



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Esquema de protección  
diferencial para  
transformadores de potencia**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

**P R E S E N T A**

Carlos Rodolfo Fregoso Guadarrama

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Rubén Tapia Olvera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# Agradecimientos

Para culminar con esta etapa de mi vida, no me queda más que agradecerle a Dios por mi vida y por todas las bendiciones que recibí para poder terminar mis estudios en esta hermosa universidad, de la cual estoy sumamente orgulloso de pertenecer. Le agradezco por darme fortaleza y sabiduría para poder finalizar una meta más en mi vida.

Les doy gracias a mis padres por ser el ejemplo y pilares principales en mi vida, por todo el apoyo que me brindaron y los valores que fomentaron en mí para poder alcanzar uno de mis sueños: el ser profesionalista. Gracias por enseñarme a siempre luchar y no rendirme por lo que deseo independientemente de la situación en la que me encuentre; sin esta enseñanza, no hubiera alcanzado mis sueños y cumplido metas.

Agradezco también a mi hermana por el apoyo y enseñanzas para seguir adelante, por ser un ejemplo de superación, constancia y disciplina. Agradezco las enseñanzas, la motivación y apoyo a culminar este trabajo a mi cuñado Peña que es una persona de gran admiración para mí.

Agradezco a la vida por tener familia, primos y tíos que han confiado en mí y que me han acompañado en todo el proceso para no rendirme y seguir adelante.

Quiero reconocer el gran apoyo e impacto que tuvo para mi etapa universitaria mi amigo Heriberto Ávalos de León, fue una gran mancuerna en todos estos años y he aprendido de su entusiasmo de siempre salir adelante.

Finalmente, agradezco al Dr. Rubén Tapia Olvera y al Dr. Daniel Guillén Aparicio por su tiempo y apoyo para desarrollar y finalizar mi trabajo de titulación

# ÍNDICE

<b>Capítulo 1: Introducción</b> .....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Planteamiento del problema .....	3
1.3 Protecciones en transformadores .....	3
1.4 Objetivos.....	6
1.4.1 Objetivo General .....	6
1.4.2 Objetivos Específicos .....	6
1.5 Estructura de la Tesis .....	7
<b>Capítulo 2: Fundamentos de protección para transformadores</b> .....	8
2.1 Introducción.....	8
2.2 Principio de funcionamiento del transformador .....	9
2.3 Filosofía de protección .....	10
2.4 Protección primaria y secundaria .....	12
2.5 Relevadores de protección .....	14
2.6 Nomenclatura ANSI .....	16
<b>Capítulo 3: Fundamentos de protección diferencial</b> .....	18
3.1 Introducción.....	18
3.2 Fallas .....	19
3.3 Transformadores de medición .....	20
3.3.1 Transformadores de corriente .....	21
3.3.2 Diseño de transformador de corriente .....	23
3.4 Protección diferencial .....	27
3.5 Factores que afectan la operación de una protección diferencial 87T.....	30
3.5.1 Corriente de magnetización o Inrush .....	30
3.5.2 Sobreexcitación .....	32
3.5.3 Saturación .....	32

<b>Capítulo 4: Diseño de una protección diferencial</b> .....	34
4.1 Introducción.....	34
4.2 Acoplamiento de TC's .....	35
4.2.1 Diseño de corriente de TC .....	36
4.2.2 Desbalance de TC's .....	37
4.3 Método convencional de protección .....	39
<b>Capítulo 5: Casos de estudio</b> .....	44
5.1 Introducción.....	44
5.2 Implementación en ATP-EMTP .....	45
5.3 Resultados .....	50
5.3.1 Estado estable .....	50
5.3.2 Energización .....	53
5.3.3 Falla interna en el lado de alta tensión .....	56
5.3.4 Falla interna en el lado de baja tensión .....	58
5.3.5 Falla externa en el lado de baja tensión .....	62
5.3.6 Falla externa en el lado de alta tensión .....	65
5.3.7 Solución al disparo en falso ante falla externa en el lado de baja tensión .....	68
<b>Capítulo 6: Conclusiones</b> .....	72
<b>Referencias</b> .....	74

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Transformador de dos devanados .....	9
Figura 2. Esquema genérico de una protección .....	12
Figura 3. Esquema básico de un sistema de protección .....	13
Figura 4. Esquema de redundancia de protecciones .....	13
Figura 5. Esquema de una protección por relevadores con microprocesadores .....	15
Figura 6: Esquema de un transformador de corriente .....	21
Figura 7. Circuito equivalente simplificado de un TC .....	22
Figura 8. Curvas de excitación de TC normalizado .....	27
Figura 9. Esquema de la protección diferencial .....	28
Figura 10. Esquema de bobinas de una protección diferencial de porcentaje .....	29
Figura 11. Representación de curvas características .....	30
Figura 12. Saturación en TC debido a una falla externa .....	33
Figura 13. Corrientes secundarias de fase A .....	35
Figura 14. Corrientes primarias y secundarias con desfase .....	36
Figura 15. Balance de TC's .....	38
Figura 16. Diagrama de Flujo básico de protección 87T' .....	39
Figura 17. Diagrama de flujo empleado .....	43
Figura 18. Caso de estudio .....	45
Figura 19. Parámetros de la fuente de tensión .....	46
Figura 20. Parámetros eléctricos del transformador de potencia del lado de alta tensión .....	47
Figura 21. Parámetros de línea de distribución .....	48
Figura 22. TC en lado de alta tensión (100:5 A) .....	49
Figura 23. Curva característica del TC de lado de alta .....	49
Figura 24. Corrientes de estado estable .....	51
Figura 25. Corriente diferencial de la fase A .....	51
Figura 26. Respuesta del relevador fase A, estado estable.....	52
Figura 27. Señales de disparo estado estable .....	52
Figura 28. Corrientes diferenciales debido a energización .....	53
Figura 29. Corriente de operación fase B debido a energización .....	54
Figura 30. Filtro de segunda y cuarta armónica fase debido a energización .....	55
Figura 31. Señales de disparo debido a energización .....	55

Figura 32. Corriente de operación y corriente de retención fase A, falla interna en el lado de alta tensión .....	56
Figura 33. Corrientes diferenciales de fase A, B y C, falla interna en el lado de alta tensión. ....	57
Figura 34. Señales de disparo, falla interna en el lado de alta tensión .....	58
Figura 35. Corrientes diferenciales, falla interna en el lado de baja tensión .....	59
Figura 36. Corriente de operación y corriente de retención fase A, falla interna en el lado de baja tensión .....	60
Figura 37. Corriente del BUS 1 y corriente de TC del lado de alta tensión fase C, falla interna en el lado de baja tensión .....	60
Figura 38. Señales de disparo, falla interna en el lado de baja tensión .....	61
Figura 39. Corriente de operación y corriente de pickup, falla externa en el lado de baja tensión .....	62
Figura 40. Corriente de operación con saturación, falla externa en el lado de baja tensión .....	63
Figura 41. Filtro de quinta armónica, falla externa en el lado de baja tensión .....	64
Figura 42. Señales de disparo, falla externa en el lado de baja tensión .....	64
Figura 43. Corrientes diferenciales, falla externa en el lado de alta tensión.....	65
Figura 44. Corriente de operación y corriente de retención fase B, falla externa en el lado de alta tensión .....	66
Figura 45. Filtro de quinta armónica fase B, falla externa en el lado de alta tensión .....	67
Figura 46. Señales de disparo, falla externa en el lado de alta tensión .....	67
Figura 47. Corrientes de TC lado de baja tensión fase B, solución al disparo en falso ante falla externa en el lado de baja tensión .....	69
Figura 48. Corriente de operación y corriente diferencial fase B, solución al disparo en falso ante falla externa en el lado de baja tensión .....	70
Figura 49. Filtro de segunda armónica fase B, solución al disparo en falso ante falla externa en el lado de baja tensión .....	71
Figura 50. Señales de disparo, solución al disparo en falso ante falla externa en el lado de baja tensión .....	71

# LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Nomenclatura ANSI para protecciones de transformadores de potencia .....	17
Tabla 2. Clasificación de fallas en un sistema eléctrico de potencia .....	19
Tabla 3. Criterios para diseño de un TC de acuerdo con las Normas .....	23
Tabla 4. Matrices de rotación .....	41



# Capítulo 1

# Introducción

## 1.1 Motivación

Una máquina eléctrica es un dispositivo encargado de transformar energía. Por ejemplo: de energía mecánica a energía eléctrica (generador), de energía eléctrica a mecánica (motor) o de energía eléctrica a otro nivel de tensión y corriente eléctrica (transformador). En general, generadores, motores y transformadores son los elementos que forman parte de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

Un SEP es un conjunto de elementos que tiene como objetivo generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica hasta llegar a los consumidores finales, sean domésticos, comerciales o industriales. Un SEP debe cumplir básicamente con 4 características fundamentales:

- Continuidad. Evitar interrupciones en la transmisión de energía eléctrica hacia los consumidores, es decir, que la energía esté disponible en todo momento.
- Calidad. Se refiere al perfil de tensión y rango de frecuencia estable. El perfil de tensión puede variar entre  $\pm 10\%$  sobre la tensión nominal, mientras que la frecuencia en  $\pm 0.8\%$ . Con esto se puede garantizar que los equipos conectados a la red funcionen correctamente [1].
- Seguridad. Que se cuente con todas las medidas de protección necesarias tanto para los componentes del SEP como para los usuarios, ante eventuales disturbios (fallas).
- Confiabilidad. Que el SEP garantice el suministro de energía eléctrica a usuarios finales en todo tiempo dependiendo de la demanda que se tenga y cumpliendo con los estándares de continuidad, calidad y seguridad.

La carga que tendrá un SEP depende del giro de utilización de la energía eléctrica que puede ser residencial, industrial o comercial. Idealmente, una carga consume únicamente potencia eléctrica activa

(cargas lineales), sin embargo, en un SEP se encuentra un conjunto de cargas lineales y no lineales las cuales consumen potencia eléctrica activa y reactiva; el aumento de cargas no lineales puede inyectar armónicos, provocar variaciones de voltaje y perturbaciones al SEP, poniendo en riesgo la calidad de la energía.

Un SEP se puede clasificar de acuerdo con la topología que éste presenta, es decir, conforme a la conexión característica de sus dispositivos [2]:

- Radial. Donde todas las cargas tienen un solo alimentador.
- Anillo. Que consta de dos o más alimentadores, con el objetivo de que uno pueda suplir el funcionamiento del otro ante eventuales fallas o maniobras programadas, a fin de evitar la interrupción en la transmisión de energía eléctrica.
- Red. Es la más confiable y se basa en la interconexión de las dos topologías previas.

Uno de los elementos más relevantes en un SEP es el transformador, ya que es el enlace entre dos niveles de tensión de la red eléctrica (basándose en el principio de inducción electromagnética) y se encuentra en todas las etapas de éste. Por ejemplo, en la generación, elevar el nivel de tensión a niveles de transmisión para reducir las pérdidas eléctricas por transmisión. En la etapa de transmisión, se encarga de elevar o disminuir el nivel de tensión de acuerdo con las características de la red de transmisión. Finalmente, para la distribución de energía, los transformadores se encargan de disminuir el nivel de tensión conforme a los requerimientos del consumidor.

Dada la importancia del transformador en un SEP, es indispensable garantizar su correcto funcionamiento ante cualquier falla o condición transitoria. Para ello, se emplea una serie de protecciones de transformadores, cada una con diferente propósito de protección. En este sentido, este trabajo se desarrolla con el objetivo de estudiar la protección diferencial, dado que es empleada como protección primaria para detectar fallas internas en los transformadores [3].

Debido al costo de implementación de una protección diferencial, se recomienda emplear protecciones diferenciales en transformadores con capacidades mayores a 10 (MVA); en otro caso, se pueden emplear protecciones de sobrecorriente, tanto del lado de alta como de baja tensión del transformador, a fin de poder ofrecer una protección al equipo y al sistema.

Una falla interna en un transformador de potencia puede ocasionar la pérdida de continuidad en la transmisión de energía eléctrica; esto ocurre hasta que la falla es liberada y/o atendida, que en algunos casos requiere que se cambie el elemento que la ocasiona, lo que finalmente implica pérdidas de calidad en el servicio y costos económicos bastante elevados. Por lo anterior, la protección diferencial ha sido

ampliamente estudiada y se han desarrollado nuevas investigaciones, con el propósito de mejorar su desempeño ante condiciones transitorias como lo es la energización del transformador [4].

## 1.2 Planteamiento del problema

Partiendo de la importancia que tiene el transformador en un SEP, se tiene como objetivo principal garantizar su funcionamiento y la continua transmisión de energía eléctrica. Por ello, el método de discriminación entre fallas y condiciones transitorias se convierte en un componente primordial dentro del transformador, ya que, de lo contrario, la integridad del transformador está en riesgo y, con ello, el cumplimiento del objetivo principal de un SEP.

El problema central en este trabajo es disminuir la probabilidad de que se pueda presentar una operación inadecuada de la protección diferencial de un transformador ante fallas externas, internas y corrientes de energización. En este sentido, se utiliza el algoritmo basado en la protección diferencial tradicional añadiendo un filtro de segunda, cuarta y quinta armónica de corrientes diferenciales, para evitar que el transformador deje de funcionar cuando no sea necesario (operación de la protección diferencial durante condiciones de energización). Particularmente, si la falla identificada es de carácter interno (fallas entre espiras o entre devanados), el transformador debe dejar de funcionar. Si la falla es externa (incluyendo en efecto de saturación de los transformadores de corriente), el transformador debe seguir operando y así se pueda garantizar la transmisión de energía de forma ininterrumpida.

## 1.3 Protecciones en transformadores

El estudio e implementación de las protecciones ha evolucionado en la misma proporción que la tecnología lo ha hecho. Mientras que antes se usaban protecciones a base de dispositivos electromecánicos, ahora se emplean en conjunto con dispositivos electrónicos microprocesados, haciendo protecciones más eficientes que permiten reducir el tiempo de detección.

Es de gran importancia tener un sistema de protecciones adecuado para los transformadores de potencia, los cuales, son el enlace de un SEP. Teniendo un buen esquema de protección de transformadores, se garantiza en gran medida la confiabilidad, calidad, continuidad y seguridad en cada una de las etapas de un SEP como lo es la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Por ello, la protección diferencial se considera la protección primaria de un transformador de potencia.

El principio básico de la protección toma en cuenta la ley de corrientes de Kirchoff, se evalúan las corrientes diferenciales provenientes de los transformadores de corriente (TC) del transformador de potencia, o bien, la diferencia de corrientes de cada fase del TC del lado de alta y baja tensión del transformador de potencia. Con esta diferencia se establece un límite mínimo de activación de la protección, corriente de pickup. Si la corriente diferencial está por debajo de ese límite la protección no se acciona y en caso contrario se activa.

Teniendo claro el concepto básico, se puede adecuar el análisis para alcanzar resultados más exactos, podemos definir el método de la protección diferencial tradicional como la comparación de corrientes diferenciales de línea y corrientes de retención de línea (las cuales son una proporción de las anteriores) para discriminación de transitorios. Una falla interna se detecta cuando las corrientes diferenciales son mayores que el límite de corriente de falla interna para el transformador en estudio, se obtiene determinando la corriente de corto circuito de cada lado del transformador para después tener una relación para restringir a la protección, comúnmente el límite para activar la protección por falla interna se encuentra alrededor de 10 [pu]. El estado normal de operación ocurre cuando las corrientes diferenciales están por debajo de la corriente de pickup.

Se pueden adicionar filtros que ayuden a discriminar fallas o transitorios, el método de bloqueo por segunda armónica es el más utilizado, es empleado en el sistema eléctrico nacional de México por su simpleza y buena eficiencia de discriminación entre fallas y corrientes de energización. En este sentido, algunos trabajos se han desarrollado bajo el concepto de bloqueo por segunda armónica [6, 7].

La energización de un transformador de potencia implica que demande una gran cantidad de corriente para energizar el núcleo, llega a ser hasta 20 veces más grande que la corriente nominal, debido a esto, se puede de agregar un filtro de discriminación de éste transitorio para que las corrientes diferenciales tan altas no activen la protección. Una solución es agregar un filtro de segunda armónica ya que la energización de un transformador tiene gran cantidad de esta componente.

Con este filtro de discriminación, el esquema de protección comúnmente tiene tres etapas; la primera es evaluar si la corriente diferencial es menor a la corriente de Pickup; la segunda es considerar si la protección excede un límite para fallas internas y hacer operar la protección inmediatamente; la tercera es evaluar el contenido de segundo armónico que funciona si las corrientes diferenciales son mayores que las corrientes de retención definida por una constante de operación, de acuerdo con la teoría de la protección diferencial [5]

Existen otros métodos que permiten resolver el problema de discriminación, por ejemplo, el método basado en redes de secuencia [8], donde se extrae la secuencia negativa de las corrientes provenientes de

los transformadores de medición. Este método utiliza un muestreo a partir de un análisis de Fourier; con lo anterior, se tiene un muestreo en ABC. Ahora bien, el objetivo es convertir estas muestras a 012 (secuencia cero, positiva y negativa), componentes simétricas.

El método de las componentes simétricas se emplea para el análisis en un SEP que no está balanceado. El objetivo del método es recrear, a partir de un sistema trifásico, tres sistemas en función de cada una de las secuencias correspondientes para determinar el comportamiento de la red bajo falla. De la secuencia positiva se obtiene información de la red en estado balanceado, la secuencia negativa da información en estado desbalanceado y la secuencia cero determina los retornos por tierra de la red. Se utiliza la secuencia negativa porque se puede identificar fallas entre devanados de las fases y discriminar corrientes de magnetización. Otra ventaja de la secuencia negativa es que se puede identificar también fallas trifásicas. Este tipo de falla es considerada como falla balanceada, pero existe corriente de secuencia negativa durante un lapso pequeño de tiempo cuando la componente de corriente directa desaparece (aproximadamente es de 20 [ms]).

Este método de secuencia negativa se basa en la comparación de ángulo de fase de corrientes primarias y secundarias. Existen varias condiciones para determinar si actúa o no la protección y qué tipo de falla es. Primero, se compara la magnitud de corriente del lado primario con la del lado secundario del transformador en secuencia negativa, y así se establecen dos casos: caso 1, si ésta diferencia sobrepasa la corriente de ajuste mínima, se ajusta el rango de ángulo para fallas internas a  $\pm 60^\circ$ ; caso 2, si la diferencia de corrientes es menor a la corriente de pickup, se ajusta el rango de ángulo para fallas internas a  $\pm 120^\circ$ . Ya que se ajustó el rango de ángulo a partir de la magnitud de corriente, se procede a evaluar el ángulo de la corriente de secuencia negativa. Si cae dentro del rango de ángulo, se determina que ocurre una falla interna y se dispara la protección. Si cae fuera de este rango, se determina falla externa y no se dispara la protección. El tiempo de respuesta de decisión entre si es falla interna o externa es de alrededor de 7 [ms].

Para la particularidad de la corriente de magnetización, recae en el caso 1 si no se tiene carga. Una característica de este ángulo es que tiene valor de  $180^\circ$ ; la corriente de energización (corriente de Inrush) y la saturación en los transformadores de corriente (debidas a fallas externas) tienen alto contenido armónico, lo que impacta directamente en el ángulo de secuencia negativa [9] y por ello recae en este valor de ángulo ( $180^\circ$ ).

Partiendo de los dos casos con los que trabaja este método, el ángulo de fase de la componente de secuencia negativa ayuda a diferenciar entre transitorios y fallas debido a las características angulares de los mismos, por lo tanto, el método presenta un buen desempeño que involucra rapidez y eficiencia en

su respuesta (operaciones correctas durante condiciones transitorias), superando a la protección diferencial tradicional durante eventos transitorios. También existen otros métodos de discriminación basados en redes neuronales, transformada wavelet discreta, entre otros [10-12].

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo General**

Implementar y analizar una protección diferencial tradicional en conjunto con un filtro de segunda, cuarta y quinta armónica en las corrientes provenientes de transformadores de potencia, la cual sea capaz de distinguir entre fallas externas, fallas internas y corrientes de energización y responder eficientemente ante el disturbio identificado.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

Para esto se emplea el software ATP/EMTP y se acopla al algoritmo del método propuesto para poder crear y representar un caso de estudio que ayude a comprender y visualizar diseño, ventajas, desventajas y filosofía de una protección diferencial para transformadores.

Los objetivos particulares de este trabajo de tesis son los siguientes:

- Implementar en el software ATP/EMTP un caso de estudio para analizar el comportamiento de la protección diferencial tradicional.
- Desarrollar el algoritmo de protección diferencial tradicional, adicionando componentes de segunda, cuarta y quinta armónica.
- Simular diferentes escenarios de fallas internas y externas, así como corrientes de Inrush.
- Evaluar el desempeño del algoritmo diferencial para que, ante fallas externas y corrientes de energización, el algoritmo permita que el transformador se mantenga en operación.

## 1.5 Estructura de la Tesis

La forma en que está estructurada la tesis es por medio de 4 capítulos, cada uno de ellos consta de una pequeña introducción, la cual da una idea general del capítulo en estudio. El capítulo 1 presenta una introducción de lo que es un sistema eléctrico de potencia y nos muestra la importancia de un transformador de potencia en el sistema.

El capítulo 2 habla sobre la filosofía de protecciones que se sigue en general y después se centra en las protecciones para transformadores de potencia, de igual manera, menciona el principio de funcionamiento de un transformador de potencia, relevadores de protección y su nomenclatura.

En el capítulo 3 se describe la importancia de los transformadores de corriente, los cuales son elementos de gran importancia en las protecciones diferenciales. También se efectúa el estudio de las protecciones diferenciales, se describe tanto la forma teórica como la forma de diseño en el software ATP. En este capítulo es donde se define el diagrama de flujo y algoritmo que se seguirá para el caso base. Se describe de igual manera el método de restricción de segunda armónica.

El capítulo 4 describe las pruebas a las que estuvo sujeto el caso de estudio, además, se toma como ejemplo y se describen diferentes casos a los que está sujeta una protección 87T, como lo es una falla interna en lado de alta tensión y baja tensión, falla externa en lado de alta y baja tensión y una energización de transformador de potencia. Por último, se establecen algunas conclusiones a las que se llegaron con este trabajo.

# Capítulo 2

## Fundamentos de protección para transformadores

### 2.1 Introducción

En este capítulo se explica el principio de funcionamiento de un transformador, así como las leyes fundamentales que aplican para el análisis de protecciones; seguido de esto, se define de forma clara el concepto generalizado de protección, así como el principio o filosofía que se emplea y después se diferencian los conceptos de protección primaria y secundaria. Posteriormente, se define a los relevadores de protección y la estructura que actualmente tienen los módulos de microprocesadores para protecciones de potencia. Se finaliza hablando sobre la nomenclatura que se ocupa para las protecciones de transformadores de potencia, al igual que se describirán brevemente los relevadores típicos de protección para esta máquina eléctrica.



## 2.2 Principio de funcionamiento del transformador

El principio de funcionamiento de un transformador se basa en la Ley de inducción electromagnética, definida por Faraday en el siglo XIX; esta ley consiste en generar una diferencia de potencial de corriente alterna sobre una bobina, para producir un campo electromagnético en un núcleo ferromagnético; a su vez, si se adiciona otra bobina se producirá una inducción de tensión en la segunda bobina. Lo anterior se ilustra en la Figura 1 [13].

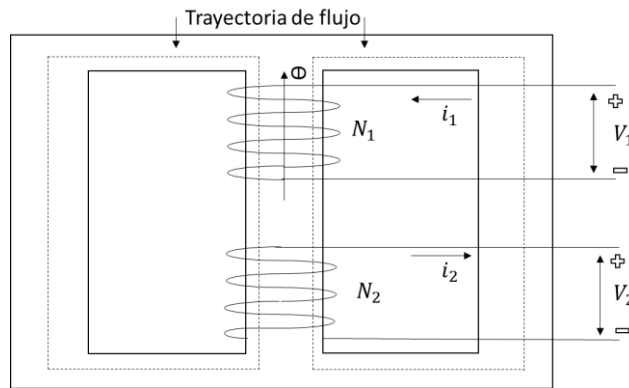


Figura 1: Transformador de dos devanados

Las ecuaciones que definen el comportamiento de un transformador son las siguientes:

$$V_1 = e_1 = -N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

$$V_2 = e_2 = -N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.2)$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.3)$$

Para determinar la relación de corriente que existe entre lado primario y el lado secundario del transformador, se puede recurrir a la Ley de Ampere, la cual se basa en una integral de intensidad de campo magnético en una trayectoria cerrada.

$$\oint \mathbf{H} \cdot d\mathbf{s} = i \rightarrow \oint \mathbf{H} \cdot d\mathbf{s} = N_1 i_1 - N_2 i_2 \quad (2.4)$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.5)$$

Un transformador monofásico tiene varios factores que deben tomarse en cuenta, ya que ningún transformador es ideal debido a las propiedades físicas de sus elementos. Un transformador presenta pérdidas eléctricas por dos razones:

- Se inducen corrientes en el núcleo de acero (corrientes de Eddy). Parte de la corriente eléctrica inducida se concentra en el núcleo y, en consecuencia, no se transmite íntegramente al segundo devanado.
- Característica de histéresis. Una proporción de la energía eléctrica transmitida se convierte en energía calorífica, en vez de mantenerse como energía eléctrica.

Otro fenómeno es la corriente de magnetización (Inrush), la cual se produce al tener abierto el devanado secundario, mientras que al devanado primario se energiza con una tensión nominal, produciéndose un flujo de corriente demasiado alto para poder lograr energizar la bobina y, posteriormente, producir el campo electromagnético necesario para iniciar la inducción al devanado secundario. Este fenómeno puede reproducir corrientes de hasta 30 veces la corriente nominal [5].

Los transformadores de potencia pueden ser construidos de dos maneras: tipo acorazado, el cual tiene un laminado de tres columnas y asume el rol de núcleo para todos los devanados (los devanados primario y secundario están situados en la columna central); y tipo núcleo, el cual consta de un rectángulo de laminado donde los devanados primario y secundario se enrollan en cada extremo del rectángulo, respectivamente.

## 2.3 Filosofía de protección

Las protecciones son de gran importancia para garantizar la transmisión de energía eléctrica a los usuarios. Un sistema de protección por relevadores tiene dos estados: estado normal de operación (no falla) y estado de falla.

El IEEE define a las protecciones por relevadores como “Dispositivo eléctrico diseñado para responder ante condiciones de entrada previamente diseñadas, una vez cumplidas las condiciones especificadas, causar operación abrupta en los circuitos de control eléctricos asociados. Las entradas usualmente son eléctricas, mecánicas, térmicas o una combinación de éstas” [14].

Las protecciones se analizan en estado de prefalla y en estado de falla respecto al sistema a proteger. Además, es necesario delimitar el sector de protección, para poder asegurar eficiencia en su funcionamiento. Un sistema de protecciones tiene la tarea de aislar la falla, sin presentar daños en sus elementos. Las fallas de cortocircuito son, básicamente, consecuencia de un disturbio en los elementos de SEP, por lo que se debe hacer un análisis, coordinación y buen diseño.

Existen varios aspectos que se consideran para poder mitigar los efectos de las fallas, como la máxima corriente de cortocircuito del sistema a proteger, las posibles fallas por estrés mecánico de los elementos, magnitud de los sobrevoltajes, entre otros. Con lo anterior se pueden diseñar interruptores, relevadores, fusibles y circuitos alternos para fines de protección.

Para que un sistema de protecciones sea lo suficientemente confiable, se deben cumplir los 5 puntos siguientes:

- Selectividad
- Velocidad de operación
- Simplicidad
- Confiabilidad
- Economía

La selectividad de una protección está diseñada para operar en una determinada zona de protección (zona 1) con ciertas características de falla y prefalla. Asimismo, esta misma protección debe cubrir la zona siguiente (zona 2), funcionando así, como protección de respaldo de la siguiente zona. Cada zona a su vez cuenta con una protección secundaria establecida para garantizar la liberación de la falla; para ello, es necesario coordinar las protecciones, para que, en caso de un disturbio, la protección primaria reconozca si es, o no, una situación de falla.

La velocidad de operación está limitada al tipo de tecnología o metodología que se esté empleando para la protección. Con la llegada de los microprocesadores, la velocidad de operación ha incrementado. El método empleado recae en la decisión de selectividad, para determinar si es situación de falla o no.

Con una velocidad de operación rápida, se garantiza un daño menor de los equipos por las magnitudes de corriente y voltaje que se pueden presentar. Una protección es considerada rápida cuando requiere menos de 50 (ms) para aislar la falla. Los sistemas actuales actúan, en promedio, en 35-135 (ms) [8,5,14].

Un sistema eléctrico de potencia debe cumplir con estrictos lineamientos tanto en materia técnica como en economía del sistema. Un sistema de protección no solo contempla el costo de instalación del mismo,

sino que también, contempla el costo que se ahorra al momento de proteger al sistema que se desea. Para garantizar la economía del sistema, es necesario cumplir con los puntos antes mencionados.

En general, el principio de funcionamiento de una protección se describe de acuerdo con la Figura 2.

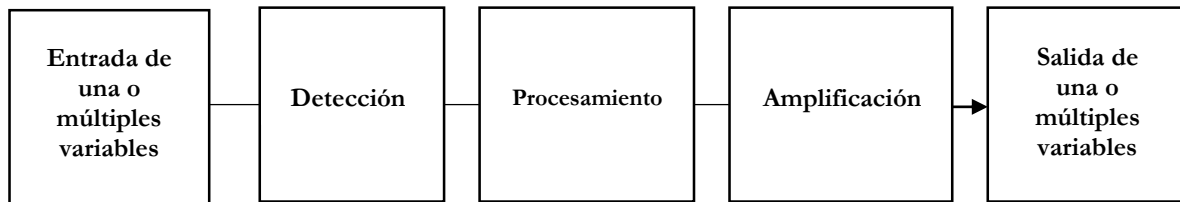


Figura 2: Esquema genérico de una protección

La evolución de las protecciones se ha acelerado con el desarrollo tecnológico y particularmente, de los microcontroladores. Las protecciones por microcontroladores permiten tener varias protecciones en un sólo dispositivo, ofreciendo un sistema más eficiente para la detección de fallas, tanto por su precisión como por su rapidez en la respuesta. Asimismo, facilitan la obtención de lecturas en tiempo real del sistema que se está protegiendo, requiriendo menor equipamiento y disminuyendo costos de instalación.

## 2.4 Protección primaria y secundaria

La función de las protecciones es suspender la operación de un elemento ante un disturbio o cuando está operando fuera de los rangos normales, lo que puede provocar daños en el elemento o incluso en otros elementos aledaños a él. Cada protección tiene sus propios interruptores, localizados en cada elemento como en generadores, transformadores, buses y líneas de transmisión. Por ejemplo, en la Figura 3, se presenta un esquema básico para un sistema de protección, donde el generador tiene su propio interruptor, el transformador tiene dos interruptores, uno de lado de alta tensión y otro en el lado de baja tensión. Los interruptores definen la zona de operación primaria y secundaria en un sistema de protección. Por ejemplo, si ocurre una falla en el transformador (interna o muy cerca de sus terminales, ver Figura 3), la protección primaria debe operar y mandar el disparo a los interruptores de éste; en caso de que la protección primaria falle, la protección secundaria debe operar (protección del generador con un tiempo de retraso), abriendo el interruptor del generador.

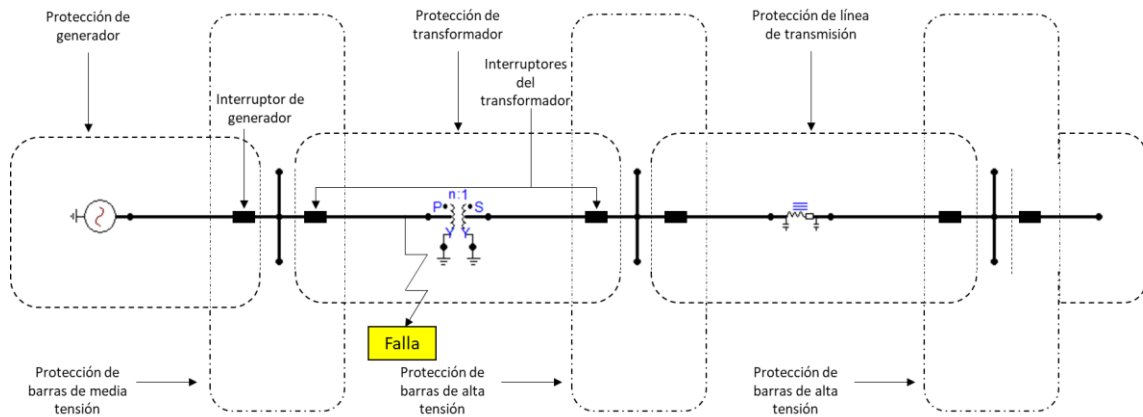


Figura 3: Esquema básico de un sistema de protección

Para poder determinar un esquema de protecciones, es necesario dividir el sistema de protección por zonas. La redundancia de protecciones por relevadores es una filosofía que se sigue para garantizar un sistema de protección eficiente, el esquema de redundancia se ilustra en la Figura 4.

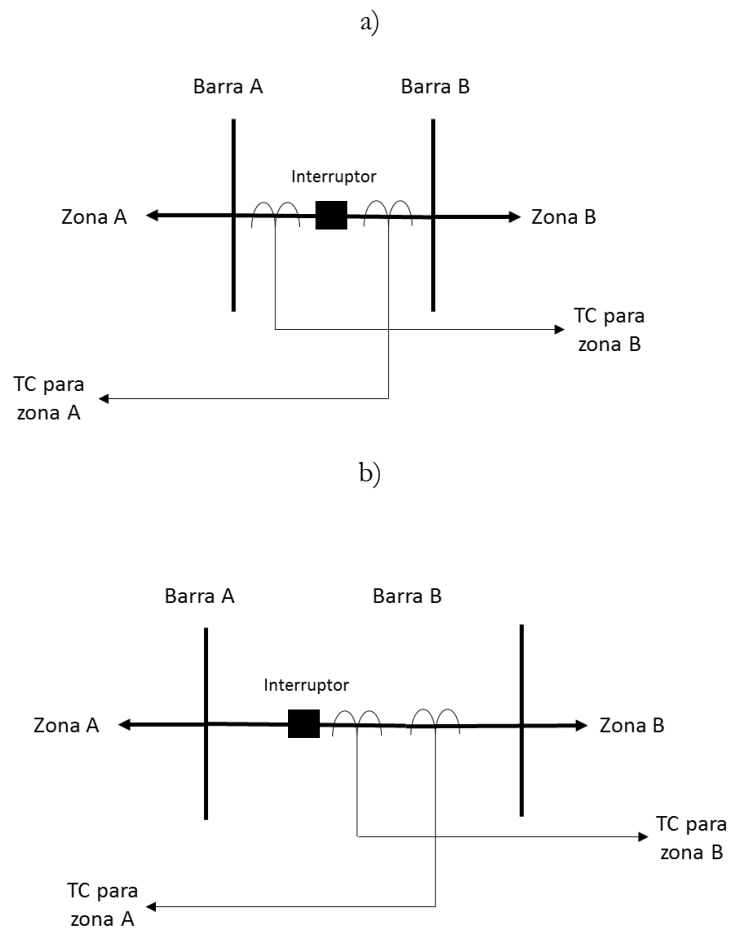


Figura 4: Esquema de redundancia de protecciones

La Figura 4 a) muestra que los TC's de protección supervisan cualquier falla antes y después del interruptor, haciendo operar el interruptor ante fallas de la zona "B" y de la zona "A". Sin embargo, en el caso de la Figura 4 b), la configuración de TC's es tal que la zona "A" está protegida y activa al interruptor. El TC de protección de la zona "B" tiene la capacidad de poder captar la falla de la zona "A" pero no activa el interruptor de dicha zona, sino que es usado como protección secundaria activando el interruptor de la zona "B" siempre y cuando el TC y protección de la zona "A" no operé dentro de cierto tiempo y parámetros.

## 2.5 Relevadores de protección

Un relevador es un dispositivo que, a consecuencia de una o varias señales analógicas de entrada, ejecuta la decisión de apertura o cierre de interruptores para evitar daños en la zona de protección o en el dispositivo que se requiere proteger. Las señales analógicas de entrada son convertidas en señales digitales para poder manipularlas y compararlas con parámetros preestablecidos.

Los contactos de cierre o apertura de los interruptores pueden encontrarse en los modos "normalmente abierto" o "normalmente cerrado"; con base en ellos, la señal digital de salida del relevador hará que la protección dispare y esto, a su vez, hará que cuando el contacto esté en modo "normalmente abierto", cierre, o bien, cuando esté en modo "normalmente cerrado", abra.

Los relevadores con microprocesador tienen gran ventaja sobre su tecnología antecesora, debido a que éstos ofrecen un monitoreo en tiempo real y creando una base de datos para que, en caso de alguna falla, se pueda evaluar el comportamiento del dispositivo previo a ésta, para determinar cuál fue su origen. Otra ventaja que poseen es que son capaces de analizar otras variables de manera mucho más sencilla, como lo son el ángulo de corriente o tensión y componentes armónicos [15].

La tecnología de relevadores digitales, además de cumplir con la selectividad, velocidad de operación, simplicidad, confiabilidad y economía, debe contar con las siguientes características:

- Flexibilidad: el módulo microprocesador debe adaptarse a cualquier sistema con diferente configuración de parámetros, así como realizar reajustes para garantizar la confiabilidad.
- Fiabilidad: al poder manipular las señales digitales a partir de las señales analógicas de entrada, el porcentaje de error de disparo es mucho menor.
- Diagnóstico: se puede determinar el origen de la falla por medio de datos obtenidos en tiempo real, para así guardar registros de falla y reajustar la protección.

- Integración: se pueden adicionar canales de comunicación para mantener contacto con otras zonas de protección o dispositivos que intervengan directamente en una falla.

En la Figura 5 se ilustra el esquema de protección con microprocesadores [15]

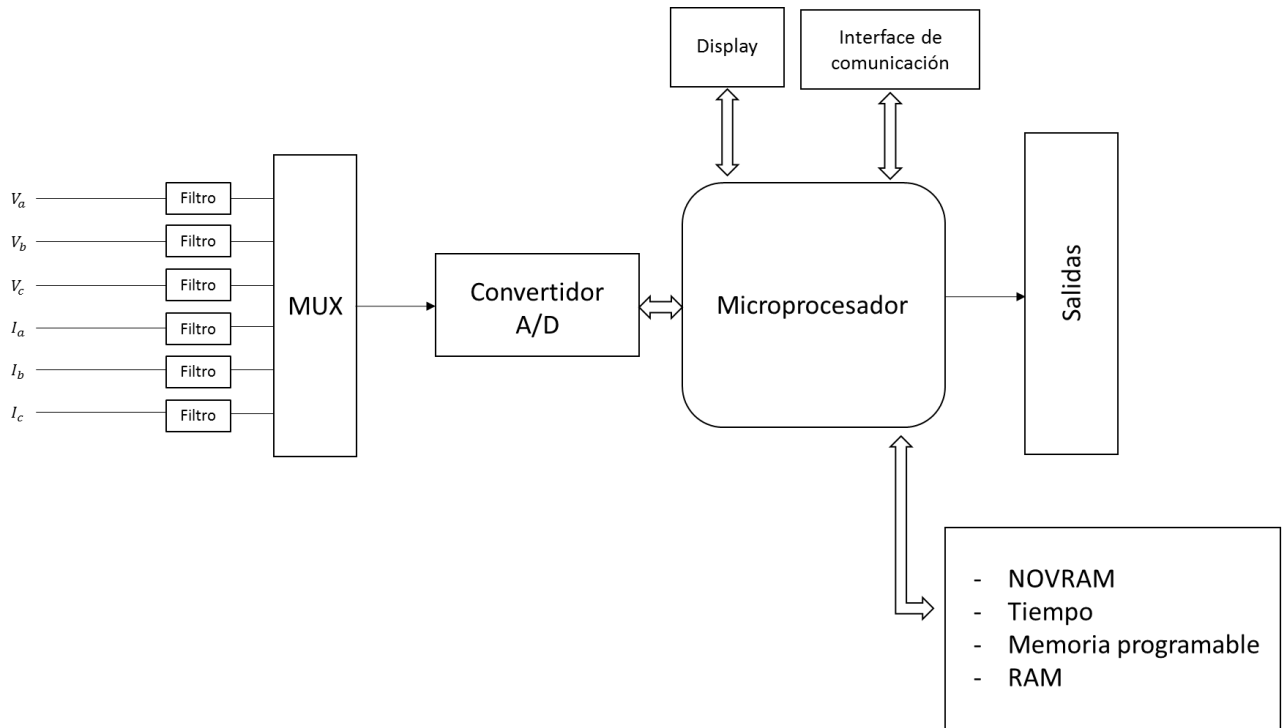


Figura 5: Esquema de una protección por relevadores con microprocesadores

donde:

- Filtros: son los encargados de eliminar ruido de la señal de entrada; generalmente son de los tipos “activo” y “pasa bajas”.
- MUX: es un selector múltiple de señales analógicas, que elige una cantidad específica de datos de cada señal de entrada y la envía sobre un mismo canal para su procesamiento.
- Convertidor A/D: es un convertidor de señales analógicas en señales digitales, es decir, de señales de voltaje y corriente en señales binarias de 6 a 8 bits.
- Microprocesador: es el módulo donde se encuentra el algoritmo de la protección.
- RAM: es una memoria de acceso aleatorio (por sus siglas en inglés) encargada de conservar los datos de entrada al algoritmo mientras éste se ejecuta.
- NOVRAM: es una memoria de conservación de datos que funciona cuando se desenergiza el relevador.
- Memoria programable: es un contenedor de datos que no se quieren perder.

- Tiempo: es el encargado de determinar los intervalos de muestreo en tiempo real de las señales de entrada.
- Display: es una pantalla que muestra datos de importancia para interactuar con el usuario.
- Interface de comunicación: es quien permite conectar el relevador con otro aledaño o con una subestación o sistema de control central.
- Salidas: son los módulos en los que se manda la señal de operación del relevador hacia los interruptores por medio de un pulso.

## 2.6 Nomenclatura ANSI

En 1916, un grupo de sociedades e instituciones del sector eléctrico (ahora IEEE) convocó a varias sociedades y al gobierno de Estados Unidos para empezar a coordinar los estándares de ingeniería; estas sociedades e instituciones son: ASME, ASCE, AIME, ASTM, UES y Departamento Naval, de Comercio y de Fuerzas Armadas de E.U.A [16].

En 1918, fue concretamente fundada la American Engineering Standards Committee, ahora conocida como American National Standards Institute (ANSI). El ANSI promueve el uso internacional de los estándares estadounidenses e incentiva la adopción de estándares internacionales como estándares nacionales que satisfagan las necesidades de la comunidad de usuarios.

ANSI participa en casi todo el programa técnico de la normatividad ISO e IEC y cuenta con una clasificación internacional para identificación de protección para transformadores, los cuales son clasificados con una nomenclatura específica. Esta nomenclatura se puede ver en la Tabla 1.



Tabla 1. Nomenclatura ANSI para protecciones de transformadores de potencia

Nomenclatura	Descripción
87	RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL: Relé de protección que se acciona bajo una diferencia porcentual de dos corrientes y otras magnitudes eléctricas.
50	RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO: funciona instantáneamente a un excesivo valor de corriente o a una excesiva relación de aumento de corriente.
21	RELÉ DE DISTANCIA: se acciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia de un circuito aumenta o disminuye más allá de límites determinados.
49T	RELÉ DE TEMPERATURA INTERNA: funciona cuando la temperatura de armadura de una máquina excede un valor predeterminado.
63	RELÉ DE FLUJO, NIVEL O PRESIÓN DE GASES O LÍQUIDOS: se acciona por valores o régimen de variación determinados de la presión, flujo o nivel de un fluido.
64REF	RELÉ DIFERENCIAL DE TIERRA: funciona ante fallas de aislamiento de una máquina, transformador u otro aparato que tenga conexión a tierra.
59N	RELÉ DE MÁXIMA TENSIÓN RESIDUAL: es un dispositivo que funciona a un cierto valor dado de sobretensión.
46	RELÉ DE CORRIENTE, INVERSIÓN DE FASE, O BALANCE DE FASE: funciona cuando las corrientes polifásicas son de secuencia inversa de fase o cuando las corrientes se desbalancean o contienen componentes de secuencia de fase negativa sobre una cantidad dada.

# Capítulo 3

## Fundamentos de protección diferencial

### 3.1 Introducción

En este capítulo, se estudia la protección diferencial para transformadores de potencia (87T), se describen los tipos de falla que ocurren y el origen de los mismos en un transformador de potencia, los cuales ayudan a comprender porque es necesario usar un esquema de protección diferencial.

Se describen los transformadores de corriente, los cuales, son elementos principales en el esquema diferencial de una protección 87T; se mencionan algunos de los diferentes tipos de transformadores de corriente que se utilizan; se describe cada uno de los conceptos necesarios para dimensionar un transformador de corriente a protecciones en general y se finaliza describiendo los conceptos principales enfocados a una protección 87T.

Se presenta el esquema de una protección diferencial con todos los dispositivos y conceptos que la estructuran, como el concepto de corriente de operación y corriente de retención que son pilares en la tesis. Finalizando, se describen los principales factores que afectan a una protección 87T y la importancia que es considerarlos para el diseño.

## 3.2 Fallas

En la realidad, es imposible determinar en qué momento ocurrirá una falla eléctrica. Sin embargo, se pueden calcular sus magnitudes con el propósito de proteger a la red eléctrica. Las fallas eléctricas pueden clasificarse como asimétricas y simétricas, tal como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Clasificación de fallas en un sistema eléctrico de potencia

	<b>Monofásica</b>	
Asimétricas	<b>Bifásica</b>	
	<b>Bifásica a tierra</b>	
Simétricas	<b>Trifásica</b>	

Las fallas son resultado de disturbios dentro de cualquier dispositivo del SEP, y se pueden generar por cuestiones mecánicas, eléctricas, de aislamiento, de maniobras u operación. Además, un equipo o elemento del SEP está propenso a fallas debido a condiciones naturales, como son las descargas atmosféricas o la caída de un árbol sobre las líneas de transmisión. La estadística muestra el porcentaje de incidencia de las fallas en un SEP, en donde los porcentajes de acuerdo con el tipo de falla son los

siguientes: monofásica (70%–80%), bifásica a tierra (17%–10%), bifásica (10%–8%) y trifásica (3%–2%) [5, 13].

La probabilidad de falla en un transformador sea trifásica, bifásica o monofásica está sujeto al tiempo de vida y al estado de los componentes del transformador los cuales se deterioran por la presencia de transitorios y fallas externas al transformador. Las principales razones que dan origen a una falla en los transformadores son [5]:

- Sobrecarga: es ocasionada por un aumento considerable en la corriente de carga, que se traduce en aumento excesivo de potencia absorbida. El efecto que causará en el transformador de potencia es un aumento en temperatura, afectando principalmente a la longevidad del transformador y aislantes.
- Cortocircuito: como se mencionó en la Tabla 2, el transformador está sujeto a posibles fallas (asimétricas y simétricas). Una falla interna del transformador se refiere a un cortocircuito entre las espiras de dos fases o entre los espirales de la misma fase, por lo que originan daños permanentes e irreparables en el transformador. Una falla externa es un cortocircuito de las mismas características, pero no es un disturbio propio del transformador, sino de zonas o elementos aledaños. Lo que provoca un cortocircuito en una zona externa, son esfuerzos electromecánicos y térmicos en el propio transformador, deteriorando la vida útil a largo plazo.
- Sobreexcitación: este fenómeno es originado por la operación del transformador de potencia a una diferencia de potencial mayor a la nominal (tensión por arriba de la nominal), provocando un sobrecalentamiento e inyección de armónicos a la red (quinto armónico).

### 3.3 Transformadores de medición

Un transformador de medición permite medir un alto valor de corriente o alto valor de voltaje, bajo el mismo principio de inducción que un transformador de potencia. El objetivo de este elemento de medición es obtener una lectura de corriente o voltaje y reducirla en magnitud, es decir, hacer una lectura a escala para poder manipularla por medio de elementos de control.

Los transformadores de medición son comúnmente empleados en la protección de dispositivos de un SEP, debido a que se requiere obtener información para evaluar si éste se encuentra dentro del rango normal de operación. Cuando ocurre una falla, las magnitudes de corriente son demasiado altas, ya sean

transitorias o permanentes. Por ende, se debe obtener una magnitud a escala normalizada de la falla, para procesarla y sacar de operación el elemento en fallo.

### 3.3.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente tienen como objetivo reducir la magnitud de corriente en función de su relación de transformación (previamente calculada) sin alterar la frecuencia, forma de onda o ángulo de fase. En la Figura 6 se observa la simbología de un transformador de corriente de acuerdo con la norma NMX-136-ANCE. Las marcas de polaridad dan información de los sentidos relativos de la corriente primaria y secundaria; los devanados primarios se conectan en serie; y los secundarios se pueden conectar en estrella o en delta, según sean sus requerimientos.

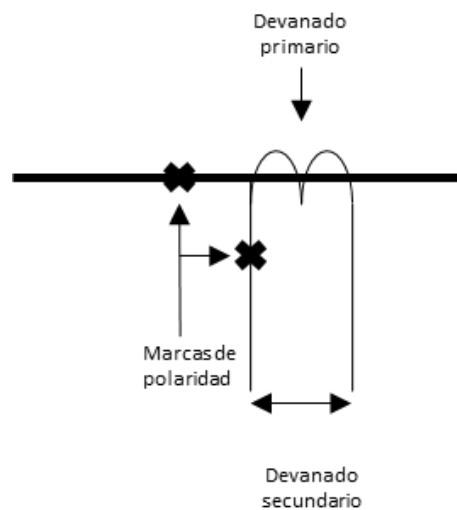


Figura 6: Esquema de un transformador de corriente

Al igual que en los transformadores de potencia, el circuito equivalente de un TC se modela por un transformador ideal y una carga conectada en el lado secundario [13], este se puede ver en la Figura 7.

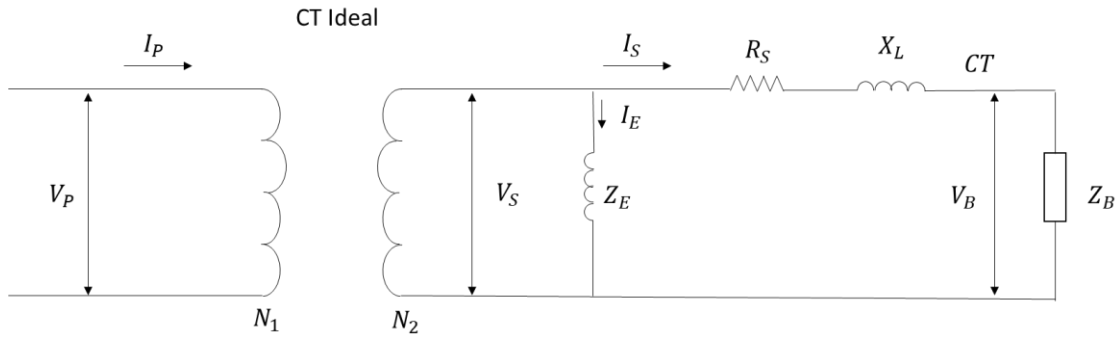


Figura 7: Circuito equivalente simplificado de un TC

donde:

$V_S$  es la tensión en el devanado secundario (V)

$V_P$  es la tensión en el devanado primario (V)

$I_P$  es la corriente primaria (A)

$I_E$  es la corriente de excitación (A)

$I_S$  es la corriente debido a la carga (A)

$Z_E$  representa la impedancia de excitación ( $\Omega$ )

$R_S$  es la resistencia secundaria ( $\Omega$ )

$X_L$  es la reactancia de fuga (despreciable en clases C) ( $\Omega$ )

$Z_B$  es la impedancia del Burden ( $\Omega$ )

$V_B$  es el voltaje de Burden (V)

$N_1$  número de vueltas del devanado primario

$N_2$  número de vueltas del devanado secundario

En la Figura 7, la relación entre la corriente primaria y secundaria se define por:

$$I_P(N_1) = (I_S + I_E)(N_2) \quad (3.1)$$

## 3.3.2 Diseño de un transformador de corriente

Para el diseño de un transformador existen normas que se deben cumplir para lograr una correcta lectura de corriente en el sistema y, a su vez, para facilitar la elección y cálculo que se emplean para el diseño de la protección diferencial.

### Tipos de TC

Existen varias clases o tipos de TC, de acuerdo con su fabricación, los cuales se clasifican de la siguiente manera:

1) Por tipo de devanado primario:

Tipo boquilla: aquellos que constan de un núcleo circular para el devanado secundario y el conductor de la boquilla actúa como devanado primario, que no forma parte integral del transformador. Se emplean comúnmente en interruptores de tanque muerto o transformadores que alimentan a circuitos de protección [17].

Tipo barra: los devanados primario y secundario están acoplados de forma separada a un núcleo común. Es comúnmente empleado para interiores.

Tipo ventana: tienen un devanado rectangular (generalmente para su devanado secundario) y el conductor primario tampoco es parte integral del transformador. Se usan para conectarse a una base en interiores y son comúnmente empleados en salidas de circuitos o líneas.

2) Por medio de instalación: en este caso pueden ser a la intemperie o para interiores.

En la Tabla 3 se enlistan los criterios que se deben considerar durante el diseño de un transformador de corriente, para más detalles ver [18-20].

Tabla 3. Criterios para diseño de un TC de acuerdo con las Normas

<b>Tensión nominal y aislamiento</b>	Depende estrictamente de la tensión a la cual va a operar; éste es calculado con cierto nivel de sobretensiones para mantener un margen de trabajo sin daños.
<b>Altitud m.s.n.m.</b>	Los valores dieléctricos del aire irán disminuyendo con el incremento de altura respecto al nivel del mar, por lo que es importante considerar este factor en el diseño de un TC.

<b>Temperatura</b>	Se diseñan a una temperatura ambiente de 30 °C, con una temperatura máxima del 33.33% mayor a la establecida. Al igual que el nivel de altitud, se requiere un factor de corrección en la corriente nominal para temperaturas que se encuentren fuera de dicho rango.
<b>Corriente nominal primaria</b>	La corriente de diseño debe de ser un 20%-40% mayor a la corriente nominal, dando un mayor rango de resolución.
<b>Corriente nominal térmica continua</b>	Se refiere a la cantidad de corriente permisible en el devanado primario sin elevar la temperatura a la que ha sido diseñado el TC.
<b>Corriente nominal secundaria</b>	En México, la salida de un transformador de corriente, o bien, el devanado secundario está normalizado para que entregue una corriente 5 A, de acuerdo con la Norma Mexicana.
<b>Corriente nominal térmica de tiempo corto</b>	<p>Se refiere a la corriente máxima permisible en un segundo sin dañar el aislamiento del TC, debe ser igual o mayor que la máxima corriente de corto circuito RMS simétrica disponible en el lugar donde es instalado:</p> $I_{CC} = \frac{S_k}{V_n \times \sqrt{3}} \quad (3.2)$ <p>donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><math>I_{CC}</math> = Corriente de cortocircuito</li> <li><math>S_k</math> = Capacidad de cortocircuito en el punto de conexión del TC en (MVA)</li> <li><math>V_n</math> = Tensión fase a fase nominal del sistema en ese nodo en (kV)</li> </ul>
<b>Corriente dinámica</b>	El primer ciclo de falla en el sistema alcanza aproximadamente 2.5 veces la corriente de cortocircuito térmica diseñada en el TC, lo que implica esfuerzos electromagnéticos y mecánicos en el devanado primario del TC.



<b>Clase de precisión</b>	<p>Para medición: deberá estar coordinado con los dispositivos a los que está protegiendo, teniendo en cuenta la precisión de los mismos.</p> <p>Para protección: existen dos clases, clase T y C. La clase C indica que la relación de transformación puede ser calculada, mientras que la clase T indica que la relación de transformación requiere ser calculada mediante pruebas. El voltaje que el TC puede entregar en el devanado secundario, con una corriente de 20 pu, no debe exceder en un 10% la relación de transformación con un Burden estándar.</p>
<b>Selección de aislamiento</b>	<p>Está determinado por el nivel básico de aislamiento al impulso del sistema, en el cual se encuentra y la distancia de flameo superficial seleccionada.</p>
<b>Carga nominal</b>	<p>Es también conocida como Burden y es la suma de las impedancias del devanado secundario del TC, está directamente relacionada con la precisión del relevador.</p> $Z_T = R_c + \sum R_{TC} + \sum Z_{Rel} \quad (3.3)$ <p>donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><math>Z_T</math> = Impedancia total en el devanado secundario</li> <li><math>R_c</math> = Resistencia del conductor</li> <li><math>R_{TC}</math> = Resistencia del TC</li> <li><math>Z_{Rel}</math> = Impedancia del relevador</li> </ul>

### Transformadores de corriente para protección

En los transformadores de corriente para protección se busca que la corriente secundaria sea proporcional a la primaria, hasta por 20 veces la corriente nominal. La precisión a altas corrientes depende de la sección transversal del núcleo y del número de vueltas del devanado secundario de los transformadores de corriente. Entre más grande sea sección del núcleo, mayor será el flujo que podrá desarrollar antes de entrar en saturación [21].

La saturación de un transformador de corriente juega un papel muy importante en la protección de transformadores. Cuando ocurre un disturbio en la red, las magnitudes de corriente son mucho más altas de lo normal; junto con las características del núcleo del TC, Burden y relación de transformación, hacen que el TC tenga un exceso de densidad de flujo ocurrida en el entrehierro, entrando en saturación.

Cuando se presenta el efecto de saturación en el TC, no se tiene una reproducción de corriente como se espera; la onda de corriente en el devanado secundario tiende a distorsionarse por la cantidad de armónicos en ella, o bien, la magnitud de corriente es mucho menor a la esperada, pudiendo ocasionar un disparo en falso de una protección. En este sentido, se debe asegurar que la relación entre la corriente de excitación  $I_E$  y la corriente de corto circuito en el devanado secundario  $I_{CCsec}$  sea menor al 10 %.

$$\%I_e = \frac{I_E}{I_{CCsec}} \times 100 \quad (3.4)$$

En el efecto de saturación de un transformado, a medida que la corriente en el lado primario incrementa, el voltaje de excitación del secundario del TC alcanzará eventualmente un punto en el cual no pueda impulsar más corriente a través del Burden, ya que estará usando la mayor parte de su energía en la excitación al núcleo del TC. En este punto, se dice que el TC se ha saturado [21]. Una manera de minimizar los efectos de saturación es manteniendo la carga en el secundario del transformador tan baja como sea posible.

$$V_{sec} = \frac{I_{CC} \times Z_B}{n} \quad (3.5)$$

donde:

$I_{CC}$  es la corriente de corto circuito de la zona

$Z_B$  es la impedancia del Burden

$n$  es la relación de transformación del TC

Para determinar en qué punto la corriente de excitación en el TC llegará a ser lo suficientemente alta para causar su saturación, los fabricantes de los TC proporcionan las curvas de excitación; estas curvas grafican la corriente de excitación versus el voltaje de excitación.

Por ejemplo, la Figura 8 muestra curvas de excitación típicas de acuerdo con las relaciones de transformación normalizadas [19]. A medida que el voltaje va aumentando, llega a un límite tal que es imposible poder reproducir la magnitud de corriente secundaria de manera perfecta, a este límite se la conoce como voltaje rodilla o punto  $V_{sec}$ , a partir de este punto, el TC se empieza a comportar linealmente y entra en saturación.

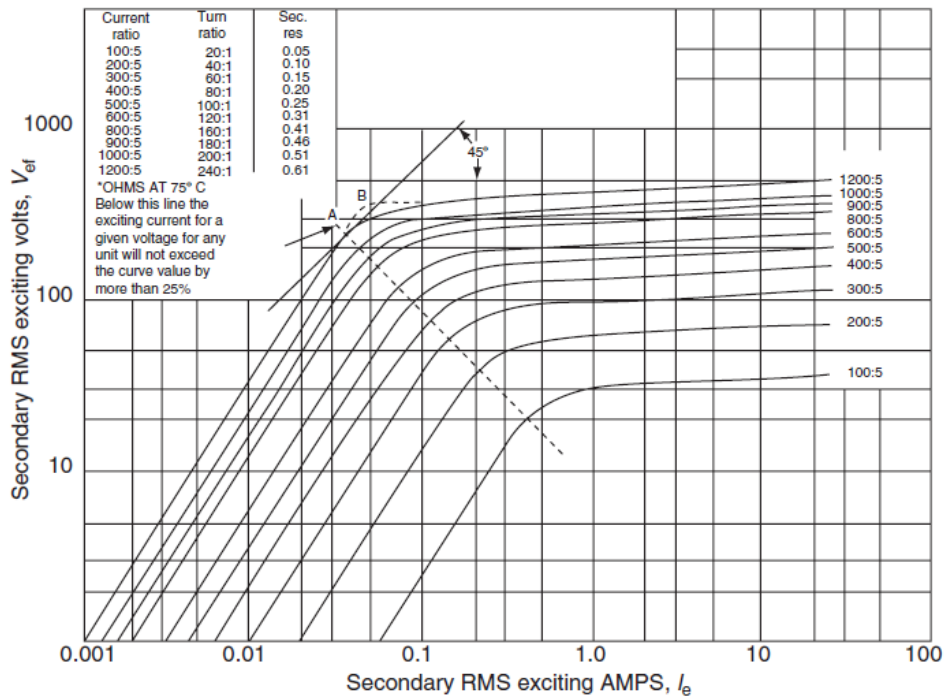


Figura 8. Curvas de excitación de TC normalizado

### 3.4 Protección diferencial

El principio de funcionamiento de una protección diferencial de transformadores de potencia se basa en la ley de corrientes de Kirchhoff, que enuncia que la suma de corrientes que llegan a un nodo eléctrico es igual a la suma de las corrientes que salen de dicho nodo. Ahora bien, empleando dicha ley y aplicándola a las protecciones 87T, podemos redefinirla como: si la suma de las corrientes que llegan a un nodo es igual a cero, es una condición de no falla; si la suma de las corrientes que llegan al nodo es diferente de cero, es un evento de falla. La Figura 9 ilustra el comportamiento en estado normal y el comportamiento en estado de falla interna.

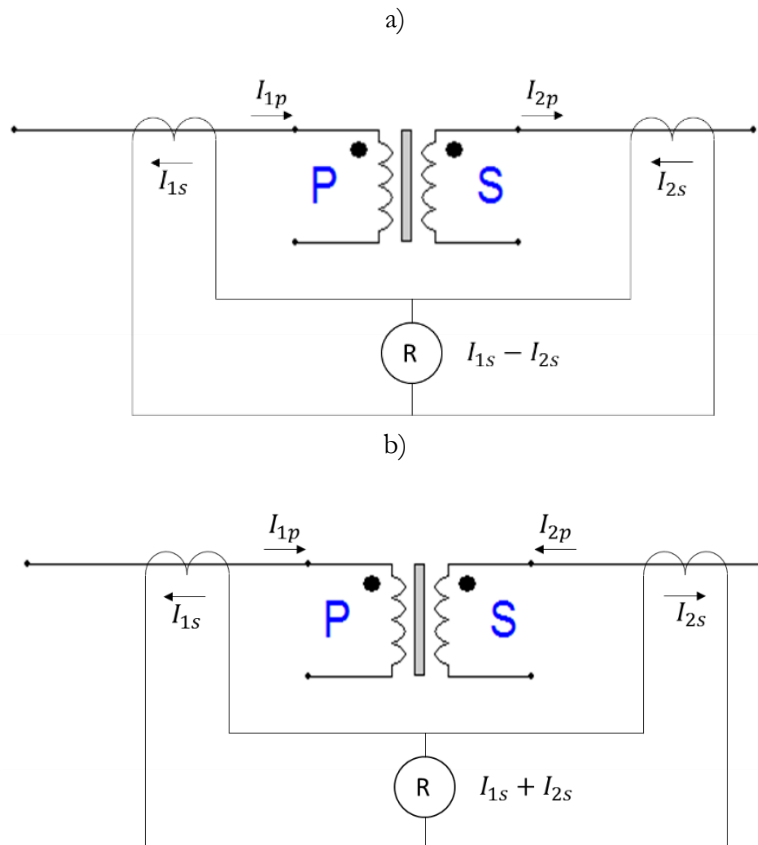


Figura 9: Esquema de la protección diferencial: a) estado normal y b) estado de falla interna

En la Figura 9 a) se observa, en estado normal y suponiendo un sistema ideal, las magnitudes de corriente en ambos lados de los devanados secundarios de los TC's son iguales a 5 A, por lo que la suma aritmética es 0 A y la protección no se activa; en cambio, en la falla interna la suma aritmética de las magnitudes es diferente de 0 A y la protección dispara, Figura 9 b).

En la práctica no existen magnitudes de estado normal iguales a 0 A, debido a que, por lo general, se cuenta con niveles de tensión diferentes. Por consecuencia, se tienen TC's de diferente relación de transformación y características propias, por lo que siempre se encuentra con una corriente de fuga en la protección; la protección debe estar ajustada a esa corriente para no producir un disparo en falso. Para fallas externas, puede darse el caso un disparo en falso, debido a la aportación de una componente de corriente directa.

Ahora bien, para garantizar una selectividad un poco mayor ante fallas externas y fallas propias de los TC's, se emplean las protecciones diferenciales de porcentaje, ver Figura 10. El principio es colocar una bobina de restricción tanto en el devanado secundario del TC de alta tensión como en el de baja tensión. La corriente que sale de las bobinas de restricción se llama corriente de retención y no es más que una corriente proporcional de los TC's al relevador.

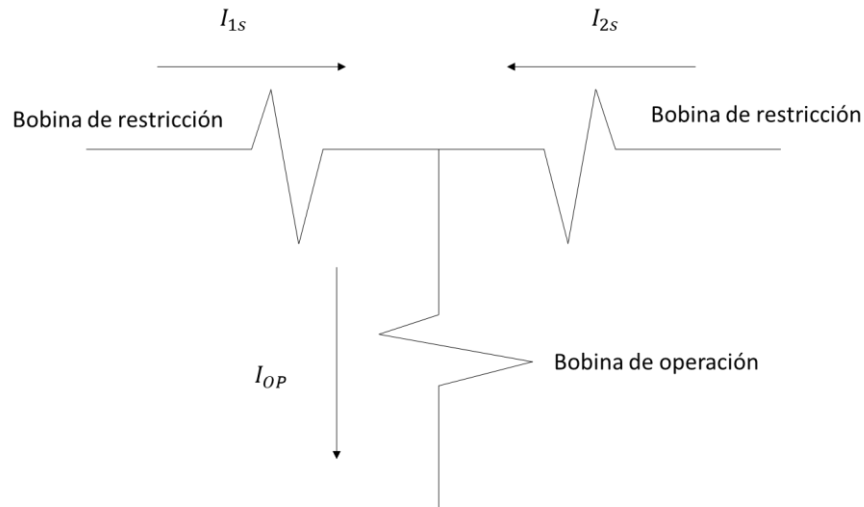


Figura 10. Esquema de bobinas de una protección diferencial de porcentaje

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

$$I_{OP} = I_{1s} - I_{2s} \quad (3.6)$$

donde:

$I_{1s}$  representa la corriente secundaria del TC del lado primario del transformador de potencia

$I_{2s}$  representa la corriente secundaria del TC del lado secundario del transformador de potencia

Ahora bien, las bobinas de restricción están diseñada con cierta cantidad de amperes-vueltas con respecto a la bobina de operación, las cuales están en un punto medio con respecto a la bobina de operación, donde la bobina de restricción estaría representada por  $I_{1s} \left(\frac{N}{2}\right)$ . Por tanto, la corriente de retención se representa como:

$$I_{ret} = \frac{I_{1s} - I_{2s}}{2} \quad (3.7)$$

Los relevadores de porcentaje tienen una curva característica de operación, lo que quiere decir que en el momento en que aumenta la corriente de restricción, la corriente de la bobina de operación de la protección también aumenta, haciendo que la protección sea más selectiva ante fallas externas. Esta curva de operación tiene una pendiente que está relacionada por la corriente de retención como:

$$\tan \alpha = \frac{I_{1s} - I_{2s}}{\frac{I_{1s} + I_{2s}}{2}} = k \quad (3.8)$$

donde k es la pendiente característica de la protección diseñada.

Ahora bien, la protección actuará siempre y cuando:

$$I_{OP} \geq k I_{ret} \quad (3.9)$$

En la Figura 11 se observa una protección con el 15% y 30% de pendiente.

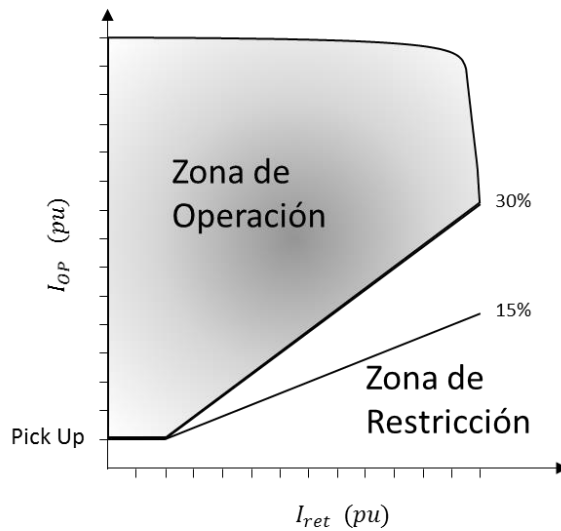


Figura 11. Representación de curvas características

## 3.5 Factores que afectan la operación de una protección diferencial 87T

### 3.5.1 Corriente de magnetización o Inrush

La corriente de magnetización (Inrush) aparece cuando se le aplica tensión al lado primario del transformador. Para que el transformador sea capaz de reproducir el fenómeno de inducción

electromagnética, requiere gran cantidad de corriente para poder magnetizar el núcleo y así, poder inducir una tensión en el devanado secundario. Por ende, la energización produce un valor de corriente muy elevado, el cual solo se presenta en el lado primario del transformador, produciendo una corriente diferencial en la protección bajo estudio.

La corriente de Inrush alcanza un punto máximo y va disminuyendo hasta llegar a un estado estable; el tiempo en que alcanza el nuevo estado estable (después de ser energizado el transformador) puede variar desde 10 ciclos hasta 1 minuto (máquinas de alta inductancia); todo depende de las características de los elementos con los que está construido el transformador. Estas características son, principalmente: tamaño del transformador, tamaño de la fuente de energía, tipo de núcleo del transformador y la relación de L/R del equivalente de red y del transformador mismo.

También, existe un fenómeno denominado recuperación de Inrush. Esto quiere decir que cuando ocurre una caída considerable de voltaje o una falla, cuando la tensión regresa a su estado normal de operación, se crea una corriente Inrush. Un ejemplo de este fenómeno es una falla trifásica externa cercana al transformador, donde la caída de tensión en cada una de las fases es considerable y, al momento de liberarse la falla, se crea una corriente de Inrush en el transformador de potencia.

Otro fenómeno de corriente de magnetización ocurre cuando se tiene un sistema de transformadores en paralelo, es decir, cuando se tiene en operación uno de ellos y tiempo después se pone en operación el siguiente, creándose una corriente de magnetización que afecta al primer transformador, provocando una componente de corriente directa y componentes armónicos, aparentando ser una corriente de Inrush de menor contenido armónico.

Entre los problemas que podemos encontrar por el fenómeno de corriente Inrush, está la reducción de eficiencia del transformador, debido a que las pérdidas del núcleo incrementan cuando las corrientes de magnetización también lo hacen; también, una corriente Inrush incrementa demasiado la temperatura de los devanados, deteriorando el aislamiento. Otro problema es que se inyecta mucha interferencia con otros sistemas, derivado de la magnitud y armónicos de los que se compone. El factor de interés en este estudio es directamente sobre los relevadores, ya que ésta corriente sólo ocurre en el devanado primario, dejando así una gran diferencia entre las corrientes primaria y secundaria que llega al relevador.

## 3.5.2 Sobreexcitación

El problema de sobreexcitación es común en una falla externa (fallas asimétricas que producen sobretensiones en las fases no falladas) cerca de la zona diferencial, pero también puede ser un efecto propio del transformador de potencia. El flujo dentro de un transformador es proporcional al voltaje aplicado e inversamente proporcional a la frecuencia del voltaje aplicado. Cuando la sobreexcitación está por arriba del límite del diseño del transformador, su núcleo entra en saturación, generando exceso de calor y, por tanto, daños mecánicos a los devanados.

Los transformadores de potencia situados en generadores eléctricos deben contar con protecciones diferenciales efectivas, ya que, por estar en zonas generadoras de energía eléctrica, están en constante cambio de frecuencia y tensión, lo cual se traduce en estados de saturación de la máquina eléctrica. Otro ejemplo, son las líneas de transmisión de longitud larga, ya que pueden operar en la región capacitiva, así que, durante periodos de baja carga, el efecto capacitivo de la línea de transmisión predomina en las caídas de voltaje causadas por la carga que fluye en la reactancia inductiva de la línea, resultando en incremento de voltaje en el sistema.

## 3.5.3 Saturación

En el efecto de saturación de un transformador, a medida que la corriente en el lado primario incrementa, el voltaje de excitación del secundario del TC alcanzará eventualmente un punto en el cual no pueda impulsar más corriente a través del Burden, ya que estará usando la mayor parte de su energía en la excitación al núcleo del TC. En este punto, se dice que el TC está en una condición de saturación [5, 21].

La saturación en los transformadores de corriente puede ocasionar un disparo en falso de la protección 87T. La saturación de un TC es común en fallas externas de gran magnitud, haciendo que el transformador de corriente entregue en el lado secundario una señal distorsionada de corriente, produciendo una corriente diferencial alta y debido a ello, un disparo en falso. Si se toma una muestra de la señal de la Figura 12, se distingue que, en estado normal de operación, las magnitudes de corriente de los secundarios de los TC son idénticas, sin embargo, al ocurrir una falla externa, el TC de alta tensión se



satura y produce una señal distorsionada, por lo que la corriente de operación será demasiado alta y mandará un disparo en falso.

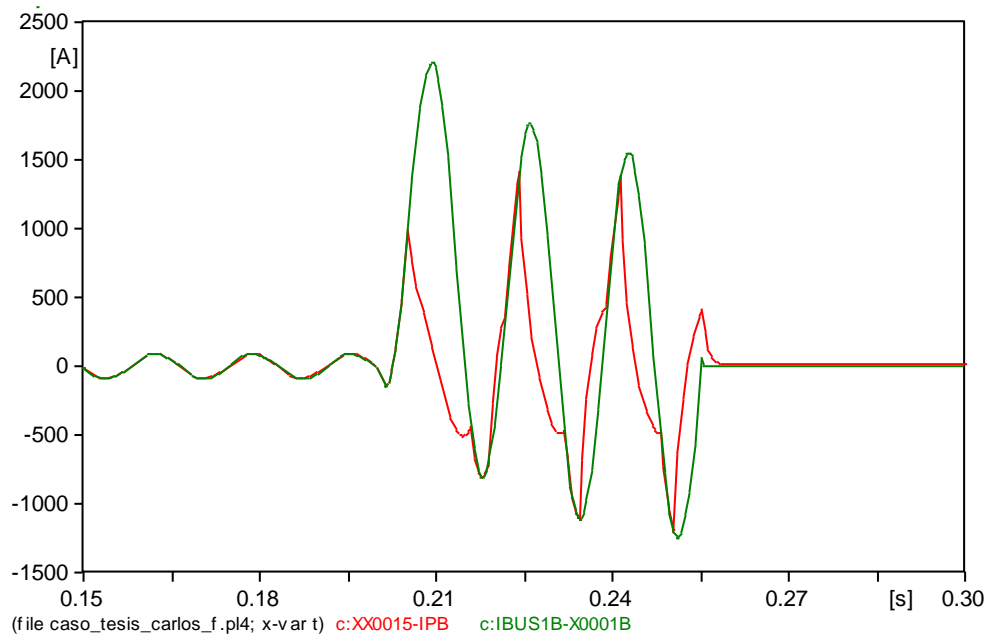


Figura 12. Saturación en TC debido a una falla externa: a) IPB: corriente del TC en alta tensión y b) IBUS1B: corriente del TC en baja tensión

Cada transformador cuenta con una curva de excitación que describe el comportamiento de la máquina: 1) un estado lineal que describe una condición de trabajo normal en el transformador, 2) un punto de saturación y 3) una zona no lineal, donde el transformador no reproduce adecuadamente la señal de entrada

Este fenómeno es de gran importancia en nuestro caso de estudio ya que la distorsión de la señal en el TC (sea de alta o baja tensión) va a ser muy diferente a la señal del otro lado del transformador de potencia, originando una señal diferencial alta que provoque el disparo de la protección. El disparo de la protección a causa de la saturación de un TC puede llegar a originarse debido a una falla externa en alguno de los lados del transformador de potencia (situación de no falla), por ello una buena selección de TC, así como la correcta selección de curvas de saturación de los mismos debe de ser la indicada.

# Capítulo 4

## Diseño de una protección diferencial

### 4.1 Introducción

La protección diferencial está diseñada para operar sólo en la zona que se quiere proteger; además, puede identificar fallas fuera de ella, pero no opera porque su propósito no es ese. Para garantizar una correcta operación de la zona de protección, las corrientes primarias y secundarias deben de estar en fase y de misma magnitud, para ello, la correcta configuración y elección de TC es de gran importancia.

Además, es necesario que la sección de medición (TC) como la sección de discriminación y decisión (microprocesadores) funcionen conjunta y adecuadamente. El algoritmo utilizado (método que los microprocesadores usan para hacer activar o no la protección), se presenta en este capítulo, dando un algoritmo general para entender el principio de decisión de la protección diferencial y, por último, se presenta el algoritmo modificado, el cual es empleado en esta tesis debido a su eficiencia.

## 4.2 Acoplamiento de TC's

Para que la protección diferencial opere adecuadamente, es necesario que las corrientes secundarias de los transformadores de corriente de cada fase estén alineadas (en fase), dado que la protección diferencial se basa en la ley de nodos de Kirchhoff, es necesario contar con corrientes de igual magnitud y en fase para que en cada punto, la diferencia entre ellas sea 0 A. A partir de la corriente diferencial, la protección determinará si hay o no una falla. La Figura 13 muestra la corriente secundaria en el lado de alta tensión (color rojo) y la corriente secundaria en el lado de baja tensión (color verde). Estas corrientes están en fase y son de igual magnitud, haciendo que la diferencia entre ellas sea igual a cero o muy cercana. De modo que, es necesario una corriente mínima de ajuste (valor de Pick Up) para que la protección opere. En este trabajo, una corriente de 0.3 A es seleccionada para que la protección no dispare en caso de que la corriente de operación sea menor a la corriente de Pickup.

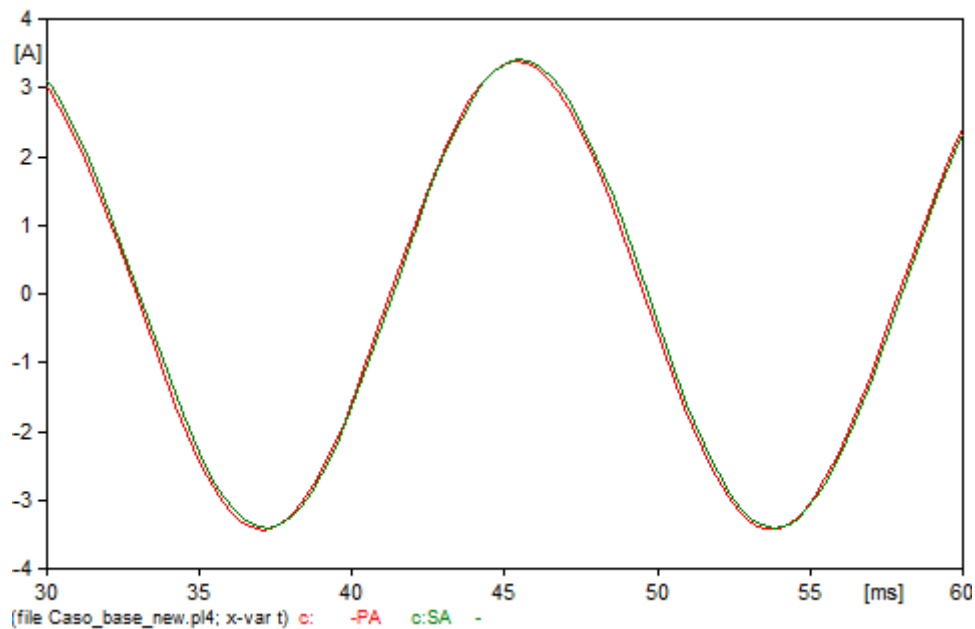


Figura 13. Corrientes secundarias de fase A

Ahora bien, si la corriente secundaria del lado de alta tensión está desfasada de la corriente secundaria del lado de baja tensión (ver Figura 14), se obtiene que la magnitud de la corriente del lado de alta es diferente de la corriente del lado de baja, obligando a que la diferencia de ellas sea diferente de cero. Por ejemplo, si se toma una muestra de la Figura 14, en un tiempo igual a los 131 (ms) y aplicando (3.6), se obtiene:

$$I_{OP} = I_{1S} - I_{2S} = 2.3373 - 0.8454 = 1.4919 (A)$$

Por consiguiente, el valor de corriente es mayor que la corriente de Pick Up y el relevador estaría en una condición de operación; aunque las magnitudes son prácticamente iguales, la fase hace que esta diferencia sea lo suficientemente grande para operar.

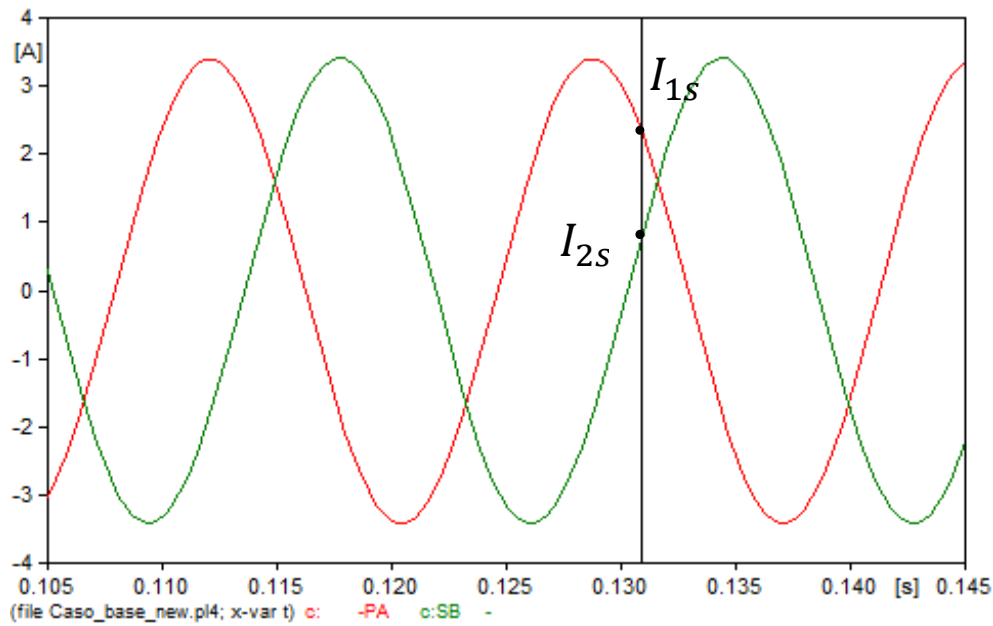


Figura 14. Corrientes primarias y secundarias con desfase

El desfaseamiento se debe a que, los transformadores cuentan con diferentes tipos de conexiones en los devanados de alta y baja tensión. Por lo tanto, se debe hacer un arreglo de conexiones de los transformadores de corriente para compensar el desfaseamiento. Comúnmente, si se tiene una conexión en estrella en el transformador de potencia, los TC's de ese lado se conectan en delta, y viceversa; si en el transformador de potencia se tiene conexión en delta, los TC's de ese lado se conectan en estrella. Con ello, se logran compensar los  $30^\circ$  que la conexión (estrella-delta) genera por naturaleza. También se debe considerar que, al conectar los TC's en delta, se reproducirá una corriente mayor a la esperada ( $\sqrt{3}$  veces mayor que si se conectará en estrella).

## 4.2.1 Diseño de corriente de TC

Para determinar correctamente el TC, se requiere que la corriente nominal secundaria esté normalizada a 5 A en la mayoría de los casos. Esto se puede determinar con:

$$I_{1s,2s} = \frac{S}{\sqrt{3} n \cdot V_{1s,2s}} \quad (4.1)$$

$$I_{\Delta} = \sqrt{3} I_Y \quad (4.2)$$

donde:

$I_{1s}$  es la corriente secundaria en el lado de alta tensión del TC

$I_{2s}$  es la corriente secundaria en el lado de baja tensión del TC

$I_{\Delta}$  es la corriente con conexión en delta

$I_Y$  es la corriente con conexión en estrella

$n$  es la relación de transformación del TC

## 4.2.2 Desbalance de TC's

Para tener una protección confiable es necesario minimizar el desbalance que puede haber, debido a los diferentes niveles de tensión de los lados de alta y baja tensión del transformador de potencia. Para minimizar este desbalance, los relevadores cuentan con cambiadores en derivación (taps), para compensar este desbalance natural. El desbalance que se tiene entre corrientes primarias y secundarias se conoce como desbalance de TC's (mismatch) y se puede calcular de la siguiente forma:

$$M = 10 \times \frac{I_{1s} \cdot T_H}{I_{2s} \cdot T_L} \quad (4.3)$$

donde  $T_H$  es el tap asociado al lado de alta tensión,  $T_L$  es el tap asociado al lado de baja tensión y  $S$  es la corriente secundaria más pequeña de los dos lados del transformador. Para determinar si el desbalance de TC's es apropiado o inapropiado, se puede considerar un desbalance de TC's menor al porcentaje de característica del relevador. En la Figura 15 se puede ver la diferencia entre un buen y mal balance de TC's.

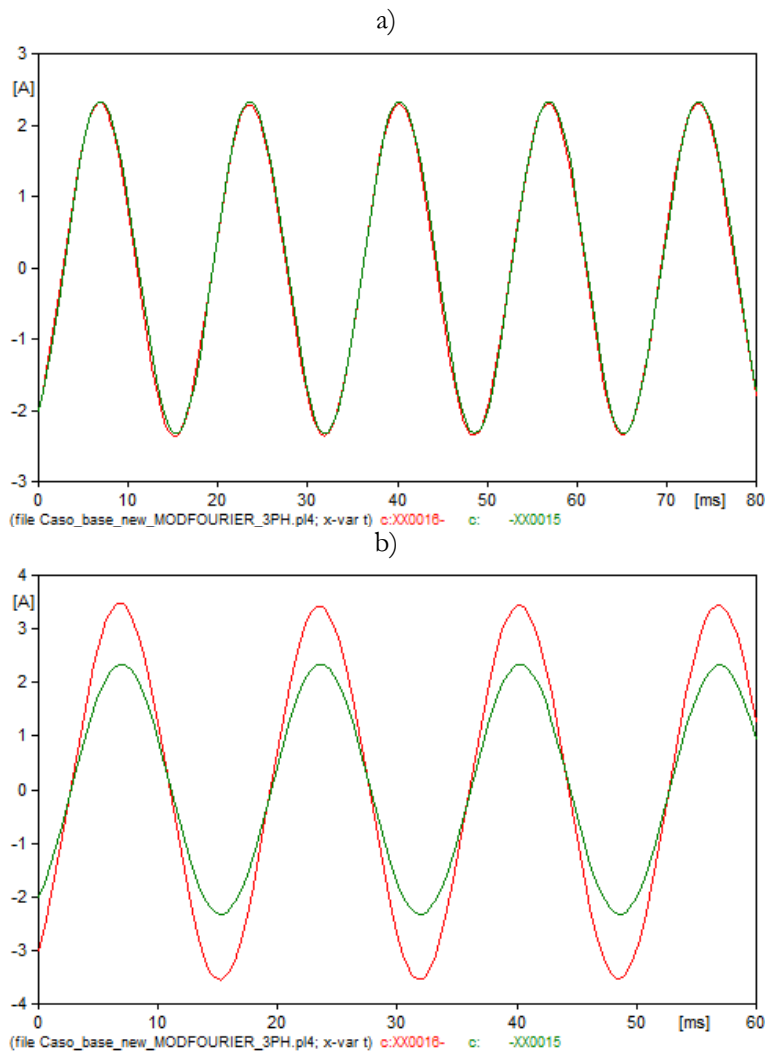


Figura 15. a) Buen balance de TC's b) Mal balance de TC's

Un buen balance de TC's origina que las señales de los devanados secundarios de los TC's, tanto del lado de alta como de baja tensión sean prácticamente iguales, ver Figura 15 a); mientras que un mal balance de TC's origina una diferencia de magnitud en las señales, Figura 15 b). Por otro lado, se puede tener un buen balance de TC's con ayuda de los taps (si es que cuentan con ellos los TC's), los cuales sirven para cambiar la relación de transformación, provocando disminuir o aumentar la corriente secundaria. Otra forma de poder establecer un buen balance de TC's, es eligiendo una relación de transformación diferente para hacer que coincidan las magnitudes de corriente, primarias y secundarias.

## 4.3 Método convencional de protección

Existen varios algoritmos desarrollados para la implementación de una protección diferencial. La selectividad, velocidad de operación, simplicidad y confiabilidad son las características que definen la diferencia entre uno y otro.

El método convencional, es un método simple que es actualmente utilizado en los relevadores digitales de las protecciones diferenciales para transformadores de potencia [22]. Este algoritmo se describe en la Figura 16 y consiste en obtener corrientes secundarias provenientes de TC's de cada fase, haciendo un muestreo de ellas a fin de obtener el fasor de cada una de las fases (empleando un análisis de Fourier), con sus respectivos armónicos en caso de que éstos se requieran. Después, se determina si la protección estará en función de operación y no operación con base en una comparación de magnitudes de componente fundamental. Lo anterior se realiza utilizando las expresiones (3.6) - (3.9).

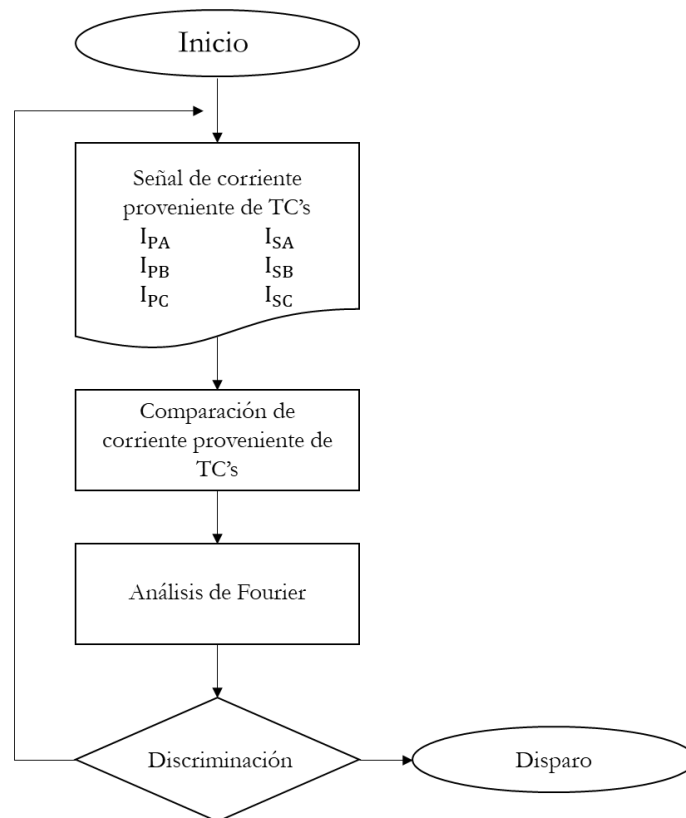


Figura 16. Diagrama de Flujo básico de protección 87T

El método convencional tiene como objetivo distinguir entre fallas internas y externas. Para ello, se puede emplear un solo análisis de magnitudes (utilizando la frecuencia fundamental). Sin embargo, las corrientes de energización producen una diferencia de magnitudes considerable que no es motivo de falla. Entonces, a través de un análisis de Fourier, se logra distinguir un incremento mayor de segunda armónica que la fundamental. Por lo que una discriminación de segunda armónica sería pertinente debido a su gran contenido durante la energización [5,14,23]. En general, el porcentaje de segunda armónica está entre el 20% y 70% mayor que la magnitud de frecuencia fundamental.

Otro filtro que puede ayudar a la discriminación de fallas externas es la quinta armónica. Se ha estudiado y comprobado que las saturaciones de los TC's hacen que la quinta armónica incremente considerablemente (cerca al 40%) [23]. Al presentarse la saturación en un TC, debido a falla externa, se crea un desbalance de corrientes secundarias, tanto del lado de alta como de baja tensión, induciendo la operación en falso de la protección.

Para evitar la compensación de fase por el tipo de conexiones en los transformadores, los reveladores digitales pueden compensar la fase mediante matrices de rotación con intervalos de 30°. Por ejemplo, las corrientes diferenciales se pueden presentar en un arreglo matricial.

$$\begin{bmatrix} I_{DA} \\ I_{DB} \\ I_{DC} \end{bmatrix} = A \cdot \begin{bmatrix} I_{PA} \\ I_{PB} \\ I_{PC} \end{bmatrix} + n \cdot B \cdot \begin{bmatrix} I_{SA} \\ I_{SB} \\ I_{SC} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

donde  $I_{DA, DB, DC}$  son los fasores de corrientes diferenciales de la fase A, B y C, respectivamente;  $I_{PA, PB, PC}$  son los fasores de corriente del lado de alta tensión;  $I_{SA, SB, SC}$  son los fasores de las contribuciones de corriente del lado de baja tensión;  $n$  es la relación de transformación del transformador de potencia;  $A$  y  $B$  son las matrices de rotación para compensar la fase de acuerdo con el tipo de conexión que el transformador presenta. En la Tabla 4 [41] se observan las matrices de rotación con los coeficientes para la compensación angular (estandarizados) entre los devanados de alta y/o baja tensión. Con estas matrices se pueden calcular las corrientes diferenciales de una protección 87T sin necesidad de emplear una conexión física de TC's, con la cual se compense la fase.

Generalmente, se utiliza como referencia el lado conectado en estrella. Por ejemplo, si el transformador de potencia es un transformador de potencia estrella-delta, el devanado de alta tensión (conexión en estrella) es tomado como el devanado de referencia; si el transformador de potencia es una potencia estrella-estrella, el devanado de alta tensión (conexión en estrella) se toma como el devanado de referencia; si la conexión del transformador es un delta-estrella, el devanado de baja tensión (conexión



estrella) se toma como el devanado de referencia. Si no hay algún lado conectado en estrella, el lado de alta tensión se elige automáticamente como el devanado de referencia.

Tabla 4. Matrices de rotación

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

Matriz con 60° en adelanto

$$\frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \end{bmatrix}$$

Matriz con 30° en adelanto

$$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$$

El algoritmo diferencial utilizado en este trabajo se puede ver en la Figura 17, que consiste en la obtención de fasores a partir de un análisis de Fourier, así como la obtención de las componentes de segunda y quinta armónica para discriminar entre fallas interna, externas y corrientes de magnetización. Primero se obtienen los fasores provenientes de cada fase de los devanados secundarios de los TC's, del lado de alta y baja tensión. Una vez obtenidos éstos, se calcula la corriente de operación y la corriente de retención de cada fase.

El primer paso de la discriminación es comparar la magnitud de la fundamental de cada fase y verificar si es mayor o no, a la corriente mínima de ajuste (Pick Up). Si esta magnitud es mayor al límite máximo de corriente establecida para la protección, se determina que ocurrió una falla interna, de no ser así, procede a evaluar la magnitud de quinta armónica, si el porcentaje de magnitud de quinta armónica es mayor a la corriente de operación, se determina que es una falla externa y no opera.

De la Figura 17, se puede ver que, si la magnitud de corriente de operación es mayor al porcentaje de quinta armónica, continua con la última etapa de discriminación. Ésta última etapa evalúa, si la magnitud de corriente de retención (más un porcentaje de magnitud de segundo y cuarto armónico) es mayor a la corriente de operación. Si es mayor la corriente de operación a la suma de la corriente de retención y porcentajes de segunda y quinta armónica, la protección determina que es una falla interna y la protección mandará una señal disparo, de no ser así, la protección determina que es una corriente de energización y no opera.

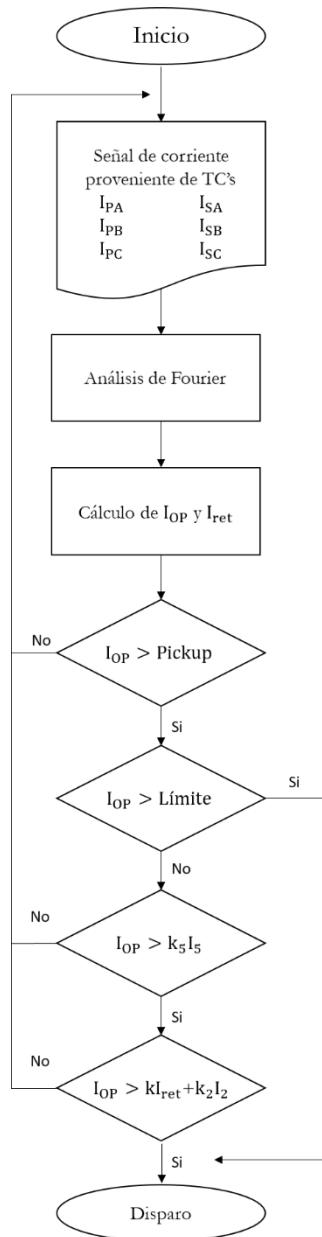


Figura 17. Diagrama de flujo empleado

# Capítulo 5

## Casos de estudio

### 5.1 Introducción

En este capítulo se dará a conocer el caso base simulado en el Software ATP-EMTP. Se describen cada uno de los componentes utilizados, así como los parámetros empleados. Se muestra el dimensionamiento de los TC's del lado de alta y baja tensión y cada una de las curvas características de saturación para cada TC y del transformador de potencia.

Por último, se dan a conocer los resultados obtenidos con base en el Software ATP-EMTP, describiendo cada uno de los casos, explicando en qué etapa la protección toma una decisión para enviar una señal de disparo o no. En general, se presentan los resultados en el instante de prefalla y de falla para poder identificar el comportamiento de los transitorios, así como la velocidad y eficiencia de cada una de las etapas y filtros del algoritmo empleado

## 5.2 Implementación en ATP-EMPT

El caso de estudio es un sistema de potencia con un transformador de potencia con una relación de 138 kV a 13.8 kV, conectado en estrella-estrella aterrizada. En el lado de alta y lado de baja tensión del transformador se colocó un divisor de 3 fases, el cual tiene la función de expandir la representación trifásica a por fase (fase A, B y C). En seguida, se colocan los TC's para cada fase, conectados en estrella, que a su vez representa el sistema de medición y protección. Las señales de corriente, lado secundario del TC, son señales normalizadas (5 A, con base en la corriente nominal del transformador, lado de alta y lado de baja). En la Figura 18 se muestran los módulos IOP e IRET (usando rutinas Models), los cuales son utilizados para obtener las corrientes de operación y retención, respectivamente. El modelo P87t tiene la función de determinar, si el evento es causa de falla o no falla. Estos modelos fueron implementados siguiendo los algoritmos mostrados en las Figuras 16 y 17.

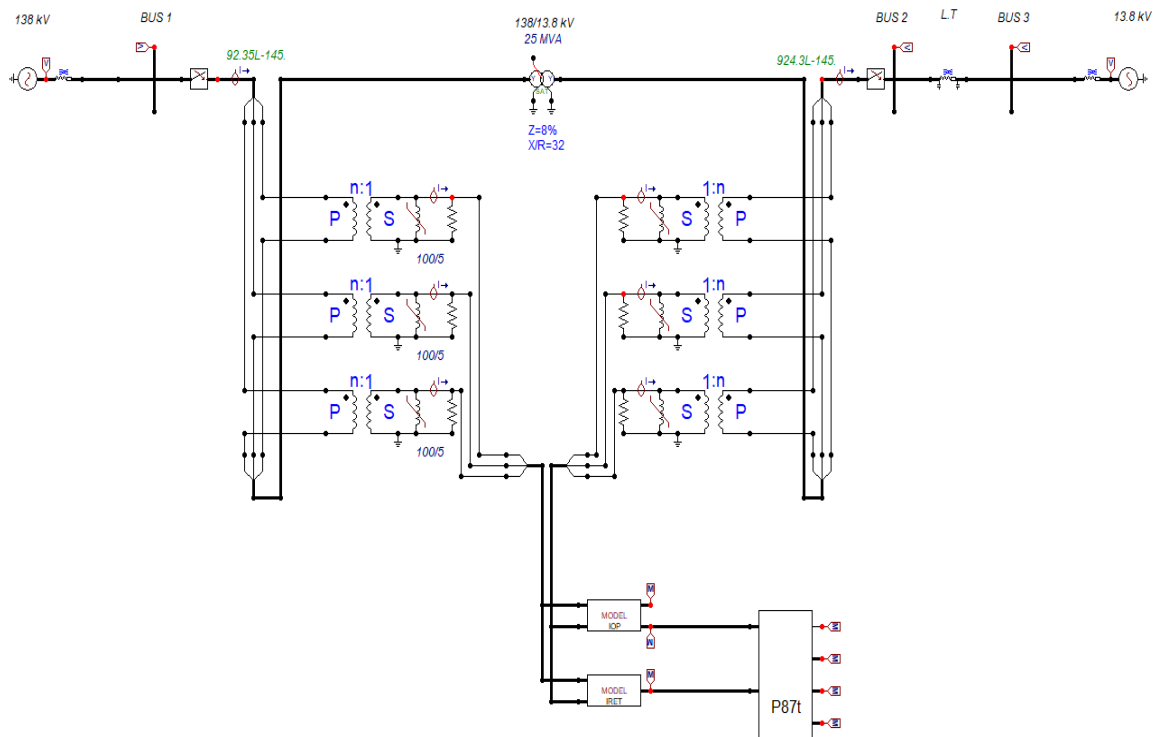


Figura 18. Caso de estudio

El sistema simulado, es un sistema de potencia a 60 Hz. Los valores de impedancias de secuencia positiva y negativa corresponden al sistema de prueba presentado en [24]. La Figura 19 muestra los datos para cada equivalente de red de acuerdo con el ambiente de simulación de ATM-EMTP.

a)

Component: ACSOURCE

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
AmplitudeA	Volt	138000
Frequency	Hz	60
PhaseAngleA	degrees	0
StartA	sec	-1
StopA	sec	100

NODE	PHASE	NAME
AC	ABC	GHV

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment:

Type of source:  Current  Voltage  
 Num phases:  Single  3-phase  3\*1-phase  
 Angle units:  Degrees  Seconds  
 Amplitude:  Peak L-G  RMS L-G  RMS L-L  
 Grounding:  Grounded  Ungrounded  Hide

Edit definitions OK Cancel Help

b)

Component: LINESY\_3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
Ro	Ohm/m	7.596
Lo	mH/m	115.45
R+	Ohm/m	7.1
L+	mH/m	53.99

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	GHV
OUT1	ABC	BUS1

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment:

Lines:  
Length 1 [m]  Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 19. a) Parámetros de la fuente de tensión; b) Impedancias de la fuente de tensión

Para el transformador de potencia, se utilizaron los datos mostrados en la Figura 20. El transformador utilizado es un transformador de 25 MVA con datos típicos. El modelo utilizado para el transformador es un modelo SATTRAFO, que representa un transformador saturable de tres fases. En la Figura 20 a) se puede observar la característica de saturación del transformador, la cual definirá el comportamiento de

transformador durante la energización, ya que, de no especificarlo, el resultado será una simulación en estado normal de operación.

a)

Component: SATTRAFO

	Prim.	Sec.
U [V]	79674.3371	7967.4337
R [ohm]	0.908	0.0091
L [mH,ohm]	78.51	0.7851

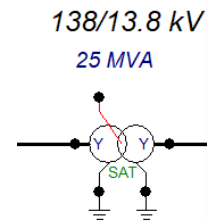
Coupling: Y Y  
Phase shift: 0  
I(0)= 0 F(0)= 0 Rm= 1190000  
 3-leg core  RMS  3-winding

NODE	PHASE	NAME
Primary	ABC	X0002
Secondary	ABC	X0004
Starpoint	ABC	X0007
Prim-N	1	
Sec-N	1	

Order: 0 Label: 25 MVA

Output: 0 - No  Hide

Edit definitions OK Cancel Help



b)

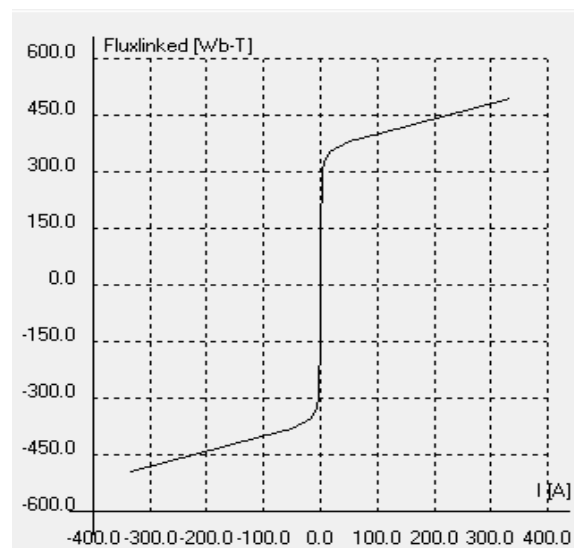


Figura 20. a) Parámetros eléctricos del transformador de potencia del lado de alta tensión; b) Curva de saturación del TC

Para la línea de distribución se usaron los datos mostrados en la Figura 21, los parámetros usados corresponden a una longitud de 50 km. La línea es representada mediante el modelo  $\pi$ .

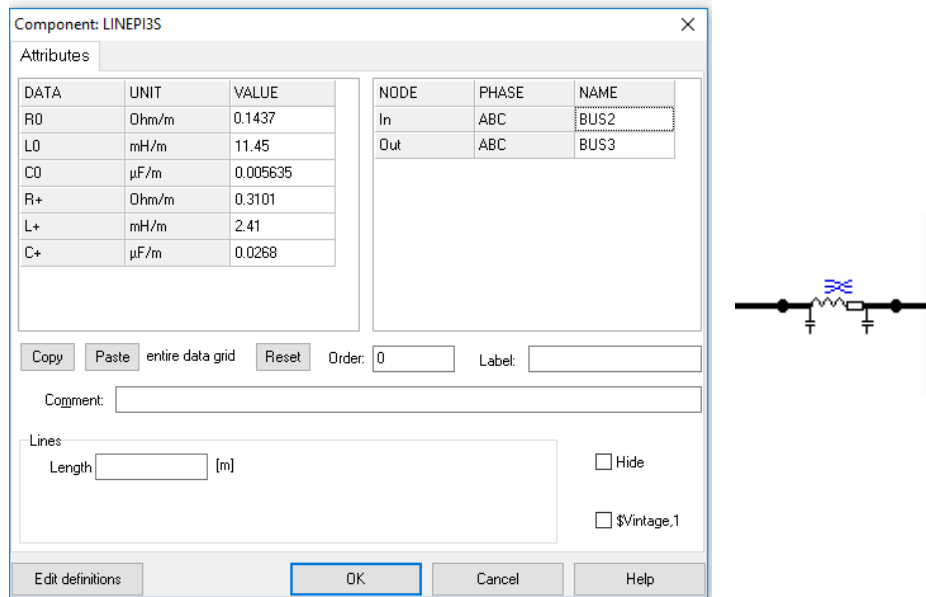


Figura 21. Parámetros de línea de distribución

A continuación, se determinarán los TC's de los lados de baja y alta tensión, únicamente con fines de diseño de protección, es decir, dejando a un lado la selección de aislamiento y demás especificaciones. Para la selección del TC, primero se debe conocer la máxima corriente en cada lado del transformador, esto se hace mediante (3.2). Eligiendo una relación de 1000:5 y 100:5, para el lado de alta y lado de baja, respectivamente, se tiene una corriente secundaria de 5.2296 A (en ambos casos).

Con el propósito de conocer, si la relación de transformación es aceptable, es necesario calcular el desbalance de TC's, entonces, con un tap en el lado de alta tensión de 5 y un tap de 6 en el de baja tensión, se logra un 20% de desbalance de TC's, logrando un rango de seguridad adecuado por algún error de TC.

$$M = 10 \times \frac{5.2296 \text{ A} \cdot 5}{5.2296 \text{ A} \cdot 6} = 20\%$$

Para representar la curva característica del transformador de corriente, se empleó una impedancia inductiva no lineal (Type 98), en la cual se introdujo la curva característica del TC con relación 100:5, ver Figuras 22 y 23. De igual forma, se hace para el transformador de corriente con relación 1000:5.



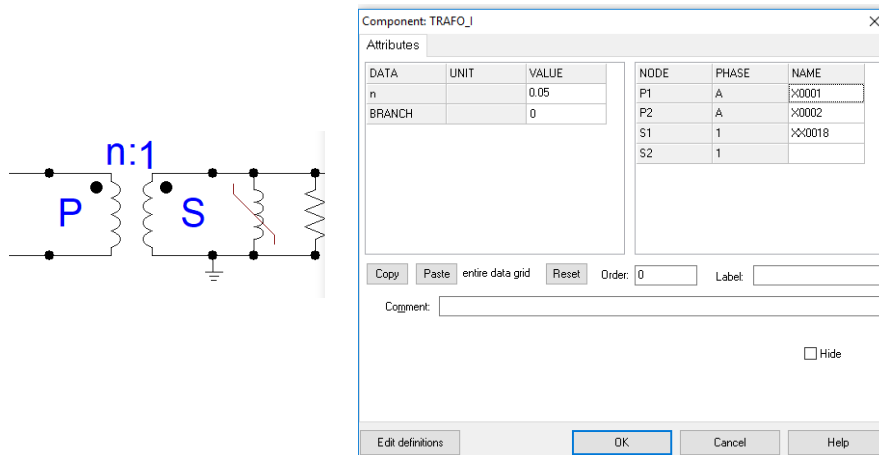


Figura 22. TC en lado de alta tensión (100:5 A)

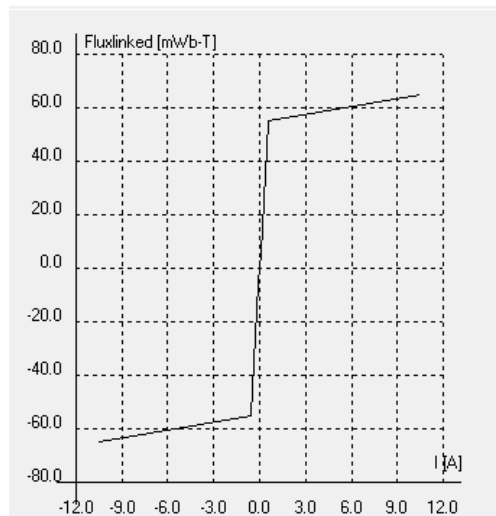


Figura 23. Curva característica del TC de lado de alta

Los TC's simulados corresponden a una clase C100, con un Burden estándar de 1 ( $\Omega$ ). Al tener un transformador de potencia con conexión estrella-estrella aterrizada, no existe un desfaseamiento entre la corriente secundaria respecto a corriente primaria. Por ende, los TC's son conectados en estrella, en otro caso, se pueden utilizar las matrices presentadas en la Tabla 4.

## 5.3 Resultados

Con el objetivo de analizar el comportamiento de la protección diferencial implementada, se consideran diferentes tipos de fallas, internas y externas. Las fallas fueron simuladas dentro y fuera de la zona diferencial, mostrada en la Figura 18. Por otro lado, se analizaron diferentes instantes de energización a fin de observar el funcionamiento de la diferencial durante estas condiciones, ya que éstas producen un fenómeno transitorio que puede llevar a la operación en falso de una protección diferencial convencional. Los casos evaluados son los siguientes:

- 30 fallas internas en el lado de alta tensión
- 30 fallas internas en el lado de baja tensión
- 30 fallas externas en el lado de alta tensión
- 30 fallas externas en el lado de baja tensión
- 30 energizaciones (corriente de magnetización, Inrush)

De los casos evaluados anteriormente, se toma una muestra de cada uno de los casos para exponerlo en esta tesis y analizar el algoritmo, así como el modelo propuesto. Todos los casos simulados son almacenados en una base de datos para posteriormente manipularlos con el software MATLAB. Esto con la finalidad de poder realizar comparaciones. Finalmente, los resultados aquí presentados, son solo los casos más críticos, en los cuales una protección debe garantizar su correcto funcionamiento.

### 5.3.1 Estado estable

En la Figura 24 se muestran las corrientes secundarias provenientes de los TC's, tanto del lado de alta como de baja tensión del transformador, las cuales son prácticamente iguales. Esto se debe a la buena relación de transformación seleccionada en los TC's, dando lugar a un valor aceptable de desbalance de TC's. Por consiguiente, la corriente diferencial estará cercana a cero, tal como se muestra en la Figura 25. En este caso, el resultado de la corriente diferencial es menor que el valor de corriente de ajuste (Pick Up).

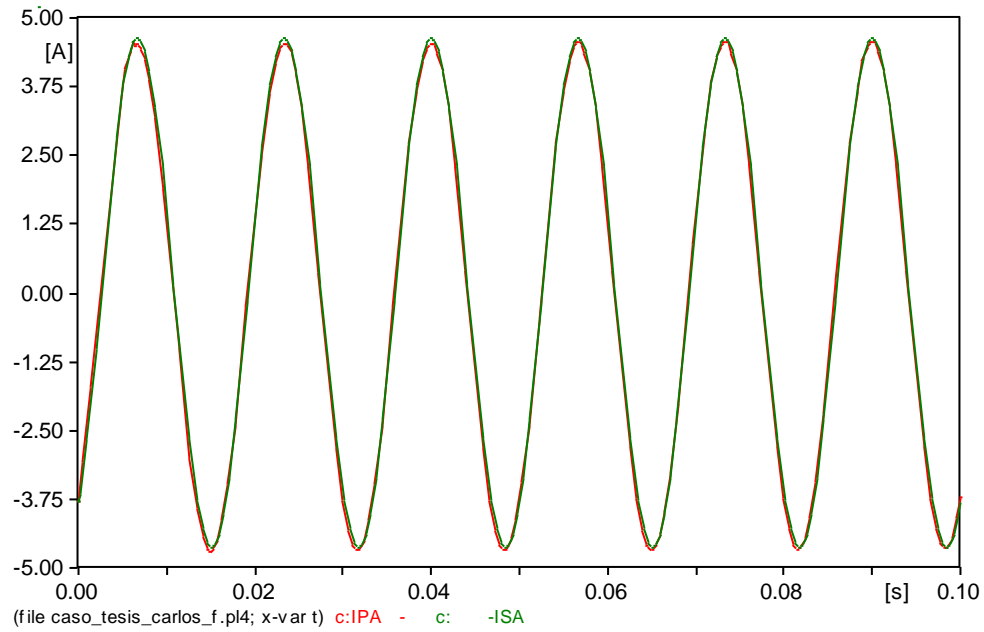


Figura 24. IPA: corriente TC lado de baja tensión; ISA: corriente TC lado de alta tensión

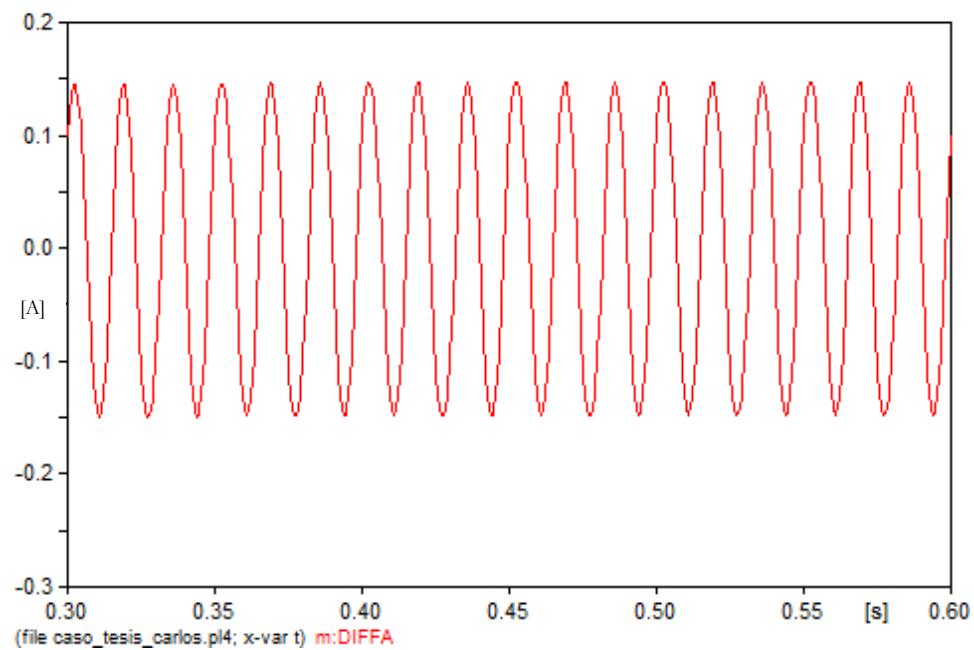


Figura 25. DIFFA: Corriente diferencial de la fase A

La Figura 26 muestra el comportamiento del relevador diferencial. De aquí se puede ver que la corriente diferencial (línea en color verde) versus corriente de retención, es menor que la corriente de ajuste (1.8

A) que en consecuencia no produce una señal de disparo. Además, se puede ver que la corriente diferencial permanece dentro de la zona de no operación, esto de acuerdo con la pendiente que define la zona de operación y no operación (línea de color rojo) del relevador. Por lo tanto, el relevador está observando una condición normal de operación, de modo que, la señal de disparo no se genera, ver Figura 27.

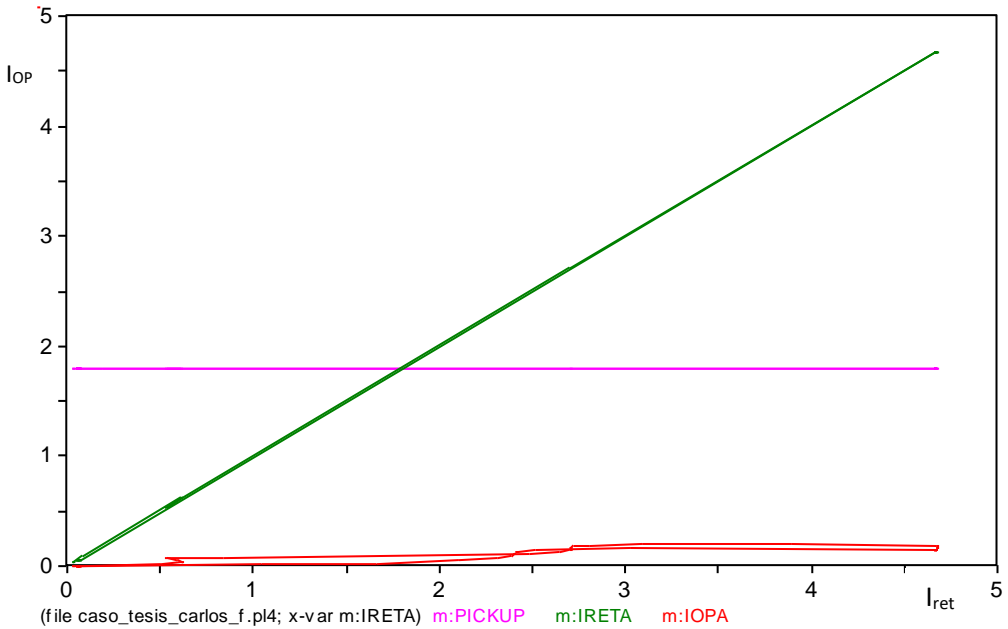


Figura 26. IRETA: pendiente del relevador; IOPA: corriente diferencial de la fase A

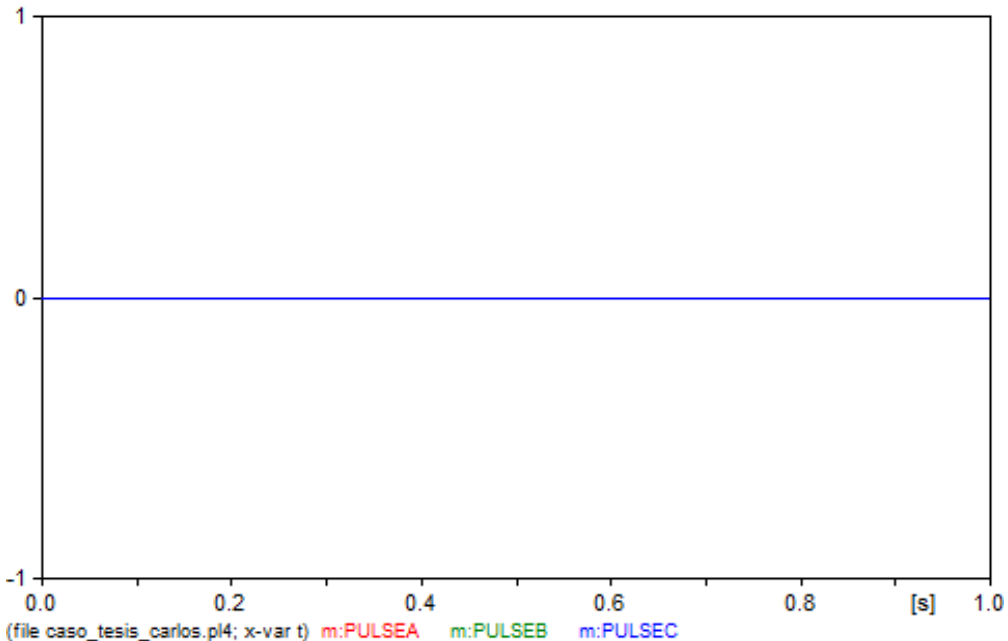


Figura 27. PULSEA: disparo fase A; PULSEB: disparo fase B; PULSEC: disparo fase C

## 5.3.2 Energización

Para poder simular una energización de transformador se colocaron 2 interruptores (uno en cada extremo del transformador), se cierra el interruptor trifásico del lado de alta tensión un instante después que las fuentes de tensión. Así, con la curva característica del transformador de potencia, se puede simular una energización típica. En la Figura 28, se muestran las corrientes diferenciales provenientes de los TC's.

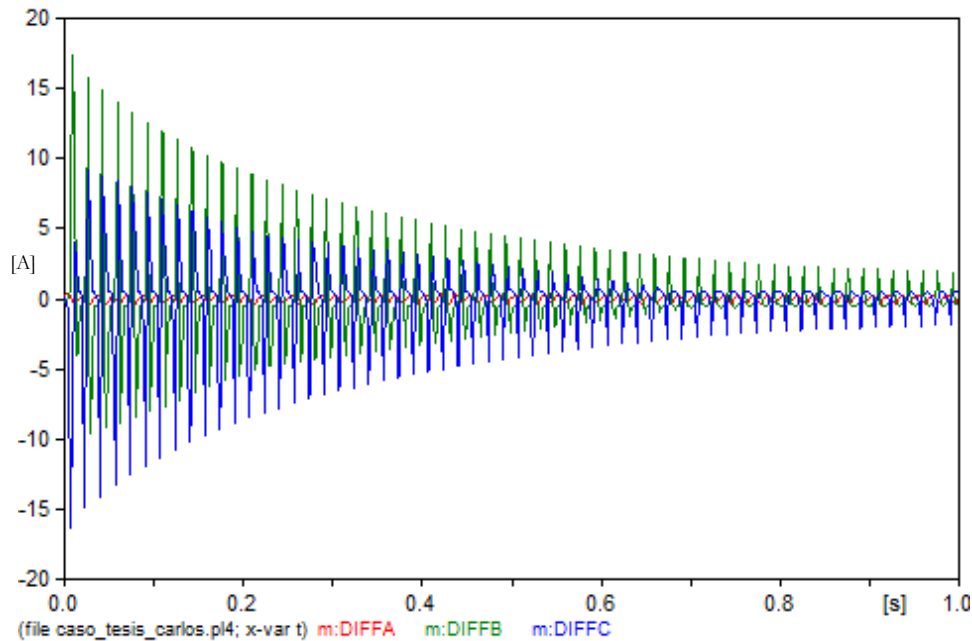


Figura 28. DIFFA: corriente diferencial de fase A; DIFFB: corriente diferencial de fase B; DIFFC: corriente diferencial de fase C

Para poder ilustrar el caso de energización, se toma como ejemplo la fase B. Cuando ocurre una energización las corrientes de TC primarios son mayores en magnitud que las corrientes de TC secundarios, ésta diferencia es provocada por una saturación de TC's. En la Figura 29 se puede observar que la corriente diferencial (curva roja) es grande, situándose por encima de la corriente de Pickup (línea rosa). El efecto descrito corresponde a la primera discriminación del algoritmo propuesto. Aunque la Figura 29 ilustra que la corriente diferencial se encuentra en el área de operación, procede a evaluar el caso con los demás filtros de discriminación.

La segunda discriminación se puede ilustrar en la Figura 28, donde las corrientes diferenciales máximas están en el orden de los 17 (A) (curva verde y azul). La corriente límite máxima para la discriminación de

fallas internas está establecido para el caso de estudio en 10 (pu) ó 50 (A). Teniendo en cuenta el límite máximo de corriente, se observa que ninguna corriente diferencial de las 3 fases supera el valor de 10 (pu), ver Figura 28.

La tercera discriminación del algoritmo es con base en el filtro de quinta armónica. En la Figura 29 se observa que la corriente diferencial está por arriba de la corriente de pickup, además, se encuentra por encima de la corriente de retención. En consecuencia, en el momento en que la corriente de operación supera estos dos parámetros, el algoritmo procede a evaluar el contenido armónico para decidir si es corriente de falla o es una energización.

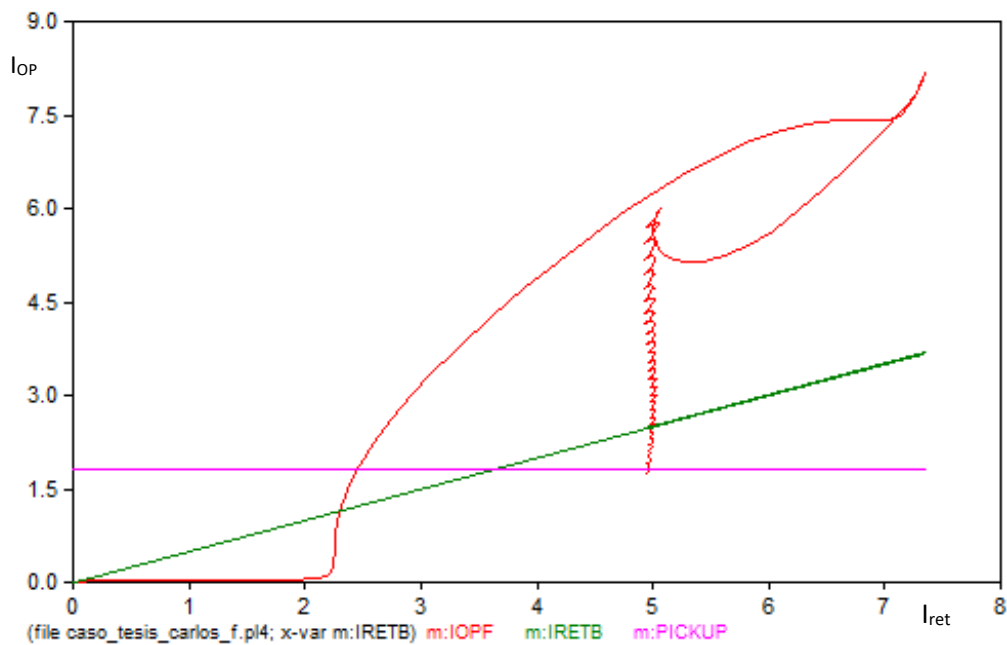


Figura 29. IOPF: corriente diferencial fase B; IRET B: corriente de retención fase B

El último filtro de discriminación del algoritmo se ilustra en la Figura 30, al ser una prueba de energización, el contenido de segunda y cuarta armónica es considerable tal y como es característico en una corriente de Inrush. Se puede observar que la componente de segunda y cuarta armónica de la fase B está por encima de la corriente diferencial de la misma fase, además, se encuentra por arriba de la corriente de pickup que está establecida en 1.8 (A); el algoritmo categoriza el ejemplo como una energización y no manda señal de disparo. Las señales de disparo se ilustran en la Figura 31.

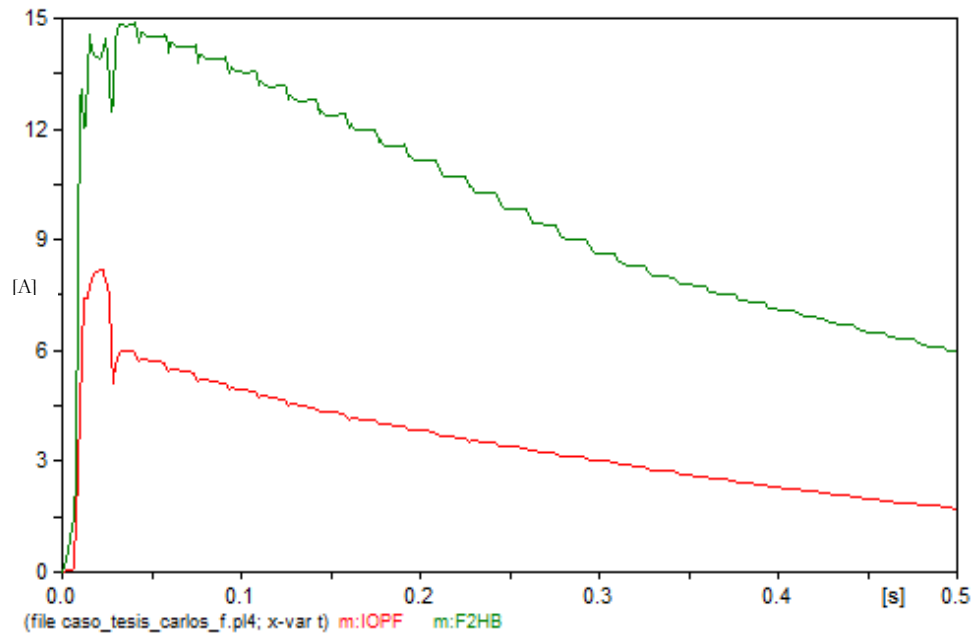


Figura 30. IOPF: corriente de operación fase B; F2HB: filtro de segunda y cuarta armónica fase B

Si alargamos el tiempo de visualización en la Figura 30, nos daremos cuenta de que entre más pasa el tiempo, el filtro de segunda y cuarta armónica van a ir disminuyendo de igual manera que la corriente de operación hasta situarse por debajo de la corriente de pickup (1.6 (A)), en este punto es cuando el transformador entra en estado estable.

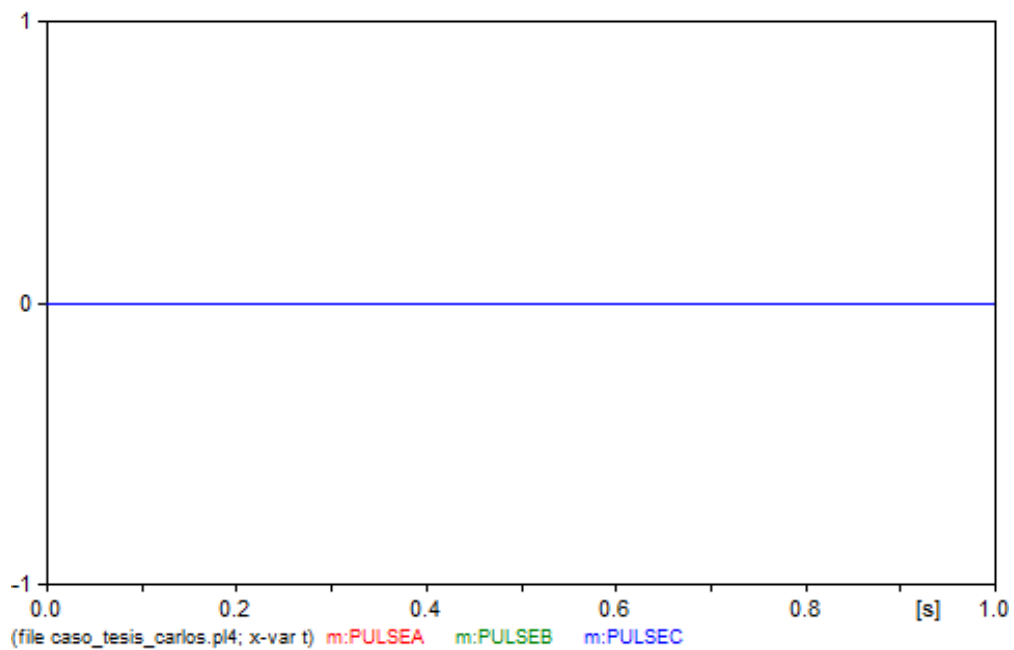


Figura 31. PULSEA: disparo fase A; PULSEB: disparo fase B; PULSEC: disparo fase C

### 5.3.3 Falla interna en el lado de alta tensión

Este caso se ejemplifica con una falla trifásica con una resistencia de falla de 0.01 ( $\Omega$ ). Cuando ocurre una falla interna, lo que se espera tener una corriente diferencial muy alta en la fase fallada, provocando que en un lado del transformador se tenga una corriente alta y en el lado contrario una corriente baja, haciendo que la corriente diferencial sea muy grande.

El primer paso de decisión es comprobar si la corriente diferencial es menor a la corriente de Pickup de 1.8 (A), en la Figura 33 se puede apreciar que en prefalla (antes de 20 (ms)) la corriente diferencial se encuentra en prácticamente en 0 (A) pero en falla interna se eleva sobrepasando la corriente de Pickup. Como se puede apreciar en la Figura 32, en prefalla, la corriente de retención está por arriba de la corriente de operación, por lo que no manda a operar la protección; en cambio, cuando ocurre la falla, la corriente de operación o diferencial proveniente de los TC es grande (sobrepasa la corriente de retención). Al ser mayor al límite de corriente máxima propuesto de 10 (pu) o 50 (A), la protección deberá actuar (Figura 32).

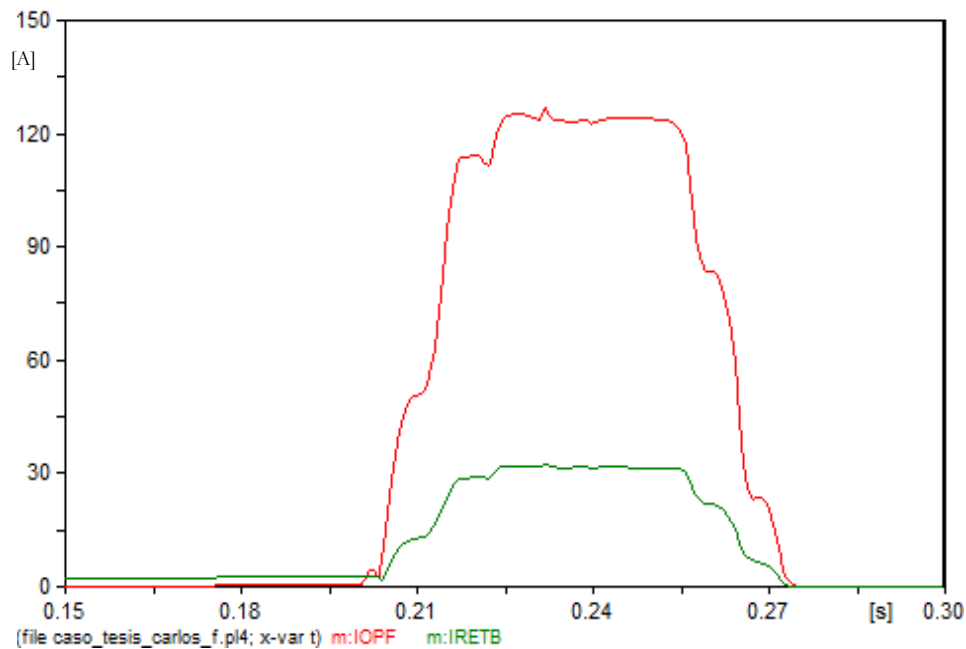


Figura 32. IOPF: corriente de operación fase B; IRETB: corriente de retención fase B



La Figura 33 representa las corrientes diferenciales de las 3 fases. Como se observa, la magnitud de corriente sobrepasa el límite puesto de 10 (pu) o 50 (A), debido a lo cual la protección diferencial actúa inmediatamente en la segunda discriminación del algoritmo; también se observa una saturación en los TC, produciendo una señal diferencial alta y deformada, debido a una saturación del TC del lado de alta tensión.

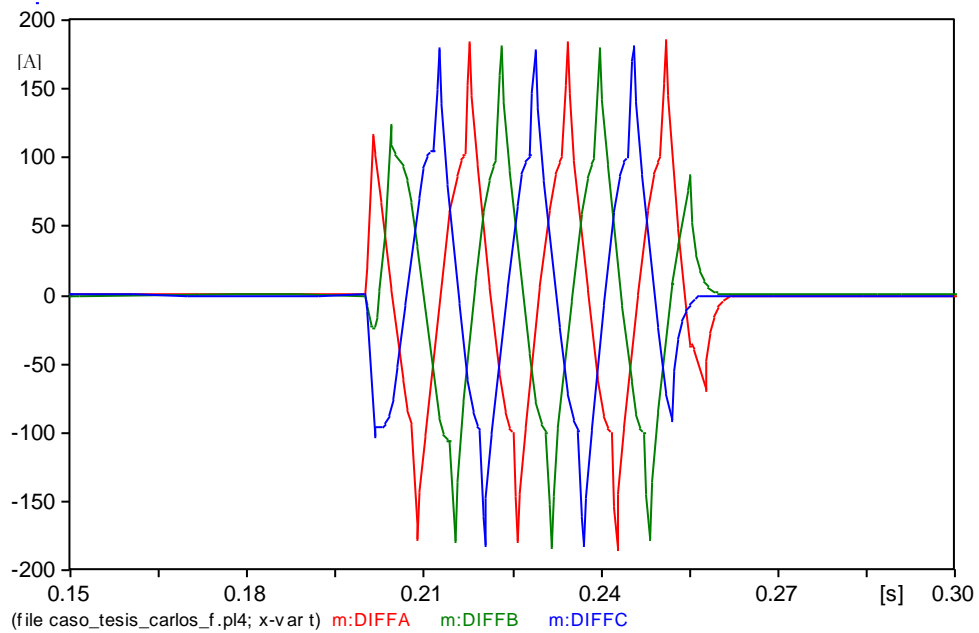


Figura 33. DIFFA: corriente diferencial de fase A; DIFFB: corriente diferencial de fase B; DIFFC: corriente diferencial de fase C.

En la Figura 34 se muestran los pulsos que genera la protección para mandar la señal de disparo y detener la operación del transformador. El algoritmo propuesto funciona de manera efectiva al poner el límite mínimo de falla interna en 50 (A) y el algoritmo no toma tiempo en hacer los siguientes filtros debido a la magnitud tan grande de corriente diferencial y la protección se acciona en el segundo módulo decisión protegiéndolo al transformador de manera efectiva en menos de 10 (ms)

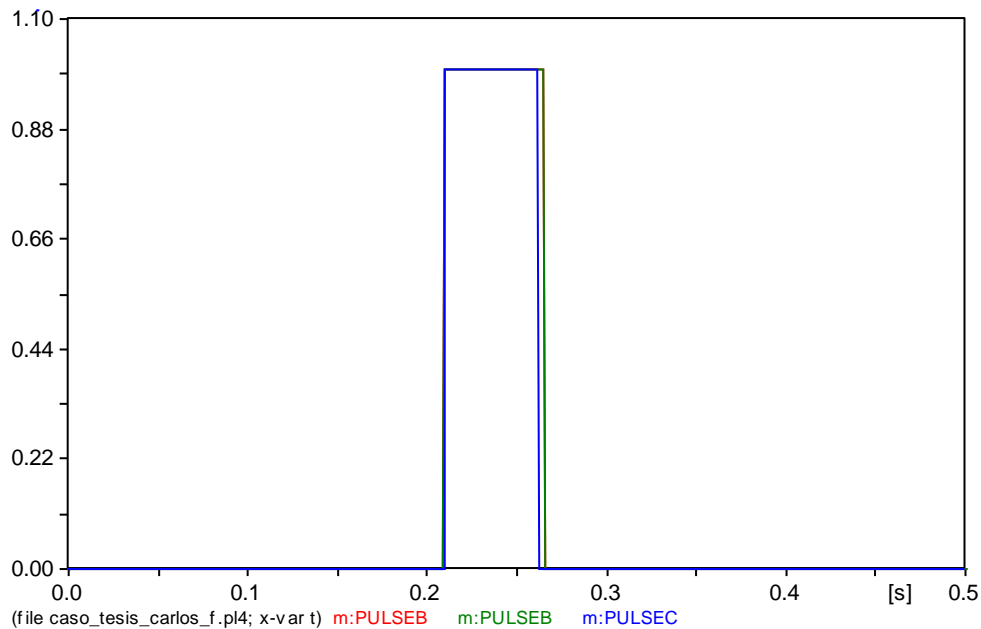


Figura 34. PULSEA: disparo fase A; PULSEB: disparo fase B; PULSEC: disparo fase C

### 5.3.4 Falla interna en el lado de baja tensión

Se simula una falla trifásica de 0.01 ( $\Omega$ ) de resistencia de falla a tierra, como se menciona en la sección 5.3.3, se espera una corriente diferencial muy alta debido a una gran magnitud de corriente de un lado y del lado contrario una magnitud muy baja. En la Figura 35 se observa cómo las corrientes diferenciales de las 3 fases están por arriba de la magnitud de 10 (pu) o 50(A); además, las corrientes diferenciales están deformadas debido a una saturación de TC, específicamente del lado de alta tensión.

El algoritmo responde a la falla en el segundo filtro de discriminación, ya que, en el primer filtro, se observa que la corriente diferencial sobrepasa la curva característica de la protección y, por tanto, sobrepasa también la corriente de Pickup, por lo que se manda señal de disparo para aislar el transformador (Figura 36).

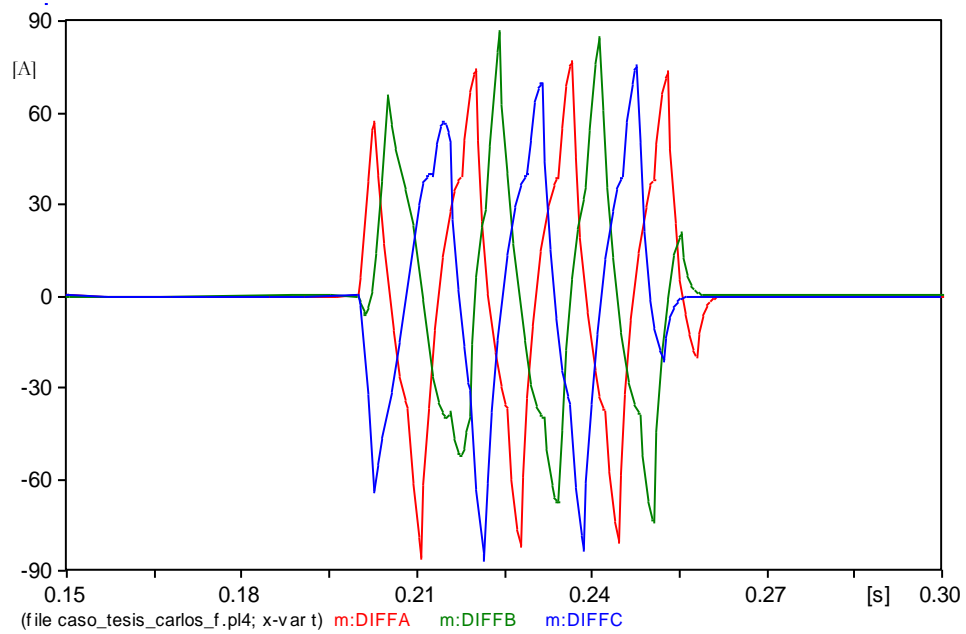


Figura 35. DIFFA: corriente diferencial fase A; DIFFB: corriente diferencial fase B; DIFFC: corriente diferencial fase C

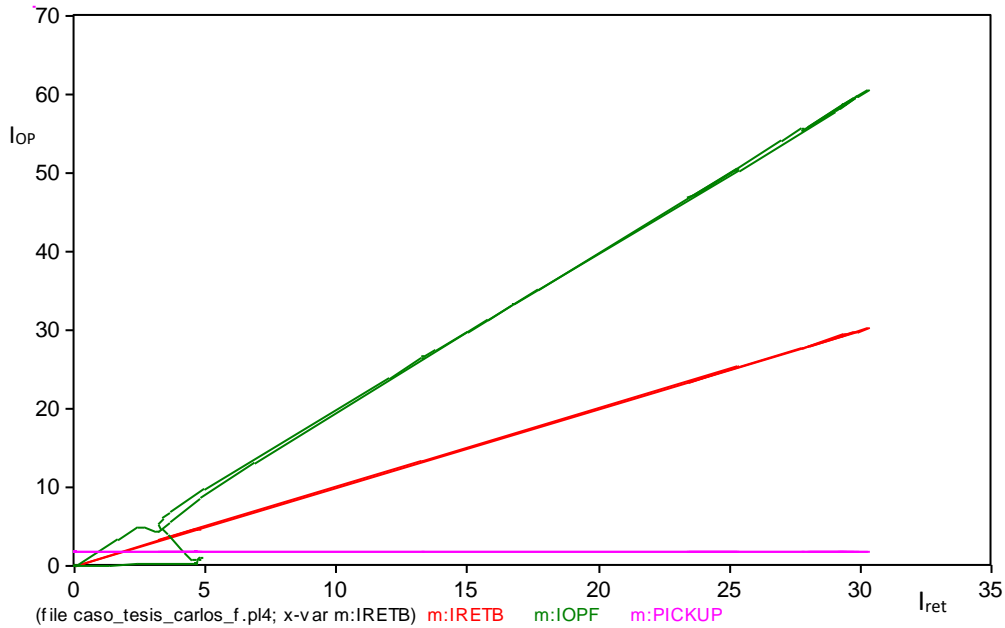


Figura 36. IRET B: corriente de retención fase B; IOP F: corriente diferencial fase B

En la Figura 37 se observa la señal de corriente del lado de alta tensión del transformador de potencia y en color rojo la corriente del TC del lado de alta tensión (aumentada 20 veces para tener una mejor visualización ya que se está comparando corriente de un Bus contra corriente de un transformador de medición.). Al igual que en el caso anterior, hay una saturación del TC del lado de alta tensión, provocando una señal de operación no perfectamente senoidal y de magnitud alta.

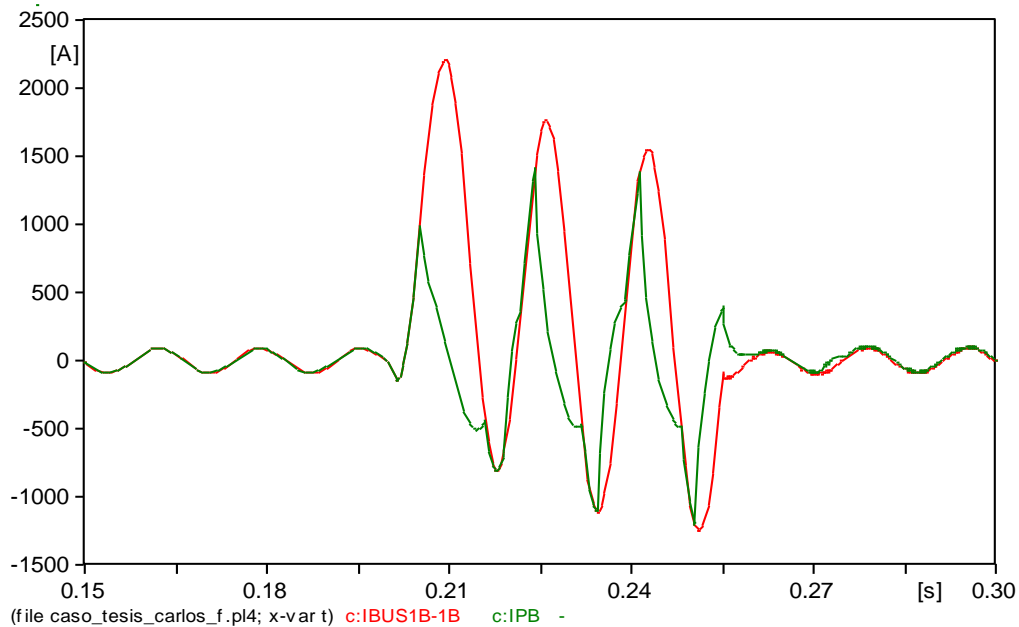


Figura 37. IBUS1B-1B: corriente de BUS 1 fase B; IPB: corriente de TC del lado de alta tensión fase B

A pesar de que se distorsiona la señal de corriente, se puede identificar que la corriente supera los 10 (pu) o 50 (A) a la cual está diseñada la segunda fase del diagrama de flujo de discriminación de fallas. Por tanto, la protección opera. Se puede observar en la Figura 36 que la corriente diferencial supera la corriente de retención, disparando la protección diferencial. Las señales de disparo se muestran en la Figura 38.

Al igual que en el caso mostrado en 5.3.3, en estado de prefalla, la corriente diferencial está por debajo de la corriente de pickup (ver Figura 35), en estado de falla después de los 20 (ms), la corriente diferencial supera los 50 (A). Con ello, la protección manda señal de disparo en un tiempo de 10 (ms) protegiendo al transformador de manera efectiva.

La única preocupación de este caso es la distorsión de la señal que entrega el TC del lado de alta en la fase C, una manera de solucionar esto es escoger un TC con una mejor curva de saturación. Una solución a este detalle se puede ver en 5.3.7.

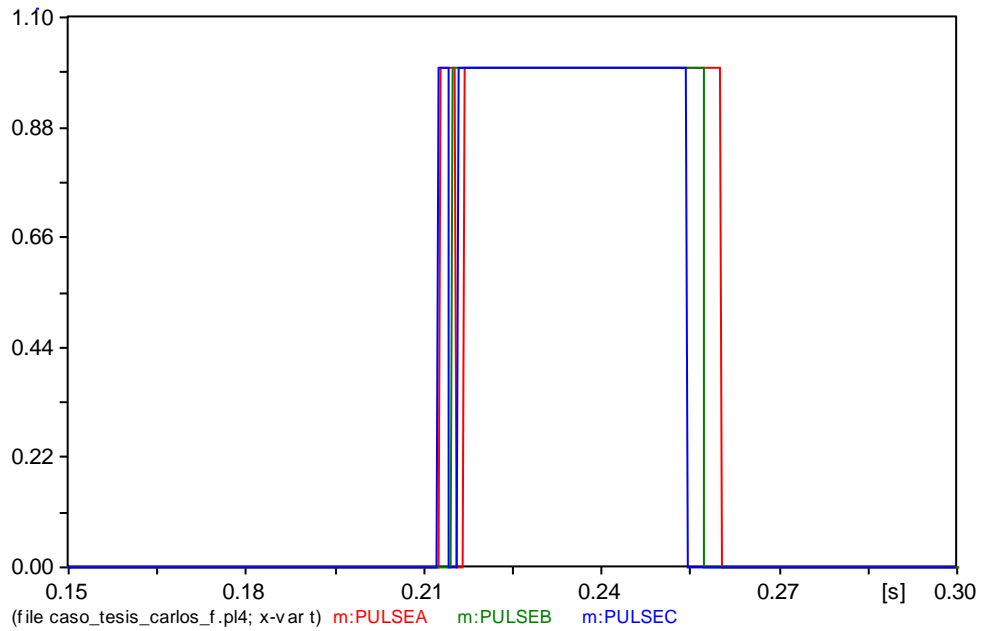


Figura 38. PULSEA: disparo fase A; PULSEB: disparo fase B; PULSEC: disparo fase C

### 5.3.5 Falla externa en el lado de baja tensión

Para el lado de baja tensión puede darse un disparo en falso, debido a que en el lado de 13.8 (kV) se tiene mayor magnitud de corriente, por lo que, ante fallas externas, la saturación de TC's debido a una magnitud de falla muy grande puede generar estos disparos en falso. Para simular este caso, se creó una falla trifásica en la línea de transmisión con una resistencia de falla a tierra de 0.1 ( $\Omega$ ). En la Figura 39 se observa que la corriente diferencial de las fases A, B y C están por arriba de los 10 (pu), haciendo que la protección opere de manera inadecuada.

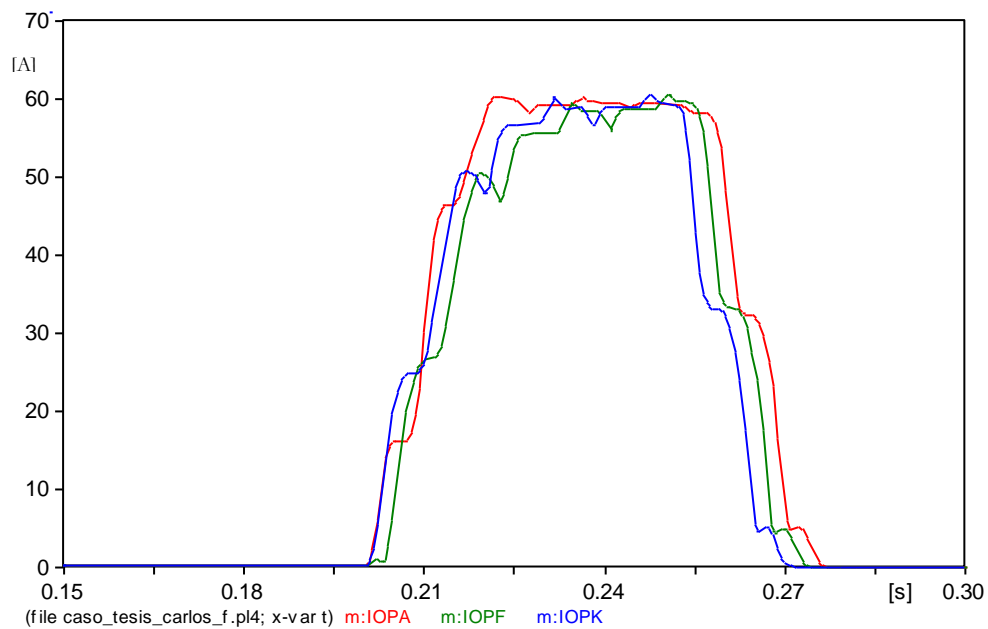


Figura 39. IOPA: corriente de operación fasorial de la fase A; IOPF: corriente de operación fasorial de la fase B; IOPK: corriente de operación fasorial de la fase C

Como se menciona en la sección 3.4, las fallas externas pueden ser altas, provocando que los TC's no reproduzcan la señal de corriente de la mejor manera (entren en saturación) y manden un disparo en falso de la protección. Esto es comprobable en la Figura 40, donde la corriente diferencial es alta debido a que se tienen señales distorsionadas debido a una saturación, cada punto de la señal primaria y secundaria de TC no coinciden como en estado normal si no que son puntos muy distantes, haciendo que la magnitud diferencial sea alta.

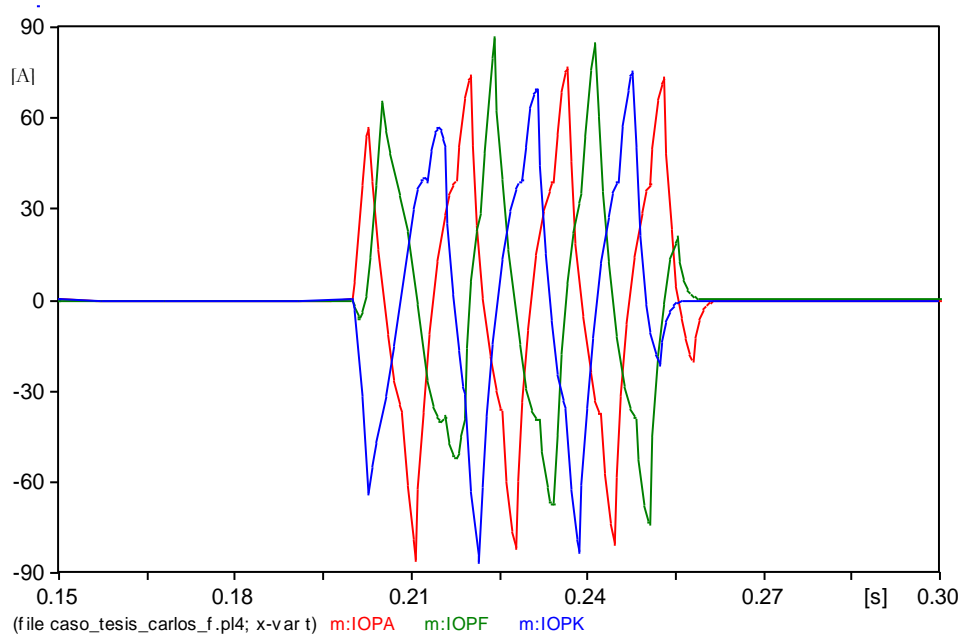


Figura 40. IOPA: corriente diferencial de la fase A; IOPF: corriente diferencial de la fase B; IOPK: corriente diferencial de la fase C;

En la Figura 41 se ilustra que, aunque se dispone de un filtro de quinta armónica para mitigar las fallas externas por saturación, no es suficiente, debido al alto grado de saturación que se tiene por la cantidad tan grande de corriente eléctrica en el lado de baja tensión, se puede concluir que el TC no es lo suficientemente capaz de funcionar adecuadamente ante fallas que no son propias del transformador de potencia, por lo que habría que dimensionar para evitar que entre en saturación. La Figura 41 muestra que la corriente diferencial (verde) supera en magnitud al filtro de quinta armónica desde el segundo 0.214 (s) al 0.256 (s). Se asumió la fase B, pero ocurrió algo muy similar en las otras dos fases que dispararon la protección.

En este caso, la protección dispara erróneamente ante falla externa, haciendo que se mande una señal de disparo en el segundo filtro de discriminación del algoritmo debido a que superó el límite máximo de corriente de 10 (pu). Esta situación es grave ya que el modelo propuesto no cumple con el objetivo de la protección diferencial, una solución a este problema es elegir un TC que tenga una mejor curva de saturación para que la señal de corriente no sea distorsionada en caso de falla externa. Otra solución es elegir otra relación de transformación en el TC para tener un mayor rango de corriente y ajustar nuestra corriente de Pickup. La solución se puede ver en 5.3.7.

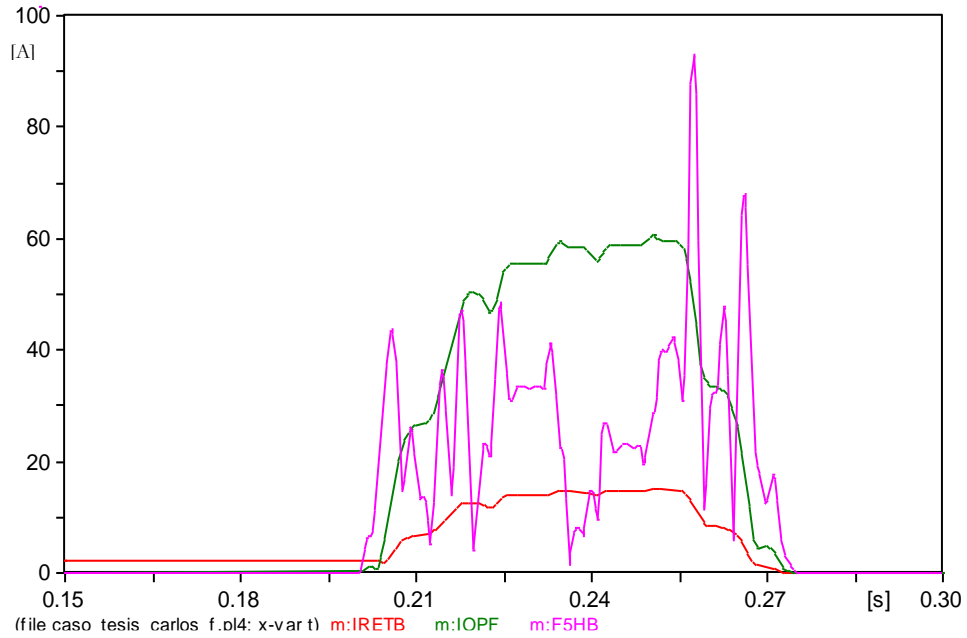


Figura 41. IRETB: corriente de retención de la fase B, IOPF: corriente diferencial de la fase B, F5HB: filtro de quinta armónica de la fase B

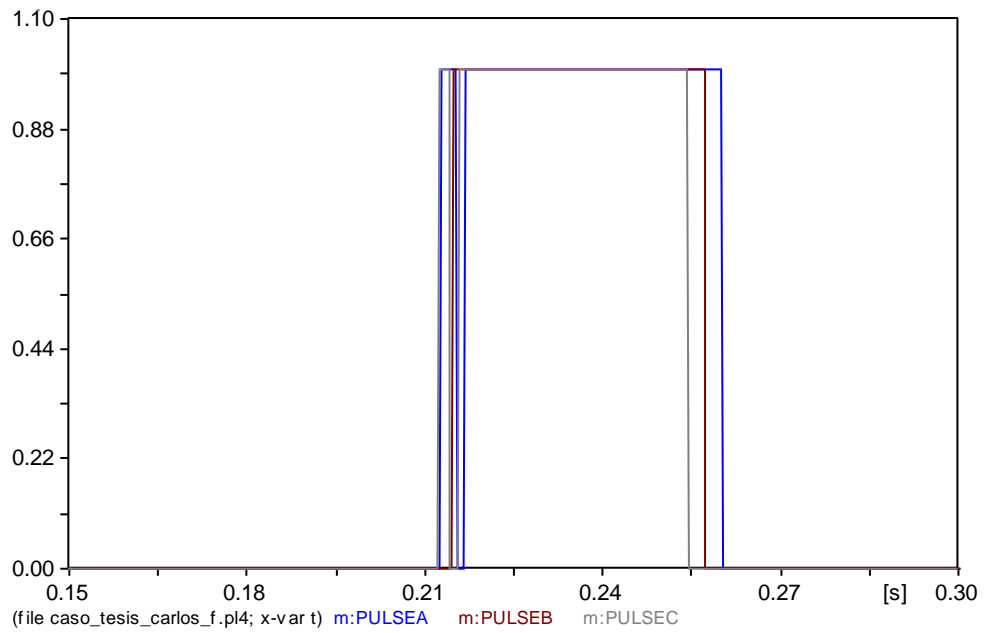


Figura 42 PULSEA: disparo fase A; PULSEB: disparo fase B; PULSEC: disparo fase C.



### 5.3.6 Falla externa en el lado de alta tensión

Para fallas externas, las corrientes provenientes de los transformadores de medición se mantienen por debajo del área de operación de la protección (Figuras 43 y 44). A pesar del pico de corriente que existe en la fase B y C cuando ocurre la falla, el algoritmo lo discrimina por medio del filtro de quinta armónica,

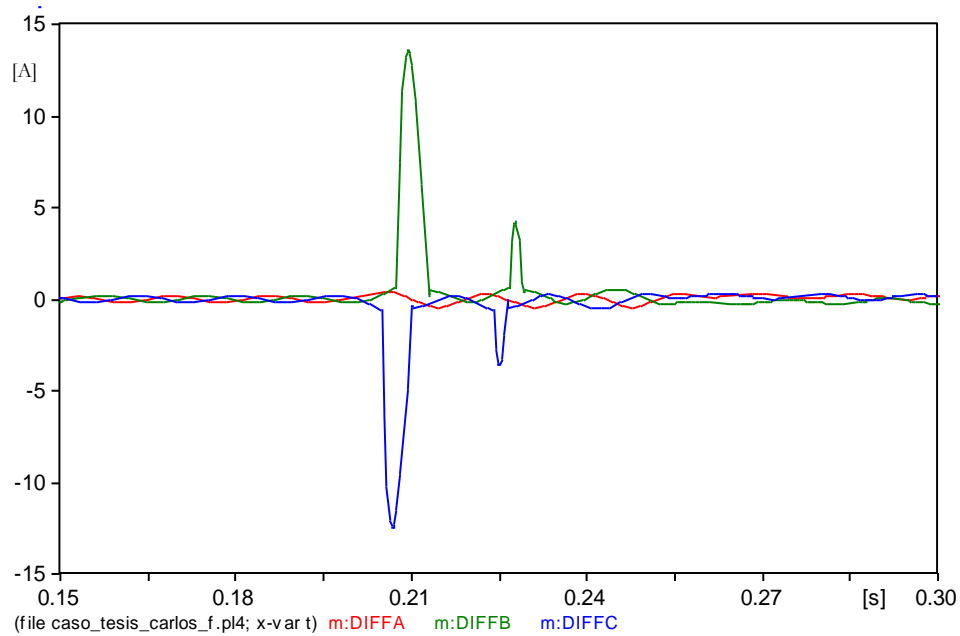


Figura 43 DIFFA: corriente diferencial fase A; DIFFB: corriente diferencial fase B; DIFFC: corriente diferencial fase C

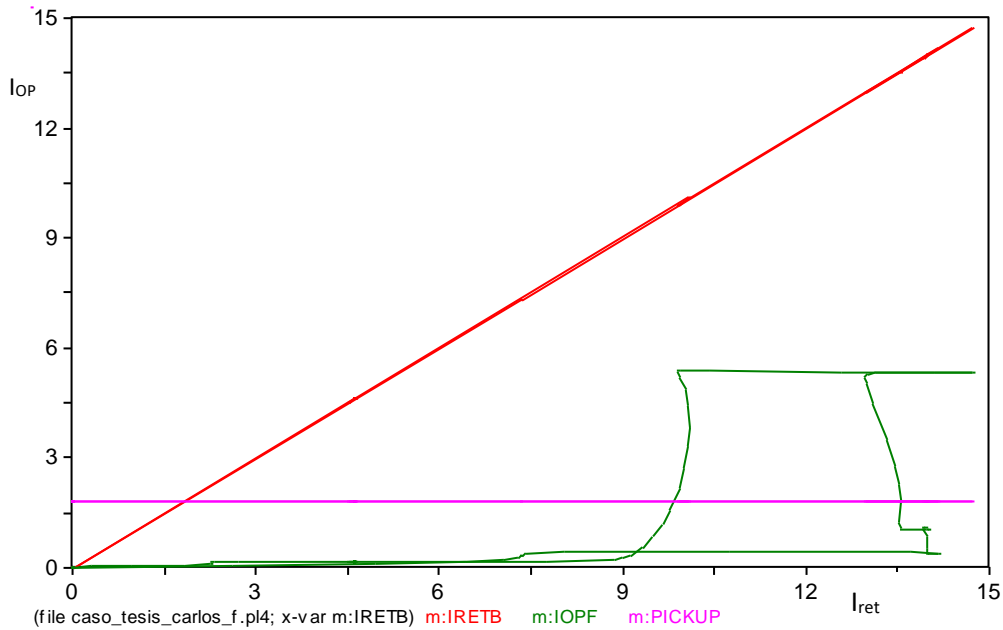


Figura 44. IRETb: corriente de retención fase B; IOPF: corriente diferencial fase B

Se puede observar que la corriente diferencial (rojo) se encuentra por debajo del filtro de quinta armónica (azul); ante esto, la protección no opera. Este caso fue simulado como falla trifásica con una resistencia de falla a tierra de  $0.1 \ (\Omega)$  (Figura 45).

En este caso se puede ver que hay una alta corriente diferencial en estado de falla interna en la Figura 43 pero esta corriente diferencial no está por arriba del límite mínimo de falla interna que es  $50 \ (A)$ . Con ello se comprueba que la protección sigue el algoritmo propuesto de manera efectiva y procede a evaluar el tercer módulo de decisión que es el filtro de quinta armónica y es aquí donde la protección hace la decisión final de manera efectiva.

Como es característico de una falla externa, el contenido de quinta armónica es alto y es comprobable en la Figura 45, donde en estado de prefalla la corriente de operación está por encima del filtro de quinta armónica y en contraste, en estado de falla el filtro de quinta armónica está por encima de la corriente de operación. Aunque la protección actuó de manera efectiva, se sigue presentando una saturación de TC, como se puede ver en la Figura 43, donde se encuentran corrientes diferenciales anormales.

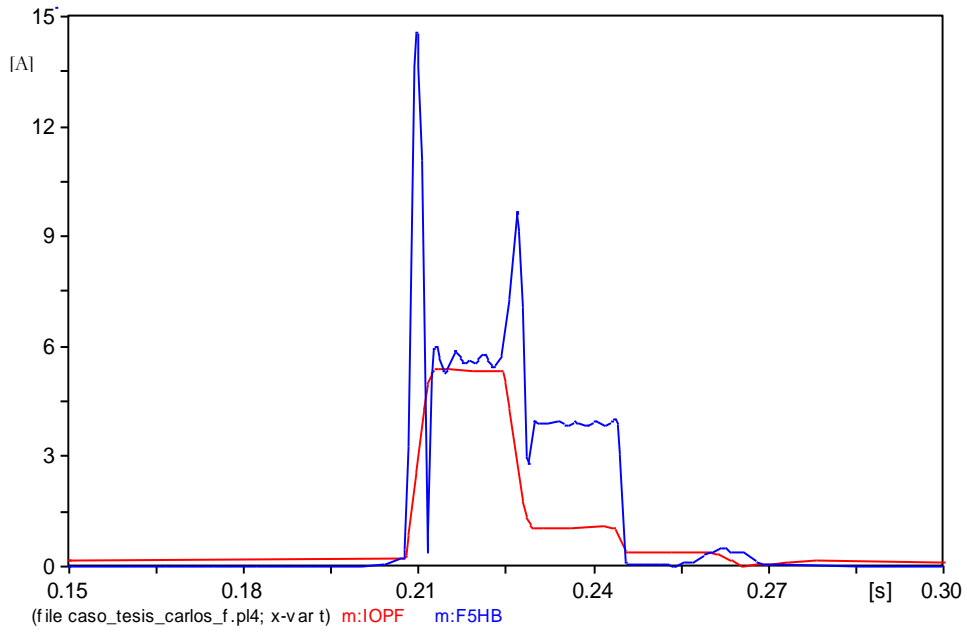


Figura 45. IOPF: corriente diferencial fase B; F5HB: filtro de quinta armónica fase B

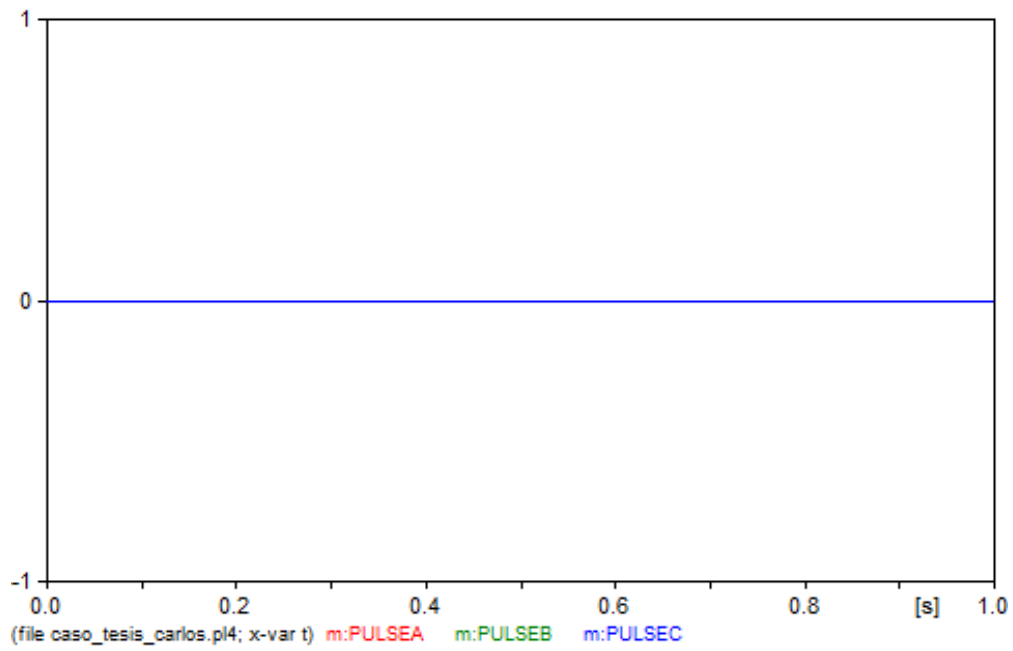


Figura 46. PULSEA: disparo fase A; PULSEB: disparo fase B; PULSEC: disparo fase C.

## 5.3.7 Solución al disparo en falso ante falla externa en el lado de baja tensión

El disparo en falso de este caso se debe a la saturación de los TC's. El problema principal se encuentra en lado de alta tensión de los TC's y existen dos soluciones: 1) buscar un TC con una curva característica mayor a la que se tiene para evitar que se sature, o 2) elegir un transformador de medición con una relación de transformación superior a la que se calculó. En este ejemplo se eligió un TC 100:5 y, debido a la saturación, se eligió un inmediato superior, en este caso un 200:5.

Si consideramos la segunda opción, se tendrá un desbalance de TC's alto y una corriente diferencial alta, por lo que se debe de ajustar la protección diferencial para estos nuevos parámetros, como lo es el Pickup mínimo de trabajo, límite de corriente de falla interna, pendiente de corriente de retención y porcentajes de contenido armónico. Esto se puede ejemplificar de la siguiente manera:

Se elige un TC de 1000:5 en el lado de baja tensión:

$$I_L = \frac{1045.9244 [A]}{\left(\frac{1000 [A]}{5 [A]}\right)} = 5.2296 (A) \rightarrow \text{Corriente secundaria de TC en lado de baja tensión}$$

De la misma manera, se elige un TC de 1000:5 en el lado de alta tensión:

$$I_H = \frac{104.5924 [A]}{\left(\frac{200 [A]}{5 [A]}\right)} = 2.6148 ( [A] ) \rightarrow \text{Corriente secundaria de TC en lado de baja tensión}$$

Para saber si nuestra elección de TC es la más deseable, se calcula el desbalance de TC's:

$$M = 10 \times \frac{\frac{2.6148 [A]}{5} - \frac{5.2296 [A]}{6}}{\frac{5.2296 [A]}{6}} = 40\%$$

Como se puede comprobar, el desbalance de TC's es muy alto y es necesario ajustar la protección diferencial. Anteriormente, los TC se diseñaron para una corriente superior a los 5 (A).

En esta tesis se diseñó con estos parámetros para mostrar la saturación del TC y cómo afecta al momento de operar y restringir disturbios. Se optó por probar con una curva característica del TC del lado de alta tensión más grande, obteniendo resultados exitosos. A su vez, se simuló una falla trifásica, pero con una curva característica diferente. En la Figura 47 se muestran las corrientes de los TC's de la fase B, las cuales ya no presentan saturación.

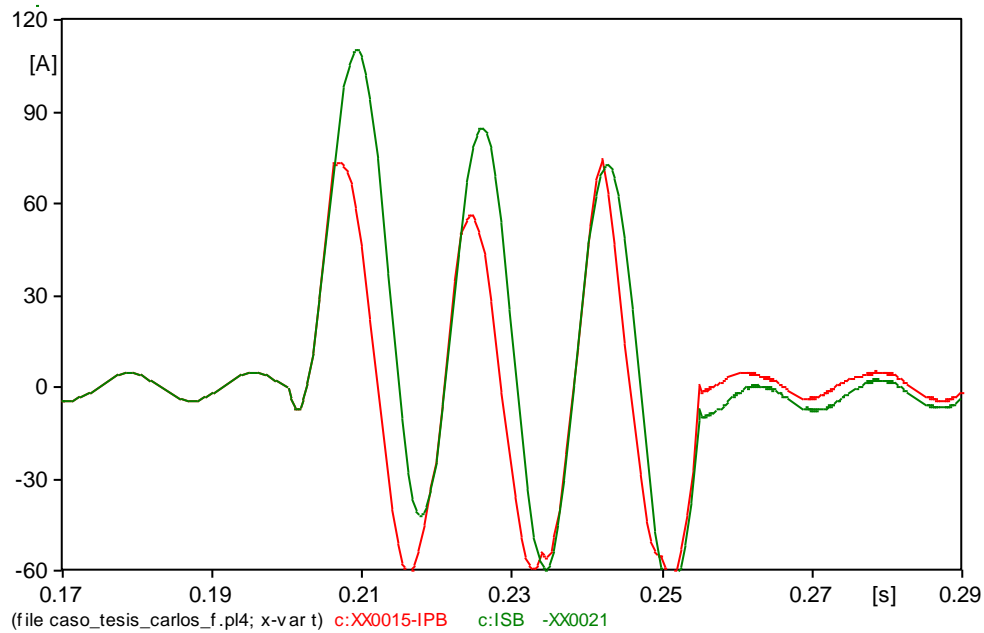


Figura 47. IPB: corriente de TC lado de alta tensión fase B; ISB: corriente de TC lado de baja tensión fase B

Teniendo unas corrientes de TC sin saturación, se tienen corrientes diferenciales más pequeñas. Ahora, es posible observar cómo la corriente diferencial se posiciona por debajo de la zona de operación de la protección diferencial (Figura 48).

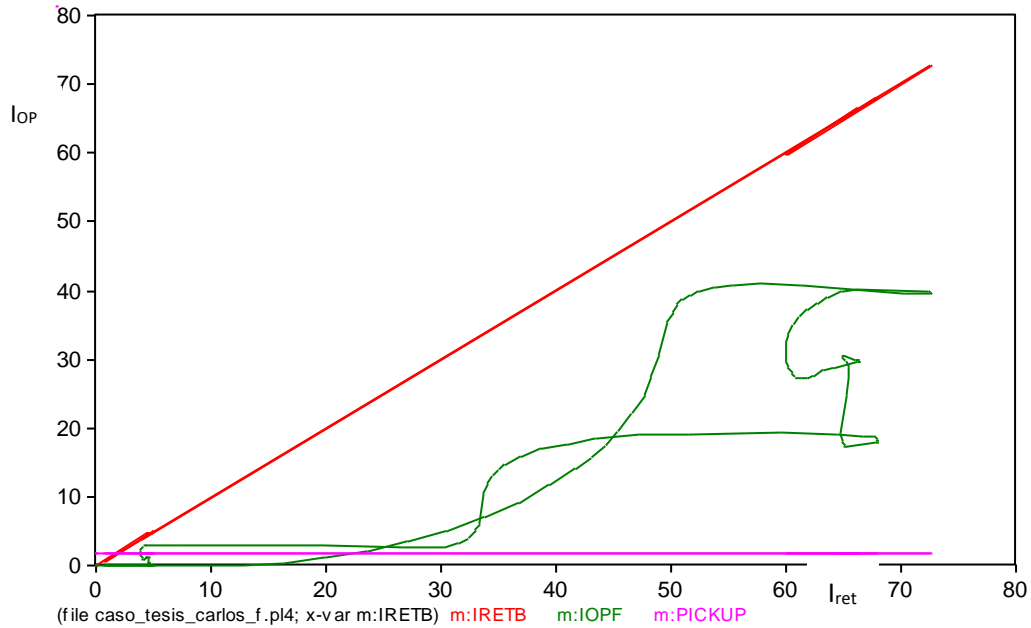


Figura 48. IRETb: corriente de retención de la fase B; IOPF: corriente diferencial de la fase B

Cuando ocurre una falla, el contenido armónico también aumenta. Tomando en cuenta esto, en la Figura 49 se muestra que la corriente de retención está por arriba de la corriente diferencial a partir del segundo 0.2608 (s), haciendo que la protección diferencial no dispare.

Sin embargo, debido a la falla de corriente de gran magnitud del segundo 0.211 (s) al 0.2608 (s), la corriente de retención está por debajo de la corriente diferencial. Es aquí donde el filtro de segunda y cuarta armónica hacen la discriminación final; éste se encuentra por arriba de la corriente diferencial en todo momento y, por tanto, la protección diferencial nunca opera, haciendo una discriminación eficiente, ver Figura 50.

La protección diferencial opera correctamente para todos los casos (energización, fallas internas y fallas externas para ambos lados del transformador de potencia), con esta nueva curva característica del TC del lado de alta tensión no se tuvo ninguna modificación de la relación de transformación y, por tanto, el desbalance de los TC's se mantuvo igual. Con ésta solución sólo se elige un TC con propiedades físicas más adecuadas y permisibles para el caso de estudio no afectando así el cálculo del esquema de protección. Cada curva característica de saturación es dada por el fabricante del instrumento de medición dependiendo del modelo y aplicación que se elija, dando mayor flexibilidad y evitando la distorsión de señales en los TC's.

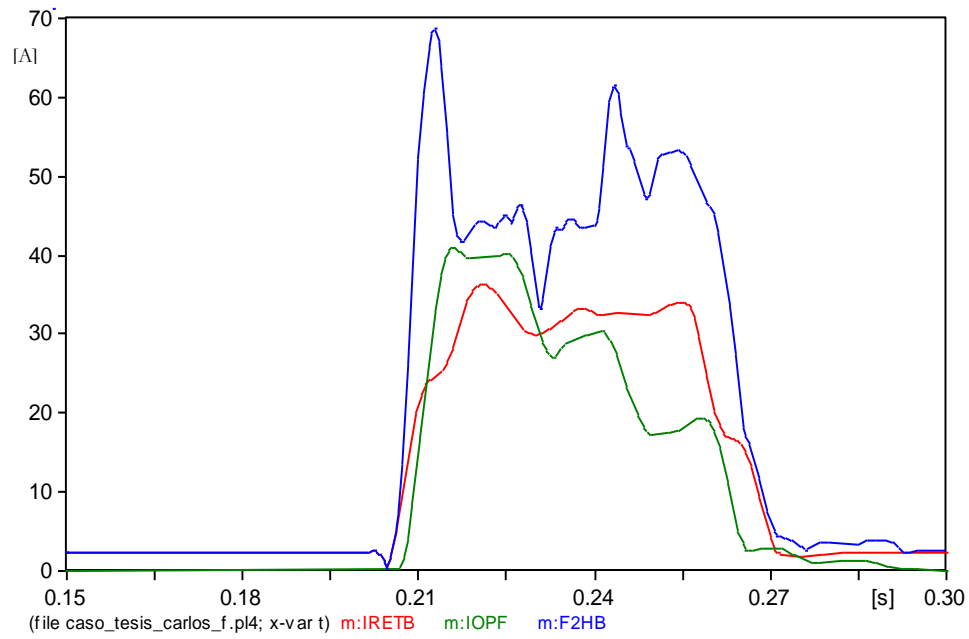


Figura 49. IRETB: corriente de retención fase B; IOPF: corriente diferencial fase B; F2HB: filtro de segunda y cuarta armónica fase B

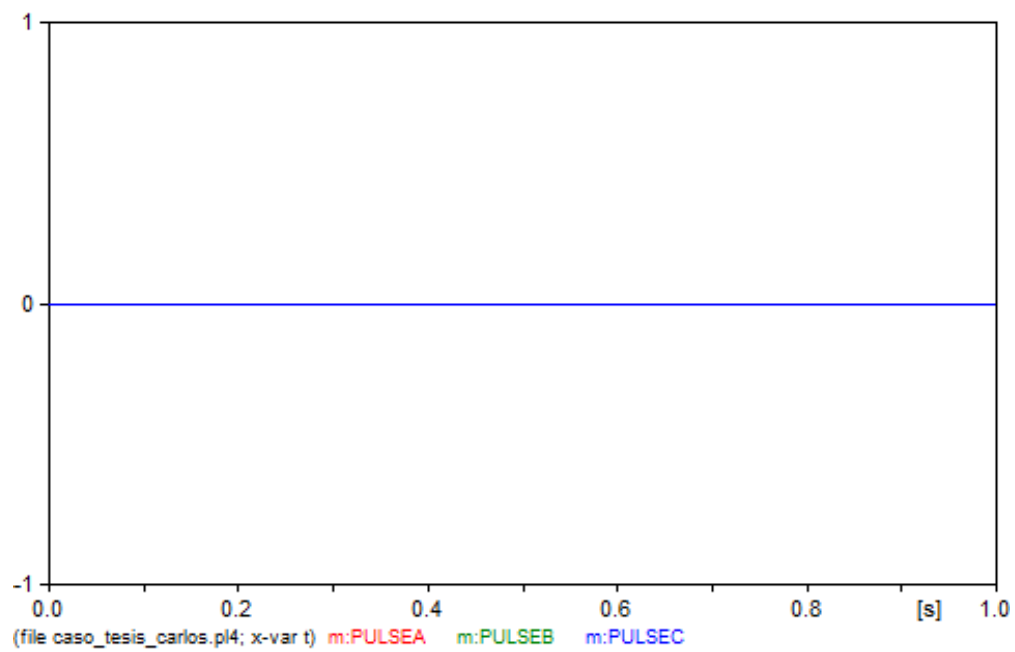


Figura 50. PULSEA: disparo fase A; PULSEB: disparo fase B; PULSEC: disparo fase C.

# Capítulo 6

## Conclusiones

Se logró estudiar y comprender la importancia que tiene el transformador de potencia en un Sistema Eléctrico de Potencia y se identificaron los dispositivos que logran cumplir con la protección del SEP. También, se logró establecer y comprender la filosofía que siguen las protecciones en general, y en un estudio más profundo, la de una protección diferencial. El punto clave para lograr una buena protección de una máquina o dispositivo eléctrico es delimitar la zona que se pretende proteger, con ello, se podrá calcular los dispositivos de protección de acuerdo los límites de la zona en estudio. Éste mismo principio se usó para dimensionar la protección del caso de estudio.

El punto más destacable, fue poder identificar y discriminar las corrientes de energización y la saturación de TC's (debido a fallas externas). Para poder lograr esto, fue indispensable modificar el algoritmo tradicional empleado en protecciones 87T, agregando un filtro de segunda, cuarta y quinta armónica. Para poder mitigar el disparo por corriente de magnetización fue necesario subir el nivel de la segunda armónica al 60% y del 30% para cuarta armónica, así mismo, el fenómeno de saturación se logró mitigar una vez que la cantidad de la quinta armónica fue del 40%.

También, se diseñó intencionalmente TC's muy al límite nominal de trabajo para mostrar la importancia de la saturación de TC, debido a que son los encargados de representar las corrientes de falla a escala para mandarlos a los microprocesadores, es indispensable dimensionarlos de la manera correcta. Con base en los estudios teóricos descritos, se realizó efectivamente la sustitución de este transformador de medición eligiendo una curva de saturación mayor a la propuesta inicialmente, con ello se logró resolver el problema de saturación ante fallas externas.

Se diseñó una protección capaz de responder a cualquier disturbio ocurrido con una velocidad de respuesta en promedio de 15 (ms), cumpliendo satisfactoriamente con éste punto tan importante en un sistema de protección. Se podrá mejorar la eficiencia y velocidad de respuesta del algoritmo propuesto



con otros métodos y algoritmos, por ejemplo, un esquema de protección de secuencia negativa. El esquema de protección de secuencia negativa es más rápido y con menos probabilidad de disparos en falso, consiste en obtener las magnitudes y ángulos fasoriales de secuencia negativa del sistema. Con ello, al igual que la primera etapa del algoritmo presentado en esta tesis se comparan las magnitudes, si son superiores a un límite establecido es caso de falla interna, de no ser así, continua a evaluar los ángulos de secuencia negativa. Cada transitorio, sean fallas externas, energización, saturación o fallas internas tienen un rango de ángulo característico, ahora, si el ángulo de la diferencial cae dentro de algún rango característico, las clasifica y determina si es motivo de falla o no.

Con esta tesis se puede comprender concretamente los conceptos detrás de una protección diferencial y con la simulación empleada, se puede visualizar puntos que pueden ser estudiados para crear o modificar el algoritmo propuesto.

Así mismo, el beneficio de esta tesis es para la comunidad universitaria que desee conocer cómo se diseña una protección diferencial, principios básicos de transformadores y protecciones, así como las principales características y problemáticas de la protección diferencial. También beneficia a los investigadores, técnicos, ingenieros de campo y en general al sector eléctrico-electrónico, ya que ejemplifica y da a conocer cómo se puede plasmar el diseño de una protección para transformadores en un software técnico que ayuda con la visualización del comportamiento de la protección diferencial que se requiera diseñar, además, se demuestra que usando modelos stock en ATP se puede programar y simular cualquier sistema de protección que se desee. La elaboración de esta tesis llevó aproximadamente 2000 horas por lo que el costo de este trabajo es aproximadamente de \$120,000.00 pesos mexicanos.

# Referencias

- [1] DOF 30-11-2012, “Reglamento de la ley del servicio público de energía eléctrica”, p. 7,
- [2] Jacobo Garzón Fernando, Juárez Sosa Claudia y Rodríguez Nuñez Reybel, “Dimensionamiento y especificación de un filtro de armónicas aplicado a la subestación tecnológico SATT Valle”, Tesis, UNAM, 2008.
- [3] R. P. Medeiros, F. B. Costa and K. M. Silva, “Power transformer differential protection using the boundary discrete wavelet transform,” IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 31, no. 5, pp. 2083-2095, Oct. 2016.
- [4] M. Hossain, I. Leevongwat and P. Rastgoufard, “Partial operating current characteristics to discriminate internal and external faults of differential protection zones during CT saturation,” IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 12, no. 2, pp. 379-387, 1 30 2018.
- [5] J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin, “Protective Relaying Principles and Applications”, 3rd ed., CRC Press, 2006.
- [6] X. Lin, J. Huang, L. Zeng, et al.: “Analysis of electromagnetic transient and adaptability of second-harmonic restraint based differential protection of UHV power transformer”, IEEE Transaction on Power Delivery, 2010, 25, (4), pp. 2299–2307.
- [7] R. L. Sharp and W. E. Glassburn, “A transformer differential relay with second-harmonic restraint,” in Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems, vol. 77, no. 3, pp. 913-918, April 1958.
- [8] I. A. Rizvi and G. Reeser, “Using symmetrical components for internal external fault discrimination in differential protection schemes”, 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2013
- [9] D. Guillen, C. R. Fregoso, H. Esponda, J. C. Olivares-Galvan “Implementación de una protección diferencial de secuencia negativa en ATP/EMTP,” Reunión Internacional de Verano, RVP-AI/2017, Acapulco Gro., Julio 2017.
- [10] M. Tripathy, R. P. Maheshwari and H. K. Verma, "Power Transformer Differential Protection Based On Optimal Probabilistic Neural Network," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 1, pp. 102-112, Jan. 2010.
- [11] D. Guillén and H. Esponda and E. Vázquez and G. Idárraga-Ospina, “Algorithm for transformer differential protection based on wavelet correlation modes”, IET Generation, Transmission Distribution, 2016

- [12] U. N. Khan and T. S. Sidhu, "A Phase-Shifting Transformer Protection Technique Based on Directional Comparison Approach," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 5, pp. 2315-2323, Oct. 2014.
- [13] John J. Grainger, William D. Stevenson, "Sistemas Eléctricos de Potencia", Mc Graw Hill, Primer Edición, México, 2015.
- [14] C. Russell Mason, John Wiley and Sons, "The art and Science of Protective Relaying", Taylor & Francis Group, Tercer Edición, New York, 1956
- [15] Walter A. Elmore, "Protective Relaying Theory and Applications", 2<sup>nd</sup> Edition, Marcel Dekker, Inc., New York
- [16] American National Standards Institute, 2018, [www.ansi.org](http://www.ansi.org).
- [17] Especificación CFE VE100-13, Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV a 400 kV.
- [18] IEC Std 60044-1, Instrument Transformers, Edition 1.2, 2003.
- [19] ANSI C57.13, IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers, 2016.
- [20] IEC 60071-2, Insulation co-ordination, 2018.
- [21] H. Abniki, A. Majzoobi, H. Monsef, H. Dashti, H. Ahmadi and P. Khajavi, "Identifying Inrush Currents from Internal Faults using Symmetrical Components in Power Transformers", Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Tehran, Iran, 2010.
- [22] Adel Akataibi, "A Software Design Technique for Differential Protection of Power Transformers", IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), Niagara Falls, ON, 2011
- [23] D. V. Coury and E. C. Segatto, "An alternative approach using artificial neural networks for power transformer protection", Engineering School of Sao Paulo, 2005.
- [24] E.Ali, A.Helal, H.Desouki, K.Shebl, S.Abelkader, O.P.Malik, "Power transformer differential protection using current and voltage ratios", Elsevier B.V., Electric Power Systems Research, 154, (2018), 140–150
- [25] Wilfrido Osorno Rivera, "Selección y Especificación de Transformadores de Corriente y Potencial en Instalaciones Eléctricas Industriales", Tesina, UNAM, 2014.
- [26] Omar López, "Modeling Transformer Differential Protection with Harmonic Restraint", IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), Ixtapa, 2015.
- [27] G. W. McKenna, "Theory and Application of Transformer Differential Protection", *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 69, no. 2, 1950.
- [28] B. Kasztenny, N. Fischer and H. J. Altuve, "Negative-sequence differential protection – principles", sensitivity, and security, 8th Annual Conference for Protective Relay Engineers, Texas, 2015
- [29] M. V. Andreev, A. O. Sulaymanov and A. S. Gusev, "Simulation of differential protection of transformers in power systems", 13th International Conference on Development in Power System Protection 2016, Edinburgh

- [30] Ning Zhang, Xinzhou Dong, Zhiqian Bo and A. Klimek, "Performance comparison of current differential protection scheme based on symmetrical components", 42nd International Universities Power Engineering Conference, Brighton, 2007
- [31] Corporación CENACE, "Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia", Fundación Universidad Nacional de San Juan, Ecuador, 2001
- [32] I. M. I. M. Htita, K. M. A. El Latif, S. M. Mohamed and A. M. A. Amin, "Multi-function digital relay for power Autotransformer protection", IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS), New Delhi, 2016
- [33] D. D. Patel, K. D. Mistry and N. G. Chothani, "Digital differential protection of power transformer using DFT algorithm with CT saturation consideration", National Power Systems Conference (NPSC), Bhubaneswar, 2016.
- [34] Ralph Folkers, "Determine Current Transformer Suitability Using EMTP Models", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Annual Western Protective Relay Conference Spokane, Washington, 1999
- [35] L. J. Powell, "Current Transformer Burden and Saturation", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-15, no. 3, pp. 294-303, May 1979.
- [36] S. Abdelkader and O.P. Malik, "Power transformer differential protection using current and voltage ratios", Electric Power Systems Research, ELSEVIER, pp. 140-150, 2017
- [37] Héctor A. Pérez, Ismael Martín y Iván Rabadán Romero, "Ajuste de Protecciones de la Unidad 7 de la Central Carboeléctrica Petacalco", Tesis, UNAM, 2012
- [38], Raúl González Bernal, "Cálculo de Ajustes y Programación de un Esquema de Protección Digital para un Transformador de 230/23 kV", Tesis, UNAM, 2016
- [39] A.R. Hakim, "ATP - EMTP Modeling of Distance Relays to Simulate Single Line to Ground Fault Performance in Transmission Network", Thesis, Delft University of Technology, 2015
- [40] Laurent Dubé, "Users Guide to Models in ATP", ATP-EMTP, Oregon, 1996
- [41] ABB Group, "Transformer Protection RET650 Technical Manual", Sweden, pp. 88-92, 2013
- [42] IEEE Std C37.110, "Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes", 2007
- [43] ANSI / IEEE C37.91, "Guide for Protective Relay Applications for Power Transformers"
- [42] IEEE Std 242, "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems", 2001
- [44] NMX-J-109, "Transformadores de corriente".
- [45] NMX-136-ANCE