al tiempo de simulación, para no alterar el tiempo total de simulación. Una vez conformados los tiempos de cierre y apertura, se procede a llamar a la función CambSwitch con lo cual se obtendrá los resultados de la simulación de energización realizando las variaciones de Flujo Residual, y el número de variaciones realizadas.

- **Variaciones de tiempo de cierre**

Para este caso se toma en cuenta que el interruptor se cierra en los tiempos especificados por el usuario, es decir, no se considera ninguna variación de Equivalente Thévenin ni de Flujo Residual.

- **Variaciones de Inductancia air-core**

Las variaciones de inductancia air-core se efectúan cambiando en ATPDraw el valor de la pendiente final de la curva con valores recomendados por la bibliografía, o los valores que el usuario crea conveniente. Este parámetro no se lo puede cambiar explícitamente en el archivo *.atp, por ello se debe cargar diferentes archivos para cuantos valores de inductancia air-core se desee analizar.

2.3.1.4.2. Analizar señales

Debido a que las señales de interés, en este caso las corrientes por fase, no permanecen constantes a lo largo del tiempo, el valor del fasor en cada punto de la señal muestreada se calcula mediante la obtención de su componente fundamental en cada ventana de datos, para ello se aplica el algoritmo de DFT no recursivo.

La DFT es un método para calcular la Transformada de Fourier de un número de muestras tomado de una señal analógica $x(t)$, esto se lo realiza en pasos discretos en el dominio de la frecuencia. Para una señal muestreada con una frecuencia de muestreo $F_s = Nf_0$, es decir que la señal tiene N muestras por ciclo, su intervalo de muestreo es $T = 1/F_s$. Su ángulo de muestreo θ es $2\pi/N$ [32].

La representación fasorial de la k -ésima componente armónica, para un período de la señal $x(t)$ con N muestras x_n , en una ventana de tiempo se da por la ecuación (2.6) y en forma compleja, la ecuación (2.7) [29], [32].

$$x(t) = X_m \cos(2\pi f_0 t + \varphi) \quad (2.5)$$

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-\frac{j2\pi kn}{N}} \quad (2.6)$$

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \left(\cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) - j \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right) \quad (2.7)$$

Definiendo las sumatorias del seno y del coseno se tienen las expresiones (2.8) y (2.9).

$$X_{kc} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \quad (2.8)$$

$$X_{ks} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \quad (2.9)$$

La representación del fasor X_k es el indicado en la ecuación (2.10).

$$X_k = X_{kc} - jX_{ks} \quad (2.10)$$

Esto se realiza para cada actualización de ventana de datos, obteniéndose un fasor por cada muestra tomada en la señal muestreada. El algoritmo no recursivo, no necesita datos de estimaciones anteriores, lo que lo hace numéricamente estable y no acarrean errores de recorte durante la operación a largo plazo [29].

Se desarrolló una función que realiza el cálculo de la DFT con el método explicado, para lo cual se utilizan los resultados obtenidos cuando $k = 1$ para representar el fasor, para obtener las componentes armónicas se utiliza los demás valores de k (0, 2, 3, ...). La salida de esta función contiene los fasores (parte real y parte imaginaria) de cada componente de frecuencia indicada a lo largo de toda la señal muestreada.

2.3.1.4.3. Analizar protección diferencial

Una vez obtenidos los fasores de las señales de corriente en cada fase, de cada una de las simulaciones, se realiza el análisis de la protección diferencial. Para ello, se utiliza la curva característica del relé de la Figura 2.13 como referencia para el análisis.

El proceso del análisis de la protección diferencial es el descrito en la Figura 2.26, el mismo que se ejecuta al presionar el botón "Analizar protección diferencial", para las variaciones escogidas en la etapa de ingreso de datos.

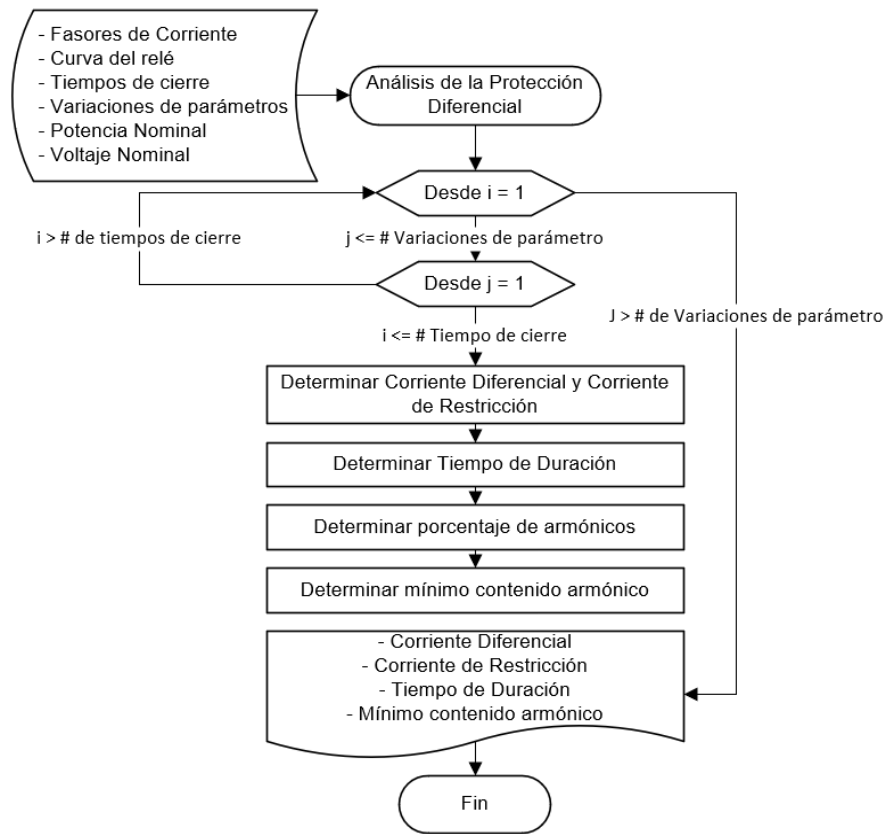


Figura 2.26. Función análisis de la protección diferencial.

A continuación, se explica cómo se desarrollan los subprocesos de la función.

- ***Cálculo de la corriente diferencial y corriente de restricción***

Para realizar el cálculo de las corrientes diferencial y de restricción se debe tener las corrientes que entran y salen del elemento protegido. Al ser un transformador de tres devanados, se utilizan las corrientes de los tres devanados.

La corriente diferencial y de restricción se calculan con las ecuaciones (2.11) y (2.12), respectivamente. Al ser sumas geométricas, deben ser corrientes referidas a un solo devanado, ya que se encuentran a diferente nivel de voltaje y potencia.

$$I_{DIF} = \frac{|\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3|}{I_{nom}} \quad (2.11)$$

$$I_{REST} = \frac{|\bar{I}_1| + |\bar{I}_2| + |\bar{I}_3|}{I_{nom}} \quad (2.12)$$

Los valores de corriente diferencial y de restricción se expresan en función de la corriente nominal del devanado al cuál se refirió todos los valores. Esto se realiza para todas las

componentes de frecuencia calculadas, ya que se analiza el contenido armónico de la corriente diferencial más adelante.

- **Determinación del tiempo de duración**

Para determinar el tiempo de duración de la corriente se tiene en cuenta la corriente diferencial calculada previamente y la curva característica del relé diferencial. Para el presente trabajo de titulación, se considera que la corriente que existe en el devanado primario del transformador a energizar, es una corriente Inrush.

Por lo tanto, mientras la corriente diferencial calculada exceda la característica de operación del relé, se considera una Corriente Inrush. Este análisis se lo realiza para las tres fases, por lo que, el tiempo mayor entre las tres fases, será el tiempo de duración de la corriente.

- **Cálculo del porcentaje de armónicos**

Se realiza el cálculo del porcentaje de cada armónico (0, 2, 3, ...) de la corriente diferencial, con respecto a su fundamental. Esto se realiza para cada corriente diferencial calculada, de acuerdo con la ecuación (2.13).

$$I_{DIF\ h\%} = \frac{I_{DIF\ h}}{I_{DIF\ 1}} \times 100 \quad (2.13)$$

- **Análisis del mínimo contenido armónico**

Para cada componente armónica de la corriente diferencial se determina el mínimo porcentaje de contenido armónico que tiene cada fase, teniendo en cuenta el tiempo de duración de la corriente Inrush. Es decir que, se analiza mientras la corriente diferencial haya superado la curva característica del relé diferencial.

2.3.2. VENTANA DE REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE RESULTADOS

La representación gráfica de los resultados se la presenta de dos maneras: sobre la curva de operación del relé y con la corriente de energización con las componentes armónicas calculadas.

Para ello, se tiene que seleccionar las gráficas a representar utilizando las opciones que se tienen en la Figura 2.27. En la Tabla 2.2 se realiza una descripción de cada componente.

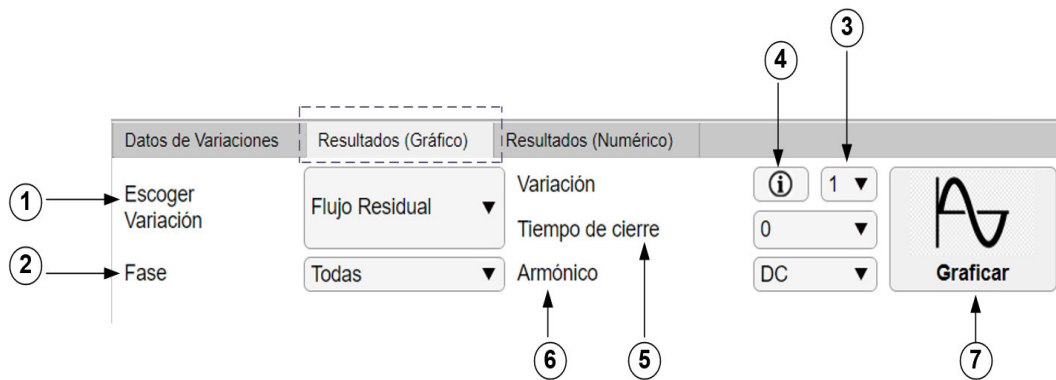


Figura 2.27. Selección de variables a graficar.

Tabla 2.2. Descripción de la selección de variables a graficar.

Número	Descripción
1.	El tipo de variación a escoger es un menú desplegable en donde se encontrará los tipos de variaciones que se escogieron para realizar la simulación.
2.	El usuario puede escoger si se desea visualizar las tres fases, o alguna fase en específico (A, B, C).
3.	Se puede visualizar todas las variaciones realizadas, o escoger alguna de ellas. Las variaciones se presentan como numeración (1, 2, 3, ...), en el punto 4 se explicará cómo acceder a la leyenda.
4.	Presionando el botón de información, una ventana emergente con la información de las variaciones aparece en pantalla, para relacionar la variación con su numeración asignada.
5.	Se puede representar todos los tiempos de cierre, o escoger un tiempo de cierre en especial.
6.	Un armónico a la vez puede ser representado, para ello se debe escoger el armónico deseado.
7.	Para obtener las gráficas se presiona el botón Graficar.

2.3.2.1. Gráficos en Curva de Operación del Relé

Cuando se selecciona la ventana de Curva de Operación del Relé, se encuentra una gráfica en la cual, seleccionando el tipo de vista de Curva de Operación, se puede observar el comportamiento de la corriente diferencial de la/s señal/es escogidas con respecto a la curva de operación ingresada previamente. Es decir, se tiene en el eje de las abscisas la corriente de restricción, y en el eje de las ordenadas la corriente diferencial, así como se observa en la Figura 2.28.

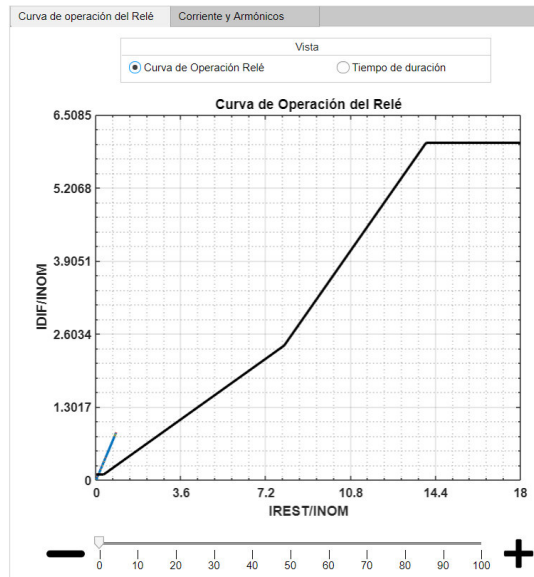


Figura 2.28. Vista de Curva de Operación.

Escogiendo en cambio, la opción de vista Tiempo de duración, se tiene visibilidad de la corriente diferencial, en función del tiempo.

A su vez, se observan puntos importantes de la curva de operación como las transiciones entre segmentos (Corriente de pickup-Pendiente 1, Pendiente 1-Pendiente 2, Pendiente 2-Corriente máxima), con lo que se puede apreciar el tiempo durante el cual la corriente diferencial sobrepasa la característica de operación, así como se observa en la Figura 2.29.

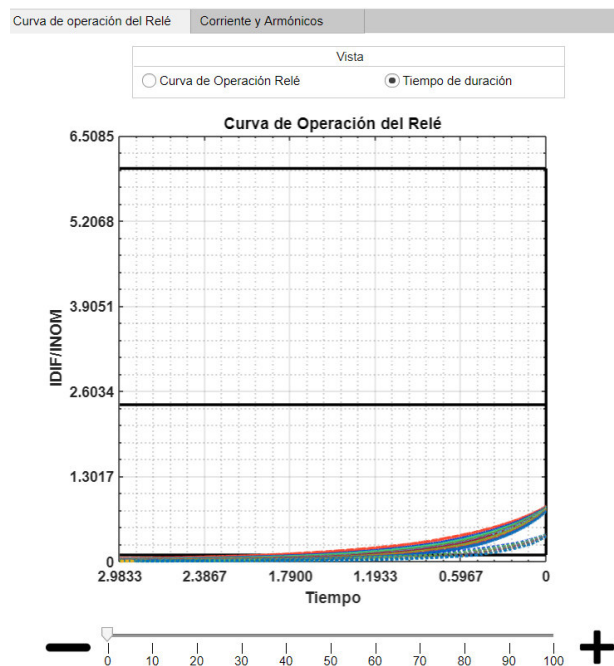


Figura 2.29. Vista de Tiempo de Duración.

En la parte inferior de la curva se encuentra una barra deslizante con la que se puede acercar o alejar la imagen, para mejorar la visibilidad. Además, si se encuentra seleccionada la ventana de Curva de Operación del Relé, se puede observar en las tablas la información de tiempo máximo de duración, y el mínimo contenido armónico de las señales graficadas.

En la Figura 2.30 se tiene un ejemplo, en las tablas de la izquierda se observan los colores con los que se grafica cada señal, para un mejor entendimiento.

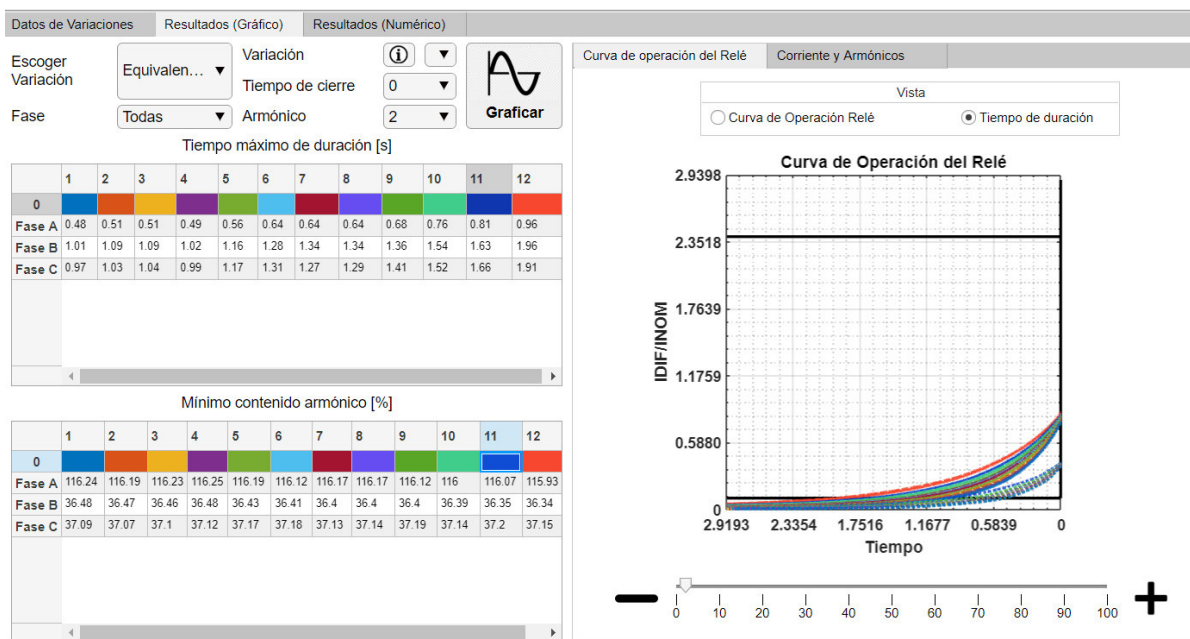


Figura 2.30. Gráfica de tiempo de duración y tablas de duración.

2.3.2.2. Gráficos de Corriente y Armónicos

La ventana de Corrientes y Armónicos muestra en una gráfica las señales de corriente del devanado en el que se energizó el transformador, ya sea en amperios o en por unidad. Además, en otra gráfica, se observa el contenido del armónico seleccionado de la corriente diferencial en amperios o en porcentaje con respecto a la fundamental.

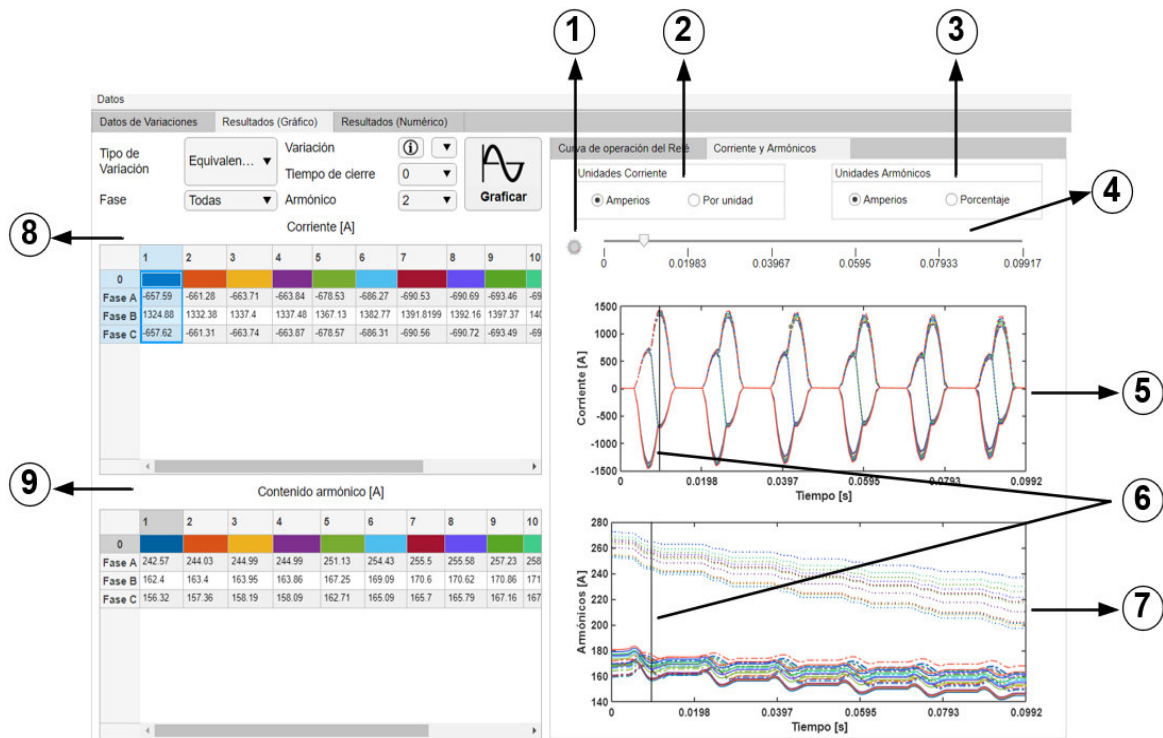


Figura 2.31. Gráfica de Corriente y Armónicos.

En la Figura 2.31. se observa la ventana de gráficos de corriente y armónicos, en la Tabla 2.3. se realiza una descripción de sus elementos.

Tabla 2.3. Descripción de los elementos en Gráfica de Corriente y Armónicos.

Número	Descripción
1.	Es una perilla que sirve para alejar o acercar las gráficas con respecto a un punto determinado por el elemento del punto 4.
2.	Selección de unidades de corriente (Amperios o por unidad).
3.	Selección de unidades de contenido del armónico seleccionado (Amperios o porcentaje con respecto a la fundamental)
4.	Barra deslizando en la que se ubica el puntero, sirve para seleccionar el punto que se desea visualizar los valores en los elementos 8 y 9.
5.	Gráfica de corriente en función del tiempo, de la/s variable/s escogida/s.
6.	Puntero dado por la ubicación de la barra deslizando (elemento 4.).
7.	Gráfica de contenido armónico en función del tiempo, de la/s variable/s escogida/s.
8.	Tabla de información del valor de corriente en el tiempo indicado por el puntero.
9.	Tabla de información del valor de contenido armónico en el tiempo indicado por el puntero.

2.3.3. VENTANA DE REPRESENTACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS

En esta ventana, se presentan los resultados numéricos del estudio. Se empieza seleccionando el armónico con el que se desea realizar el análisis. Para ello existe el menú desplegable Armónico como se indica en la Figura 2.32. Una vez seleccionado el armónico deseado se presiona Mostrar Resultados.

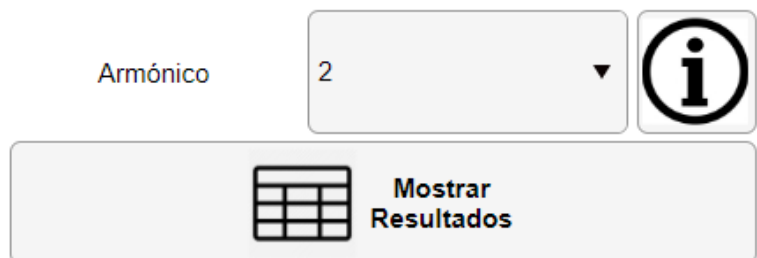


Figura 2.32. Selección de armónicos para representación numérica de resultados.

Los resultados finales que se obtienen con el estudio del presente trabajo de titulación, son ajustes recomendados de tiempo de bloqueo y mínimo contenido del armónico deseado con respecto a la fundamental, así como se observa en la Figura 2.33. Esto se presenta por cada tipo de variación para realizar el análisis de la influencia de determinados factores en el tiempo de duración o en el mínimo contenido armónico de la señal.

Ajuste Recomendado	Tiempo de Cierre	Tiempo de bloqueo: 1.21	Mínimo contenido armónico: Fase A: 19.61% Fase B: 25.17% Fase C: 22.72%
	Equivalente Thévenin	Tiempo de bloqueo: 2.34	Mínimo contenido armónico: Fase A: 19.61% Fase B: 25.06% Fase C: 22.65%
	Flujo Residual	Tiempo de bloqueo: 1.26	Mínimo contenido armónico: Fase A: 17.83% Fase B: 20.58% Fase C: 20.45%

Figura 2.33. Ajuste recomendado por tipo de variación.

Además, se presenta en tablas los resultados obtenidos en cada tipo de variación ejecutada para realizar un análisis a profundidad de lo que sucede con la corriente diferencial en diferentes circunstancias, y se muestra como en la Figura 2.34. Estos valores se pueden exportar a un archivo Excel, con lo que los datos obtenidos en los resultados pueden ser usados posteriormente.

Variaciones de Tiempo de Cierre		Variaciones de Equivalente Thévenin					Variaciones de Flujo Residual				
0	1.0058	0	1.0092	1.0917	1.0933	1.023	0	0.9430	0.9896	1.0604	1.07
0.001	1.0083	0.001	1.0100	1.0775	1.0933	1.026	0.001	0.9105	0.9096	1.0113	1.05
0.002	0.9633	0.002	0.9783	1.0458	1.0600	0.992	0.002	0.9288	0.8638	0.9263	0.97
0.003	1.0967	0.003	1.1117	1.1792	1.1967	1.128	0.003	1.0787	1.0446	1.0454	1.09
0.004	1.1458	0.004	1.1467	1.2283	1.2450	1.178	0.004	1.1137	1.0821	1.0962	1.14
0.005	1.1658	0.005	1.1808	1.2658	1.2808	1.195	0.005	1.2145	1.1812	1.1312	1.14
0.006	1.1992	0.006	1.2142	1.2975	1.3142	1.230	0.006	1.2320	1.2145	1.1654	1.18
0.007	1.1508	0.007	1.1642	1.2333	1.2642	1.182	0.007	1.2004	1.1812	1.1312	1.14
0.008	1.0333	0.008	1.0350	1.0992	1.1158	1.085	0.008	1.1154	1.0837	1.0146	1.01

Mínimo contenido armónico [%]		Mínimo contenido armónico [%]		Mínimo contenido armónico [%]	
0	A: 116.2% B: 36.5% C: 37.1%	0	A: 116.2% B: 36.5% C: 37.1%	0	A: 124.7% B: 39.1% C: 42.9%
0.001	A: 56.06% B: 50.2% C: 53.6%	0.001	A: 56.04% B: 50.2% C: 53.6%	0.001	A: 54.67% B: 53.2% C: 62.1%
0.002	A: 40.91% B: 38.8% C: 122%	0.002	A: 40.92% B: 38.8% C: 122%	0.002	A: 47% B: 36.8% C: 121%
0.003	A: 45.37% B: 41.7% C: 53.3%	0.003	A: 45.37% B: 41.7% C: 53.3%	0.003	A: 45.83% B: 57.9% C: 37.2%
0.004	A: 37.4% B: 96.4% C: 24.3%	0.004	A: 37.39% B: 96.4% C: 24.3%	0.004	A: 34.77% B: 100% C: 27.4%
0.005	A: 27.7% B: 98.8% C: 32.2%	0.005	A: 27.7% B: 98.8% C: 32.2%	0.005	A: 24.42% B: 94.2% C: 32.4%
0.006	A: 19.61% B: 73.8% C: 35.7%	0.006	A: 19.61% B: 73.8% C: 35.6%	0.006	A: 19.05% B: 57.2% C: 34%
0.007	A: 39.49% B: 30.6% C: 39.3%	0.007	A: 39.49% B: 30.6% C: 39.3%	0.007	A: 44.03% B: 21% C: 35.8%
0.008	A: 74.71% B: 30.3% C: 39.6%	0.008	A: 74.71% B: 30.3% C: 39.6%	0.008	A: 74.2% B: 29.5% C: 35.6%

Figura 2.34. Tabla de resultados.

2.3.4. ALMACENAMIENTO DE RESULTADOS

La herramienta computacional tiene la opción de importar y exportar los resultados del estudio según el usuario lo requiera para ello se tienen las siguientes opciones:

- *Resultados de simulación:* se importa/exporta los resultados obtenidos de la simulación de las variaciones escogidas.
- *Análisis de señales:* además de importar/exportar los resultados de la simulación, se puede importar/exportar los resultados del tratamiento de las señales.
- *Análisis de la protección diferencial:* se puede importar/exportar el resultado de todo el estudio de energización.

Esta función de la herramienta se la desarrolló a raíz de que el tiempo de simulación es extenso para las numerosas simulaciones que se realiza en el estudio, por lo que el usuario puede mantener almacenados los resultados de la simulación en un archivo *.mat.

2.4. ETAPA 3 – INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En la tercera etapa se realiza la interpretación de resultados obtenidos en las etapas 1 y 2. Para ello se debe analizar cuál es el caso que compromete el funcionamiento del relé diferencial.

Para parametrizar el bloqueo de la protección diferencial durante la energización del transformador de potencia, se analiza el peor escenario que puede suceder, este es el caso en el que el porcentaje de segundo armónico es muy bajo, ya que, si sucede esto, podría

confundirse con una corriente de cortocircuito, por lo tanto, la protección diferencial opera de manera innecesaria.

Además, el ajuste que requieren los relés numéricos es el tiempo que bloqueo de la protección diferencial, al detectar que el contenido de segundo armónico de la corriente medida es mayor al porcentaje ajustado. Por lo que, se debe ajustar con el mayor tiempo de duración obtenido con respecto a la corriente de pickup correspondiente.

La herramienta computacional permite analizar el peor escenario tomando en cuenta los diferentes parámetros que influyen al momento de realizar la energización del transformador, por lo que, el usuario utiliza la información obtenida para parametrizar el bloqueo de la protección diferencial por corriente Inrush.

3. RESULTADOS

En el presente capítulo se documenta los resultados obtenidos mediante la aplicación de la herramienta computacional desarrollada en capítulos anteriores en diferentes transformadores de potencia. Además, se realiza el análisis de la incidencia de diferentes parámetros en el funcionamiento de la protección diferencial al existir una corriente Inrush debido a la energización del transformador.

Como resultados del estudio se propone los ajustes de bloqueo de la protección diferencial tanto de porcentaje de contenido de segundo armónico y tiempo de bloqueo de acuerdo con el análisis de las señales obtenidas a través de las simulaciones paramétricas realizadas.

El estudio se realizó en transformadores trifásicos de tres devanados con diferentes capacidades nominales, con el fin de realizar un análisis de la incidencia del tamaño del transformador en la corriente Inrush. Estos casos se indican en la Tabla 3.1. De los casos expuestos, se va a aplicar un estudio detallado al transformador TRK de la Subestación Nueva Prosperina, y los demás casos se indican en la sección de ANEXOS.

Tabla 3.1. Casos de Estudio

Caso No.	Ubicación	Voltaje Nominal			Potencia Nominal		
		HV	MV	LV	HV	MV	LV
1	Subestación Nueva Prosperina	230	69	13.8	225	225	75
2	Subestación Pedernales	138	69	13.8	66.7	66.7	22
3	Subestación San Rafael	500	230	34.5	450	450	150
4	Subestación San Juan de Manta	230	69	13.8	225	225	75

3.1. CASO 1: TRANSFORMADOR NUEVA PROSPERINA

En el ANEXO C se presenta los datos y el procedimiento realizado para la modelación del sistema con el fin de obtener el archivo *.atp utilizado como caso base en el estudio del transformador elegido. Como resultado de la parametrización realizada, se obtiene la curva de saturación de la Figura 3.1.

Se realizó también la validación del modelo utilizado, realizando la comparación gráfica del resultado de la simulación del evento de energización, con una oscilografía obtenida en el evento de energización del transformador real, esto se muestra en el ANEXO D.

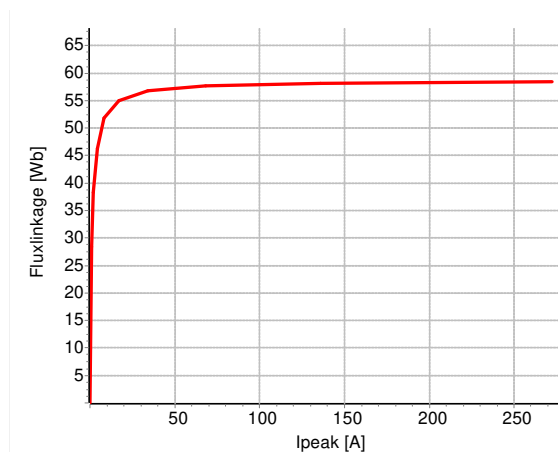
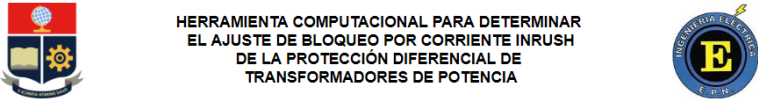


Figura 3.1. Curva de saturación del transformador TRK-Nueva Prosperina.

3.1.1. INGRESO DE DATOS A LA HERRAMIENTA

Una vez realizada la modelación del caso base, se procede a ejecutar la herramienta computacional desarrollada en el presente trabajo de titulación. En la Figura 3.2 se observa la sección de ingreso de datos. Además, se cargó el archivo llamado Nueva_Prospalina.atp. En este caso se seleccionó el fenómeno Inrush, debido a que se tiene únicamente un transformador en vacío.



**HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA DETERMINAR
EL AJUSTE DE BLOQUEO POR CORRIENTE INRUSH
DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

<p style="text-align: center; color: red;">Datos Transformador</p> <table style="width: 100%;"> <tr><td>Potencia Nominal HV [MVA]</td><td style="text-align: right;">225</td></tr> <tr><td>Potencia Nominal MV [MVA]</td><td style="text-align: right;">225</td></tr> <tr><td>Potencia Nominal BV [MVA]</td><td style="text-align: right;">75</td></tr> <tr><td>Voltaje Nominal MV [kV]</td><td style="text-align: right;">69</td></tr> <tr><td>Voltaje Nominal BV [kV]</td><td style="text-align: right;">13.8</td></tr> </table>	Potencia Nominal HV [MVA]	225	Potencia Nominal MV [MVA]	225	Potencia Nominal BV [MVA]	75	Voltaje Nominal MV [kV]	69	Voltaje Nominal BV [kV]	13.8	<p style="text-align: center; color: red;">Archivo Atp</p> <p>Archivo Atp <input type="button" value="Cargar"/></p> <p style="text-align: center; color: red;">Tipo de Fenómeno</p> <p style="background-color: #ADD8E6;">Inrush (Transformador solo)</p> <p>Interacción simpatética (Dos transformadores en para</p>														
Potencia Nominal HV [MVA]	225																								
Potencia Nominal MV [MVA]	225																								
Potencia Nominal BV [MVA]	75																								
Voltaje Nominal MV [kV]	69																								
Voltaje Nominal BV [kV]	13.8																								
<p style="text-align: center; color: red;">Datos del Interruptor</p> <table style="width: 100%;"> <tr><td>Modo de Ingreso de tiempo de cierre</td><td style="text-align: right;">Paso de tiempo</td></tr> <tr><td>Ingrese Paso de tiempo [ms]</td><td style="text-align: right;">1</td></tr> <tr><td>Retardo entre Fases</td><td style="text-align: right;">No</td></tr> <tr><td>Retardo Fase A [ms]</td><td style="text-align: right;">0</td></tr> <tr><td>Retardo Fase B [ms]</td><td style="text-align: right;">0</td></tr> <tr><td>Retardo Fase C [ms]</td><td style="text-align: right;">0</td></tr> </table>	Modo de Ingreso de tiempo de cierre	Paso de tiempo	Ingrese Paso de tiempo [ms]	1	Retardo entre Fases	No	Retardo Fase A [ms]	0	Retardo Fase B [ms]	0	Retardo Fase C [ms]	0	<p style="text-align: center; color: red;">Curva Característica del Relé</p> <table style="width: 100%;"> <tr><td>Ipickup:</td><td style="text-align: right;">0.1</td></tr> <tr><td>Pendiente 1:</td><td style="text-align: right;">0.3</td></tr> <tr><td>Pendiente 2:</td><td style="text-align: right;">0.6</td></tr> <tr><td>Pie 1</td><td style="text-align: right;">0</td></tr> <tr><td>Pie 2</td><td style="text-align: right;">4</td></tr> <tr><td>Imáxima</td><td style="text-align: right;">6</td></tr> </table>	Ipickup:	0.1	Pendiente 1:	0.3	Pendiente 2:	0.6	Pie 1	0	Pie 2	4	Imáxima	6
Modo de Ingreso de tiempo de cierre	Paso de tiempo																								
Ingrese Paso de tiempo [ms]	1																								
Retardo entre Fases	No																								
Retardo Fase A [ms]	0																								
Retardo Fase B [ms]	0																								
Retardo Fase C [ms]	0																								
Ipickup:	0.1																								
Pendiente 1:	0.3																								
Pendiente 2:	0.6																								
Pie 1	0																								
Pie 2	4																								
Imáxima	6																								
<p style="color: red;">Escojer Tipo de Variaciones</p> <div style="background-color: #ADD8E6; padding: 5px;"> <p>Flujo Residual</p> <p>Equivalente Thévenin</p> <p>Tiempo de Cierre</p> </div>																									

Figura 3.2. Ingreso de datos a la herramienta.

Se seleccionó el ingreso de tiempo de cierre como un paso de tiempo, e ingresando un tiempo de un milisegundo se indica que se realizará el estudio teniendo en cuenta que el interruptor se cierra en pasos de un milisegundo a lo largo de un ciclo de la onda de voltaje. También se consideró que no existe retardo entre fases, por ello se seleccionó “No” como opción de retardo entre fases.

Para ingresar los datos de la curva característica del relé se utilizó el valor de 0.1 como corriente de pickup como un primer ajuste, se incrementó este ajuste para realizar el análisis de las señales obtenidas. Los valores de las pendientes se tomaron del ajuste del relé TRK-NPR proporcionado por TRANSELECTRIC, así como los pies de curva y la corriente máxima

3.1.2. VARIACIONES DE INDUCTANCIA AIR-CORE

Debido a que, en el modelo escogido, la inductancia air-core representa la pendiente final de la curva de saturación y este valor es desconocido, se utilizó la herramienta computacional para analizar cómo influye este parámetro en la energización de transformadores y seleccionar un valor adecuado para el presente estudio. El valor recomendado es de 0.1 – 4.5 p.u. (dependiendo del tipo de transformador), por lo cual se ha utilizado este rango para efectuar las simulaciones. Para cada valor de inductancia se realizó la simulación de la energización del transformador cada milisegundo y se tomó como resultado el valor de mínimo contenido de segundo armónico para el análisis.

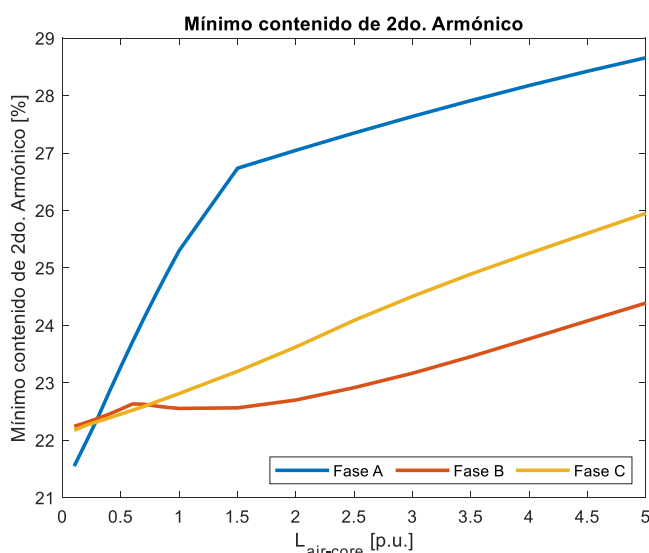


Figura 3.3. Relación de mínimo contenido de 2do. armónico con la inductancia air-core.

Como resultado se tiene que existe menor contenido de segundo armónico en la corriente de magnetización para menores valores de la inductancia air-core, relacionada con la pendiente final de la curva de saturación. Esto se puede evidenciar en la Figura 3.3, en

donde se observa que el mínimo contenido de segundo armónico aumenta a medida que la inductancia air-core lo hace. Por esta razón, se ha constatado que el valor de inductancia air-core adecuado en estudios en donde se desea determinar el contenido mínimo de segundo armónico de la corriente diferencial es el recomendado por la literatura, que es 0.3 p.u.

3.1.3. SIMULACIÓN CON VARIACIÓN DE TIEMPOS DE CIERRE

Se realizó la simulación teniendo en cuenta solamente la variación de tiempo de cierre, para lo cual se determinó el mínimo contenido de segundo armónico en cada simulación. Como primer ejercicio se utilizó como tiempos de cierre los puntos críticos de las ondas de voltaje y flujo magnético.

En la Figura 3.4 se tienen las señales de voltaje (línea continua) y flujo magnético (línea entrecortada) en cada fase, en función del tiempo, en donde se puede observar que los puntos máximos, mínimos y cruces por cero para las diferentes fases se dan cada 30° .

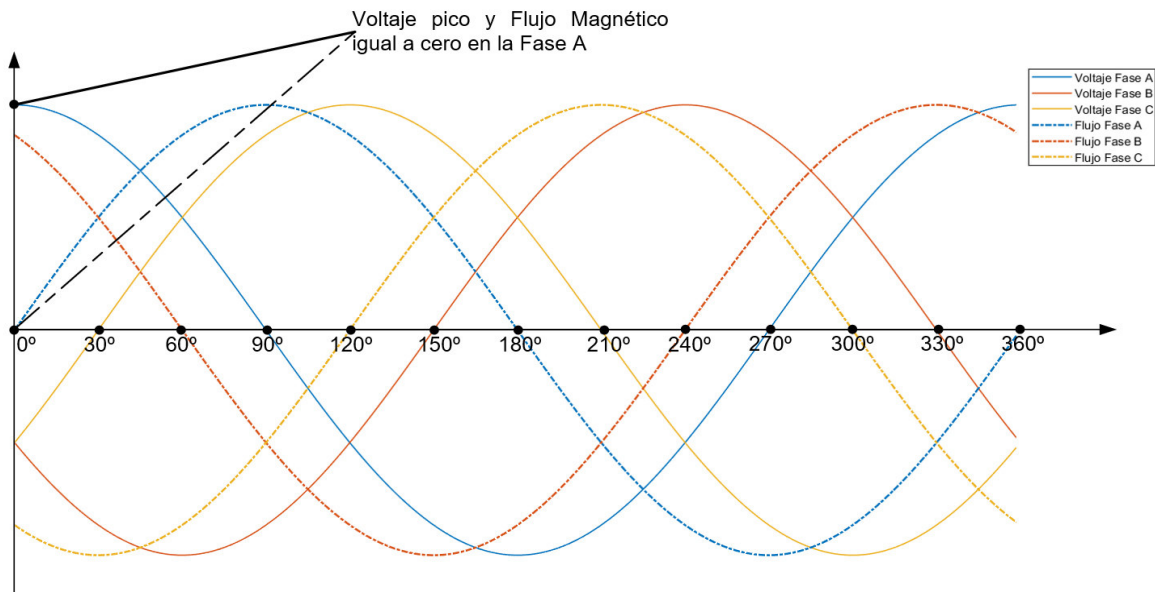


Figura 3.4. Puntos críticos de la señal de voltaje y flujo magnético.

Como resultado se obtienen diferentes valores de mínimo contenido de segundo armónico, como se observa en la Figura 3.5 y los valores de corriente pico máxima ilustrada en la Figura 3.6, en donde se puede apreciar que para cada tiempo de cierre el mínimo contenido armónico en las tres fases no tiene valores similares o cercanos, así como la corriente pico. Esto sucede debido a que, en un sistema trifásico, las señales se encuentran desfasadas 120 grados, por lo que se encuentran en diferentes puntos de la señal.

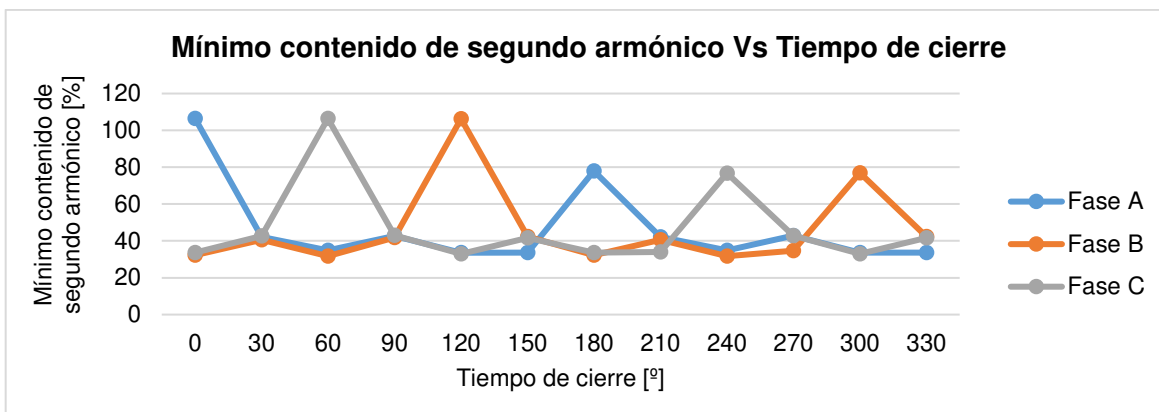


Figura 3.5. Mínimo contenido de segundo armónico en función del tiempo de cierre (cada 30°).

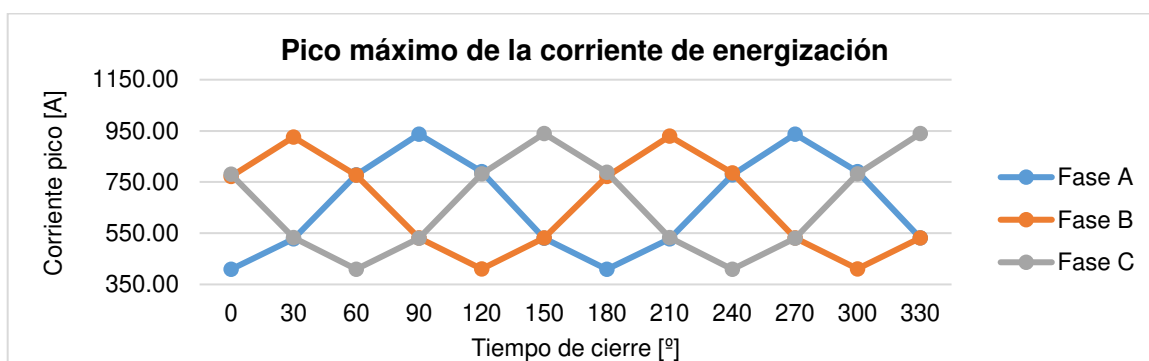


Figura 3.6. Corriente de energización pico en función del tiempo de cierre (cada 30°).

Teniendo los resultados de mínimo contenido de segundo armónico y corriente de energización pico, se puede observar que, los puntos críticos de la señal de voltaje y flujo magnético no resultan en mínimo contenido armónico, sino que lo hacen siguiendo la tendencia de la Tabla 3.2, con lo que se puede decir que, si el tiempo de cierre del interruptor coincide con el cruce por cero de la onda de flujo magnético, se va a tener un mayor contenido de segundo armónico en la corriente de energización. Si el tiempo de cierre coincide con el cruce por cero de la señal de voltaje, la corriente en cambio, va a ser mayor y si sucede en su pico máximo o mínimo, la corriente será menor.

Tabla 3.2. Mínimo contenido armónico y corriente pico máxima, en función del ángulo de cierre del interruptor¹.

Ángulo de cierre	Punto en la onda de voltaje			Punto en la onda de flujo magnético			Mínimo contenido de segundo armónico			Corriente pico máxima de energización		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
0°	PP			CC			↑↑↑			↓↓↓		
30°		CC			PN			↓			↑↑↑	
60°			PN			CC			↑↑↑			↓↓↓
90°	CC			PP			↓			↑↑↑		

¹ CC: cruce por cero, PP: pico positivo, PN: pico negativo.

120°		PP			CC			↑↑↑			↓↓↓	
150°			CC			PN			↓↓			↑↑↑
180°	PN			CC			↑↑			↓↓↓		
210°		CC			PP			↓↓			↑↑↑	
240°			PP			CC			↑↑			↓↓↓
270°	CC			PN			↓			↑↑↑		
300°		PN			CC			↑↑			↓↓↓	
330°			CC			PP			↓↓			↑↑↑

Luego, se efectúa el mismo ejercicio, teniendo en cuenta que los interruptores se cierran cada milisegundo, durante un ciclo. Como resultado se tienen los valores ilustrados en la Figura 3.7 y Figura 3.8, donde se observa que la corriente diferencial tiene el mínimo contenido armónico y corriente máxima de energización en función del tiempo de cierre, respectivamente.

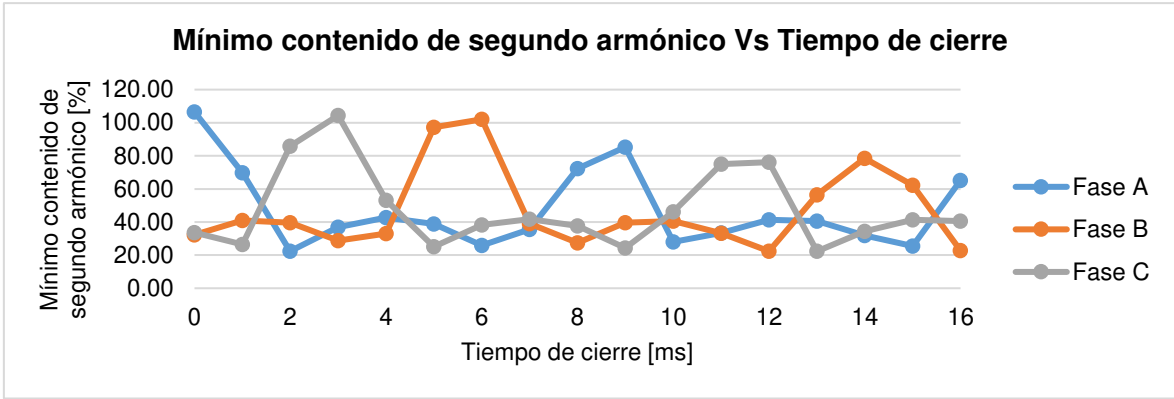


Figura 3.7. Mínimo contenido de segundo armónico del Caso 1 en función del tiempo de cierre (cada milisegundo).

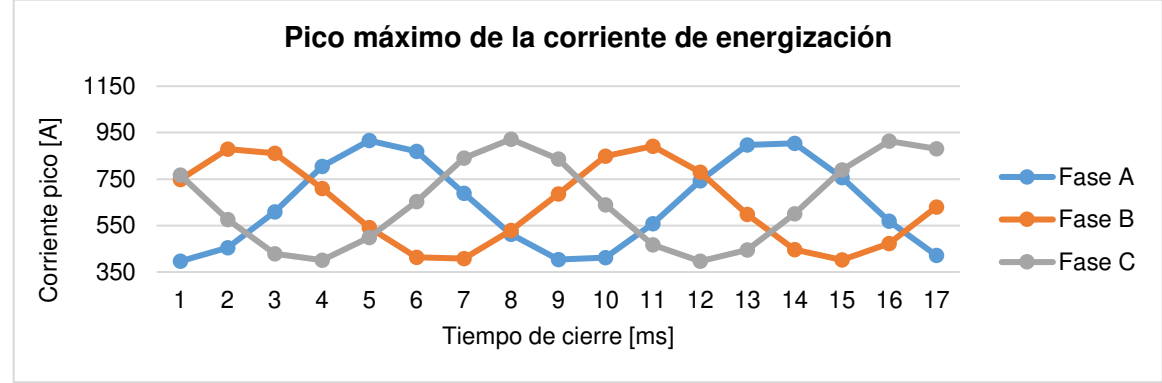


Figura 3.8. Corriente pico de energización del Caso 1 en función del tiempo de cierre (cada milisegundo).

Haciendo un contraste con los resultados obtenidos en la Figura 3.5 y la Figura 3.7, se puede aducir que, efectuando la energización cada milisegundo durante un ciclo se obtienen menores porcentajes de mínimo contenido de segundo armónico que realizando la energización en los puntos críticos de las ondas de voltaje y flujo magnético. En cambio,

comparando los resultados de máxima corriente pico de energización (Figura 3.6 y Figura 3.8), se observa que la tendencia que sigue la corriente es similar entre ambos casos.

En el presente estudio de energización de transformadores, la variable de interés es el mínimo contenido de segundo armónico, por lo que, se utiliza el paso de tiempo de cierre de un milisegundo para efectuar todas las simulaciones.

Una vez definido el paso de tiempo adecuado para realizar la simulación se obtienen los resultados documentados a continuación.

En la Tabla 3.3 se encuentra el tiempo máximo de duración de la corriente diferencial para diferentes ajustes de corriente de pickup del relé diferencial. Además, se tiene el mínimo contenido armónico que llega a tener la corriente diferencial para cada fase.

Tabla 3.3. Resultados obtenidos efectuando simulaciones con variaciones de tiempo de cierre del Caso 1.

Tiempo máximo de duración [s]				Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
Corriente de Pickup [p.u.]				Fase		
0,1	0,2	0,3	0,4	A	B	C
1.19	0.77	0.56	0.56	22.38	22.38	22.32

En la Figura 3.9 se muestra la corriente diferencial obtenida realizando simulaciones de la maniobra de energización del transformador en cada milisegundo. Se indica el caso en el que la corriente de pickup es de 0.2 p.u.

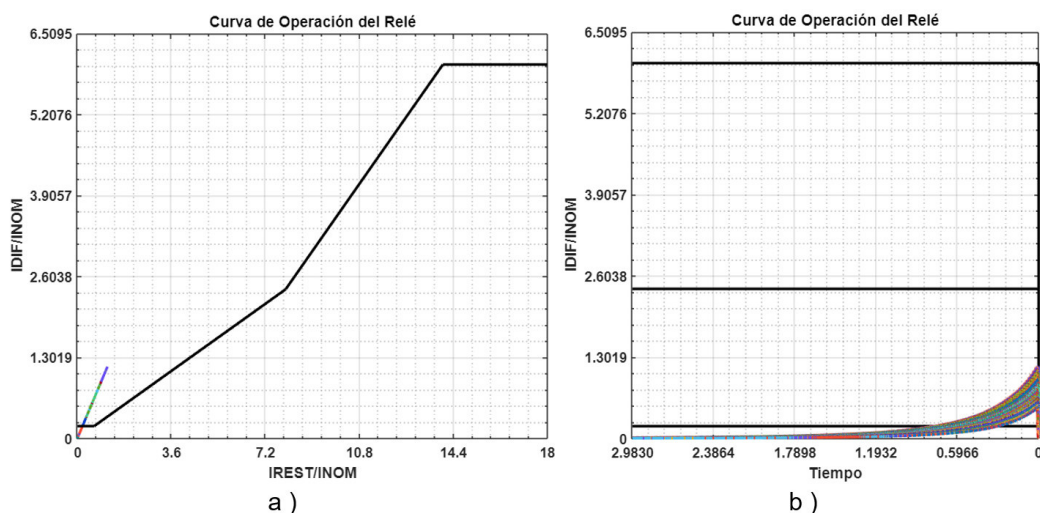


Figura 3.9. Corriente diferencial para variaciones de tiempo de cierre del Caso 1 a) en curva característica, b) en función del tiempo.

En la Figura 3.9.a. se ilustra la corriente diferencial en función de la corriente de restricción y puede apreciarse cómo para la mayoría de simulaciones la corriente diferencial ingresa a la zona de operación del relé; en la Figura 3.9.b. se observa el tiempo durante el cual la corriente diferencial estaría en zona de operación.

En la Figura 3.10 se muestra la corriente de energización obtenida en todas las simulaciones, se puede observar que, en algunos casos, la corriente llega a ser hasta 3 veces la corriente nominal del transformador. Se observa de manera global la forma de onda de todas las simulaciones, para observar la diferencia que existe en la forma de onda de la corriente en diferentes tiempos de simulación se presenta en la Tabla E.1 del ANEXO E.

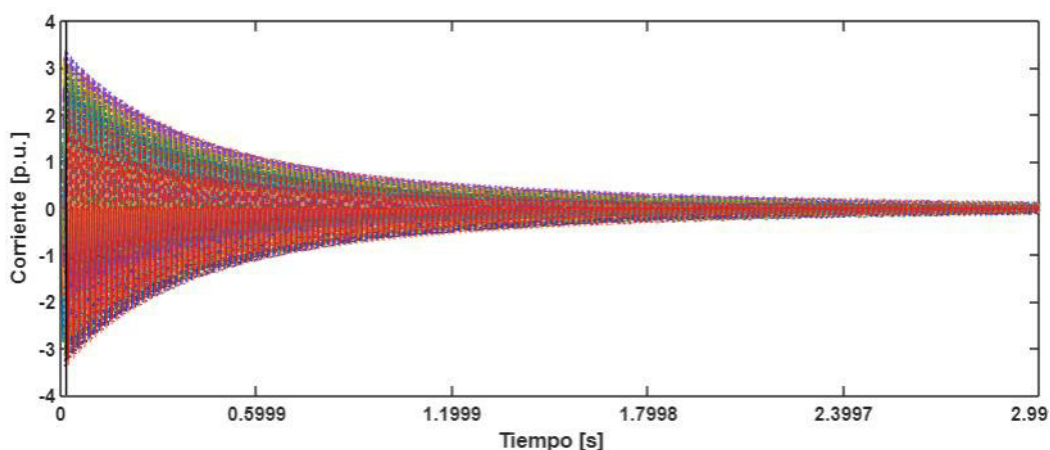


Figura 3.10. Corriente de energización en función del tiempo para variaciones de tiempo de cierre.

Para el presente estudio técnico se analiza únicamente el contenido de segundo armónico en la corriente diferencial, ya que este ajuste se lo realiza para la maniobra de energización de transformadores debido a que el alto contenido de segundo armónico es la principal característica de la corriente Inrush.

Los valores de mínimo contenido de segundo armónico obtenidos en la Tabla 3.3 son resultado del análisis de las señales mostradas en la Figura 3.11.a. en donde se puede observar que se tiene un alto contenido de segundo armónico, el mínimo contenido armónico es un caso indeseable para la protección diferencial, ya que el relé puede operar asumiendo que se trata de una corriente de cortocircuito.

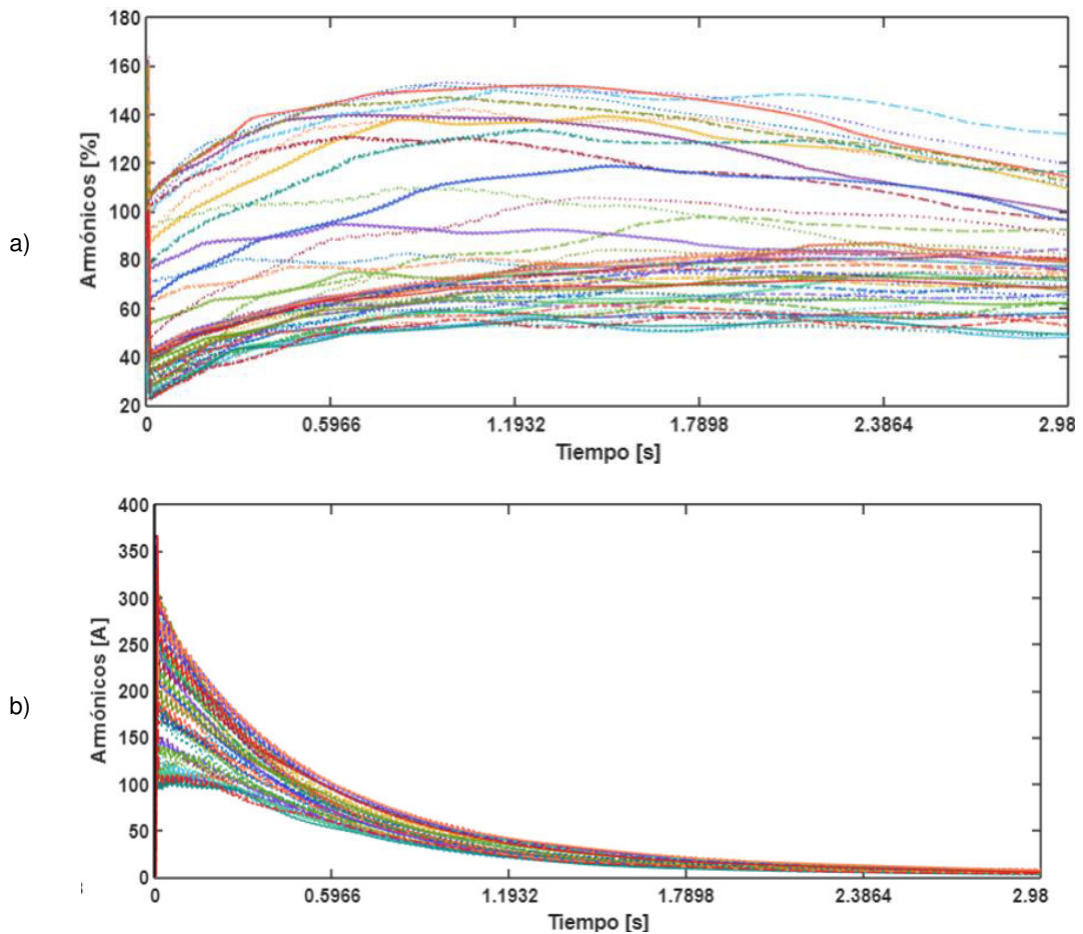


Figura 3.11. Contenido de segundo armónico de la corriente Inrush para variaciones de tiempo de cierre a) en porcentaje, b) en amperios.

En la Figura 3.12 se observa el tiempo de duración de la corriente diferencial para las corrientes de pickup tomadas como análisis. Se puede apreciar que existe una mayor diferencia entre los resultados obtenidos con un ajuste de 0.1 p.u. y 0.2 p.u., que la existente entre los demás valores. Esto evidencia que durante los primeros ciclos la corriente diferencial decae más rápido, es por ello que, para ajustes mayores de corriente de pickup, el tiempo de bloqueo será menor.

Teniendo en cuenta que solamente se varía el tiempo de cierre se tiene que los peores casos de corriente Inrush para la protección diferencial (considerando el contenido de segundo armónico) son mayores al porcentaje recomendado por los fabricantes de relés y comúnmente utilizado, que es de 15%. Además, se considera que el tiempo en el cual debe permanecer bloqueada la protección diferencial debido a la existencia de una corriente Inrush, es 700 ms, que corresponde al ajuste de 0.2 p.u., debido a que ese valor es el correspondiente a la característica de operación del relé.

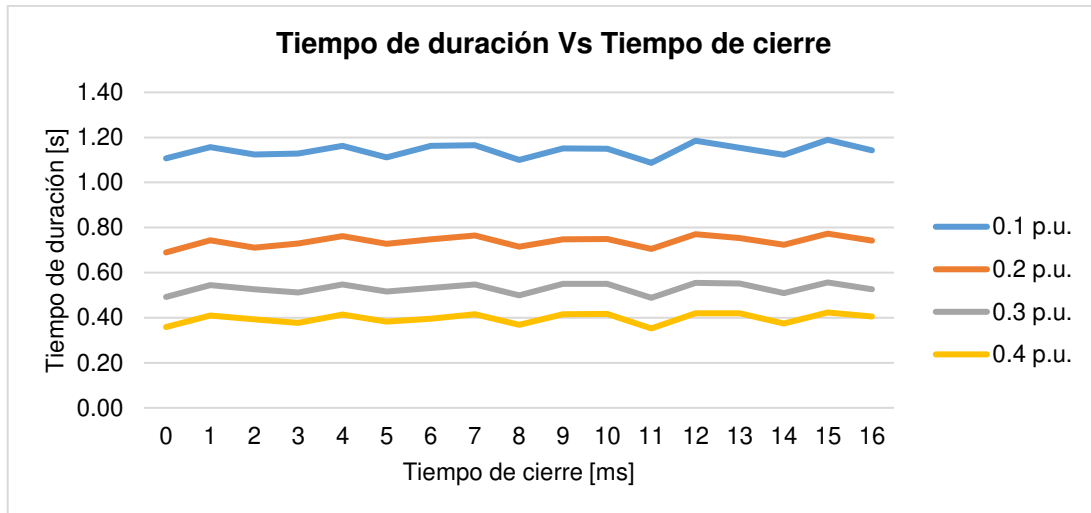


Figura 3.12. Tiempo máximo de duración de la corriente Inrush en función del tiempo de cierre para variaciones de tiempo de cierre.

Pero hasta el momento no se ha analizado los diferentes factores, además del tiempo de cierre, que pueden afectar este valor. A continuación, se realiza el análisis de las diferentes variables que pueden incidir en el funcionamiento de la protección diferencial.

3.1.4. SIMULACIÓN DE VARIACIONES DE EQUIVALENTE THÉVENIN

Esta sección se divide en dos partes: en la primera parte se realiza el agrupamiento de datos de barras del SNT para realizar un análisis de la incidencia del equivalente de red en la corriente de energización; y la segunda parte es un estudio realizado para el ajuste de la protección diferencial del transformador, en donde se contemplan los estados de demanda para obtener los valores de impedancia equivalente.

3.1.4.1. Estudio considerando agrupamiento de barras del SNT

3.1.4.1.1. Determinación de variaciones de equivalente Thévenin

Las variaciones de equivalente Thévenin se determinaron ingresando a la herramienta computacional un archivo en formato Excel con la información del SNT, esto se puede observar en la Tabla F.1 del ANEXO F. El archivo fue ingresado utilizando la opción Cargar Archivo en la ventana Variaciones Equivalente y los resultados obtenidos se indican en el 5. ANEXO G, en donde existe una tabla para cada nivel de voltaje con la información de las barras agrupada de acuerdo con la potencia de cortocircuito. Dado que, el voltaje en la barra donde se encuentra el punto de energización es de 230 kV, se utilizaron los valores expuestos en la Tabla G.2.

En la Figura 3.13 se observa de manera gráfica los resultados del agrupamiento de las barras del SNT, en el eje de las abscisas se tiene el número de grupo y el orden del

elemento con respecto a su grupo. Por ejemplo, si se tiene el elemento “1 – 3”, le corresponde al elemento 3 del grupo 1. En la gráfica se evidencia que los elementos pertenecientes a cada grupo poseen potencias de cortocircuito similares entre sí y se han ordenado de manera ascendente.

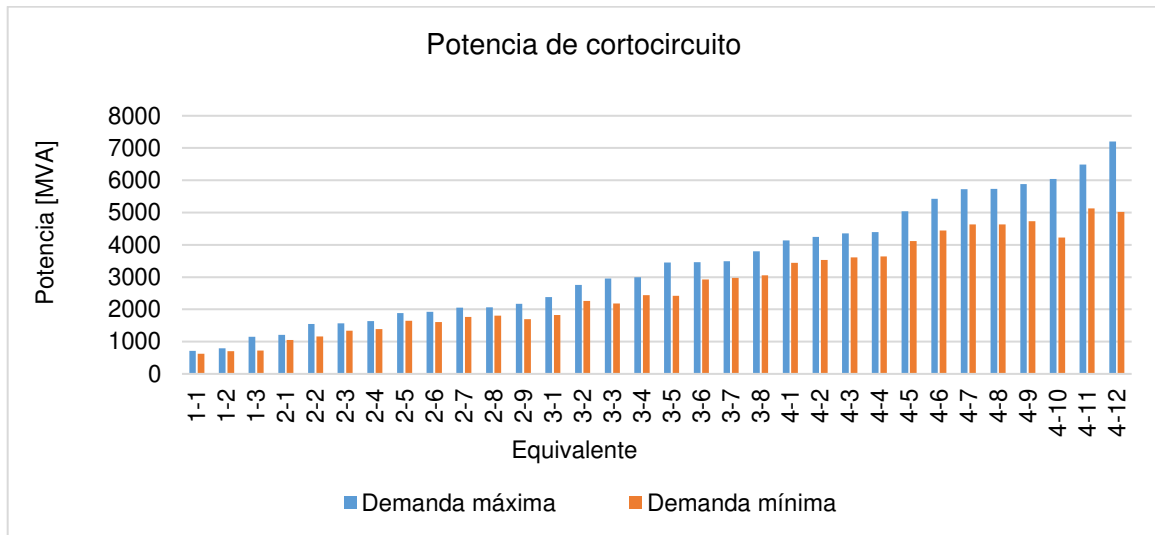


Figura 3.13. Resultados del agrupamiento de barras del SNT.

En la Figura 3.14 se observa de manera gráfica el valor de la resistencia de secuencia positiva para todos los grupos. Se puede analizar de esta gráfica que, la relación con la potencia de cortocircuito tiende a ser una relación inversa, pero en algunos casos no es así, ya que en la Figura 3.13 se encuentra ordenada la potencia de cortocircuito de manera ascendente y en la Figura 3.14 existe algunos casos en el que la resistencia es diferente a los valores de su mismo grupo.

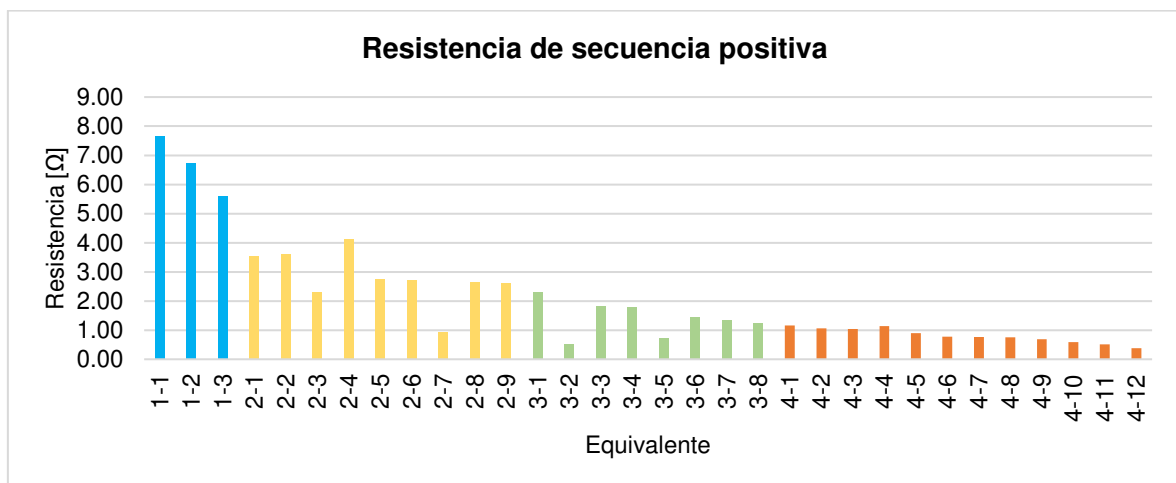


Figura 3.14. Resistencia de secuencia positiva de acuerdo con el agrupamiento de barras.

3.1.4.1.2. Resultados obtenidos con variaciones de equivalente Thévenin

Como primera instancia se indica en la Figura 3.15 las gráficas de corriente diferencial (IDIF/INOM) en función del tiempo (en segundos). Se distingue que en cada grupo la corriente diferencial presenta diferente tiempo de decaimiento de la señal en los distintos grupos. Esto es evidente ya que observar la gráfica del grupo 1 se tiene una corriente que decae rápidamente y se infiere que su tiempo de duración es menor; esto no sucede con la gráfica del grupo 4, ya que presenta un decaimiento de la señal más lento.

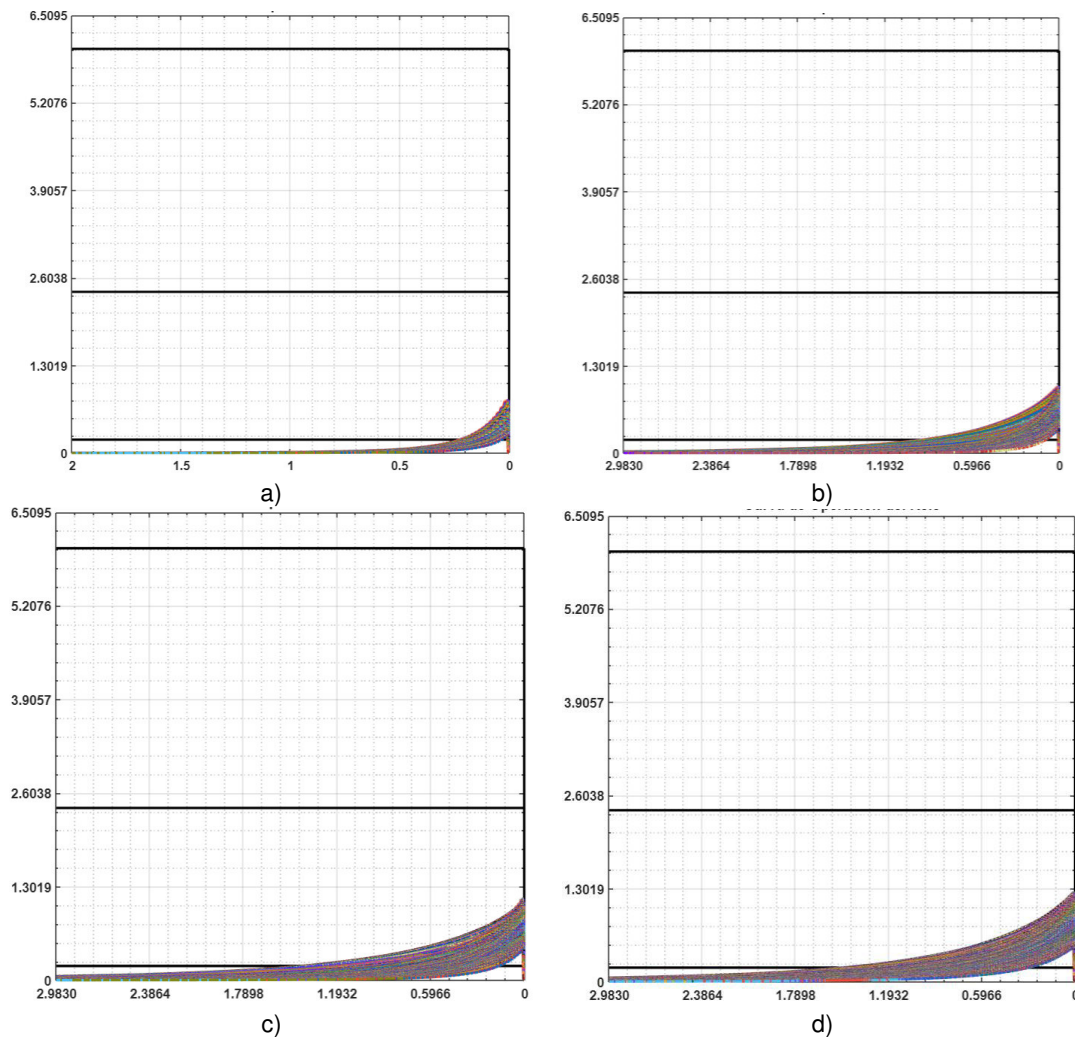


Figura 3.15. Corriente diferencial en función del tiempo para todas las variaciones en el grupo a) 1, b) 2, c) 3, d) 4.

En la Figura 3.16 se observa la corriente diferencial (IDIF/INOM) en función de la corriente de restricción (IREST/INOM) para cada grupo. En el grupo 1 se tienen magnitudes menores de corriente diferencial a comparación de los demás grupos, en donde la corriente diferencial llega a tener valores que comprometen el funcionamiento del relé diferencial.

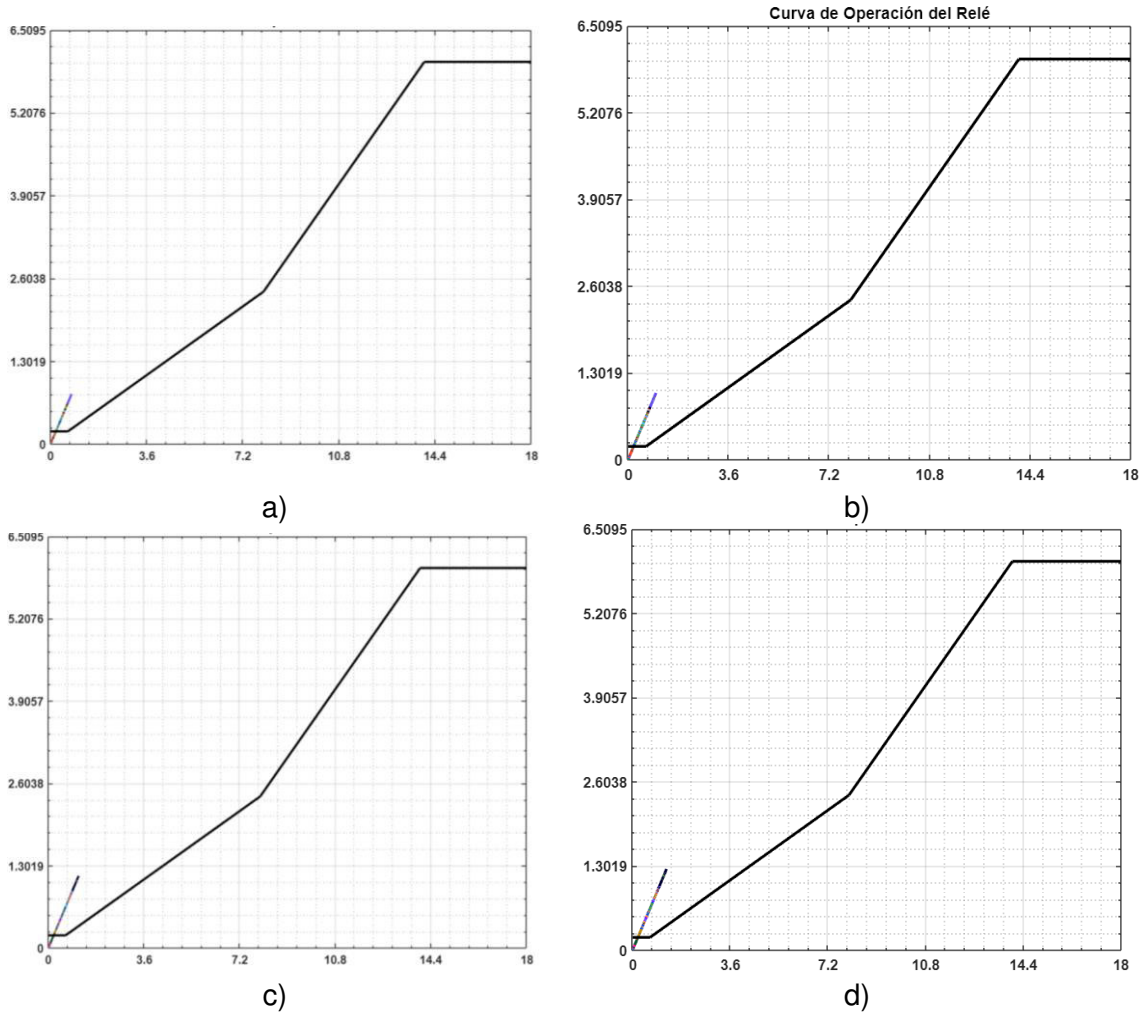


Figura 3.16. Corriente diferencial en función de la corriente de restricción para todas las variaciones en el grupo a) 1, b) 2, c) 3, d) 4.

En la Figura 3.17 se muestra la gráfica de la corriente de energización en por unidad, a través del tiempo de simulación. Se puede analizar de manera gráfica dos variables: la primera es el pico máximo de cada grupo, en el grupo 1 se tiene un pico de 2.1 p.u., el grupo 2 posee un pico máximo de 3 p.u., el grupo 3 de 3.2 p.u. y la corriente de energización del grupo 4 llega a tener un pico máximo de 3.5 p.u., este resultado se correlaciona con la magnitud de la corriente diferencial.

La segunda variable a analizar es la duración de la corriente, fue analizada en la corriente diferencial, se observa en la Figura 3.17 que la corriente de energización del grupo 1 decae rápidamente a comparación de las gráficas de los demás grupos.

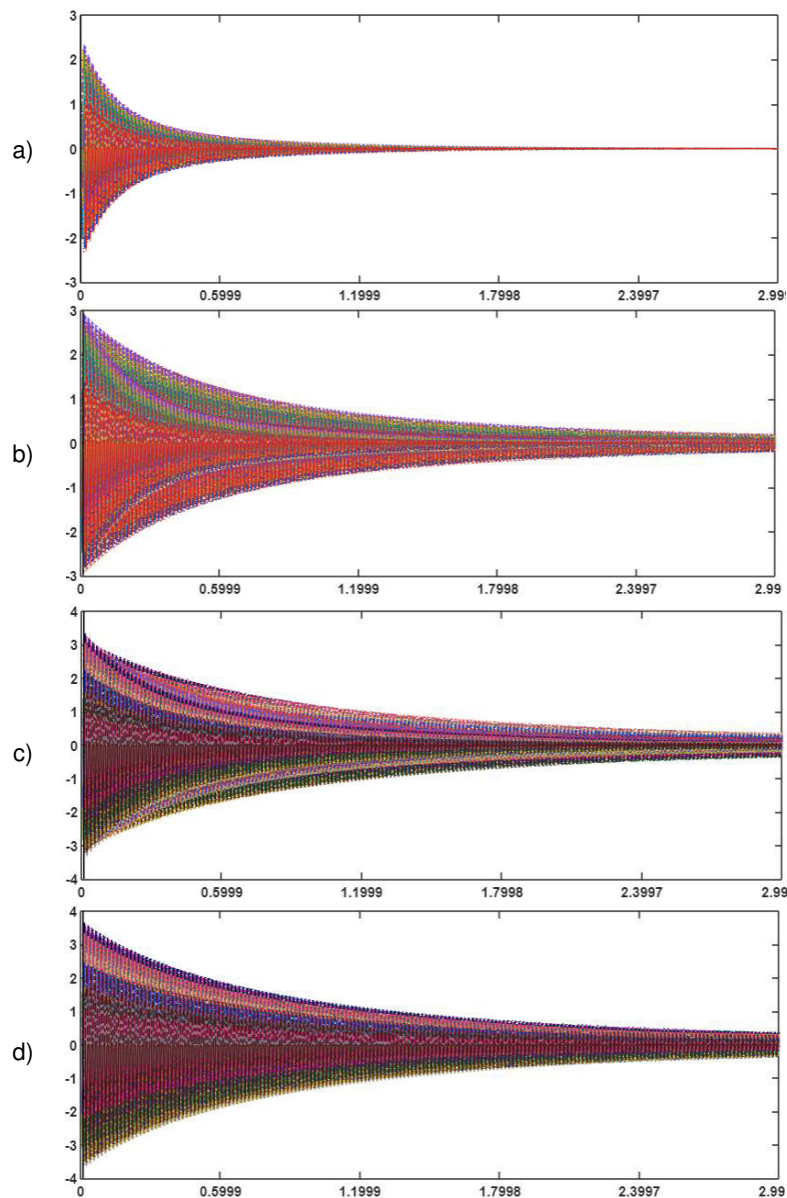


Figura 3.17. Corriente de energización en función del tiempo para todas las variaciones del grupo a) 1, b) 2, c) 3, d) 4.

En la Figura 3.18 se observa el contenido de segundo armónico [%] en función del tiempo [s], en dicha gráfica se puede observar que el contenido de segundo armónico en el grupo 1 logra tener valores muy altos que después de cierto tiempo comienzan a decaer, en cambio en los demás grupos se observa que el alto contenido de segundo armónico se mantiene hasta el final de la simulación. Esto se asocia de igual manera a la constante de tiempo del circuito equivalente, ya que, si se demora más tiempo en estabilizarse en cero o en un valor muy cercano a cero, la corriente continúa con su forma de onda deformada.

Debido a la extensión de los resultados, se indica en el ANEXO H los resultados de mínimo contenido de segundo armónico, para cada fase y tiempo máximo de duración por cada tiempo de cierre para diferentes valores de pickup, todo esto por cada elemento de cada

grupo. En la presente sección se realiza el análisis de los valores de máximo tiempo de duración y mínimo contenido de segundo armónico analizado en las 16 simulaciones, es decir, de forma más general, estos resultados se muestran de manera numérica en la Tabla H.5. del ANEXO H.

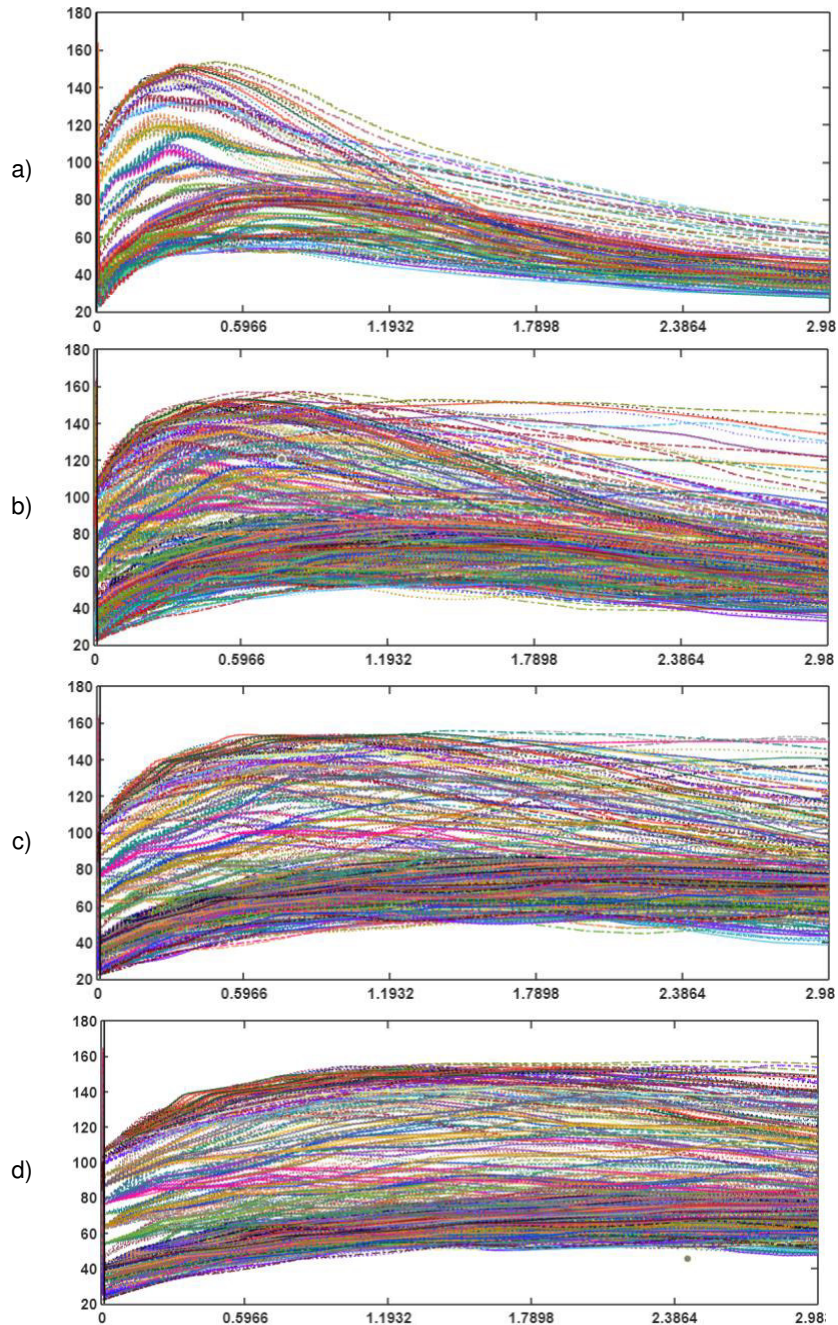


Figura 3.18. Contenido de segundo armónico en función del tiempo para todas las variaciones del grupo a) 1, b) 2, c) 3, d) 4.

En la Figura 3.19 se observa de manera gráfica el tiempo máximo de duración de la corriente de diferencial para distintos valores de corriente de pickup. Se distingue con distintos colores la agrupación de los elementos. Se observa que a medida que la

impedancia del equivalente Thévenin disminuye, la duración de la corriente diferencial en la zona de operación del relé es mayor.

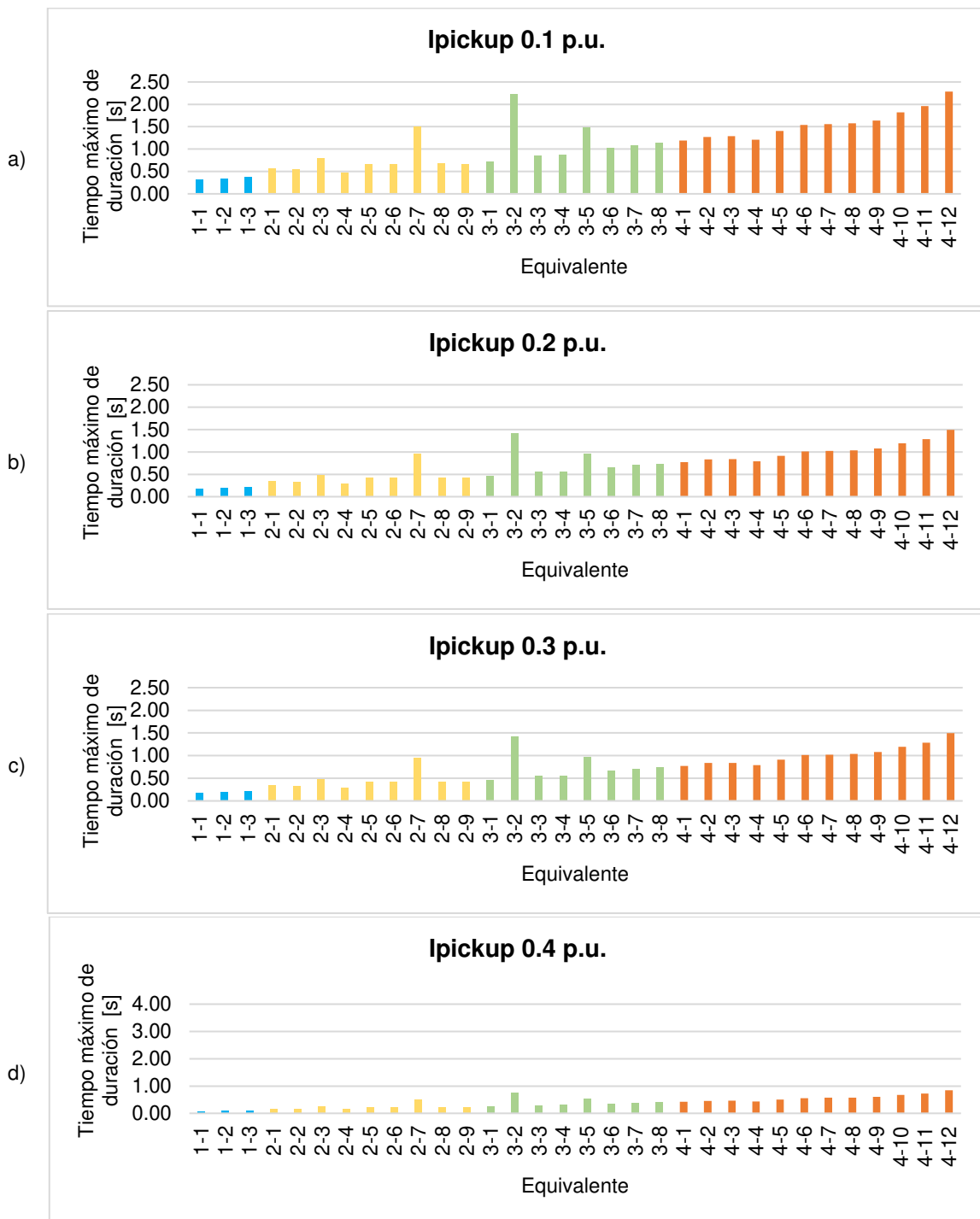


Figura 3.19. Tiempo máximo de duración de la corriente Inrush para todos los elementos con I_{pickup} de a) 0.1, b) 0.2 c) 0.3 d) 0.4 p.u.

En la Figura 3.20 se muestra el mínimo contenido de segundo armónico en cada fase, se observa que la diferencia máxima que existe para todas las fases es de 0.6%, además se observa que los porcentajes de mínimo contenido armónico obtenidos de todas las

simulaciones no es un valor menor al 15% que es el recomendado por el fabricante. Con este precedente se puede inferir que el equivalente Thévenin es un factor determinante en cuanto al tiempo de duración; pero no es así para el contenido de segundo armónico.

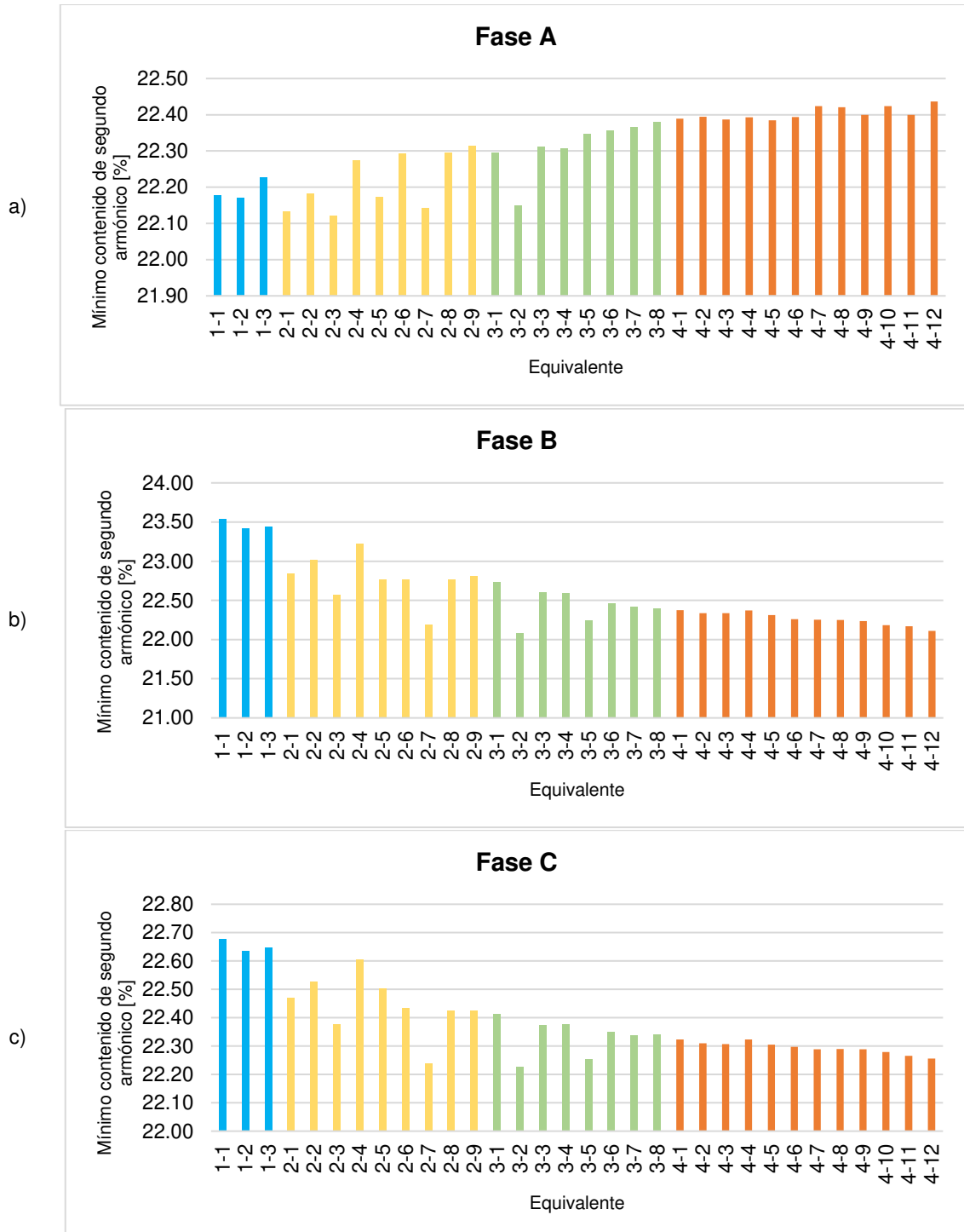


Figura 3.20. Mínimo contenido de segundo armónico de la corriente Inrush en todos los elementos para la fase a) A, b) B, c) C.

3.1.4.1.3. Estudio considerando equivalente en demanda mínima y máxima

3.1.4.1.3.1. Datos del equivalente

Se utilizó la herramienta computacional para variar el equivalente Thévenin en dos estados de demanda (máxima y mínima). En la Tabla 3.4 se muestran los datos de demanda mínima (número 1) y máxima (número 2), los mismos que se determinaron aplicando un estudio de cortocircuito en la barra de Nueva Prosperina a 230 kV, sobre la base del SNT.

Tabla 3.4. Datos de equivalente en demanda máxima y mínima.

No	SCCMAX	SCCMIN	G	R0	X0	R1	X1	R2	X2
	[MVA]			[Ω]					
1	3664.78	3447.07	1	1.65	11.70	1.46	14.61	1.46	14.86
2	4294.73	4132.71	1	1.33	11.64	1.17	13.42	1.16	13.65

3.1.4.1.3.2. Resultados de variaciones de equivalente con datos de demanda

Los resultados obtenidos son los mostrados en la Tabla 3.5, en donde se observa que la diferencia dada por la resistencia del equivalente en las diferentes demandas, tiene repercusión en la duración de la corriente de energización. Se muestran únicamente los resultados de tiempo máximo de duración y mínimo contenido armónico de todas las simulaciones efectuadas.

Tabla 3.5. Resultados obtenidos ante diferentes estados de demanda.

No.	SCCMAX	SCCMIN	R1	Tiempo máximo de duración [s]				Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
				Corriente de Pickup [p.u.]				Fase		
				0.1	0.2	0.3	0.4	A	B	C
	[MVA]		[Ω]							
1	3664.78	3447.07	1.46	1.02	0.66	0.48	0.36	22.38	22.48	22.35
2	4294.73	4132.71	1.17	1.19	0.77	0.56	0.42	22.39	22.37	22.32

3.1.5. SIMULACIÓN CON VARIACIONES DE FLUJO RESIDUAL

3.1.5.1. Determinación de variaciones de flujo residual

Para determinar las variaciones de flujo residual se utilizó un paso de tiempo de 0.5 milisegundos, con lo que, al presionar el botón de Calcular Tiempo de Apertura, se obtienen los resultados de flujo magnético en porcentaje representados de manera gráfica en la Figura 3.21. Se puede apreciar que existen resultados en los que el flujo magnético es similar o igual, por lo cual se tienen siete variaciones, las mismas que se muestran en la Tabla 3.6.

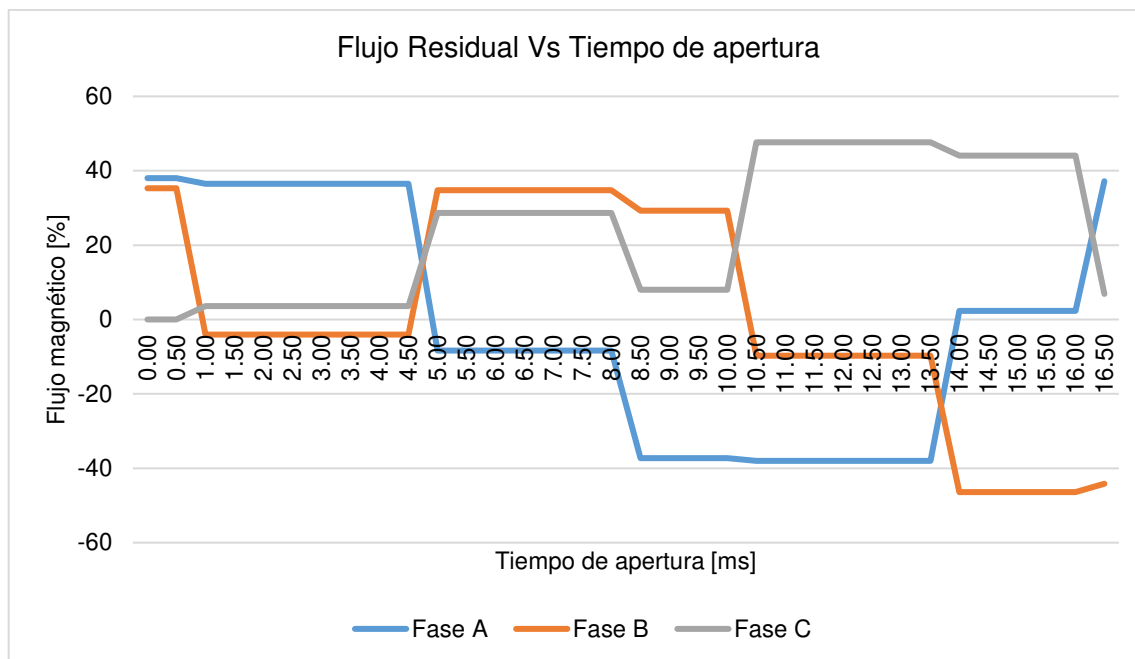


Figura 3.21. Flujo residual en función del tiempo de apertura.

Tabla 3.6. Variaciones de Flujo Residual del Transformador TRK-Nueva Prosperina.

Tiempo de apertura [ms]	Flujo magnético [Wb]			Flujo magnético [%]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
0.0	19.68	18.27	0.00	38.02%	35.30%	0.01%
1.0	18.91	-2.11	1.87	36.54%	-4.07%	3.61%
5.0	-4.32	18.02	14.84	-8.34%	34.81%	28.66%
8.5	-19.32	15.15	4.16	-37.32%	29.27%	8.03%
10.5	-19.68	-5.02	24.67	-38.01%	-9.69%	47.65%
14.0	1.20	-24.03	22.79	2.33%	-46.40%	44.03%
16.5	19.26	-22.84	3.55	37.21%	-44.12%	6.86%

3.1.5.2. Resultados obtenidos con variaciones de flujo residual

Aplicando diferentes valores de flujo residual al núcleo del transformador, mediante la apertura del interruptor de pre-energización en los tiempos determinados, se tiene como resultado la gráfica de las diferentes corrientes diferenciales obtenidas en todos los casos, como se indica en la Figura 3.22. En la Figura 3.22.a se puede observar que existen varios casos en las que la corriente diferencial se ubicaría en la zona de operación, y en la Figura 3.22.b. se puede apreciar que el pico de las distintas corrientes es muy variable, así como su tiempo de decaimiento de la señal.

Esto se da debido a que la inductancia equivalente del transformador va a ser diferente dependiendo del punto en la curva de saturación en el que está operando durante la

energización, que se ve afectado por la existencia del flujo residual, al igual que el tiempo en el que se energizó el transformador.

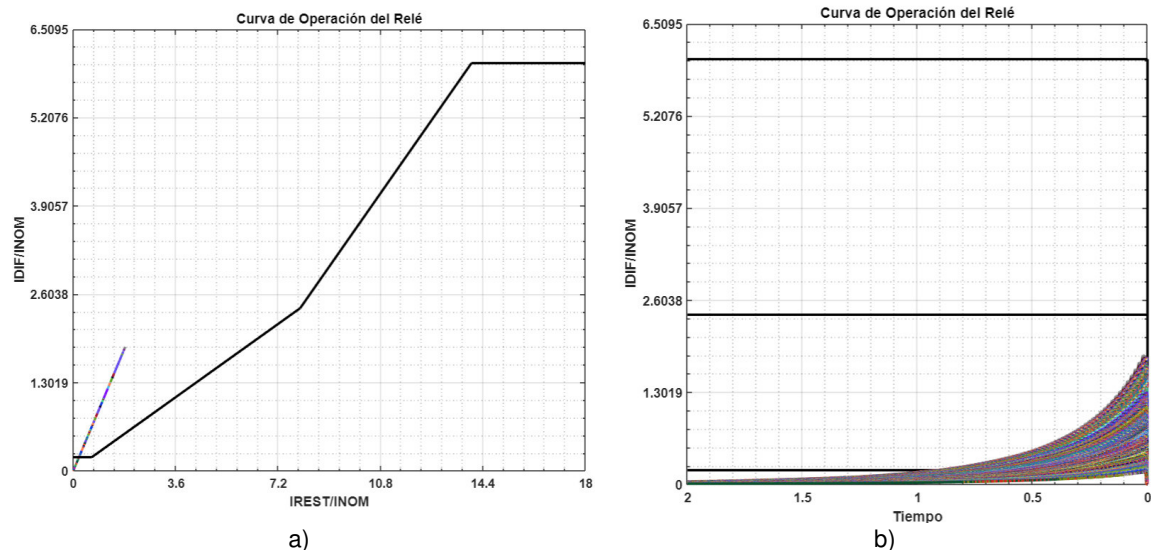

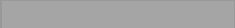








Figura 3.22. Corriente diferencial para variaciones de flujo residual a) en curva característica, b) en función del tiempo.

En la Tabla 3.7 se indican los colores con los que se presenta las siete variaciones de flujo residual en las gráficas de resultados.

Tabla 3.7. Leyenda para los resultados de flujo residual.

Elemento	Representación	Flujo magnético [%]		
		Fase A	Fase B	Fase C
1		38.02%	35.30%	0.01%
2		36.54%	-4.07%	3.61%
3		-8.34%	34.81%	28.66%
4		-37.32%	29.27%	8.03%
5		-38.01%	-9.69%	47.65%
6		2.33%	-46.40%	44.03%
7		37.21%	-44.12%	6.86%
Sin flujo residual		-	-	-

Los resultados obtenidos del análisis del tiempo de duración se indican en la Figura 3.23 en donde se observa que existe diferencia entre el tiempo máximo de duración obtenido aplicando el flujo residual (barras) y sin ningún valor de flujo residual (línea gruesa color morado).

Existen casos en que el tiempo de duración es mayor al obtenido sin flujo residual, así como existe casos en el que este tiempo es menor. De estos resultados se observa que la disminución de tiempo de duración a medida que aumenta la corriente de pickup no sucede de manera gradual.

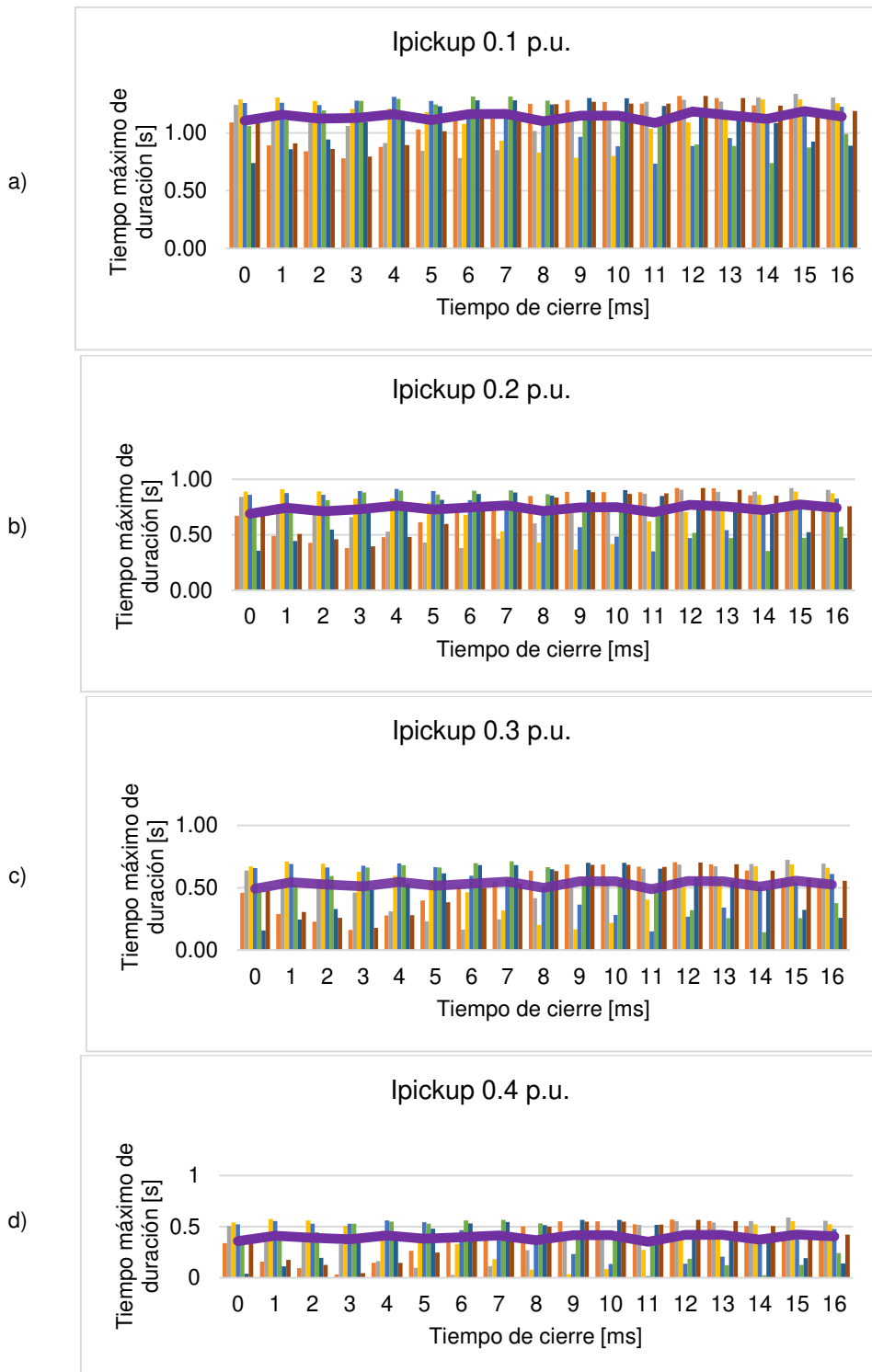


Figura 3.23. Tiempo máximo de duración en función del tiempo de cierre para distintas variaciones de flujo residual con corriente de pickup a) 0.1 b) 0.2 c) 0.3 d) 0.4 p.u.

En la Figura 3.24 se puede apreciar que, a diferencia de la gráfica expuesta en la Figura 3.10 (en la que se expone la corriente de energización sin aplicar un flujo residual), la corriente de energización puede llegar a tener un pico de 5 p.u., lo que significa que la existencia de un flujo residual en el núcleo del transformador resulta en corrientes de alta magnitud medidas en el devanado en el que se realizó la energización.

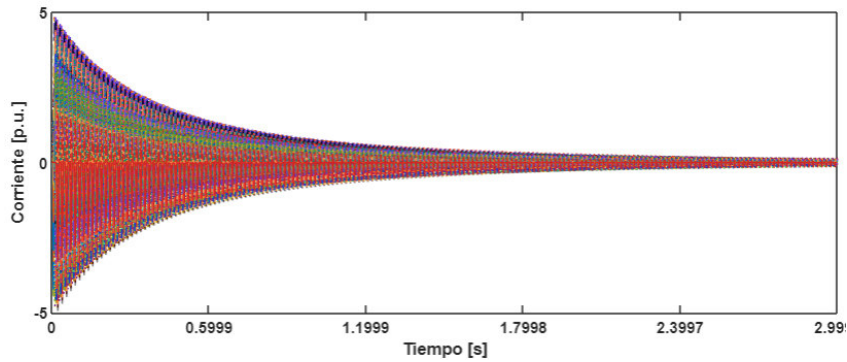


Figura 3.24. Corriente de energización en función del tiempo para variaciones de flujo residual.

En la Figura 3.25 se muestra el contenido de segundo armónico existente en todas las variaciones de flujo residual. Como es esperado, se tiene alto porcentaje de segundo armónico en algunos casos, pero en otros existe bajo contenido armónico con respecto a la fundamental, en sus primeros ciclos. Esto se analiza de forma numérica a continuación.

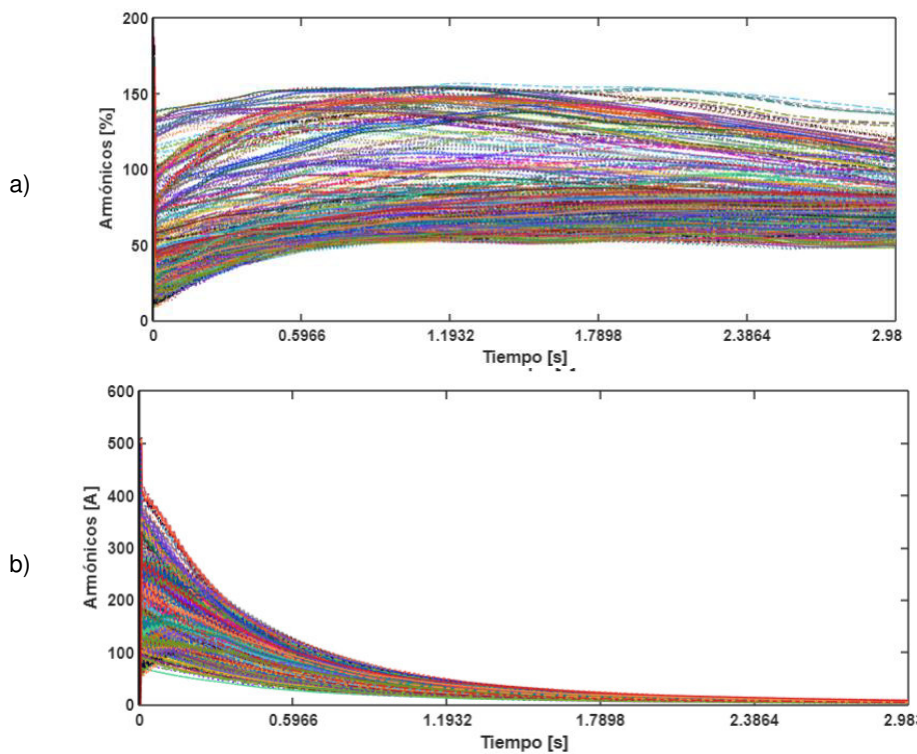


Figura 3.25. Contenido de segundo armónico de la corriente Inrush para variaciones de tiempo de flujo residual a) en porcentaje, b) en amperios.

En la Figura 3.26 se tienen los resultados de mínimo contenido armónico realizando la energización del transformador cada milisegundo durante un ciclo de la señal, aplicando diferentes valores de flujo residual. De estas gráficas se puede destacar que existe cierta dispersión entre los valores de mínimo contenido armónico obtenidos aplicando un flujo residual (barras), con los valores obtenidos sin aplicar flujo residual (línea morada).

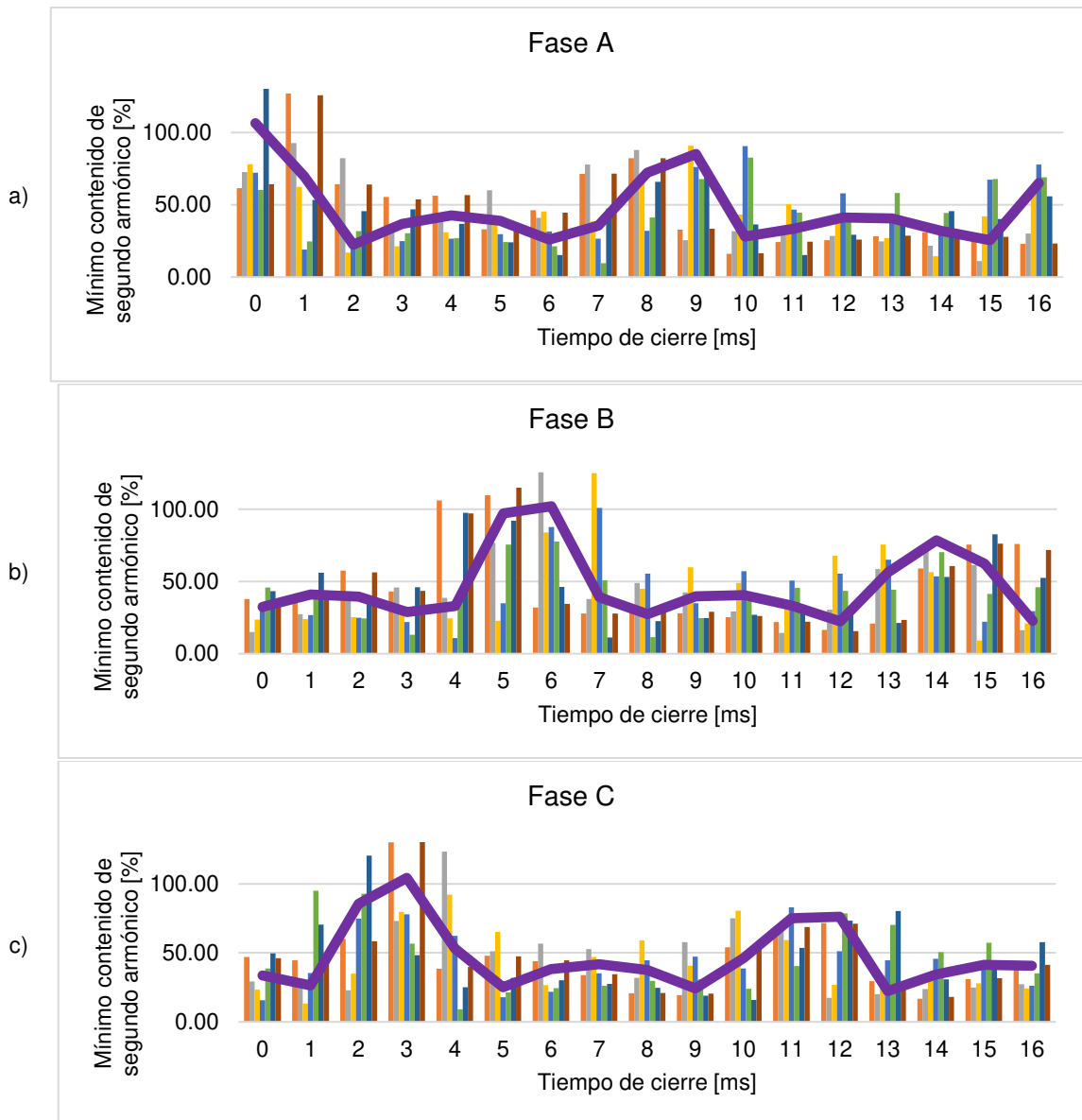


Figura 3.26. Mínimo contenido de segundo armónico de la corriente Inrush en función del tiempo de cierre para variaciones de flujo residual a) Fase A, b) Fase B, c) Fase C.

Esto se sucede debido a que, la corriente de magnetización depende de la polaridad del flujo residual y el tiempo en el que se energizó el transformador, ya que el valor de flujo magnético en aquel instante determina en qué punto de la curva de saturación está operando el transformador, y de ello depende el contenido armónico de la señal. Los casos que llegaron a tener muy bajo contenido armónico, se debieron a que el transformador llegó a operar sobre el codo de la curva de saturación, es decir que el transformador se saturó.

Tomando los valores de mínimo contenido de segundo armónico y el tiempo máximo de duración, de todas las simulaciones realizadas se obtienen los valores de la Tabla 3.8. En donde se evidencia que existen casos en los cuales el mínimo contenido de segundo armónico es mucho menor que el valor recomendado por el fabricante de 15%. Si se diera

alguno de estos casos al momento de la energización del transformador, resultaría en una operación indeseada del relé diferencial del transformador.

Tabla 3.8. Resultados obtenidos efectuando simulaciones con variaciones de flujo residual.

No.	Flujo Residual			Tiempo máximo de duración [s]				Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
	Fase			Corriente de Pickup [p.u.]				Fase		
	A	B	C	0.1	0.2	0.3	0.4	A	B	C
1	38.02	35.30	0.01	1.32	0.92	0.70	0.57	16.00	16.44	16.81
2	36.54	-4.07	3.61	1.34	0.92	0.72	0.59	10.95	14.49	17.46
3	-8.34	34.81	28.66	1.31	0.91	0.71	0.58	14.45	9.26	13.30
4	-37.32	29.27	8.03	1.31	0.91	0.70	0.56	19.02	10.80	15.67
5	-38.01	-9.69	47.65	1.32	0.90	0.71	0.57	9.64	11.43	8.99
6	2.33	-46.41	44.03	1.30	0.90	0.70	0.57	15.26	11.22	15.81
7	37.21	-44.12	6.86	1.32	0.92	0.70	0.57	16.48	15.58	18.07

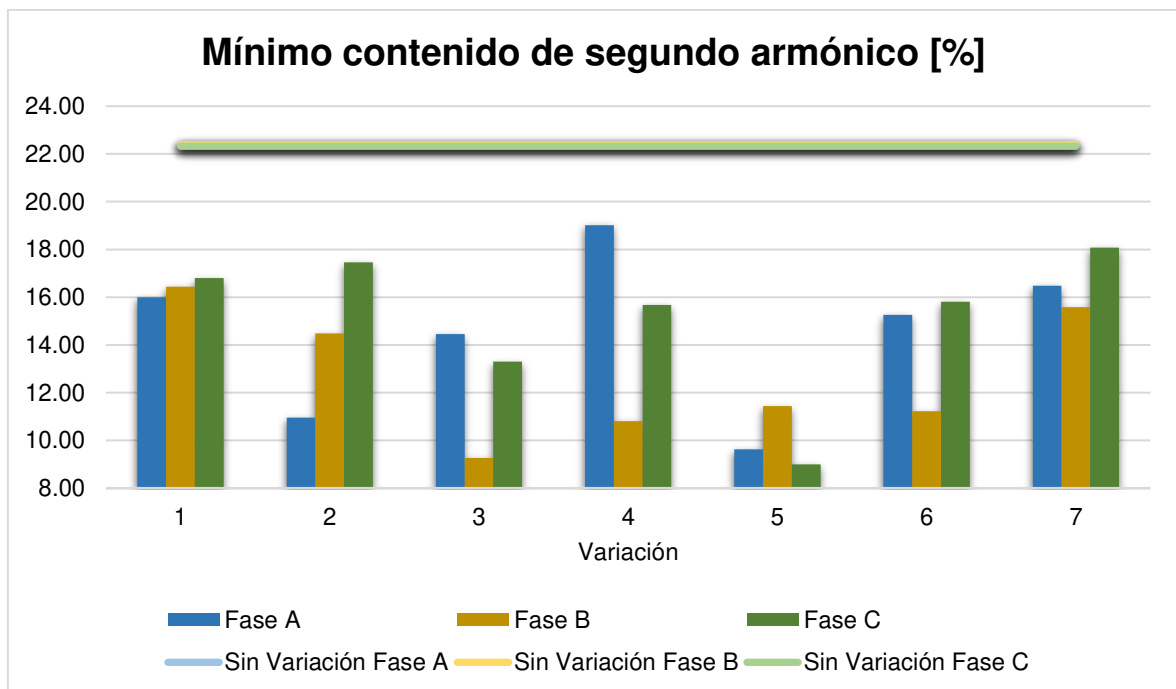


Figura 3.27. Mínimo contenido de segundo armónico de la corriente Inrush obtenido en cada variación de flujo residual.

Los valores de la Tabla 3.8 se observan de manera gráfica para realizar un contraste con los valores obtenidos de la simulación sin aplicar un flujo residual en la Figura 3.27. Las líneas continuas representan el mínimo contenido de segundo armónico al realizar las simulaciones sin aplicar un flujo residual. Las barras en cambio fueron obtenidas al aplicar el flujo residual en cada fase.

Se observa que existe una diferencia considerable entre los valores obtenidos en cada fase, ya que, sin flujo residual, los valores mínimos en cada fase no difieren, salvo por unos cuantos decimales. En cambio, hay variaciones como la no. 2 y no. 4, que los valores entre fases son diferentes, por el contrario, las variaciones no. 1, no. 5 y no. 7 tienen valores cercanos entre sí.

En la Figura 3.28 se observa el tiempo máximo de duración de la corriente de energización para las diferentes variaciones de flujo residual aplicadas (barras) y se realiza un contraste con los tiempos máximos de duración sin aplicar un flujo residual (líneas continuas). Al analizar ambos resultados se evidencia que al tener el núcleo un flujo residual, sin importar su magnitud, la corriente de energización tiende a durar unos milisegundos más.

Además, se observa que, durante los primeros ciclos, la corriente diferencial decae con más rapidez. Por lo que, se puede aducir que el tiempo máximo de duración obtenido aplicando un flujo residual sigue la misma tendencia que cuando no se aplicó flujo residual.

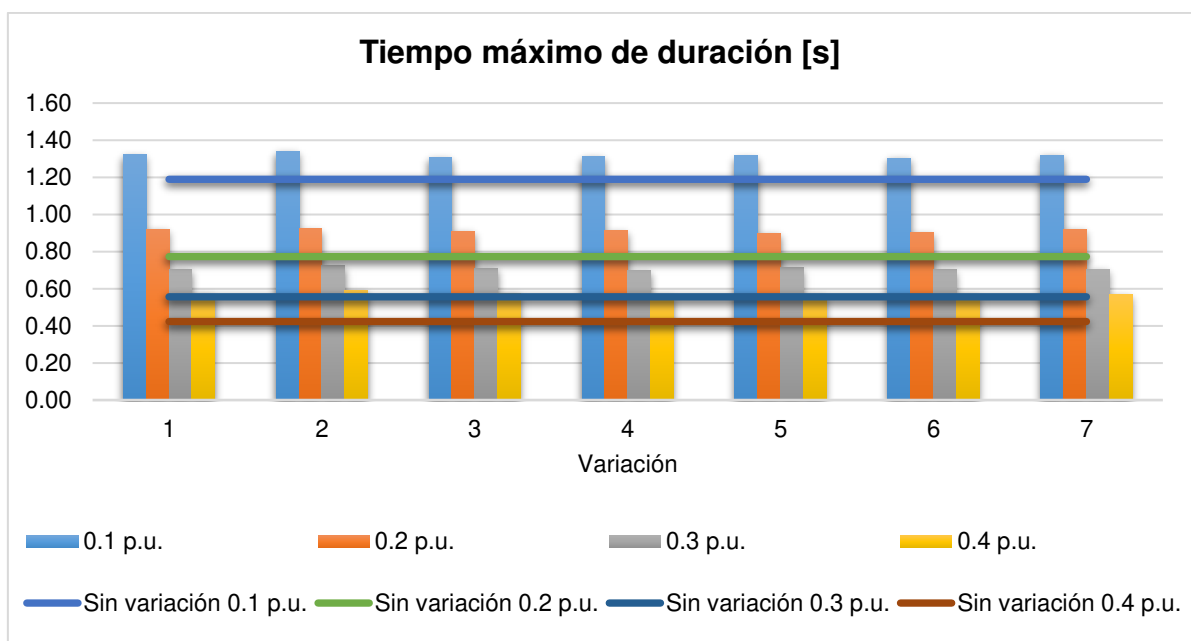


Figura 3.28. Tiempo máximo de duración de la corriente Inrush para variaciones de flujo residual.

3.1.6. INTERACCIÓN SIMPATÉTICA

En este caso se simuló la energización del transformador teniendo en cuenta que otro transformador idéntico se encuentra en operación, para analizar la incidencia de este escenario en el funcionamiento de la protección diferencial. Para ello, se ha considerado que el transformador está operando con carga de 0%, 10%, 20%, 30% y 40% de su potencia nominal y con un factor de potencia de 0.9 inductivo.

El modelo utilizado para simular la carga trifásica de impedancia constante solicita al usuario ingresar los datos de resistencia e inductancia en valores por fase, por lo que se utilizaron los valores mostrados en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Valores de impedancia para cada porcentaje de carga.

Carga	Resistencia [Ω]	Inductancia [mH]
0%	0	0
10%	190.44	244.66
20%	95.22	122.33
30%	63.48	81.55
40%	47.61	61.1648

Efectuando las simulaciones en diferentes tiempos de cierre (cada un milisegundo durante un ciclo), y para cada una de las cargas propuestas se obtuvieron los resultados de la Tabla 3.10. En donde se aprecia que el mínimo contenido de segundo armónico se incrementa a medida que el transformador tiene más carga en el secundario.

Tabla 3.10. Resultados para simulación con diferentes porcentajes de carga.

CARGA	Tiempo máximo de duración [s]				Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
	Ipickup [p.u.]				A	B	C
	0.1	0.2	0.3	0.4			
0%	2.73	1.32	0.75	0.50	22.37	22.39	22.33
10%	2.61	1.21	0.70	0.47	22.40	22.64	22.66
20%	2.66	1.25	0.72	0.48	22.36	22.53	22.48
30%	2.52	1.15	0.68	0.46	22.49	22.54	22.86
40%	2.48	1.11	0.66	0.45	22.59	22.47	23.09

En la Figura 3.29 se observa el mínimo contenido de segundo armónico para diferentes porcentajes de carga en el secundario del transformador en operación, con lo que se evidencia que existe mayor contenido de segundo armónico a medida que aumenta la carga.

En la Figura 3.30 se muestra el tiempo de duración de la corriente diferencial para diferentes corrientes de pickup en función del porcentaje de carga en el secundario del transformador. El tiempo de duración disminuye a medida que aumenta el porcentaje de carga. Pero de igual manera la duración es mucho mayor al tiempo considerando el transformador solo.

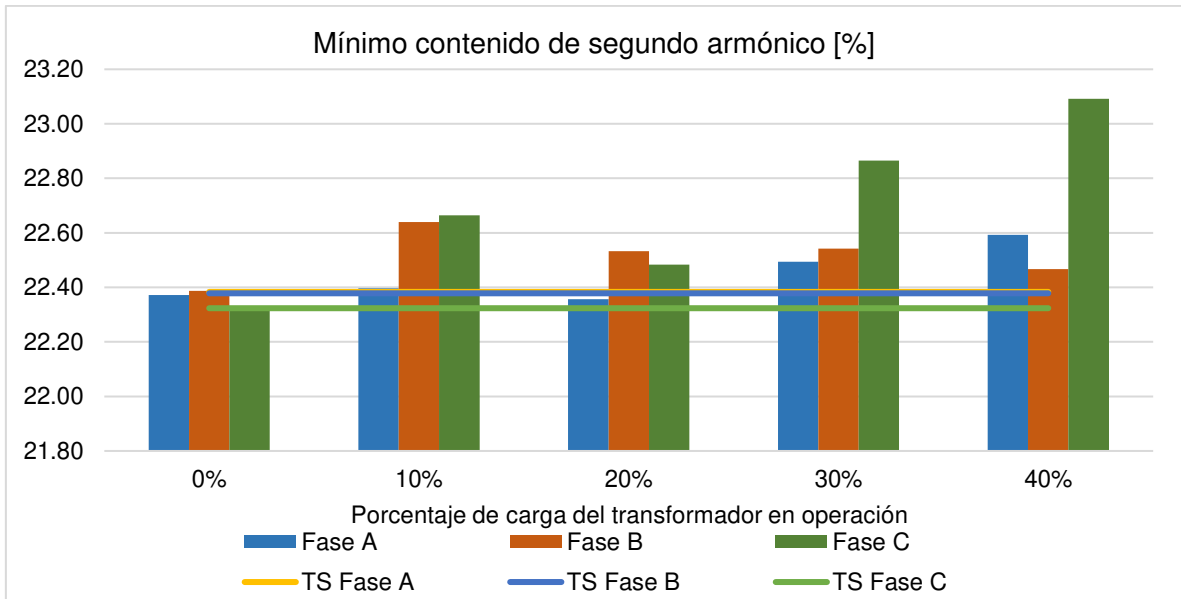


Figura 3.29. Mínimo contenido de segundo armónico de la corriente Inrush para diferentes porcentajes de carga del transformador en operación².

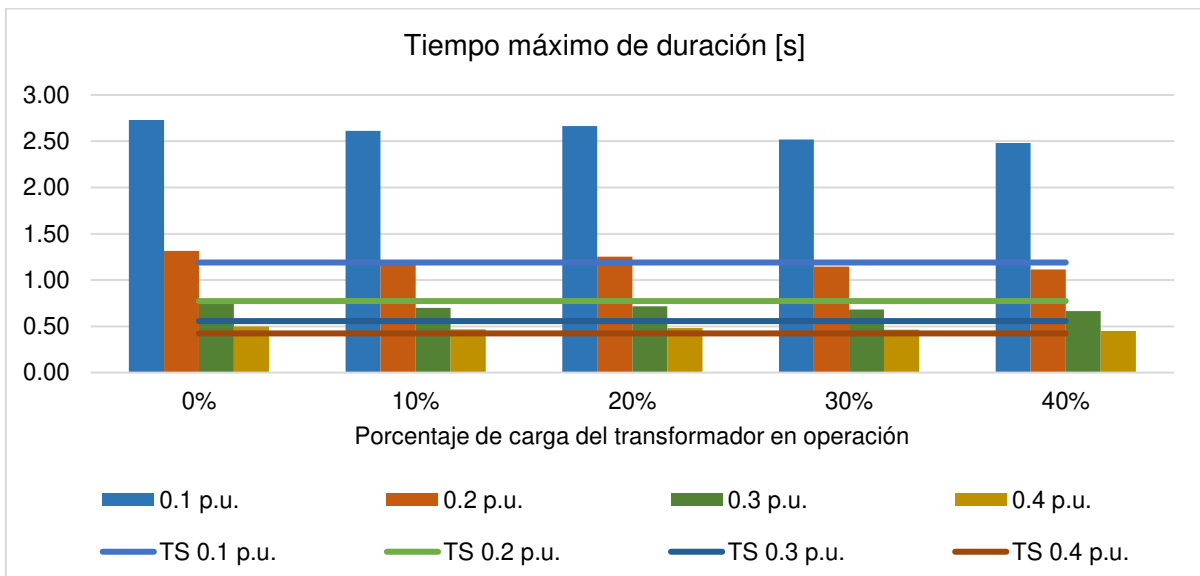


Figura 3.30. Tiempo máximo de duración de la corriente Inrush para diferentes porcentajes de carga del transformador en operación.

En la Figura 3.31 se indica el comportamiento de la protección diferencial del transformador en operación con diferente porcentaje de carga y con una corriente de pickup de 0.2 p.u. y se observa cómo se desplaza hacia la derecha la corriente de operación a medida que se aumenta carga en el secundario del transformador. En el caso a), b) y c), la protección diferencial podría operar ya que ingresa a la zona de operación

² Se utiliza la abreviación TS para indicar Transformador Solo

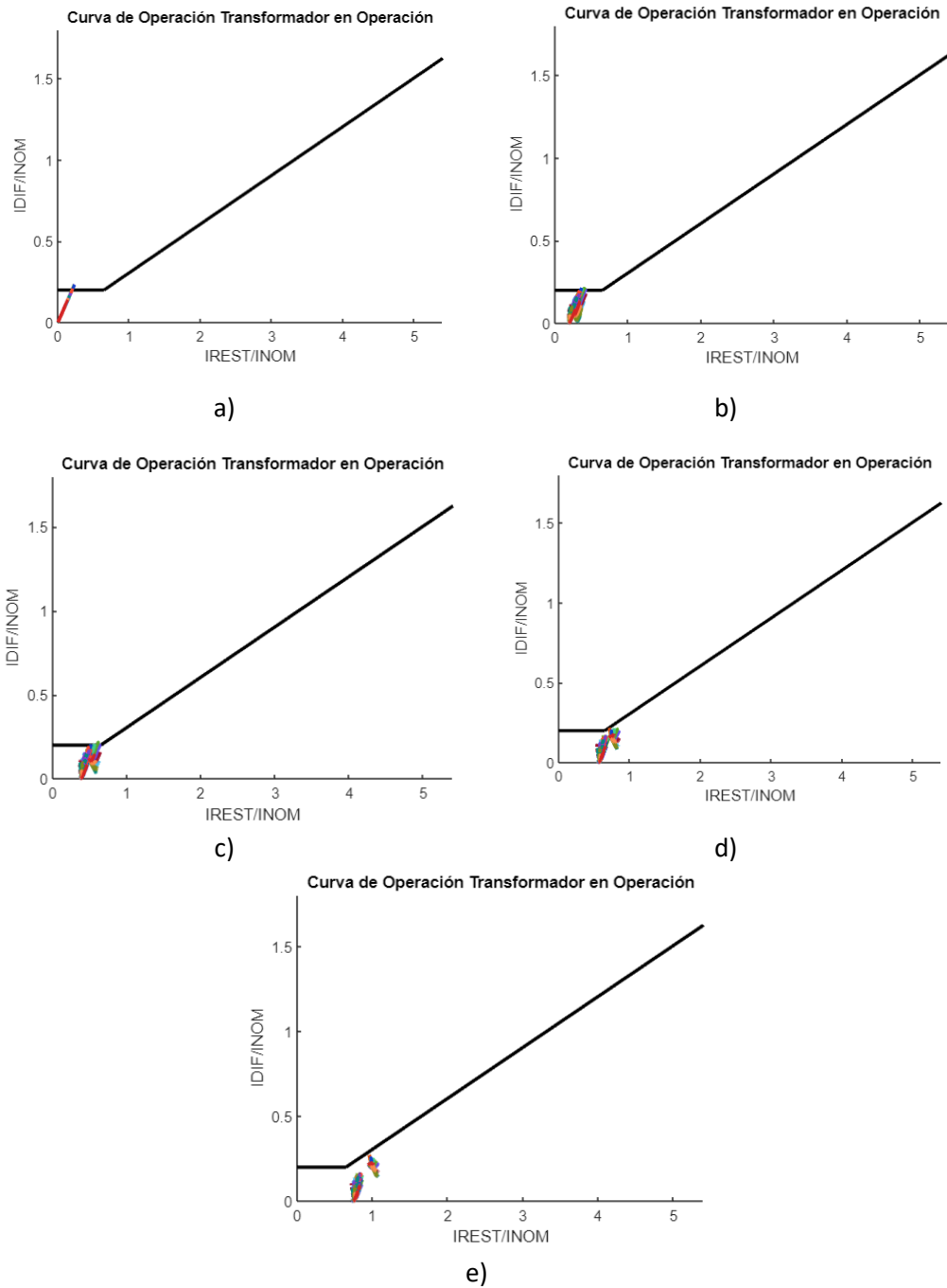


Figura 3.31. Curva característica de la protección diferencial del transformador en operación con carga de a) 0%, b) 10%, c) 20%, d) 30% y e) 40%.

3.1.7. AJUSTES PROPUESTOS: CASO 1

Para definir los ajustes de bloqueo de la protección diferencial se han tomado los casos de variaciones de tiempo de cierre, flujo residual, equivalente Thévenin (con impedancias en diferente estado de demanda). Con lo que se analizan los resultados de tiempo máximo de duración para un ajuste de corriente de pickup de 0.2 p.u. y el mínimo contenido de segundo armónico, los mismos que se encuentran en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Resultados obtenidos para el Caso 1.

Tipo de variación	Tiempo máximo de duración [ms]	Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
		Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de cierre	773	22.38	22.38	22.32
Flujo Residual	922	9.64	9.26	8.99
Equivalente Thévenin	774	22.38	22.37	22.32

Con estos resultados se recomienda utilizar el mínimo contenido armónico, que está dado por los valores obtenidos aplicando un porcentaje de flujo residual en el núcleo del transformador, éste es un caso que puede darse en la práctica debido a que el transformador puede encontrarse magnetizado previo a la energización, en especial si se va a energizar un transformador que ha sido desconectado por mantenimiento o por despeje de falla. En este caso, se tiene un porcentaje de contenido de segundo armónico de 8.99% y un tiempo de 922 ms.

3.2. CASO 2: AUTOTRANSFORMADOR SAN JUAN DE MANTA (SJM)

Para este caso se consideró el autotransformador San Juan de Manta, que tiene los mismos datos nominales de potencia y voltaje que el transformador de Nueva Prosperina, analizado en el Caso 1. En el ANEXO I se presentan los datos de placa y reporte de pruebas del transformador en estudio, además los datos utilizados para modelar el equivalente del sistema eléctrico.

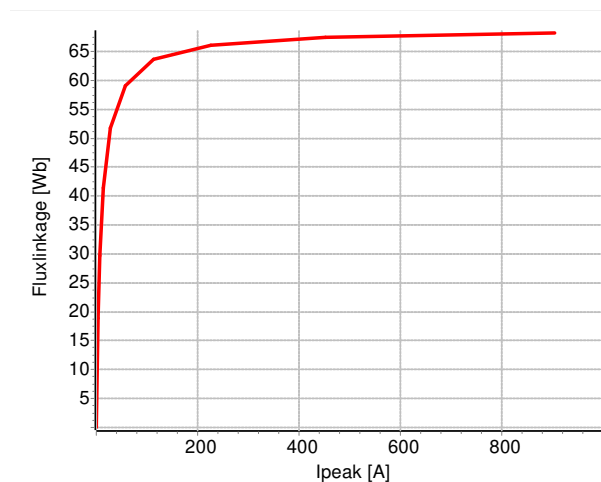


Figura 3.32. Curva de saturación del autotransformador SJM.

La curva de saturación del autotransformador SJM construida por ATPDraw se indica en la Figura 3.32, la misma que puede compararse con el Caso 1, ya que, a pesar de tener las mismas capacidades de potencia y voltaje, la curva de saturación del autotransformador SJM tiene una forma diferente, el codo de la curva y su pendiente no son tan pronunciados como en el Caso 1, esto significa que el transformador del Caso 1 tiene más facilidad de llegar a saturarse que el autotransformador del presente caso.

Esto es un factor importante a tomar en cuenta debido a que la curva de saturación es un factor determinante en la corriente Inrush dada en la energización del transformador.

Se realizó el estudio considerando el equivalente de demanda máxima debido a que su equivalente Thévenin presenta una resistencia menor, lo que significa que los resultados reflejan el mayor tiempo de duración. Utilizando la herramienta computacional, se determinó las variaciones de flujo residual y se realizó la energización del autotransformador tomando en cuenta las variaciones de flujo residual.

Los resultados de este estudio se presentan a detalle en el ANEXO J, en esta sección se realiza el análisis de los resultados de manera simplificada.

3.2.1. VARIACIÓN DE TIEMPO DE CIERRE

En la Tabla 3.12 se presentan los resultados de tiempo máximo de duración y de mínimo contenido de segundo armónico de la corriente diferencial realizando la energización del autotransformador cada milisegundo a lo largo de un ciclo de la señal de voltaje. Se puede observar que el tiempo de duración difiere del obtenido en el Caso 1. Esto es debido a que el autotransformador presenta un equivalente Thévenin que se ubica en el grupo 2, la resistencia de secuencia positiva es mayor, y por lo tanto el tiempo de duración es menor.

Con respecto al contenido de segundo armónico se aprecia que los valores de mínimo contenido de segundo armónico son mayores al obtenido en el Caso 1, esto se da por la forma de la curva de saturación, el autotransformador no se llega a saturar y, por lo tanto, se obtiene un alto contenido de segundo armónico.

Tabla 3.12. Resultados obtenidos con la variación de tiempo de cierre.

Tiempo máximo de duración [s]			Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
Corriente de Pickup [p.u.]			Fase		
0.1	0.2	0.3	A	B	C
0.389	0.197	0.107	29.17	27.48	28.53

3.2.2. VARIACIÓN DEL EQUIVALENTE THÉVENIN

3.2.2.1. Estudio considerando el agrupamiento de barras del SNT

En la Figura 3.33 se observa el mínimo contenido armónico obtenido en el estudio de energización considerando todos los equivalentes de la agrupación de barras realizada previamente. Se puede observar que la gráfica sigue la misma tendencia que la Figura 3.20, pero los niveles de segundo armónico tienen valores que oscilan entre 27% y 29% (Tabla J.6 del ANEXO J).

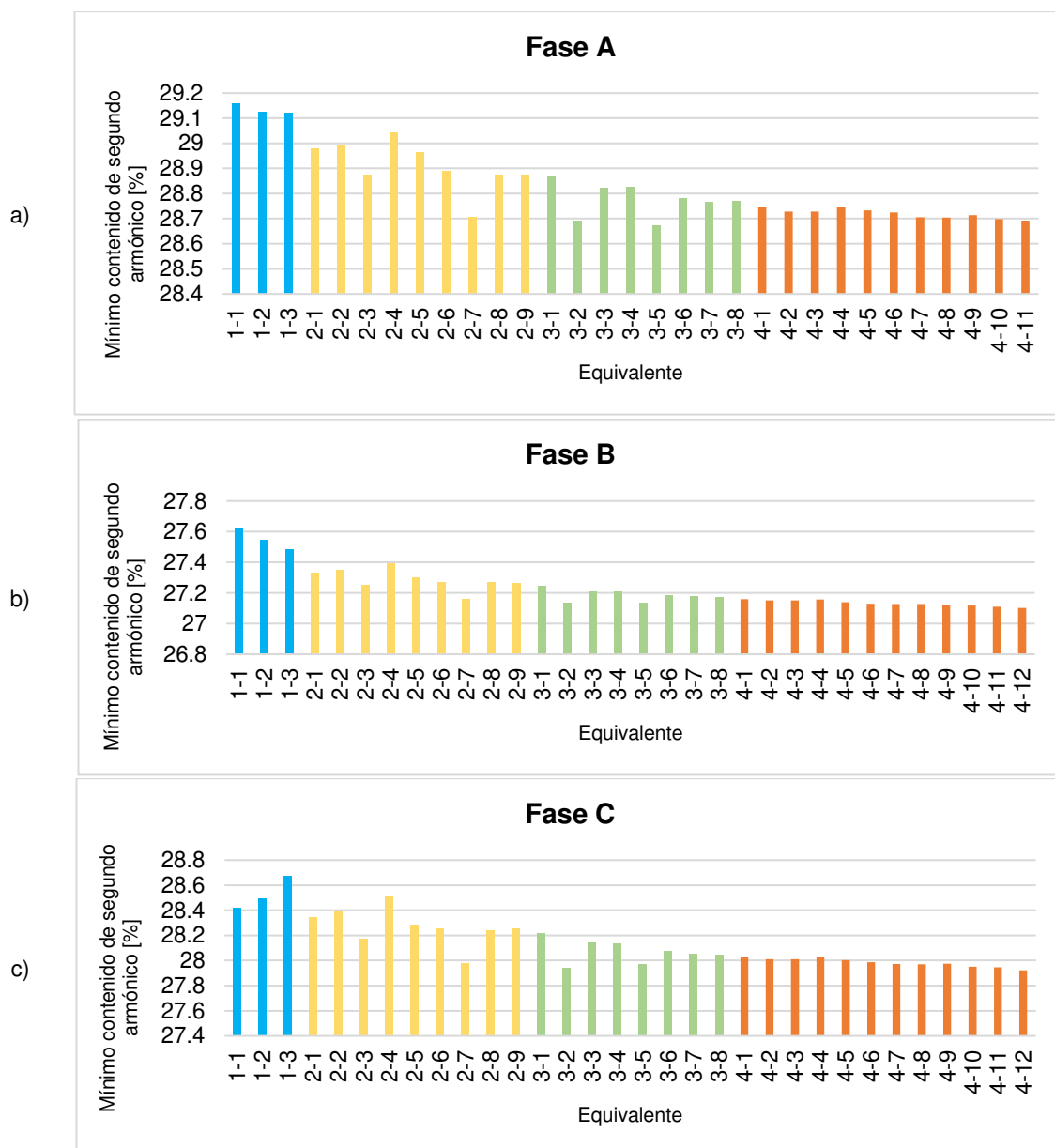


Figura 3.33. Mínimo contenido de segundo armónico del autotransformador SJM para variaciones de equivalente Thévenin en todos los elementos para la fase a) A, b) B, c) C

En la Figura 3.34 se observa el tiempo máximo de duración de la corriente Inrush energizando el autotransformador SJM en las diferentes barras del SNT. Los resultados son muy similares a los obtenidos en la Figura 3.9, y sus valores no difieren en mayor magnitud.

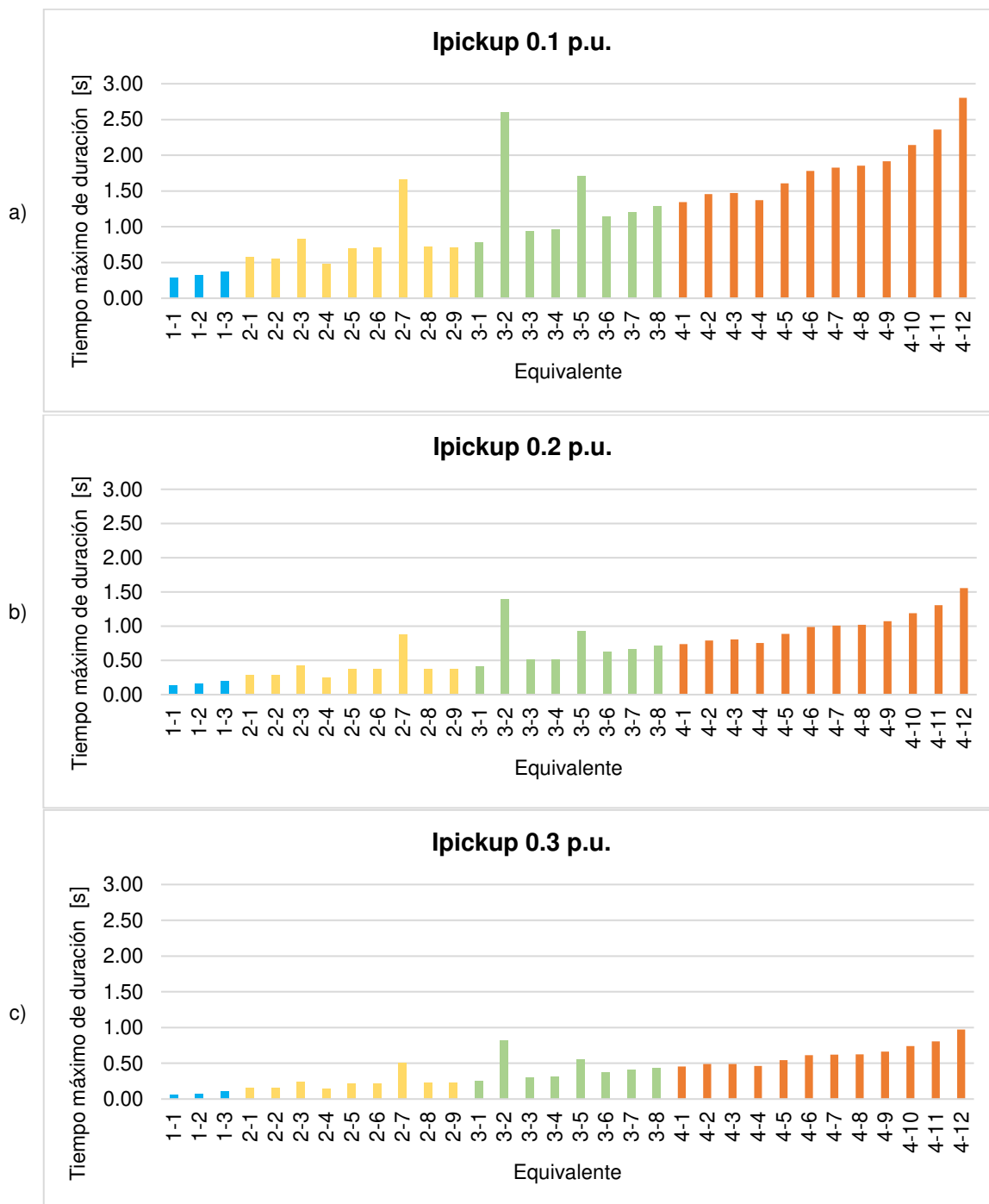


Figura 3.34. Tiempo máximo de duración de la corriente Inrush para variaciones de equivalente Thévenin en todos los elementos para la fase a) A, b) B, c) C.

3.2.2.2. Estudio considerando diferentes estados de demanda

En la Tabla 3.13 se muestran los resultados obtenidos realizando la simulación de energización del autotransformador considerando los estados de demanda mínima (variación 1) y máxima (variación 2).

Tabla 3.13. Resultados del autotransformador SJM ante diferentes estados de demanda.

Variación	SCCMIN	SCCMAX	R1	Tiempo máximo de duración [s]			Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
				Ipickup [p.u.]			Fase A	Fase B	Fase C
	[MVA]		[Ω]	0.1	0.2	0.3			
1	959	280	6.09	0.34	0.17	0.09	29.24	27.56	28.41
2	1111	323	5.28	0.39	0.20	0.11	29.17	27.48	28.53

3.2.3. VARIACIONES DE FLUJO RESIDUAL

En la Tabla 3.14 se muestran las variaciones de flujo residual obtenidas utilizando la herramienta computacional, así como los resultados de tiempo máximo de duración y mínimo contenido de segundo armónico de la corriente diferencial.

Tabla 3.14. Resultados del autotransformador SJM para variaciones de flujo residual.

No.	Flujo Residual [%]			Tiempo máximo de duración [s]			Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
	Fase			Corriente de Pickup [p.u.]			Fase		
	A	B	C	0.1	0.2	0.3	A	B	C
1	2.34	1.21	0.00	0.40	0.22	0.12	27.87	28.18	26.03
2	4.22	54.92	0.00	0.40	0.20	0.12	29.21	28.36	27.03
3	-0.97	7.51	39.83	0.40	0.21	0.12	28.00	25.97	27.37
4	-4.26	7.12	-2.79	0.39	0.20	0.11	27.21	27.82	26.13
5	-3.85	1.82	1.91	0.40	0.21	0.12	28.61	29.75	27.36
6	1.09	-2.05	0.84	0.40	0.20	0.12	27.87	28.70	26.41

Las variaciones de flujo residual indicadas presentan porcentaje de flujo magnético bajo en comparación con las variaciones obtenidas en el Caso 1. Esto sucede debido a que el núcleo del autotransformador no tiende a saturarse, y cuando se realiza la desconexión del autotransformador, el valor de flujo magnético se estabiliza en valores bajos.

Esta característica depende principalmente del lazo de histéresis del material ferromagnético por el cual está compuesto el núcleo del autotransformador, por lo tanto, depende de la curva de saturación.

Dado que se tienen valores bajos de flujo residual, los resultados de mínimo contenido de segundo armónico no difieren en gran magnitud con los resultados obtenidos sin aplicar el

flujo residual. Esto se analiza gráficamente en la Figura 3.35, en donde las líneas continuas representan el mínimo contenido de segundo armónico obtenido sin aplicar un flujo residual y las barras representan el resultado obtenido aplicando distintos porcentajes de flujo residual.

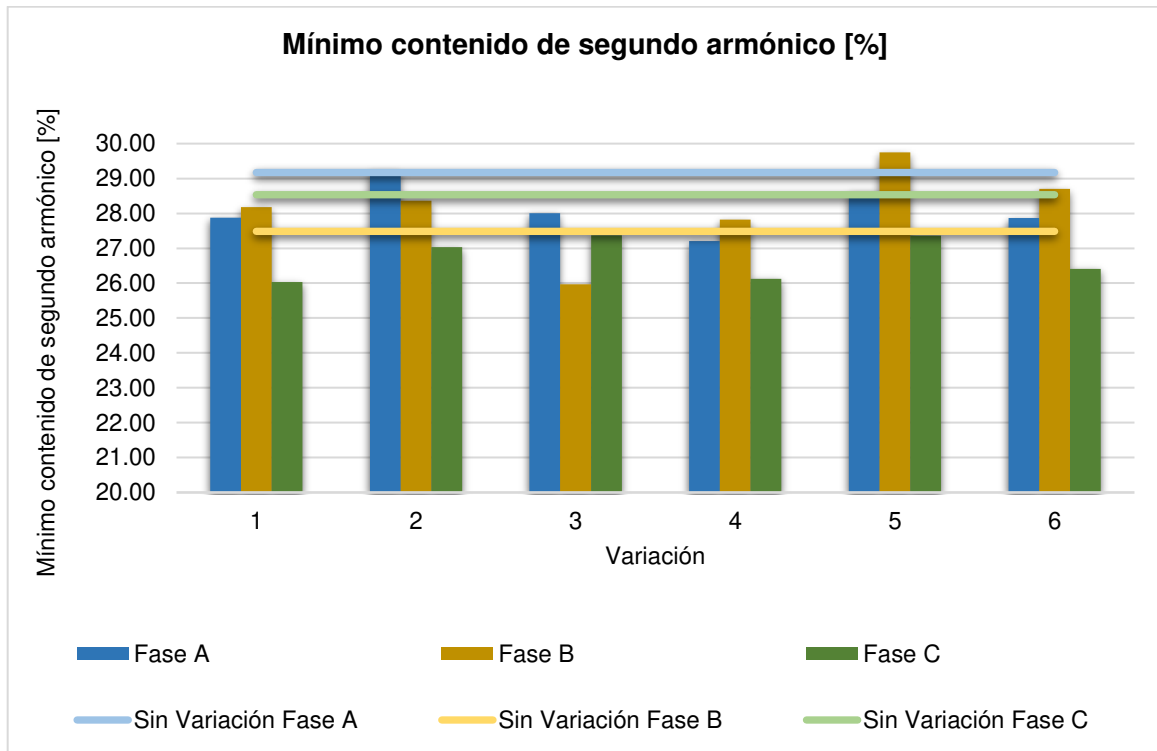


Figura 3.35. Mínimo contenido de segundo armónico del autotransformador SJM para variaciones de flujo residual.

Con respecto al tiempo máximo de duración de la corriente diferencial obtenido al aplicar flujo residual, se observa que el tiempo de cierre no varía considerablemente, se incrementa 20 milisegundos, es decir que, al no presentar cantidades considerables de flujo residual, el tiempo de duración está netamente definido por el equivalente Thévenin utilizado para modelar el caso base.

3.2.4. AJUSTES PROPUESTOS: CASO 2

Se propone el ajuste de bloque de la protección diferencial mediante el análisis de los resultados de tiempo máximo de duración de la corriente diferencial para un ajuste de corriente de pickup de 0.2 p.u. y el mínimo contenido de segundo armónico, los mismos que se encuentran en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15. Resultados obtenidos en el Caso 2.

Tipo de variación	Tiempo máximo de duración [ms]	Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
		Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de cierre	197	29.172	27.485	28.535
Flujo Residual	217	27.21	25.97	26.03
Equivalente Thévenin	200	29.17	27.48	28.53

En este caso, el porcentaje de segundo armónico obtenido mediante la simulación considerando los distintos parámetros, es mayor al recomendado por la literatura técnica para el ajuste de bloqueo (15 %), esto significa que al momento de la energización el relé realiza la discriminación entre corriente de energización y corriente de cortocircuito de manera satisfactoria dado al alto contenido de segundo armónico esperado.

Por lo tanto, el valor de 15 % puede utilizarse sin ningún inconveniente, y si se desea aumentar seguridad, se recomienda usar un valor de 25 % y un tiempo de bloqueo de 220 milisegundos.

3.3. CASO 3: AUTOTRANSFORMADOR PEDERNALES

Los datos empleados para modelar el Caso 3 se presentan en el 157ANEXO K, la curva de saturación del autotransformador Pedernales se ilustra en la Figura 3.36. Además en el ANEXO L se presenta a detalle los resultados del estudio de energización del autotransformador en cuestión.

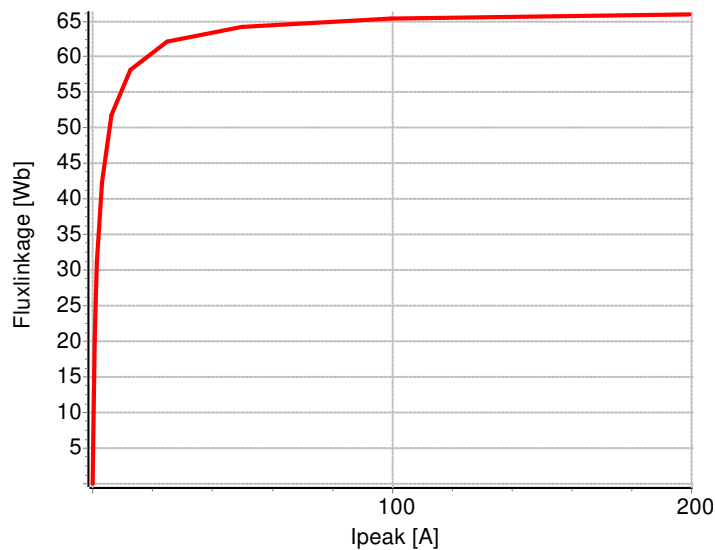


Figura 3.36. Curva de saturación autotransformador Pedernales

Con base en los resultados obtenidos para el Caso 3, mostrados en la Tabla 3.16, en donde se observa que el porcentaje de mínimo contenido armónico es de 21.57%, es posible utilizar el ajuste de 15 %, y el tiempo de bloqueo de 141 milisegundos.

Tabla 3.16. Resultados obtenidos para el Caso 3.

Tipo de variación	Tiempo máximo de duración [ms]	Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
		Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de cierre	108	26.716	25.83	26.464
Flujo Residual	141	23.11	22.93	21.57
Equivalente Thévenin	108	26.716	25.83	26.464

3.4. CASO 4: AUTOTRANSFORMADOR SAN RAFAEL (SRF)

El caso 4 corresponde el autotransformador ATH de San Rafael, una de las cinco unidades de transformación a nivel de 500 kV en el país, dicho autotransformador está compuesto por un banco de tres autotransformadores monofásicos. Los datos utilizados para modelar el Caso 4 se presentan en el 157ANEXO M, la curva de saturación del autotransformador SRF se ilustra en la Figura 3.37. En el ANEXO N se muestran los resultados de manera detallada correspondientes al estudio de energización del autotransformador en SRF.

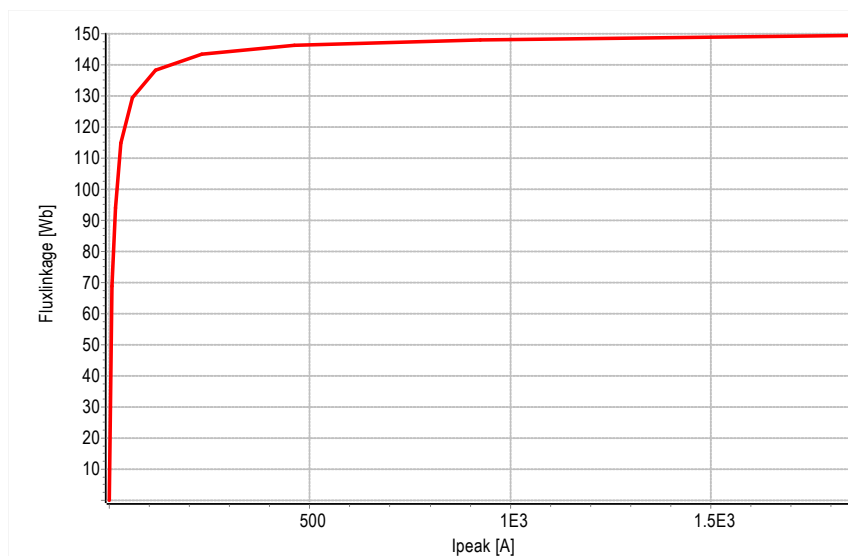


Figura 3.37. Curva de saturación autotransformador SRF.

En la Tabla 3.17 se indican los resultados obtenidos del estudio realizado en el autotransformador SRF, en donde se observa que el porcentaje de mínimo contenido armónico es de 25.36%, por lo que se es posible utilizar el ajuste de 15 %, y el tiempo de bloqueo de 696 milisegundos.

Tabla 3.17. Resultados obtenidos en el Caso 4.

Tipo de variación	Tiempo máximo de duración [ms]	Mínimo contenido de segundo armónico [%]		
		Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de cierre	647	26.36	26.97	26.72
Flujo Residual	696	25.55	26.08	25.93
Equivalente Thévenin	647	26.36	26.97	26.72

3.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la Tabla 3.18 se indican los ajustes propuestos una vez realizado el estudio paramétrico para la energización de cada transformador/autotransformador. Los resultados mostrados se corresponden con el peor escenario de corriente de energización, con respecto a la protección diferencial y para un ajuste de corriente de pickup de 0.2 p.u.

Tabla 3.18. Ajuste propuesto de todos los casos.

Caso		Tiempo de bloqueo [ms]	Mínimo contenido de segundo armónico [%]
No	Transformador		
1	Nueva Prosperina	922	8.99%
2	San Juan de Manta	217	25.97%
3	Pedernales	141	21.57%
4	San Rafael	696	25.36%

Los resultados mostrados en la Tabla 3.18 son valores obtenidos aplicando un flujo residual en el núcleo del transformador/autotransformador, y se considera el peor escenario con respecto a la protección diferencial.

El Caso 1 presenta porcentajes de mínimo contenido de segundo armónico muy bajos con respecto a los demás casos. Esto se debe al comportamiento del núcleo del transformador reflejado en la curva de saturación.

Con respecto al tiempo de duración de la corriente de energización, se observó que se requiere un mayor tiempo de bloqueo para aquellos transformadores que se encuentran en una zona cuyo equivalente Thévenin tiene una resistencia de secuencia positiva baja.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

- Se desarrolló una herramienta computacional, que vincula MATLAB y ATP, con el fin de obtener el contenido armónico de la corriente Inrush y su tiempo de duración para proponer ajustes de bloqueo por corriente de energización en relés diferenciales de transformadores de potencia.
- ATP es un software adecuado, además de ser gratuito, para realizar la simulación de la energización de transformadores de potencia debido a que cuenta con un modelo de transformador que toma en cuenta los parámetros importantes para su modelación como el núcleo del equipo.
- La herramienta computacional desarrollada se compone de rutinas que permiten la interacción de MATLAB y ATP para efectuar múltiples simulaciones variando diferentes parámetros de interés en la energización de transformadores de potencia.
- Se efectuó la estimación fasorial y cálculo de armónicos utilizando el algoritmo no recursivo de DFT ya que es un método comúnmente utilizado en los relés diferenciales numéricos para evaluar la corriente diferencial y su contenido armónico.
- Se desarrolló una interfaz de usuario que permite analizar de manera gráfica y numérica los resultados de las simulaciones efectuadas, así como el comportamiento del relé diferencial ante la existencia de corriente Inrush.
- Mediante el agrupamiento de barras del SNT de acuerdo con el nivel de voltaje y potencia de cortocircuito, se ha comprobado que debido a que la resistencia de secuencia positiva del equivalente Thévenin en el punto de conexión es un factor determinante en el tiempo de duración de la corriente Inrush, existen zonas en las que tal corriente tiene mayor duración.
- En el presente estudio técnico, se determinó el tiempo de duración de la corriente Inrush mediante el análisis del comportamiento de la corriente diferencial con respecto a una curva característica de operación del relé diferencial.
- Al efectuar el estudio de energización de transformadores en un grupo de transformadores de potencia con valores nominales típicos, se verificó que la curva

de saturación del núcleo es el parámetro que tiene mayor influencia en la corriente Inrush, en cuanto a contenido de segundo armónico y duración.

- El pico de la corriente de energización determinado en los transformadores en estudio oscila entre 1 – 5 p.u., lo que es un indicador de que el modelo utilizado para la simulación es el correcto debido a que en transformadores de potencia la magnitud de la corriente Inrush es relativamente baja con respecto a la esperada en transformadores de distribución.
- Al energizarse un transformador ubicado en una subestación en la que existe otro transformador en operación ubicado en paralelo, la corriente de energización tiene una mayor duración. A su vez, el transformador en operación presentará una corriente simpatética que puede comprometer el funcionamiento de su sistema de protecciones.
- El peor caso en la energización del transformador se da en el cruce por cero de la onda de voltaje, si se requiere analizar la magnitud de la corriente de energización; pero, en cuanto al mínimo de contenido de segundo armónico, este caso no es precisamente en el cruce por cero de la señal de voltaje.

4.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda utilizar un paso de simulación en el orden de los microsegundos para ejecutar la simulación del caso base, para que ATP desarrolle los cálculos internos correctamente.
- Se recomienda utilizar para la simulación un paso de tiempo adecuado, tal que, cubra la mayor cantidad de casos en los que se comprometa el funcionamiento de la protección diferencial en cuanto a contenido armónico y tiempo de duración.
- Se recomienda utilizar la versión 2020a de MATLAB para garantizar el funcionamiento de las rutinas desarrolladas, o instalar el complemento (MATLAB runtime versión 9.8 (R2020a)) para utilizar la versión ejecutable de la herramienta.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] X. Lin, J. Ma, Q. Tian, y H. Weng, *Electromagnetic Transient Analysis and Novel Protective Relaying Techniques for Power Transformer*. Singapore: John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd., 2015.
- [2] Working Group C4.307, «Transformer Energization in Power Systems: A Study Guide». CIGRE, feb. 2014.
- [3] G. Ziegler, *Numerical Differential Protection. Principles and Applications*, Segunda Edición. Alemania: SIEMENS, 2012.
- [4] J. Peng, «Assessment of Transformer Energisation Transients and Their Impacts on Power Systems», The University of Manchester, Manchester, 2013.
- [5] G. Ramsis y teNyenhuis E.G., «Characteristics of Inrush Current of Present Designs of Power Transformers», Florida, 2007, p. 1.
- [6] D. Jiandong, W. Chang, y Y. Jianming, «Study of the Inrush Current Identification Using the Improved Half-Cycle Fourier Analysis», en *10.1109/APPEEC.2009.4918796*, Wuhan, 2009, p. 1.
- [7] N. Chiesa, *Power Transformer Modeling for Inrush Current Calculation*, Doctoral theses at NTNU. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2010.
- [8] B. Guru y H. Huseyin, *Máquinas eléctricas y transformadores*, Tercera edición. Universidad de Oxford, 2003.
- [9] S. Hodder, B. Kastenny, N. Fischer, y Y. Xia, «Low Second-Harmonic Content in Transformer Inrush Currents - Analysis and Practical Solutions for Protection Security», presentado en 40th Annual Western Protective Relay Conference, oct. 2013, doi: CPRE.2014037.
- [10] R. Cano, «Aportaciones a la Conexión Controlada de Transformadores de Potencia», Universidad de Sevilla, Sevilla, España, 2015.
- [11] M. Martínez-Duró, «idTRAN, a transformer model for engineering studies with incomplete input data.», presentado en International Conference on Power Systems Transients (IPST2019), Perpignan, Francia, jun. 2019.
- [12] M. Oliveira, A. Bretas, O. Perrone, J. Reversat, H. Muñoz, y R. Orellana, «Principales Características de la Corriente Inrush en Transformadores». Universidad Nacional de Misiones.
- [13] M. Jamali, M. Mirzaie, y S. Asghar, «Calculation and Analysis of Transformer Inrush Current Based on Parameters of Transformer and Operating Conditions», *Electron. Electr. Eng.*, p. 109, 2011.
- [14] L. Prikler, H. Høidalen, y F. Peñaloza, *ATPDRAW version 7.2 for Windows Users' Manual*. Trondheim: Norwegian University of Technology, 2020.
- [15] G. Lee y C. Goldsworthy, «Introduction to the Alternative Transients Program (ATP)», presentado en IEEE SPDC Spring Meeting, may 2011, [En línea]. Disponible en: https://pes-spdc.org/sites/default/files/introduction_to_atp_-_may_16_2011v8.pdf.

- [16] B. Mork, F. Gonzalez, D. Ishchenko, D. Stuehm, y J. Mitra, «Hybrid Transformer Model for Transient Simulation—Part I: Development and Parameters», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, n.º 1, pp. 248-255, ene. 2007.
- [17] CIGRE Working Group 02 (SC 33), «Guidelines for Representation of Network Elements when Calculating Transients». CIGRE, 1990.
- [18] H. Hans, B. Mork, F. Gonzalez, D. Ishchenko, y N. Chiesa, «Implementation and verification of the Hybrid Transformer model in ATPDraw», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, n.º 3, pp. 454-459, doi: 10.1016/j.epsr.2008.09.003.
- [19] H. Hans, N. Chiesa, A. Avendaño, y B. Mork, «Developments in the hybrid transformer model – Core modeling and optimization», presentado en International Conference on Power Systems Transients (IPST2011), Delft, Netherlands, jun. 2011.
- [20] N. Chiesa y H. Høidalen, «Modeling of nonlinear and hysteretic iron-core inductors in ATP».
- [21] CIGRE TB 39, «Insulation co-ordination — Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks». 1990.
- [22] Power Systems Relay Committee, «IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers», *IEEE Std C3791-2000*, oct. 2000.
- [23] A. Guzman, H. Altuve, y D. Tziouvaras, «Power Transformer Protection Improvements With Numerical Relays», presentado en CIGRE Study Committee B5 Colloquium, Calgary, Canada, sep. 2005.
- [24] L. Dután, *Modelación y Análisis del Relé Diferencial Para Transformadores de Potencia con Conexión YYd Usando ATP-EMTP*, Proyecto previo a la obtención de Ingeniero Eléctrico. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2008.
- [25] D. Costello, «Lessons Learned Through Commissioning and Analyzing Data From Transformer Differential Installations». Scheitzer Engineering Laboratories, Inc., 2009.
- [26] F. Guillén y J. Narváez, «Desarrollo del algoritmo para la protección diferencial de transformador de potencia aplicado a la Subestación Azoges II, utilizando la transformada de Fourier.», Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, Cuenca, Ecuador, 2013.
- [27] H. Davila, «Records from DFRs vs Records from Microprocessor-Based Relays». IEEE/PES Transmission & Distribution Latin America, 2010, [En línea]. Disponible en:
https://www.erlphase.com/downloads/papers/Records_From_DFRs_Vs_Records_From_Relays.pdf.
- [28] P. Nanda, C. K. Panigrahi, y D. Abhijit, «Phasor Estimation and Modelling Techniques of PMU- A Review», presentado en International Conference on Recent Advancement in Air Conditioning and Refrigeration, RAAR, Bhubaneswar, India, nov. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.052.
- [29] M. Correa, «Desarrollo de una herramienta computacional para localización de fallas en líneas aéreas de transmisión mediante el tratamiento de señales

almacenadas en archivos COMTRADE.», Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2020.

- [30] «Unidades de medición fasorial: ¿qué son y para qué sirven?» Accedido: ene. 22, 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.editores-srl.com.ar/sites/default/files/ie239_orallo_medicion_fasorial.pdf.
- [31] H. Mohammad, «Performance Evaluation of Measurement Algorithms used in IEDs», The University of Adelaide, Australia, 2012.
- [32] G. Tuza, «Análisis del cálculo de sincrofasores durante transitorios en las Unidades de Medición Sincrofasorial», Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2020.
- [33] SIEMENS, «Inrush Restraint for Transformer Differential Protection with Current Waveform Analysis (CWA) in SIPROTEC 4 7UT6X». .
- [34] K. Behrendt, N. Fischer, y C. Labuschagne, «Considerations for Using Harmonic Blocking and Harmonic Restraint Techniques on Transformer Differential Relays», sep. 2011, vol. 2.
- [35] R. Cimadevilla, «Inrush Currents and their Effect on Protective Relays». IEEE, 2013.
- [36] Switchgear Committee of the IEEE Power & Energy Society, «IEEE Guide for the Application of Transient Recovery Voltage for AC High-Voltage Circuit Breakers». IEEE, oct. 31, 2011.
- [37] Mathworks, «MATLAB App Designer». [En línea]. Disponible en: <https://la.mathworks.com/products/matlab/app-designer.html>.
- [38] SIEMENS, «SIPROTEC Differential Protection 7UT6x V4.6. Manual». .
- [39] I. Benítez, «Técnicas de Agrupamiento para el Análisis de Datos Cuantitativos y Cualitativos», Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, 2005.
- [40] C. Labuschagne, «Relay-Assisted Commissioning», presentado en 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers, Texas, oct. 2005, [En línea]. Disponible en: https://cms-cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6218_RelayAssisted_CL-NF_20050922_Web.pdf?v=20160511-225954.

ORDEN DE EMPASTADO