

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



IDENTIFICACIÓN DE LA CORRIENTE INRUSH EN UN  
TRANSFORMADOR DE POTENCIA UTILIZANDO ANÁLISIS MODAL

POR

ING. HÉCTOR ESPONDA HERNÁNDEZ

EN OPCIÓN AL GRADO DE:

MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, NUEVO LEÓN

AGOSTO DE 2015

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



IDENTIFICACIÓN DE LA CORRIENTE INRUSH EN UN  
TRANSFORMADOR DE POTENCIA UTILIZANDO ANÁLISIS MODAL

POR

ING. HÉCTOR ESPONDA HERNÁNDEZ

EN OPCIÓN AL GRADO DE:

MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, NUEVO LEÓN

AGOSTO DE 2015

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del comité de Tesis recomendamos que la Tesis “Identificación de la corriente inrush en un transformador de potencia utilizando análisis modal” realizada por el estudiante **Ing. Héctor Esponda Hernández**, matrícula 1696264 sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.


El Comité de Tesis



Asesor  
Dr. Ernesto Vázquez Martínez



Revisor:  
Dr. Manuel Antonio Andrade Soto



Revisor:  
Dr. Juan Manuel Ramírez Arredondo

Vo. Bo.  
Dr. Simón Martínez Martínez  
Subdirector de Posgrado

San Nicolás de los Garza, Nuevo León,

Agosto de 2015

# AGRADECIMIENTOS

*No temas a los vientos de la adversidad  
ten presente que sin viento  
no hay papalote que ascienda.*

A mis padres Ariel y Aracelí y a mis hermanos William y Alejandro que sin importar las circunstancias, siempre me han apoyado de manera incondicional; esto logro es para ustedes.

Al Dr. Ernesto Vázquez Martínez quien ha sido pilar fundamental en toda esta travesía que comenzó con aquel verano de investigación en 2010 y que hoy culmina con esta maestría, gracias por todo su apoyo incondicional, sus enseñanzas, sus consejos y por toda la motivación en este arduo camino del saber.

Al Dr. Manuel A. Andrade y al Dr. Juan Manuel Ramírez por todas las sugerencias útiles aportadas en esta investigación; gracias por su valioso tiempo.

Al Dr. Daniel Guillen Aparicio, Luis, Rafael, Zamora, Mario y a cada una de las personas que aportaron su granito de arena en esta etapa de maestría, gracias a cada uno de ustedes.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por todo el apoyo y soporte financiero brindado en esta trabajo de investigación y durante la realizacion de esta maestría.

# Índice general

<b>Índice general</b>	<b>iv</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>viii</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>ix</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Motivación . . . . .	1
1.2 Antecedentes . . . . .	3
1.3 Objetivos . . . . .	4
1.4 Alcances . . . . .	4
1.5 Estructura de la tesis . . . . .	5
<b>2 Corriente Inrush</b>	<b>6</b>
2.1 Introducción . . . . .	6
2.2 Fenómeno de corriente inrush . . . . .	7
2.3 Características de corriente inrush . . . . .	11
2.4 Dependencia de la corriente inrush respecto al instante de energización . . . . .	14
2.5 Conclusiones del capítulo . . . . .	17
<b>3 Protección diferencial en transformadores</b>	<b>18</b>
3.1 Introducción . . . . .	18
3.2 Principio de operación de la protección diferencial . . . . .	20
3.3 Protección de porcentaje diferencial . . . . .	22

3.4	Protección de porcentaje diferencial para un transformador trifásico de dos devanados. . . . .	25
3.5	Impacto de la saturación en los transformadores de corriente . . . . .	26
3.6	Cargas no lineales . . . . .	29
3.7	Métodos para inhibir la protección diferencial . . . . .	31
3.7.1	Desensibilización del relevador (retraso de tiempo al relevador) . . . . .	32
3.7.2	Supervisión del relevador con unidades de voltaje . . . . .	33
3.7.3	Restricción y bloqueo por armónicos . . . . .	33
3.7.4	Métodos por reconocimiento de forma de onda . . . . .	34
3.7.5	Modelado de la corriente inrush con parámetros del transformador . . . . .	35
3.7.6	Red de dos puertos . . . . .	35
3.7.7	Principio de potencia diferencial . . . . .	35
3.7.8	Reconocimiento de forma de onda utilizando análisis de componente principal (ACP) . . . . .	36
3.7.9	Esquema basado en la transformada Wavelet . . . . .	37
3.7.10	Gradiente de la corriente diferencial . . . . .	37
3.7.11	Multiregión diferencial . . . . .	38
3.7.12	Factor de singularidad de la forma de onda (WSF) . . . . .	39
3.7.13	Morfología matemática . . . . .	40
3.7.14	Método de correlación de la forma de onda (WCS) . . . . .	40
3.7.15	Lógica difusa . . . . .	41
3.7.16	Redes neuronales . . . . .	41
3.8	Conclusiones del capítulo . . . . .	42
<b>4</b>	<b>Algoritmo para la identificación de corrientes inrush utilizando análisis modal</b>	<b>44</b>
4.1	Introducción . . . . .	44
4.2	Análisis modal . . . . .	45
4.3	Importancia de eigenvalores y eigenvectores . . . . .	48
4.4	Algoritmo propuesto . . . . .	49
4.5	Señales de entrada . . . . .	50
4.6	Señales incrementales . . . . .	52
4.7	Escalamiento . . . . .	54

4.8	Ventana de datos . . . . .	55
4.9	Umbral de detección . . . . .	56
4.10	Lógica de operación . . . . .	58
4.11	Ejemplo de aplicación del análisis modal . . . . .	59
4.12	Conclusiones del capítulo . . . . .	61
<b>5</b>	<b>Resultados</b>	<b>63</b>
5.1	Introducción . . . . .	63
5.2	Escenarios . . . . .	64
5.3	Descripción del sistema de prueba . . . . .	66
5.4	Modelo para fallas internas . . . . .	68
5.5	Casos de evaluación del desempeño del algoritmo . . . . .	69
5.5.1	Energización del transformador . . . . .	70
5.5.2	Carga no lineal . . . . .	72
5.5.3	Modificación de la curva de saturación . . . . .	75
5.5.4	Energización con falla monofásica en el lado primario dentro de la zona de protección diferencial . . . . .	77
5.5.5	Energización con falla trifásica externa en el lado secundario del transformador . . . . .	79
5.5.6	Falla trifásica dentro de la zona de protección diferencial en el lado secundario 1 ciclo después de la energización del transformador. . . . .	81
5.5.7	Fallas internas . . . . .	83
5.5.8	Sobreexcitación en el transformador . . . . .	85
5.5.9	Variación de frecuencia en el sistema . . . . .	87
5.5.10	Modificación de la constante de tiempo de la red . . . . .	89
5.6	Conclusiones del capítulo . . . . .	92
<b>6</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones</b>	<b>93</b>
6.1	Introducción . . . . .	93
6.2	Conclusiones . . . . .	93
6.3	Aportaciones . . . . .	96
6.4	Recomendaciones para trabajos futuros . . . . .	96

<b>Bibliografía</b>	<b>97</b>
<b>A Cálculo de los TC para evitar saturación</b>	<b>103</b>



# Índice de tablas

4.1	Criterio de operación del algoritmo. . . . .	57
5.1	Características del sistema de prueba. . . . .	66
5.2	Características TC lado primario. . . . .	67
5.3	Características TC lado lado secundario. . . . .	67
5.4	Valores de la curva de saturación. . . . .	70
5.5	Valores de la curva de saturación. . . . .	75
5.6	Valores de impedancia de la fuente 1. . . . .	90
5.7	Valores de impedancia de la fuente 2. . . . .	90

# Índice de figuras

2.1	Corriente inrush en el transformador. . . . .	8
2.2	Forma de onda del flujo magnético al energizar el transformador. . . . .	11
2.3	Forma de onda de la corriente inrush en un transformador de potencia. . . . .	12
2.4	Corriente inrush y espectro armónico en un tiempo $t = 0$ . . . . .	14
2.5	Corriente inrush y espectro armónico en un tiempo $t = 21$ ms. . . . .	15
2.6	Corriente inrush y espectro armónico en un tiempo $t = 42$ ms. . . . .	15
3.1	Esquema básico de la protección diferencial. . . . .	20
3.2	Condiciones del esquema diferencial en estado estable o una falla externa. . . . .	21
3.3	Condiciones del esquema diferencial en una falla interna. . . . .	21
3.4	Diagrama del esquema de protección de porcentaje diferencial. . . . .	22
3.5	Característica del esquema de protección de porcentaje diferencial. . . . .	23
3.6	Esquema de protección de porcentaje diferencial en un transformador de dos devanados. . . . .	25
3.7	Diferentes conexiones de los TC's en un transformador de 2 devanados. . . . .	26
3.8	Típica distorsión posible en la corriente secundaria del TC resultante de la saturación de CD:a)burden grande; b)burden pequeño. . . . .	27
3.9	Impacto de la saturación de los TC en la trayectoria de la corriente diferencial de error. . . . .	28
3.10	Distorsion de la señal de corriente debido a una carga no lineal. . . . .	29
3.11	Distorsión de la corriente debido a un convertidor estatico de 6 pulsos. . . . .	30
3.12	Modificación de la trayectoria de la corriente diferencial de error. a) Con armónicos, b) sin armónicos. . . . .	31
4.1	Diagrama de flujo del algoritmo basado en analisis modal. . . . .	49

4.2	Esquema de protección de porcentaje diferencial en un transformador trifásico. .	52
4.3	Representación de la estructura del Filtro Delta utilizada en la obtención de las señales incrementales. . . . .	53
4.4	Respuesta del Filtro Delta para una falla monofasica (a) señal de corriente diferencial de error y (b) señal de corriente diferencial de error incremental. . . . .	54
4.5	Ventana de datos para formar las señales de entrada. . . . .	56
4.6	Criterio de operacion (a) corriente de falla, (b) corriente inrush. . . . .	57
4.7	Lógica de operación del algoritmo propuesto. . . . .	58
4.8	Caracterización de la forma de onda de la corriente diferencial de error a través de la magnitud del eigenvalor dominante para una falla monofasica en la fase A del transformador. . . . .	60
4.9	Caracterización de la forma de onda de la corriente diferencial de error a través de la magnitud del eigenvalor dominante durante la energización del transformador.	60
5.1	Sistema de prueba. . . . .	66
5.2	Modelo utilizado para la implementación de fallas internas en el transformador.	68
5.3	Curva de saturación utilizada en el transformador de potencia. . . . .	70
5.4	Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador. .	71
5.5	Convertidor de 6 pulsos utilizado para la inserción de una carga no lineal. . . . .	72
5.6	Distorsión de las forma de onda de la corriente del lado primario (a) y secundario (b) del transformador al alimentar una carga no lineal. . . . .	73
5.7	Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energizacion del transformador y la inserción de una carga no lineal. . . . .	74
5.8	Implementación de una curva de saturacion diferente. . . . .	75
5.9	Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energizacion del transformador con una curva de saturacion diferente. . . . .	76
5.10	Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energizacion del transformador y la inserción de una falla monofasica en el lado primario del transformador. . . .	78
5.11	Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energizacion del transformador y la inserción de una falla trifásica en el lado secundario del transformador. . . . .	80

5.12 Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y la inserción de una falla trifásica en el lado secundario del transformador un ciclo después. . . . .	82
5.13 Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y la inserción de una falla interna al 30% del devanado sin falla en el lado primario del transformador. . . . .	84
5.14 Lazo de control de sobreexcitación implementado en PSCAD para el lado primario del transformador. . . . .	85
5.15 Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y sobreexcitación del 150% al devanado primario del transformador. . . . .	86
5.16 Lazo de control de variación de frecuencia implementado en PSCAD para el lado primario del transformador. . . . .	87
5.17 Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y la caída de la frecuencia del sistema en un 10%. . . . .	88
5.18 Efecto producido en la corriente inrush al variar la constante de tiempo de la red.	89
5.19 Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador con una constante de tiempo con relación de 50 veces. . . . .	91

# RESUMEN

Publicacion No.

Héctor Esponda Hernández, M.C. en Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2015.

**Profesor Asesor: Dr. Ernesto Vázquez Martínez**

El transformador de potencia es uno de los elementos más importantes y característicos que se pueden encontrar en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), esto es debido a que son máquinas eléctricas que pueden cambiar los niveles de voltaje de un punto a otro con alta eficiencia. Por ello, es de vital importancia contar con dispositivos que protejan al transformador de los disturbios que se puedan presentar en la red, ya que el costo por reemplazar o restablecer el equipo es muy elevado.

Actualmente existen diversos esquemas de protección para el transformador, siendo el más utilizado la protección diferencial (87T), el cual basa su principio de operación en la suma fasorial de las corrientes de las terminales del transformador. En caso de que exista algún desbalance en la corriente diferencial, es decir, que el valor de la corriente diferencial sea mayor a un umbral previamente establecido, la protección interpretará que existe una falla en su zona de protección y desconectará al transformador para evitar que este se dañe.

Sin embargo, bajo algunas condiciones transitorias en el sistema de potencia, como la conexión o reconexión del transformador, la conexión en paralelo de transformadores, variaciones de frecuencia en el sistema eléctrico por problemas de estabilidad, la liberación de una falla, entre otros, se presenta el fenómeno conocido como corriente inrush.

Debido a los rasgos característicos que posee la corriente inrush, puede provocar una incorrecta operación de la protección diferencial, esto a consecuencia del desbalance que provoca en las corrientes diferenciales de error al no ser reflejada en el secundario del transformador, la cual es una característica similar a una condición de falla interna [1].

Para resolver esta problemática, se han implementado nuevos esquemas de protección, esto con la finalidad de poder realizar una correcta identificación entre corrientes inrush y corrientes de falla. Tal es el caso del esquema por bloqueo y retención por armónicos y el esquema por reconocimiento de forma de onda, el primero basado en el alto contenido armónico que presenta la corriente inrush, especialmente el segundo y quinto armónico, y el segundo esquema basado en los intervalos de tiempo y los cruces por cero que se presentan en la corriente diferencial en condiciones de inrush y de falla. No obstante, se han presentado señales de corriente inrush con un bajo contenido armónico, esto debido a los nuevos materiales utilizados para la construcción de los núcleos de los transformadores de potencia, dando como resultado, que los esquemas ya mencionados, no sean tan confiables para la protección del transformador en condiciones transitorias.

Es por ello, que en esta tesis se propone un algoritmo para la correcta identificación de corrientes inrush en un transformador de potencia esto como base para inhibir la operación de la protección diferencial en condiciones transitorias. Se utilizará el análisis modal para extraer los rasgos característicos de la corriente inrush de una manera confiable y sencilla. Para validar el desempeño del algoritmo se realizó una plataforma de pruebas donde se simuló de manera exhaustiva diferentes condiciones que se pueden presentar en un sistema de potencia que modifican la magnitud, duración y forma de onda de las señales de las corrientes del transformador.

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1 Motivación

Actualmente los sistemas eléctricos de potencia crecen rápidamente expandiéndose e interconectándose con otros sistemas, esto conlleva al aumento de la complejidad en la operación y control de los mismos, de allí la gran importancia de contar con sistemas eléctricos que se encuentren protegidos de manera confiable ante cualquier disturbio que se pueda presentar.

Un SEP está conformado por diferentes elementos como pueden ser generadores, líneas de transmisión, transformadores, etc. Los cuales cumplen una función determinada e indispensable para poder llevar la energía eléctrica al usuario final. Sin embargo, se pueden presentar disturbios en algún elemento del SEP, el cual si no es removido por el sistema de protección tan rápido como sea posible, puede ocasionar grandes daños no solo al elemento fallado, sino también al resto de elementos que se encuentren conectados al sistema.

Uno de los elementos indispensables en el sistema eléctrico es el transformador de potencia, el cual debido a su alta eficiencia y a su capacidad de poder variar los niveles de voltaje como se requieran, ha hecho posible la realización práctica y económica de la transportación de grandes volúmenes de energía eléctrica a grandes distancias. Por esta razón se vuelve vital proteger al transformador de manera confiable, ya que el costo por sustituirlo o repararlo es una

inversión muy grande, debido a que el tiempo de fabricación de un transformador de potencia es aproximadamente de seis meses.

El método más común usado para la protección de transformadores de potencia es el esquema de protección diferencial [2]. La protección diferencial utiliza como principio fundamental la suma algebraica de las corrientes que entran y salen de la zona o área protegida. Idealmente, en condiciones normales de operación o una falla externa, la suma de las corrientes es igual a cero, sin embargo si el valor de la suma algebraica es diferente de cero corresponde a una falla interna y el transformador debe ser desconectado.

No obstante, la protección diferencial puede operar de manera incorrecta bajo diferentes condiciones transitorias como son la energización del transformador o la sobreexcitación del mismo. Estas condiciones hacen que se presente el fenómeno de la corriente inrush, el cual puede alcanzar corrientes de gran magnitud que en algunos casos, pueden ser valores muy similares a una condición de falla, teniendo como consecuencia la desconexión del transformador de manera indeseable.

Para resolver esta problemática, se han implementado diferentes esquemas de protección que inhiban la operación de la protección diferencial ante la presencia de corrientes inrush, siendo las más empleadas la protección por bloqueo y retención por armónicos y por la distorsión de la forma de onda, sin embargo, existen casos donde la corriente inrush presenta un bajo contenido armónico, ocasionando así, que la protección diferencial opere de manera incorrecta.

Por esta razón, en este trabajo se propone un nuevo algoritmo de protección diferencial basado en el análisis modal el cual realza los rasgos característicos de la señal de la corriente diferencial y reduce la complejidad en la correcta identificación entre corrientes inrush y corrientes de falla, esto como base para inhibir la operación de la protección diferencial del transformador de potencia en condiciones transitorias.



## 1.2 Antecedentes

La protección diferencial es uno de los esquemas de mayor preferencia en la protección de los transformadores de potencia. Sin embargo, el principal problema encontrado mientras se hace uso de la protección diferencial, es su limitada habilidad para discriminar entre corrientes inrush y corrientes de falla. Esto no solo causa la incorrecta operación de la protección diferencial, tiene un impacto negativo que afecta al sistema de potencia [3].

Se han desarrollado algunos métodos con el objetivo de resolver esta problemática: bloqueo y retención por armónicas [4–7], distorsión de la forma de onda de la señal de la corriente diferencial [8,9], modelo matemático de la corriente inrush [10–12], restricción por ángulo muerto [13,14], restricción de la corriente inrush basado en el flujo magnético [1], restricción de voltaje [1,15], transformada wavelet [16,17], uso de redes neuronales [18–20], lógica difusa [21–23], reconocimiento de patrones [24,25].

Sin embargo, algunos de estos métodos propuestos presentan ciertas desventajas como son: la dependencia directa de los parámetros del transformador, la incorrecta operación debido al bajo contenido armónico en la señal y al alto grado de simetría de la señal de corriente diferencial.

A partir de esto, surge la necesidad de contar con nuevos métodos que identifiquen correctamente entre corrientes inrush y corrientes de falla, lo suficientemente robustos ante las diferentes condiciones que se pueden presentar en un sistema de potencia los cuales modifican directamente las señales de las corrientes del transformador.

### 1.3 Objetivos

El objetivo de esta tesis es establecer un algoritmo para la correcta identificación de las corrientes inrush en un transformador de potencia, esto como base para inhibir la operación de la protección diferencial en condiciones transitorias como la energización del transformador en vacío y con carga, sobreexcitación, cambios topológicos de la red, variaciones de frecuencia, modificaciones en los parámetros del transformador, entre otros. El algoritmo se basa en el análisis modal para la identificación de los rasgos característicos de la corriente diferencial de error en el transformador de potencia. El objetivo es que el algoritmo sea independiente del contenido armónico de la señal, de los parámetros del transformador, así como de la magnitud de la componente aperiódica de CD que puedan tener las corrientes del transformador.

### 1.4 Alcances

El alcance que se pretende lograr en este trabajo de tesis es el desarrollar un nuevo algoritmo basado en el análisis modal el cual a través de la extracción de los rasgos característicos de la corriente diferencial se logre una correcta identificación de las corrientes inrush en un transformador de potencia, esto como base para inhibir la operación de la protección diferencial en condiciones transitorias como la energización y sobreexcitación del transformador, fallas externas, saturación de los TC, cambios topológicos en la red, así como variaciones de carga y frecuencia. El proposito es que el algoritmo tenga transportabilidad y que esté libre de cualquier ajuste para su aplicación en cualquier transformador. Además, en caso de tener la información disponible, se analizará el desempeño del algoritmo en casos reales.

## 1.5 Estructura de la tesis

La presente tesis está estructurada en 6 capítulos como se muestran a continuación.

En el capítulo 1 se presenta la motivación que ha impulsado al desarrollo de este trabajo de tesis, los antecedentes del problema al que se enfrenta la protección diferencial y cuales han sido los métodos propuestos para dar solución a esta problemática, así como los objetivos y el alcance que tendrá esta investigación.

En el capítulo 2 se describen y analizan los rasgos característicos del fenómeno transitorio de la corriente inrush.

En el capítulo 3 se presentan los conceptos fundamentales del principio de operación de la protección diferencial para un esquema monofásico y trifásico, el impacto que tiene la saturación de los TC en la corriente diferencial de error, el efecto producido por los armónicos al insertar cargas no lineales al sistema, y finalmente los diferentes métodos que han sido propuestos para la identificación de la corriente inrush en un transformador de potencia.

En el capítulo 4 se describe como se aplica el análisis modal en la identificación de la corriente inrush en un transformador de potencia, así como la metodología utilizada desde la obtención de las corrientes de entrada hasta el criterio de identificación de las corrientes inrush.

En el capítulo 5 se muestran y analizan los resultados obtenidos a partir de la exhaustiva evaluación del desempeño del algoritmo bajo las diferentes condiciones que se pueden presentar en un sistema de potencia, esto a través de la modificación de la forma de onda, duración y magnitud de las corrientes del transformador.

En el capítulo 6 se mencionan las conclusiones y aportaciones obtenidas a partir de este trabajo de tesis, así como las recomendaciones para las posibles líneas de investigación a realizar.

# Capítulo 2

## Corriente Inrush

### 2.1 Introducción

El transformador de potencia representa uno de los equipos de mayor costo en un sistema de potencia, el cual debe ser aislado rápidamente en un evento de falla [3]. Por ello, se vuelve de suma importancia proteger de manera correcta al transformador para evitar que este se dañe.

Cuando ocurre una falla en un transformador de potencia, el daño ocasionado será proporcional al tiempo de liberación de la falla [26]. Por esta razón, y para evitar más daños al resto de la red, el sistema de protección debe ser confiable y tener una respuesta rápida para poner fuera de servicio al transformador lo antes posible. La protección normalmente utilizada para transformadores de gran capacidad (mayor a 10 MVA) es la protección diferencial (87T), la cual tiene como principio la suma fasorial de la corriente diferencial de error de las terminales del transformador. En condiciones ideales, cuando una falla se presenta dentro de la zona de protección, el esquema diferencial pondrá fuera de servicio al transformador. Sin embargo, debido a la presencia de la corriente inrush generada por una condición transitoria como lo es una energización, se puede presentar una operación incorrecta de la protección diferencial, desconectando al transformador en un momento no deseable. Debido a la magnitud que puede

alcanzar la corriente inrush (que en algunas ocasiones puede alcanzar valores similares a una falla) representa uno de los principales problemas a los que se enfrenta la protección diferencial para no operar de manera incorrecta. Para dar solución esta problemática, se han implementado esquemas alternativos que ante la presencia de corrientes inrush, bloqueen el disparo en falso de la protección diferencial. Sin embargo, aún se siguen presentando casos, donde la protección diferencial opera de forma incorrecta.

Debido a estas razones surge la necesidad de contar con nuevos esquemas de protección diferencial que garanticen una respuesta rápida y segura en condiciones transitorias. El fenómeno de la corriente inrush tiene ciertos rasgos característicos que son indispensables para poder identificarlo rápidamente en comparación a una condición de falla, estas características se presentan a continuación.

## 2.2 Fenómeno de corriente inrush

La corriente de magnetización es necesaria para establecer los encadenamientos del flujo magnético en el núcleo del transformador, y se puede determinar a partir de la característica de saturación y del flujo en el núcleo tal como se ve en la figura 2.1. Tiene una forma de onda no sinusoidal y atrasa al voltaje aplicado al núcleo en  $90^\circ$  [27]. Sin embargo, hay que tener en cuenta, que la aplicación brusca de tensión a un transformador da lugar a un periodo transitorio en el que la corriente de magnetización puede alcanzar magnitudes entre 8 a 10 veces su valor nominal [2], este fenómeno es conocido como corriente "inrush" o corriente de avalancha. Las corrientes inrush pueden ocasionar efectos indeseables en los sistemas eléctricos de potencia, tales como el deterioro en la calidad de la energía eléctrica así como la incorrecta operación de los dispositivos de protección.

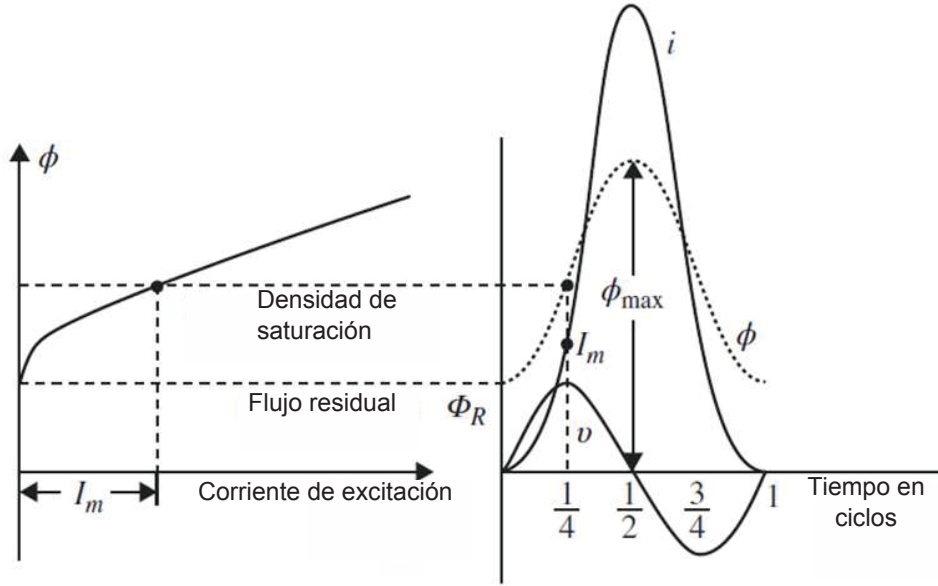


Fig. 2.1. Corriente inrush en el transformador.

Ignorando momentáneamente las pérdidas del núcleo y las pérdidas  $I^2R$ , si se considera una tensión aplicada al transformador de la forma

$$v_1(t) = \sqrt{2}V_1 \cos(\omega t + \alpha) \quad (2.1)$$

donde:  $\alpha =$  instante de conexión del transformador.

La magnitud máxima a la que llegará el flujo en el primer semiciclo de la tensión aplicada dependerá del ángulo de fase de la misma en el instante de conexión [2, 11, 27–29]. Si la tensión inicial es de la forma:

$$v_1(t) = \sqrt{2}V_1 \cos(\omega t)$$

y se considera al transformador ideal, se cumplirá:

$$v_1(t) = N_1 \frac{d\phi_1}{dt} \quad (2.2)$$

Integrando para obtener el flujo magnético:

$$\phi(t) = \frac{1}{N_1} \int V_1(t) dt$$

$$\phi(t) = \sqrt{2} \frac{V_1 \sin \omega t}{N_1 \omega} + C_1 \quad (2.3)$$

donde  $C_1$  representa la constante de integración. Tomando en cuenta que en un principio el flujo inicial es cero, la constante anterior será igual a cero, por lo que de acuerdo a la ecuación (2.3) el flujo correspondiente será de estado estable. Si el instante de conexión corresponde al momento en el que la tensión aplicada a la ecuación (2.1) tenga una fase de  $\alpha = 90^\circ$ , resulta:

$$\begin{aligned} v_1(t) &= \sqrt{2} V_1 \cos(\omega t - 90^\circ) \\ v_1(t) &= \sqrt{2} V_1 \sin(\omega t) \end{aligned} \quad (2.4)$$

El flujo resultante será ahora:

$$\begin{aligned} \phi(t) &= - \sqrt{2} \frac{V_1}{N_1 \omega} \cos \omega t + C_2 \\ \phi(t) &= -\phi_m \cos \omega t + C_2 \end{aligned} \quad (2.5)$$

Si en  $t = 0$ , se tiene el flujo nulo, el valor de  $C_2$  corresponde a:

$$\begin{aligned} \phi(0) &= -\phi_m \cos \omega(0) + C_2 \\ 0 &= -\phi_m + C_2 \\ C_2 &= \phi_m \end{aligned} \quad (2.6)$$

Por lo que el flujo instantáneo valdrá:

$$\phi(t) = \phi_m(1 - \cos \omega t) \quad (2.7)$$

Lo cual indica que para  $\omega t = 180^\circ$  (final del primer semiciclo) se obtiene un flujo:

$$\phi(t) = \phi_m(1 - \cos(180^\circ)) = 2\phi_m \quad (2.8)$$

De acuerdo a la ecuación 2.8 se puede determinar que al final del primer semiciclo se tendrá dos veces el flujo máximo de esta estable. En la práctica, si se considera un flujo remanente en el núcleo que puede llegar a  $0.5\phi_m$  se pueden alcanzar flujos instantáneos de:

$$2\phi_m + \phi_r = 2.5\phi_m \quad (2.9)$$

lo que se traduce en que la corriente de magnetización alcanzará valores de gran magnitud en comparación al valor nominal de corriente, lo que provoca fuerzas electromagnéticas en los devanados de entre 25 y 64 veces más que las fuerzas electromagnéticas a plena carga [28].

El mismo resultado se puede obtener resolviendo la ecuación diferencial del circuito eléctrico del transformador en vacío:

$$V_P \sin(\omega t + \theta) = i_0 R_1 + N_1 \frac{d\phi_m}{dt} \quad (2.10)$$

donde:

$V_P$  = valor de voltaje pico,

$\theta$  = instante de energización,

$i_0$  = valor instantáneo de la corriente de magnetización,

$\phi_m$  = valor del flujo en cualquier instante de tiempo  $t$ ,

$R_1$  = resistencia del devanado primario,

$N_1$  = número de vueltas del devanado primario.

La solución de la ecuación es bastante sencilla cuando se asumen las características de materiales magnéticos lineales. La solución de la ecuación (2.10) es obtenida estableciendo las condiciones iniciales  $t = 0$  y  $\phi_m = \pm\phi_r$ :

$$\phi_m = (\phi_{mp} \cos(\theta) \pm \phi_r) e^{\frac{-R_1}{L_1} t} - \phi_{mp} \cos(\omega t + \theta) \quad (2.11)$$



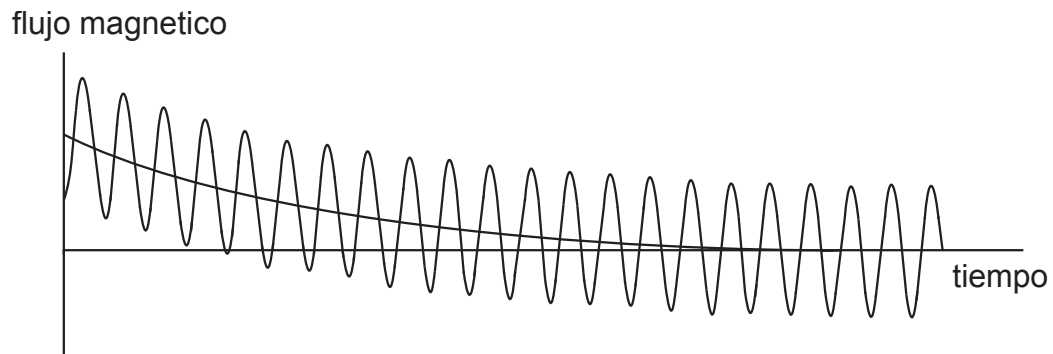


Fig. 2.2. Forma de onda del flujo magnético al energizar el transformador.

A partir de la ecuación (2.11) se puede observar que la forma de onda del flujo magnético tiene una componente aperiódica transitoria de CD tal como se ve en la Fig. 2.2, esta componente es rica en armónicos y decae a un ritmo determinado por la proporción de la resistencia y la inductancia del devanado primario ( $\frac{-R_1}{L_1}$ ) y una componente en estado estable AC ( $-\phi_{mp} \cos(\omega t + \theta)$ ) [29].

Dado que el flujo magnético controla la corriente inrush, a partir de la ecuación 2.11 se obtendrá el máximo valor de corriente inrush cuando  $\theta = 0, \pi, 2\pi \dots$ , sin embargo, debido a que es imposible controlar el instante de energización del transformador [30], la corriente inrush siempre estará presente durante la conexión del transformador a la red [31].

## 2.3 Características de corriente inrush

La corriente inrush es un evento transitorio y no debe causar la operación de los relevadores de protección debido a que no es una condición de falla. Sin embargo debido a su característica de ser de gran magnitud y las condiciones que se puedan presentar en el núcleo como es la existencia de flujo residual, puede ocasionar la acción en falso de las protecciones.

Una forma de onda típica de corriente inrush es mostrada en la figura 2.3, donde se observa

como después de alcanzar una gran magnitud la componente de CD va desapareciendo en el tiempo, hasta alcanzar el estado estable.

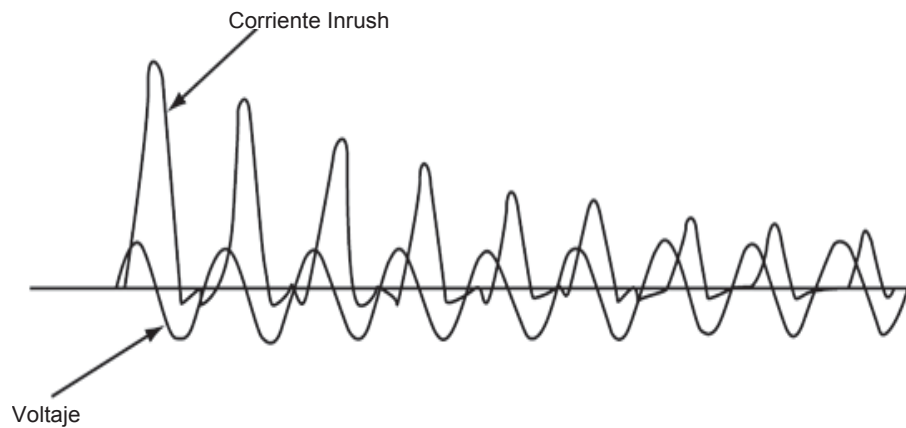


Fig. 2.3. Forma de onda de la corriente inrush en un transformador de potencia.

El tiempo en el cual la onda de corriente inrush queda presente en el transformador depende de la constante de tiempo del sistema, dado por la siguiente expresión:

$$\tau = \frac{L}{R} \quad (2.12)$$

donde  $R$  es la resistencia y  $L$  la inductancia equivalente. En la práctica, la constante de tiempo no representa características de una constante ya que el parámetro  $L$  cambia con la saturación del núcleo del transformador. Durante los primeros segundos la saturación es alta y  $L$  es bajo. Debido a las pérdidas en el núcleo la saturación decae y  $L$  se incrementa. En estos casos el parámetro  $R$  se mantiene constante y representa el amortiguamiento del circuito. Ante esto, los transformadores que se encuentran cerca de un generador tendrán una corriente de magnetización de larga duración debido al hecho de presentar un valor de resistencia bajo, el cual es originado por la poca distancia entre el transformador y el generador.

De la misma forma, los transformadores de gran capacidad presentan una tendencia a tener corrientes de magnetización de larga duración debido a su elevado valor de reactancia en relación

a la resistencia del sistema [32]. El fenómeno de corriente inrush es de naturaleza no lineal debido a que está estrechamente relacionado con la curva de saturación del núcleo magnético del transformador. Esta característica genera que ante pequeños cambios en el flujo magnético en el núcleo del transformador, la corriente de magnetización alcance valores de gran magnitud, tal es el caso de la energización del transformador, en donde el voltaje se incrementa abruptamente, el transformador se satura y el flujo magnético entra en la zona de no linealidad [33], teniendo como consecuencia corrientes de magnetización de grandes magnitudes.

Existen varios factores que impactan directamente en la magnitud y duración de la corriente inrush:

- Potencia del transformador.
- Antigüedad del transformador .
- Tipo de acero magnético utilizado en la fabricación del núcleo del transformador.
- Valor instantáneo de la tensión aplicada al transformador en el instante de energización.
- Robustez del sistema de potencia al que se conecta el transformador.
- Nivel de voltaje en el sistema.
- Resistencias e inductancias equivalentes desde el sistema alimentador hasta el transformador.
- Impedancia de carga conectada al secundario.
- Magnitud y dirección del flujo residual en el núcleo con respecto al primer medio ciclo del flujo alterno.
- Condiciones del entorno de energización, como por ejemplo: energización después de la liberación de una falla, corriente de simpatía inrush en transformadores en paralelo, etc.

La corriente inrush también posee la característica de no ser reflejada en el secundario del transformador, debido a que cuando se presenta este fenómeno, la corriente solo fluye en el lado primario del transformador generando un desbalance en las corrientes diferenciales del esquema de protección diferencial [31,34], teniendo como resultado la incorrecta operación de la protección diferencial. Es por ello, que para los esquemas de protección representa un gran reto poder identificar a las corrientes inrush en el transformador de potencia.

## 2.4 Dependencia de la corriente inrush respecto al instante de energización

La magnitud de la corriente inrush depende de muchos factores, principalmente del instante en el que el transformador es conectado a la red. A continuación se presentan 3 casos simulados en el software ATP, en donde se energiza el transformador en diferentes instantes de tiempo, en la Fig. 2.4 se energiza en  $t = 0$ , en la Fig. 2.5 en  $t = 21$  ms y finalmente en la Fig. 2.6 se energiza a  $t = 42$  ms. En cada una de las figuras se muestra como la variación del instante de energización tiene un impacto en la magnitud y forma de onda de la corriente inrush así como el contenido armónico de la señal.

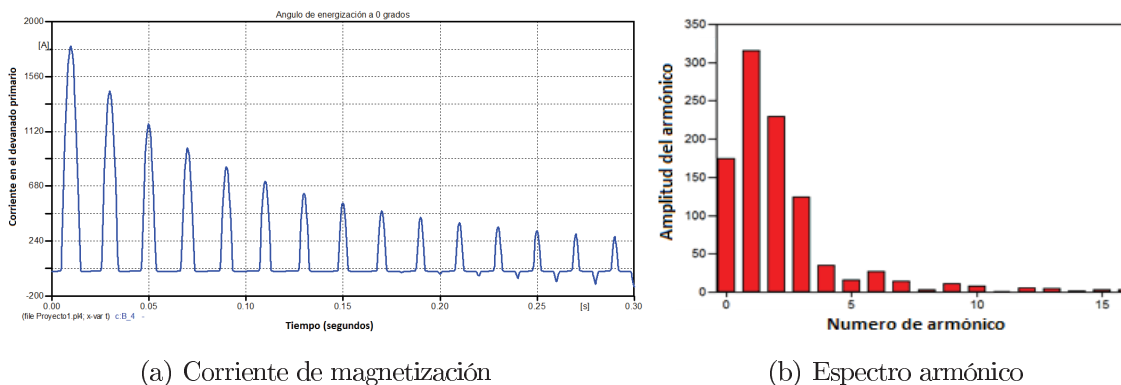


Fig. 2.4. Corriente inrush y espectro armónico en un tiempo  $t = 0$ .

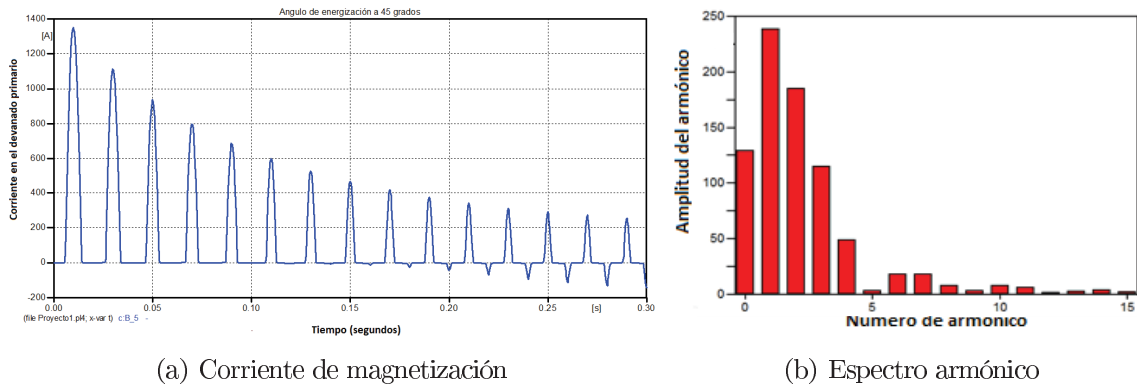


Fig. 2.5. Corriente inrush y espectro armónico en un tiempo  $t = 21$  ms.

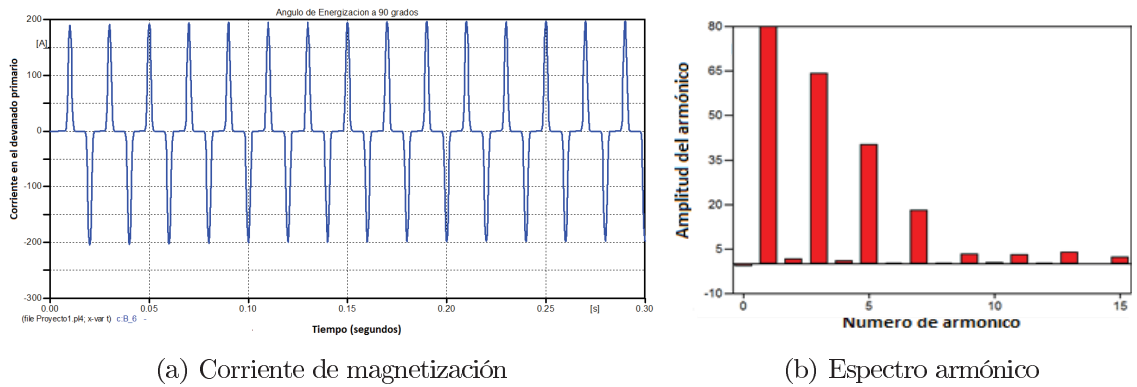


Fig. 2.6. Corriente inrush y espectro armónico en un tiempo  $t = 42$  ms.

Se puede observar que conforme el instante de energización se va acercando a un tiempo  $t = 42$  ms, la magnitud de la corriente inrush va disminuyendo debido a que el flujo magnético también disminuye hasta tener un valor muy cercano a cero, a partir de esto, se puede concluir que la máxima magnitud de corriente inrush se presenta cuando el transformador es energizado en un tiempo  $t = 0$  [3, 29, 30, 35]. La aportación de armónicos también disminuye generando una ligera distorsión respecto al voltaje aplicado. Idealmente no existiera problema si la energización se realizara en un instante de tiempo  $t = 42$  ms, sin embargo, es prácticamente imposible controlar el instante de energización [11].

Existen varios métodos [10–12] que han sido propuestos para estimar la magnitud del valor pico del primer ciclo de la corriente inrush; en el sector industrial la ecuación simplificada que ha sido utilizada para calcular este valor en Amperes es la que se muestra a continuación [10]:

$$I_{pk} = \frac{\sqrt{2}U}{\sqrt{(\omega \cdot L)^2 + R^2}} \left( \frac{2 \cdot B_n + B_r - B_s}{B_n} \right) \quad (2.13)$$

donde:

$U$  = voltaje aplicado (Volts),

$L$  = inductancia del núcleo de aire del transformador (Henry),

$R$  = resistencia de CD de los devanados del transformador (Ohms),

$B_R$  = flujo remanente en el núcleo (Tesla),

$B_S$  = densidad del flujo de saturación del material del núcleo (Tesla),

$B_N$  = densidad del flujo nominal en el núcleo (Tesla).

Sin embargo, la ecuación 2.13 no da suficiente exactitud ya que no se toman en cuenta los parámetros del sistema. Otra reciente propuesta [12] que se ha realizado en la estimación de la magnitud de la corriente inrush es la que se muestra a continuación:

$$I_{max} = \left( \frac{\lambda_0 - \lambda_s}{\lambda_n} + \cos(\theta) + 1 \right) I_{SS} \quad (2.14)$$

donde:

$\lambda_0$  = flujo residual

$\lambda_s$  = flujo de saturación instantáneo

$\lambda_n$  = flujo magnético nominal del devanado

$I_{SS}$  = magnitud de la corriente nominal del transformador saturado con una resistencia en serie

La ecuación 2.14 está basada en la corriente de un inductor no lineal con un resistor en serie y no en un inductor magnetizado como se calcula normalmente. Dependiendo del flujo residual, el pico de la corriente inrush es aproximadamente dos veces la corriente del transformador saturado con un resistor en serie [12].

El uso de estas ecuaciones ha sido propuesto para estimar el valor de la corriente inrush con el objetivo de ser utilizado como elemento de control para inhibir la operación de la protección diferencial en condiciones transitorias [10].

## 2.5 Conclusiones del capítulo

Uno de los principales problemas a los que se enfrenta la protección diferencial es el fenómeno transitorio de corriente inrush, ya que debido a las grandes magnitudes que puede alcanzar comparables con las de una corriente de falla, la protección diferencial puede operar incorrectamente, interrumpiendo la continuidad del servicio. Este fenómeno transitorio de corriente inrush se da bajo diferentes condiciones como pueden ser la energización de un transformador, la liberación de una falla y la conexión en paralelo de 2 transformadores.

La magnitud y duración de la corriente inrush depende de muchos factores principalmente del valor instantáneo del voltaje aplicado en el momento que es energizado el transformador, si existe flujo residual en el núcleo, la potencia del transformador, impedancias equivalentes desde la fuente de alimentación hasta el transformador, así como las condiciones que pueden existir en el sistema al momento de energizar el transformador.

El ángulo de energización del transformador es uno de los factores que influye directamente en la magnitud de la corriente inrush, siendo el caso más crítico para un ángulo de energización a  $0^\circ$  respecto a la señal del voltaje aplicado al núcleo del transformador, esto debido a que en ese instante se genera un desplazamiento de 2 veces el flujo máximo en el núcleo. El ángulo ideal para energizar el transformador es a  $90^\circ$  respecto a la señal de la tensión aplicada, debido a que en ese momento el flujo magnético se encuentra en su valor mínimo. Además, las componentes armónicas y la componente de CD van disminuyendo conforme el ángulo se acerca a  $90^\circ$ .

# Capítulo 3

## Protección diferencial en transformadores

### 3.1 Introducción

Un transformador de potencia representa uno de los elementos más importantes en los sistemas eléctricos de potencia, el mal funcionamiento de estos afecta directamente la confiabilidad y estabilidad del sistema por completo. Cuando ocurre una falla en el transformador, el daño será proporcional al tiempo de liberación de la falla [26], por lo que los esquemas de protecciones deben contar con la sensibilidad, selectividad y velocidad [15] para desconectar y asegurar la integridad del transformador y la continuidad del sistema de potencia.

En general los transformadores pueden ser protegidos por fusibles, relevadores de sobrecorriente, relevadores diferenciales y sensores de presión [30]. La protección en transformadores depende de diversos factores como la capacidad, la localización, su función, voltaje, conexión y diseño del transformador.

El estándar IEEE C37.91-2000 [36] establece que en la protección de transformadores de potencia de más de 10 MVA trifásicos se debe utilizar el relevador de protección diferencial. Sin embargo, existen diversos factores que deben ser considerados y que afectan directamente la



operación del relevador de protección diferencial como son la corriente inrush, la sobreexcitación del transformador y la saturación de los transformadores de corriente.

La corriente inrush es uno de los grandes problemas a los que se enfrenta la protección diferencial, ya que el esquema de protección debe ser capaz de distinguir entre una corriente inrush y una corriente de falla, esto para evitar una operación en falso de la protección diferencial [36].

La corriente inrush posee ciertas rasgos característicos como son el contenido armónico de la señal y la forma de onda de la señal que han sido utilizados por diversos métodos para inhibir la operación de la protección diferencial en condiciones transitorias, sin embargo, bajo algunas circunstancias estos métodos pueden presentar algunas fallas, comprometiendo así la protección del transformador

A continuación se describirán las principales características de la protección diferencial así como su funcionamiento. Se aborda el impacto que tiene la saturación de los transformadores de corriente, así como el efecto de las cargas no lineales en las protecciones. Además se presentan los esquemas que han sido propuestos para solucionar esta situación.

## 3.2 Principio de operación de la protección diferencial

La protección diferencial es aplicable en los diferentes componentes de un sistema eléctrico de potencia tales como generadores, motores, barras, transformadores, líneas de transmisión, bancos de capacitores, reactores y la combinación de estos [35]. El principio de operación fundamental de la protección diferencial se basa en la suma fasorial de las corrientes medidas que entran y salen del elemento a proteger.

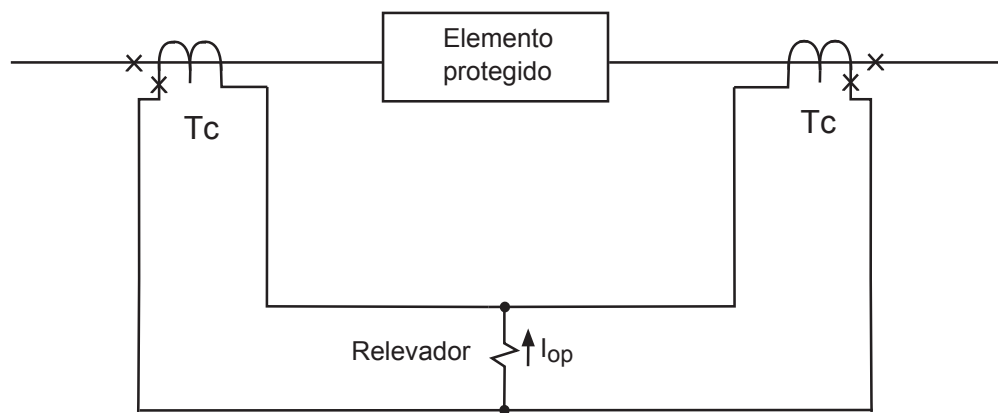


Fig. 3.1. Esquema básico de la protección diferencial.

En la Fig. 3.1 se observa el esquema básico de la protección diferencial que idealmente, para condiciones en estado estable y una falla externa la suma fasorial de las corrientes es cero ( $I_{op} = 0$ ) y en condiciones de una falla dentro de la zona de protección diferencial el valor de la suma fasorial de las corrientes es distinta de este valor ( $I_{op} \neq 0$ ).

Suponiendo que la corriente circula a través del circuito primario hacia una carga o a una falla localizada en el punto  $X$  tal como se ve en la Fig. 3.2 y considerando una correcta selección y conexión de los transformadores de corriente, no circulará ninguna corriente a través del relevador diferencial ( $I_{op} = I_{1s} - I_{2s} = 0$ ).

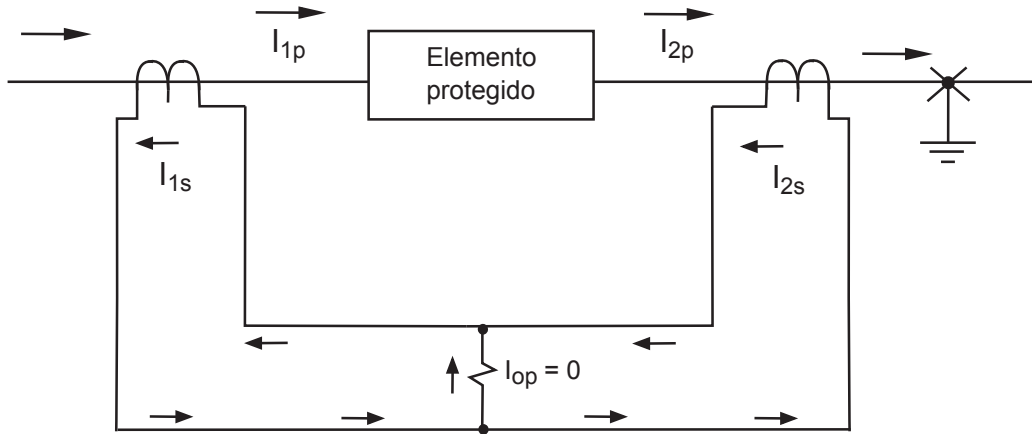


Fig. 3.2. Condiciones del esquema diferencial en estado estable o una falla externa.

Sin embargo en una condición de falla dentro de la zona de protección diferencial, tal como se muestra en la Fig. 3.3, la suma fasorial de las corrientes será diferente de cero ( $I_{op} = I_{1s} + I_{2s}$ ), y si la corriente diferencial excede el valor de arranque, dará como respuesta que el relevador mande una señal de disparo a los interruptores.

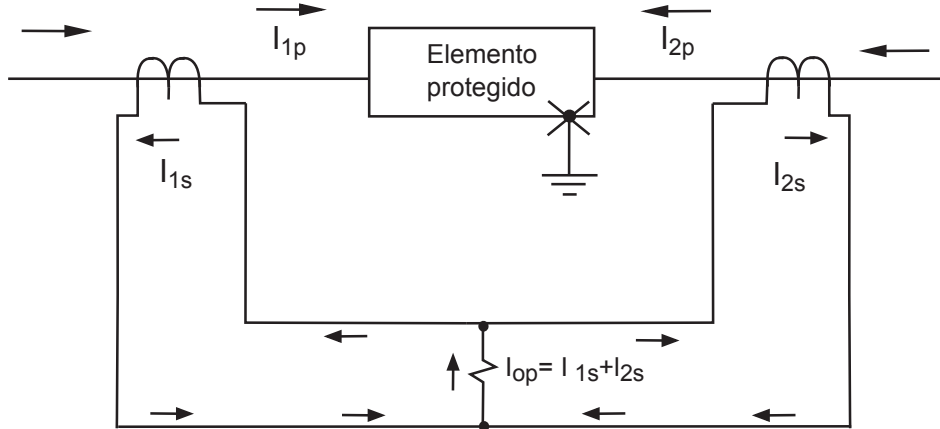


Fig. 3.3. Condiciones del esquema diferencial en una falla interna.

### 3.3 Protección de porcentaje diferencial

La protección de porcentaje diferencial se implementó con el objetivo de disminuir el valor de la corriente de operación en estado estable y de proveer una menor sensibilidad cuando existe saturación en los TC [36]. Este esquema da solución a los efectos producidos por los cambiadores de taps, los errores de transformación y desajustes en los TC, los cuales pueden causar la circulación de una corriente diferencial en el elemento de operación [37].

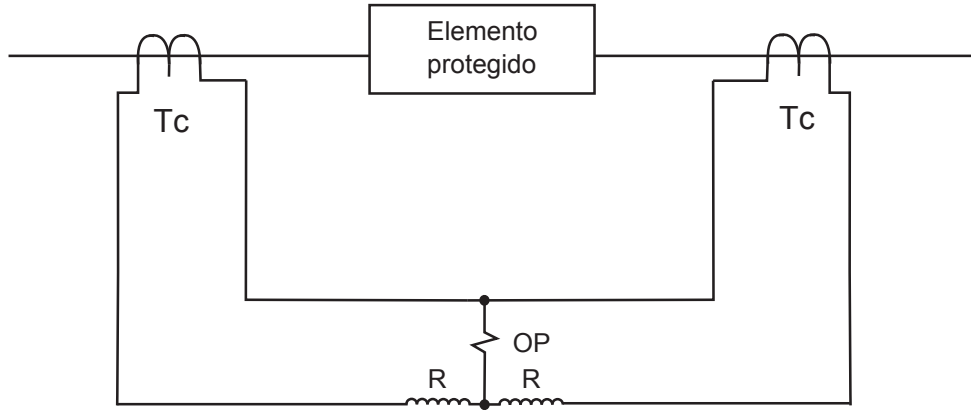


Fig. 3.4. Diagrama del esquema de protección de porcentaje diferencial.

En la Fig. 3.4 se muestra el diagrama de conexión de la protección de porcentaje diferencial a través de elementos de operación (o) y retención (r). El relevador compara la corriente de operación con una corriente de retención. La corriente de operación  $I_{OP}$  (también llamada corriente diferencial de error) , y la corriente de retención  $I_{RET}$  son obtenidas a partir de [37]:

$$I_{OP} = |I_{1S} - I_{2S}| \quad (3.1)$$

$$I_{RET} = \left( \frac{I_{1S} + I_{2S}}{2} \right) \quad (3.2)$$

donde  $I_{1S}$  y  $I_{2S}$  son las corrientes de los secundarios de los TC del lado primario y secundario del transformador de potencia respectivamente. El relevador generará una señal de disparo si la corriente de operación supera un porcentaje de la corriente de retención de acuerdo a:

$$I_{OP} \geq K \cdot I_{RET} + I_{OPmin} \quad (3.3)$$

donde  $K$  es la característica de operación del relevador, la cual consiste en una línea recta con una pendiente igual a  $K$ . La intersección de esta característica con el eje vertical  $I_{OP}$  define la corriente de operación mínima del relevador  $I_{OPmin}$  [38]. El valor de  $K$  está definido como:

$$K = \frac{I_{1S} - I_{2S}}{(I_{1S} + I_{2S})/2} = \frac{I_{OP}}{I_{RET}} \quad (3.4)$$

y es expresado normalmente como un valor de porcentaje. Los valores típicos de  $K$  son: 10%, 20% y 40% [40].

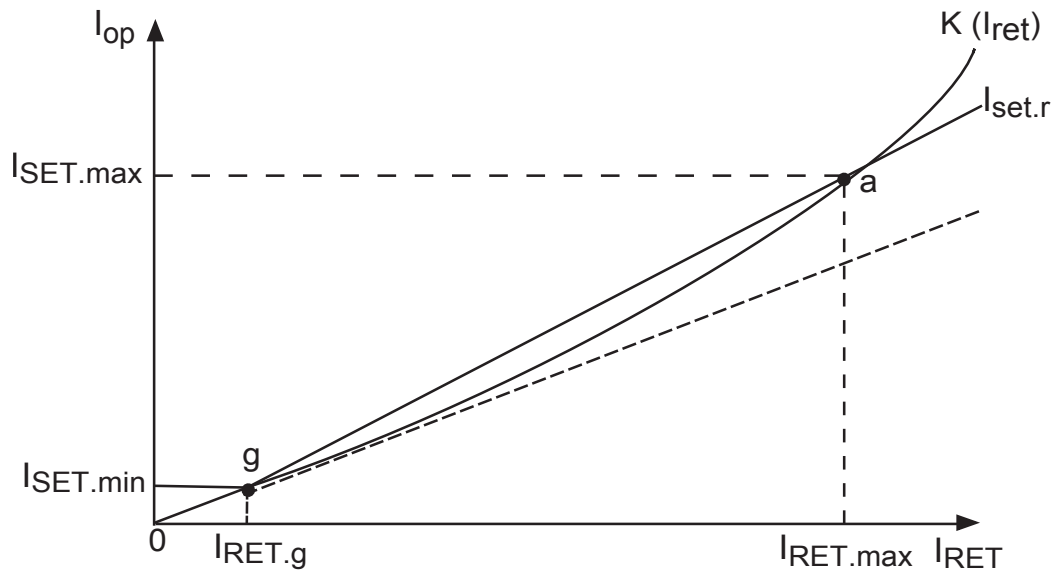


Fig. 3.5. Característica del esquema de protección de porcentaje diferencial.

La relación entre la corriente de operación ( $I_{OP}$ ) y la corriente de retención ( $I_{RET}$ ) es demostrada en la Fig. 3.5. El relevador diferencial solamente actuará cuando la corriente de operación este por encima de la curva de  $K \cdot I_{RET}$ . Por lo tanto la curva de  $K \cdot I_{RET}$  está definida como la característica de retención del relevador diferencial. El área por arriba de la curva es el área de operación, mientras que el área por debajo es el área de retención. La Fig. 3.5 muestra que la curva  $K \cdot I_{RET}$  es una función monótonamente creciente. Cuando  $I_{RET}$  es pequeña, el transformador no está saturado, por lo tanto, la curva  $K \cdot I_{RET}$  esta en proporción a  $I_{RET}$ . A medida que se incrementa  $I_{RET}$  y se vuelve lo suficientemente grande

como para establecer la saturación del transformador, la razón de cambio de la curva  $K \cdot I_{RET}$  se incrementará, por lo tanto, la curva se vuelve no lineal. Generalmente en la protección diferencial utiliza la característica de "dos líneas rotas" con una línea recta en paralelo al eje de las coordenadas y una línea oblicua representado por  $I_{SET.R}$ . En la Fig. 3.5 la línea oblicua se intersecta con la línea horizontal en el punto  $g$  el cual representa la corriente de operación mínima y la intersección con la curva  $K \cdot I_{RET}$  en el punto  $a$  representa el punto de inflexión de la corriente de retención [2]. Cuando  $I_{RET} > I_{RETmax}$ ,  $I_{SET.R}$  es menor que  $K \cdot I_{RET}$ , esto asegura que el relevador diferencial no operará de manera incorrecta bajo alguna falla externa, sin embargo, esto lleva a la reducción de la sensibilidad del esquema para fallas internas. A partir de la Fig. 3.5 se puede expresar matemáticamente la característica de retención como:

$$I_{SET.R} = \begin{cases} I_{OPmin} & , \quad I_{RET} \leq I_{RET.g} \\ K(I_{RET} - I_{RET.g}) + I_{OPmin}, & I_{RET} \geq I_{RET.g} \end{cases} \quad (3.5)$$

donde  $K$  representa la pendiente de la característica de retención:

$$K = \frac{I_{SETmax} - I_{SETmin}}{I_{RETmax} - I_{RET.g}} \quad (3.6)$$

Los relevadores de porcentaje diferencial son instantáneos y son utilizados para la detección de fallas en transformadores con excelentes resultados. El principal problema al que se enfrenta este esquema es cómo distinguir entre corrientes inrush o corrientes de falla en periodos de tiempo muy reducidos para evitar la incorrecta operación de la protección de porcentaje diferencial en condiciones transitorias.

### 3.4 Protección de porcentaje diferencial para un transformador trifásico de dos devanados.

Para la correcta protección de un transformador de potencia de dos devanados a través del esquema de porcentaje diferencial como se observa en la Fig. 3.6, se requiere que las corrientes primarias y secundarias de las 3 fases sean comparadas individualmente. Esto se logra a través de un conjunto de transformadores de corriente (TC's) asociados con los devanados y un relevador de dos elementos de retención por fase [35]. Esto debido a la necesidad de compensar el efecto generado por la conexión del transformador de potencia, que en el caso de un transformador con una conexión  $\Delta - Y$  aterrizada las corrientes primarias y secundarias se encuentran desfasadas  $30^\circ$  y además existe una diferencia de magnitud entre las corrientes de un factor de  $\sqrt{3}$ . Este desfase introducido por la conexión del transformador de potencia

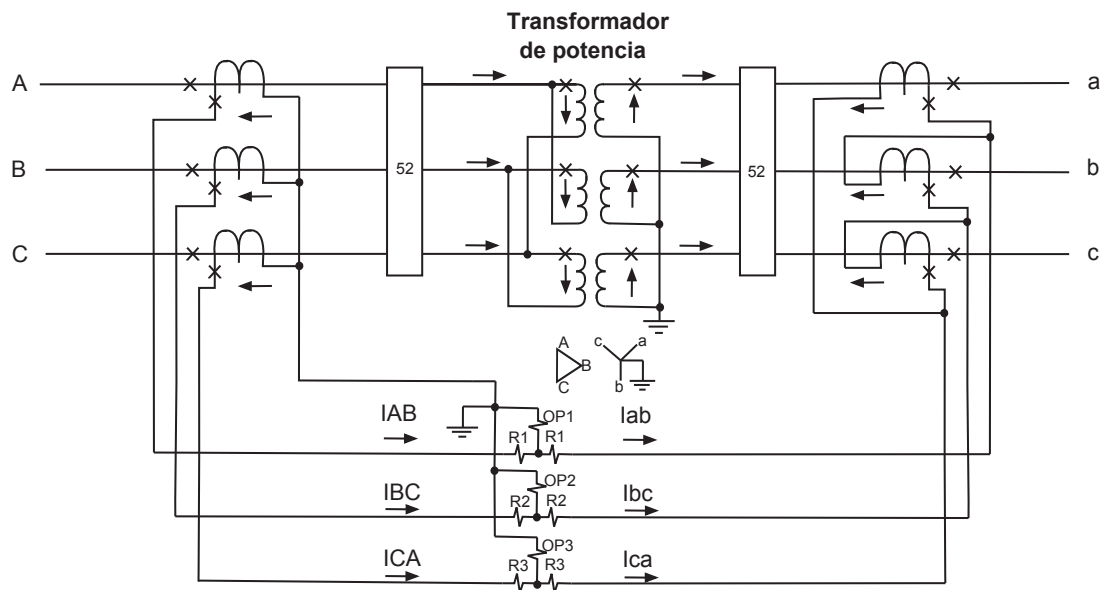


Fig. 3.6. Esquema de protección de porcentaje diferencial en un transformador de dos devanados.

es resuelto a través de la conexión de los transformadores de corriente, es decir, para el lado  $Y$  aterrizada los transformadores de corriente deberán ser conectados en  $\Delta$  y para el lado de

delta del transformador de potencia deberán ser conectados en *Yaterrizada*. Esta modificación en la conexión de los TC's como se ve en la Fig. 3.7 garantiza que las corrientes secundarias que se entregan al relevador están en fase y además bloqueen la circulación de corriente de secuencia cero hacia el relevador en condiciones de fallas externas a tierra [30].

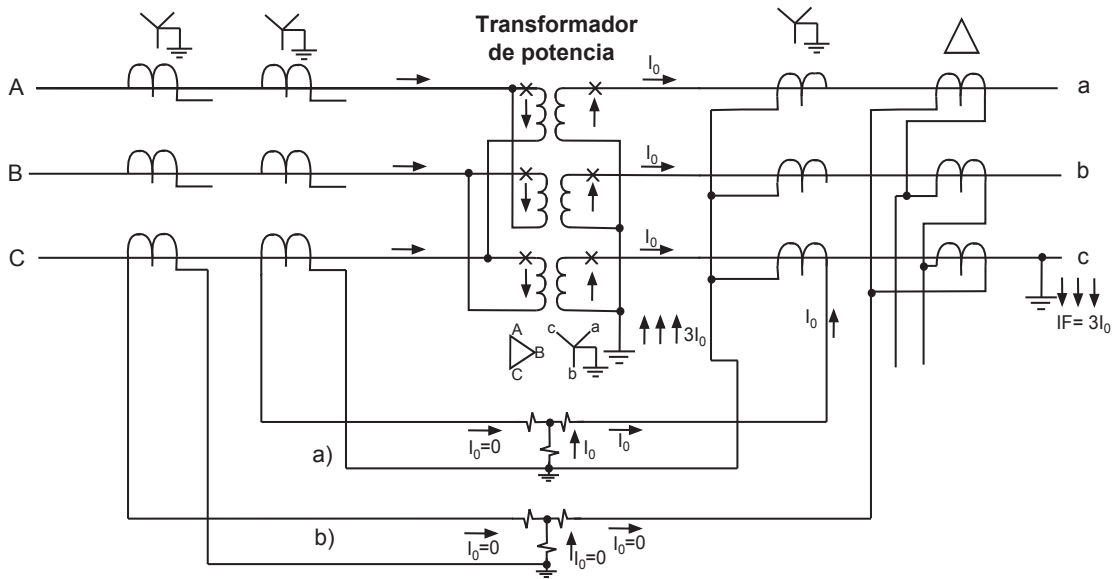


Fig. 3.7. Diferentes conexiones de los TC's en un transformador de 2 devanados.

### 3.5 Impacto de la saturación en los transformadores de corriente

La saturación de la corriente diferencial de error en los transformadores de corriente ha sido uno de los principales problemas para la protección diferencial del transformador [39]. Idealmente la función de los transformadores de corriente (TC) es producir una corriente en el devanado secundario la cual sea una réplica de la forma de onda de la corriente del devanado primario, la cual este libre distorsión y su magnitud sea correspondiente a la corriente primaria dividida entre el número de vueltas del devanado secundario [40]. La corriente primaria del transformador



de corriente está determinada por su capacidad de corriente, burden, y la relación ( $X/R$ ) del circuito. El funcionamiento del TC es afectado de manera importante debido a la componente de CD presente en la corriente de falla; esto ocasiona que los encadenamientos de flujo se incrementen considerablemente por encima de su valor de estado de estable teniendo como resultado la saturación en el núcleo del transformador de corriente. La componente de CD tendrá un decaimiento de acuerdo a la constante de tiempo  $L/R$  del sistema. Este decaimiento de CD actúa como una corriente de baja frecuencia la cual pasa a través del TC. Esta decaimiento puede saturar el núcleo del transformador de tal manera que la reproducción de la corriente secundaria a partir de la corriente primaria puede verse severamente limitada y distorsionada como se ve en la Fig. 3.8.

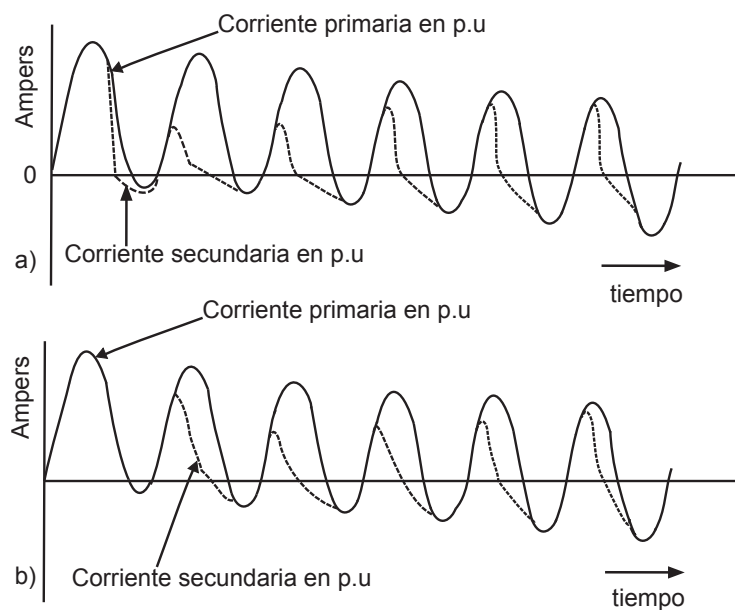


Fig. 3.8. Típica distorsión posible en la corriente secundaria del TC resultante de la saturación de CD:a)burden grande; b)burden pequeño.

Esta saturación puede traer como consecuencia un aumento en la corriente de error diferencial, dando como resultado una operación incorrecta de la protección diferencial. De acuerdo al estándar IEEE/ANSI C57.13-2008 [41] sugiere que la máxima corriente de falla simétrica no

debe exceder 20 veces la corriente nominal en el secundario de los transformadores de corriente para una aplicación en relevadores, y establece una ecuación en términos del sistema para evitar la saturación magnética en los transformadores de corriente. Esta ecuación [41] está determinada como:

$$20 \geq \left( \frac{X}{R} + 1 \right) \cdot I_F \cdot Z_B \quad (3.7)$$

donde:

$I_F$  = máxima corriente de falla en el rango del secundario del TC,

$Z_B$  = impedancia del burden del TC en términos del secundario del TC,

$\frac{X}{R}$  = es la relación X/R del circuito primario.

En caso de una falla simétrica (como por ejemplo una falla a tierra) o asimétrica (falla trifásica) fuera de la zona de protección diferencial, se garantiza que los transformadores de corriente estarán libres de saturación si se eligen en base a 3.7, por lo que la corriente diferencial de error no deberá tomar valores que impacten en una incorrecta operación de la protección diferencial. En la Fig. 3.9 se puede observar el impacto que tiene la saturación de los TC en la trayectoria de la corriente diferencial de error, que provoca la incorrecta operación de la protección diferencial cuando es energizado el transformador.



Fig. 3.9. Impacto de la saturación de los TC en la trayectoria de la corriente diferencial de error.

### 3.6 Cargas no lineales

La distorsión de las formas de onda de corriente y voltaje debida a las armónicas es uno de los fenómenos que afectan la confiabilidad del sistema y por lo tanto la calidad de la energía [42]. Las armónicas son debidas a las cargas no lineales, las cuales están definidas como aquellas donde la corriente de carga no es proporcional al voltaje instantáneo tal como se ve en la Fig. 3.10.

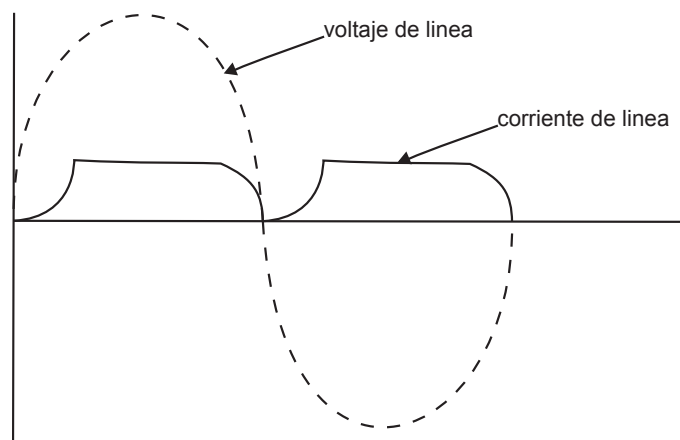


Fig. 3.10. Distorsión de la señal de corriente debido a una carga no lineal.

Las corrientes de cargas no lineales son no sinusoidales, aún cuando la fuente de voltaje sea una onda sinusoidal perfecta; las cargas no lineales distorsionarán la señal de voltaje haciéndola no sinusoidal. Entre las principales cargas no lineales que generan distorsión armónica encontramos:

- Convertidores estáticos de potencia.
- Hornos de arco.
- Cicloconvertidores.
- Soldadoras de arco eléctrico.

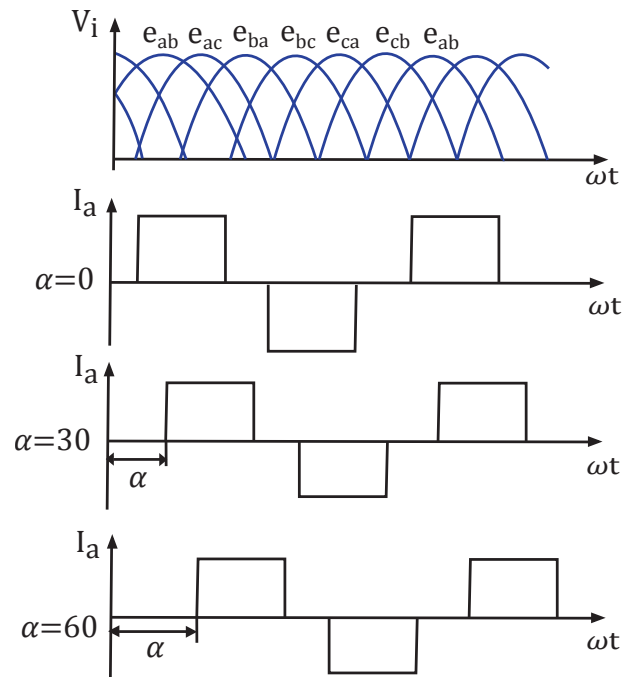


Fig. 3.11. Distorsión de la corriente debido a un convertidor estatico de 6 pulsos.

En el caso de los convertidores estáticos de potencia (rectificadores/inversores) la corriente de CD es conmutada imponiendo una forma de onda cuadrada a la corriente de entrada [42] tal como se ve en la Fig. 3.11 para cada fase secuencialmente. Este cambio es debido a las conmutaciones periódicas entre los circuitos conmutadores del convertidor. Los conmutadores usados en estos tipos de convertidores son diodos (SCRs) o tiristores (GTOs).

Generalmente se efectúan combinaciones de conmutaciones positivas y negativas con el propósito de conectar una fuente AC a una carga de DC. Para un convertidor de 6 pulsos el orden de las armónicas es:

$$h = Kq \pm 1 \quad (3.8)$$

donde  $h$  corresponde al orden de la armónica,  $K$  es un número entero (1, 2, 3...)  $q$  es el número de pulsos del convertidor estático.

Debido a que todos los dispositivos de protección están diseñados para operar a 60 Hz, estos están expuestos a operar de manera incorrecta ante la presencia de armónicas. En la Fig. 3.12 se presenta el impacto que tienen los armónicos en la trayectoria de la corriente diferencial de error en el plano  $(I_{RET}, I_{OP})$  al energizar un transformador de potencia. A la trayectoria de color azul se le han eliminado todos los armónicos y debido a que su trayectoria no entra en la zona de operación, la protección diferencial no opera. Sin embargo, la trayectoria de color rojo contiene todos los armónicos de la corriente diferencial de error y su trayectoria entra de manera errónea en la zona de operación, provocando la operación incorrecta de la protección diferencial.

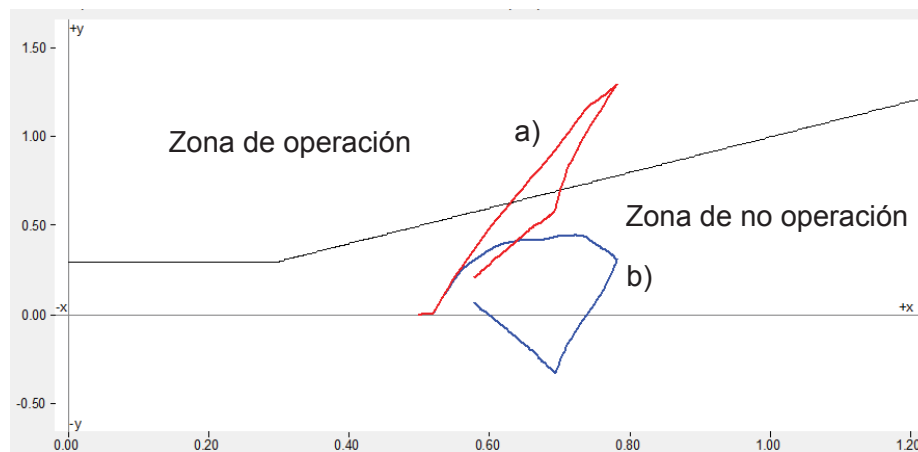


Fig. 3.12. Modificación de la trayectoria de la corriente diferencial de error. a) Con armónicos, b) sin armónicos.

### 3.7 Métodos para inhibir la protección diferencial

El principal problema al que se enfrenta la protección diferencial en un transformador de potencia es el poder distinguir entre corrientes inrush y corrientes de falla. Por lo tanto, resulta clave que la protección diferencial sea capaz de identificar correctamente corrientes inrush en el transformador de potencia con el objetivo de inhibir la operación de la protección diferencial en condiciones transitorias. A partir de estas condiciones se han propuesto una gran diversidad

de métodos con la finalidad de identificar de manera correcta este fenómeno garantizando así la respuesta del relevador y la confiabilidad del esquema.

### **3.7.1 Desensibilización del relevador (retraso de tiempo al relevador)**

Estos métodos han sido ideados para desensibilizar por un tiempo el relevador diferencial y prevenir un disparo en falso durante la energización. Uno de estos métodos utiliza un relevador de bajo voltaje con reinicio y con contactos “*b*”. Estos contactos están conectados en serie con una resistencia de bajo valor en paralelo con la bobina de operación del relevador de cada fase. Cuando el transformador sea desenergizado, el relevador de bajo voltaje se reiniciará y sus contactos cerrarán el circuito en paralelo a la bobina de operación. Por otro lado, en el momento de energizar el transformador, los contactos del relevador se abrirán por un corto tiempo introduciendo un tiempo de desensibilización a la protección diferencial mientras se presenta el periodo de la corriente inrush, evitando así la operación incorrecta de la protección diferencial [15].

Sin embargo, una de las desventajas de este método es que puede retrasar la operación de la protección diferencial cuando ocurre una falla al momento de energizar el transformador, ya que en ese período la protección se encuentra desensibilizada. Otra desventaja es que si presentará una falla muy severa el cual reduzca la tensión a un nivel tan bajo que el relevador de desensibilización no lo pudiera detectar, es decir, que el esquema desensibilice a la protección diferencial debido a que presenta una condición similar al energizar el transformador en donde existe voltaje nulo y se presenta una corriente de gran magnitud, la desconexión del transformador dependerá de que tan alto sea el valor de esta corriente de falla para que la protección diferencial opere en el estado de insensibilidad en que se encuentra. Otra desventaja es que este esquema no puede desensibilizar a la protección diferencial cuando se presenta una corriente inrush después de la liberación de una falla externa [15].

### 3.7.2 Supervisión del relevador con unidades de voltaje

En este esquema los relevadores de tensión miden la tensión trifásica como medio para diferenciar entre corrientes inrush y condiciones de falla. Cuando una falla es detectada, se presenta una caída de tensión en una de las tres fases, a diferencia de cuando el transformador es energizado que no se presenta ninguna caída de voltaje. Este concepto es utilizable tanto para relevadores rápidos o lentos, lo cual constituye una característica muy importante en el método. Sin embargo, la principal desventaja de este método es que requiere de una fuente adicional de voltaje para el relevador, que en muchos casos no es justificable [1, 15].

### 3.7.3 Restricción y bloqueo por armónicos

La corriente inrush está caracterizada por contener una gran cantidad de armónicos, predominando el segundo armónico para la energización y el quinto armónico para la sobreexcitación [4–7]. Estas características son aprovechadas por los relevadores para restringir o reducir en mayor medida la sensibilidad del relevador durante el tiempo que perdure el fenómeno transitorio. En la práctica estos métodos son los más utilizados.

En [5] Einval y Linders diseñaron un relevador diferencial por restricción de armónicos utilizando el segundo y quinto armónico. Este esquema es el más utilizado y complementa la idea original de únicamente utilizar el segundo armónico, agregando el uso del quinto armónico para evitar la operación en falso en condiciones de sobreexcitación. La cantidad de restricción de armónicos es proporcional a la suma de los componentes del segundo y quinto armónico de los tres relevadores. La ecuación de operación de este esquema se expresa de la siguiente forma:

$$I_{OP} > SLP \cdot I_{RT} + \sum_{n=1}^3 (K_2 I_{2n} + K_5 I_{5n}) \quad (3.9)$$

Sin embargo, se han reportado algunos casos de operación en falso de este esquema debido principalmente al bajo contenido armónico que se puede presentar en la señal de la corriente diferencial en la energización de un transformador a una línea de transmisión [5], y a la mejora en los materiales de construcción del núcleo ferromagnético del transformador (esto con el objetivo de tener menores pérdidas en el núcleo [43]).

### 3.7.4 Métodos por reconocimiento de forma de onda

Otros métodos para identificar correctamente entre fallas internas y corrientes inrush están basados directamente en el reconocimiento de la distorsión de la forma de onda de la corriente diferencial. Un principio consiste en reconocer los intervalos de corriente diferencial cercanos a cero. En este esquema la corriente diferencial es comparada con umbrales positivos y umbrales negativos de igual magnitud. Esta comparación ayuda a determinar la duración de los intervalos de tiempo, en el cual el valor absoluto de la corriente es menor que el valor absoluto del umbral. Este umbral corresponde a un intervalo de tiempo de un cuarto de ciclo. Por lo tanto, si el intervalo de corriente es mayor al umbral este corresponde a una corriente inrush y el relevador debe ser bloqueado. Por otro lado, si el intervalo de corriente es menor que el umbral corresponde a una falla y el relevador debe operar [9].

Otro método [8] propuesto está basado el hecho de que la corriente inrush es una corriente directa pulsante de polaridad positiva o negativa. Este esquema compara las amplitudes de los semiciclos positivos y negativos de la corriente diferencial utilizando dos relevadores, uno operando solamente en el sentido positivo de la corriente y el otro operando únicamente en el sentido negativo de la corriente. Si solamente uno de estos dos relevadores es energizado corresponderá a una corriente inrush y se deberá bloquear la operación de la protección diferencial. En el caso en que ambos relevadores sean energizados, el evento corresponderá a una corriente de falla y el transformador deberá ser desconectado.



### **3.7.5 Modelado de la corriente inrush con parámetros del transformador**

En este método se realiza un modelado de la corriente inrush durante el periodo transitorio, a partir de los parámetros estructurales del transformador. Se caracteriza la curva de densidad de flujo y de campo magnético del núcleo del transformador como una función tangencial para la obtención de la inductancia transitoria. Con este modelo, la corriente inrush puede ser estimada antes de la construcción del transformador [44].

### **3.7.6 Red de dos puertos**

Este esquema se basa en la comparación entre la potencia que fluye y de la potencia que es consumida por una red de dos puertos. Esta red está compuesta por la resistencia de los devanados y la inductancia de dispersión. Este esquema es utilizado cuando no es posible obtener las mediciones de las corrientes de los devanados. Si la diferencia absoluta de las potencias activas que fluyen y se consumen es muy cercana a cero corresponde a una condición de corriente inrush o de operación normal. Caso contrario, si la diferencia absoluta entre las potencias es mayor que un umbral establecido, corresponde a una falla interna. Una característica importante en este esquema es que no depende de la cantidad de armónicos presentes en la corriente para bloquear la acción del relevador en la energización del transformador [2, 45].

### **3.7.7 Principio de potencia diferencial**

Este esquema está basado en el principio de potencia diferencial, el cual considera la información de la corriente y el voltaje de manera sintética basandose en la ley de la conservación de la energía. Cuando el transformador opera en estado estable, una pequeña potencia activa es consumida; pero cuando el aislamiento del transformador está dañado, el arco eléctrico que se

forma consumirá grandes cantidades de potencia activa. Por lo tanto, mediante la detección de la cantidad de potencia activa consumida se puede identificar cuando ocurre una falla interna. Este esquema no se basa en las características de la forma de onda de la corriente inrush, lo cual lo hace un esquema novedoso [2, 46].

Sin embargo, existen algunos problemas que aún deben ser resueltos acerca de este esquema:

- Este esquema no está totalmente libre de la influencia negativa de la corriente inrush, ya que es necesario introducir un retardo de tiempo en los primeros ciclos.
- Cuando está presente la corriente inrush, es difícil calcular de manera precisa las pérdidas del cobre, además las pérdidas del núcleo se incrementaran lo que dificulta establecer un valor umbral.
- Para transformadores con conexión  $Y - \Delta$ , la corriente en los devanados del lado de la  $\Delta$  no podrán ser obtenidos, así como tampoco se podrán determinar las pérdidas de cobre, reduciendo la sensibilidad de la protección.

### **3.7.8 Reconocimiento de forma de onda utilizando análisis de componente principal (ACP)**

Vázquez y Mijares proponen un algoritmo basado en el reconocimiento de patrones de la corriente diferencial a través del análisis de componente principal (ACP) [24, 25]. Este algoritmo utiliza el ACP para pre-procesar las señales del sistema de potencia, con la finalidad de eliminar información redundante y realzar los rasgos característicos de la corriente diferencial que son utilizados para identificar entre fallas internas y condiciones de corriente inrush y sobreexcitación.

### 3.7.9 Esquema basado en la transformada Wavelet

La transformada wavelet es un algoritmo que combina las ventajas de la transformada de Fourier y su transformada inversa con la propiedad de una ventana de tiempo y una ventana de frecuencia, y que ha sido utilizado para poder identificar entre corrientes inrush y corrientes de falla. Las diferencias que existen en las bandas de alta frecuencia de las corrientes proveen evidencia para distinguir entre corrientes inrush y corrientes de corto circuito. Sin embargo, la necesidad de umbrales y bandas de frecuencia, hacen que la flexibilidad del esquema se vea afectada [16, 17].

En [47] Hossam y Refaey proponen que a través de la aplicación de la Transformada Discreta Wavelet a las corrientes de falla y corrientes inrush pueden identificar de manera correcta entre estas dos condiciones del transformador. El criterio de identificación se basa en la desviación media absoluta (DMA) de los coeficientes wavelets en una frecuencia de banda específica.

### 3.7.10 Gradiente de la corriente diferencial

Otro método de bloqueo [13] utiliza como principio de identificación el vector gradiente de la corriente diferencial. Este esquema está basado en la forma de onda de la corriente inrush. El método calcula la magnitud y el ángulo del vector gradiente de la corriente diferencial en cada una de las fases a partir de las ecuaciones 3.10 y 3.11 respectivamente.

$$\nabla I_D = \frac{\partial I_D}{\partial t} \vec{i} \quad (A/s) \quad (3.10)$$

$$\theta_{\vec{i}} = \tan^{-1} \left( \frac{\partial I_D}{\partial t} \right) \quad (Rad) \quad (3.11)$$

En el caso de fallas internas, la magnitud del vector gradiente tendrá valores muy altos y su ángulo tendrá valores absolutos muy cercanos a  $90^\circ$ , caso contrario, cuando se presentan las corrientes inrush se tendrán ángulos con valores absolutos muy cercanos a cero o prácticamente

nulos. A partir de esto, el comportamiento del vector gradiente a través de la variación del ángulo es utilizado para identificar corrientes inrush en el transformador de potencia. Si la variación del ángulo es mayor que un umbral previamente establecido, el evento será identificado como una corriente inrush. De lo contrario, corresponderá a una condición de falla.

### 3.7.11 Multiregión diferencial

En [48] se utiliza un método basado en la trayectoria de la corriente diferencial y en el valor que pueden tomar ciertos factores dependiendo de la localización de la corriente diferencial en la característica del relevador. Este método divide a la zona de operación de la característica del relevador en tres regiones: falla, inrush y de saturación del TC. Cuando la trayectoria de la corriente diferencial entre en alguna de estas tres regiones, le es asignado un factor de peso acumulativo para cada una de las fases de acuerdo a la ecuación 3.12 :

$$W_x = \sum_{j=1}^N (WF_x)_j \quad x = A, B, C \quad (3.12)$$

donde  $N$  es el número sucesivo de WFs acumulados. De acuerdo a la ecuación 3.13,

$$W_{Total} = \sum_{x=A,B,C} W_x \quad (3.13)$$

si el valor de la sumatoria total de cada uno de los pesos acumulados por fase es mayor a un valor de 10 , representará una condición de falla y el relevador deberá mandar la señal de disparo a los interruptores, de lo contrario se deberá bloquear la operación de la protección diferencial.

### 3.7.12 Factor de singularidad de la forma de onda (WSF)

Por su siglas en ingles Waveform Singularity Form, recientemente ha sido propuesto este algoritmo basado en el factor de singularidad de la forma de onda de la señal, el cual utiliza la forma de onda para identificar entre corrientes inrush y fallas internas.

$$g(t) = f(t) + f(t + \Delta t) - \sqrt{2}f(t + \Delta t/2) \quad (3.14)$$

Para una forma de onda sinusoidal,  $g(t)$  es un valor constante e igual a cero. Sin embargo, en la práctica la forma de onda de la corriente usualmente contiene armónicos o ruido y no puede ser puramente sinusoidal. Por lo tanto este esquema está definido para calcular la diferencia entre la forma de onda de la corriente diferencial y la corriente de forma puramente sinusoidal:

$$h(t) = \frac{1}{e} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=t_k}^{t=t_k+2\Delta t} (g(t) - e)^2} \quad (3.15)$$

$$e = \frac{1}{N} \sum_{t=t_k}^{t=t_k+2\Delta t} g(t) \quad (3.16)$$

donde  $N$  es el número de muestras por ciclo. Cuando ocurre una falla interna, la forma de onda es cercana a una sinusoidal pura. Es así que el cálculo de la curva  $g(t)$  y el uso de la ecuación 3.15 de la fase fallada dan como respuesta un valor muy cercano a cero. Por otro lado, cuando se presenta la corriente inrush, la función  $g(t)$  de la fase con la corriente inrush es caracterizada por una drástica variación, el cual es causado por la característica de no linealidad en la excitación del núcleo del transformador. Por lo tanto, la función  $h(t)$  también llamado WSF, es un método para identificar entre corrientes inrush y fallas internas. Si el WSF de cada fase excede el umbral de 1.0 el evento es identificado como una corriente inrush, de lo contrario corresponderá a una falla interna [49].

### 3.7.13 Morfología matemática

La morfología matemática por su siglas en ingles MM, es desarrollada a partir de la teoría de conjuntos y la geometría integral. Esta se refiere a la forma de onda de la señal en el dominio de tiempo en lugar del dominio de la frecuencia. Por lo tanto las señales que han sido procesadas por la MM son inmunes al decaimiento de amplitud y al cambio de fases. Por otra parte, el método requiere una ventana más pequeña para los cálculos, y puede proveer un funcionamiento más rápido y de forma adecuada aún cuando la señal tenga cambios repentinos y transitorios. Adicionalmente, este esquema es una aproximación no lineal y ha sido muy utilizado en análisis y descripción geométrico [2, 3, 50].

### 3.7.14 Método de correlación de la forma de onda (WCS)

Otro método [51, 52] propuesto está basado en el análisis de la correlación de la forma de onda de la señal de corriente diferencial. En un ciclo completo, este método divide la forma de onda de la corriente diferencial en dos partes: saturación y no saturación. La zona de no saturación será utilizada para la identificación entre corrientes inrush y corrientes de falla y esta conformada por la comparación de la suma algebraica de los datos muestreados en una ventana deslizante de la corriente diferencial. Posteriormente, se estructuran dos tipos de onda sinusoidal normalizadas dependiendo del valor y la posición del pico de la corriente diferencial en la zona de no saturación.

$$r_{XY_1} = \frac{\sum_{k=1}^{n/2-1} (X_k - \bar{X}) (Y_{1k} - \bar{Y}_1)}{\sqrt{\sum_{k=1}^{n/2-1} (X_k - \bar{X})^2 \sum_{k=1}^{n/2-1} (Y_{1k} - \bar{Y}_1)^2}} \quad (3.17)$$

$$r_{XY_2} = \frac{\sum_{k=1}^{n/2-1} (X_k - \bar{X}) (Y_{1k} - \bar{Y}_2)}{\sqrt{\sum_{k=1}^{n/2-1} (X_k - \bar{X})^2 \sum_{k=1}^{n/2-1} (Y_{2k} - \bar{Y}_2)^2}} \quad (3.18)$$

donde  $X$  es el muestreo original,  $\bar{X}, \bar{Y}_1, \bar{Y}_2$  son las medias de las secuencias  $X, Y_1, Y_2$  respectivamente,  $Y_{1k}$  es igual a  $i_p \sin(\pi/2 - 2\pi k/n)$ ,  $Y_{2k}$  corresponde a  $i_p \sin[\pi/2 - 2\pi(k-m)/n]$ ,

donde  $n$  es el número de muestras en un ciclo,  $k_1$  es igual a  $(n - 1) / 2$ ,  $r_{XY_1}$  es el coeficiente de correlación entre  $X$  y  $Y_1$  y finalmente  $r_{XY_2}$  es el coeficiente de correlación entre  $X$  y  $Y_2$

Los coeficientes de correlación reflejan el nivel de similaridad entre las dos señales normalizadas y de acuerdo al criterio de la ecuación 3.19 se logra la identificación entre corrientes inrush y corrientes de falla.

$$r_{XY} = \frac{|r_{XY_1}| + |r_{XY_2}|}{2} \quad (3.19)$$

Si  $r_{XY}$  es mayor a un umbral previamente establecido el evento corresponde a una condición de falla, de lo contrario corresponde a un evento donde esta presente una corriente inrush.

### 3.7.15 Lógica difusa

En [21–23] se propone un esquema diferencial utilizando lógica difusa. En este método se define un grupo de criterios para el reconocimiento de la corriente diferencial. Estos criterios son agrupados en dos conjuntos difusos correspondientes a las condiciones de corriente inrush y corrientes de falla y la operación de la protección diferencial se reduce a una decisión binaria.

Sin embargo este método presenta ciertas desventajas debido a que no puede caracterizar todos los aspectos del fenómeno transitorio de la corrientes inrush ya que su estructura de operación está basado en reglas, y los criterios agrupamiento que utiliza están basados en estadística.

### 3.7.16 Redes neuronales

Este método [18–20] está basado en la aplicación de redes neuronales para la identificación de la corrientes inrush en un transformador de potencia. La red neuronal realiza un reconocimiento de patrones de la forma de onda de la corriente diferencial y bloquea o permite la operación de la

protección diferencial. La red neuronal está constituida por tres capas; la capa de entrada recibe la información a procesar, la segunda capa realiza la función de extraer los rasgos característicos de la señal de entrada y la capa de salida lleva a cabo la decisión de permitir la operación o bloquear a la protección diferencial; si la salida es igual a 0 corresponde a una energización y se debe inhibir la operación de la protección, si por el contrario, el valor de salida es igual a 1 corresponde a una condición de falla y se debe mandar el disparo de los interruptores.

La principal desventaja de este método es la capacidad de generalización, que depende del número de neuronas en la capa intermedia de la red la cual está directamente relacionado con la capacidad de almacenamiento de información. Para un alto número de neuronas interconectadas entre sí, esto causará que el tiempo de convergencia de la red a una solución sea mayor. Sin embargo, entre más reducida sea la red, el proceso para alcanzar una solución se dificulta [53].

### 3.8 Conclusiones del capítulo

La protección diferencial está basada en la suma fasorial de las corrientes que entran y salen del esquema diferencial. En condiciones ideales, para condiciones de corriente inrush y fallas externas la corriente de operación debe tener idealmente un valor igual a cero. Sin embargo para fallas internas o dentro de la zona de protección diferencial, la corriente de operación debe ser diferente de cero.

La saturación en los TC representa una de las principales causas por las que un relevador diferencial puede operar de manera incorrecta. La saturación de los TC genera un incremento en el error de la corriente diferencial que puede derivar en una “falsa corriente diferencial” teniendo como consecuencia la incorrecta operación del esquema de protección. Por esta razón, se han establecido normas para evitar la saturación en los TC con el objetivo final de aumentar la confiabilidad del esquema.



Se han propuesto métodos que identifiquen de manera correcta entre corrientes inrush y condiciones de fallas. La mayoría de estos métodos se dividen en dos grupos: por restricción y bloqueo de armónicas y por la distorsión de la forma de la señal. En un gran porcentaje de casos estos esquemas operan de manera correcta, sin embargo, debido a los avances que se han presentado en los materiales de construcción de los núcleos ferromagnéticos, se han presentado corrientes diferenciales con un bajo contenido armónico, dando como resultado una incorrecta operación de la protección diferencial.

A partir de esto, se han propuesto nuevos métodos que no dependen del contenido armónico de la señal de la corriente diferencial de error, algunos de estos métodos presentan ciertas desventajas como son la dependencia directa de los parámetros del transformador y el establecimiento de umbrales dependiendo de bandas de frecuencia.

# Capítulo 4

## Algoritmo para la identificación de corrientes inrush utilizando análisis modal

### 4.1 Introducción

Este capítulo tiene como objetivo presentar el algoritmo utilizado para la identificación de corrientes inrush en el transformador de potencia, esto con la intención de que el algoritmo pueda ser utilizado como un elemento de control para inhibir la operación de la protección diferencial en condiciones transitorias y que en condiciones de falla, la protección diferencial opere correctamente. También se explicaran cada una de las etapas de trabajo que conforman al algoritmo y la función de cada una de ellas. El análisis modal se utiliza para la obtención de los eigenvalores a partir de la matriz de mediciones de corriente del transformador. Los eigenvalores son un factor determinante en el algoritmo para la identificación de las corrientes inrush. Algunas de las aplicaciones del análisis modal son determinar las frecuencias de resonancia o modos de oscilación, amortiguamiento y el patrón asociado con la perturbación del sistema o actividad relativa de las variables de estado cuando el sistema es perturbado [54]. Existe cierta similitud entre estas aplicaciones y el propósito de identificar las corrientes inrush en un transformador.

## 4.2 Análisis modal

Consideremos un sistema lineal invariante en el tiempo:

$$\begin{aligned}
 \dot{x}_1 &= a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \cdots + a_{1n}x_n \\
 \dot{x}_2 &= a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \cdots + a_{2n}x_n \\
 &\quad \vdots \\
 \dot{x}_n &= a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + \cdots + a_{nn}x_n
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

El sistema anterior puede ser definido de manera compacta y matricial como se presenta:

$$\dot{x} = Ax \tag{4.2}$$

donde:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}, \quad A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ a_{n1} & a_{n1} & \cdots & a_{nn} \end{bmatrix}$$

y

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \vdots \\ \dot{x}_n \end{bmatrix}$$

Para encontrar la solución de la ecuación (4.2) para un estado inicial  $x(0) = x_0$  en donde las variables de estado no estén correlacionadas (debido a cada variable es una combinación lineal de todas las variables de estado), es necesario eliminar el acoplamiento entre estas. Este desacoplamiento se puede alcanzar si  $A$  es diagonalizable [55].

Suponga que  $A$  es diagonalizable y  $\Phi$  es una matriz no singular tal que:

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda \tag{4.3}$$

donde  $\Lambda$  es diagonal. Entonces, al multiplicar el sistema dado en (4.2) a la izquierda por  $\Phi^{-1}$ , obtenemos:

$$\Phi^{-1}\dot{x} = \Phi^{-1}Ax \quad (4.4)$$

como  $\Phi^{-1}\Phi = I$ , la ecuación (4.4) se puede escribir:

$$\Phi^{-1}\dot{x} = (\Phi^{-1}A\Phi)(\Phi^{-1}x) \quad (4.5)$$

Se puede definir un nuevo vector de estado  $u$  relacionado al vector de estado original:

$$u = \Phi^{-1}x \quad (4.6)$$

Como  $\Phi^{-1}$  es una matriz constante:

$$\dot{u} = \Phi^{-1}\dot{x} \quad (4.7)$$

Sustituyendo (4.3),(4.6) y (4.7) en (4.5) se obtiene:

$$\dot{u} = \Lambda u \quad (4.8)$$

donde  $\Lambda$  es una matriz diagonal con los eigenvalores propios de  $A$ :

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_n \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

y las columnas de  $\Phi$  son los eigenvectores linealmente independientes de  $A$  asociados con  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$  respectivamente:

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \dots \quad \Phi_n] \quad (4.10)$$

A partir del análisis anterior, la solución respecto al tiempo de la ecuación 4.8 para un estado inicial  $x_0 = x(0)$  esta dada por:

$$u_i(t) = u_i(0)e^{\lambda_i t} \quad (4.11)$$

donde  $u_i(0)$  es el valor inicial de  $u_i$ , y  $\lambda_i t$  es la matriz de eigenvalores asociados a la matriz de estados  $A$  representada por:

$$A = \Phi \Lambda \Phi^{-1} \quad (4.12)$$

Retomando la ecuación (4.6), la respuesta en términos del vector de estados original está dado por:

$$\begin{aligned} x(t) &= \Phi u(t) \\ &= \begin{bmatrix} \Phi_1 & \Phi_2 & \dots & \Phi_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ \vdots \\ u_n(t) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (4.13)$$

sustituyendo en la ecuación (4.11) se tiene:

$$x(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i u_i(0) e^{\lambda_i t} \quad (4.14)$$

a partir de la ecuación(4.13) tenemos que:

$$\begin{aligned} u(t) &= \Phi^{-1} x(t) \\ u(t) &= \Psi x(t) \end{aligned} \quad (4.15)$$

con  $t = 0$ :

$$u_i(0) = \Psi_i x(0) \quad (4.16)$$

Usando  $c_i$  para denotar el producto escalar  $\Psi x(0)$ :

$$x(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i c_i e^{\lambda_i t} \quad (4.17)$$

La ecuación (4.14) puede ser expresada:

$$x(t) = \Phi_{i1} c_1 e^{\lambda_1 t} + \Phi_{i2} c_2 e^{\lambda_2 t} + \dots + \Phi_{in} c_n e^{\lambda_n t} \quad (4.18)$$

Finalmente, se puede concluir que la solución para la ecuación del sistema descrito en (4.18) es la respuesta de libre movimiento del sistema que presenta una dependencia de los eigenvectores izquierdos y derechos asociados a los eigenvalores de la matriz de estados  $A$ .

### 4.3 Importancia de eigenvalores y eigenvectores

A partir del análisis realizado para encontrar la solución particular del sistema definido en (4.2), resulta de interés analizar la importancia de los eigenvalores y eigenvectores en el comportamiento dinámico del sistema.

Los eigenvectores son vectores asociados con cada uno de los eigenvalores  $\lambda_i$  que satisfacen el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} A\Phi_i &= \lambda\Phi_i \\ \Psi_i A &= \lambda\Psi_i \end{aligned} \tag{4.19}$$

donde  $A$  es una matriz de  $n \times n$ ,  $\Phi_i$  y  $\Psi_i$  son los eigenvectores derechos e izquierdos respectivamente. Los eigenvectores izquierdos y derechos determinan las variables de estado que participan en la respuesta de cada modo, caracterizando la forma de onda. Los eigenvectores derechos miden la actividad de la variable de estado  $x_k$  en el  $i$ -ésimo eigenvalor, mientras que el  $k$ -ésimo elemento del eigenvector izquierdo es una medida de la influencia de dicha actividad sobre el  $i$ -ésimo eigenvalor [54].

A partir de la ecuación (4.19) se puede establecer el significado físico del eigenvalor el cual está asociado con su eigenvector correspondiente. La matriz de estados  $A$  tiene un impacto en los eigenvectores derechos e izquierdos disminuyendo o aumentando su magnitud pero sin cambiar su dirección. De esta manera el eigenvalor mide la razón de cambio de la magnitud de los eigenvectores, es decir, los eigenvalores  $\lambda_i$  determinan la velocidad de crecimiento y decrecimiento de la respuesta [56].

Por esta razón, se determinó que la magnitud del eigenvalor dominante asociado a sus respectivos eigenvectores obtenidos de la matriz de estados del sistema, proporciona la mayor actividad de las variables de estado que caracterizan la forma de onda de la respuesta transitoria.

## 4.4 Algoritmo propuesto

Este algoritmo está basado en la magnitud del eigenvalor dominante proveniente de una matriz de covarianza construida a partir de las corrientes diferenciales de error incrementales. Tiene la ventaja de no depender del contenido armónico de la señal, de los parámetros del transformador y la configuración de la red. En la Fig. 4.1 se muestra la estructura del algoritmo propuesto para realizar la identificación de corrientes inrush en un transformador de potencia bajo condiciones transitorias. A partir de las corrientes provenientes de los secundarios de los TC, se forma una

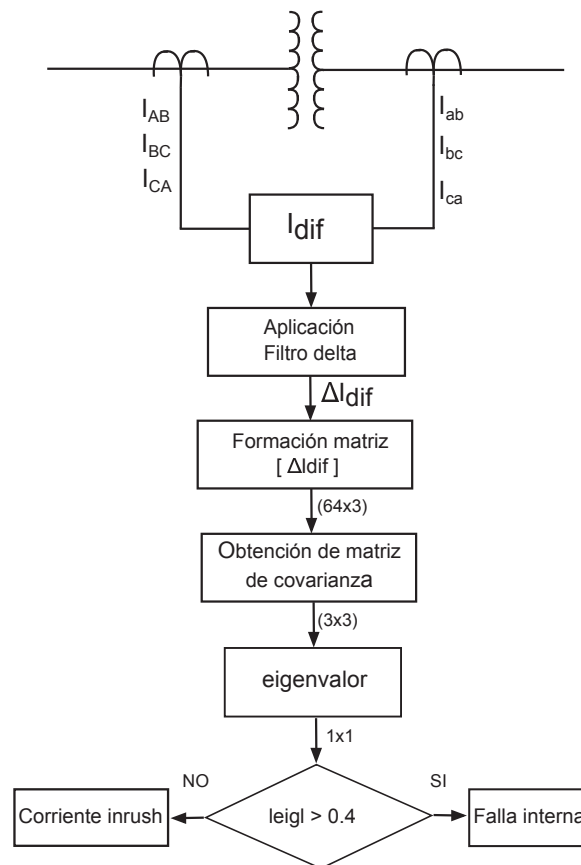


Fig. 4.1. Diagrama de flujo del algoritmo basado en análisis modal.

matriz con las señales de entrada utilizando el método de ventana deslizante. Se aplica un Filtro Delta a las señales de entrada con el objetivo de eliminar efectos de periodicidad que puedan

existir en las señales. Después, se obtiene una matriz de covarianza a partir de las tres corrientes diferenciales de error normalizadas. Posteriormente a esta matriz de covarianza se le aplica el análisis modal para la obtención de la matriz de eigenvalores. Se toma el eigenvalor dominante y a través de la variación de su magnitud se lleva a cabo la identificación de corrientes inrush en el transformador de potencia. En las siguientes secciones se describirá con más detalle cada una de las etapas que conforman el algoritmo propuesto.

## 4.5 Señales de entrada

La matriz de estados utilizada en la solución del sistema (4.2) normalmente está representada por el modelo matemático del fenómeno de estudio, sin embargo la información de las variables de estado variando en el tiempo obtenidas a partir de un proceso de muestreo es equivalente, ya que ambas representan cantidades físicas obtenidas a partir de la evaluación de las variables en el tiempo. Esta analogía está representada por la matriz de varianza-covarianza la cual mide la variabilidad de un conjunto de variables y es obtenida de las mediciones del sistema.

Si se tiene una matriz de datos:

$$x = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1p} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2p} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n1} & \cdots & x_{np} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

considerando que cada columna es una variable observada y  $n$  son las muestras, a través de la covarianza se puede medir la dependencia lineal entre dos variables  $(x_j, x_k)$ . La covarianza se define como la media aritmética de los productos de las desviaciones de cada variable respecto de la media y esta definida como:

$$S_{jk} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_j)(x_{ik} - \bar{x}_k) \quad (4.21)$$



Si  $j = k$ , entonces se obtiene la varianza  $j$ -ésima  $s_j^2$ . Todas las varianzas y covarianzas permiten definir la llamada matriz de varianza-covarianza:

$$S = \begin{bmatrix} s_1^2 & s_{12} & \cdots & s_{1n} \\ s_{21} & s_2^2 & \cdots & s_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{n1} & s_{n1} & \cdots & s_n^2 \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

que es una matriz cuadrada y simétrica que contiene en la diagonal las varianzas y fuera de la diagonal las covarianzas entre las variables.

El uso de la matriz de varianza-covarianza se justifica debido a la necesidad de que la información requerida muestre la variabilidad entre el conjunto de variables; las magnitudes de la matriz de varianza-covarianza deben estar en las mismas unidades.

Cuando las unidades de las variables a utilizar son diferentes, es necesario utilizar la matriz de correlación, la cual estandariza las variables para que tengan varianzas iguales. Sin embargo, es importante considerar que al hacer uso de esta matriz de correlación se pierde la información de la variabilidad del conjunto de datos, ya que la matriz de correlación únicamente proporciona la información respecto a que tan correlacionada esta la varianza con las otras variables.

Los datos que forman la matriz de varianza-covarianza provienen a partir de las señales de las corrientes diferenciales de error por fase procedente de los secundarios de los TC, estas señales están almacenadas en una matriz donde cada columna representa físicamente la corriente diferencial de error por fase. La corriente diferencial de error está dada por:

$$I_{dif} = \begin{bmatrix} I_{AB} - I_{ab} & I_{BC} - I_{bc} & I_{CA} - I_{ca} \end{bmatrix}$$

$$I_{dif} = \begin{bmatrix} I_{dif(a-b)} & I_{dif(b-c)} & I_{dif(c-a)} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

donde  $I_{AB}$ ,  $I_{BC}$  y  $I_{CA}$  representan las corrientes de fase secundarias del lado primario y  $I_{ab}$ ,  $I_{bc}$  y  $I_{ca}$  representan las corrientes de fase secundarias del lado secundario del transformador en

un esquema diferencial trifásico, tal como se ve en la figura 4.2. Estas corrientes diferenciales equivalen a la corriente de operación de un relevador de porcentaje diferencial [57].

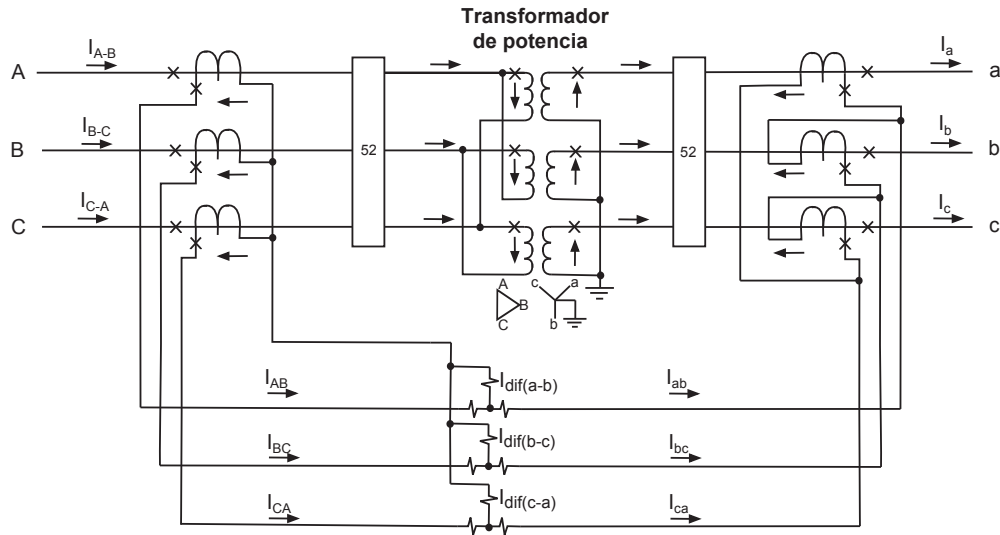


Fig. 4.2. Esquema de protección de porcentaje diferencial en un transformador trifásico.

En caso que la conexión del transformador sea distinta a la mostrada en la Fig. 4.2, se deben realizar las adecuaciones pertinentes para que las columnas de la matriz de (4.23) tenga el mismo significado físico.

## 4.6 Señales incrementales

Con la finalidad de volver inmune el algoritmo en diferentes fenómenos transitorios que se pueden presentar en el sistema de potencia, como pueden ser las variaciones en la carga, inclusión de cargas no lineales y variaciones de frecuencia, entre otros, se realiza una etapa de pre-procesamiento a las corrientes diferenciales de error a través de la aplicación de un Filtro Delta [58]. Este filtro elimina todos los efectos de periodicidad que se puedan presentar en la señal de la corriente diferencial.

El diagrama del filtro se puede observar en la Fig. 4.3, este sustrae a la corriente diferencial de error  $i(t)$  la misma forma de onda de la corriente diferencial pero con un retardo de tiempo de un ciclo  $i(t - nT)$  donde  $n =$  número de ciclos y  $T$  corresponde a un período de la señal a frecuencia fundamental (60 Hz).

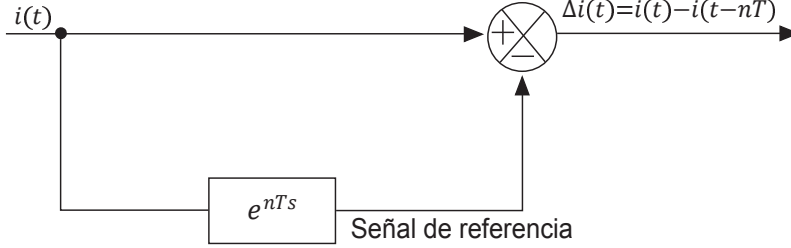


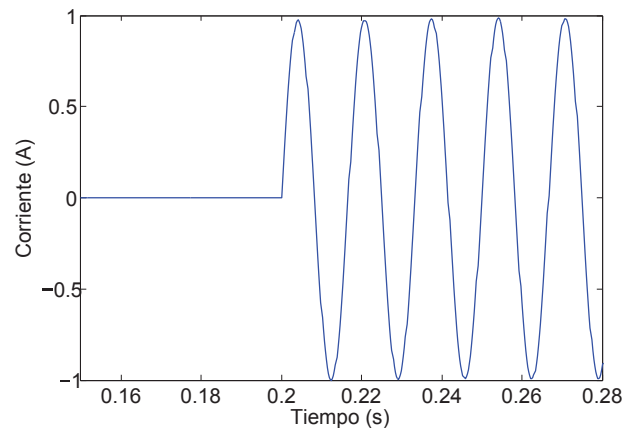
Fig. 4.3. Representación de la estructura del Filtro Delta utilizada en la obtención de las señales incrementales.

En la Fig. 4.4 se muestra el resultado de la aplicación del filtro a las señales de corriente diferencial para una falla monofásica; se aprecia que en estado estable la corriente diferencial de error incremental tiene valor nulo ( $\Delta i(t) = 0$ ) ya que no existe ningún transitorio en el sistema de potencia, sin embargo cuando se presenta algún evento en el sistema, la respuesta del filtro delta es igual a la variación de la forma de onda de la señal de entrada durante el primer ciclo ( $\Delta i(t) \neq 0$ ).

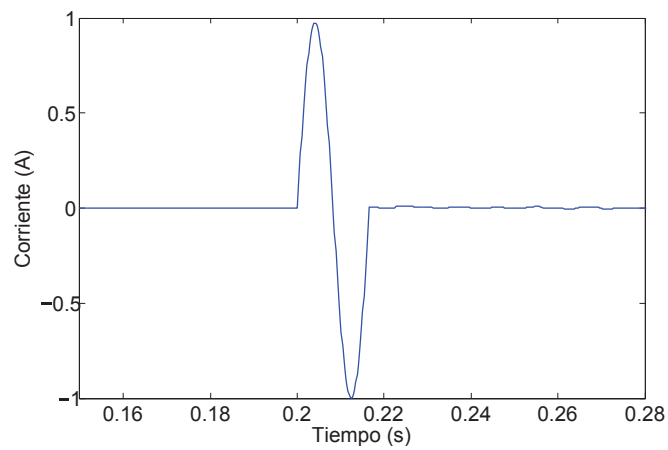
Finalmente, considerando el pre-procesamiento a las corrientes diferenciales de error, estas quedan modificadas de la siguiente manera:

$$\Delta I_{dif} = \begin{bmatrix} \Delta I_{dif(a-b)} & \Delta I_{dif(b-c)} & \Delta I_{dif(c-a)} \end{bmatrix}$$

$$\Delta I_{dif} = \begin{bmatrix} (I_{AB}(t) - I_{AB}(t - nT)) - (I_{ab}(t) - I_{ab}(t - nT)) \\ (I_{BC}(t) - I_{BC}(t - nT)) - (I_{bc}(t) - I_{bc}(t - nT)) \\ (I_{CA}(t) - I_{CA}(t - nT)) - (I_{ca}(t) - I_{ca}(t - nT)) \end{bmatrix}^T \quad (4.24)$$



(a)



(b)

Fig. 4.4. Respuesta del Filtro Delta para una falla monofasica (a) señal de corriente diferencial de error y (b) señal de corriente diferencial de error incremental.

## 4.7 Escalamiento

Con el objetivo de que el algoritmo se pueda aplicar en cualquier transformador (transportabilidad), las señales de entrada incrementales deben ser normalizadas. La normalización limita los valores de las corrientes diferenciales de error incrementales en un rango de  $(-1, +1)$  y facilita el reconocimiento de patrones en la señal. La normalización brinda la ventaja de poder aplicar el algoritmo en cualquier transformador independientemente de sus parámetros siempre

y cuando las señales de las corrientes diferenciales de error incrementales estén en el rango de  $(-1, +1)$ . Esta normalización se realiza dividiendo todos los valores de la matriz con las señales de entrada al algoritmo entre el valor máximo absoluto de toda la matriz, según (4.25):

$$\Delta I_{dif\_N} = \frac{\begin{bmatrix} \Delta I_{dif(a-b)} & \Delta I_{dif(a-b)} & \Delta I_{dif(a-b)} \end{bmatrix}}{\|max[\Delta I_{dif}]\|} \quad (4.25)$$

Este valor máximo absoluto se actualizará en tiempo real si en los datos de entrada se encuentra un nuevo valor máximo, de lo contrario, este permanecerá sin cambio.

## 4.8 Ventana de datos

Se utiliza una ventana deslizante para formar las señales de entrada al algoritmo; estas señales están organizados en una matriz  $\Delta I_{dif}$  de  $(64 \times 3)$  como se muestra en (4.26) donde cada columna representa un ciclo de la corriente diferencial de error incremental por fase  $\Delta I_{dif(a-b)}$ ,  $\Delta I_{dif(b-c)}$ ,  $\Delta I_{dif(c-a)}$ . Las señales de entrada están discretizadas a una razón de 64 muestras por ciclo lo cual equivale a una frecuencia de muestreo  $f_s = 3.8$  kHz.

$$\Delta I_{dif} = \begin{bmatrix} \Delta I_{dif(a-b)1} & \Delta I_{dif(b-c)1} & \Delta I_{dif(c-a)1} \\ \Delta I_{dif(a-b)32} & \Delta I_{dif(b-c)32} & \Delta I_{dif(c-a)32} \\ \Delta I_{dif(a-b)64} & \Delta I_{dif(b-c)64} & \Delta I_{dif(c-a)64} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Las señales de entrada al algoritmo se forman con cada nueva muestra de corriente disponible, esto permite prescindir de un criterio de arranque. En la Fig. 4.5 se muestra la secuencia de ventanas (señal de entrada) formadas a partir de la corriente diferencial de error incremental discretizada para un escenario de energización.

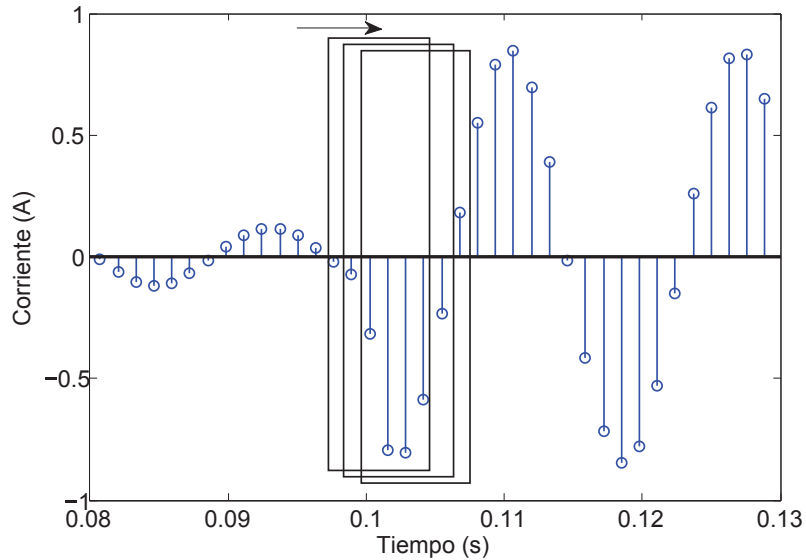


Fig. 4.5. Ventana de datos para formar las señales de entrada.

## 4.9 Umbral de detección

Se estableció un criterio para la identificación de las corrientes inrush en el transformador de potencia en condiciones transitorias. Este criterio fue determinado de manera empírica como resultado de todas las simulaciones realizadas en donde se evaluó el desempeño del algoritmo bajo diferentes condiciones en el sistema de potencia.

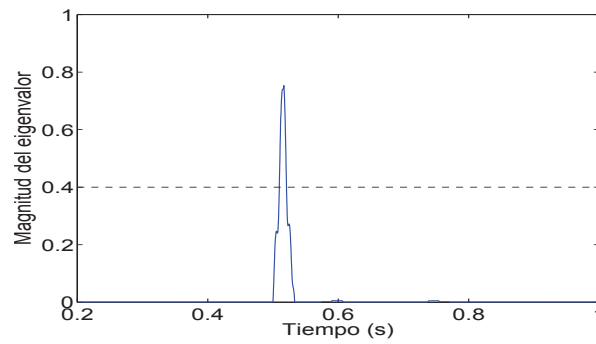
Este criterio de operación fue obtenido de manera heurística de las pruebas de simulación realizadas y establece que para eventos como corrientes inrush, fallas externas o sobreexcitación la magnitud del eigenvalor dominante no superará el umbral de 0.4, sin embargo, en condiciones de una falla interna la magnitud eigenvalor dominante será mayor a este valor (Tabla 4.1).

En la Fig. 4.6 se puede observar que el criterio de operación se muestra con una línea horizontal en 0.4, en el caso (a) el algoritmo identifica el evento como una falla interna ya que supera el umbral establecido, sin embargo, cuando este umbral no es superado como en el caso (b) el evento es identificado como una condición de corriente inrush. El algoritmo tiene un

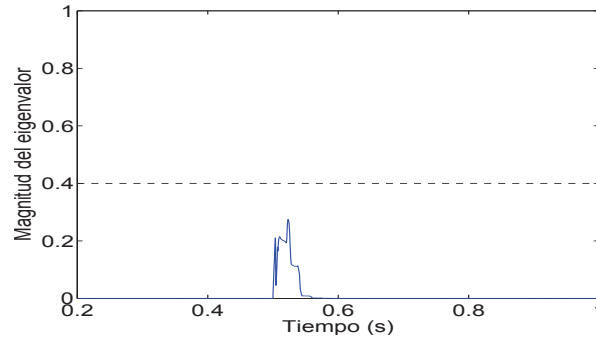
Tabla 4.1. Criterio de operación del algoritmo.

Evento	Magnitud eigenvalor dominante
Corriente inrush Falla externa Sobreexcitación	$[0, +0.4]$
Falla interna	$[+0.4, \infty)$

tiempo promedio de respuesta en la identificación de las fallas de 3/5 de ciclo.



(a)



(b)

Fig. 4.6. Criterio de operación (a) corriente de falla, (b) corriente inrush.

## 4.10 Lógica de operación

En la Fig. 4.7 se muestra la lógica de operación del algoritmo propuesto. En la etapa 1 se lleva a cabo la obtención de las corrientes diferenciales de error provenientes de los TC, estas pasan por una etapa de filtrado para eliminar efectos de periodicidad y se normalizan.

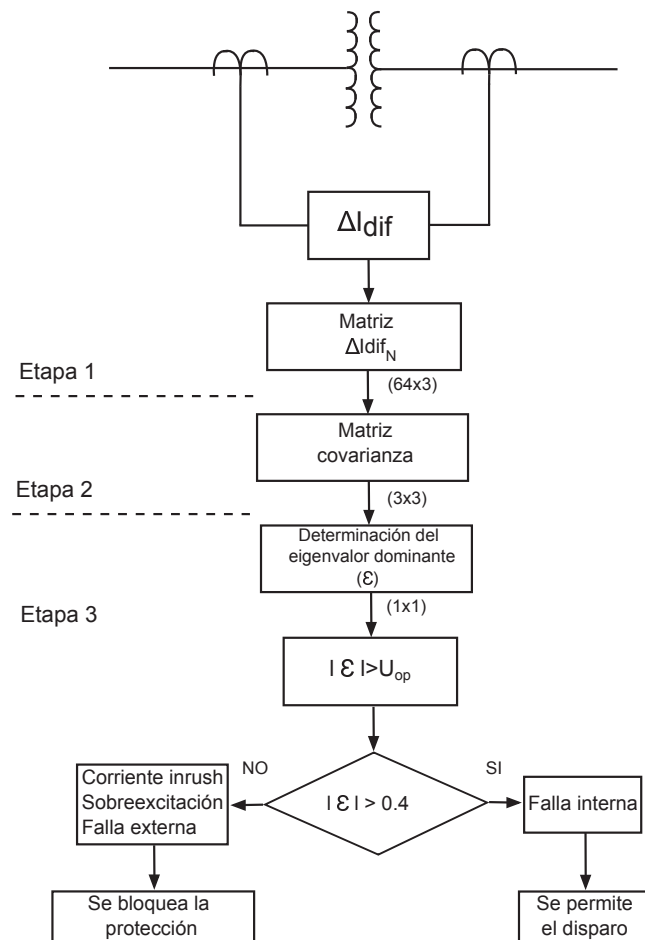


Fig. 4.7. Lógica de operación del algoritmo propuesto.

La matriz  $\Delta I_{dif\_N}$  se forma a partir de las corrientes diferenciales de error incrementales. En esta matriz cada columna representa las señales de entrada discretizadas y normalizadas en un rango de  $(-1, +1)$ .



En la etapa 2 se obtiene la matriz de covarianza ( $3 \times 3$ ) de la matriz  $\Delta I_{dif\_N}$ . El propósito de esta matriz es obtener una medida de la dependencia lineal entre las tres corrientes diferenciales de error incrementales normalizadas.

Finalmente en la etapa 3 se determina la matriz de covarianza y se aplica el análisis modal para la obtención de los eigenvalores. El eigenvalor dominante determina el tipo de evento que se presenta en el sistema de potencia a través de la variación de su magnitud. Se estableció un umbral de operación con el objetivo de bloquear la protección diferencial en condiciones transitorias, y de permitir la operación de la protección diferencial en caso de una falla interna.

## 4.11 Ejemplo de aplicación del análisis modal

A partir de la solución de la ecuación de estado descrito en (4.18) la cual presenta una dependencia de los eigenvectores y eigenvalores, se puede caracterizar la forma de onda de la respuesta transitoria a partir de la obtención de los eigenvalores de la matriz de estados.

Esta caracterización realiza los patrones característicos de la actividad de cada variable de la matriz de estado a través de la variación de la magnitud del eigenvalor dominante. Esto se puede apreciar en el siguiente ejemplo. Considere el problema de determinar si el evento que se presenta en un transformador de potencia corresponde a una falla o no a partir de la información de la forma de onda de la corriente diferencial de error del esquema de protección diferencial. Se aplica el desarrollo del análisis modal para la obtención del eigenvalor dominante de la matriz de covarianza a partir de la señal de entrada normalizada y muestreada a 64 muestras/ciclo, de esta forma la señal de corriente diferencial de error queda representada por la variación de la magnitud del eigenvalor como se ve en la Fig. 4.8. En esta figura se puede observar que debido a una falla monofásica en la fase A en el transformador, existe una variación en la forma de onda de la corriente diferencial de error, y en consecuencia, el eigenvalor también

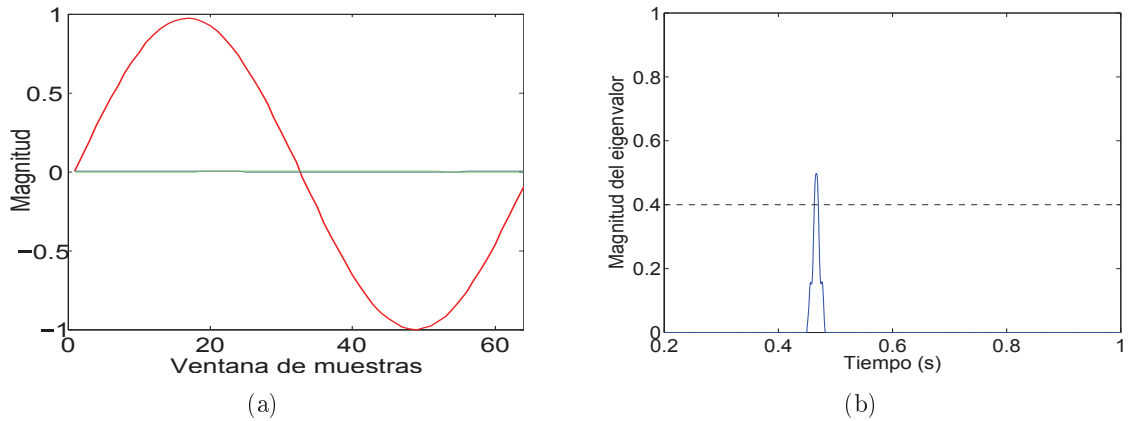


Fig. 4.8. Caracterización de la forma de onda de la corriente diferencial de error a través de la magnitud del eigenvalor dominante para una falla monofasica en la fase A del transformador.

tiene una variación de gran magnitud. Por el contrario, como se observa en la Fig. 4.9, cuando no existe alguna falla en el transformador, la corriente diferencial de error normalizada tiene un comportamiento distinto en su forma de onda y en respuesta, el eigenvalor dominante también varía en magnitud.

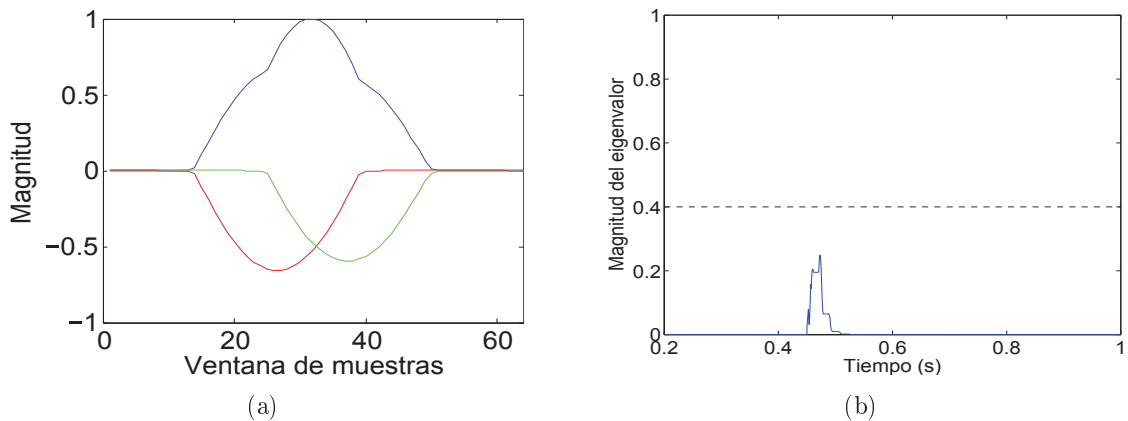


Fig. 4.9. Caracterización de la forma de onda de la corriente diferencial de error a través de la magnitud del eigenvalor dominante durante la energización del transformador.

Se realizaron diversas simulaciones bajo diferentes condiciones del sistema de potencia para demostrar que a través del análisis modal se puede realzar los rasgos característicos de la forma de onda de la corriente diferencial de error a través de la variación de la magnitud

del eigenvalor dominante; los resultados obtenidos demostraron que la aplicación del análisis modal permite la identificación de las corrientes inrush en diversas condiciones transitorias, y en consecuencia es factible utilizarlo como base para el diseño de una nueva protección diferencial de transformadores.

## 4.12 Conclusiones del capítulo

El análisis modal permite caracterizar fenómenos transitorios a través de la dependencia de la solución en términos de los eigenvalores y eigenvectores de la matriz de estados. El eigenvalor dominante proporciona la mayor información del cambio en las variables de estado y a través del comportamiento de su magnitud se logra caracterizar el fenómeno transitorio en estudio.

Las señales de entrada al algoritmo están conformadas en una matriz donde cada columna representa físicamente las corrientes diferenciales de error por fase provenientes de los secundarios de los TC, estas señales pasan por un etapa de pre-procesamiento a través de la aplicación de un Filtro Delta que tiene la finalidad de volver inmune al algoritmo ante eventos transitorios que se puedan presentar en un sistema de potencia, además que elimina efectos de periodicidad que puedan existir en la señal.

Este algoritmo puede ser aplicado a cualquier transformador independientemente de los parámetros del mismo, esto a través de una normalización que permite un reconocimiento de los patrones con mayor facilidad y limita los valores de la señales de entrada en un rango de  $(-1, +1)$ .

El algoritmo no utiliza un criterio de arranque debido a que utiliza una ventana deslizante para formar las señales de entrada al algoritmo a partir de cada nueva muestra de corriente disponible. Se utiliza una frecuencia de muestreo de  $3.8 \text{ kHz}$  (64 muestras por ciclo) y las

muestras de corriente están organizadas en una matriz que representa un ciclo de la corriente diferencial de error incremental normalizada por fase.

Se estableció un umbral de operación para la identificación de corrientes inrush en el transformador de potencia. Este umbral fue determinado de manera heurística en base a la observación del comportamiento del eigenvalor en todas las simulaciones realizadas. Este umbral establece que si la magnitud del eigenvalor dominante es menor a 0.4 el evento será identificado como una corriente inrush, de lo contrario el evento corresponde a una corriente de falla.

A partir de todos los escenarios realizados, se determinó un tiempo de operación promedio de  $3/5$  de ciclo en la detección de la falla, el cual comprende desde el instante que aparece la falla en el sistema de potencia hasta que la magnitud del eigenvalor dominante supera el umbral de operación.

# Capítulo 5

## Resultados

### 5.1 Introducción

El objetivo de este capítulo es evaluar el desempeño del algoritmo ante diferentes condiciones que comúnmente se presentan en un sistema eléctrico de potencia como energización del transformador, variaciones en la carga, fallas internas y externas a la zona de protección diferencial, modificaciones a la topología de la red, sobreexcitación del transformador, apertura y cierre de interruptores, entre otros.

A continuación se presenta el sistema de prueba y las características de este, así como los escenarios que fueron determinados para la evaluación del desempeño del algoritmo con su respectivo análisis y la respuesta obtenida por este. En cada uno de los casos seleccionados, se presenta gráficamente el comportamiento de las señales que influyen directamente en la obtención de la corriente diferencial incremental de error normalizada, que como se mencionó en el capítulo anterior, es la señal de entrada al algoritmo y su comportamiento influye directamente en la magnitud del eigenvalor dominante.

## 5.2 Escenarios

A continuación se presentan todos los diferentes escenarios que se consideraron para evaluar el algoritmo en la identificación de las corrientes inrush en el transformador de potencia.

### I. Energización del transformador en diferentes instantes de tiempo:

1. En vacío.
2. Con carga.
3. Con carga no lineal.

### II. Modificación de parámetros en el transformador:

1. Curva de saturación.
2. Capacidad.
3. Niveles de tensión.

### III. Fallas dentro y fuera de la zona de protección diferencial en ambos lados del transformador:

1. Monofásica a tierra.
2. Bifásica.
3. Bifásica a tierra.
4. Trifásica.

### IV. Fallas internas en el transformador:

1. Al 5% del devanado.
2. Al 20% del devanado.
3. Al 70% del devanado.
4. Al 95% del devanado.

V. Eventos en la red:

1. Sobreexcitación del transformador.
2. Variaciones de frecuencia en el sistema.
3. Apertura de una de las fases.
4. Modificación de la constante de tiempo  $\tau$  de la red.

VI. Combinación de escenarios:

1. Energización con inserción de falla dentro de la zona de protección diferencial.
2. Energización con inserción de falla fuera de la zona de protección diferencial.
3. Energización con inserción de falla interna en el devanado del transformador.
4. Energización en una condición de sobreexcitación.
5. Energización durante una variación de frecuencia.
6. Energización con inserción de falla externa y posteriormente inserción de fallas dentro de la zona de protección diferencial.

### 5.3 Descripción del sistema de prueba

Se usó *PSCAD/EMTDC*<sup>®</sup> para simular el sistema trifásico de potencia que se observa en la Fig 5.1. Este sistema está compuesto por un transformador de potencia en conexión  $\Delta - Y$  aterrizada, equivalentes de Thevenin en ambos lados del transformador, una línea de transmisión en baja tensión, así como una carga conectada al secundario del transformador. Las características del sistema [59] están resumidas en la Tabla 5.1.

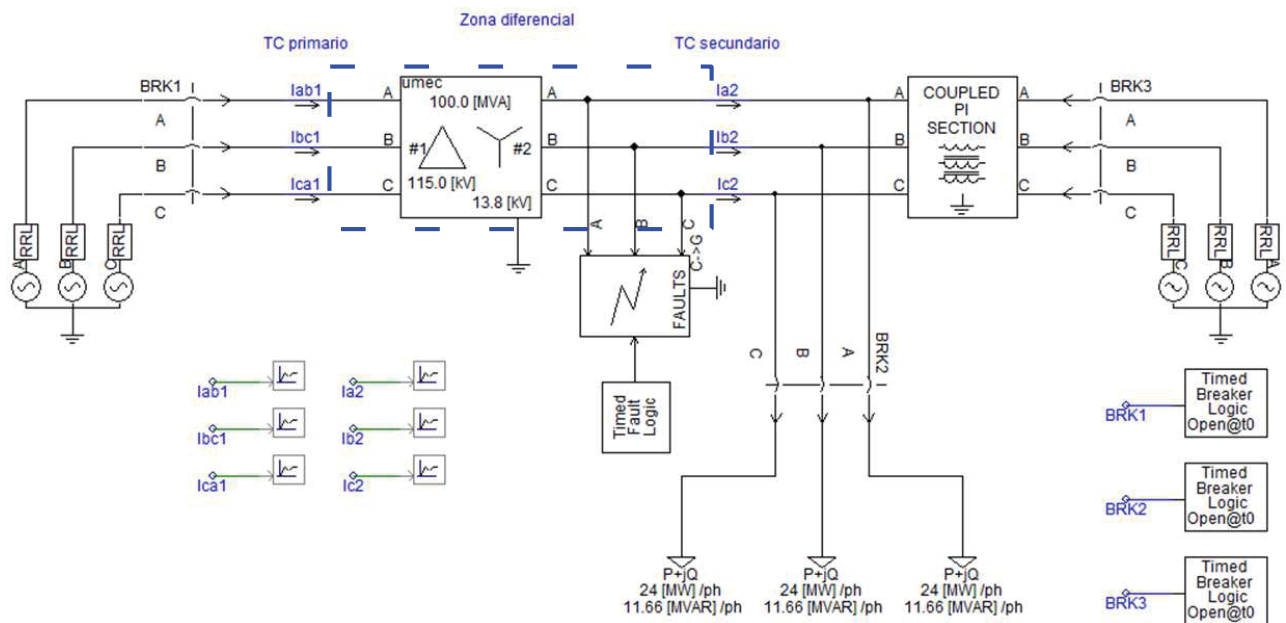


Fig. 5.1. Sistema de prueba.

Tabla 5.1. Características del sistema de prueba.

Fuente G1	Transformador trifásico de dos devanados	Línea de transmisión Modelo pi	Carga	Fuente G2
Tensión línea-línea, frecuencia y potencia [kV, Hz, MVA]: [115, 60, 90]	Potencia y frecuencia [MVA, Hz] [100, 60]	Resistencia de secuencia positiva y cero (ohm/Km): [0.01273, 0.3864]	Potencia Activa (MW) 72	Tensión línea-línea, frecuencia y potencia [kV, Hz, MVA]: [13.8, 60, 3]
Impedancia R serie, R-paralelo, L-paralelo [ $\Omega$ , $\Omega$ , H]: [15, 1, 0.1]	Tensión en devanados (kV) [115, 13.8]	Reactancia inductiva de secuencia positiva y cero (H/Km): [0.9337e-3, 4.1264e-3]	Potencia Reactiva (MVar) 35	Impedancia R serie, R-paralelo, L-paralelo [ $\Omega$ , $\Omega$ , H]: [10, 1, 0.046]
Ángulo [grados]: 0	Tipo de conexión: Delta-Y11	Reactancia capacitiva de secuencia positiva y cero (F/Km): [12.74e-9, 7.751e-9]		Ángulo [grados]: 20
		Longitud (Km): 90		



En la Tablas 5.2 y 5.3 se presentan las características de los transformadores de corriente utilizados en el esquema diferencial de protección del transformador. Para considerar la sat-

Tabla 5.2. Características TC lado primario.

Característica		Unidad
Relación de transformación	500/5	
Resistencia secundaria	0.5	$\Omega$
Inductancia secundaria	0.8	mH
Área	6.5	m <sup>2</sup>
Longitud de la trayectoria magnética	0.5	m
Flujo remanente	0	T
Resistencia de burden	2	$\Omega$
Inductancia de burden	0.8	mH

Tabla 5.3. Características TC lado secundario.

Característica		Unidad
Relación de transformación	4000/5	
Resistencia secundaria	0.5	$\Omega$
Inductancia secundaria	0.8	mH
Área	6.5	m <sup>2</sup>
Longitud de la trayectoria magnética	0.5	m
Flujo remanente	0	T
Resistencia de burden	0.5	$\Omega$
Inductancia de burden	0.8	mH

uración a la que normalmente están expuestos los TC, se seleccionó una relación del TC que este por debajo del valor de la corriente nominal del transformador. Para un transformador de 100 MVA y una tensión en el lado de alta de 115 kV tenemos un valor de corriente de línea de 502.04 Amperes, con este valor de corriente se podría seleccionar un TC con una relación de 600/5, sin embargo, se toma el inmediato inferior, es decir, se seleccionó un TC con una relación de 500/5. Esta selección se realizó porque además de que se genera un mayor error en las corrientes diferenciales debido a la saturación, la posibilidad de que en la práctica haya una mala selección de la relación de los TC es factible. Así, en todos los casos que se realizaron los TC presentan saturación. En el apéndice 1 se muestra el cálculo utilizado en la selección de los TC para evitar la saturación en base a la norma [40, 41].

## 5.4 Modelo para fallas internas

Las fallas internas en los devanados del transformador de potencia representan uno de los principales problemas de detección para el sistema de protección.

La aparición de una falla interna provoca una nueva condición en el transformador de potencia, ya que esta condición agrega una nueva fuerza magnetomotriz (fmm) al sistema, esto de acuerdo a la aparición de una corriente  $I_{RF}$  fluyendo a través de una resistencia de falla  $N_f$  [60]. La magnitud de la corriente de falla dependerá directamente de la cantidad de espiras involucradas en la falla.

El modelo utilizado para la simulación de fallas internas en el transformador de potencia es el que se muestra en la Fig. 5.2. Este modelo representa un transformador trifásico constituido por 3 transformadores monofásicos y en el cual se introduce una falla interna en un devanado del transformador.

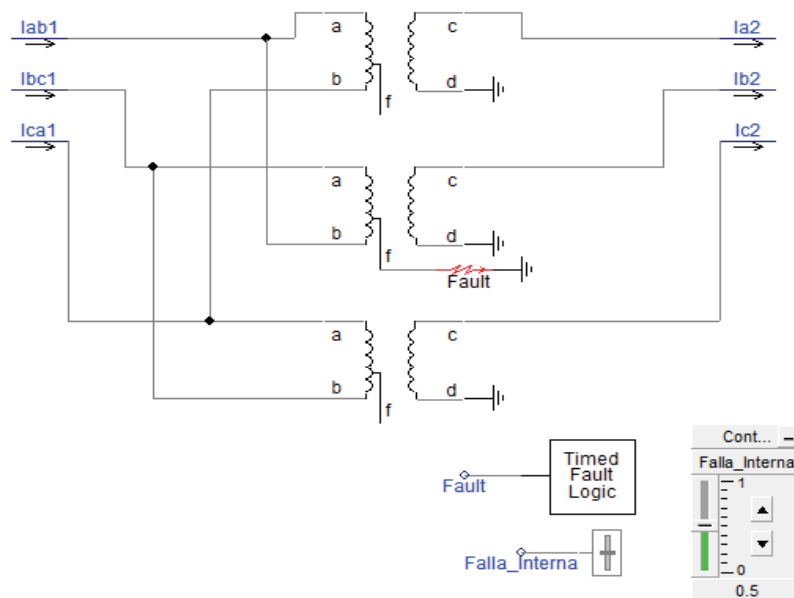


Fig. 5.2. Modelo utilizado para la implementación de fallas internas en el transformador.

## 5.5 Casos de evaluación del desempeño del algoritmo

Para la evaluación del desempeño del algoritmo se hicieron un total de 108 simulaciones en donde se realizaron todos los escenarios mencionados al inicio del capítulo, esto con el principal objetivo de observar y analizar si el algoritmo era capaz de identificar las corrientes inrush en el transformador de potencia, esto a través del comportamiento de la magnitud del eigenvalor dominante. En todos los escenarios evaluados se realizaron dos consideraciones: se utilizó el instante donde existiera la máxima componente asimétrica y los transformadores de corriente estuvieron expuestos a saturación en todo momento.

A continuación se presentan 10 de los 108 escenarios simulados, los cuales son considerados los más representativos en la evaluación del desempeño de algoritmo. En cada uno estos escenarios se incluye una figura que engloba el procesamiento de las señales de corriente desde la entrada al algoritmo hasta la variación de la magnitud del eigenvalor; en cada gráfica, cada subgráfica representa: a) corrientes primarias del transformador de potencia, b) corrientes secundarias del transformador de potencia, c) corrientes secundarias de TC en el lado de alta del transformador de potencia, d) corrientes secundarias de TC en el lado de baja del transformador de potencia e) corrientes diferenciales de error (corrientes de operación), f) corrientes diferenciales de error incrementales, g) zoom del primer ciclo de las corrientes diferenciales de error normalizadas (escalados entre +1 y -1), y h) variación de la magnitud del eigenvalor dominante; en esta figura se muestra una línea horizontal en 0.4 que representa el umbral de operación. En todos los casos simulados aparece una variación súbita del eigenvalor que únicamente representa el transitorio del inicio de la simulación mientras se conforma la ventana de datos. El algoritmo tuvo un tiempo de respuesta promedio de  $3/5$  de ciclo en la detección de fallas internas o dentro de la zona de protección diferencial. Este tiempo de respuesta comprende desde el instante que se presenta la falla hasta cuando la magnitud del eigenvalor supera el umbral de operación.

### 5.5.1 Energización del transformador

En este escenario se evaluó la energización de un transformador con una carga conectada en el secundario del transformador. La curva de saturación [61] utilizada en el transformador es la que se muestra en la Fig. 5.3. Los datos de la curva de se muestran en la Tabla 5.4. Esta curva de saturación fue utilizada en todos los escenarios que fueron evaluados, con excepción, del caso cuando se modifica la curva de saturación, lo cual es necesario para modificar la magnitud de la corriente inrush.

Tabla 5.4. Valores de la curva de saturación.

Curva de saturación 1										
I%	0	0.1774	0.4876	0.980856	2	3.09543	6.52348	20.357	60.215	124.388
V(p.u)	0	0.324129	0.61284	0.825118	1	1.08024	1.17334	1.26115	1.36094	1.49469

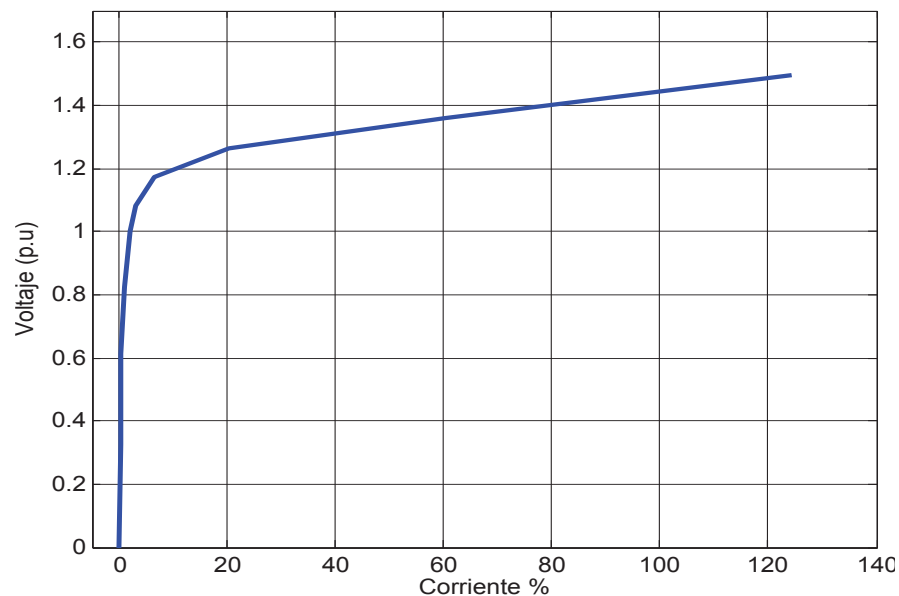


Fig. 5.3. Curva de saturación utilizada en el transformador de potencia.

En la figura 5.4 se puede observar que el algoritmo identificó correctamente a la corriente inrush ya que la magnitud del eigenvalor no superó el umbral establecido para condiciones de falla.

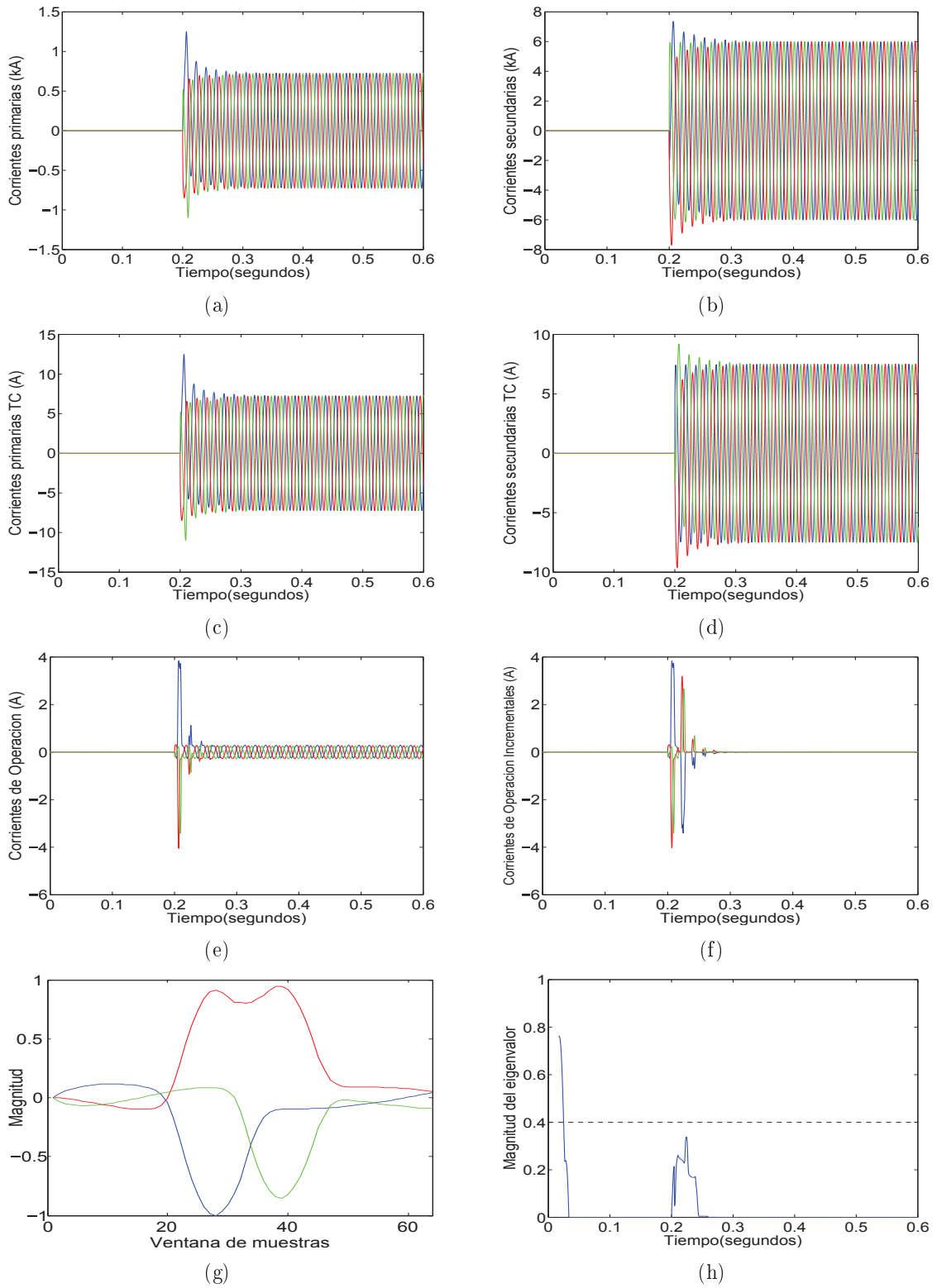


Fig. 5.4. Comportamiento del eigenvector (h) durante la energización del transformador.

### 5.5.2 Carga no lineal

En este escenario se realizó la modificación del tipo de carga que alimenta el transformador, de una carga lineal a una carga no lineal. Este tipo de carga actualmente es introducido por la electrónica de potencia utilizada en el sistema, el cual actúa como una fuente de corriente que inyecta armónicos a la red. Las cargas no lineales generalmente están representados por los controladores de velocidad variable, las unidades de UPS, hornos de arco eléctrico y, en general los convertidores de corriente continua que normalmente se basan en la utilización de un puente trifásico, también conocido como un puente de seis pulsos porque presenta 6 pulsos por ciclo en la salida de corriente continua [62]. El objetivo de este escenario es demostrar que el algoritmo no es dependiente del contenido armónico de las corrientes diferenciales de error incrementales.

Para la inserción de la carga no lineal al sistema de potencia se utilizó un convertidor de 6 pulsos disponible en la librería de PSCAD tal como se ve en la Figura 5.5. Este convertidor es alimentando en el secundario del transformador de potencia y maneja un ángulo de disparo de  $45^\circ$ . El convertidor alimenta una carga resistiva-inductiva.

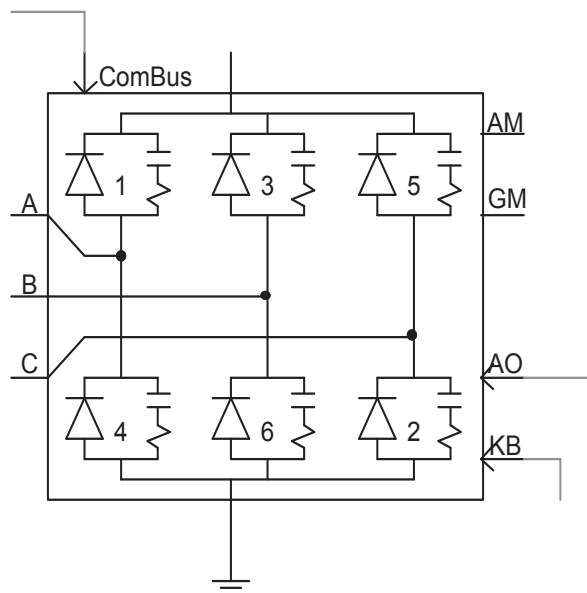


Fig. 5.5. Convertidor de 6 pulsos utilizado para la inserción de una carga no lineal.

La inyección de armónicos generada por la inserción de la carga no lineal de manera súbita al sistema de potencia, distorsiona las formas de onda de las señales de corriente provenientes del transformador de potencia tal como se puede observar en la Fig. 5.6.

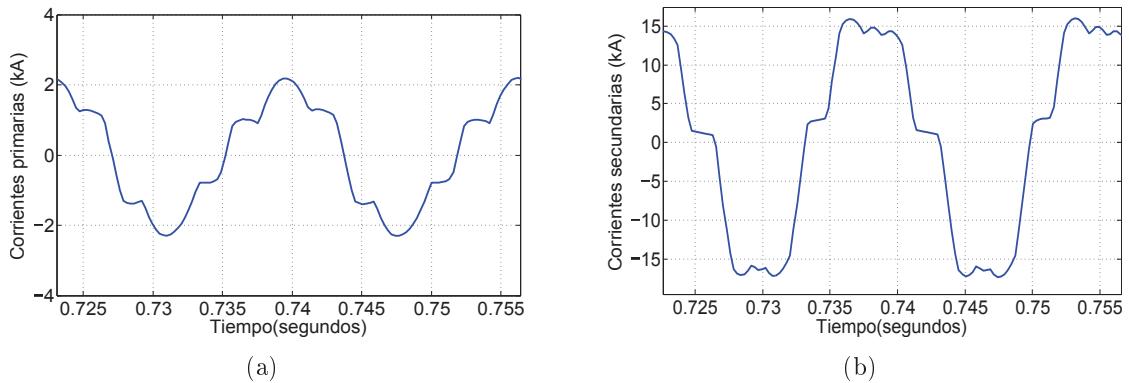


Fig. 5.6. Distorsión de las forma de onda de la corriente del lado primario (a) y secundario (b) del transformador al alimentar una carga no lineal.

Los medidores de la tasa total de distorsión armónica porcentual (%THD) de las señales de corriente del transformador de potencia indican un promedio del 25% de distorsión por cada fase, esto indica que existe una alta distorsión en las corrientes que alimentan a la carga no lineal, ya que de acuerdo a la norma IEEE 519-2014 [63], esta establece que el máximo valor de distorsión armónica para un sistema de subtransmisión desde 69 kV hasta 161 kV es de 10%.

En la Figura 5.7 se observa que debido a que las corrientes de operación incrementales son de una magnitud muy pequeña, la magnitud del eigenvalor no supera el umbral establecido por lo tanto el algoritmo tiene una respuesta satisfactoria ante la inclusión de cargas no lineales al sistema.

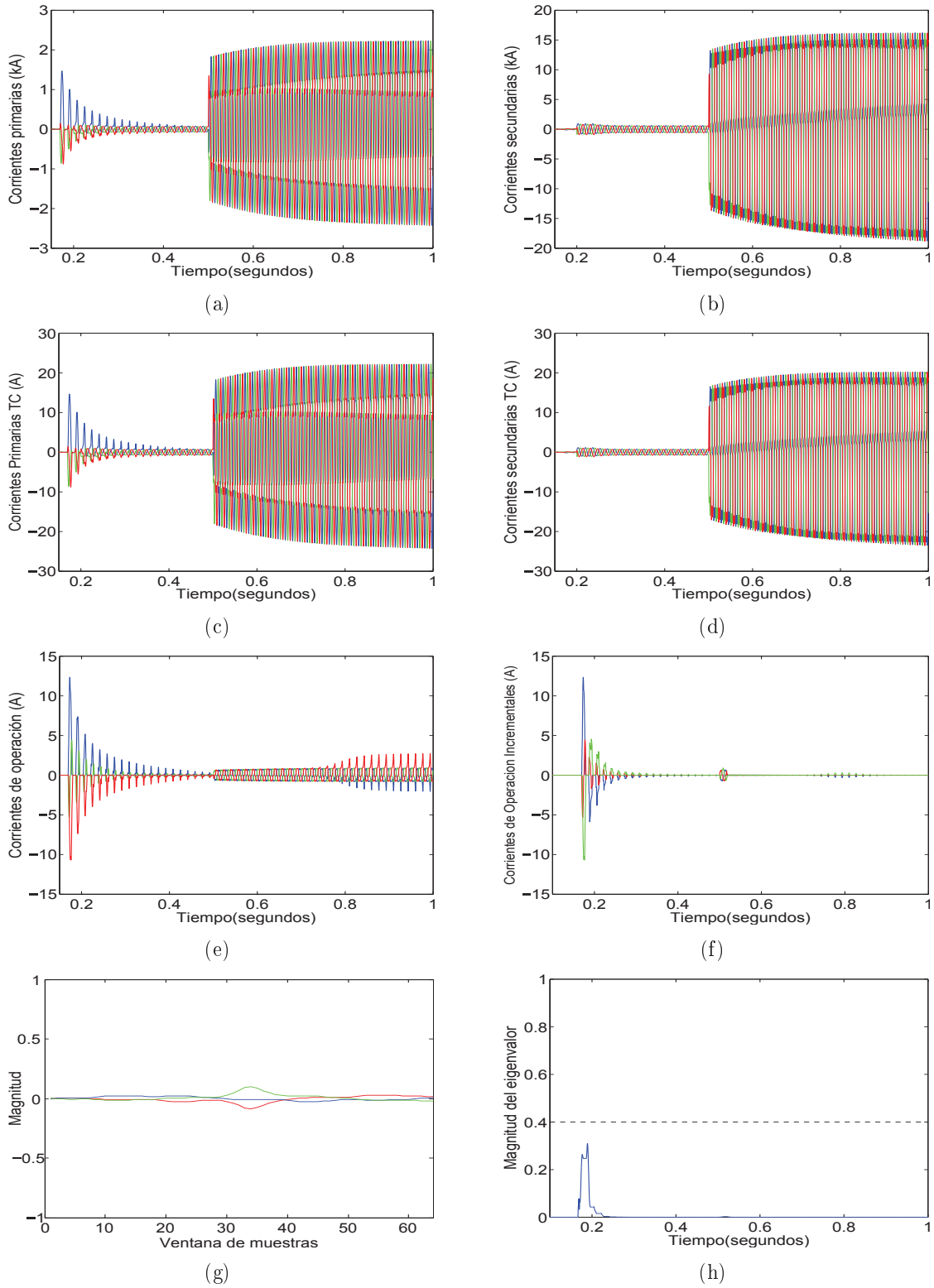


Fig. 5.7. Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y la inserción de una carga no lineal.



### 5.5.3 Modificación de la curva de saturación

El objetivo de este caso es analizar la respuesta del algoritmo ante la energización del transformador pero con la modificación de la curva de saturación en el transformador, ya que esta impacta directamente en la magnitud y forma de onda de la corriente inrush. Esta modificación se da principalmente debido a los diferentes materiales de construcción del núcleo del transformador. Por esta razón, en este caso se modificará la curva de saturación presentada en el caso 1 por la curva de saturación [64] 2 tal como se muestra en la Fig. 5.8.

Tabla 5.5. Valores de la curva de saturación.

		Curva de saturación 2								
I%	0	0.05661	0.238088	0.367942	0.570191	1.05732	1.9493	3.75586	7.80808	31.8885
V(p.u)	0	0.22654	0.724101	0.836116	0.889224	0.953226	1.00021	1.04502	1.08804	1.15109

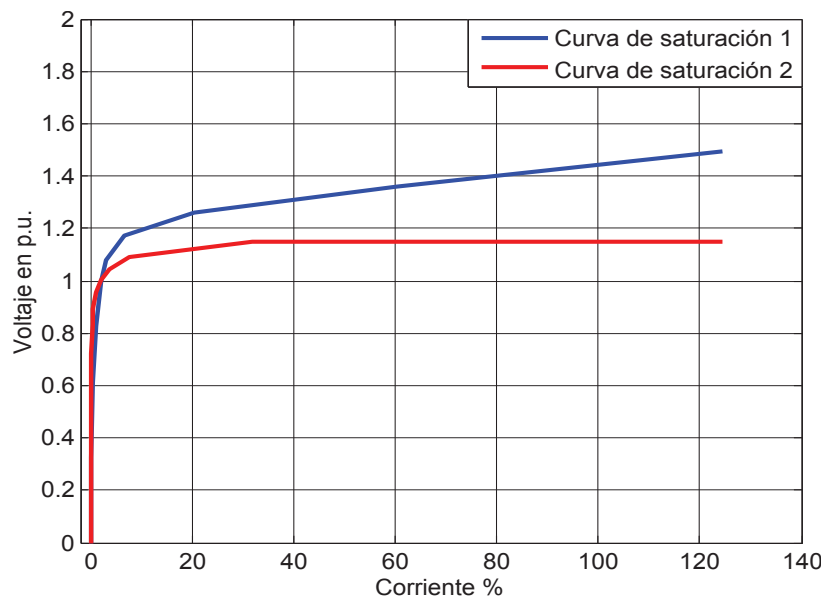


Fig. 5.8. Implementación de una curva de saturación diferente.

En la figura 5.9 se puede observar que aún cuando se ha modificado la curva de saturación del transformador de potencia, la magnitud del eigenvalor no supera el umbral de 0.4, lo cual indica que es una condición de corriente inrush y se debe bloquear la operación de la protección diferencial.

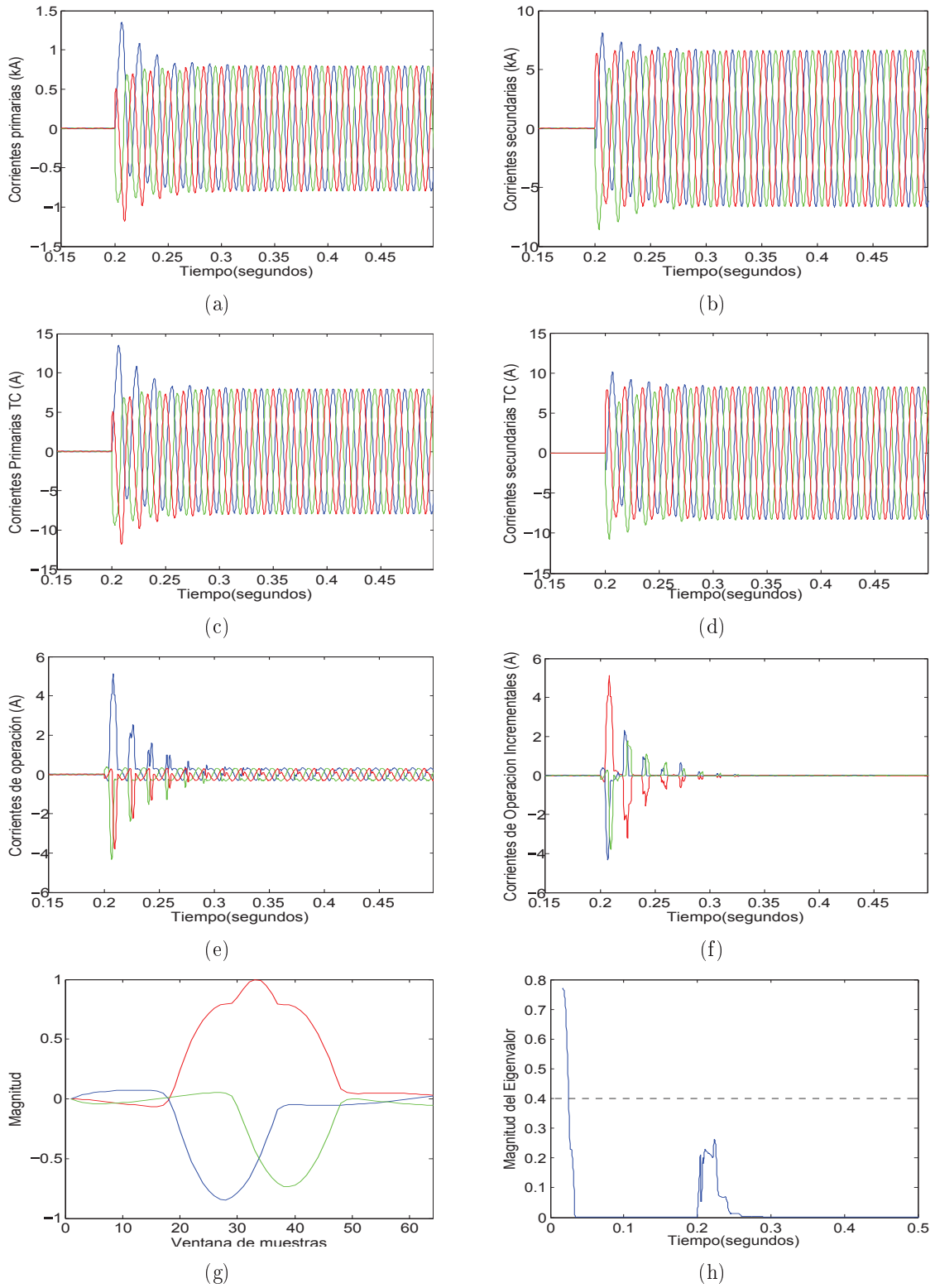


Fig. 5.9. Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador con una curva de saturación diferente.

#### 5.5.4 Energización con falla monofásica en el lado primario dentro de la zona de protección diferencial

Una de las principales características del algoritmo que se está evaluando es que este debe ser capaz de identificar corrientes inrush en condiciones transitorias ante otras condiciones que se pueden presentar como son las fallas dentro de la zona de protección diferencial. En el siguiente escenario se presentan dos eventos en el transformador de potencia: una energización y una falla monofásica en la fase A del lado primario del transformador de potencia dentro de la zona diferencial de protección en 0.2 y 0.5 segundos respectivamente, esto con el objetivo de evaluar el desempeño del algoritmo para determinar un cambio de escenario, y emitir una señal de disparo a partir de una condición de bloqueo.

La respuesta del algoritmo se puede observar en la Fig. 5.10; cuando ocurre la energización del transformador el evento es identificado como corriente inrush, sin embargo, en el instante que ocurre la falla en la fase A, hay un cambio súbito en la corriente diferencial de error incremental normalizada y en consecuencia, hay una variación en el comportamiento del eigenvalor dominante que supera el umbral de operación, identificando el evento como una corriente de falla.

El tiempo de respuesta del algoritmo en la detección de la falla fue de  $4/5$  de ciclo, el cual comprende desde el momento que se presentó la falla hasta el instante que la magnitud del eigenvalor superó el umbral de operación.

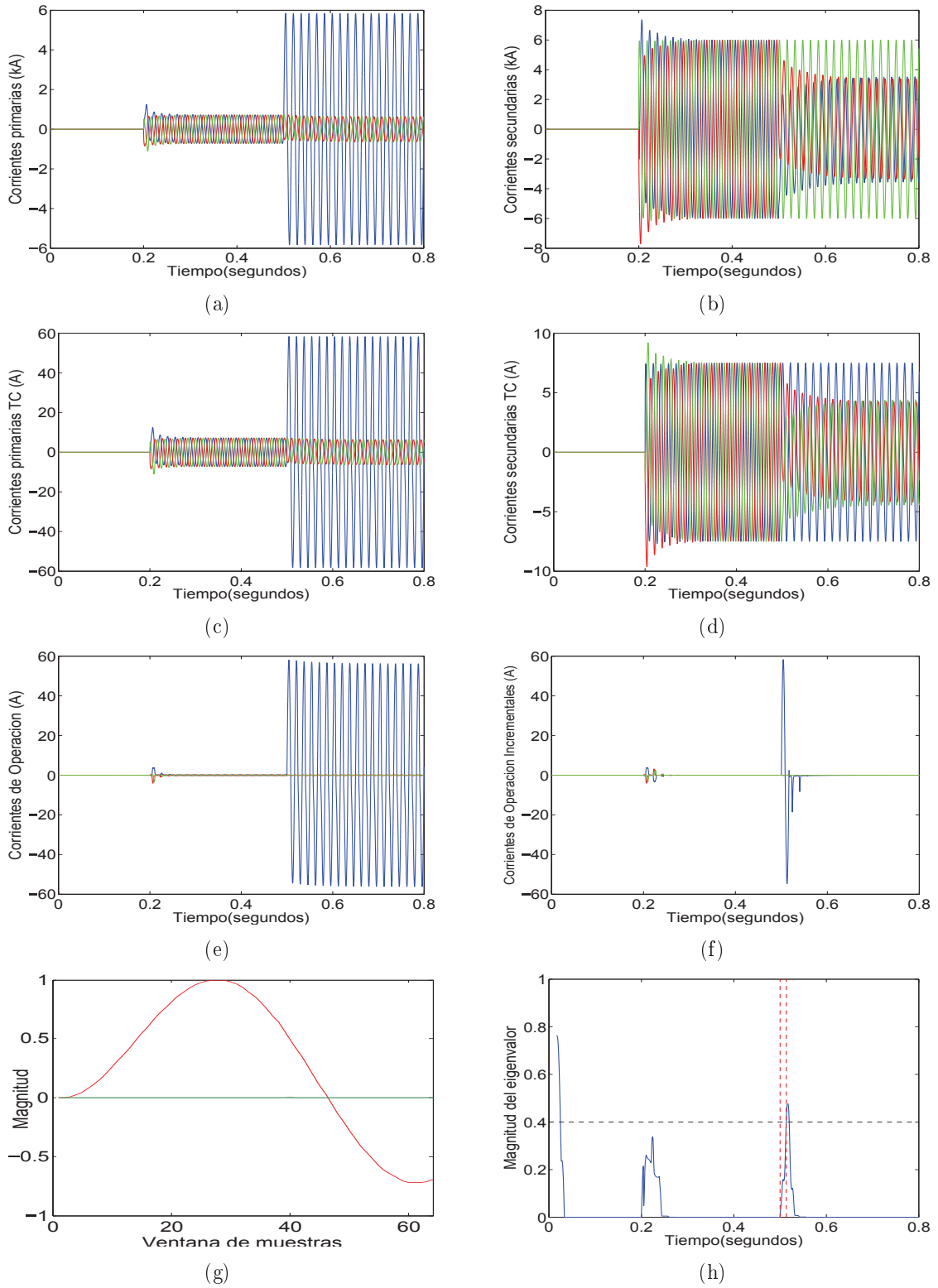


Fig. 5.10. Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y la inserción de una falla monofásica en el lado primario del transformador.

### 5.5.5 Energización con falla trifásica externa en el lado secundario del transformador

Las fallas externas a la zona de protección diferencial pueden llegar a saturar los transformadores de corriente utilizados en el esquema diferencial, generando distorsión en las señales reproducidas, dando como resultado un incremento en el error de las corrientes diferenciales, y en consecuencia, a una incorrecta operación de la protección diferencial.

A partir de esta condición, se evalúa el desempeño del algoritmo en el escenario en el cual después de la energización del transformador se presenta una falla trifásica en el lado secundario del transformador fuera de la zona de protección diferencial.

En la Fig. 5.11 se puede observar el impacto que tiene la saturación de los TC en las corrientes diferenciales de error debido a una falla trifásica fuera de la zona de protección diferencial. La saturación causa un incremento en el error de la corriente diferencial, que puede ocasionar la incorrecta identificación del evento como una falla interna, sin embargo, debido a que el algoritmo no está basado en la magnitud de la corriente diferencial de error, el algoritmo determina que los dos eventos son corrientes de inrush, aun en condiciones de saturación de los TC.

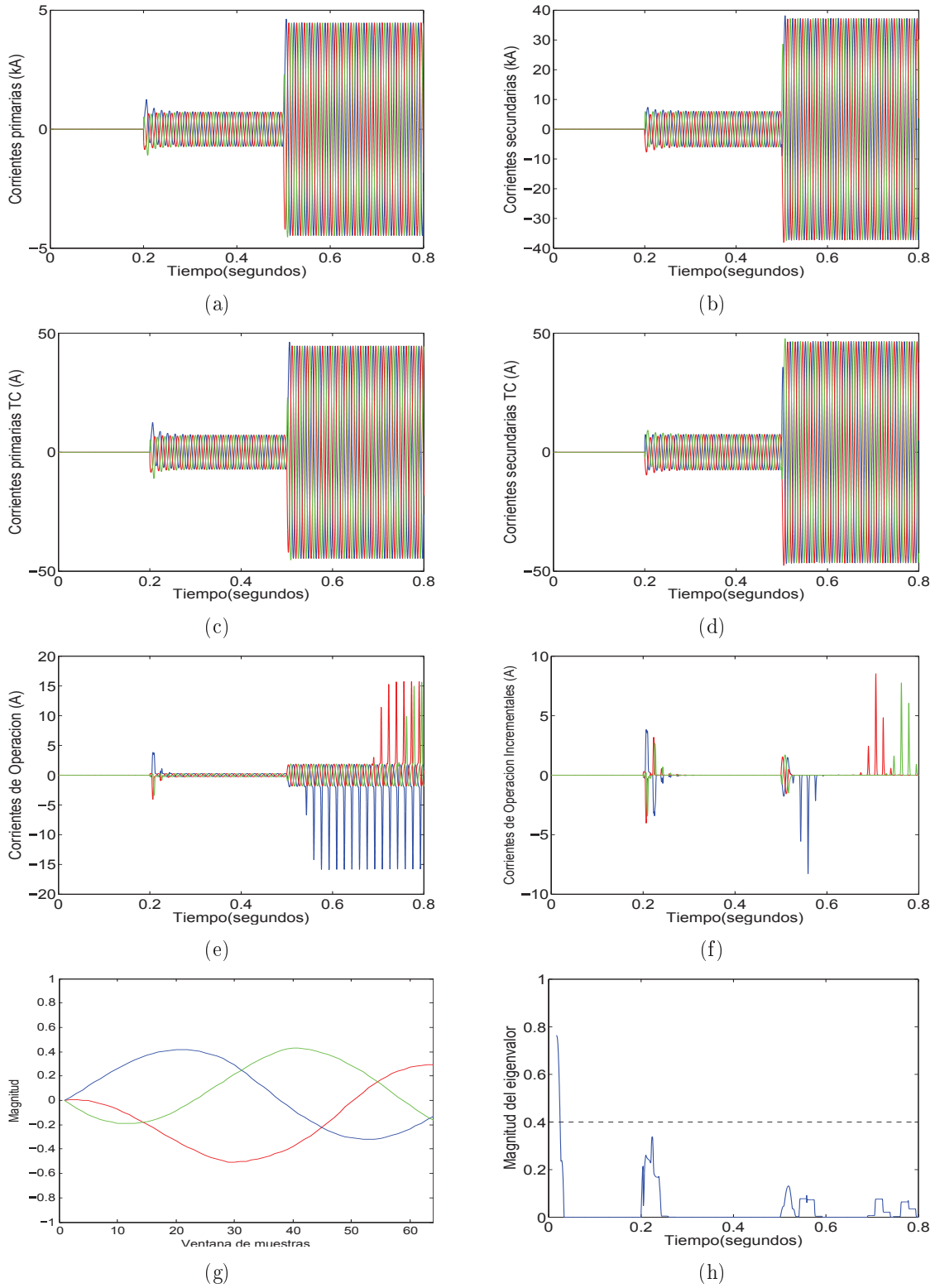


Fig. 5.11. Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y la inserción de una falla trifásica en el lado secundario del transformador.

### **5.5.6 Falla trifásica dentro de la zona de protección diferencial en el lado secundario 1 ciclo después de la energización del transformador.**

En este escenario un ciclo después de la energización del transformador de potencia, se presenta una falla trifásica en el lado secundario del transformador dentro de la zona de protección diferencial. Este caso tiene como objetivo demostrar que el algoritmo no está basado en la magnitud de las señales de las corrientes de operación incrementales de error, sino en la forma de onda que tienen estas señales.

La respuesta del algoritmo es la que se presenta en la Fig.5.12, en donde este identifica correctamente la falla que se presenta un ciclo después de la energización.

El tiempo de respuesta del algoritmo en la identificación de la falla es aproximadamente de  $3/5$  de ciclo, el cual se muestra con el trazo de las dos líneas verticales que comprenden desde el instante que se presenta la falla en el sistema hasta que la magnitud del eigenvalor supera el umbral de operación.

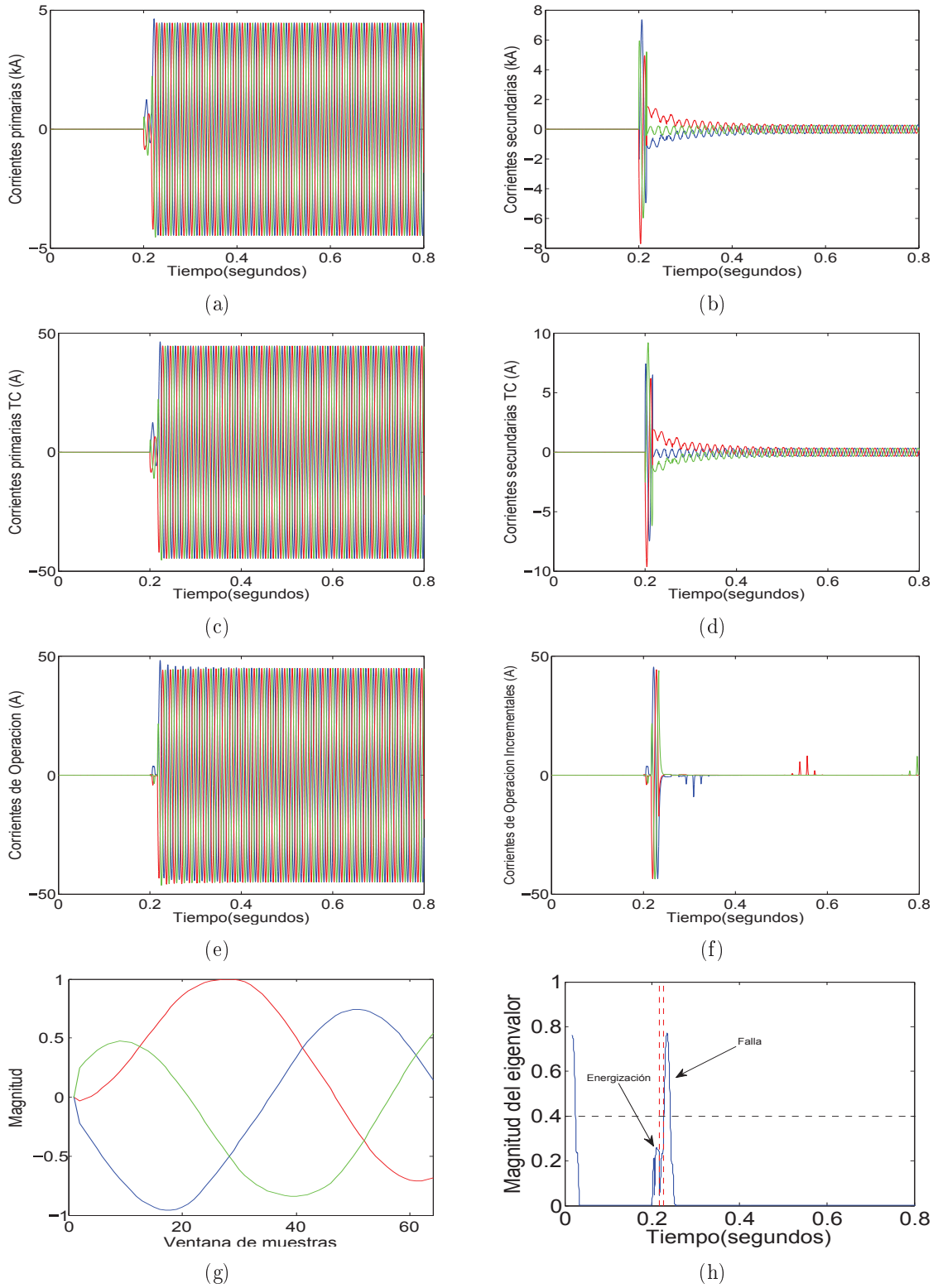


Fig. 5.12. Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y la inserción de una falla trifásica en el lado secundario del transformador un ciclo después.



### 5.5.7 Fallas internas

Un problema que se presenta de manera común en los transformadores de potencia son las fallas internas. Este tipo de fallas causan daños severos en el aislamiento del transformador que impactan directamente en el tiempo de vida del mismo [60,65]. Generalmente este tipo de fallas involucran una cantidad pequeña de espiras que tiene como resultado corrientes de falla de magnitud reducida. Por esta razón, este escenario tiene como objetivo evaluar el desempeño del algoritmo ante la inserción de una falla interna en el devanado del transformador. En la Fig. 5.13 se presenta la respuesta del algoritmo para una falla interna localizada al 30% de espiras del devanado después de la energización del transformador de potencia.

Debido a que el algoritmo no está basado en la magnitud de la corriente diferencial de error sino en la forma de onda de la señal, el algoritmo identifica correctamente los dos eventos presentes en el escenario; el primer evento corresponde a una corriente inrush, sin embargo cuando se presenta el segundo evento, el algoritmo detecta que corresponde a una falla interna en el transformador, ya que la magnitud del eigenvalor supera al umbral de operación.

El algoritmo tuvo un tiempo de respuesta en la detección de la falla de 9/10 de ciclo aproximadamente, (líneas verticales rojas en la subfigura h) de la Fig. 5.13).

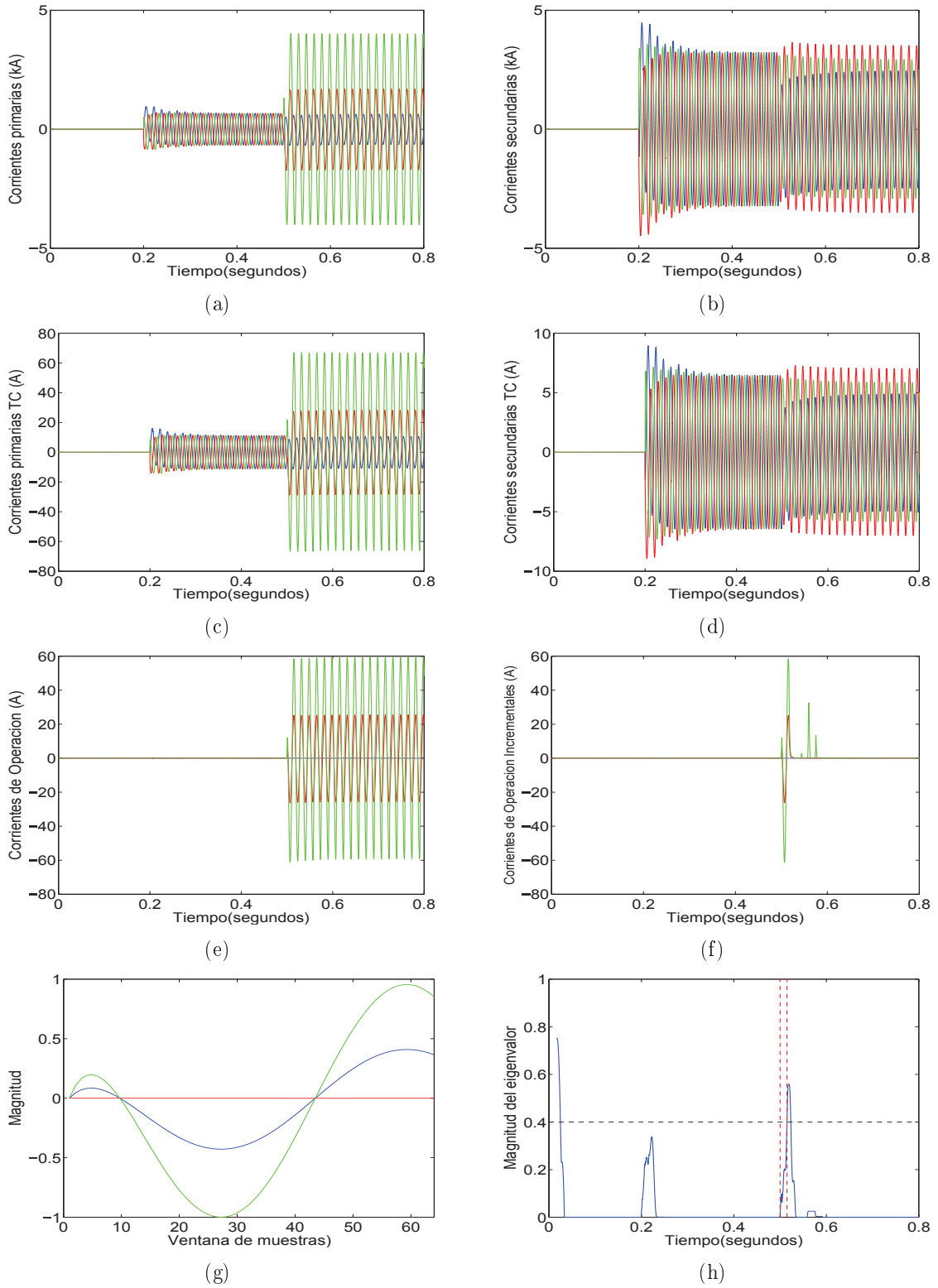


Fig. 5.13. Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y la inserción de una falla interna al 30% del devanado sin falla en el lado primario del transformador.

### 5.5.8 Sobreexcitación en el transformador

Cuando el devanado primario de un transformador es sobreexcitado y llevado a la saturación debido al incremento de voltaje aplicado, fluye más potencia al lado primario de la que fluye hacia las terminales del secundario del transformador, esta condición para la protección diferencial (considerando la correcta selección de los TC), representa una corriente diferencial entre el devanado primario y secundario, dando como resultado la operación del esquema diferencial [36]. Esta acción se considera como una operación indeseable de la protección diferencial, ya que el desbalance de corriente producido es debido a una condición de sobreexcitación y no a una falla interna en el transformador.

Por esta razón, se consideró la evaluación del desempeño del algoritmo bajo la condición de sobreexcitación del devanado primario tal como se ve en la figura 5.14, en donde se muestran los módulos de sobreexcitación y control conectados al devanado primario del transformador. Se utilizó hasta un valor de 150% de sobreexcitación con el objetivo de comprobar la factibilidad del algoritmo, sin embargo es importante señalar que para sistemas reales, este valor de sobreexcitación está muy por encima del 110% que admite el esquema de protección *Volts/Hertz* utilizado para condiciones de sobreexcitación [37].

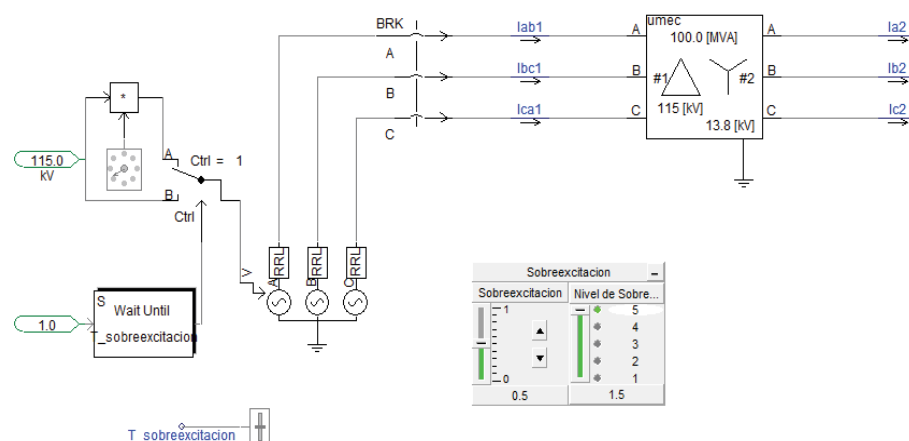


Fig. 5.14. Lazo de control de sobreexcitación implementado en PSCAD para el lado primario del transformador.

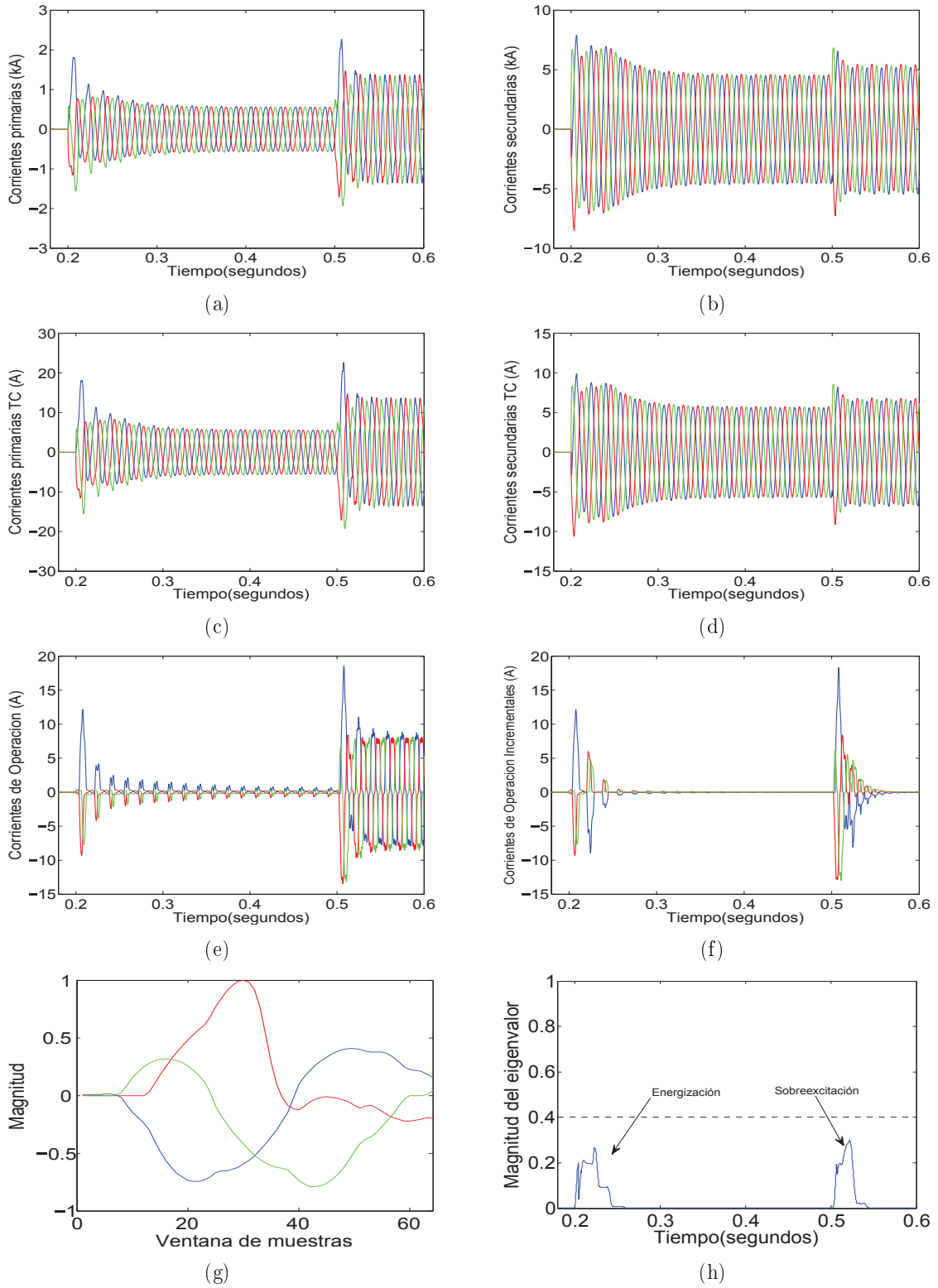


Fig. 5.15. Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y sobreexcitación del 150% al devanado primario del transformador.

En la Fig. 5.15 se puede analizar que aunque existe un desbalance en las corrientes diferenciales del transformador y que existe una saturación en los TC, el algoritmo identifica correctamente que el evento no corresponde una condición de falla ya que la magnitud del eigenvalor no supera el umbral establecido para corrientes inrush.

### 5.5.9 Variación de frecuencia en el sistema

La sobreexcitación del transformador también puede ocurrir cuando existe una caída de la frecuencia en el sistema, ya que la relación de V/Hz en las terminales del secundario del transformador puede exceder el valor de 1.05 en p.u [36]. Esta variación en la frecuencia puede dar como consecuencia la incorrecta operación de la protección diferencial, debido al desbalance producido en las corrientes diferenciales de error. Para la simulación de este escenario se mod-

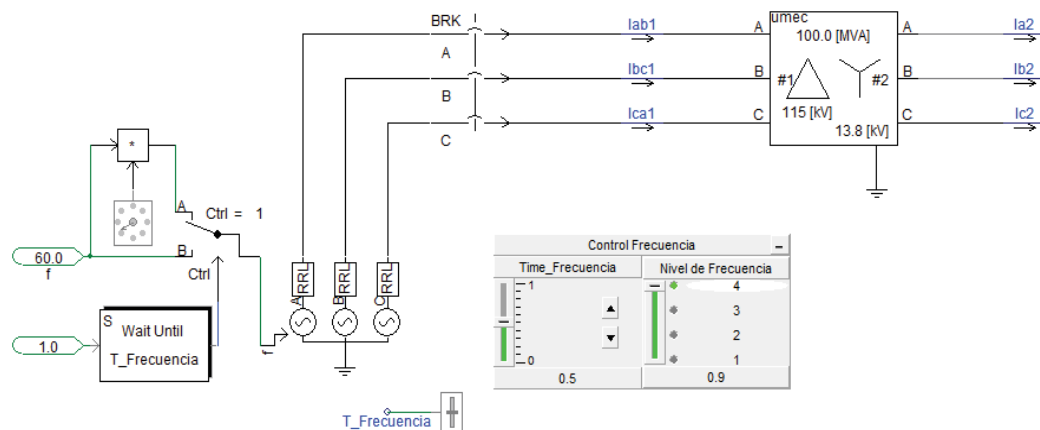


Fig. 5.16. Lazo de control de variación de frecuencia implementado en PSCAD para el lado primario del transformador.

ificó el sistema tal como se ve en la Fig. 5.16, en este se muestran los bloques del control para la variación de frecuencia. Se utilizó una caída máxima del 10% de la frecuencia nominal del sistema, sin embargo como se mencionó anteriormente, esto fue para comprobar únicamente la factibilidad del algoritmo, ya que en sistemas reales para esos valores de frecuencia en el sistema, la protección  $V/Hz$  ya debió haber operado [37].

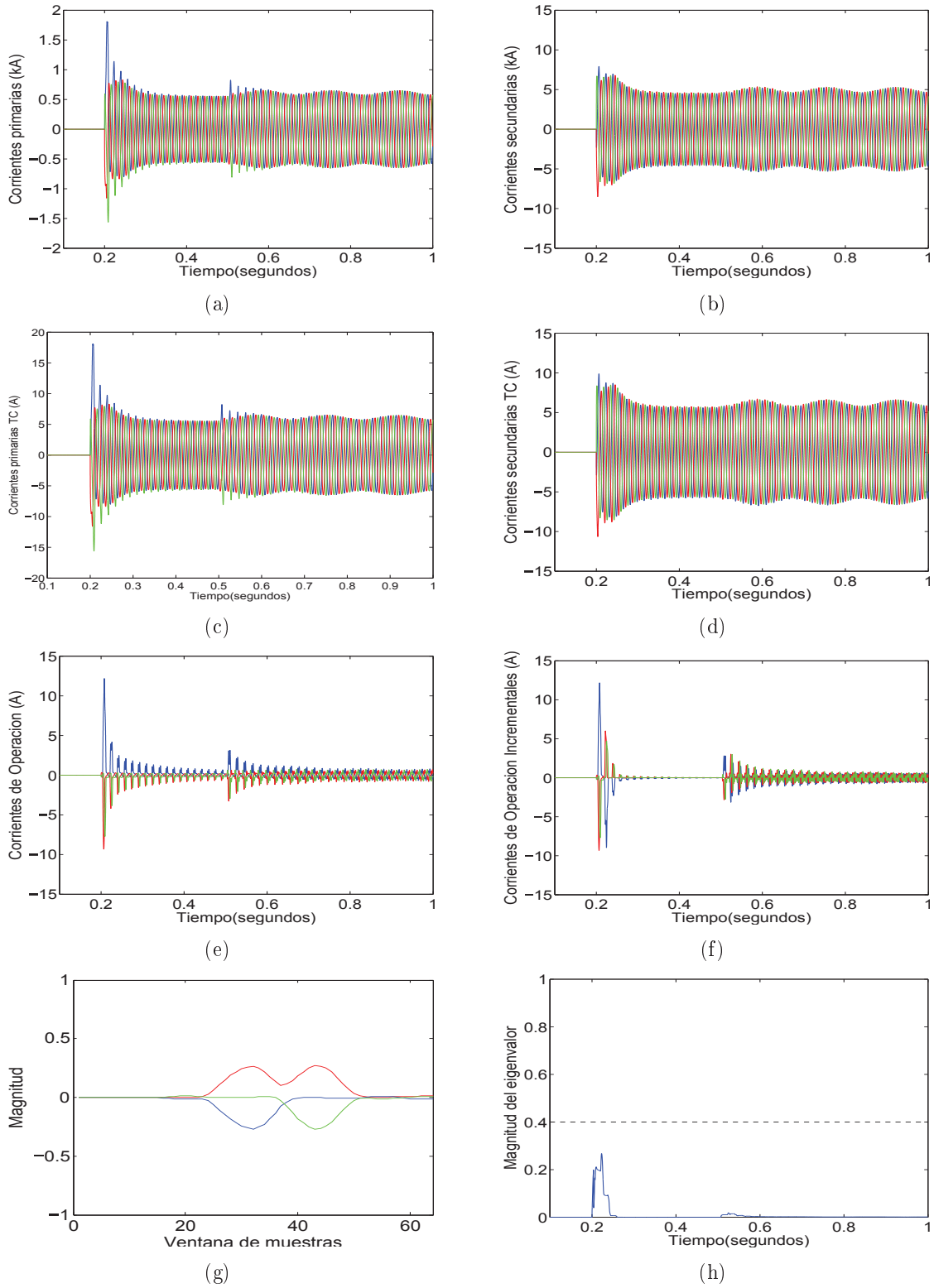


Fig. 5.17. Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador y la caída de la frecuencia del sistema en un 10%.

Se realizaron 10 simulaciones para distintos valores de frecuencia ( $58Hz$ ,  $57Hz$ ,  $55.5Hz$  y  $54Hz$ ). Las pruebas demostraron que el algoritmo es inmune a las variaciones de frecuencia. En la Fig. 5.17 se muestra el caso donde el valor de la frecuencia es de  $54Hz$  y donde se observa que aunque existe un desbalance en la suma fasorial de las corrientes del esquema de protección, la magnitud del eigenvalor no supera el umbral de operación; esto permite concluir que el algoritmo propuesto puede ser utilizado como base para una protección diferencial del transformador.

### 5.5.10 Modificación de la constante de tiempo de la red

La variación de la relación  $X/R$  del equivalente del sistema de potencia y del transformador afecta directamente la magnitud, duración y forma de onda de la corriente inrush tal como se ve en la Fig. 5.18. Esta relación se puede modificar al cambiar en el sistema de potencia simulado los valores de  $R$  y  $L$  de las fuentes de generación conectadas en el sistema.

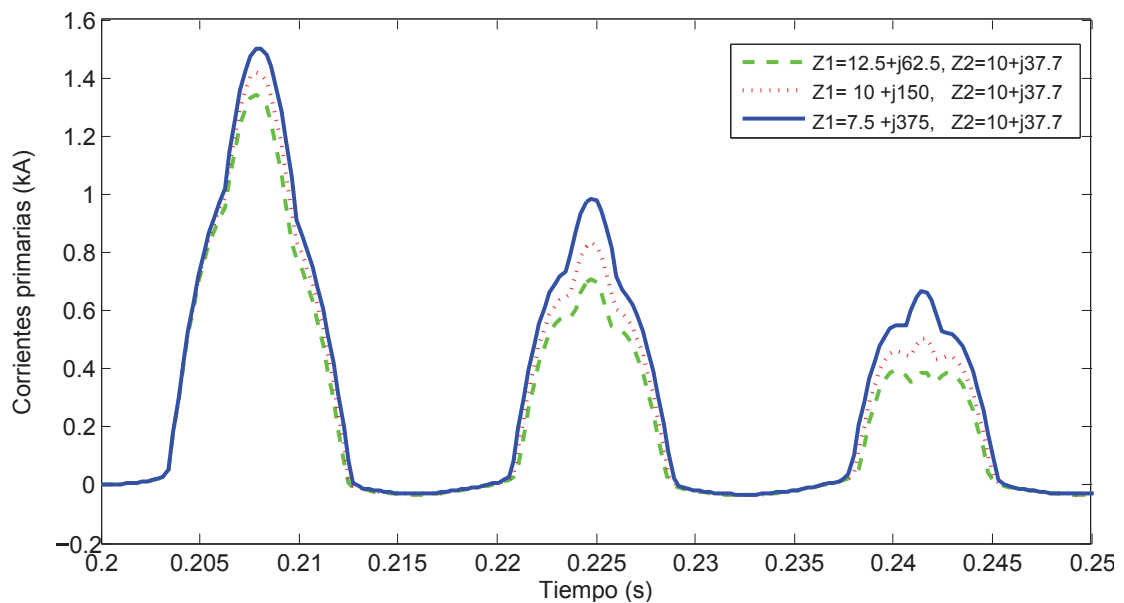


Fig. 5.18. Efecto producido en la corriente inrush al variar la constante de tiempo de la red.

El objetivo de este caso es evaluar el desempeño del algoritmo bajo la modificación de la impedancia de la fuente 1 la cual alimenta el lado primario del transformador y dejando constante la impedancia de la fuente 2. Los valores de impedancia utilizados para la variación de la relación  $X/R$  se muestran en la tablas 5.6 y 5.7.

Tabla 5.6. Valores de impedancia de la fuente 1.

Impedancia Fuente 1			
Casos	R	X	Relación (X/R)
a)	12.5	j62.5	5
b)	10	j150	15
c)	7.5	j375	50

Tabla 5.7. Valores de impedancia de la fuente 2.

Impedancia Fuente 2			
Casos	R	X	Relación (X/R)
a), b) y c)	10	j37.7	3.77

Para evaluar el desempeño del algoritmo en condiciones críticas, se consideró una relación máxima  $X/R$  de 50 veces, ya que para este valor de relación, se tendrá una componente aperiódica de CD de gran magnitud.

La corriente inrush fue identificada correctamente en todos los escenarios que fueron planteados ante la modificación de la constante de tiempo en función de la relación  $X/R$ . En la Fig. 5.5.10 se presenta el caso para una relación de 50 veces, donde se puede observar que aún cuando la magnitud de la corriente diferencial incremental aumenta respecto al caso 1 ( $R = 15, X = j37.7$ ), la magnitud del eigenvalor no supera el umbral, lo cual indica que no es una condición de falla y se debe inhibir la operación de la protección diferencial.



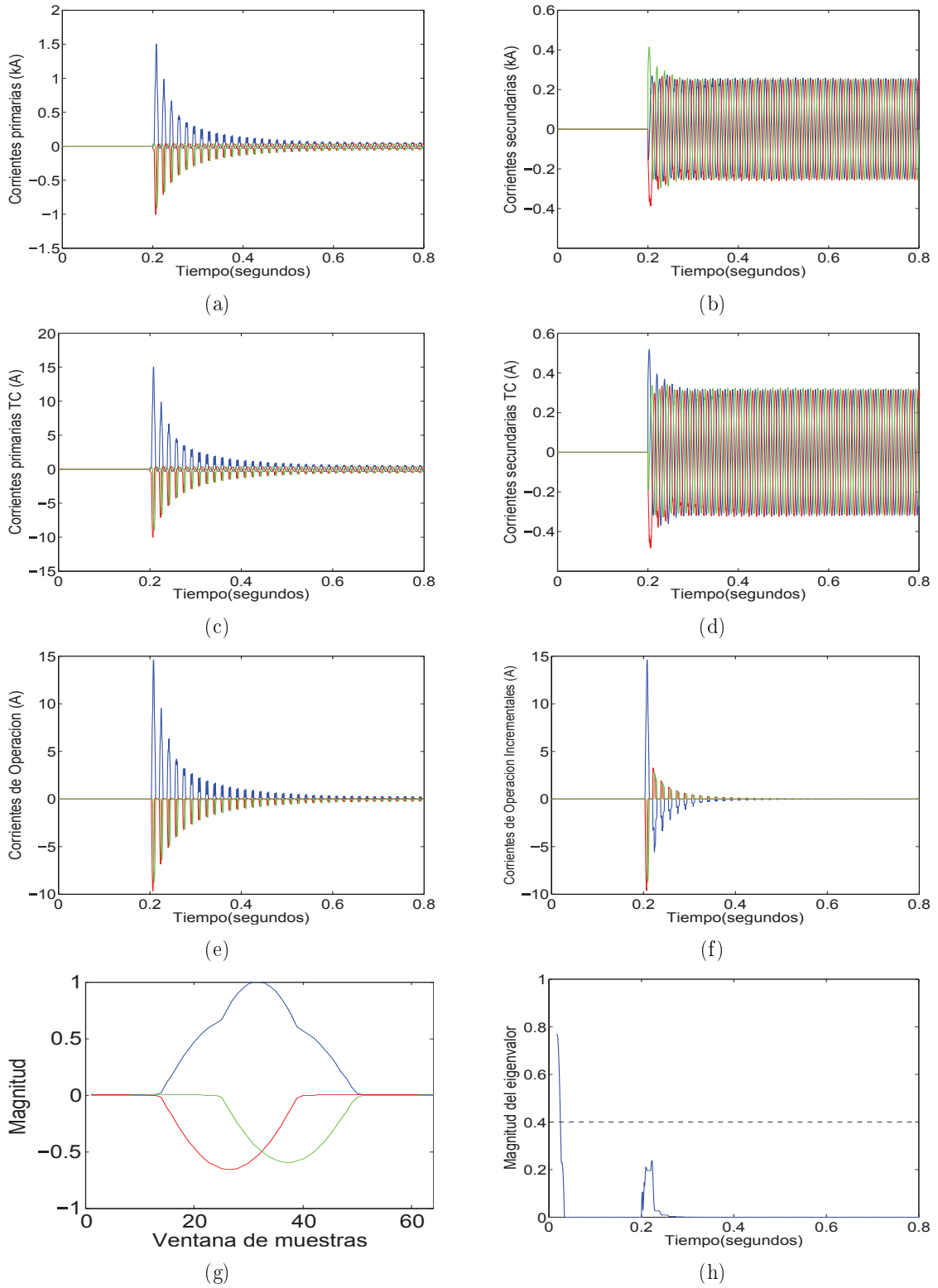


Fig. 5.19. Comportamiento del eigenvalor (h) durante la energización del transformador con una constante de tiempo con relación de 50 veces.

## 5.6 Conclusiones del capítulo

El objetivo de probar el desempeño del algoritmo es demostrar que este puede identificar correctamente corrientes inrush en condiciones transitorias en diferentes escenarios que modifican la magnitud, duración y forma de onda de la corriente del transformador. Los escenarios presentados comprenden desde energizaciones en diferentes instantes de tiempo hasta la sobreexcitación del transformador.

En todos los escenarios presentados y las 108 simulaciones realizadas, el algoritmo identificó correctamente los eventos correspondientes a corrientes inrush, con lo cual se comprueba que este algoritmo puede ser utilizado como base para inhibir a la protección diferencial en condiciones transitorias.

Es importante resaltar que en condiciones de fallas internas o dentro de la zona de protección diferencial, el algoritmo tuvo un tiempo de respuesta promedio de 11.39 milisegundos. Esto nos indica que el algoritmo además de no depender de la magnitud de la corriente inrush, de los parámetros del transformador y del contenido armónico de la señal, tiene la ventaja de ser un algoritmo rápido en la detección de fallas en el transformador.

En todos los escenarios, las corrientes inrush fueron identificadas correctamente por el algoritmo permitiendo el bloqueo de la operación de la protección diferencial. Por otro lado cuando ocurrió una falla interna o dentro de la zona de protección diferencial del transformador, y el umbral de 0.4 del algoritmo fue superado, se permitió la operación de la protección diferencial.

# Capítulo 6

## Conclusiones y recomendaciones

### 6.1 Introducción

En este capítulo se presentan las conclusiones realizadas a partir de la investigación realizada en este trabajo de tesis, las principales aportaciones hechas por parte de esta investigación y finalmente las recomendaciones para trabajos futuros en las posibles líneas de investigación.

### 6.2 Conclusiones

La corriente inrush es un evento transitorio que representa uno de los principales problemas a los que se enfrenta el esquema de protección diferencial. En condiciones de energización y sobreexcitación del transformador, la corriente inrush puede provocar la operación incorrecta del esquema diferencial, esto debido al desbalance que ocasiona en las corrientes diferenciales.

Se han implementado diferentes métodos con el propósito de insensibilizar a la protección

diferencial cuando se presenta el fenómeno de corriente inrush, sin embargo, estos esquemas puedan fallar cuando se presenta una señal de corriente inrush con un bajo contenido armónico o con muy poca o nula componente aperiódica de CD.

En esta investigación se propone un nuevo algoritmo para la identificación de la corriente inrush en un transformador de potencia utilizando el análisis modal como base para inhibir la operación de la protección diferencial en condiciones transitorias. El algoritmo utiliza el análisis modal para extraer los rasgos característicos de la corriente diferencial de error y así identificar si el evento corresponde a una corriente inrush o una falla.

El análisis modal permite caracterizar fenómenos transitorios a partir de la dependencia de la solución de las variables de estado en términos de eigenvalores y eigenvectores. El eigenvector dominante asociado a su eigenvalor dominante proporciona la mayor información del cambio en las variables de estado y a través de la variación de su magnitud se logra caracterizar el fenómeno transitorio bajo estudio.

Las señales de entrada al algoritmo están conformadas en una matriz a partir de las corrientes diferenciales de error incrementales por fase provenientes de los secundarios de los TC. Estas señales pasan por una etapa de pre-procesamiento a través de la aplicación de un Filtro Delta que tiene como objetivo volver inmune al algoritmo ante los diferentes eventos transitorios que se pueden presentar en una sistema de potencia a través de la eliminación de los efectos de periodicidad que se puedan presentar en la señal.

Este algoritmo puede ser aplicado a cualquier transformador independientemente de sus parámetros a través de una normalización que limita los valores de la señales de entrada en un rango de  $(-1, +1)$ .

El algoritmo no utiliza ningún criterio de arranque ya que utiliza una ventana deslizante que forma las señales de entrada al algoritmo con cada una nueva muestra de corriente adquirida.

Se utiliza una frecuencia de muestreo de  $3.8 \text{ kHz}$  (64 muestras por ciclo) y las muestras de las señales de las corrientes diferenciales están organizadas en una matriz que representa un ciclo de la corriente diferencial de error incremental normalizada por fase.

Se estableció un umbral para la identificación de las corrientes inrush en el transformador de potencia. Este umbral fue determinado de manera heurística a partir de todas las simulaciones que fueron realizadas en la evaluación del algoritmo. Este umbral establece que si la magnitud del eigenvalor dominante es menor a 0.4 el evento corresponde a una corriente inrush, de lo contrario corresponde a una corriente de falla.

A partir de todas las simulaciones realizadas se tuvo un tiempo de respuesta promedio en la identificación de las fallas de  $3/5$  de ciclo, el cual comprende desde que se presenta la falla en el sistema de potencia hasta que la magnitud del eigenvalor dominante supera el umbral de identificación.

Para validar el desempeño del algoritmo en la identificación de las corrientes inrush se llevaron a cabo un total de 108 simulaciones en el software *PSCAD*; en todos los escenarios fue tomada en cuenta la saturación de los TC. Los diferentes escenarios evaluados fueron: energización en diferentes instantes de tiempo del transformador con carga y sin carga, inclusión de cargas no lineales, fallas internas y externas en el lado primario y secundario del transformador y combinación de estas, inserción de una falla interna un ciclo después de la energización, modificaciones a la topología de la red, sobreexcitación del transformador, variación de frecuencia del sistema y apertura de interruptores. En todos los escenarios evaluados el algoritmo demostró una alta confiabilidad en la correcta identificación de las corrientes inrush en el transformador de potencia, con un tiempo de respuesta promedio en la detección de fallas de 11.39 milisegundos; estos resultados ponen de manifiesto que el algoritmo propuesto puede ser la base de una nueva protección diferencial de transformadores.

## 6.3 Aportaciones

La principal aportación de este trabajo de tesis es el desarrollo de un algoritmo para la identificación de corrientes inrush en el transformador de potencia utilizando el análisis modal, el cual extrae los rasgos característicos de la corriente diferencial incremental. El objetivo es inhibir la operación de la protección diferencial en condiciones transitorias. Es un algoritmo rápido y confiable y no depende del contenido armónico de la señal, de los parámetros del transformador, ni de la componente aperiódica de CD en la red eléctrica.

## 6.4 Recomendaciones para trabajos futuros

A partir de los resultados obtenidos en este trabajo de investigación se hacen las siguientes recomendaciones para las posibles líneas de investigación que se puedan abordar:

- Extender la investigación en la identificación de corrientes inrush en transformadores con tres devanados, autotransformadores y reactores.
- Evaluar el desempeño del algoritmo a partir de señales de casos reales de energización, sobrecitación, y condiciones de fallas internas y externas.
- Extender y evaluar el desempeño del algoritmo cuando se presenta el fenómeno de ultra-saturación en transformadores de potencia.
- Explorar la aplicación del método de análisis modal para la detección de fases falladas.

# REFERENCIAS

- [1] A.G. Phadke and J.S. Thorp. *Computer Relaying for Power Systems*. Wiley, 2009.
- [2] X. Lin, J. Ma, Q. Tian, and H. Weng. *Electromagnetic Transient Analysis and Novel Protective Relaying Techniques for Power Transformers*. Wiley, 2015.
- [3] Q.H. Wu, Z. Lu, and T. Ji. *Protective Relaying of Power Systems Using Mathematical Morphology*. Power Systems. Springer London, 2009.
- [4] R.L. Sharp and W.E. Glassburn. A transformer differential relay with second-harmonic restraint. *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 77(3):913–918, April 1958.
- [5] C.-H. Einvall and J.R. Linders. A three-phase differential relay for transformer protection. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, 94(6):1971–1980, Nov 1975.
- [6] Pei Liu, O.P. Malik, Deshu Chen, G.S. Hope, and Yong Guo. Improved operation of differential protection of power transformers for internal faults. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 7(4):1912–1919, Oct 1992.
- [7] S. Hodder, B. Kasztenny, N. Fischer, and Yu Xia. Low second-harmonic content in transformer inrush currents - analysis and practical solutions for protection security. In *Protective Relay Engineers, 2014 67th Annual Conference for*, pages 705–722, March 2014.
- [8] E.L. Michelson. Rectifier relay for transformer protection. *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the*, 64(5):252–254, May 1945.
- [9] M. Hegazy. New principle for using full-wave rectifiers in differential protection of transformers. *Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of*, 116(3):425–428, March 1969.
- [10] R.S. Girgis and E.G. teNyenhuis. Characteristics of inrush current of present designs of power transformers. In *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pages 1–6, June 2007.

- [11] Gabr Abdulsalam Sami. *Modeling and Mitigation of Transformer Inrush Currents*. PhD thesis, University of Alberta, 2007.
- [12] Yunfei Wang, S.G. Abdulsalam, and Wilsun Xu. Analytical formula to estimate the maximum inrush current. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(2):1266–1268, April 2008.
- [13] Raidson Jenner Negreiros Alencar, Ubiratan Holanda Bezerra, and André Maurício Damasceno Ferreira. A method to identify inrush currents in power transformers protection based on the differential current gradient. *Electric Power Systems Research*, 111(0):78 – 84, 2014.
- [14] Ahmed Hosny and Vijay K. Sood. Transformer differential protection with phase angle difference based inrush restraint. *Electric Power Systems Research*, 115(0):57 – 64, 2014. Special issue based on selected expanded contributions from the 10th International Conference on Power System Transients (IPST).
- [15] C.R. Mason. *The Art and Science of Protective Relaying*. General Electric Series. Wiley, 1967.
- [16] S. Jazebi, B. Vahidi, S.H. Hosseinian, and J. Faiz. Magnetizing inrush current identification using wavelet based gaussian mixture models. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 17(6):991 – 1010, 2009.
- [17] Okan Ozgonenel and Serap Karagol. Transformer differential protection using wavelet transform. *Electric Power Systems Research*, 114(0):60 – 67, 2014.
- [18] MingJie Chen, Xin Zeng, Gonghua Li, and Jian Luo. A new transformer protection based on the artificial neural network model. In *Automation Congress, 2008. WAC 2008. World*, pages 1–4, Sept 2008.
- [19] M. Tripathy, R.P. Maheshwari, and H.K. Verma. Power transformer differential protection based on optimal probabilistic neural network. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(1):102–112, Jan 2010.
- [20] Manoj Tripathy. Power transformer differential protection using neural network principal component analysis and radial basis function neural network. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 18(5):600 – 611, 2010.
- [21] M. Haris, M. Salik, A.A. Safdar, and U. Rashid. Improved fuzzy logics based differential protection scheme. In *Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2013 IEEE 7th International*, pages 261–266, June 2013.
- [22] A. Wiszniewski and B. Kasztenny. A multi-criteria differential transformer relay based on fuzzy logic. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10(4):1786–1792, Oct 1995.



- [23] K. Ramesh and M. Sushama. Power transformer protection using fuzzy logic based-relaying. In *Advances in Electrical Engineering (ICAEE), 2014 International Conference on*, pages 1–7, Jan 2014.
- [24] Masayuki Tamura and Shinsuke Tsujita. A study on the number of principal components and sensitivity of fault detection using {PCA}. *Computers & Chemical Engineering*, 31(9):1035 – 1046, 2007.
- [25] E. Vazquez, I.I. Mijares, O.L. Chacon, and A. Conde. Transformer differential protection using principal component analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(1):67–72, Jan 2008.
- [26] ABB Transmission and Distribution Management Ltd. *Protection Application Handbook*. ABB, CH - 8050 Zürich, June 1999.
- [27] S.J. Chapman. *Máquinas eléctricas*. McGraw-Hill, 2012.
- [28] J.F. Mora. *Máquinas eléctricas*. McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2008.
- [29] S.J. Kulkarni. *Welding Transformer: Basic Types Characteristics Test Design Manufacturing Repairs*. Kulkarni Transformers, 1986.
- [30] W.A. Elmore. *Protective Relaying: Theory and Applications*. No Series. Taylor & Francis, 2003.
- [31] L.F. Blume, G. Camilli, S.B. Farnham, and H.A. Peterson. Transformer magnetizing inrush currents and influence on system operation. *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the*, 63(6):366–375, June 1944.
- [32] MO Oliveira, AS Bretas, OE Perrone, JH Reversat, HE Muñoz, and RS Orellana Paucar. Principales características de la corriente inrush en transformadores.
- [33] Sun Yang, Huang Jia-dong, and Chen Da-Zhuang. Novel theory of identifying inrush current based on half-cycle sine waveform. In *Computer, Mechatronics, Control and Electronic Engineering (CMCE), 2010 International Conference on*, volume 3, pages 96–99, Aug 2010.
- [34] S.R. Wagh, S. Kumar, and V. Sreeram. Extraction of dc component and harmonic analysis for protection of power transformer. In *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2013 8th IEEE Conference on*, pages 32–37, June 2013.
- [35] J.L. Blackburn and T.J. Domin. *Protective Relaying: Principles and Applications, Fourth Edition*. Power Engineering (Willis) Series. Taylor & Francis, 2006.

- [36] Ieee guide for protective relay applications to power transformers. *IEEE Std C37.91-2000 (Revision of IEEE Std C37.91-1985)*, pages 1–85, Oct 2000.
- [37] S.H. Horowitz, A.G. Phadke, and J.K. Niemira. *Power System Relaying*. Wiley, 2008.
- [38] E. Vazquez, I.I. Mijares, O.L. Chacon, and A. Conde. Transformer differential protection using principal component analysis. In *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, pages 6 pp.–, 2006.
- [39] M. Stanbury and Z. Djekic. The impact of current-transformer saturation on transformer differential protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, PP(99):1–1, 2014.
- [40] S.E. Zocholl and Schweitzer Engineering Laboratories. *Analyzing and Applying Current Transformers*. Schweitzer Engineering Laboratories, Incorporated, 2004.
- [41] Ieee standard requirements for instrument transformers. *IEEE Std C57.13-2008 (Revision of IEEE Std C57.13-1993)*, pages c1–82, July 2008.
- [42] Dr. Manuel Madrigal Martínez. Propagación de corrientes armónicas en sistemas eléctricos y calidad de la energía eléctrica. Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica.
- [43] M. Heathcote. *J & P Transformer Book*. Elsevier Science, 2011.
- [44] Shin-Der Chen, Ray-Lee Lin, and Chih-Kun Cheng. Magnetizing inrush model of transformers based on structure parameters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(3):1947–1954, July 2005.
- [45] Jing Ma, Zengping Wang, Qixun Yang, and Yilu Liu. A two terminal network-based method for discrimination between internal faults and inrush currents. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(3):1599–1605, July 2010.
- [46] K. Yabe. Power differential method for discrimination between fault and magnetizing inrush current in transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(3):1109–1118, Jul 1997.
- [47] A.A. Hossam Eldin and M.A. Refaey. A novel algorithm for discrimination between inrush current and internal faults in power transformer differential protection based on discrete wavelet transform. *Electric Power Systems Research*, 81(1):19 – 24, 2011.
- [48] H. Dashti and M. Sanaye-Pasand. Power transformer protection using a multiregion adaptive differential relay. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(2):777–785, April 2014.

- [49] Jing Ma, Zengping Wang, and Jie Wu. A novel method for discrimination of internal faults and inrush currents by using waveform singularity factor. In *IPEC, 2010 Conference Proceedings*, pages 1035–1039, Oct 2010.
- [50] D.Y. Shi, J. Buse, Q.H. Wu, L. Jiang, and Y.S. Xue. Fast identification of power transformer magnetizing inrush currents based on mathematical morphology and ann. In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pages 1–6, July 2011.
- [51] Xiang ning Lin, Pei Liu, and O.P. Malik. Studies for identification of the inrush based on improved correlation algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(4):901–907, Oct 2002.
- [52] D.Q. Bi, X.A. Zhang, H.H. Yang, G.W. Yu, X.H. Wang, and W.J. Wang. Correlation analysis of waveforms in nonsaturation zone-based method to identify the magnetizing inrush in transformer. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(3):1380–1385, July 2007.
- [53] Raúl de Jesús Gómez Morales. Nuevo principio de protección diferencial de transformadores aplicando redes neuronales de base radial (rbf). Master’s thesis, Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL), Enero 2004.
- [54] JG Calderón-Guizar. Análisis modal de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia. *Ingeniería, investigación y tecnología*, 9(4):313–317, 2008.
- [55] B. Kolman, D.R. Hill, and V.H.I. Mercado. *Álgebra lineal*. Pearson Educación, 2006.
- [56] A. Nussbaum. *Teoría de grupos aplicada para químicos, físicos e ingenieros*. Reverté, 1975.
- [57] Zamarrón Gaona Félix Enrique. Nuevo algoritmo de protección diferencial de transformadores basado en análisis de componente curvilínea. Master’s thesis, Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL), Marzo 2009.
- [58] Gabriel Benmouyal and Jeff Roberts. Superimposed quantities: their true nature and applications in relays. Technical report, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 1999.
- [59] J.M. Ramirez, E.M. Vázquez, A. Zamora, M.R.A. Paternina, and J.A. de la O Serna. Impedance estimation through the taylor-kalman-fourier filter applied to distance relays. In *Transmission Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T D-LA), 2014 IEEE PES*, pages 1–6, Sept 2014.
- [60] G. Diaz, P. Arboleya, and J. Gomez-Aleixandre. Analytical approach to internal fault simulation in power transformers based on fault-related incremental currents. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(1):142–149, Jan 2006.

- [61] Manitoba HVDC Research Centre, Winnipeg, MB, Canada. *PSCAD, Versión 4.2*, November 2005.
- [62] Chapman David. Armonicos: Causas y efectos. Technical report, Cooper Development Association UK, Marzo 2001.
- [63] Ieee recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, pages 1–29, June 2014.
- [64] Alicia Marisol Ramírez Castillo. Nuevo algoritmo de protección diferencial de transformador basado en análisis de componente principal. Master's thesis, Universidad Autónoma de Nuevo León,, Diciembre 2006.
- [65] M.F. Jorge-Zavala and E. Alcorta-Garcia. Detection of internal faults in transformers using nonlinear observers. In *Control Applications, 2003. CCA 2003. Proceedings of 2003 IEEE Conference on*, volume 1, pages 195–199 vol.1, June 2003.

# Apéndice A

## Cálculo de los TC para evitar saturación

La norma IEEE/ANSI C57.13-1993 establece una ecuación para evitar la saturación a la que están expuestos los transformadores de corrientes debido a los diferentes eventos que se pueden presentar en los sistema de potencia. Esta ecuación esta definida como:

$$20 \geq \left( \frac{X}{R} + 1 \right) \cdot I_F \cdot Z_B \quad (\text{A.1})$$

donde:

$I_F$  = máxima corriente de falla en el rango del secundario del TC,

$Z_B$  = impedancia del burden del TC en términos del secundario del TC,

$\frac{X}{R}$  = es la relación X/R del circuito primario.

Si se realiza la selección de los TC tomando como base la ecuación anterior, se garantiza que los transformadores de corriente estarán libres de saturación. A continuación se muestra el ejemplo de la aplicación de esta ecuación para la selección de los transformadores de corriente en la protección diferencial de un transformador de potencia.

Para el transformador utilizado en el sistema de prueba (capítulo 5) 100 MVA, conexión  $\Delta - Y$  aterrizada, 115-13.8 kV y una impedancia de 0.1 en p.u, se define el valor de la corriente nominal para ambos lados del transformador en base a su potencia nominal y al voltaje correspondiente:

$$I_P = \frac{100MVA}{\sqrt{3}(115KV)} = 502.04 \quad A \quad I_S = \frac{100MVA}{\sqrt{3}(13.8KV)} = 4183.69 \quad A$$

para estos valores de corriente se selecciona una relación de los TC para el lado primario y secundario respectivamente:

$$TC_1 = \frac{600}{5} = 120 \quad TC_2 = \frac{5000}{5} = 1000 \quad (A.2)$$

Con los datos del sistema de prueba se obtiene un valor de  $I_F = 21.69$  p.u. en términos del secundario del TC, una relación  $X/R = 2.51$  y un  $Z_{Burden} = 0.2$  (valor predeterminado utilizado en PSCAD); sustituyendo en (A.1)

$$\begin{aligned} 20 &\geq (2.51 + 1) \cdot (21.69) \cdot (0.2) \\ 20 &\geq 15.183 \end{aligned}$$

A partir de este resultado se puede concluir que los TC no se saturarán para la máxima corriente de falla. Sin embargo, si se selecciona una relación de los TC menor, por ejemplo 500/5 y 4000/5, el valor de la corriente de falla máxima en términos del secundario del TC se verá modificado de 21.69 a 30 p.u. y tendremos:

$$\begin{aligned} 20 &\geq (2.51 + 1) \cdot (30) \cdot (0.2) \\ 20 &\leq 21.06 \end{aligned}$$

Así, con relaciones de transformación 500/5 y 4000/5 se permite que los TC puedan saturarse durante una falla; estas relaciones de transformación se utilizan en el sistema de prueba descrito en el capítulo 5.