

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL  
FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y  
COMPUTACIÓN



---

TRABAJO DE TITULACIÓN:

MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DEL CONJUNTO  
DISYUNTOR PRINCIPAL DE POTENCIA - RELÉ DE  
PROTECCIÓN (CB-R) DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE  
DISTRIBUCIÓN

Previo a la obtención del título de:  
**Ingeniero Eléctrico**

Presentado por:  
**Arnold Jonathan Morán Tapia**  
**José Antonio Valverde Canga**

---

Tutor: **Ing. Fernando Vaca Urbano, MSc.**  
Tutor: **Ing. Renán Zambrano Aragundy, PhD.**

Septiembre 2022

**GUAYAQUIL - ECUADOR**

# Dedicatoria

*El presente trabajo fruto de mi esfuerzo y disciplina se lo dedico con mucho amor a mi mami Amada Tapia Almeida, quien con su amor genuino e incomparable ha sabido sacarme adelante y orientarme por el camino correcto, mostrándome con hechos el significado de lo que representa la honestidad, sencillez y humildad, que son valores que han marcado mi vida. Desde el principio me ha brindado su apoyo incondicional en todas las metas que me he propuesto a lo largo de este trayecto. Para mi, siempre ha sido un ejemplo de lucha constante y perseverancia, además de ser el motor que impulsan mis ganas de salir adelante. Te amo mamá. A mi padre Juan por brindarme su ayuda en muchas ocasiones, quien a pesar de las situaciones que se han suscitado, ha sabido brindarme valiosos consejos que me han hecho aprender de mis errores. A mis hermanos Iván, Javier y Lupe, quienes han depositado en mi su voto de confianza para poder llevar a cabo la culminación de esta importante etapa de mi vida, brindándome ánimos para superarme día a día. A mi gran amiga Tannia y a sus hijos Sharick, Marcelo y Daniela, quienes desde el inicio me ha brindado su genuina y sincera amistad, apoyándome incondicionalmente durante el recorrido de este complejo y extenso camino. Por considerarme como parte de su familia, y por abrirme las puertas de su hogar, permitiéndome compartir inolvidables momentos que se quedarán por siempre guardados en una pequeña parte de mi corazón. Esto es posible gracias a ustedes.*

Arnold Jonathan Morán Tapia

# Dedicatoria

*Este trabajo de titulación se lo dedico primero a Dios, por ser para mí una fuente divina de inspiración y apoyo espiritual cuando las cosas han resultado complicadas. A mis amados padres, Normandis y José, por ser sólidos pilares en mi vida estando a mi lado muchas noches de desvelo por las difíciles horas de estudio, por enseñarme con amor y ejemplo a ser un hombre de bien, ahora que esta culminado este propósito en mi vida dedico mi esfuerzo en reconocimiento a su vasto sacrificio para que sus hijos concreten sueños y vuelen alto, se merecen esto y mucho más, los amo mucho. A mi hermano Luis, por animarme día a día a cumplir con esta meta, tu apoyo y cariño ha sido esencial en la realización de este sueño. A mi enamorada Patricia, por ser mi soporte de ánimo, amor y confianza durante este proceso académico en mi vida. Gracias a todos por confiar en mí.*

José Antonio Valverde Canga

# Agradecimientos

En primer lugar, queremos agradecer al ser todo poderoso que nos ha permitido culminar esta importante etapa en nuestra vida, llena de aprendizaje y experiencias sumamente agradables en el templo del conocimiento que nos formó para llegar a ser buenos profesionales.

Asímismo, queremos agradecer a nuestras familias por su aporte sincero lleno de amor y sacrificio para que nosotros cumplamos un sueño y propósito en la vida, por apoyarnos de manera incondicional pese al arduo camino que decimos tomar al iniciarnos en el sendero de la ciencia y conocimiento. Muchas gracias por su paciencia y amor sin límites. A todas las personas que han depositado su confianza en nosotros para la realización de este proyecto de titulación.

También agradecemos a nuestros tutores el MSc. Fernando Vaca Urbano y el PhD. Renan Zambrano Aragundi, quienes con paciencia y compromiso nos brindaron sus ideas cuando existió alguna complicación en el proyecto, por sus sugerencias y orientación en el desarrollo de este trabajo de titulación para presentar los resultados finales aquí expuestos.

Gracias a nuestra querida facultad FIEC y universidad ESPOL, por darnos la oportunidad de ahora convertirnos en profesionales en aquello que nos apasiona, a cada maestro que formó parte de un trayecto integral de formación académica que tiene por resultado este trabajo de titulación que es prueba viviente en la historia y se mantendrá en el tiempo entre el desarrollo de los conocimientos de las futuras generaciones.

Finalmente agradecemos a quien lea esta tesis por permitir que nuestras experiencias, conocimientos e investigación se conviertan en un punto más de su repertorio de ciencia y conocimiento que lo acompañará en su formación académica.

Arnold y José

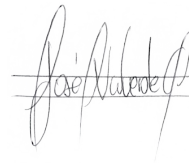
# Declaración Expresa

“Los derechos de titularidad y explotación nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Arnold Jonathan Morán Tapia y José Antonio Valverde Canga damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual.”



---

Arnold Jonathan Morán Tapia



---

José Antonio Valverde Canga

# Evaluadores

---

**PhD. Ángel Andrés Recalde Lino**  
PROFESOR DE MATERIA  
INTEGRADORA

---

**MSc. Fernando Arturo Vaca Urbano**  
TUTOR

---

**PhD. Renán Xavier Zambrano Aragundy**  
TUTOR

# Resumen

En este trabajo de titulación se presenta el modelamiento y simulación de un sistema de protección conformado por el conjunto interruptor de potencia CB – relé de protección diferencial utilizando Simulink de Matlab, el cual se ha modelado integrando datos reales de un sistema eléctrico de potencia. Dentro del modelo se consideraron fenómenos físicos tales como el incremento de la rigidez dieléctrica del medio aislante del interruptor, y el voltaje transitorio de restablecimiento de este, siendo factores claves para la extinción del arco eléctrico. Además, se estableció una zona de protección para el transformador de poder delimitada por los CT's, lo cual permitió observar que, el despeje de las fallas eléctricas depende directamente del comportamiento de los fenómenos físicos asociados al CB. Las gráficas obtenidas a partir de la simulación de varios eventos de falla indican como las corrientes de cortocircuito interactúan con la curva característica del relé diferencial y las variables físicas internas del interruptor en condiciones de falla hasta el posible despeje de esta. Finalmente, en base a los resultados de las evaluaciones del modelo se estableció que, la tasa de incremento de la rigidez dieléctrica afecta la extinción del arco, por lo que, de no encontrarse en valores normales de operación, en el interruptor se producirá un fenómeno conocido como reignición del arco perjudicando los equipos del sistema de potencia al no despejar las fallas y continuar conduciendo corrientes elevadas de cortocircuito.

*Palabras Claves - Protección Diferencial, Rigidez Dieléctrica, Voltaje Transitorio de Restablecimiento, Circuit Breaker*

# Abstract

This project presents the modelling and simulation of a protection system and a Circuit Breaker which the physical parts such as increase in the dielectric rigidity and the transient reset voltage were considerate using Matlab and Simulink, next the model was integrated real data from an electrical power system. These physical phenomena were considered, such as factors for the extinction of the electric arc. In addition, a protection zone was established for the power transformer delimited by the CT's, which allowed to observe that the clear of electrical faults depends directly on the physical phenomena associated with the CB. The graphics obtained from the simulation of various faults events indicate how the short circuit currents interact with the characteristic curve of the differential relay and the internal physical variables of the circuit breaker in fault conditions until the possible clearance of this. Finally, based on the results of the evaluations the model, it was established that the rate of increase in dielectric rigidity affects the extinction of the electric arc if it is not in normal operating values, a phenomenon known as arc reignition will occur in the circuit breaker, with this hurt the equipment of the electrical power system by not clear the faults and continuing to conduct high short circuit currents.

*Keywords - Differential Protection, Dielectric Strength, Transient Reset Voltage, Circuit Breaker*



# Índice General

Índice de figuras	10
Índice de tablas	12
Siglas	13
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>14</b>
1.1. Antecedentes	14
1.2. Justificación	15
1.3. Objetivos	15
1.3.1. Objetivo general	15
1.3.2. Objetivos específicos	15
1.4. Estado del arte	16
<b>2. MARCO TEÓRICO</b>	<b>18</b>
2.1. Interruptor de potencia	18
2.1.1. Interruptor tipo tanque vivo	18
2.1.2. Variables internas del interruptor	20
2.1.3. Partes del interruptor	22
2.1.4. Circuito de control	23
2.1.5. Interruptor SF6 72.5 [kV] - Tipo 70	24
2.2. Sistema de protección	28
2.2.1. Transductores	29
2.2.2. Relé de protección	39
2.3. Ajuste de protección diferencial	41
2.3.1. Curva Característica $I_d$ vs $I_c$	42
2.3.2. Fallas eléctricas	48
2.3.3. Fallas internas del transformador	50
2.4. Software de simulación	54
<b>3. MODELAMIENTO DEL SISTEMA</b>	<b>56</b>
3.1. Modelamiento del interruptor de potencia	56
3.2. Modelamiento del relé de protección diferencial	60
3.3. Modelo del conjunto CB-R	63

<b>4. SIMULACIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>65</b>
4.1. Integración del modelo en el Sistema Eléctrico de Potencia . . . . .	65
4.2. Evaluación del modelo CB-R . . . . .	66
4.2.1. Caso 1 - Condición de operación normal . . . . .	66
4.2.2. Caso 2 - Falla dentro de la zona de protección . . . . .	68
4.2.3. Caso 3 - Falla interna en el transformador . . . . .	70
4.2.4. Caso 4 - Falla del interruptor de potencia . . . . .	72
4.3. Análisis de resultados . . . . .	75
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>77</b>
5.1. Conclusiones . . . . .	77
5.2. Recomendaciones . . . . .	78
<b>A. APÉNDICES</b>	<b>83</b>
A.1. Equivalente Thévenin de la red . . . . .	83
A.2. Cálculos para el dimensionamiento de los CT's . . . . .	85
A.2.1. Relación de transformación - CT primario (69 [kV]) . . . . .	85
A.2.2. Relación de transformación - CT secundario (13.8 [kV]) . . . . .	89
A.2.3. Comprobación de los CT's por saturación y flujo remanente . . . . .	93
A.3. Cálculo de la curva característica del relé diferencial . . . . .	97
A.4. Cálculos internos del relé diferencial . . . . .	100

# Índice de Figuras

2.1. Interruptor de potencia tipo tanque vivo [1]. . . . .	19
2.2. Cámara de extinción de interruptor tipo tanque vivo [1]. . . . .	19
2.3. Clasificaciones de los posibles TRV para interruptores de potencia Clase S1 [2]. . . . .	22
2.4. Componentes principales de un interruptor tipo tanque vivo [3]. . . . .	23
2.5. Circuito de control de apertura para un interruptor de potencia [4] . . . . .	24
2.6. Interruptor de potencia SF6 tipo 70 Crompton Greaves Ltd [5]. . . . .	24
2.7. Mecanismo de disparo del interruptor en posición cerrado [5]. . . . .	25
2.8. Mecanismo de disparo del interruptor en posición abierta [5]. . . . .	25
2.9. Mecanismo de disparo del CB en posición cerrado al cargar la bobina de disparo [5]. . . . .	26
2.10. Cámara de interrupción de arco eléctrico por medio de gas SF6 en estado cerrado [5]. . . . .	27
2.11. Cámara de interrupción de arco eléctrico por medio de gas SF6 en estado abierto [5]. . . . .	27
2.12. Comunicación entre dispositivos de un sistema de protección. . . . .	28
2.13. Circuito equivalente de un transductor [6]. . . . .	29
2.14. Transformador de corriente y sus partes principales [7]. . . . .	30
2.15. Circuito equivalente del CT con impedancia de magnetización [8]. . . . .	34
2.16. Curva de excitación en un CT con un flujo remanente del 75 % [9]. . . . .	35
2.17. Curvas de voltaje vs Corriente de excitación de los CT's [9]. . . . .	36
2.18. Transformador de potencial de la clase EMF y sus partes principales [8]. . . . .	38
2.19. Dispositivo electrónico inteligente (IED) ABB RET630 [10] . . . . .	40
2.20. Configuración interna del relé ABB RET630 para la función de protección diferencial. [10]. . . . .	41
2.21. Curva característica de la función de protección diferencial [11]. . . . .	43
2.22. Bloques de adaptación para las corrientes en el relé diferencial numérico [12]. . . . .	45
2.23. Representación del modelo de sistemas de potencias para análisis de fallas. . . . .	48
2.24. Representación falla trifásica. . . . .	49
2.25. Representación falla de línea a tierra . . . . .	49
2.26. Representación falla dos líneas a tierra. . . . .	50
2.27. Representación falla línea a línea. . . . .	50
2.28. Ubicación de la falla en el devanado y su reflejo en la corriente primaria [9]. . . . .	52
2.29. Conexión de neutro aterrizado en transformador de conexión Dyn [4]. . . . .	53
2.30. Ubicación de la falla a tierra en una bobina del devanado conectado en estrella [4]. . . . .	53
2.31. Conexión del relé diferencial (87T) para falla en alimentador de transformadores. . . . .	54
3.1. Modelamiento del reencendido automático del interruptor de potencia. . . . .	57
3.2. Modelo del fenómeno del arco eléctrico en el interruptor de potencia. . . . .	58

3.3.	Modelo del arco eléctrico ubicado en cada polo del CB. . . . .	59
3.4.	Modelamiento de los procesos de interrupción. . . . .	59
3.5.	Modelo del relé de protección diferencial (87T). . . . .	60
3.6.	Ajuste de los ángulos de fase de las corrientes primarias. . . . .	60
3.7.	Ajuste de los ángulos de fase de las corrientes secundarias. . . . .	61
3.8.	Bloque de comparación de relé. . . . .	61
3.9.	Modelo de la HMI del relé. . . . .	62
3.10.	Comparación entre la corriente diferencial y la circulante. . . . .	63
3.11.	Modelo del conjunto CB-R. . . . .	63
3.12.	Modelamiento de las líneas para fallas del alimentador del transformador. . . . .	64
4.1.	Integración del modelo CB-R en el SEP. . . . .	66
4.2.	Comportamiento del sistema en condiciones normales de operación. . . . .	67
4.3.	Ubicación de la corriente de falla en condiciones normales de operación. . . . .	68
4.4.	Simulación de una falla en la zona de actuación del relé. . . . .	68
4.5.	Comportamiento del sistema en condiciones de falla en la zona de actuación del relé. . . . .	69
4.6.	Ubicación de la corriente de falla en condiciones de falla en la zona de actuación. . . . .	69
4.7.	Simulación de una falla interna en el transformador. . . . .	70
4.8.	Comportamiento del sistema en condiciones de falla interna en el transformador. . . . .	70
4.9.	Ubicación de la corriente de cortocircuito en condiciones de falla interna en el trafo. . . . .	71
4.10.	Señalética de alarma para indicar que la falla ha sido despejada por el interruptor. . . . .	72
4.11.	Comportamiento del sistema en condiciones de falla del interruptor. . . . .	73
4.12.	Ubicación de la corriente de cortocircuito en condiciones de falla del interruptor. . . . .	73
4.13.	Señalética de alarma para indicar que la falla no ha sido despejada por el interruptor. . . . .	74
A.1.	Curvas de excitación para el secundario de los CT's con corriente de excitación de 10 [A]. . . . .	93
A.2.	Ingreso de datos para determinar la saturación del CT primario (69 [kV]). . . . .	95
A.3.	Curvas de corriente vs tiempo en el lado secundario del CT primario (69 [kV]). . . . .	95
A.4.	Ingreso de datos para determinar la saturación del CT primario (13.8 [kV]). . . . .	97
A.5.	Curvas de corriente vs tiempo en el lado secundario del CT secundario (13.8 [kV]). . . . .	97
A.6.	Curva característica del relé de protección diferencial. . . . .	100

# Índice de Tablas

2.1. Características de un interruptor de potencia genérico [5]. . . . .	28
2.2. Estándar para la medición de clase de alta precisión. . . . .	31
2.3. Valor de la constante A en base a la capacidad del transformador. . . . .	33
2.4. Estándar para la medición de clase de alta precisión. . . . .	39
A.1. Datos del equivalente de Thevenin a máxima generación en el punto de la S/E. . . . .	83
A.2. Datos del equivalente de Thevenin a mínima generación en el punto de la S/E. . . . .	83
A.3. Datos de falla de la red en el punto de entrega a la S/E. . . . .	84
A.4. Relación X/R del sistema en máxima y mínima generación. . . . .	84
A.5. Longitudes de las líneas aéreas del sistema de potencia en km. . . . .	84
A.6. Valores de potencia activa de las cargas en la barra de 13.8 kV. . . . .	84
A.7. Datos del transformador utilizados para la simulación. . . . .	85
A.8. Datos del transformador de corriente. . . . .	85
A.9. Valor de la constante A en base a la capacidad del transformador. . . . .	88
A.10. Valor de la constante A en base a la capacidad del transformador. . . . .	92

# Siglas

**CB** interruptores de potencia.

**CB-R** circuit breaker - relé de protección.

**CT's** transformadores de corriente.

**DC** corriente continua.

**FP** factor de potencia.

**HMI** human-machine interface.

**IED's** dispositivos electrónicos inteligentes.

**PT's** transformadores de potencial.

**RRDS** tasa de incremento de la rigidez dieléctrica.

**S/E** subestaciones eléctricas.

**SEP** sistema eléctrico de potencia.

**SF6** hexafluoruro de azufre.

**TCF** factor de corrección del transformador.

**TI's** transformadores de instrumentación.

**TRV** voltaje transitorio de recuperación.

# Capítulo 1

## INTRODUCCIÓN

Las subestaciones eléctricas (S/E) son un punto de suma importancia para el satisfactorio suministro de la energía, puesto que, en estos centros de transformación se reducen los niveles de tensión para la posterior distribución hacia las áreas residenciales, comerciales e industriales, que son los principales centros de consumo. De manera general, el interruptor de potencia es uno de los dispositivos utilizados para garantizar la seguridad de elementos como transformadores de poder y líneas de distribución ante la presencia de perturbaciones eléctricas o fallas de cualquier tipo.

Este equipo tiene la capacidad de operar sujeto a condiciones de corriente nominal, y de cortocircuito, evitando así que puedan producirse graves daños en el transformador de la S/E. En este trabajo se realizará un modelamiento detallado de los componentes principales del conjunto interruptor de potencia - relé de protección considerando variables reales del comportamiento del interruptor.

La finalidad de este trabajo es comprender el funcionamiento y operación de este importante conjunto de protección, el cual, posteriormente procederá a ser evaluado frente a diferentes condiciones de operación en una S/E de distribución tradicional tipo radial, de modo que, se pueda obtener un análisis referente a su comportamiento en escenarios de falla.

### 1.1. Antecedentes

El sistema de protección para un transformador es un conjunto de equipos o dispositivos de protección que en conjunto con su interruptor de potencia asociado brindan seguridad a los equipos de las S/E. Los relés de protección son equipos que tienen la capacidad de detectar corrientes de falla y de operación normal. Cuando estas sobrepasen la magnitud de su corriente de ajuste, procederá a emitir una señal de control en un tiempo determinado para la energización de la bobina de disparo del interruptor, de manera que, luego de un tiempo apertura sus contactos, aislando eléctricamente a los elementos protegidos.

En el caso fortuito en que el interruptor no detecta esta señal debido a una cierta avería en sus mecanismos de accionamiento o por la desvinculación eléctrica a su relé asociado, los daños provocados por una corriente de falla considerable podrían ocasionar que se produzca una interrupción en

la continuidad del servicio eléctrico y pérdidas materiales. Este escenario desfavorable, se traduciría en cuantiosas pérdidas económicas para la empresa distribuidora, además de la numerosa cantidad de reclamos que recibirían por parte de los consumidores [13].

A la presente fecha muchas subestaciones eléctricas del sector público y privado se encuentran en un estado crítico de operación, pues el interruptor principal del transformador de poder se encuentra desvinculado eléctricamente de su relé de protección asociado, provocando que el transformador presente en un estado vulnerable en caso de ocurrir una falla eléctrica en sus bornes. Sin embargo, el mantenimiento para la corrección de este problema en ocasiones es postergando debido al poco conocimiento existente por parte de los profesionales del área respecto a la manera en la que este equipo opera internamente en unión con el relé de protección [14].

El desconocimiento técnico de este conjunto de protección es muy relevante dentro de una subestación eléctrica, pues a la actualidad no existe un manual que detalle o explique a profundidad los componentes, funcionamiento y operación, con el que se pueda implementar prácticas para que los estudiantes y profesionales del área eléctrica apliquen conocimientos en la prevención de fallas en el normal desempeño de estos equipos.

## **1.2. Justificación**

Identificar variables y procesos de funcionamiento en los equipos de protección en una S/E, se ha convertido en un requisito indispensable para los futuros profesionales que orientan su perfil profesional hacia esta área de la electricidad. Conocer a detalle las características técnicas y modos de operación del conjunto circuit breaker - relé de protección (CB-R), permitirá que el profesional encargado de la gestión del mantenimiento, pueda encontrar desperfectos que estén provocando el desempeño inadecuado de estos equipos manera versátil. En este sentido, el presente trabajo de titulación contribuye con el enriquecimiento de literatura científica explicando conceptos y profundizando en la comprensión del modo de operación del disyuntor de potencia en conjunto con el dispositivo de protección asociado. Además, el estudio aportará a la formación técnica - práctica de estudiantes de la carrera de ingeniería en electricidad, brindando un análisis de una problemática real y mostrando resultados que permiten acercar a una solución eficiente ante el problema descrito.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo general**

Modelar los principales componentes de un interruptor de potencia (ANSI 52) en conjunto con su relé de protección asociado, para la comprensión de su funcionamiento, operación y puesta en marcha, evaluando el modelo frente a la presencia de fallas eléctricas bajo distintas condiciones de operación, y utilizando datos reales del sistema de potencia de una S/E de distribución mediante el software de simulación para el efecto.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

- Analizar la dinámica de un sistema de protección, conformado por el conjunto interruptor principal de potencia - relé de protección, para el entendimiento respecto a la manera en la



que estos dispositivos se encuentran asociados eléctricamente.

- Diseñar el modelo de un relé digital con la función de protección diferencial para un transformador de poder, con la finalidad de implementar dentro de su modelamiento las características principales del relé numérico.
- Evaluar el modelo obtenido del conjunto interruptor principal de potencia – relé frente a la presencia de fallas internas y dentro de la zona de protección del transformador en el software Simulink, para el análisis de su comportamiento y verificación de su operación.
- Modificar los valores de las variables físicas que gobiernan el comportamiento del interruptor de potencia, tales como la rigidez dieléctrica y el voltaje de recuperación transitorio, con la finalidad de analizar la influencia de estos cambios en condiciones de cortocircuito.

## 1.4. Estado del arte

La importancia de los elementos de protección ha permitido que se desarrollen varios programas que permiten realizar estudios de protecciones eléctricas y con ellas se ha podido modelar, coordinar y decidir qué tipo de protección es la más adecuada de acuerdo con las configuraciones y requerimientos del sistema eléctrico de potencia (SEP).

Estos programas mencionados incluyen equipos y elementos de protección que requieren una configuración típica y se los encuentra en varias marcas comerciales dentro de las librerías, sin embargo, no es posible considerar algunas variables eléctricas importantes para el dimensionamiento de equipos de protección.

Es así como, la revisión crítica de textos y publicaciones académicas, ha permitido recopilar información importante que contribuyó con el modelamiento del conjunto de protecciones conformado por un disyuntor de potencia y un relé de protección.

- **Simulación de una protección diferencial de transformador de dos y tres devanados en el programa Matlab/Simulink**

De esta investigación realizada por **R. Córdova** se entiende que la simulación de la protección diferencial de un transformador de dos devanados deja claro conceptos que se utilizan para los criterios de ajuste de la función diferencial, de esta manera deja abierto el camino al especialista en protecciones para realizar algoritmos de detención más sensibles para fallas internas muy sensibles como son las que ocurren en las espiras del transformador.

- **Estudio y simulación de voltajes transitorios de recuperación asociados a la aplicación de interruptores**

Por otro lado en el trabajo de investigación realizado por **A. Porras**, indica los métodos de apertura y define al voltaje transitorio de recuperación como la tensión que aparece entre los contactos del interruptor luego de existir la interrupción de corriente, es decir se considera como la diferencia entre los contactos del lado de la fuente y del lado de la carga a tierra cuando sucede una falla.

■ **Modelado de disyuntor para aplicaciones de conmutación controlada utilizando EMTDC/PSCAD**

Del artículo publicado por el autor **Utkarsh Kumar**, quien menciona que al considerar dentro del modelo la tasa de disminución de la rigidez dieléctrica en la operación del interruptor de potencia permite tener resultados con precisión del fenómeno de reencendido cuando hay condiciones apropiadas para este caso. Además, el modelo incluye parámetros físicos que pueden de alguna manera alterar la operación de los contactos primarios y auxiliares en el disyuntor.

■ **Numerical differential protection principles and applications**

En las páginas del libro referentes al relé numérico diferencial para transformadores escrito por **G. Ziegler**, se tomaron conceptos clave para el modelamiento del relé de protección diferencial puesto que, en el libro se detalla la forma de operación interna a manera de bloques matriciales, además, de incluir criterios de ajuste importantes para la función de protección diferencial.

■ **Estándares IEEE y normas IEC para el estudio de sistemas de protección**

Dentro de los estándares y normas revisados para realizar este trabajo se encuentran:

- IEEE/ANSI e IEC 17.
- IEC 90609-0.
- IEEE Std. C37.06-2009
- IEEE C37.110
- IEEE Std C57.13.1-1981

Considerando esta literatura entre la más destacada para la realización de este trabajo es posible considerar que, al incluir variables físicas en un proceso de modelación se obtienen valores más cercanos a la operación real de los equipos. De esta manera se puede obtener un modelo conformado por un relé diferencial y interruptor de potencia que puedan adaptarse a cualquier sistema de potencia que requiera dicha función de protección para el transformador o inclusive otras máquinas eléctricas.

## Capítulo 2

# MARCO TEÓRICO

### 2.1. Interruptor de potencia

Los interruptores de potencia (CB) son equipos cuya función principal es suspender el flujo de corriente de forma controlada o automática ante la presencia de fallas eléctricas o por maniobras en el sistema eléctrica. Estos equipos se destacan por la capacidad de operación tanto en vacío, como sujetos a condiciones de corriente nominal y de cortocircuito, logrando así aislar rápidamente cualquier elemento de la red cuando se presenta una falla o alguna otra perturbación eléctrica que pueda conducir a funcionamientos anormales en la red.

Los CB, están diseñados para operar bajo carga así cuando este se acciona, ya sea por el despeje de una falla eléctrica o debido a maniobras para llevar a cabo transferencias de carga, se genera en el espacio existente entre sus contactos un fenómeno denominado arco eléctrico. Esto provoca que su tiempo de vida útil se vea reducido además, a causa de este fenómeno, existe el riesgo de que el interruptor se vuelva a cerrar si el medio aislante en la cámara de interrupción no es capaz de enfriar lo suficientemente rápido el fenómeno producido [15].

#### 2.1.1. Interruptor tipo tanque vivo

Este tipo de interruptores generalmente se caracterizan por tener una o varias cámaras disrptivas para la extinción del arco eléctrico por cada polo, la cual, está sometida al potencial de la línea, de allí el origen de su nombre. Usualmente, las cámaras de extinción del interruptor se conectan en serie con la finalidad de dividir equitativamente la caída de tensión, con lo cual, se favorece el enfriamiento del fenómeno conocido como arco eléctrico al producirse una operación de conmutación producida por un mando común de accionamiento simultáneo [16].

En la Figura 2.1 se presenta un interruptor de potencia tipo tanque vivo típico de una S/E.



Figura 2.1: Interruptor de potencia tipo tanque vivo [1].

En la siguiente figura se pueden observar los contactos internos que conforman la estructura de la cámara de extinción del interruptor. De manera general, el medio aislante estándar que se utiliza en la actualidad es el gas de hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ) debido a sus propiedades dieléctricas y capacidad de enfriamiento que posee, pues es capaz de regenerarse fácilmente incluso después de haber estado sometido a temperaturas sumamente elevadas [17].

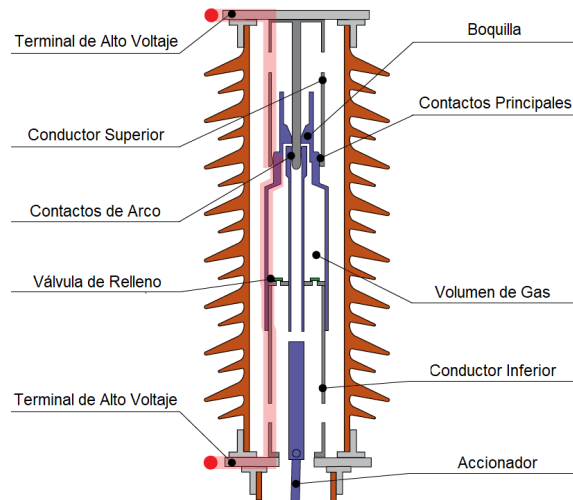


Figura 2.2: Cámara de extinción de interruptor tipo tanque vivo [1].

El  $\text{SF}_6$  es considerado como un generador de impacto negativo en el calentamiento global, siendo hasta 20000 veces más contaminante que el  $\text{CO}_2$ , y con un tiempo de vida de hasta 3200 años. A

pesar de ello, no tiene mucha incidencia en el medio ambiente debido a su escasa emisión, estudios previos por parte de la industria han encontrado que las fugas normales de gas SF6 no tiene efecto dañino en la salud de la población [18].

### 2.1.2. Variables internas del interruptor

#### Arco eléctrico

El arco eléctrico es un fenómeno que se produce en una atmósfera gaseosa, la descarga generada tiene origen por ionización del gas en el medio en el que se encuentra y se establece un enlace eléctrico ocurrido entre electrodos que se encuentran a diferente potencial. Este fenómeno eléctrico no solo esta presente en cortocircuitos, sino que también tiene lugar durante la desconexión o interrupción de circuitos. Los riesgos que se consideran frecuentemente son, calor en exceso, ráfagas de presión y explosiones, que pueden causar quemaduras graves y daños materiales a equipos de los SEP [19].

Para el desarrollo de este trabajo se ha considerado el modelo de Shavemaker como una propuesta para la simulación del arco eléctrico, existen más modelos como el de Habedank y el modelo de Kema. Sin embargo, se consideró al modelo de Shavemaker ya que se proponen varios parámetros como una constante de tiempo y el factor de enfriamiento. También se establece como un sistema objetivo a obtener, con la finalidad de corregir desviaciones para ello se permite ajustar la ganancia del sistema utilizando una retroalimentación negativa para sistemas dinámicos [20].

$$\frac{dg}{gdt} = \frac{d(\ln g)}{dt} = \frac{1}{\tau} \left( \frac{u * i}{\max(U_{arc} * |i|, P_o + P_i * u * i)} - 1 \right) \quad (2.1)$$

La ecuación presentada es utilizada para describir el modelo del arco de Shavemaker, en la cual se encuentran los siguientes parámetros:

- $g$ : Conductancia del arco.
- $u$ : Voltaje del arco.
- $i$ : Corriente del arco.
- $\tau$ : Constante de tiempo del arco.
- $P_o$ : Constante de enfriamiento.
- $P_1$ : Constante de enfriamiento, se ajusta a cero después del paso de la corriente cero.

Esta ecuación servirá para llevar a cabo el modelamiento matemático en el que describa su comportamiento durante el proceso de apertura del interruptor de potencia.

#### Rigidez dieléctrica del medio aislante

El reencendido automático del interruptor de potencia es un fenómeno que tiene lugar durante su proceso de apertura si la rigidez dieléctrico del medio aislante en la cámara disruptiva no tiene la suficiente cantidad como para enfriar el arco eléctrico es decir, por acción mecánica, los contactos de este dispositivo se separan hasta una cierta distancia exitosamente, por lo cual, al llegar a este

punto, el medio aislante deberá necesariamente haber alcanzado una magnitud de rigidez dieléctrica que le permita extinguir el arco. De manera general, el reencendido automático en interruptores de potencia provoca que se induzcan sobretensiones de alta frecuencia que pueden poner en riesgo el normal funcionamiento del equipo [21].

Es por ello que los materiales aislantes que se utilizan en la cámara disruptiva del interruptor deben caracterizarse por tener una alta tasa de incremento de la rigidez dieléctrica (RRDS) pues, de ello dependerá la velocidad y eficiencia con la que se logre apagar el arco durante la apertura del CB. La rigidez dieléctrica del medio aislante puede representarse mediante la siguiente expresión:

$$u(t) = RRDS * t \quad (2.2)$$

Donde:

- $RRDS$  = Tasa de incremento de la rigidez dieléctrica, kV/ms.
- $t$  = Tiempo actual, ms.

El análisis del estado del arte indica que, la RRDS de interruptores de potencia que emplean el gas SF<sub>6</sub> como medio aislante para la extinción del arco eléctrico es de 80 kV/ms [21].

### **Voltaje transitorio de recuperación**

EL voltaje transitorio de recuperación (TRV), sucede entre los terminales de uno de los polos del interruptor de potencia luego de que suceda una interrupción. Se considera que este voltaje ocurre en dos intervalos de tiempo sucesivos, el primero es el transitorio de voltaje de recuperación y el segundo en el cual solo existe voltaje a frecuencia industrial [22].

En este proceso de interrupción del CB, el arco eléctrico pierde rápidamente la conductividad conforme se acerca a la corriente de cruce por cero. Cuando la corriente deja de fluir en el circuito se genera una respuesta a la interrupción de manera inmediata que genera el TRV. Se puede generar en el lado de la generación como en el lado de la carga, las características dependerán de la naturaleza del circuito que se interrumpe usualmente, resistivo, inductivo, capacitivo o su combinación [22].

Se considera que la operación de un CB es exitosa cuando la RRDS de su dieléctrico supera el voltaje de recuperación de frecuencia industrial, interrumpiendo el flujo de la corriente de falla [22].

### **Selección del interruptor de potencia**

Para la clasificación del TRV de los interruptores de potencia, se utiliza el criterio de la aplicación de fallas trifásicas considerando los valores de pico, también según los tipos de puesta a tierra que posea el sistema en el que se va a incluir el CB lo que permite establecer un límite de soportabilidad. Se considera que el interruptor es dimensionado de manera correcta, si posee parámetros en la envolvente del transitorio que sean mayor al transitorio del voltaje del sistema en el punto en el que se aplique, de no considerarse lo mencionado puede ocurrir que la corriente de cortocircuito del sistema se encuentre por encima del límite de soportabilidad del disyuntor, lo que provocaría un eventual cambio de este o la modificación de las características físicas o eléctricas en el SEP [23].

Con el análisis previo de la teoría se indica que, los valores del TRV para voltajes nominales de interruptores de potencia de 72.5 kV con una aplicación de puesta a tierra no sólida, deben considerarse según normativa como se indica en la siguiente figura.

IEEE Std C37.06-2009  
IEEE Standard for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis—  
Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages Above 1000 V

**Table 3—Preferred ratings of prospective TRV for Class S1 circuit breakers rated below 100 kV, for cable systems non-effectively grounded—T100, T60, T30, T10 test duties, TRV representation by the two-parameter method <sup>a</sup>**

Line No.	Rated maximum voltage (1)	Test duty	First pole to clear factor	Amplitude factor	TRV peak value (4)	Time (5)	Time delay	Reference voltage	Time	RRRV
	$U_r$ kV, rms		$k_{pp}$ p.u.	$k_{af}$ p.u.	$u_c$ kV	$t_1$ $\mu$ s	$t_d$ $\mu$ s	$u'$ kV	$t'$ $\mu$ s	$u_c/t_1$ kV/ $\mu$ s
	Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10
1	4.76	T100	1.5	1.4	8.2	44	7	2.7	21	0.19
2	4.76	T60	1.5	1.5	8.7	19	3	2.9	9	0.46
3	4.76	T30	1.5	1.6	9.3	10	1.5	3.1	5	0.93
4	4.76	T10	1.5	1.7	9.9	10	1.5	3.3	5	0.99
5	8.25	T100	1.5	1.4	14.1	52	8	4.7	25	0.27
6	8.25	T60	1.5	1.5	15.1	23	3	5.1	11	0.66
7	8.25	T30	1.5	1.6	16.2	11	2	5.4	6	1.47
8	8.25	T10	1.5	1.7	17.2	11	2	5.7	6	1.56
9	15	T100	1.5	1.4	25.7	66	10	8.6	32	0.39
10	15	T60	1.5	1.5	27.5	29	4	9.2	14	0.95
11	15	T30	1.5	1.6	29.4	15	2	9.8	7	1.96
12	15	T10	1.5	1.7	31.2	15	2	10.4	7	2.08
13	27	T100	1.5	1.4	46.3	92	14	15.4	44	0.50
14	27	T60	1.5	1.5	49.5	40	6	16.5	19	1.25
15	27	T30	1.5	1.6	52.9	20	3	17.6	10	2.53
16	27	T10	1.5	1.7	56.2	20	3	18.7	10	2.69
17	38	T100	1.5	1.4	65.2	109	16	21.7	53	0.60
18	38	T60	1.5	1.5	69.8	48	7	23.3	23	1.45
19	38	T30	1.5	1.6	74.5	24	3.6	24.8	12	3.1
20	38	T10	1.5	1.7	79.1	24	3.6	26.4	12	3.3
21	72.5	T100	1.5	1.4	124	165	25	41.4	80	0.75
22	72.5	T60	1.5	1.5	133	73	11	44.4	35	1.82
23	72.5	T30	1.5	1.6	142	36	5	47.4	18	3.94
24	72.5	T10	1.5	1.7	151	36	5	50.3	18	4.19

Figura 2.3: Clasificaciones de los posibles TRV para interruptores de potencia Clase S1 [2].

### 2.1.3. Partes del interruptor

Los interruptores de potencia de tanque vivo y tanque muerto se componen por casi los mismos elementos, siendo cada uno de ellos imprescindible para que estos equipos puedan desempeñar adecuadamente su función. A continuación, en la Figura 2.4 se muestran los principales componentes en un interruptor de potencia de tanque vivo de solamente una cámara de extinción por cada polo [3].

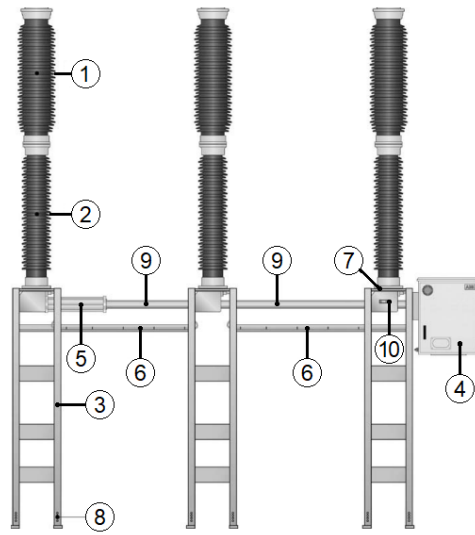


Figura 2.4: Componentes principales de un interruptor tipo tanque vivo [3].

De la figura anterior se pueden observar los siguientes elementos:

1. Cámara de extinción de arco.
2. Aislador de soporte.
3. Estructura de soporte.
4. Mecanismo común de operación.
5. Resorte de disparo.
6. Tubos de gas.
7. Supervisión del gas.
8. Punto de conexión a tierra.
9. Barra de tracción.
10. Indicador de posición.

#### 2.1.4. Circuito de control

El circuito de control para el accionamiento del interruptor de potencia esta compuesto por una bobina de disparo que se energiza inmediatamente después de haber recibido la señal de control desde el relé de protección. El circuito consta de un contacto principal denominado **a** que se acciona al recibir una señal desde los contactos mecánicos del interruptor. Además, cuenta con una bobina de comportamiento auxiliar que interviene en caso de presentarse una falsa señal de disparo. Cuando



finaliza el proceso de apertura del interruptor, se da lugar a la energización de la bobina de cierre o retención, energizando así nuevamente los contactos del equipo [4].

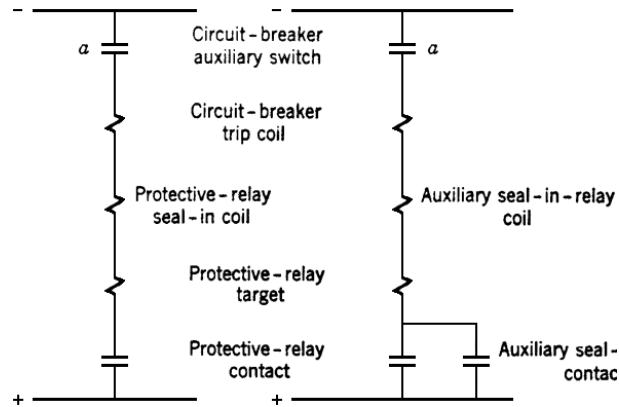


Figura 2.5: Circuito de control de apertura para un interruptor de potencia [4]

### 2.1.5. Interruptor SF<sub>6</sub> 72.5 [kV] - Tipo 70

El modelo T70 de la compañía Crompton Greaves Ltd. en disyuntores de potencia, se presenta como un equipo robusto con un medio de extinción de arco a través de gas SF<sub>6</sub>, esta diseñado para altos voltajes con un cumplimiento del estándar IEC 62271-100, además de incluir características apropiadas para la interrupción de corriente [5].



Figura 2.6: Interruptor de potencia SF<sub>6</sub> tipo 70 Crompton Greaves Ltd [5].

## Mecanismos de disparo

El mecanismo de disparo del CB se compone por bobinas cierre y de disparo, además cuenta con un motor eléctrico que presiona los mecanismos de los muelles de cierre y disparo para hacer retroceder los resortes que mantienen energía almacenada. A través de un trinquete se mantiene la energía retenida hasta que sea liberada producto de una señal de accionamiento, en la siguiente figura se muestra el interruptor en posición cerrada es decir con el resorte cargado [5].

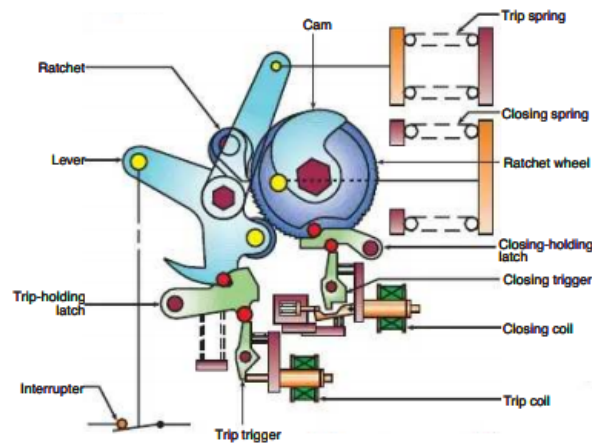


Figura 2.7: Mecanismo de disparo del interruptor en posición cerrada [5].

Una vez que el resorte de cierre y disparo se encuentran cargados de energía, el resorte de disparo ejerce un par mecánico en sentido antihorario sobre la palanca de bloqueo este estado del mecanismo es conocido como “Trip Holding Latch” o bloqueo de la palanca que evita cualquier accionamiento involuntario por movimiento. Cuando se energiza la bobina de disparo el bloqueo de la palanca se desplaza permitiendo que esta retroceda con gran velocidad por la energía almacenada por el resorte de disparo hasta alcanzar la posición abierta como se indica a continuación [5].

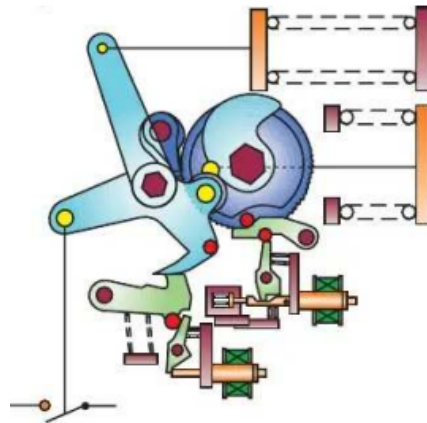


Figura 2.8: Mecanismo de disparo del interruptor en posición abierta [5].

Luego de haberse aperturado el interruptor, el resorte de disparo se encuentra relajado. Por otro lado, el resorte de cierre ejerce un par contrario que provoca el movimiento de la rueda de levas y del mecanismo de bloqueo. Cuando la bobina de cierre ha sido energizada, la palanca gira en sentido contrario al de apertura, por lo que, este movimiento permite cerrar el interruptor y cargar al resorte de disparo al mismo tiempo como se observa en la siguiente figura [5].

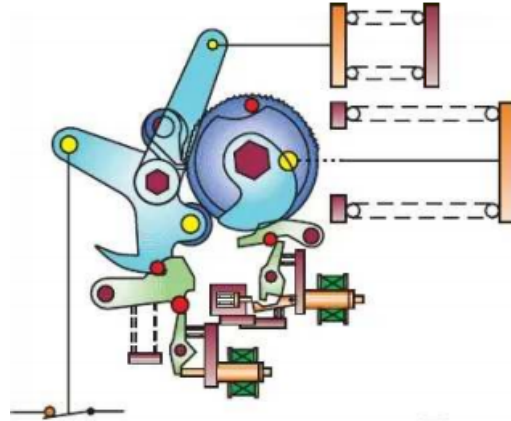


Figura 2.9: Mecanismo de disparo del CB en posición cerrado al cargar la bobina de disparo [5].

Inmediatamente después de cerrar el CB, se activa el motor que se encarga de cargar el resorte de cierre por medio de engranes conectados a la pestaña de bloqueo de la palanca cuando este está cargado de energía por completo. Un interruptor de límite hace que el motor se apague y una pestaña de bloqueo retiene la energía ya almacenada hasta que se presente una próxima descarga [5].

### Principio de interrupción del arco eléctrico

La extinción del arco eléctrico presente durante el proceso de apertura del interruptor se efectúa a través del uso de gas SF<sub>6</sub> presurizado en la cámara disruptiva, lugar en el que se encuentran los contactos fijos de los polos respectivos. Además, este dispositivo posee tomas móviles, un cilindro de extinción móvil y un pistón pequeño que se mueve mecánicamente al llevarse a cabo el accionamiento del interruptor. Este sistema reduce el número de partes móviles en el equipo, al igual que sistemas auxiliares que contribuyan a la mitigación del arco eléctrico [5].

En la siguiente figura se observa la estructura de la cámara de extinción del interruptor en condiciones normales de operación, en la cual, se puede apreciar la existencia de un contacto importante entre el cilindro de extinción móvil y los contactos fijos de extinción de arco [5].

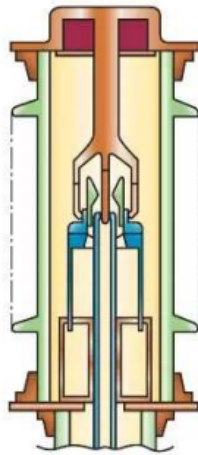


Figura 2.10: Cámara de interrupción de arco eléctrico por medio de gas SF6 en estado cerrado [5].

Cuando sucede una apertura del mecanismo los contactos móviles se separan de los fijos permitiendo que el arco eléctrico formado se desplace entre el contacto móvil de arco y el contacto fijo, mientras el cilindro de extinción se desplaza en conjunto provocando que el arco no se aproxime a los materiales aislantes de la cámara, este movimiento genera una brecha que provoca un crecimiento del medio dieléctrico permitiendo extinguir con éxito el arco producido, como se indica en la siguiente figura [5].

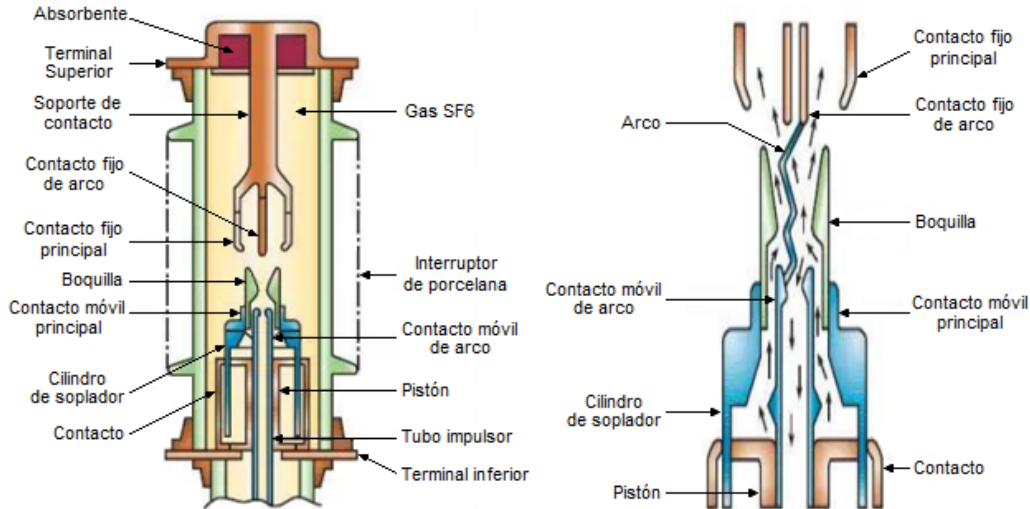


Figura 2.11: Cámara de interrupción de arco eléctrico por medio de gas SF6 en estado abierto [5].

Los datos de placa del interruptor genérico de hasta 72.5 kV, el cual se utilizará como caso práctico para el modelamiento en este trabajo de titulación se indican a continuación:

Interrupor de potencia genérico	
Característica	Descripción
Fabricante	Crompton Greaves Ltd.
Modelo	Tipo 70 - SFM - 40AA
Número de serie	X306446
Normativa	IEC 62271-100
Voltaje nominal	72.5 kV
Corriente nominal	3150 A
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente cortocircuito	40 kA
Poder de cierre en cortocircuito	100 kAp
Duración de la intensidad de cortocircuito	40 kA por 3 seg.
Factor de despeje del primer polo	1.3 a 1.5
Ciclo de operación	O-0.3sec-co-3min-co
Voltaje soportado impulso rayo	350 kVp
Presión nominal	6 kg/cm <sup>2</sup> - g (20°C)
Peso del gas	4.5 kg
Voltaje de bobinas de cierre y disparo	125 V <sub>CC</sub>
Rango de operación de las bobinas	cierre (85 - 110 %) Disparo (70 - 110 %)

Tabla 2.1: Características de un interruptor de potencia genérico [5].

## 2.2. Sistema de protección

Los sistemas de protección garantizan la seguridad e integridad de instalaciones y equipos eléctricos ante la ocurrencia de fallas eléctricas externas en la red o internamente en el objeto a proteger, evitando que estas puedan llegar a provocar daños irreparables. Esto se debe a que la continuidad de la energía eléctrica no es 100 % garantizable, pues siempre hay la posibilidad de que el suministro pueda interrumpirse a causa de siniestros como tornados, terremotos, entre otros.

En la Figura 2.1 se muestra la dirección del flujo comunicación con la que los dispositivos de un sistema de protección intercambian información para garantizar la calidad de la energía.

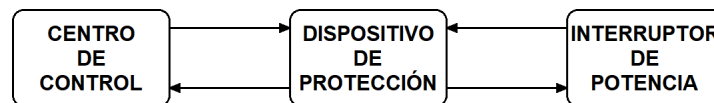


Figura 2.12: Comunicación entre dispositivos de un sistema de protección.

La función del sistema de protección es aislar temporalmente la zona en la que se ha manifestado la falla eléctrica con el fin de reducir su rango de impacto, además de permitir analizarla y así obtener información referente a su ubicación. El CB y su relé de protección asociado son los principales componentes de un sistema de protección, en conjunto estos se encargan de censar sobrecorrientes elevadas en la red e interrumpir su flujo de ser necesario [24].

### 2.2.1. Transductores

Los transformadores de instrumentación (TI's) son equipos de fuerza que se utilizan para la medición y conversión de grandes magnitudes de corriente y voltaje en cantidades mucho más pequeñas para el tratamiento de las señales. Se instalan con una alta precisión debido a que, un error en el dimensionamiento puede dar a lugar a no detectar fallas o saturar el equipo. Estos dispositivos se clasifican en transformadores de corriente (CT's) y transformadores de potencial (PT's).

Los errores en las salidas de los transductores podrían ocasionar retardos en la actuación de los equipos de protección o provocar una operación innecesaria. Es por esta razón que, se debe examinar durante el dimensionamiento parámetros de saturación, capacidad, voltajes y corrientes nominales. Estos transformadores pueden ser representados por el circuito equivalente que se muestra a continuación en la Figura 2.13 [6]:

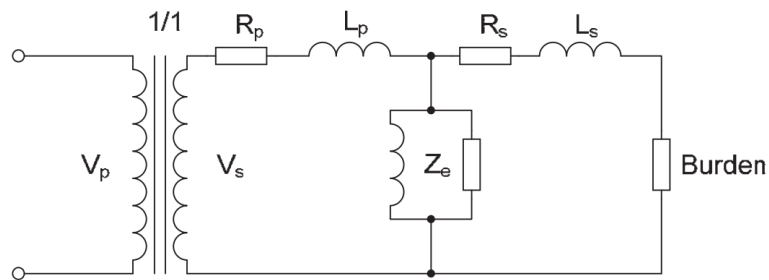


Figura 2.13: Circuito equivalente de un transductor [6].

#### Transformador de corriente

En la Figura 2.14 se presenta un transformador de corriente típico de una subestación, en la que se describen sus partes principales.

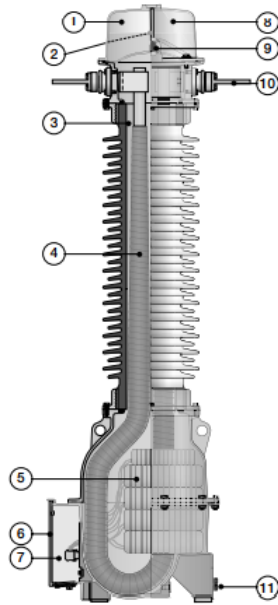


Figura 2.14: Transformador de corriente y sus partes principales [7].

Donde:

1. Colchón de gas.
2. Unidad de relleno de aceite (oculta).
3. Relleno de cuarzo.
4. Conductor primario aislado por papel.
5. Devanado secundario.
6. Caja de bornes secundarios.
7. Toma de tensión capacitiva.
8. Vaso de expansión.
9. Luz de aviso de nivel de aceite.
10. Borne primario.
11. Borne de tierra.

Estos transformadores brindan un aislamiento frente a los niveles elevados de corriente del sistema, puesto que llevan las transforman a una corriente relativamente pequeña en su lado secundario, reduciendo así la magnitud del amperaje en cantidades manejables para los relés de protección [7].

Las pruebas de rutina que se efectúan en los transformadores certificados, deben lograr un desempeño de tal manera que, su precisión debe estar en el rango de 0.15 a 0.15S. Para ello, se deben incluir lecturas de precisión utilizando un valor del burden de 1 [VA] a 5 [A] con un factor de potencia (FP) unitario. Para que el CT pueda obtener esta clase de precisión, el factor de corrección del transformador (TCF) debe estar dentro de los límites que se especifican en la Tabla 2.1 para el escenario en el que la carga medida tenga un FP de entre 0.6 (atraso) y 1 [25].

Clase de precisión	Transformadores de corriente			
	100 % Corriente nominal		5 % Corriente nominal	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
0.15	0.9985	1.0015	0.9970	1.0030
0.15S	0.9985	1.0015	0.9985	1.0015

Tabla 2.2: Estándar para la medición de clase de alta precisión.

### Verificación del CT dimensionado

Para conocer si la relación de transformación además de la clase del CT son adecuadas se deben cumplir dos condiciones [9]:

- Verificación del factor límite de precisión.
- Voltaje de codo.
- Saturación por flujo remanente.

### Verificación del factor límite de precisión

Se debe considerar la corriente de falla en el devanado donde se este dimensionando el CT, debe aplicarse lo siguiente [9]:

$$CT_{rating} > \frac{(1 + X/R) * 100}{262 * ANSI} * I_{cc} * Z_B \quad (2.3)$$

Se debe tener en cuenta que, generalmente en el país la corriente del secundario en el CT es de 5A.

Rntonces, debe cumplirse la siguiente desigualdad:

$$Turns_{radio} > CT_{rating} \quad (2.4)$$

El lado izquierdo de esta inecuación representa la relación de transformación del primario para el secundario del CT, es decir:

$$Turns_{radio} = \frac{I_{pCT}}{I_{sCT}} \quad (2.5)$$

La corriente referida al lado primario del CT será:

$$I''_s = CT_{rating} * I_{sCT} \quad (2.6)$$



Además, debe tenerse en cuenta que:

$$\frac{I_{pCT}}{I_{sCT}} > CT_{rating} \quad (2.7)$$

Luego, la corriente nominal de ambos devanados del transformador puede ser determinada a partir de la siguiente expresión, la cual considera la capacidad del transformador en MVA:

$$I_N = \frac{Capacidad}{\sqrt{3} * V_N} \quad (2.8)$$

Posteriormente, a esta corriente nominal se le debe dar un margen de seguridad que va de entre el 10 % al 20 % debido a que la red podría experimentar una posible sobrecarga. Entonces:

$$I_{sobrecarga} = (10\% - 20\%) * I_N \quad (2.9)$$

De esta manera se selecciona la correcta relación del CT que luego deberá ser comprobada. Para ello, se deben considerar dos condiciones que involucran factores de precisión y rangos de operación.

### Primera condición

En esta primera condición se deben cumplir las siguientes dos relaciones

$$FLP_{calculado} \geq \frac{2 * I_{falla}}{I_{Nprimaria}} \quad (2.10)$$

$$FLP_{calculado} = FLP * \left( \frac{P_{CT} + P_n}{P_{calculado}} \right) \quad (2.11)$$

Donde:

- $FLP_{calculado}$  = Factor límite de precisión calculado.
- $P_{CT}$  = Potencia de la resistencia por vuelta del CT.
- $P_n$  = Burden del CT.
- $P_{calculado}$  = Burden calculado.

Por otro lado, el burden calculado del CT se determina mediante la siguiente relación:

$$P_{calculado} = B_d + B_c + B_r \quad (2.12)$$

Donde:

- $B_d$  = Burden del devanado.
- $B_e$  = Burden del conductor.
- $B_r$  = Burden del relé.

Si se cumple con la primera condición no debe considerarse como idónea la elección del CT, si no más bien, se debe continuar con la comprobación mediante la segunda condición.

### Segunda condición

En lo que respecta a la segunda condición, se deben considerar los voltajes de codo con la finalidad de evitar la saturación de los CT's. Entonces, tenemos lo siguiente [9].

$$V_k \geq V_{kmin} \quad (2.13)$$

Donde  $V_k$  se define como el voltaje de codo, y se determina mediante la siguiente expresión:

$$V_k = FLP * I_{Nsecundaria} * (R_{CT} + R_{calculado}) \quad (2.14)$$

Donde:

- $FLP$  = Factor límite de precisión.
- $I_{Nsecundaria}$  = Corriente nominal del secundario 5 [A<sub>sec</sub>].
- $R_{CT}$  = Resistencia del CT.

Para ello, se procede a encontrar el valor de la resistencia del burden como sigue:

$$R_{calculado} = \frac{P_{calculado}}{I_{Nsecundaria}^2} \quad (2.15)$$

Con los valores obtenidos a partir de estas expresiones se encuentra el valor de  $V_k$ .

Por otro lado, el valor de  $V_{kmin}$  se determina de la siguiente manera:

$$V_{kmin} = A * I_b * R_{calculado} \quad (2.16)$$

Donde  $A$  es una constante que depende de la capacidad del transformador, tal como se presenta en la tabla a continuación, cuyos valores se toman como referencia para los cálculos [9].

Constante del transformador	
Valor	Potencia [MVA]
30	2-14
24	15-39
16	40-70

Tabla 2.3: Valor de la constante A en base a la capacidad del transformador.

Ahora bien, en lo que respecta a la corriente  $I_b$ , esta se define de la siguiente manera:

$$I_b = \frac{I_{NP}}{CT} \quad (2.17)$$

Donde:

$$CT = \frac{I_{pCT}}{I_{sCT}}$$

Finalmente, se comprueba lo anterior expuesto como segunda condición.

$$V_k \geq V_{kmin}$$

### Saturación por flujo remanente

A continuación, en la Figura 2.15 se presenta el circuito equivalente del transformador de corriente, el cual posee una impedancia de magnetización.

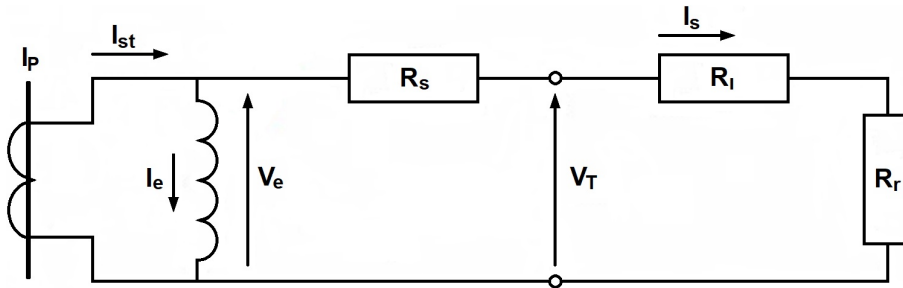


Figura 2.15: Circuito equivalente del CT con impedancia de magnetización [8].

Aquí podemos observar dos variables físicas muy importantes en el CT, que son:

- $I_e$  = Flujo remanente.
- $V_e$  = Voltaje de excitación.

El flujo remanente que ocurre en los CT's depende del flujo que se encuentre circulando en el núcleo de este y sucede rápidamente luego de la interrupción de la corriente primaria inyectada. El valor de remanencia depende de la componente de corriente continua (DC), la corriente simétrica primaria y de la impedancia que está agregada al circuito secundario del transformador, tal como se puede apreciar en la figura anterior [9].

Cuando circula una corriente con componente DC la fuerza de magnetización es elevada y puede desplazarse en sentido contrario al flujo existente en el núcleo del CT e inclusive puede superar el punto de inflexión del flujo permitido en estado remanente [9].

### Efectos del flujo remanente

En la siguiente figura se muestra la curva de corriente ideal esperada en la salida del CT vs la curva de corriente con flujo remanente, en la que se puede observar que, durante los primeros cuatro ciclos el flujo remanente impide que la corriente se aproxime a su valor ideal [26].

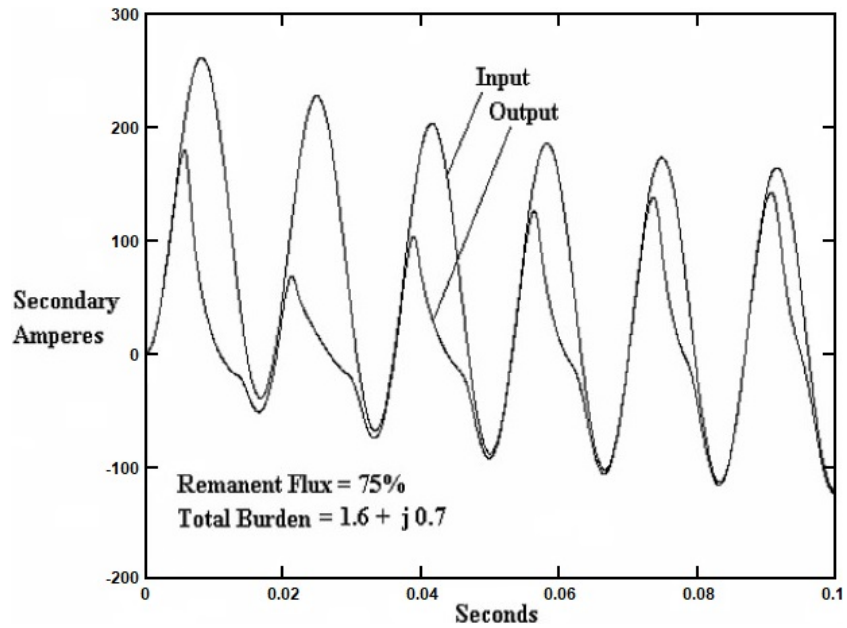


Figura 2.16: Curva de excitación en un CT con un flujo remanente del 75 % [9].

Cuando se vuelva a energizar el transformador luego de haber sido interrumpido como se indicó, los cambios que se requieran del flujo comenzarán desde el valor remanente en el que se quedó. Además, si el flujo entrante se suma al existente, el CT se puede encontrar saturado en varios ciclos de la corriente del secundario [26].

Esto provoca que la corriente de excitación se incremente considerablemente y la corriente de salida en el secundario se verá distorsionada y reducida en varios ciclos hasta encontrar un punto de estabilización [26].

### Mitigación del fenómeno

En la figura a continuación se muestran las curvas estándar para transformadores de corriente considerando valores de excitación, relación de transformación y voltaje en el secundario [26].

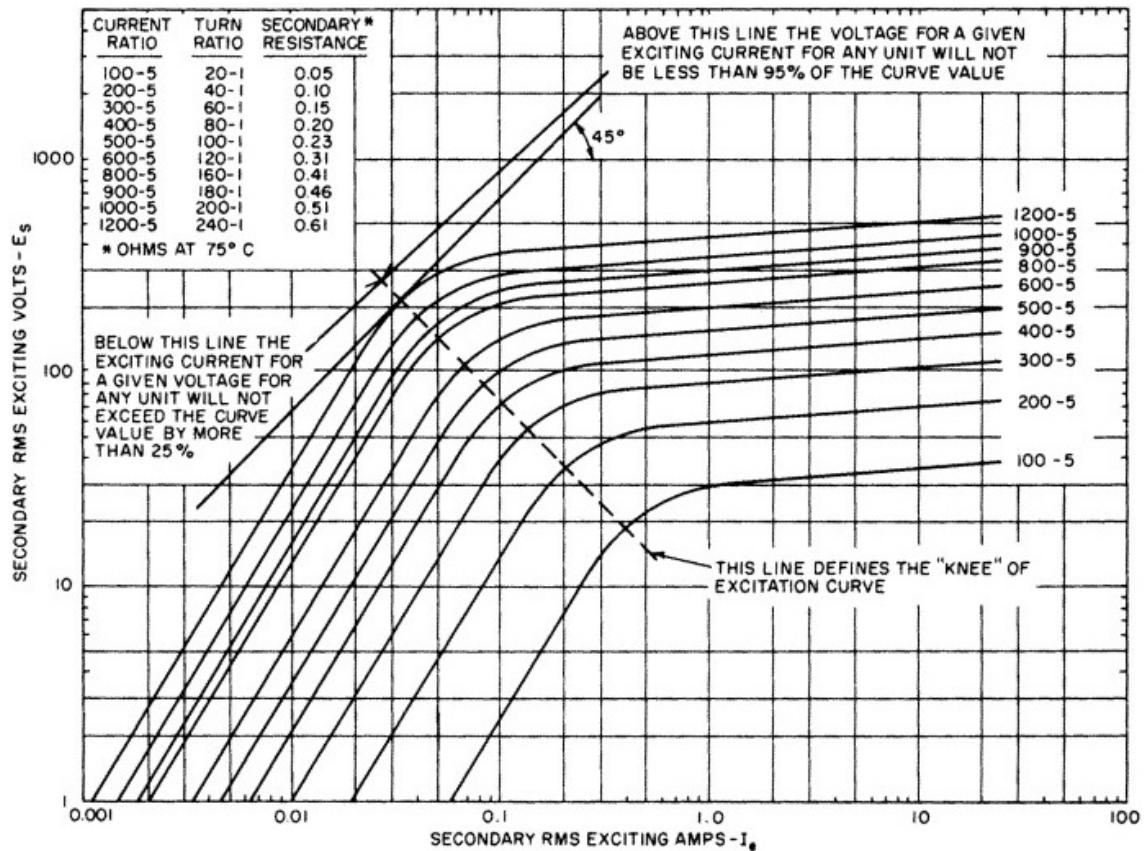


Figura 2.17: Curvas de voltaje vs Corriente de excitación de los CT's [9].

Esta condición puede ser corregida al someter el CT a un proceso de desmagnetización, lo cual, se logra aplicando un voltaje alterno variable en el secundario de dicho transductor, forzando la densidad de flujo remanente por encima del punto de inflexión de saturación. Posteriormente, se reduce paulatinamente el voltaje aplicado hasta llegar a cero [26].

El proceso de desmagnetización del CT permite que las siguientes mediciones de corriente sean precisas y estén libres de errores que puedan desencadenar falsas señales de disparo [26].

### Verificación de la saturación

Para una verificación adecuada de la saturación del CT por efectos del flujo de remanente, se puede usar herramientas de ingeniería de libre acceso. En este caso, con la finalidad de llevar a cabo la verificación de la saturación del CT se usará la hoja de cálculo en Excel creada por Working Group C5 of PSRC, IEEE Trans on Power Delivery. Para su uso, se deben seguir los siguientes pasos [9]:

1. Dimensionar el CT.

2. Verificar saturación por voltaje en el secundario.
3. Hallar gráficamente el slope de la curva.
4. Hallar gráficamente el valor del flujo remanente.
5. Ingresar los parámetros del sistema de potencia.

Entonces, para verificar el voltaje de saturación del CT se utilizan las siguientes expresiones:

$$V_{sat} = V$$

$$V_{maxCT} = I_{max-sec} * R_{burden} \quad (2.18)$$

$$V_{sat} \geq V_{maxCT} \quad (2.19)$$

Una vez que se ha seleccionado la relación de transformación, a través de la Figura 2.17 se procede a verificar el punto de inflexión con el fin de encontrar el valor del flujo remanente en por unidad mediante la relación entre el voltaje secundario dimensionado y el voltaje que se encuentra justo en el punto de inflexión, es decir [9]:

$$FR = \frac{V_{CTelegido}}{V_{CTpunto-inflexión}} \quad (2.20)$$

El proceso de ingreso de parámetros e interpretación de las gráficas que se obtiene se adjuntan en el apéndice adjunto del presente trabajo de titulación.

### **Transformador de potencial (PT)**

Los PT's utilizados usualmente para protecciones son de dos tipos; transformadores de instrumento, que poseen un devanado primario y un devanado secundario para la transición de los niveles de voltaje y existen transformadores de potencial capacitivos o inductivos que usan divisores de voltaje de capacitancia o inductancia conectados entre una de las fases y la tierra del sistema de potencia. Ambos transformadores tienen como objetivo reducir la tensión existente en la red a valores de voltaje más bajos para estos puedan ser procesados por los IED's [7].

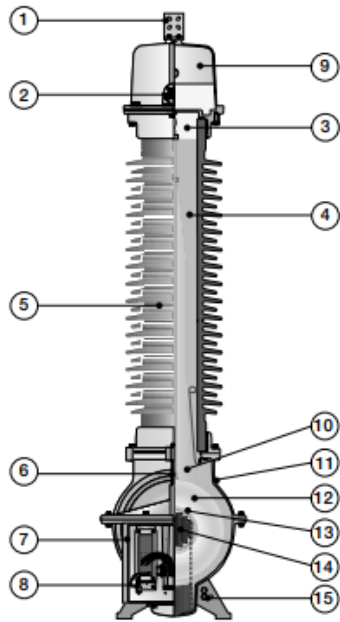


Figura 2.18: Transformador de potencial de la clase EMF y sus partes principales [8].

Donde:

1. Borne primario.
2. Luz de aviso de nivel de aceite.
3. Aceite.
4. Relleno de cuarzo.
5. Aislador.
6. Tornillo de enganche.
7. Caja de bornes secundarios.
8. Terminal de neutro.
9. Sistema de expansión.
10. Aislamiento de papel.
11. Tanque.
12. Devanado primario.
13. Devanados secundarios.

14. Núcleo.

15. Conexión a tierra.

Las pruebas de rutina que se efectúan en PT's certificados, deben lograr un desempeño de tal manera que la precisión debe estar entre 0.15 y 0.15S. Para ello, se deben incluir lecturas de precisión utilizando un valor del burden de 1 [VA] a 5 [A] con un FP unitario. Para que el CT pueda obtener esta clase de precisión, el factor de corrección del transformador (TCF) debe estar dentro de los límites que se especifican en la Tabla 2.1 para el escenario en el que la carga medida tenga un factor de potencia (FP) de entre 0.6 (atraso) y 1 [25].

Clase de precisión	Transformadores de voltaje	
	Mínimo	Máximo
0.15	0.9985	1.0015
0.15S	N/A	N/A

Tabla 2.4: Estándar para la medición de clase de alta precisión.

### 2.2.2. Relé de protección

Los relés de protección son dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) utilizados esencialmente para la protección, control y monitoreo de elementos de un SEP debido a que son capaces de desempeñar una gran cantidad de funciones de manera simultánea, lo cual, los vuelven ideales para la automatización de subestaciones.

Estos equipos se encargan de procesar los valores de corriente medidos por los CT's, para posteriormente tomar una decisión de control en base a sus parámetros de ajuste. A modo de ejemplo, al momento en el que se identifica incrementos bruscos en la corriente que fluye por el sistema, se genera una señal que indica la apertura del interruptor de potencia.

#### Relé de protección ABB RET630

El IED RET630 perteneciente a la serie de productos Relion® de la corporación ABB, es un relé provisto con funciones para la protección, control, medición y monitoreo principalmente de transformadores de poder de dos devanados. En la Figura 2.19 se muestra el relé para la protección del transformador de poder RET630.





Figura 2.19: Dispositivo electrónico inteligente (IED) ABB RET630 [10]

### **Función de protección diferencial**

La función de protección diferencial representada como ANSI 87T, por lo general es aplicada para el resguardo de transformadores trifásicos o bancos de transformadores monofásicos ante fallas eléctricas. Sin embargo, también se emplea para la protección de líneas de distribución, para lo cual, los IED's se deben instalar tanto en la subestación de salida como en la subestación de llegada de dicha línea, por lo que, necesariamente tienen que ser de la misma marca y modelo [27].

En la Figura 2.20 se presenta el esquema de conexión de un relé diferencial para la protección de un transformador que posee un tipo de conexión delta - estrella.

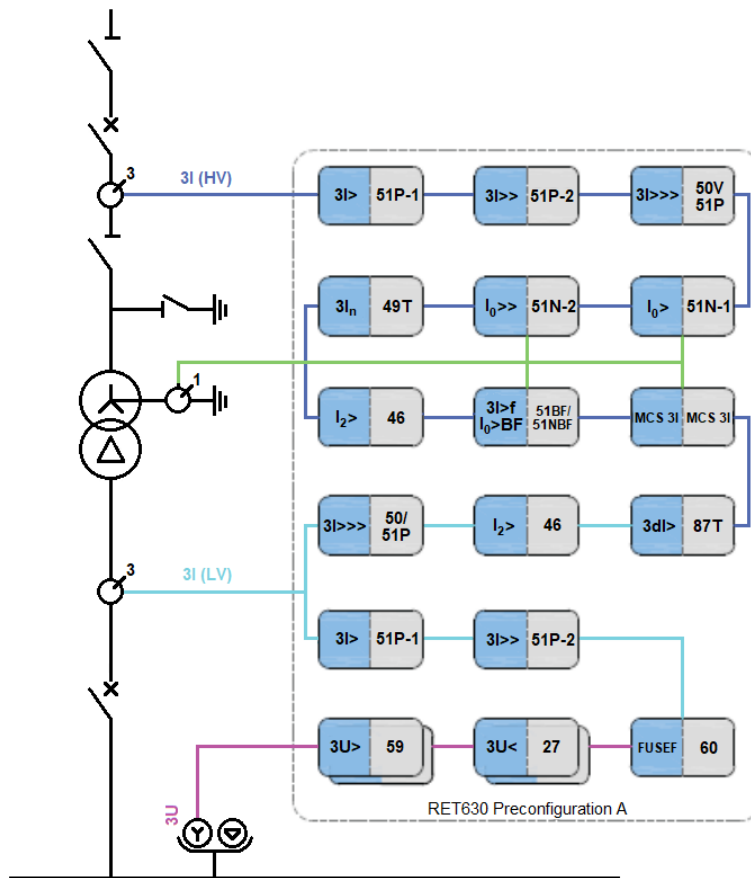


Figura 2.20: Configuración interna del relé ABB RET630 para la función de protección diferencial. [10].

## 2.3. Ajuste de protección diferencial

Los principales criterios que deben encontrarse en los sistemas de protección permiten garantizar su correcta operación y eficiencia en los SEP. A continuación, se describen brevemente los que se han considerado más importantes [11]:

1. **Fiabilidad:** Se entiende por fiabilidad de la protección a la probabilidad de no tener una omisión de disparo ante alguna falla. Esta es considerada la peor de las operaciones incorrectas que pueda suceder puesto que al no tener el evento de disparo se presentan problemas de estabilidad de la red y apagones asegurando un daño considerado en los equipos por lo prolongado de la falla [11].
2. **Seguridad:** La seguridad de los sistemas de protecciones es no tener disparos indeseados, por lo que es importante operar con selectividad para no tener presentes disparos no selectivos adyacentes a elementos en fallo en la red [11].

3. **Selectividad:** La selectividad en los sistemas de protección garantiza la máxima continuidad del servicio con la apertura y desconexión ante el mínimo evento de falla presente. Es decir, los sistemas de protección deben tener la capacidad de aislar únicamente la parte que se encuentre comprometida en el sistema evitando cortes no deseados en la red [11].
4. **Confiabilidad:** Se establece como confiabilidad a la probabilidad de la protección que cumpla con ser segura y fiable, es decir la probabilidad de que la operación no tenga una operación incorrecta. Se relaciona estrechamente con la seguridad, entre más alta sean la fiabilidad y la seguridad significará que la protección tenga alta confiabilidad [11].
5. **Velocidad:** Se considera a un sistema de protección veloz cuando posee un tiempo mínimo requerido para despejar las fallas y es un criterio de gran importancia debido a que entre menor sea el tiempo de activación del sistema de protección menor será el daño ocasionado a la red [11].
6. **Simplicidad:** Un sistema de protección debe emplear un número mínimo de elementos para cumplir con los objetivos de protección mencionados.

### Estándares

Los estándares que han sido utilizados para el análisis de los sistemas de protección en los SEP, permiten estandarizar una nomenclatura y simbología para los equipos que se utilizan, además de normar el proceso de cálculo y análisis de las perturbaciones que ocurran. Entre los estándares y normativas relevantes para este hecho se encuentran:

1. IEEE/ANSI e IEC 17.
2. IEC 90609-0.

El estándar IEEE/ANSI E IEC 17, permite conocer la nomenclatura que se generaliza en todos los SEP para conocer las funciones de protección y como identificar los equipos de protección utilizados. Así mismo la norma IEC 90609-0, establece un estándar para la resolución de las fallas simétricas y asimétricas que suceden con el fin de homologar el criterio de cálculo de dichas perturbaciones.

Por otro lado el estandar IEEE Std. C37.06-2009, da a conocer a los fabricantes de disyuntores de potencia las curvas de operación del voltaje transitorio según el voltaje nominal y el tipo de sistema de puesta a tierra que este posee. Los criterios de ajuste por otro lado corresponden a la forma de parametrizar, establecer corrientes de ajuste, tiempos de actuación de los equipos de seccionamiento y poder coordinar las protecciones del sistema de potencia. Para el presente trabajo se considerará el criterio de ajuste de protección diferencial [11].

#### 2.3.1. Curva Característica $I_d$ vs $I_c$

Un ajuste importante que se debe considerar al momento de proteger los transformadores es la función de protección diferencial la cual puede ser utilizada para considerar perturbaciones de sobrecorriente únicamente entre los devanados de alta y baja tensión del transformador.

Para aplicar la función diferencial hay que considerar que en la operación en condiciones normales de funcionamiento de un transformador existen corrientes que no pueden ser consideradas como fallas, estas son [11]:

- La corriente de magnetización o inrush que tienen valores constantes durante la energización del equipo protegido.
- El error en la relación de transformación en los CT's que presentan diferencias proporcionales ligadas a las tomas de los transformadores de potencia TAP, por ello el error de relación es proporcional a los valores de la corriente del equipo.
- Considerar el error producido por la saturación en los CT's el cual tiene valores considerables cuando se trabaja con corrientes elevadas.

De forma tradicional la función de protección diferencial para transformadores utiliza las corrientes de línea dentro de una zona de protección, esta zona se encuentra delimitada por la ubicación de los TC's tanto en el lado de alto y bajo voltaje.

La curva característica de operación para esta función de protección establece en el eje x la corriente de restricción y en el eje y la corriente diferencial. Para tener una actuación de la protección se necesita que la corriente diferencial o de operación sea mayor que la corriente de restricción como se indica en la siguiente figura [11].

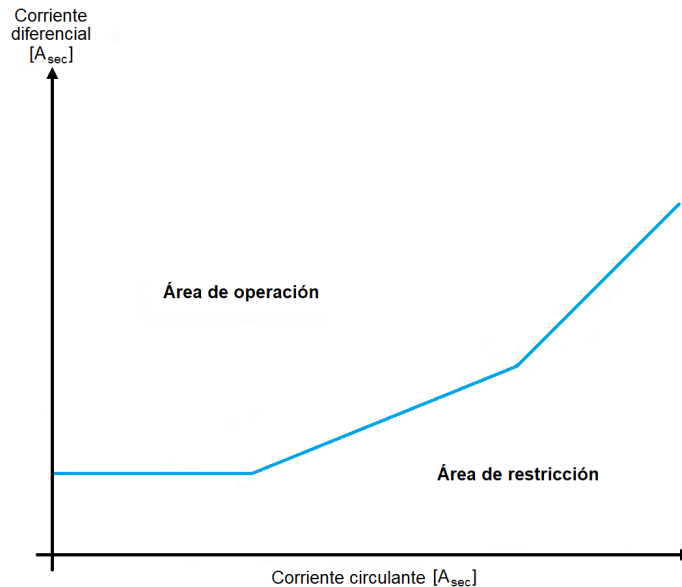


Figura 2.21: Curva característica de la función de protección diferencial [11].

La figura anterior presenta una curva de doble pendiente considerando una polarización fija, existen 3 zonas posibles que caracterizan esta función de protección. Estas zonas son las siguientes:

1. La primera zona corresponde a la corriente mínima diferencial que se recomienda tenga un valor de 0.5 veces la corriente mínima diferencial, esto por las condiciones de corrientes durante la operación en condiciones normales que no puede considerarse como falla [11].
2. La zona 2, se tiene una pendiente que debe considerar las diferencias de la relación de transformación de los CT's y del equipo, se recomienda que este porcentaje en la pendiente sea del 20 % de la corriente nominal del relé [11].
3. Finalmente, la zona 3 discrimina errores provocados por una posible saturación de los CT's, si este aspecto no se considera los daños pueden ser críticos dada la posibilidad de que existan flujos remanentes en los transformadores de corriente, se recomienda que esta zona cubra entre un 80 % a 150 % en su pendiente [11].

El proceso para establecer el ajuste de función diferencial comienza estableciendo las corrientes nominales en ambos devanados del transformador [28].

$$I_{N-Transformador-Wn} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_{N-Transformador-Wn}} \quad (2.21)$$

De esta manera se puede seleccionar la relación de transformación para cada uno de los CT's para referenciar las corrientes de línea al secundario del TC. Esta corriente de relación del lado del secundario en el transformador de corriente puede ser de 5 o 1 amperios. Por otro lado la corriente circulante se establece de la siguiente manera [12]:

$$I_{circulante} = k * \frac{|I'_A| + |I'_a|}{2} \quad (2.22)$$

Donde:

- $I_{A'}$  = Magnitud de la corriente del devanado primario.
- $I_{a'}$  = Magnitud de la corriente en el devanado secundario.
- $k$  = Constante que puede tomar valores de 0.1 a 0.4 dependiendo de la función de protección.

Además, debe establecerse la corriente diferencial mínima en condiciones de operación normal de la siguiente manera:

$$I_{dmin} = [|I'_A| - |I'_a|] \quad (2.23)$$

De esta manera, puede calcularse el primer porcentaje de la curva característica de la función de protección diferencial como sigue:

$$M = \frac{I_{dmin}}{I_{circulante}} \quad (2.24)$$

De aquí, M se establece como el error de referencia de los CT's, adicional debe incluirse el porcentaje, el margen de seguridad, error por conmutación, error de clase del CT.

Finalmente para la segunda pendiente que cubre el error de medida del CT entre 80 % y el 150 % de esta manera se concluye con el ajuste de la protección diferencial y su curva característica.

## Esquema de funcionamiento interno del relé diferencial

Cuando el equipo funciona en condiciones normales las corrientes que observará el relé serán las mismas a la entrada y a la salida por lo que la corriente diferencial es cero. La conexión que tenga el transformador también influye en el comportamiento de la función de protección debido al desfase existente entre las corrientes de los devanados [28].

En equipos de protección diferencial electromecánicos se corrige este desfase conectando los transformadores de corriente con el grupo de conexión contrario al que tenga el devanado que están midiendo [4].

Sin embargo, los relés de protección numéricos tienen un proceso interno de corrección de las corrientes desfasadas, en estos relés se producen cálculos matriciales internos que permiten tener una corriente diferencial adecuada y sin cambiar el grupo de conexión de los transformadores de corriente [4].

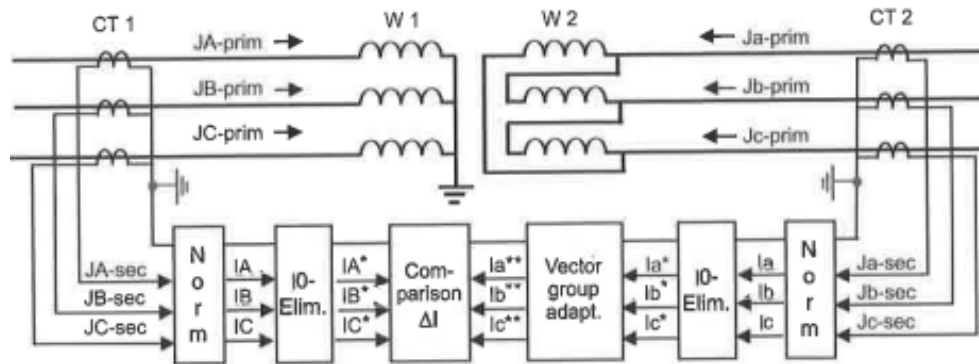


Figura 2.22: Bloques de adaptación para las corrientes en el relé diferencial numérico [12].

En la figura anterior, se observan cuatro bloques que se ejecutan internamente en el relé diferencial, estos bloques se adaptan según el grupo de conexión e índice horario del transformador, sin embargo es necesario considerar que el grupo de conexión en los CT's para este efecto tiene que ser en estrella-estrella, de esta manera las corrientes referidas al secundario de este mantienen el ángulo de cada corriente de línea, de esta manera la corriente para realizar la comparación seguirá los siguientes pasos [12].

### Bloque de normalización

En este bloque las corrientes normales provenientes del transformador de poder se adaptan a la relación de transformación del CT. Pevio a este paso es necesario primero considerar las corrientes nominales en cada uno de los devanados [12].

$$I_{N-Transformador-Wn} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_{N-Transformador-Wn}} \quad (2.25)$$

De esta manera se obtendrá un valor de corriente nominal tanto para el lado de alta como para

el lado de baja tensión en el transformador. Ahora con la ecuación anterior se puede continuar con la normalización de las corrientes de línea [12].

$$K_{CT-N} = \frac{I_{N-\text{primario}-CT_n}}{I_{N-\text{Transformador}-W_n}} \quad (2.26)$$

Este proceso se realiza en ambos lados del transformador, es decir que las ambas corrientes de línea en los dos devanados pasan a referenciarse con la relación del los CT's.

### Bloque de eliminación de $I_0$

Subsecuentemente la componente de la corriente de secuencia cero es eliminado, este punto es esencial si el devanado se encuentra conectado en estrella aterrizado. Si el devanado no se encuentra conectado en estrella aterrizado o esta conectado en delta, no es necesario cumplir con este paso es por ello, que internamente o de manera externa se configura el relé numérico indicando que tipo de conexión posee cada devanado. Este paso se resuelve a través de la siguiente ecuación [12].

$$I_0 = \frac{1}{3} * (I_A + I_B + I_C) \quad (2.27)$$

Al realizarse el proceso de los dos primeros bloques en cada línea se obtiene un grupo de vectores de dicha corriente, como se indica a continuación:

$$\begin{bmatrix} I_A^* \\ I_B^* \\ I_C^* \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

Donde la matriz conformada por las corrientes, IA, IB, IC, representan a las corrientes de línea luego de pasar por el bloque de normalización.

### Bloque de corrección del índice horario

La adaptación de las corrientes según el grupo de conexión en delta e índice horario ( $k$ ) puede adaptarse de la siguiente manera según la siguiente ecuación [12].

$$\begin{bmatrix} I_a^{**} \\ I_b^{**} \\ I_c^{**} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} * \begin{bmatrix} \cos[k * 30] & \cos[(k + 4) * 30] & \cos[(k - 4) * 30] \\ \cos[(k - 4) * 30] & \cos[k * 30] & \cos[(k + 4) * 30] \\ \cos[(k + 4) * 30] & \cos[(k - 4) * 30] & \cos[k * 30] \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a^* \\ I_b^* \\ I_c^* \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

La matriz conformada por las corrientes, Ia\*, Ib\*, Ic\*, representan a las corrientes de línea luego de pasar por el bloque de normalización [12].

### Bloque comparador

Finalmente las corrientes de ambos devanados luego de pasar por los otros bloques donde se adaptan y normalizan, pasan al bloque de comparación y es aquí que se da a lugar a la obtención de la corriente diferencial como se indica a continuación [12].

$$\begin{bmatrix} I_{\Delta A} \\ I_{\Delta B} \\ I_{\Delta C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{A^*} \\ I_{B^*} \\ I_{C^*} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_a^{**} \\ I_b^{**} \\ I_c^{**} \end{bmatrix} = \emptyset \quad (2.30)$$

El resultado de esta ecuación es la que pasa al relé numérico para establecer si hay o no ocurrencia de una falla.

### Matrices utilizadas para la configuración DYn1

En este tipo de conexión de los devanados del transformador es necesario aplicar matrices para lograr que el desfase en las corrientes se encuentre a  $180^\circ$  entre sí, puesto que las corrientes del lado en delta adelantan a las corrientes del lado en estrella para ello, las matrices que se utilizan son las siguientes [28]:

$$M_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} * \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

$$M_{11} = \frac{1}{\sqrt{3}} * \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

$$M_0 = \frac{1}{\sqrt{3}} * \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$M_{12} = \frac{1}{\sqrt{3}} * \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

Las matrices presentadas se utilizan en la configuración interna de la función de protección diferencial y tienen el siguiente esquema:

- $M_1$  Se encarga de adelantar la corriente en  $30^\circ$ .
- $M_{11}$  Permite atrasar la corriente  $30^\circ$ .
- $M_{12}$  Elimina la secuencia cero de las corrientes de fase sin modificar el valor del ángulo en el fasor de corriente respectivo.
- $M_0$  Permite que las corrientes de fase sean entregadas tal cual son enviadas por el CT.

En conjunto estas matrices conforman un bloque interno en la programación del relé de protección diferencial que será implementado aquí se corrigen el desfase producido por los grupos de conexión e índice horario diferentes, logrando que las corrientes se encuentren a  $180^\circ$  y valor de la corriente diferencial sea cero [28].



### 2.3.2. Fallas eléctricas

Cuando se realizan análisis en los SEP se tienen en cuenta dos tipos de estudios a realizarse, uno es el análisis del sistema de potencia en condiciones de operación normal y el consecuente es el análisis bajo condiciones de perturbación del sistema [29].

Este estudio en condiciones de disturbio se realiza considerando problemas de operación en los diferentes elementos del SEP para considerar como actuar al ocurrir una falla. Usualmente las líneas y redes de distribución se encuentran construidas en la intemperie o atravesando ciudades, bosques donde se hallan expuestas a circunstancias y variables que no se pueden controlar como lo son accidentes o efectos propios de la naturaleza.

De igual manera dentro de las subestaciones de transformación y bajo la vista de personal altamente capacitado pueden suceder malas maniobras por ello es indispensable prever como actuar y que decisiones se deben tomar cuando ocurra un disturbio en el sistema para garantizar la integridad física de las personas y mantener correctos parámetros de funcionamiento y continuidad de servicio en la red [29].

#### Fallas simétricas

Una falla simétrica se considera a una ocurrencia de una perturbación trifásica en el sistema de potencia, es decir, que en ella están involucradas las tres fases o líneas de fuerza cuando se conectan de forma simultánea a tierra. Este análisis puede ser realizado por un diagrama trifilar o unifilar en donde se llevará a cabo el análisis del SEP bajo condición de operación normal.

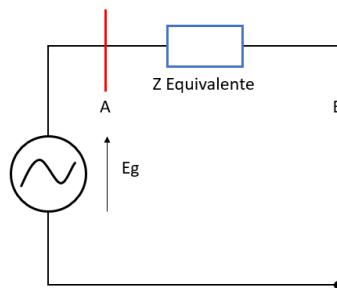


Figura 2.23: Representación del modelo de sistemas de potencias para análisis de fallas.

La representación del sistema de potencia observada en la figura anterior consta de un generador ideal, dos barras y una impedancia equivalente. Una perturbación puede ocurrir en cualquiera de las barras por ello esta representación asume un equivalente de Thévenin visto desde la barra A y todo lo que se encuentre aguas debajo de esta barra esta conservado como una impedancia equivalente del sistema de potencia [29].

#### Fallas trifásicas

Las fallas trifásicas son aquellas que usualmente no ocurren de manera frecuente en los sistemas

de potencia, estas perturbaciones en la red son de índole equilibrado es decir que se presentan como un evento de balanceado de las corrientes de cortocircuito. Las fallas trifásicas involucran las tres fases de las líneas de distribución o transmisión de energía, su efecto es altamente dañino para equipos y elementos que conforman al sistema de potencia [30].

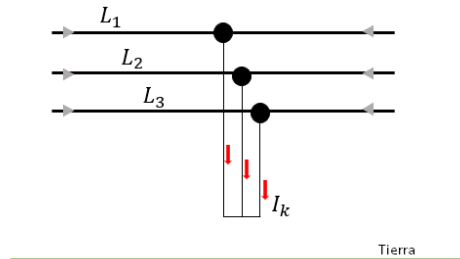


Figura 2.24: Representación falla trifásica.

### Fallas asimétricas

De otra forma, las fallas asimétricas suelen estudiarse en dos formatos; como fallas en serie o fallas en paralelo. Las fallas asimétricas en serie son perturbaciones en las que una o dos fases del sistema se ven desconectadas y estas producen un desbalance en el SEP. Por otro lado, las fallas asimétricas en paralelo son de una fase a tierra, dos fases a tierra y de línea a línea. Al igual que en las fallas simétricas el estudio de estas fallas considera un equivalente de impedancia durante el trayecto de la falla [29].

### Fallas de una fase a tierra

Se estima que las fallas de este tipo tienen una ocurrencia del 70%, las mismas se producen cuando una de las líneas del sistema de potencia encuentra un punto de conexión a tierra [30].

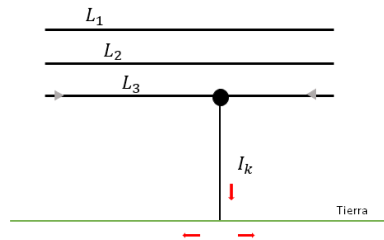


Figura 2.25: Representación falla de línea a tierra .

### Fallas de dos fases a tierra

En esta falla se ven involucradas dos líneas del sistema de potencia que hacen contacto a tierra, se considera que el 10% de las fallas en la red son de este tipo [30].

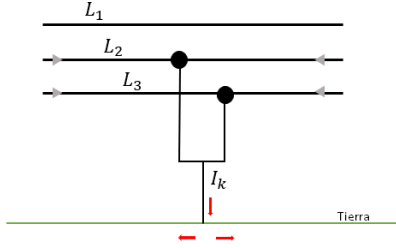


Figura 2.26: Representación falla dos líneas a tierra.

### Fallas de línea a línea

Las fallas de línea a línea suceden cuando entran en contacto dos líneas de la misma red, se consideran fallas brucas en el sistema de potencia y se estima que tienen un porcentaje de ocurrencia del 15% en las redes [30].

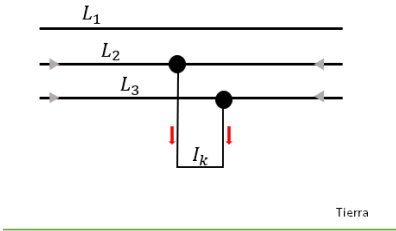


Figura 2.27: Representación falla línea a línea.

Usualmente las fallas trifásicas son consideradas como las más dañinas en un sistema de potencia, pero la falla de una línea a tierra puede llegar a ser más perjudicial que la anterior siempre que se cumplan dos circunstancias:

1. Si los generadores involucrados en la falla tienen un neutro sólidamente aterrizado o impedancias neutras de baja porcentaje.
2. Si la falla ocurre en el lado conectado en estrella y este está aterrizado en los bancos de transformadores conectados en triángulo – estrella.

De la misma manera otra falla peligrosa para red resulta ser la de línea a línea ya que esta puede llegar a ser el 86.6% de la corriente de la falla trifásica [30].

### 2.3.3. Fallas internas del transformador

Las fallas internas en los transformadores son en general producidas cuando un componente o su estructura no soporta esfuerzos aplicados durante la operación. El transformador sufre durante su período de vida útil varios esfuerzos mecánicos, térmicos, químicos, eléctricos o electromagnéticos en condiciones de operación normal o con transitorios de la carga demandada. La condición funcional del transformador se reduce de manera gradual de la siguiente manera [31].

- La capacidad de soportar arcos y pulsos de switcheo dan lugar a la reducción de la rigidez dieléctrica.
- Cuando no soporta ningún tipo de falla, es una reducción de la resistencia mecánica.
- Si las sobrecargas ya no son soportadas se dice que se ha reducido la integridad térmica.
- Cuando la transferencia de energía es ineficiente bajo condiciones específicas como excitación o sobrecarga, ha sido reducida la integridad electromagnética del transformador [31].

De la misma manera hay deterioro en mecanismos internos del transformador cuando este es sometido a estrés o rigidez que son eventos mecánicos o eléctricos del equipo. Entre los componentes, defectos y fallas posibles se tienen los siguientes:

### **Sistema dieléctrico**

Las fallas que se producen debido al sistema dieléctrico son de tipo arqueo, descargas parciales destructivas, descargas progresivas y están relacionadas con los siguientes defectos en el transformador [31].

- Envejecimiento prematuro del aceite.
- Descargas parciales.
- Contenido excesivo de agua.
- Contaminación del aceite.

### **Circuito electromagnético**

El resultado de las fallas producidas por este componente del transformador llevan a una excesiva producción de gases, sobrecalentamiento, corto circuito entre espiras que pueden llegar a dañar todo un devanado del equipo y se desencadenan por los siguientes eventos [31].

- Circulación de corrientes parásitas.
- Dispersión de flujo.
- Potencial flotante.
- Cortocircuito.

### **Fallas a tierra en los devanados del transformador**

Las fallas a tierra de los devanados de un transformador ocurren en su mayoría cuando uno de los devanados de este se encuentra sólidamente aterrizado, por lo general el devano que se envía a tierra es el lado en estrella por su particularidad de poseer neutro y con esto se tiene una corriente de secuencia cero que al referenciarse en el lado conectado en delta se convierte en una corriente residual del mismo causando severos daños.

Esta corriente es proporcional a la distancia de la falla del neutro del devanado en estrella, esta falla vista en el lado en delta será proporcional al cuadrado de la fracción del devanado que se encuentra en corto.

En la Figura 2.28 se indica la relación entre la distancia de la ocurrencia de la falla y como se refleja en el lado primario.

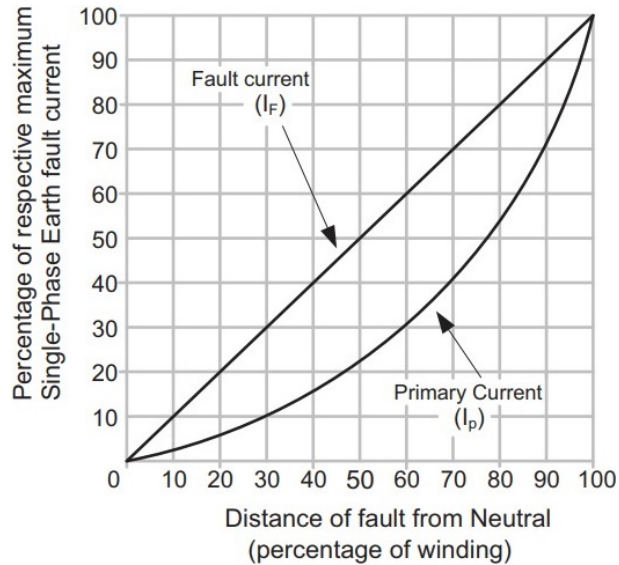


Figura 2.28: Ubicación de la falla en el devanado y su reflejo en la corriente primaria [9].

Se aprecia que cuando la ocurrencia de la falla está por debajo del 50% del devanado las corrientes de falla reflejadas al primario son pequeñas lo que provocaría un difícil detección de esta corriente. Sin embargo, para corrientes de falla que se localicen por arriba del 50% provocarían corrientes muy elevadas circulantes en el devanado en delta [9].

Por otro lado, la magnitud de la corriente de falla dependerá del tipo de conexión a tierra que posea el devanado es decir, que cuando la falla ocurre en el devanado conectado en estrella aterrizado las corrientes que fluyen hacia el lado en delta serán pequeñas debido a que las bobinas del lado en delta no operan con un voltaje menor al 50% y su impedancia es elevada [9].

Sin embargo cuando la falla a tierra sucede cercano al neutro del transformador las corrientes se elevarán severamente dado que el voltaje entre los contactos de las bobinas ha disminuido provocando que las corrientes de falla se reflejen en dos de las fases del transformador.

En la Figura 2.29, se aprecia la resistencia de falla asumida para indicar que se trata de un devanado en estrella con neutro solidamente aterrizado y la ocurrencia de una falla en el 50% de una de las bobinas de este lado.

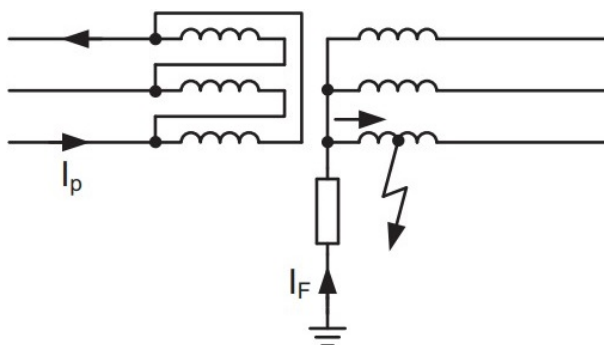


Figura 2.29: Conexión de neutro aterrizado en transformador de conexión Dyn [4].

### Cálculo de falla a tierra en el devanado

Para encontrar la ubicación de la falla en la bobina afectada se utiliza la siguiente expresión:

$$I_{F2} = \frac{h * U_{2a}}{RE} \quad (2.35)$$

$$I_{F1} = h * \frac{U_{2n}}{U_{1n} * \sqrt{3}} * I_{F2} \quad (2.36)$$

Con las ecuaciones presentadas se encuentra la ubicación de la falla en el devanado además, es posible encontrar la tensión desde el punto a tierra hasta la localización de la falla.

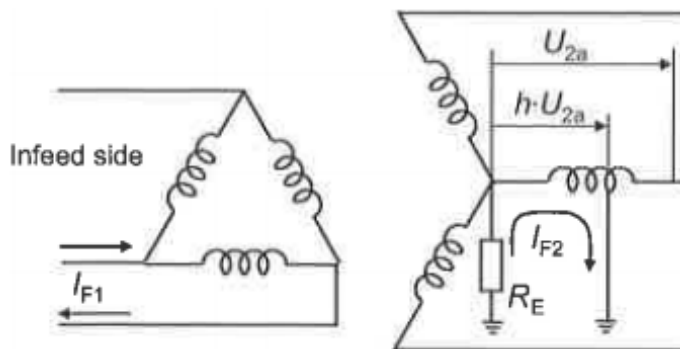


Figura 2.30: Ubicación de la falla a tierra en una bobina del devanado conectado en estrella [4].

En la figura anterior se observa la localización de la falla a tierra en una bobina únicamente en el devanado conectado en estrella aterrizado.

### Esquema de conexión del relé para fallas en el alimentador del transformador

Para las fallas internas de los transformadores es necesario que se siga en esquema de conexión presentado a continuación. Los CT's deben ser ubicados entre los devanados del transformador y

el relé de protección diferencial recibirá ambas señales de los CT para discriminar una falla externa de una interna [12].

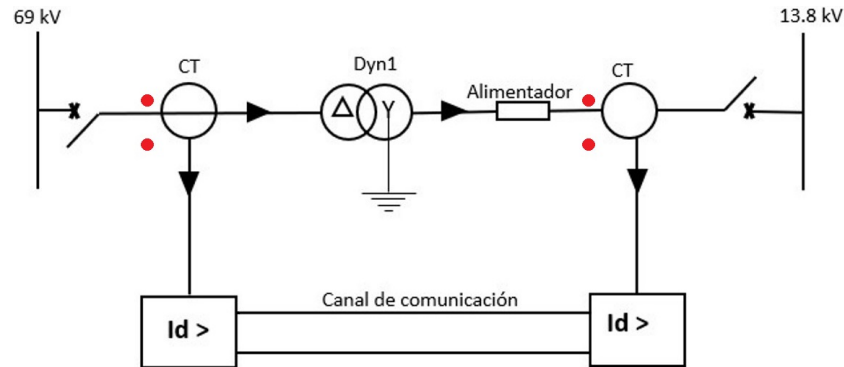


Figura 2.31: Conexión del relé diferencial (87T) para falla en alimentador de transformadores.

## 2.4. Software de simulación

El software utilizado para el modelamiento del conjunto CB-R del presente proyecto es la herramienta simulink de matlab, pues permiten hacer uso de herramientas muy útiles como diagramas de bloques, comparadores lógicos, funciones de transferencia, y además, permiten el uso de etiquetas con el fin de implementar un modelo lógico en señales eléctricas necesarias para la simulación del modelo y sus resultados obtenidos luego de integrar el modelo en un SEP de una subestación de distribución 69/13.8 [kV].

### Matlab

El software Matlab es una de las herramientas de simulación más trascendentes para el desarrollo académico y empresarial. Esta aplicación trabaja a base de paquetes de cálculos matemáticos matriciales, además de incorporar varias funciones dentro de su programación como son [32]:

- Análisis numérico
- Calculo matricial
- Procesamiento de señales
- Programación
- Gráficos

Es la herramienta preferida en el ámbito académico de la ingeniería, posee una interfaz que permite al usuario una fácil interacción con el medio de programación, además, de incluir toolboxes o conjunto de funciones que permiten simular problemas industriales particulares como lo son; sistemas dinámicos, sistemas de control, sistemas eléctricos y de generación, redes neuronales entre otros.

## **Simulink**

Simulink es un subprograma que complementa de manera estratégica a Matlab, el mismo permite desarrollar ingeniería de sistemas basados en modelos, es decir que se puede diseñar arquitectura de bloques de distintos sistemas reales utilizando diversas librerías especializadas, poniendo así a prueba una idea de ingeniería antes de llevarla a un hardware real [32].

Para el desarrollo de este trabajo se empleó la librería Specialized Power Systems.



## Capítulo 3

# MODELAMIENTO DEL SISTEMA

En esta sección se llevó a cabo el modelamiento detallado del interruptor de potencia en conjunto con el relé de protección diferencial para el resguardo del alimentador -transformador de una S/E de distribución general de 69/13.8 kV en simulink.

### 3.1. Modelamiento del interruptor de potencia

En primera instancia, se llevó a cabo la implementación del modelo del interruptor de potencia durante su proceso de apertura en condiciones de cortocircuito. Durante este escenario, el contacto móvil del CB se aleja del contacto fijo, provocando un incremento paulatino en la rigidez dieléctrica del medio aislante. En el mismo intervalo se genera el fenómeno del arco eléctrico, por lo que, la corriente seguirá fluyendo por los contactos de la cámara de extinción. Cuando el medio aislante alcance valores elevados de rigidez dieléctrica como para enfriar el arco, se habrá cortado el paso de la corriente. Por lo tanto, en este modelo se han considerado los siguientes fenómenos:

- Manifestación del arco eléctrico.
- Incremento de la rigidez dieléctrica.
- Condición de la corriente de corte.
- Incremento del voltaje de restablecimiento.
- Reignición del interruptor de potencia.

Para el proceso de interrupción de la corriente, a partir de la figura 2.4 se logró determinar la siguiente expresión en la que se especifican los intervalos que conlleva esta operación, los cuales serán considerados durante la ejecución de la simulación del modelo CB-R.

$$t_{apertura} = t_{arco} + \alpha \quad (3.1)$$

Donde:

$t_{arco}$  = Intervalo de duración del arco eléctrico.

$\alpha$  = Intervalo de separación del contacto mecánico luego de la desenergización.

Según los datos de placa del interruptor principal de potencia del transformador del SEP que se citan en el capítulo anterior, el tiempo total que conlleva el proceso completo de apertura del interruptor es de 0.3 [s]. Sin embargo, con la finalidad de acortar el tiempo de simulación para reducir el lapso de cómputo, se estableció en un intervalo de 0.15 [s].

En primer lugar se modelaron los diferentes factores que podrían provocar el fenómeno conocido como reignición de arco eléctrico en el CB debido al incumplimiento de condiciones que dependen de las características físicas y químicas del equipo.

Para lograr un despeje exitoso de una falla, la RRDS del medio aislante debe ser mayor que el voltaje de reestablecimiento del equipo. Además, su corriente de corte en condiciones de cortocircuito necesariamente debe ser mayor a la magnitud de la corriente que fluye por los contactos. Por lo tanto, a continuación, en la Figura 3.1 se presenta el modelamiento de estas condiciones que permitieron simular el fenómeno de reignición del arco del interruptor.

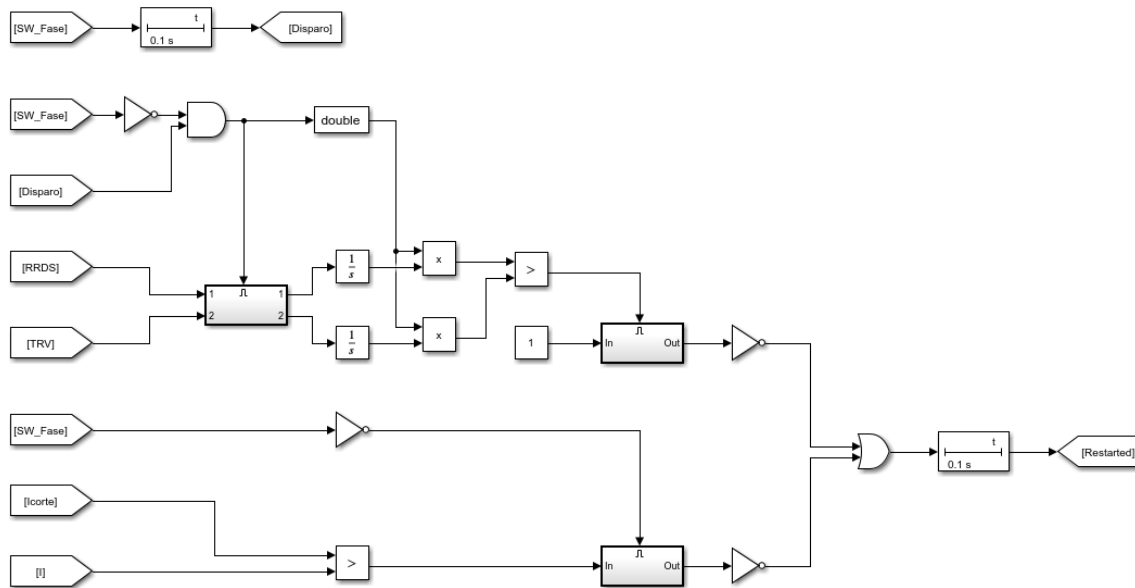


Figura 3.1: Modelamiento del reinicio automático del interruptor de potencia.

De la figura anterior, en el conjunto superior de bloques que ingresan en la primera entrada del bloque OR se efectuó la operación booleana entre la RRDS del medio aislante y la tasa de incremento del TRV, luego en el conjunto inferior de bloques que ingresan en la segunda entrada, se definió la comparación entre la corriente de corte del equipo en condiciones de cortocircuito y la corriente que fluye a través de sus contactos.

Para llevar a cabo dichas operaciones relacionales, se utilizó el bloque **relational operator** para obtener un valor booleano como resultado en su salida. Un bloque importante es **enable system**, cuya señal entrante únicamente se ejecuta en el instante en el que este recibe un parámetro de control positivo representado por la señal de disparo emitida por el IED. Es por ello que, las comparaciones de estos fenómenos eléctricos solamente se efectúan durante el proceso de apertura.

El valor utilizado para la RRDS del dieléctrico correspondiente al SF6 es de 50 [kV/s], a través de la normativa IEC C37.06, establece que el valor del TRV en interruptores de tipo T70 con un voltaje nominal de 72.5 [kV] es de 5.57 [kV/us] [33].

El modelamiento del arco eléctrico se llevó a cabo mediante el análisis de la ecuación diferencial de primer orden que determinó Shavemaker para describir el comportamiento del arco.

$$\frac{dg}{gdt} = \frac{d(\ln g)}{dt} = \frac{1}{\tau} \left( \frac{u * i}{\max(U_{arc} * |i|, P_o + P_i * u * i)} - 1 \right) \quad (3.2)$$

Con la finalidad de reducir la cantidad de variables en la ecuación, se reemplazó la corriente mediante la ley de Ohm, de este modo la expresión queda en función de la conductancia del arco.

$$\frac{dg}{gdt} = \frac{d(\ln g)}{dt} = \frac{1}{\tau} \left( \frac{u^2 * g}{\max(U_{arc} * |u * g|, P_o + P_i * u^2 * g)} - 1 \right) \quad (3.3)$$

En la Figura 3.2 se presenta la implementación del modelo del arco eléctrico.

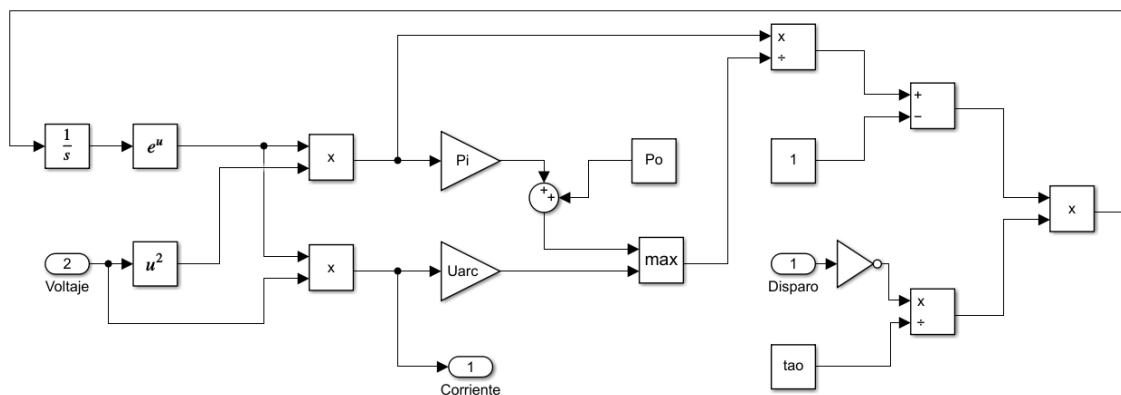


Figura 3.2: Modelo del fenómeno del arco eléctrico en el interruptor de potencia.

Los parámetros de entrada al modelo del arco están definidos, por el instante en el que el IED envía la señal de disparo al interruptor, seguido por el voltaje censado entre sus contactos

principales. El parámetro de salida corresponde a la corriente de arco. Las constantes empleadas en este modelo tienen los siguientes valores:

- $U_{arc} = 0$
- $P_o = 15000$
- $P_i = 0.995$
- $\tau = 0.2 \times 10^{-6}$

El modelo fue comprimido dentro del subsistema que se muestra en la Figura 3.3, con la finalidad de que este pudiera ser replicado en todos los polos del interruptor.



Figura 3.3: Modelo del arco eléctrico ubicado en cada polo del CB.

El proceso de apertura se modeló utilizando dos bloques **Breaker** por polo, conectados en paralelo tal como se muestra en la siguiente figura. Se logra simular las diferentes condiciones que se deben cumplir para la apertura exitosa del equipo, o en su defecto, dar lugar a la reignición del arco, para visualizar el proceso de reencendido.

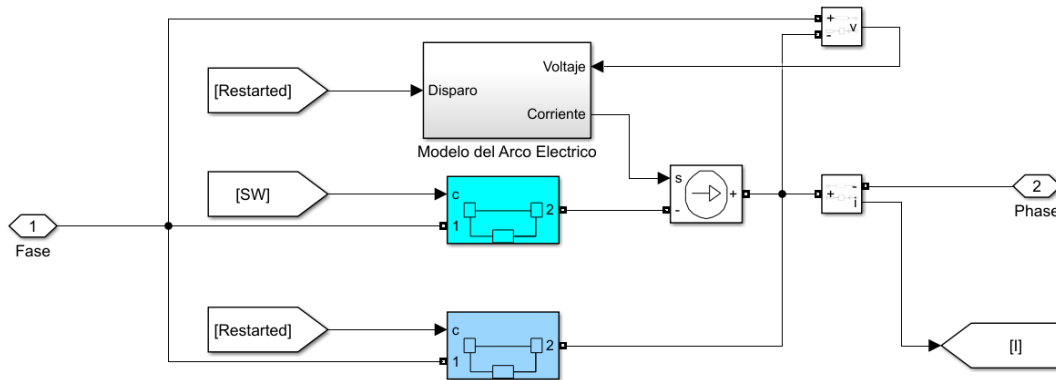


Figura 3.4: Modelamiento de los procesos de interrupción.

El bloque **Breaker** superior corresponde a los contactos principales del interruptor, el cual se acciona al recibir la señal de control. El accionamiento del bloque **Breaker** inferior depende del valor de entrada llamado restarted, que es la señal resultante de la comparación entre la RRDS y el TRV. Este último se mantiene cerrado si el interruptor no posee la RRDS suficiente para sobreponerse al TRV dando lugar al reencendido del CB. Por otro lado, si el interruptor cumple con estas condiciones, este bloque también se abre, don lo cual, el amperímetro censará un valor nulo de corriente.

Es importante mencionar que, las señales de corriente y voltaje censados entre los contactos del interruptor son de carácter sinusoidal, por ello mediante un bloque de **Fourier**, se logró obtener la magnitud de estas señales y así tratarlas adecuadamente para el modelamiento del reencendido. Todo el proceso descrito hasta este punto fue replicado para cada polo del interruptor.

### 3.2. Modelamiento del relé de protección diferencial

El modelo del relé consta de diferentes subsistemas tal como se muestra en la Figura 3.5, en los cuales se tienen los procesos que internamente ejecuta este dispositivo para determinar la ocurrencia de falla dentro de su zona de protección. Los parámetros de entrada que ingresan al modelo son las señales de corriente tanto del primario como del secundario del transformador. Posteriormente, pasan por un bloque de normalización que permite ajustar estas señales para su porterior tratamiento.

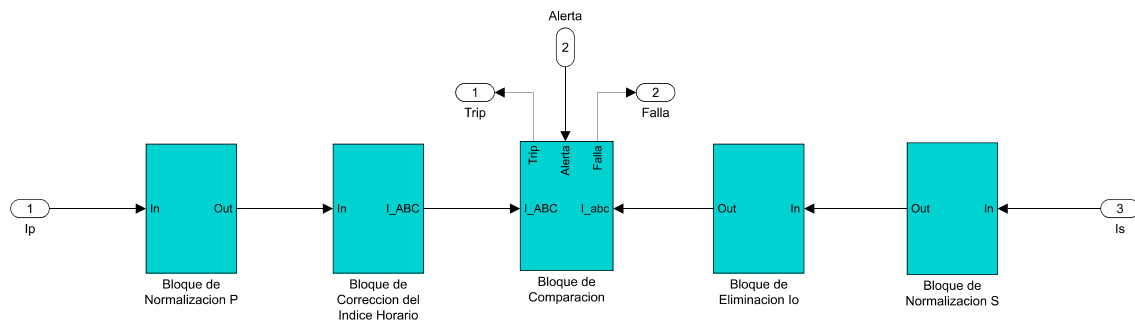


Figura 3.5: Modelo del relé de protección diferencial (87T).

Como se sabe, la conexión DYn1 del transformador provoca que los ángulos de fase de las corrientes primarias adelanten en  $30^\circ$  a las corrientes secundarias. Los bloques para la corrección del índice horario permiten solucionar este inconveniente mediante la implementación de ciertas matrices. Para el ajuste de los ángulos de las corrientes primarias se empleó la matriz  $M_0$  con el esquema que se muestra a continuación en la Figura 3.6. Esta matriz corresponde a una identidad, lo cual permite lograr un desfase de  $0^\circ$ .

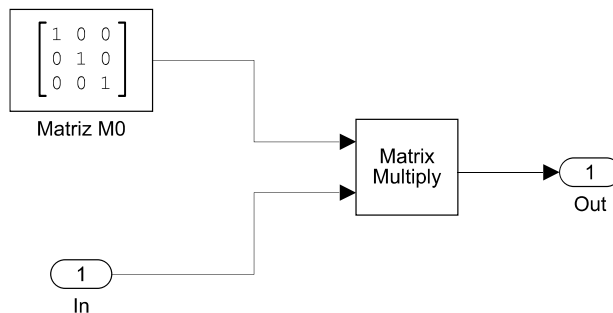


Figura 3.6: Ajuste de los ángulos de fase de las corrientes primarias.

Por su parte, para el ajuste de los ángulos de las corrientes secundarias, se implementó la multiplicación con la matriz M1 tal como se muestra en la Figura 3.7, lo cual provoca un adelanto de 30°.

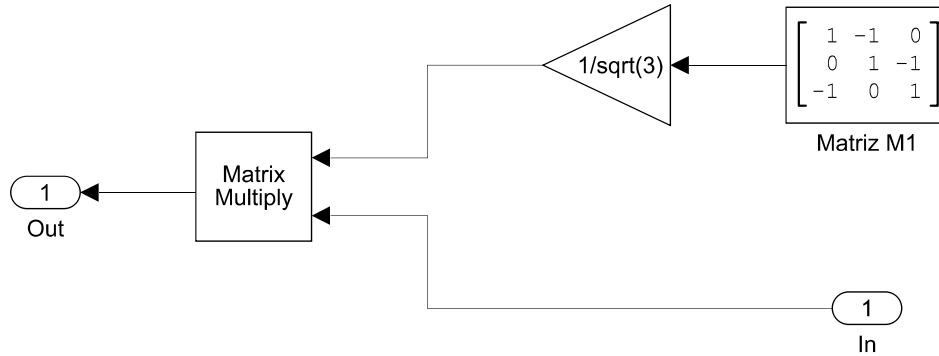


Figura 3.7: Ajuste de los ángulos de fase de las corrientes secundarias.

De esta manera, se evita que el dispositivo de protección emita falsas señales de disparo debido a que, en condiciones normales de operación este desfase podría ocasionar que la corriente diferencial tenga un valor superior a la diferencial mínima ajustada.

Finalmente, las corrientes de ambos devanados ingresan en el bloque de comparación que permite determinar el instante en el que se produce la falla. Los parámetros de salida de este último corresponden a las señales de control para el disparo de cada polo del interruptor como se muestra a continuación en la Figura 3.8.

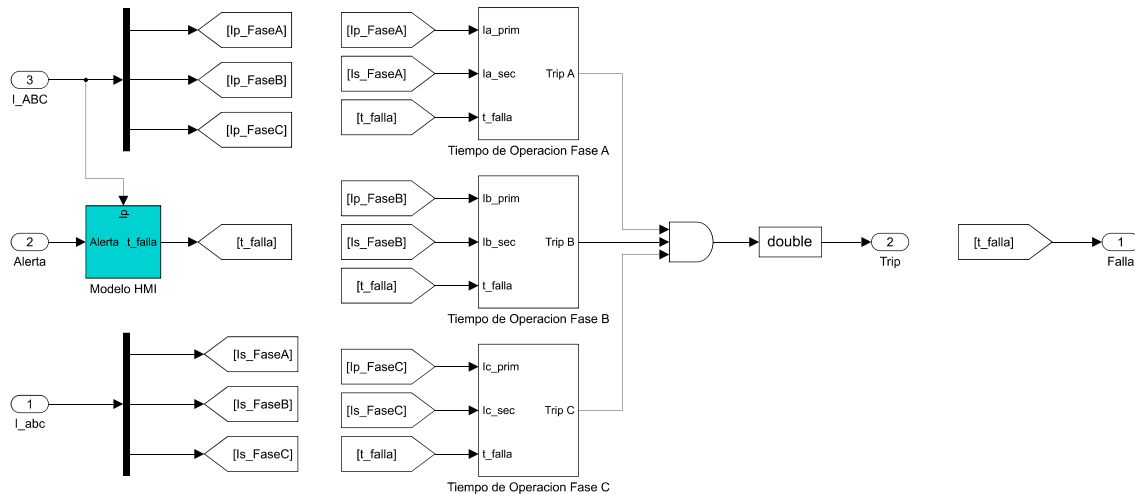


Figura 3.8: Bloque de comparación de relé.

Esta señal de falla parte desde el modelo de una human-machine interface (HMI) que forma parte del relé. La interfaz permite ingresar manualmente el instante en el que se quiere provocar la

perturbación mediante un switch, para lo cual, a este se le asoció una luz de señalización que indica el estado de la red, ya sea en condiciones normales o de falla, tal como se muestra en la Figura 3.9.

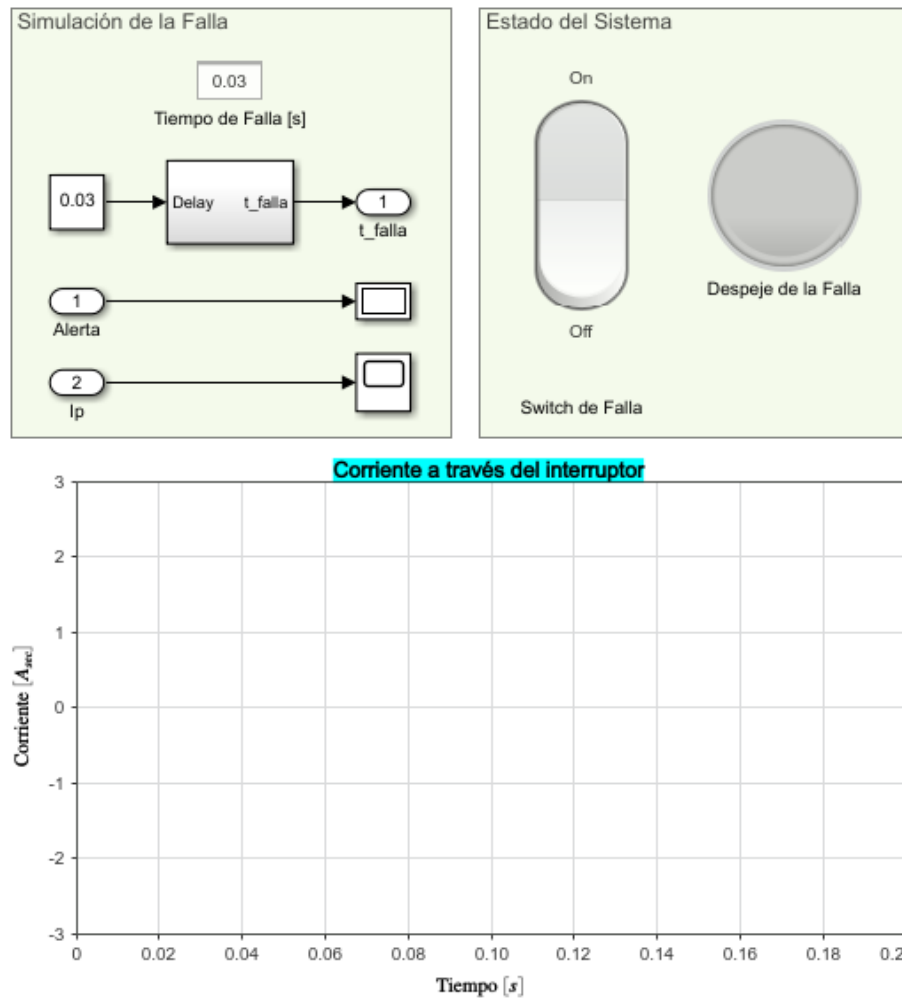


Figura 3.9: Modelo de la HMI del relé.

Para determinar el instante el que se genera la falla mediante el cálculo de la corriente diferencial y la corriente circulante del transformador se implementaron los bloques indicados en la Figura 3.10.

En caso de que  $I_{diferencial} > I_{circulante}$ , el relé procede a emitir una señal de disparo para la apertura del interruptor.

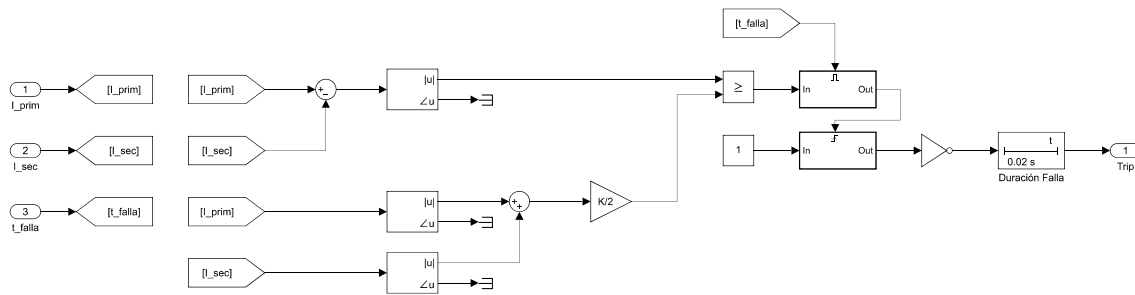


Figura 3.10: Comparación entre la corriente diferencial y la circulante.

### 3.3. Modelo del conjunto CB-R

El modelamiento del CB como del relé de protección diferencial fueron comprimidos dentro de dos bloques. Las señales que ingresan al modelo del relé representan las mediciones de corriente del lado primario y secundario del transformador, mientras que, los parámetros de salida corresponden a señales que se emiten para el disparo a cada polo del interruptor. Además, se tiene otra señal de salida denominada **Gen.Falla** cuya información contiene el tiempo de ocurrencia de la falla.

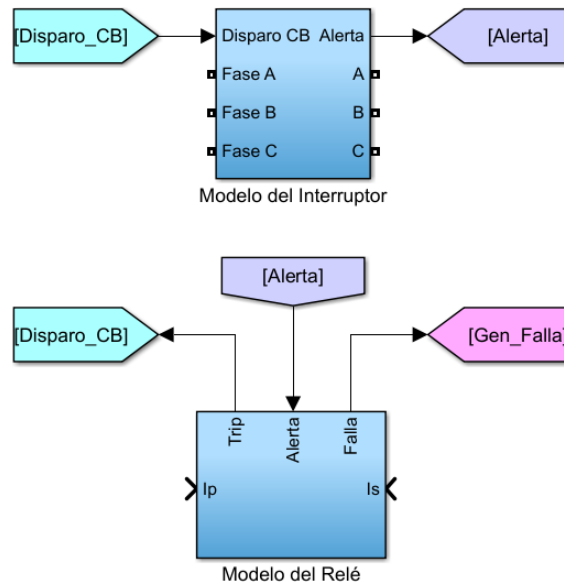


Figura 3.11: Modelo del conjunto CB-R.

En el instante en el que el relé recibe las señales de corriente de ambos devanados, en este se genera una solicitud para el análisis de la información. Si se presenta una falla en el sistema, se emite la señal de disparo que ingresa directamente al interruptor. Si este último cumple con todas las condiciones para la extinción del arco, se procederá con la apertura de los polos y despeje de la falla.



### Modelamiento de los alimentadores del transformador

Para simular fallas internas en el transformador, se incluyó un modelo de líneas cortas que van desde el mismo hacia los CT's, tal como se muestra en la Figura 3.12.

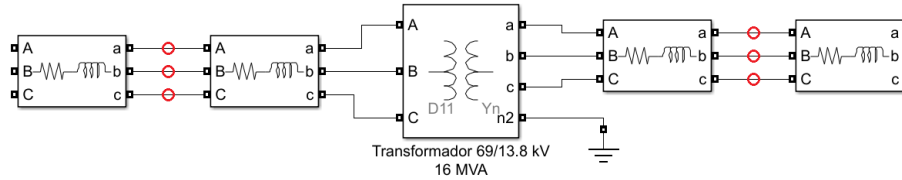


Figura 3.12: Modelamiento de las líneas para fallas del alimentador del transformador.

Las líneas fueron consideradas aéreas y se modelaron utilizando el bloque **three-phase series RLC branch**, cuyos respectivos valores de resistencia e inductancia fueron calculados a partir de su longitud, y se presentan en el apéndice adjunto. Para generar las fallas, se utilizó el bloque **three phase fault** el cual debe conectarse sobre los círculos de color rojo.

## Capítulo 4

# SIMULACIÓN DEL SISTEMA

Los resultados del presente trabajo surgen a partir de la evaluación del modelo del conjunto CB-R al integrarlo en un sistema de potencia típico de una subestación eléctrica de distribución, para lo cual, se consideró un intervalo de tiempo de 0.30 [s] y de esta manera observar el comportamiento de la corriente y el voltaje a través del interruptor en condiciones normales de operación y durante la una falla eléctrica y posterior despeje de la misma.

Haciendo uso del modelo HMI del relé se provocan diferentes tipos de fallas eléctricas a los 0.03 [s] de haberse ejecutado la simulación. A partir de este instante, se estableció un retardo de 10 [ms] que corresponde al intervalo que el relé se toma para el procesamiento de las corrientes.

Además, cabe mencionar que, según los datos de placa del interruptor, el tiempo máximo que toma su proceso de apertura es de 0.30 [s]. Sin embargo, para evitar que el software se extienda demasiado en el procesamiento de datos, se estableció que este tiempo sea de 0.1 [s], es decir, casi la mitad del tiempo total.

### 4.1. Integración del modelo en el Sistema Eléctrico de Potencia

Se integró el modelo del conjunto CB-R utilizando datos reales de un sistema de potencia correspondiente a una S/E de distribución. La red se basa en el modelo de Thévenin, la cual se compone de una fuente a 69 [kV], un transformador de poder con una relación de transformación de 69/13.8 [kV], y finalmente, tres cargas conectadas en paralelo. Los datos del sistema se pueden encontrar en el apéndice A.1 adjunto.

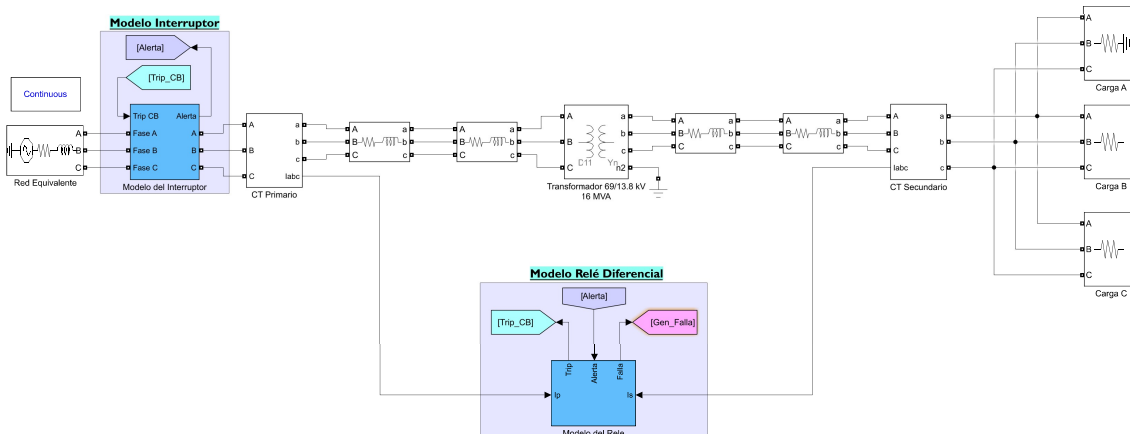


Figura 4.1: Integración del modelo CB-R en el SEP.

Tal como se aprecia en la figura anterior, los terminales del modelo del interruptor fueron conectados a las respectivas fases del SEP. Las corrientes del primario y secundario del transformador fueron medidas mediante el bloque **Three-Phase VI Measurement**, los cuales simulan los CT's.

Por su parte, el modelo del relé de protección recibe estas señales de corriente como parámetros de entrada para determinar la ocurrencia de fallas en la red y emitir la señal de disparo.

## 4.2. Evaluación del modelo CB-R

Luego de integrar el modelo CB-R en el SEP, se evaluó su comportamiento frente a distintas condiciones de operación del sistema. De esta manera, se comprobó que el modelo del relé actúa solamente dentro de la zona de operación del transformador. Además, se observó el comportamiento del interruptor al variar el valor de la RRDS respecto al TRV.

### 4.2.1. Caso 1 - Condición de operación normal

En este primer escenario, se simuló el sistema en condiciones normales de operación. La finalidad de esta evaluación consistió en comprobar que el relé de protección no genera falsas señales de disparo. De esta manera, se logró obtener los resultados que se muestran en la Figura 4.2.

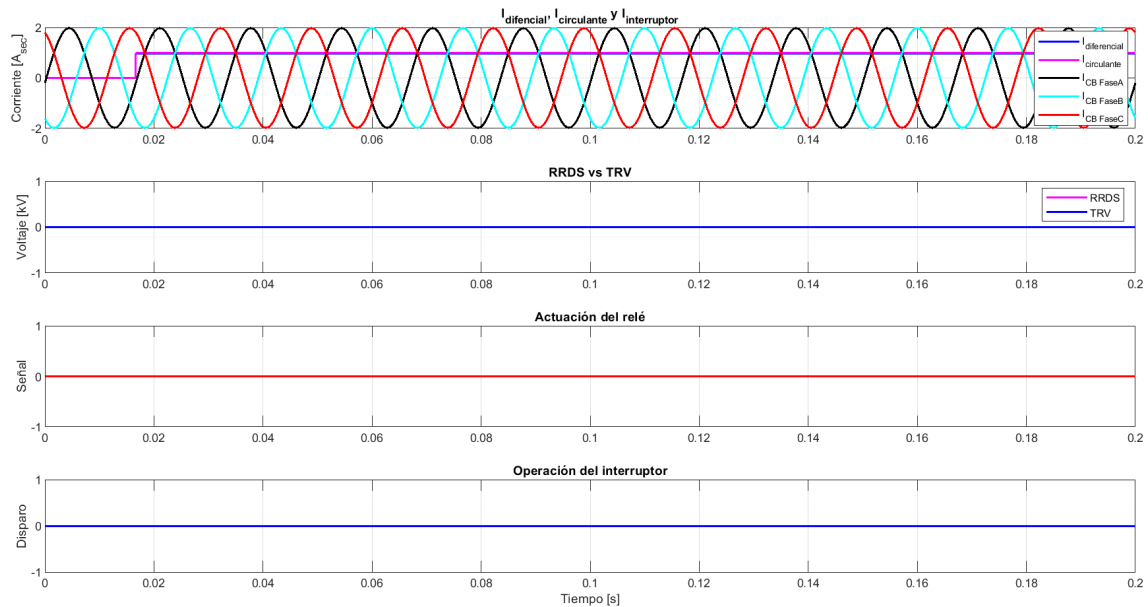


Figura 4.2: Comportamiento del sistema en condiciones normales de operación.

En la primera gráfica se observa el comportamiento de las corrientes que fluyen a través del interruptor, así como la corriente diferencial y circulante del transformador. Por su parte, en la siguiente gráfica se tiene el comportamiento de las variables físicas RRDS y TRV, cuyo valor es nulo debido a que los contactos del interruptor se mantuvieron cerrados. Finalmente, en las últimas dos gráficas se observan las señales de disparo de ambos dispositivos.

Dado que en este caso no existe la presencia de una falla eléctrica, la corriente diferencial censada por el relé de protección es nula, por lo cual, la coordenada de la perturbación imaginaria se sitúa por debajo de la curva característica del relé diferencial tal como se muestra en la Figura 4.3.

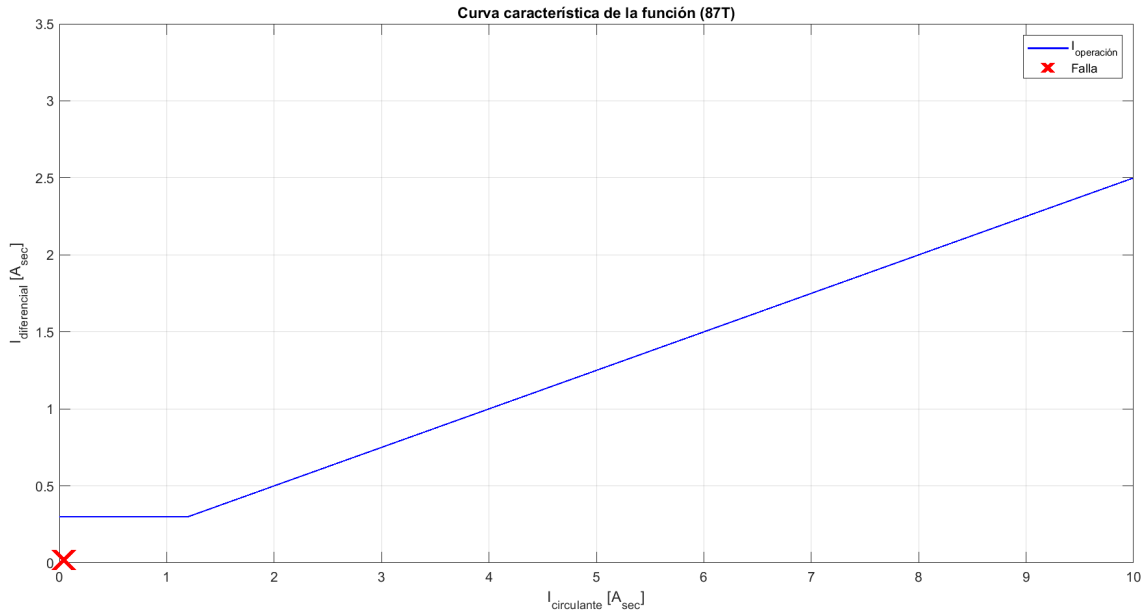


Figura 4.3: Ubicación de la corriente de falla en condiciones normales de operación.

#### 4.2.2. Caso 2 - Falla dentro de la zona de protección

Para comprobar que el modelo CB-R opera correctamente dentro de sus zonas de actuación, se provocó una falla línea a línea entre las fases B y C conectando el bloque **Three Phase Fault** en la mitad de la línea corta que interconecta el transformador con el CT secundario, tal como se muestra en la Figura 4.4.

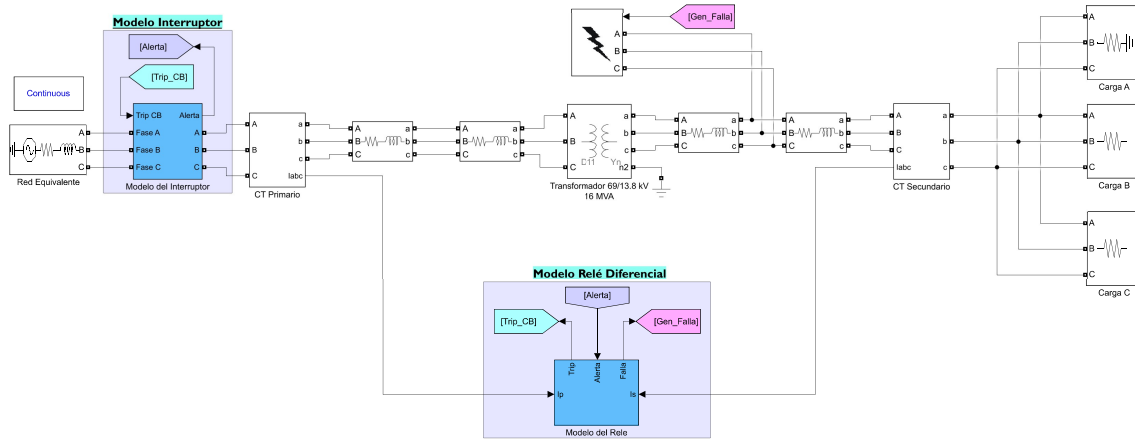


Figura 4.4: Simulación de una falla en la zona de actuación del relé.

Luego de simular el sistema, se obtuvieron los resultados mostrados en la Figura 4.5

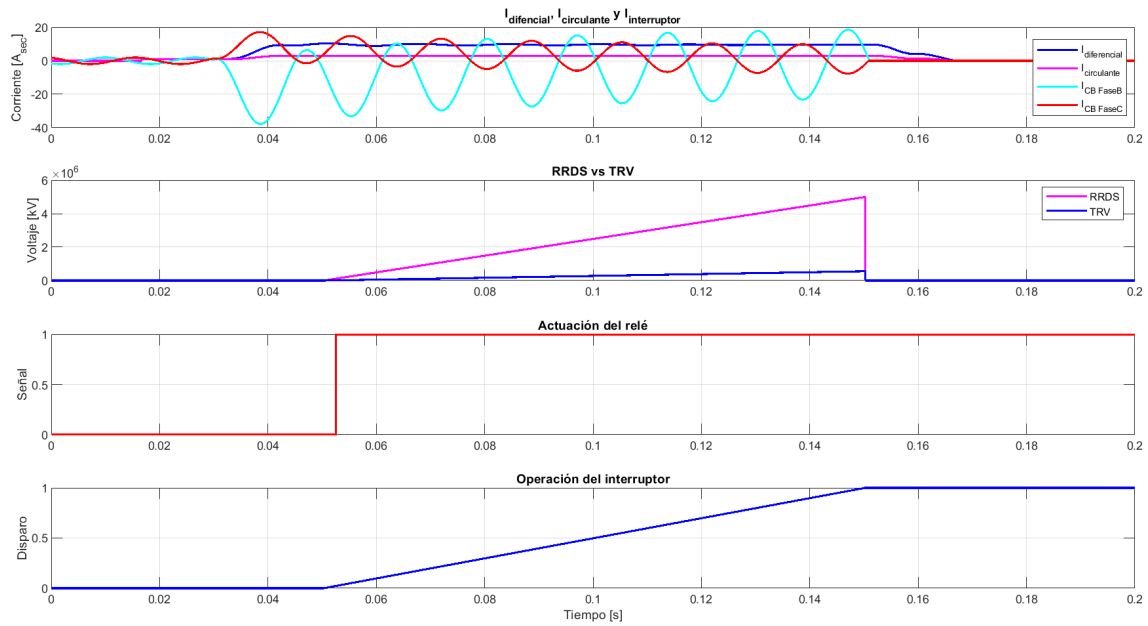


Figura 4.5: Comportamiento del sistema en condiciones de falla en la zona de actuación del relé.

La ubicación de la corriente de falla en la curva característica del relé diferencial se muestra en la Figura 4.6.

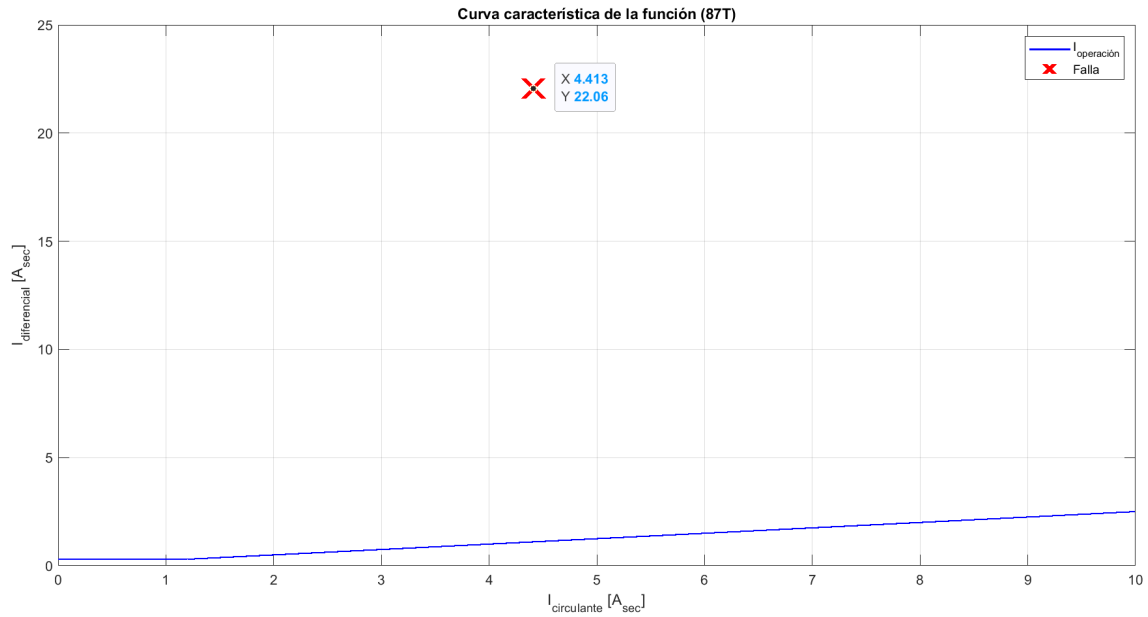


Figura 4.6: Ubicación de la corriente de falla en condiciones de falla en la zona de actuación.

### 4.2.3. Caso 3 - Falla interna en el transformador

Para provocar una falla interna en el transformador, se conectó una impedancia a tierra en la fase A justo después del devanado secundario, tal como se muestra en la Figura 4.7.

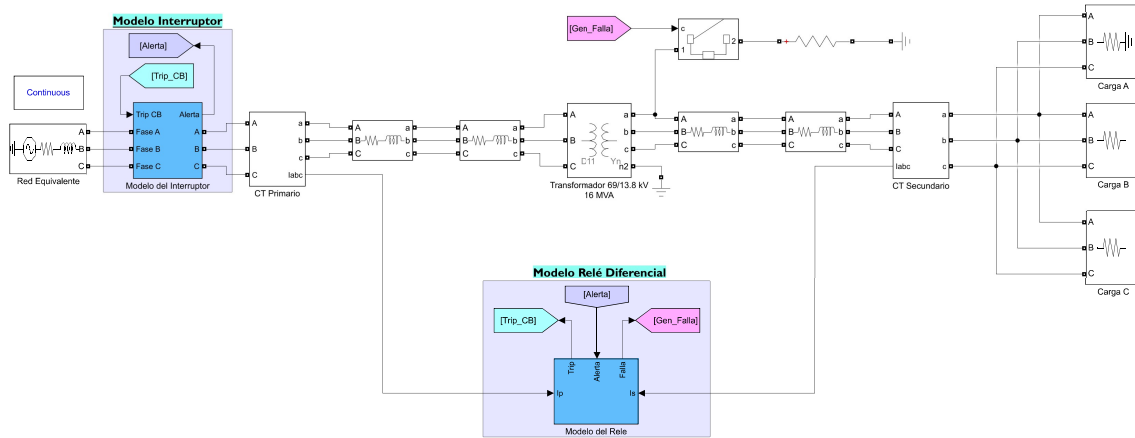


Figura 4.7: Simulación de una falla interna en el transformador.

Al ejecutar la simulación, se obtuvieron los resultados que se muestran en la Figura 4.8.

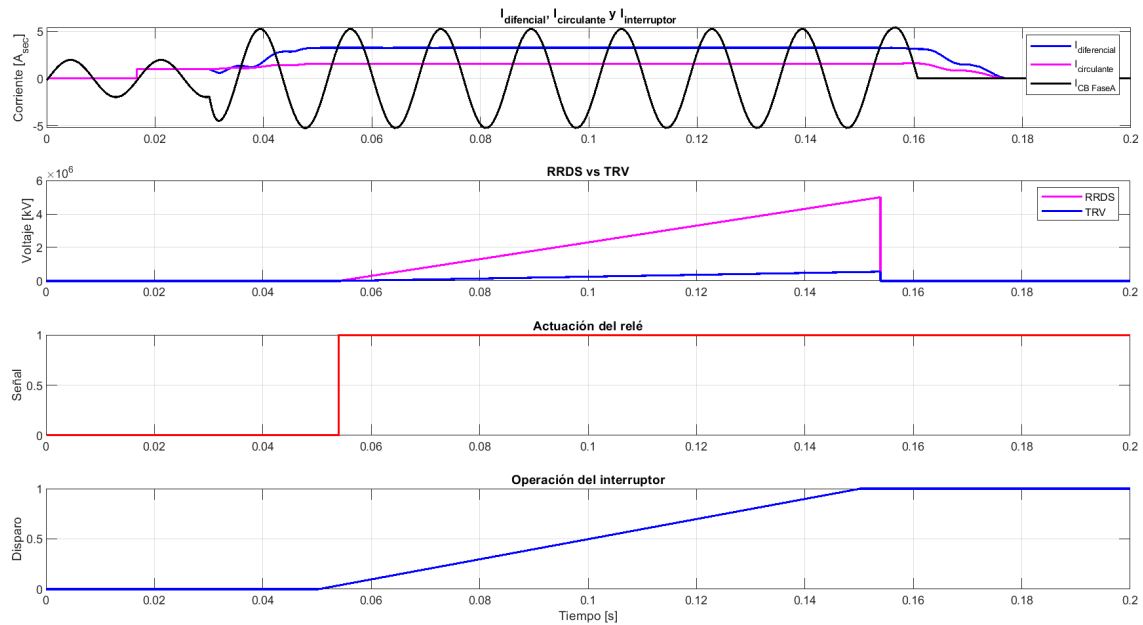


Figura 4.8: Comportamiento del sistema en condiciones de falla interna en el transformador.

De la misma manera, en la Figura 4.9 se observa la ubicación de la corriente de falla en la curva

característica del relé durante condiciones de falla interna en el transformador.

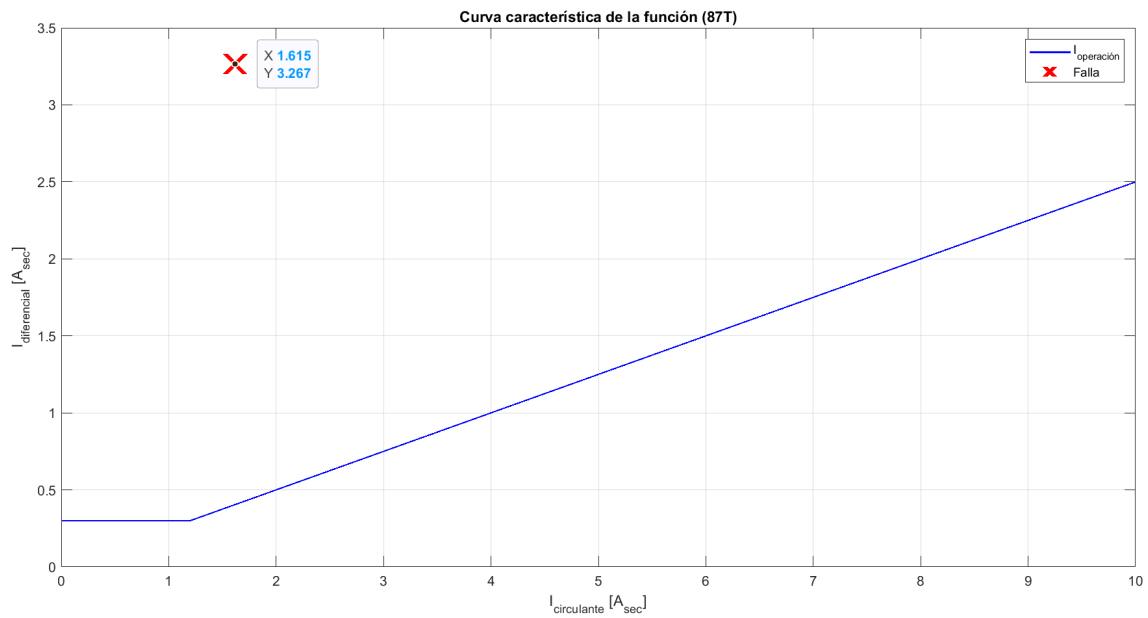


Figura 4.9: Ubicación de la corriente de cortocircuito en condiciones de falla interna en el trafo.

En estos dos últimos escenarios, la falla eléctrica ha sido despejada exitosamente por el interruptor de potencia por tener una óptima RRDS que logra vencer el TRV, impidiendo que se genere el fenómeno de reignición del arco eléctrico, además de encontrarse dentro de la zona de actuación del relé diferencial. En la Figura 4.10 se observa la señalética que le indica al operario que la falla fue despejada.



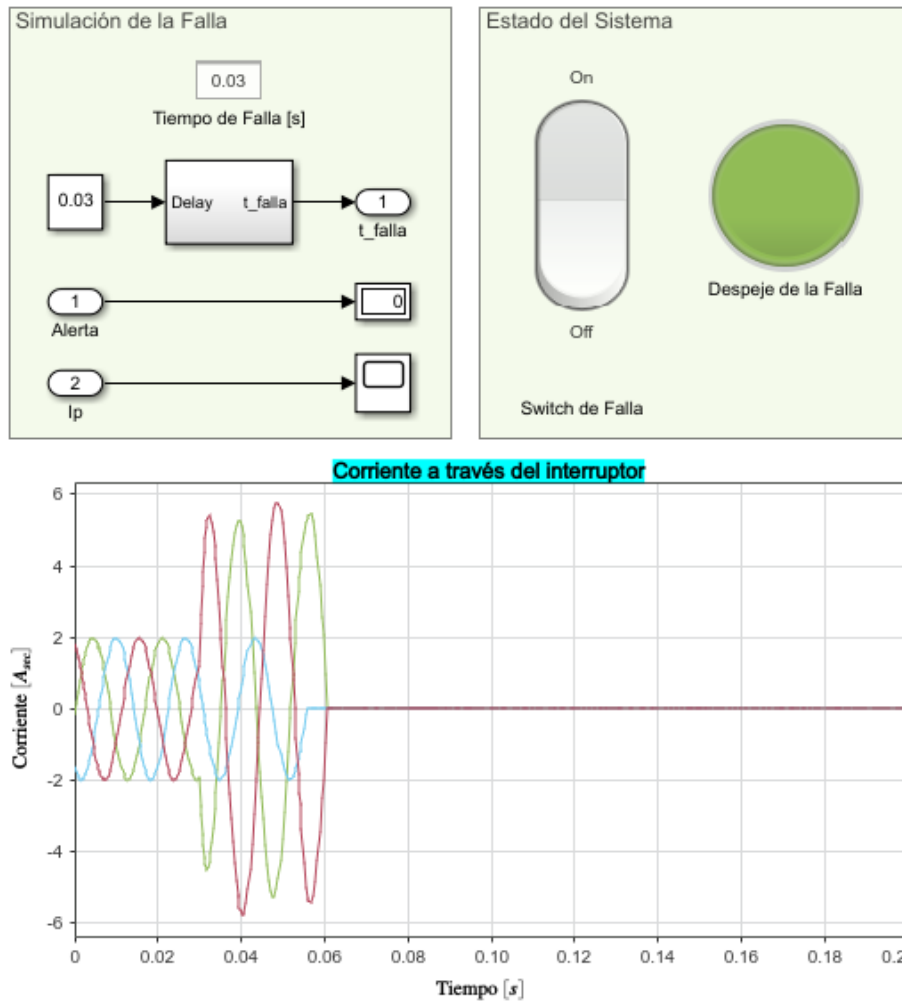


Figura 4.10: Señalética de alarma para indicar que la falla ha sido despejada por el interruptor.

#### 4.2.4. Caso 4 - Falla del interruptor de potencia

Finalmente, en este último caso se provocó una falla eléctrica de una fase a tierra dentro de la zona de protección del relé diferencial, pero esta vez considerando que la rigidez dieléctrica del interruptor es insuficiente como para vencer el voltaje de restablecimiento de este. Se estableció que el valor de la RRDS del dieléctrico sea de 5 [kV/ms], es decir, aproximadamente el 10 % de la que tiene el gas SF6 en condición normal de operación. La ubicación de la resistencia de falla es la misma que la que se observó en la Figura 4.4.

Al simular el sistema con estas condiciones, se obtuvieron los resultados que se muestran en la Figura 4.11.

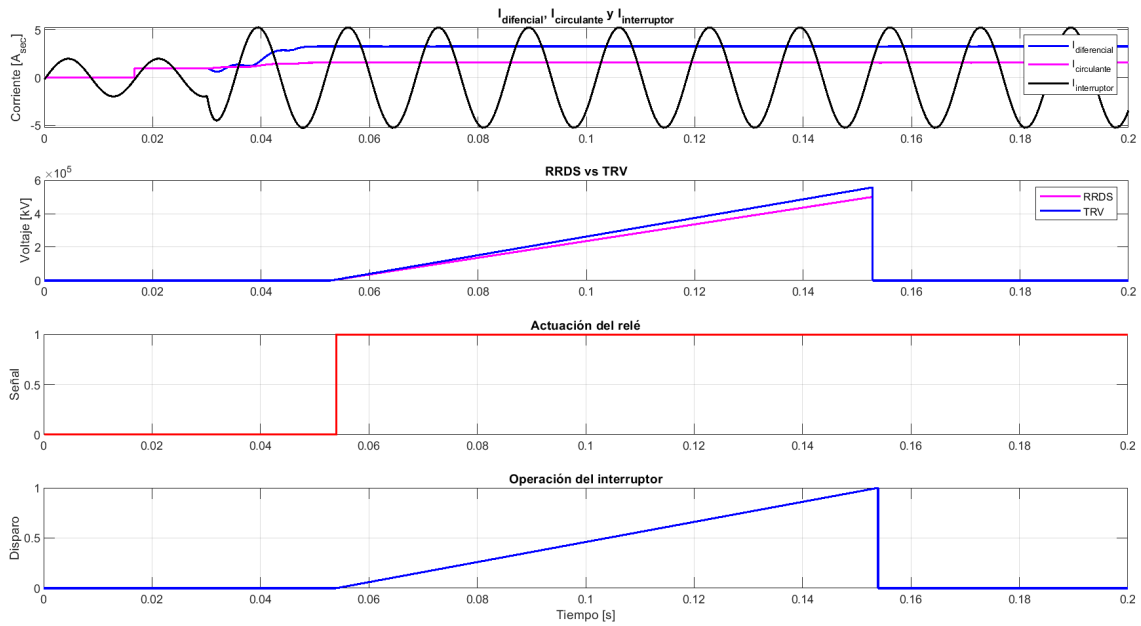


Figura 4.11: Comportamiento del sistema en condiciones de falla del interruptor.

De la misma forma, en la Figura 4.12 se observa la ubicación de la corriente de cortocircuito durante las condiciones ya mencionadas.

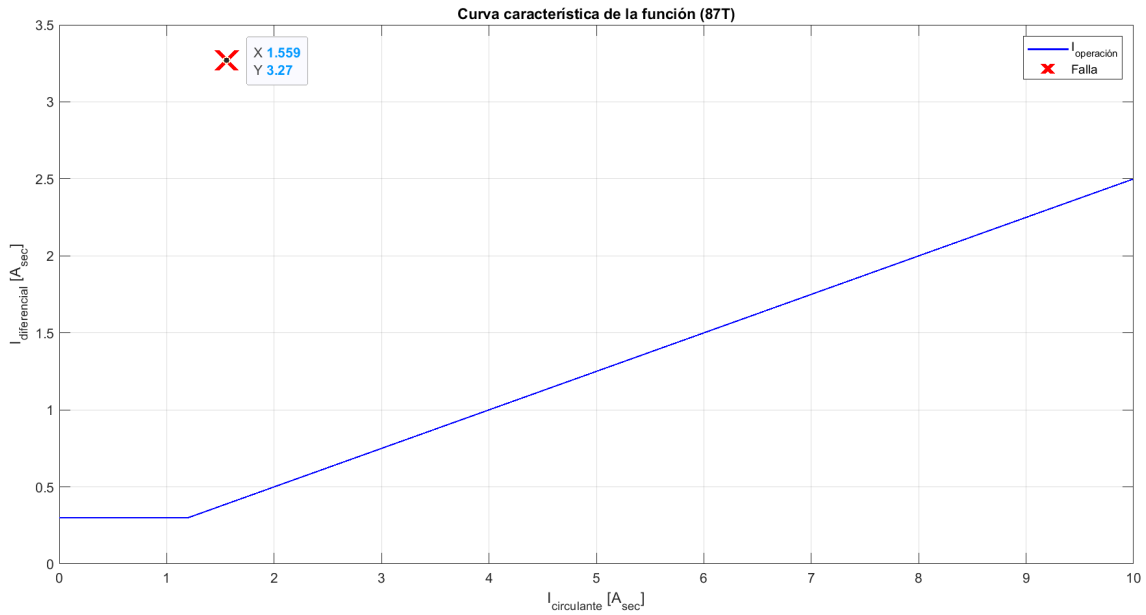


Figura 4.12: Ubicación de la corriente de cortocircuito en condiciones de falla del interruptor.

Dado que, en este caso la falla eléctrica no ha sido despejada por el interruptor como consecuencia de su rigidez dieléctrica insuficiente, el modelo del conjunto CB-R posee una HMI en la que se le indica al operario esta situación que mediante una señal de alarma en color rojo, tal como se muestra en la Figura 4.13.

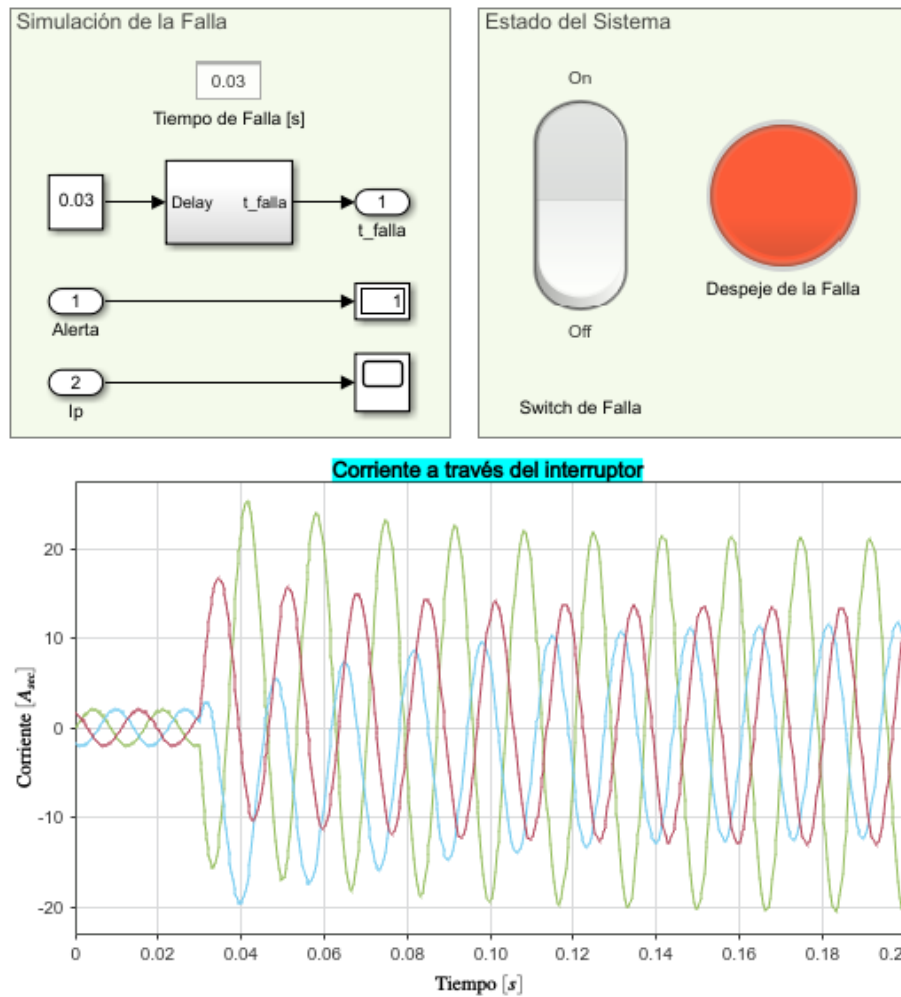


Figura 4.13: Señalética de alarma para indicar que la falla no ha sido despejada por el interruptor.

### 4.3. Análisis de resultados

Los resultados obtenidos corresponden a las gráficas que nos muestran el comportamiento de la corriente a través del interruptor frente a la presencia de fallas eléctricas, mostrando que, la corriente se interrumpe incluso hasta en la fase que no se encuentra en falla, debido a que el interruptor de potencia que se ha modelado en este trabajo de titulación es de carácter tripolar, es decir, basta con que una fase se encuentre en falla para interrumpir la energía en toda la línea.

#### CASO 1

En el primer escenario se realizó la simulación del sistema en condiciones normales de operación, obteniendo como resultado que el relé de protección diferencial no operaba debido a que no existió la ocurrencia de fallas en la red. De esta manera, dicho dispositivo no emitió la señal de control para dar paso al proceso de apertura del interruptor. Es por ello que, al no abrirse los contactos de este último, se impide que se ejecuten los procesos internos que tienen como finalidad despejar la falla eléctrica. En estas condiciones, tanto el relé como el interruptor continúan en su estado de operación normal durante todo el tiempo de la simulación. Además, se observó que la corriente de cortocircuito se situaba por debajo de la curva característica del relé de protección, debido a que, en este caso la corriente diferencial del transformador es de aproximadamente  $0 [A_{sec}]$ , corroborando la no actuación de este dispositivo.

#### CASO 2

Los resultados obtenidos en este escenario indican que, por tratarse de una falla dentro de la zona de actuación del relé, la corriente diferencial del transformador es mayor que la corriente circulante, por lo cual, este envía la señal de control para el disparo del interruptor de potencia y posterior despeje de la perturbación eléctrica a los  $0.06 [s]$  aproximadamente. Debido a esto, entre sus contactos móviles se genera el fenómeno conocido como arco eléctrico que logra ser extinguido exitosamente debido a que, en este caso la RRDS del dieléctrico es mucho mayor que el voltaje de restablecimiento del equipo. Además, en la Figura 4.6 se observó que la corriente de cortocircuito se ubica por encima de la curva de operación del relé, con lo cual, nuevamente se comprobó que el modelo eléctrico del este dispositivo funciona adecuadamente.

#### CASO 3

En este tercer caso, los resultados obtenidos a partir de la simulación de una falla eléctrica interna en el devanado secundario del transformador indican que, al igual que en el caso anterior, el relé de protección emite la señal de disparo  $20 [ms]$  después de haber detectado la perturbación. De esta manera, dado que el interruptor de potencia posee las condiciones necesarias para mitigar el arco eléctrico y dar paso a la apertura de sus contactos, este logra extinguir la corriente de cortocircuito presente en el bobinado del trafo. Bajo el cumplimiento de estas dos condiciones, se impide que el fenómeno de reignición del arco tenga lugar en el intervalo de separación de los contactos móviles del equipo.

#### CASO 4

Nuevamente, en este último escenario se simuló la ocurrencia de una falla monofásica a tierra dentro de la zona de actuación del relé, justo en la mitad de la línea corta que va desde el transformador hacia el CT secundario, pero esta vez, considerando que la RRDS del dieléctrico del interruptor fuera de aproximadamente el 10 % de la que posee el gas SF6. De esta manera, los resultados indican que, debido a la reducción de este importante factor, el voltaje de restablecimiento del equipo será superior que la rigidez deléctrica del aislante durante todo el intervalo que conlleva el proceso de apertura, dando origen al fenómeno conocido como reignición del arco eléctrico. Debido a esto, la corriente sigue fluyendo por sus contactos, permitiendo que la falla perdure hasta que termine el tiempo de simulación del modelo. Usualmente, esta condición se presenta por el largo tiempo que lleva operando el equipo, debido a la falta de mantenimientos preventivos o inclusive por el gran número de veces que ha sido accionado.

## Capítulo 5

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. Conclusiones

La importancia de comprender las protecciones eléctricas asociadas en las S/E o redes de distribución y transmisión, invitan a inmiscuirse en el funcionamiento de un sistema de protección, conformado por la operación conjunta del CB-R. Al integrar la función de protección diferencial como una función principal para el resguardo de transformadores de potencia, es esencial entender el principio de funcionamiento de este dispositivo, además, de la forma en la que interactúa eléctricamente con el interruptor ante fallas que puedan presentarse en el sistema eléctrico.

El modelamiento del conjunto CB-R implementado en este trabajo, permitió incluir ciertas variables físicas que por lo general, no se suelen tomar en consideración como son la RRDS y el TRV en el estudio de protecciones diferenciales para transformadores frente a la ocurrencia de fallas de sobrecorriente. Luego de haber llevado a cabo el desarrollo de la metodología, resultados y su respectivo análisis, se concluye lo siguiente:

1. El modelo del interruptor de potencia implementado en este estudio permitió incluir ciertas variables esenciales a la hora de llevar a cabo la toma de decisiones, tales como la RRDS y el TRV, pues, son parámetros que deben ser considerados para el dimensionamiento y adquisición de un interruptor de potencia. Por ejemplo, la inclusión de la variable que describe el comportamiento de la tasa de crecimiento de la rigidez dieléctrica (RDDS) del medio aislante del interruptor dentro de su modelo permitió conocer cuán eficaz es el medio dieléctrico que posee un interruptor en su cámara de interrupción para la extinción del arco eléctrico generado entre sus contactos móviles. Además, dentro del mismo modelo se logró realizar la comparación entre el incremento de la fuerza dieléctrica y el voltaje de restablecimiento, lo cual, permitió conocer con qué éxito se llevaba a cabo la mitigación del fenómeno. Con ello, se pudo deducir que, este proceso de extinción depende de la velocidad con la que se incrementa el RDDS conforme crece la distancia entre los contactos móviles del equipo, pues, lo que se debe procurar es vencer al voltaje restablecimiento del interruptor durante su proceso de apertura.

2. La función de protección diferencial para transformadores de poder (ANSI 87T) presenta una amplia gama de posibilidades respecto a su configuración para la detección de fallas internas por sobrecorriente, pues, tal como se ha podido venir revisando, en el modelo correspondiente al dispositivo de protección implementado en este estudio, se han incluido ciertas consideraciones, tanto matemáticas como booleanas, que dan como resultado una correcta operación de este frente a la ocurrencia de fallas en los terminales del transformador. En el modelo de relé diferencial propuesto, se incluyó la corrección para el desfase existente entre los ángulos de las corrientes primarias y secundarias medidas por los CT's correspondientes a través del uso de las matrices  $M_0$  y  $M_1$  para la modificación de dicho desfase, con lo cual, se permitió que el modelo actúe únicamente en las zonas de operación establecidas para protección del transformador de potencia, de manera que, el dispositivo no genere falsas señales de disparo de fallas cuando la red se encuentre en funcionamiento bajo condiciones normales de operación.
3. De la misma manera, es posible concluir que, el modelo simulado correspondiente al interruptor de potencia presenta una base sólida para la comprensión de su funcionamiento y operación en conjunto con el relé de protección diferencial, dejando la puerta abierta para el desarrollo de futuras investigaciones en las que se tengan en consideración los procesos físicos asociados al comportamiento del interruptor cuando este no se acciona a pesar de haber receptado la orden por parte del relé debido a la detección de una falla eléctrica. Dichos procesos pueden interpretarse como eventos que pueden desencadenarse en rupturas del aislamiento externo del equipo, flameos, recalentamientos, entre otras. De esta manera, se podría profundizar en la investigación referente a la operación del interruptor de potencia, permitiendo generar nuevas ideas para la construcción y adecuada selección de este tipo de dispositivos.

## 5.2. Recomendaciones

1. En el modelo implementado correspondiente al interruptor de potencia es posible agregar criterios para definir el comportamiento de los voltajes transitorios de recuperación, dado que, durante el modelamiento para llevar a cabo la realización de este trabajo, solamente se consideró la magnitud del TRV, pudiéndose modelar como una variable que generalmente tiene un comportamiento exponencial. Por ello, en caso de querer continuar con un estudio más profundo en el que se integre el TRV, podría incluirse su forma de onda al considerar ciertos parámetros eléctricos como el tipo de neutro, tipo de conexión y tipo de carga.
2. Un problema que se detectó dentro de la simulación fue el grupo de conexión del transformador de poder que se incluyó como parte del modelo, puesto que, el índice horario de la conexión provoca desfases entre los ángulos de las corrientes del lado de alta y del lado baja tensión. Por este motivo, es recomendable conocer como ingresar de manera correcta el grupo de conexión del transformador en simulink, lo cual, puede llevarse a cabo a través del botón Help que desplegará la documentación de matlab referente al bloque del transformador. Además, es necesario incluir las matrices  $M_0$  y  $M_1$  para la corrección del desfase angular, con la finalidad de que el relé de protección diferencial pueda establecer correctamente la zona de actuación.
3. El presente trabajo de titulación deja la puerta abierta a futuros trabajos que logren contribuir en el análisis de los procesos físicos internos que tienen lugar durante el accionamiento del interruptor de potencia. A partir del análisis de los resultados obtenidos en los que el equipo no se accionó, se podría implementar modelos que efectúen la simulación de algún daño, fuga

de gas SF6 u otros, que provoquen que el RDDS no logre sobreponerse al TRV, con lo cual, se generarían fenómenos físicos que eventualmente llevarían a la ruptura de la cámara de extinción del arco eléctrico, provocando flameos en el interruptor de potencia.

4. También se puede incluir para obtener un modelo completo en el que se puedan evaluar fallas internas un modelamiento de un transformador incluyendo todas sus características eléctricas. Esto permitirá obtener fallas entre espiras, potencial flotante, dispersión del flujo entre otra. Además se puede crear un modelo que pueda obtener resultados a los análisis de respuesta a la frecuencia (FRA) que permitiría obtener un modelo de comparación para las los desplazamientos de las bobinas o cortocircuitos entre espiras y establecer en que porcentaje se encuentra la vida útil del transformador.



# Bibliografía

- [1] Megas Engineering and Press, EIRL. 2022.
- [2] Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Standard for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis—Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages Above 1000 V. volume 2009, pages 1–12, IEEE Std C37.06™-2009.
- [3] ABB. Interruptores de Tanque Vivo, [www.megas.com.do](http://www.megas.com.do). *Suecia*, pages 86–92, 2008.
- [4] General Electric. The art and science of protective relaying. In *Russell Mason*, volume 1, page 221, 1956.
- [5] Crompton Greaves Limited. SF6-Gas Circuit Breakers , [www.cgglobal.com](http://www.cgglobal.com). *India*, pages 4–8, 2012.
- [6] ALSTOM. Network Protection y Automation Guide. 2011.
- [7] C. Russell Mason. Network Protection Automation Guide. In *2011 ALSTOM GRID MAY 2011*, number ISBN: 978-0-9568678-0-3, 2011.
- [8] Transformadores de Instrumentación. ABB.
- [9] IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes. *IEEE Std C37.110™-2007*, pages 6–30, 2007.
- [10] Guía de producto ABB-Relé de protección y control de transformador RET630.
- [11] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional Perú. Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del sein. *COES SINAC Perú*, 1:22–24, 2014.
- [12] G. Ziegler. Numerical Differential Protection Principles and Applications. In *SIEMENS*, volume Segunda Edición, pages 167–190, 2012.
- [13] Margil Ramírez Alanis. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. *Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Universidad Autónoma de Nuevo León*, 2005.
- [14] Anna Larsson, Alain Germond, and Boming Zhang. Application of neural networks to the identification of steady state equivalents of external power systems. In *2006 International Conference on Power System Technology*, pages 1–6, 2006.
- [15] G. E. Rubbo; V. F. Corasaniti; M. B. Barbieri. Estudio de Arco Eléctrico en una Subestación Eléctrica. In *2020 IEEE Congreso Biental de Argentina (ARGENCON)*, pages 1–6, 2020.

- [16] Armando Navarro Zamora. Interruptores de Potencia.
- [17] Megas Engineering Press, EIRL. Entendiendo el Funcionamiento de los Interruptores de Alta Tensión, [www.megas.com.do](http://www.megas.com.do), 07 de Agosto de 2017.
- [18] R. Flores; F. Delgado. Aplicaciones del SF6 en la Industria Eléctrica y su Impacto en el Medio Ambiente. *Universidad Autónoma de Yucatán*, 16(3):229–241, 2012.
- [19] C. Vallejo J. Rivera. *Estudios de Cálculo del Arco Eléctrico en Sistemas Industriales y Propuestas para Reducir el Riesgo de Desarrollo de Aplicativos Computacionales*. PhD thesis, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Pontificia Bolivariana, Nov 2013.
- [20] H. Rodríguez J. Castaño. *Impacto de Modelos del Arco Eléctrico de un Interruptor de Potencia en un Sistema Eléctrico*. PhD thesis, Facultad de Ingenierías, Programa de Ingeniería Eléctrica - Universidad Tecnológica de Pererira, 2015.
- [21] Dmitry A. Pavlyuchenko and Dmitry E. Shevtsov. Controlled vacuum 6 (10) kv circuit breaker model. In *2016 11th International Forum on Strategic Technology (IFOST)*, pages 177–182, 2016.
- [22] Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Guide for the Application of Transient Recovery Voltage for AC High-Voltage Circuit Breakers with Rated Maximum Voltage above 1000 V. volume Revision of IEEE Std C37.011-2011, pages 15–26, IEEE Std C37.011™-2019.
- [23] Cabezas. A. Estudios y Simulación de Voltajes Transitorios de Recuperación Asociados a la Aplicación de Interruptores. *Escuela Politécnica Nacional - Facultad de Ingeniería Eléctrica*, 2015.
- [24] J. C. Gómez; N. G. Campetelli; S. M. Nesci; J. C. Amatti; E. Florena. Nuevas Reglas Para la Protección Contra Sobrecorrientes de Fuentes Distribuidas. In *2016 Congreso Bienal IEEE de Argentina (ARGENCON)*, pages 1–5, 2016.
- [25] Ieee standard for high accuracy instrument transformers. *IEEE Std C57.13.6-2005*, pages 1–8, 2005.
- [26] IEEE Guide for Field Testing of Relaying Current Transformers. *ANSI/IEEE C57.13.1-1981*, pages 1–15, 1992.
- [27] Julio Leonel Rodríguez Alava and Germán Darwin Solís Holguín. Análisis Matemático y Simulación en Matlab de la Protección Diferencial en Transformadores de Potencia. B.S. thesis, 2018.
- [28] Córdova R. Simulación de una Protección Diferencial de Transformador de Dos y Tres Devanados en el Programa Matlab/Simulink. *CFE México*, pages 1–16, 2014.
- [29] J. Layana. Análisis de Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia. In *Escuela Superior Politécnica del Litoral-Serie Nuestros Valores No.41*, volume Primera Edición, pages 5–7, 2010.
- [30] T. Gonen. Electric Power Trnasmision System Engineering, Analysis and Design. In *Crc Press Tayor and Francis Group.*, volume Tercera Edición, pages 575–596, 2014.

- [31] Ding.H. ¿Por qué fallan los Transformadores? In *CPYCIE*, number 2-8, 2013.
- [32] Cortez. A Andrade. M. Aplicación del software Matlab/simulink en la asignatura de fundamentos de comunicación de la carrera de ingeniería en telecomunicaciones. *Universidad Católica Santiago de Guayaquil*, pages 41–66, 2012.
- [33] IEEE Standard Requirements for Electrical Control for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis. *IEEE Std C37.11-1997*, pages 1–20, 1997.

## Apéndice A

# APÉNDICES

### A.1. Equivalente Thévenin de la red

A continuación, se presentan las tablas de datos que se utilizaron para modelar el sistema de potencia en las que se detallan los valores correspondientes a la línea aérea de 69 [kV] de llegada a la S/E, las líneas cortas en los puntos de conexión de 69 [kV] y 13.8 [kV], datos referentes a las cargas de la red y los parámetros correspondientes al transformador de poder de la S/E.

<b>Datos de la red con <math>V_{base} = 69</math> [kV] y <math>S_{base} = 100</math> [MVA] - Máx. Generación</b>		
<b>Impedancias de secuencia</b>	<b>R [<math>\Omega</math>]</b>	<b>X [<math>\Omega</math>]</b>
$Z_1$	3.62	17.22
$Z_2$	3.62	17.22
$Z_0$	11.68	66.84

Tabla A.1: Datos del equivalente de Thevenin a máxima generación en el punto de la S/E.

<b>Datos de la red con <math>V_{base} = 69</math> [kV] y <math>S_{base} = 100</math> [MVA] - Mín. Generación</b>		
<b>Impedancias de secuencia</b>	<b>R [<math>\Omega</math>]</b>	<b>X [<math>\Omega</math>]</b>
$Z_1$	3.14	15.35
$Z_2$	3.14	15.35
$Z_0$	8.41	52.23

Tabla A.2: Datos del equivalente de Thevenin a mínima generación en el punto de la S/E.

<b>Corrientes de falla - Máx. Generación</b>				
<b>Ubicación</b>	<b>Falla 3<math>\phi</math></b> <b>[kA]</b>	<b>Falla 2<math>\phi</math></b> <b>[kA]</b>	<b>Falla 2<math>\phi</math>-T</b> <b>[kA]</b>	<b>Falla 1<math>\phi</math>-T</b> <b>[kA]</b>
Máx. Generación	2.49	2.16	2.21	1.28
Mín. Generación	2.80	2.46	2.50	1.56

Tabla A.3: Datos de falla de la red en el punto de entrega a la S/E.

<b>Relación X/R del sistema</b>		
	<b>Monofásica</b>	<b>Trifásica</b>
Máx. Generación	5.38	4.76
Mín. Generación	5.65	4.89

Tabla A.4: Relación X/R del sistema en máxima y mínima generación.

<b>Longitudes de las líneas del sistema de potencia</b>	
<b>Tipo de línea</b>	<b>Longitud [km]</b>
Línea aérea exterior de llegada a 69 [kV]	4
Línea aérea interna del transformador - Lado 69 [kV]	0.021
Línea aérea interna del transformador - Lado 13.8 [kV]	0.015

Tabla A.5: Longitudes de las líneas aéreas del sistema de potencia en km.

<b>Datos de las cargas del sistema de potencia</b>	
<b>Nombre de la carga</b>	<b>Potencia [MW]</b>
Carga A	4.21
Carga B	1.72
Carga C	8.32

Tabla A.6: Valores de potencia activa de las cargas en la barra de 13.8 kV.

Parámetros del transformador de poder	
Tipo de Transformador	Trifásico
Tensión Lado Primario	69 [kV]
Tensión Lado Secundario	13.8 [kV]
Capacidad	16 [MVA]
Frecuencia	60 [Hz]
Grupo de Conexión	Dyn1

Tabla A.7: Datos del transformador utilizados para la simulación.

## A.2. Cálculos para el dimensionamiento de los CT's

En esta sección se presentan los cálculos realizados correspondientes al dimensionamiento de los transformadores de corrientes (CT's) para el lado primario y secundario del trafo. A continuación, en la siguiente tabla se presentan algunos datos de estos elementos.

Datos del CT	
Descripción	Cantidad
47m de recorrido con cable 10 AWG (0.00334 Ohm/m) $RL=2*R*distancia$	0.3140
Devanado CT de 20 vueltas a 0.0025 Ohm/vuelta ( $R_{CT}$ )	0.05
<b>Burden total</b>	<b>0.3640</b>

Tabla A.8: Datos del transformador de corriente.

### A.2.1. Relación de transformación - CT primario (69 [kV])

El análisis se realizó considerando transformadores de corriente IEC 5P20 de 30 [VA]. Además, con el fin de pasar de IEC a ANSI, se consideró que la corriente nominal secundaria del CT sea de 5 [A]. Entonces, al utilizar la expresión de la definición de potencia del burden, tenemos lo siguiente:

$$P_{burden} = I_{nominal}^2 * R_{burden}$$

$$30 [VA] = (5 [A])^2 * R_{burden}$$

$$R_{burden} = 1.2 [\Omega]$$

Debido a la consideración del tipo IEC 5P20, según la normativa ANSI, para este caso es C120, por lo cual, para el cálculo se debe tener en cuenta una corriente 20 veces mayor a la nominal.

$$V = 20I_{nominal} * R_{burden}$$

$$V = 20(5 [A])(1.2 [\Omega])$$

$$V = 120 [V]$$

De esta manera, el equivalente de IEC 5P20 de 30 [VA] es ANSI 5C120.

### Cálculo de la relación de transformación

La corriente de falla máxima es la trifásica con un valor de 2490 [A]. Para hallar la relación de transformación del CT en el lado de 69 [kV] se procede de la siguiente manera:

$$CT_{rating} > \frac{(1 + X/R) * 100}{262 * ANSI} * I_{cc} * Z_B$$

Reemplazando la relación X/R entregada por CNEL, cuyo valor es de 4.76 tenemos que:

$$CT_{rating} > \frac{(1 + 4.76) (100)}{(262)(120)} (2490 [A])(0.3640 [\Omega])$$

$$CT_{rating} > 16.5734$$

Por lo tanto, la corriente secundaria referida al lado de alta tensión está dada por:

$$I''_s = CT_{rating} * I_{Nsecundaria}$$

$$I''_s = (16.5734)(5 [A])$$

$$I''_s = 82.8672 [A]$$

Se debe tener en cuenta que la relación de transformación tiene que ser mayor a 16.5734.

Ahora bien, la corriente nominal de lado primario del trafo se determina como sigue:

$$I_{Np} = \frac{Capacidad}{\sqrt{3} * V_{Np}}$$

$$I_{Np} = \frac{16 [MVA]}{\sqrt{3}(69 [kV])}$$

$$I_{Np} = 133.8783 [A]$$

Assumiendo una sobrecarga del 20 % tenemos que:

$$I_{sobrecarga} = 1.20 * I_{Np}$$

$$I_{sobrecarga} = 160.6540 [A]$$

Por lo tanto, la relación de transformación para el CT primario debe ser de 200/5.

Con la finalidad de comprobar si el dimensionamiento del CT del lado primario del transformador es correcto, deben cumplirse las condiciones que se detallan a continuación:

### Primera condición

En esta primera condición, se deben cumplir las siguientes dos relaciones:

$$FLP_{calculado} \geq \frac{2 * I_{falla}}{I_{Nprimaria}}$$

$$FLP_{calculado} = FLP * \left( \frac{P_{CT} + P_n}{P_{calculado}} \right)$$

Donde, el burden calculado del CT se determina mediante la siguiente relación:

$$P_{calculado} = B_d + B_c + B_r$$

$$P_{calculado} = 1.25 [VA] + (0.364 * I_{Nsecundaria}^2) + 0.27 [VA]$$

Sabiendo que la corriente nominal en el secundario del CT es de 5 [A], entonces:

$$P_{calculado} = 10.62 [VA]$$

De esta manera, el factor límite de precisión del CT es igual a:

$$FLP_{calculado} = 20 \left( \frac{1.25 [VA] + 20 [VA]}{10.62 [VA]} \right)$$

$$FLP_{calculado} = 40.02$$

Por otro lado, contrastando con la primera expresión, tenemos lo siguiente:

$$FLP_{calculado} \geq \frac{2 * I_{falla}}{I_{Nprimaria}}$$

$$40.02 \geq \frac{2(2490 [A])}{200 [A]}$$

$$40.02 \geq 24.9$$

Se cumple con la primera condición, en consecuencia, el CT seleccionado es de 200/5 - 5P20.

### Segunda condición

En lo que respecta a la segunda condición, se deben considerar los voltajes de codo con la finalidad de evitar la saturación de los CT's. Entonces, tenemos lo siguiente:

$$V_k \geq V_{kmin}$$

Donde  $V_k$  se define como el voltaje de codo y se determina mediante la siguiente expresión:



$$V_k = FLP * I_{Nsecundaria} * (R_{CT} + R_{calculado})$$

Donde la resistencia del CT tiene un valor de 0.05  $[\Omega]$ . Por su parte, el valor de la resistencia calculada se determina como sigue:

$$R_{calculado} = \frac{P_{calculado}}{(I_{Nsecundaria})^2}$$

$$R_{calculado} = \frac{10.62 [VA]}{(5 [A])^2}$$

$$R_{calculado} = 0.4248 [\Omega]$$

Entonces el valor de  $V_k$  será igual a:

$$V_k = (20)(5 [A]) (0.05 [\Omega] + 0.4248 [\Omega])$$

$$V_k = 47.48 [V]$$

Por otro lado, el valor de  $V_{kmin}$  se determina de la siguiente manera:

$$V_{kmin} = A * I_b * R_{calculado}$$

Donde  $A$  es una constante que depende de la potencia del transformador, y su valor puede ser establecido mediante la tabla que se presenta a continuación:

Constante A del transformador	
Valor	Potencia [MVA]
30	2 - 14
24	15 - 39
16	40 - 70

Tabla A.9: Valor de la constante A en base a la capacidad del transformador.

Dado que, en este caso se está utilizando un transformador cuya capacidad es de 16 [MVA], el valor de la constante A tendría un valor de 24.

Ahora bien, en lo que respecta a la corriente  $I_b$ , esta se determina como sigue:

$$I_b = \frac{I_{NP}}{CT}$$

$$I_b = \frac{133.8783 [A]}{200/5}$$

$$I_b = 3.3470 [A]$$

Entonces el valor de  $V_{kmin}$  será igual a:

$$V_{kmin} = (24)(3.3470 [A])(0.4248 [\Omega])$$

$$V_{kmin} = 34.43 [V]$$

Finalmente, tiene que:

$$V_k \geq V_{kmin}$$

$$47.48 [V] \geq 34.43 [V]$$

Como se observa, el voltaje de codo supera al voltaje de codo mínimo admisible, por lo cual, se puede concluir que el dimensionamiento para el CT del lado de 69kV es correcto.

### A.2.2. Relación de transformación - CT secundario (13.8 [kV])

El análisis se realizó considerando transformadores de corriente IEC 5P20 de 25 [VA]. Además, con el fin de pasar de IEC a ANSI, se consideró que la corriente nominal secundaria del CT sea de 5 [A]. Entonces, al utilizar la expresión de la definición de potencia del burden, tenemos lo siguiente:

$$P_{burden} = I_{nominal}^2 * R_{burden}$$

$$25 [VA] = (5 [A])^2 * R_{burden}$$

$$R_{burden} = 1 [\Omega]$$

Debido a la consideración del tipo IEC 5P20, según la normativa ANSI, para este caso es C100, por lo cual, para el cálculo se debe tener en cuenta una corriente 20 veces mayor a la nominal.

$$V = 20I_{nominal} * R_{burden}$$

$$V = 20(5 [A])(1 [\Omega])$$

$$V = 100 [V]$$

De esta manera, el equivalente de IEC 5P20 de 25 [VA] es ANSI 5C100.

#### Cálculo de la relación de transformación

La corriente de falla máxima es la de línea a línea con un valor de 2160 [A]. Para hallar la relación de transformación del CT en el lado de 13.8 [kV] se procede de la siguiente manera:

$$CT_{rating} > \frac{(1 + X/R) * 100}{262 * ANSI} * I_{cc} * Z_B$$

Reemplazando la relación X/R entregada por CNEEL, cuyo valor es de 4.76 tenemos que:

$$CT_{rating} > \frac{(1 + 4.76)(100)}{(262)(100)}(2160 [A])(0.1068 [\Omega])$$

$$CT_{rating} > 5.0620$$

Por lo tanto, la corriente secundaria referida al lado de baja tensión está dada por:

$$I_s'' = CT_{rating} * I_{Nsecundaria}$$

$$I_s'' = (5.0620)(5 [A])$$

$$I_s'' = 25.3098 [A]$$

Se debe tener en cuenta que la relación de transformación tiene que ser mayor a 5.0620.

Ahora bien, la corriente nominal de lado primario del trafo se determina como sigue:

$$I_{Np} = \frac{Capacidad}{\sqrt{3} * V_{Np}}$$

$$I_{Np} = \frac{16 [MVA]}{\sqrt{3}(13.8 [kV])}$$

$$I_{Np} = 669.3916 [A]$$

Asumiendo una sobrecarga del 20 % tenemos que:

$$I_{sobrecarga} = 1.20 * I_{Np}$$

$$I_{sobrecarga} = 803.2699 [A]$$

Por lo tanto, la relación de transformación para el CT primario debe ser de 1000/5.

Con la finalidad de comprobar si el dimensionamiento del CT del lado primario del transformador es correcto, deben cumplirse las condiciones que se detallan a continuación:

### Primera condición

En esta primera condición, se deben cumplir las siguientes dos relaciones:

$$FLP_{calculado} \geq \frac{2 * I_{falla}}{I_{Nprimaria}}$$

$$FLP_{calculado} = FLP * \left( \frac{P_{CT} + P_n}{P_{calculado}} \right)$$

Donde, el burden calculado del CT se determina mediante la siguiente relación:

$$P_{calculado} = B_d + B_c + B_r$$

$$P_{calculado} = 1.25 [VA] + (0.1068 * I_{Nsecundaria}^2) + 0.27 [VA]$$

Sabiendo que la corriente nominal en el secundario del CT es de 5 [A], entonces:

$$P_{calculado} = 4.19 [VA]$$

De esta manera, el factor límite de precisión del CT es igual a:

$$FLP_{calculado} = 20 \left( \frac{1.25 [VA] + 25 [VA]}{4.19 [VA]} \right)$$

$$FLP_{calculado} = 125.2983$$

Por otro lado, contrastando con la primera expresión, tenemos lo siguiente:

$$FLP_{calculado} \geq \frac{2 * I_{falla}}{I_{Nprimaria}}$$

$$125.2983 \geq \frac{2(2160 [A])}{1000 [A]}$$

$$125.2983 \geq 4.32$$

Se cumple con la primera condición, en consecuencia, el CT seleccionado es de 1000/5 - 5P20.

### Segunda condición

En lo que respecta a la segunda condición, se deben considerar los voltajes de codo con la finalidad de evitar la saturación de los CT's. Entonces, tenemos lo siguiente:

$$V_k \geq V_{kmin}$$

Donde  $V_k$  se define como el voltaje de codo y se determina mediante la siguiente expresión:

$$V_k = FLP * I_{Nsecundaria} * (R_{CT} + R_{calculado})$$

Donde la resistencia del CT tiene un valor de 0.05 [ $\Omega$ ]. Por su parte, el valor de la resistencia calculada se determina como sigue:

$$R_{calculado} = \frac{P_{calculado}}{(I_{Nsecundaria})^2}$$

$$R_{calculado} = \frac{4.19 [VA]}{(5 [A])^2}$$

$$R_{calculado} = 0.1676 [\Omega]$$

Entonces el valor de  $V_k$  será igual a:

$$V_k = (20)(5 [A]) (0.05 [\Omega] + 0.1676 [\Omega])$$

$$V_k = 21.76 [V]$$

Por otro lado, el valor de  $V_{kmin}$  se determina de la siguiente manera:

$$V_{kmin} = A * I_b * R_{calculado}$$

Donde  $A$  es una constante que depende de la potencia del transformador, y su valor puede ser establecido mediante la tabla que se presenta a continuación:

<b>Constante A del transformador</b>	
<b>Valor</b>	<b>Potencia [MVA]</b>
30	2 - 14
24	15 - 39
16	40 - 70

Tabla A.10: Valor de la constante A en base a la capacidad del transformador.

Dado que, en este caso se está utilizando un transformador cuya capacidad es de 16 [MVA], el valor de la constante A tendría un valor de 24.

Ahora bien, en lo que respecta a la corriente  $I_b$ , esta se determina como sigue:

$$I_b = \frac{I_{Np}}{CT}$$

$$I_b = \frac{669.3916 [A]}{1000/5}$$

$$I_b = 3.3470 [A]$$

Entonces el valor de  $V_{kmin}$  será igual a:

$$V_{kmin} = (24)(3.3470 [A])(0.1676 [\Omega])$$

$$V_{kmin} = 16.8287 [V]$$

Finalmente, tiene que:

$$V_k \geq V_{kmin}$$

$$21.76 [V] \geq 16.8287 [V]$$

Como se observa, el voltaje de codo supera al voltaje de codo mínimo admisible, por lo cual, se puede concluir que el dimensionamiento para el CT del lado de 13.8 [kV] es correcto.

### A.2.3. Comprobación de los CT's por saturación y flujo remanente

Para la comprobación de la saturación en los CT's se acude a la normativa IEE-C37-110, puesto que en esta se indica su relación de transformación estándar, su radio específico y la resistencia de su devanado. Además, para este análisis también se debe tener en cuenta la corriente y el voltaje de excitación en el lado secundario del CT, la relación del slope y el voltaje del flujo de magnetización, cuyos valores pueden ser determinados gráficamente mediante la Figura A.1:

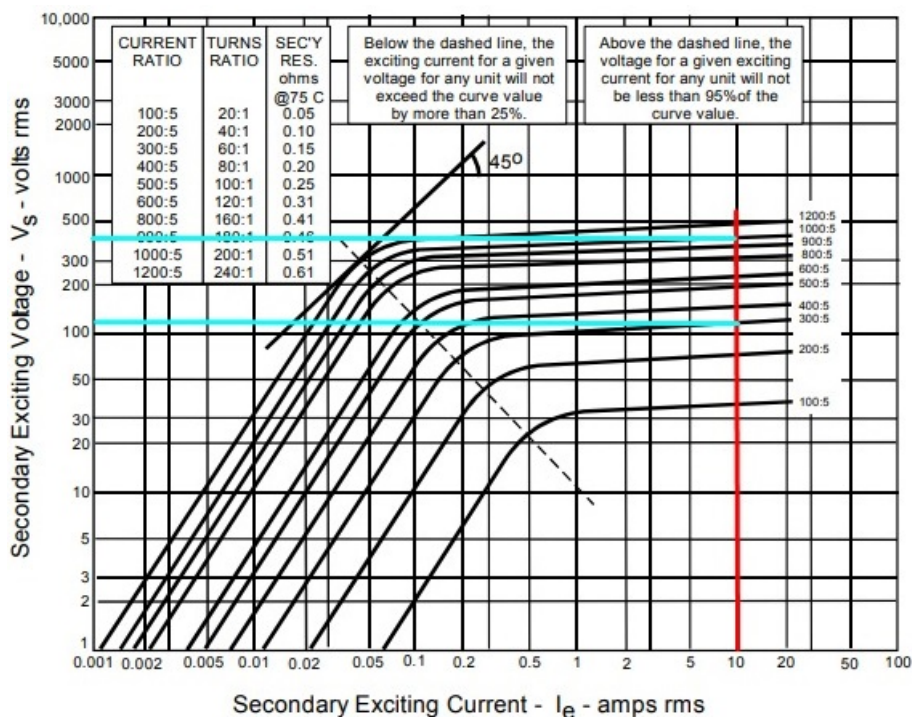


Figura A.1: Curvas de excitación para el secundario de los CT's con corriente de excitación de 10 [A].

#### CT primario (69 [kV])

Para este apartado, se empleó una herramienta de uso libre con el fin de determinar la saturación de los CT's. Para ello, en primer lugar se consideró que el CT a utilizar es de clase C-120 5P20. Esta nomenclatura nos indica que, su voltaje de saturación es de 120 [V], la corriente a través de su devanado primario puede ser de hasta 20 veces su capacidad nominal, y finalmente, que el error de precisión de la medición corresponde a un 5%.

#### Voltaje de saturación

De los cálculos anteriores, se consideró un CT C-120 5P20 con una relación de transformación de 200/5. Entonces, para una corriente de falla de 2490 [A], el voltaje de saturación necesariamente debe ser mayor al voltaje del secundario, de esta manera se comprueba lo siguiente:

$$I_{pmax} = 20I_{[Nsecundaria]}$$

$$I_{pmax} = 20(200 [A])$$

$$I_{pmax} = 4000 [A]$$

Dado que este valor es mayor que la corriente de falla de 2490 [A], se puede concluir que este CT es capaz de soportar la corriente de falla máxima en el lado de 69 [kV] de la red.

Por otro lado, tenemos que:

$$V_{maxCT} = I_{max-sec} * R_{burden}$$

$$V_{maxCT} = \left( (2490 [A]) \left( \frac{5}{120} \right) \right) (0.27 [\Omega] + 0.77 [\Omega])$$

$$V_{maxCT} = 107.9 [V]$$

Entonces, sabiendo que el voltaje de saturación del CT es igual a 120 [V], se concluye que:

$$120 [V] \geq 107.9 [V]$$

A pesar de que se cumple con esta última condición, se observa que el voltaje máximo del CT en condiciones de cortocircuito es cercano al voltaje de saturación, por lo que, la relación de transformación de este transductor debe incrementarse a 300/5 y se verifica mediante la calculadora de saturación.

Los datos que deben ingresarse en esta herramienta son los siguientes:

- Slope.
- Voltaje RMS a 10 [A] de excitación.
- Turns ratio =  $n_2/n_1$ .
- Resistencia del devanado.
- Resistencia del burden.
- Reactancia del burden.
- Relación X/R del sistema.
- Corriente en el primario Offset.
- Voltaje secundario de remanencia en por unidad.
- Corriente RMS de falla.

A continuación, en la Figura A.2 se muestra la captura de pantalla para el ingreso de los datos en la herramienta de uso libre CT Saturation Calculator.

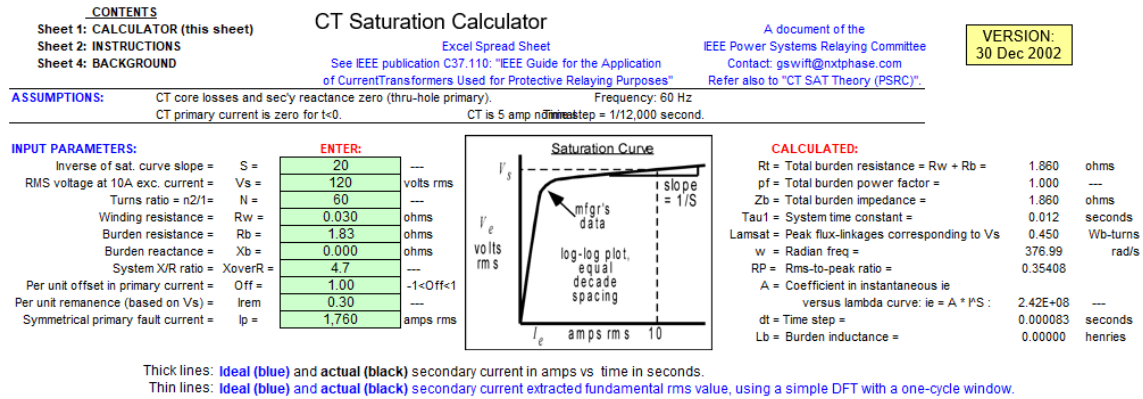


Figura A.2: Ingreso de datos para determinar la saturación del CT primario (69 [kV]).

Una vez ingresados los datos, mismos que fueron determinados en el apartado anterior, en la herramienta especificada se empieza a ejecutar una serie de cálculos basados en la normativa IEEE C37.110, permitiendo obtener la siguiente gráfica resultante.

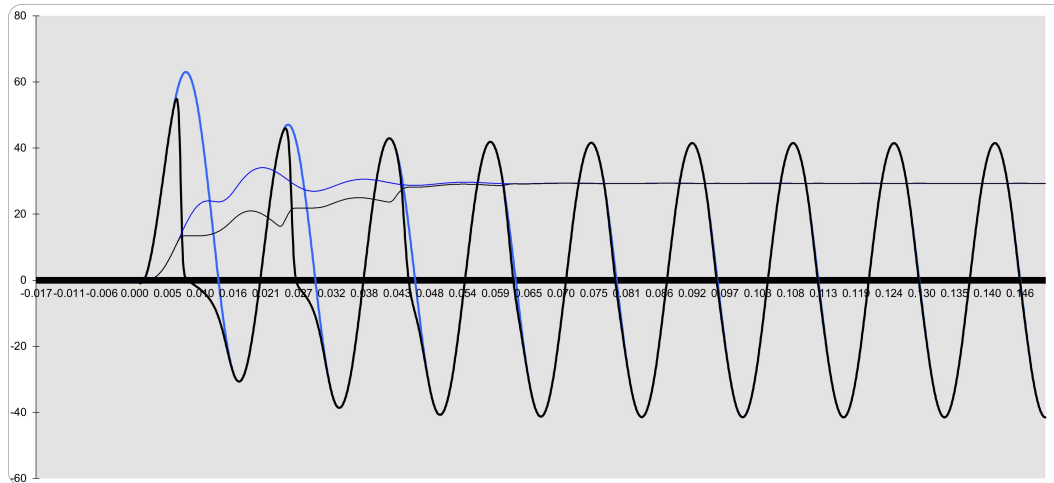


Figura A.3: Curvas de corriente vs tiempo en el lado secundario del CT primario (69 [kV]).

La curva de color celeste indica el comportamiento de la corriente ideal en el secundario del CT en función del tiempo. Por otro lado, la curva de color negro indica el comportamiento de la corriente real que pasa por el CT en la cual, se presenta una saturación durante un breve período de tiempo. Esta saturación no se considera como un error para la correcta operación del CT, puesto que, al finalizar el siguiente período, la corriente se estabiliza. Entonces, el CT queda definido como un C-120 5P20 con una relación de transformación de 300/5.



### CT secundario (13.8 [kV])

En este apartado, se realizaron los mismos pasos para corroborar la saturación del CT secundario.

#### Voltaje de saturación

De los cálculos anteriores, se consideró un CT C-120 5P20 con una relación de transformación de 1000/5. Entonces, para una corriente de falla de 2160 [A], el voltaje de saturación necesariamente debe ser mayor al voltaje del secundario, de esta manera se comprueba lo siguiente:

$$I_{pmax} = 20I_{[Nsecundaria]}$$

$$I_{pmax} = 20(1000 [A])$$

$$I_{pmax} = 20000 [A]$$

Dado que este valor es mayor que la corriente de falla de 2160 [A], se puede concluir que este CT es capaz de soportar la corriente de falla máxima en el lado de 13.8 [kV] de la red.

Por otro lado, tenemos que:

$$V_{maxCT} = I_{max-sec} * R_{burden}$$

$$V_{maxCT} = \left( (2160 [A]) \left( \frac{5}{120} \right) \right) (0.27 [\Omega] + 0.5 [\Omega])$$

$$V_{maxCT} = 69.30 [V]$$

Entonces, sabiendo que el voltaje de saturación del CT es igual a 120 [V], se concluye que:

$$120 [V] \geq 69.30 [V]$$

Se comprueba de manera efectiva que esta selección para el CT cumple con esta condición, pues el voltaje de saturación es mayor al voltaje secundario del transductor. Para comprobar la saturación por flujo de remancia se efectúa el ingreso de parámetros en el programa, tal como sigue.

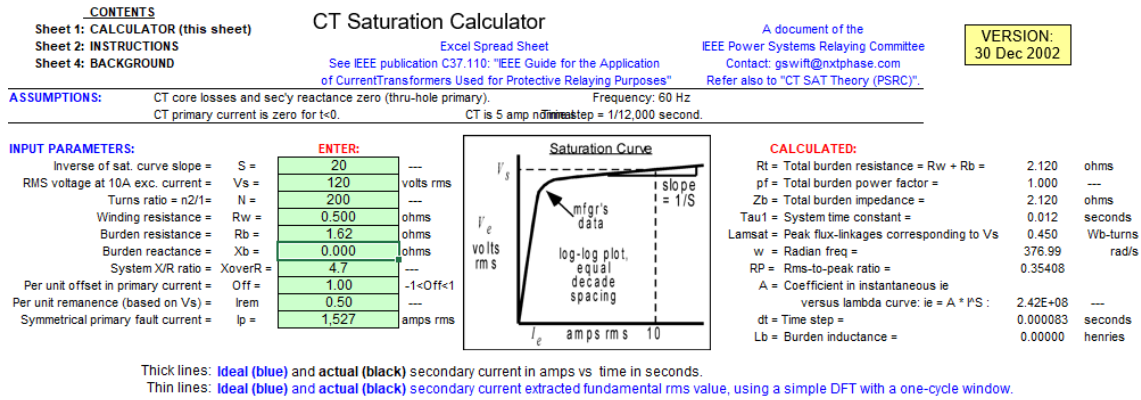


Figura A.4: Ingreso de datos para determinar la saturación del CT primario (13.8 [kV]).

Después de que el programa realice los cálculos pertinentes, se obtiene la siguiente gráfica:

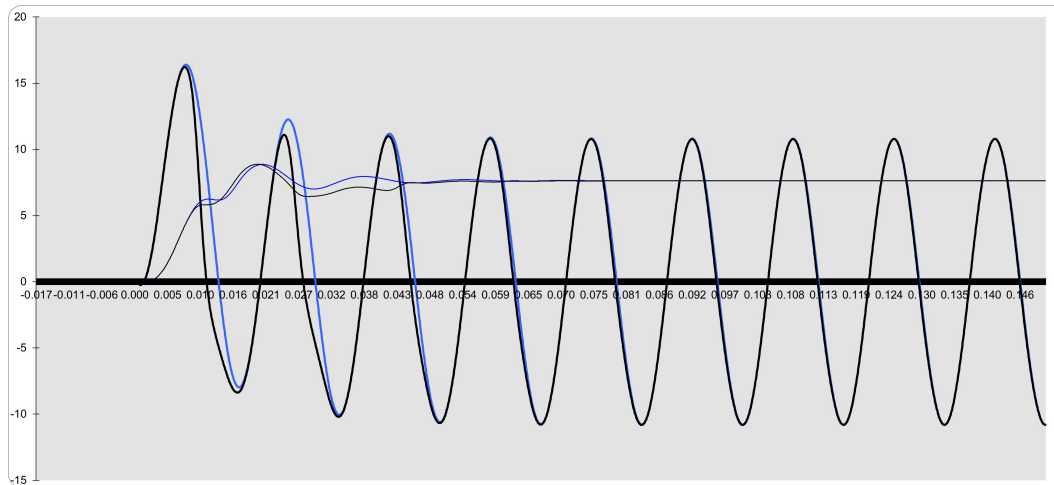


Figura A.5: Curvas de corriente vs tiempo en el lado secundario del CT secundario (13.8 [kV]).

De la figura anterior, se observa que el porcentaje de saturación producto de la remancia del flujo en el CT es muy baja, inclusive desde el primer ciclo de la corriente en el secundario ambas se aproximan, por lo cual, se concluye que el dimensionamiento del CT es correcto. En consecuencia, el CT queda definido como un C-120 5P20 con una relación de transformación de 1000/5.

### A.3. Cálculo de la curva característica del relé diferencial

Empezando por el cálculo de la corriente nominal en el lado de 69 [kV]:

$$I_{Np} = \frac{\text{Capacidad}}{\sqrt{3} * V_{Np}}$$

$$I_{Np} = \frac{16 [MVA]}{\sqrt{3}(69 [kV])}$$

$$I_{Np} = 133.88 [A]$$

Por lo tanto, la relación de transformación del CT primario debe ser de 300/5.  
Por otro lado, la corriente en el lado de 13.8 [kV] se determina como sigue:

$$I_{Ns} = \frac{Capacidad}{\sqrt{3} * V_{Ns}}$$

$$I_{Ns} = \frac{16 [MVA]}{\sqrt{3}(13.8 [kV])}$$

$$I_{Ns} = 669.3916 [A]$$

Por lo tanto, la relación de transformación del CT secundario debe ser de 1000/5.

Ahora bien, la corriente  $I_{Np}$  referida al secundario del CT primario está dada por:

$$I'_1 = \sqrt{3} * \frac{I_{Np}}{CT_1}$$

$$I'_1 = \frac{133.88 [A]}{300/5}$$

$$I'_1 = 2.2313 [A_{sec}]$$

Por otro lado, la corriente  $I_{Ns}$  referida al secundario del CT secundario está dada por:

$$I'_2 = \sqrt{3} * \frac{I_{Ns}}{CT_2}$$

$$I'_2 = \sqrt{3} * \frac{669.3916 [A]}{1000/5}$$

$$I'_2 = 5.7971 [A_{sec}]$$

De esta manera, se obtienen los siguientes valores para las corrientes secundarias de ambos CT's.

$$\left\{ \begin{array}{l} I'_1 = 2.2313 [A_{sec}] \\ I'_2 = 5.7971 [A_{sec}] \end{array} \right\}$$

Entonces, la corriente de operación del relé diferencial está dada por:

$$I_{op} = |I'_1 - I'_2|$$

$$I_{op} = |2.2313 [A_{sec}] - 5.7971 [A_{sec}]|$$

$$I_{op} = 3.5658 [A_{sec}]$$

$$I_{op} \cong 4 [A_{sec}]$$

De la misma manera, la corriente de restricción del relé viene dada por:

$$I_{res} = \frac{|I'_1| + |I'_2|}{2}$$

$$I_{res} = \frac{|2.2313 [A_{sec}]| + |5.7971 [A_{sec}]|}{2}$$

$$I_{res} = 4.0142 [A_{sec}]$$

$$I_{res} \cong 5 [A_{sec}]$$

Por lo tanto, tenemos que:

$$\frac{I'_1}{I'_2} = \frac{2.2313}{5.7971} = 0.3889 \cong \frac{4}{10} = \frac{TAP_H}{TAP_L}$$

Entonces, el error del TAP del los CT es igual a:

$$M = \frac{(0.4 - 0.3889)}{0.4}$$

$$M = 0.03 \cong 0.05$$

$$\epsilon_{TAP} = 5\%$$

Además, para el porcentaje de la primera pendiente de la curva característica de la función de protección (87T) se deben considerar los siguientes errores del CT:

- Margen de seguridad: 5 %
- Error de conmutación: 5 %
- Error por la clase del CT: 10 %

Por lo tanto:

$$\epsilon_{TOTAL} = \epsilon_{CLASE} + \epsilon_{TAP} + \epsilon_{CON} + \epsilon_{SEG}$$

$$\epsilon_{TOTAL} = 10\% + 5\% + 5\% + 5\%$$

$$\epsilon_{TOTAL} = 25\%$$

De esta manera, la curva característica queda de la siguiente manera:

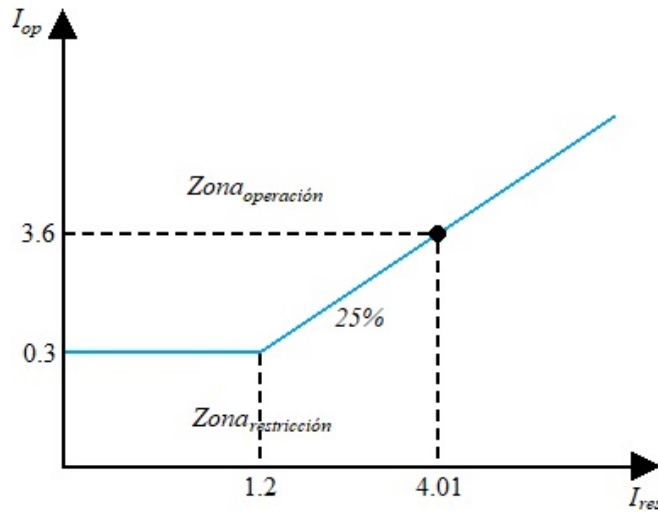


Figura A.6: Curva característica del relé de protección diferencial.

#### A.4. Cálculos internos del relé diferencial

```
%% PROCESOS NUMÉRICOS DEL RELÉ DIFERENCIAL
%% TRABAJO DE TITULACIÓN - JOSÉ VALVERDE y ARNOLD MORÁN
%% Cálculos para determinar la existencia de falla
```

```
clc
clear all
%Datos
```

```
I_falla = 2490;      %Corriente de falla trifásica en el lado primario [A].
V_Np = 69e3;        %Voltaje en el devanado primario del transformador [V].
V_Ns = 13.8e3;     %Voltaje en el devanado secundario del transformador [V].
Kct1 = 5/300;      %Relación de transformación inversa del CT primario.
Kct2 = 5/1000;    %Relación de transformación inversa del CT secundario.
S_t = 16e6;        %Capacidad del transformador [VA].
```

```
%Análisis en el devanado conectado en Delta
```

```
%ADAPTACIÓN
```

```
LNp = S_t/(sqrt(3)*V_Np);      %Corriente nominal lado primario.
J_3fsecD = (Kct1)*I_falla;     %Adaptacion de la corriente de falla.
LNor = (300/LNp);              %Normalizacion.
I_ABC = [0;J_3fsecD;0];        %Vector de IA, IB, IC normalizados.
I_ABC = LNor*I_ABC;            %Vector de IA*, IB*, IC* normalizados.
```

%ELIMINACIÓN I0

%No es necesario para este devanado por tener un tipo de conexión Delta

%ADAPTACIÓN DEL ÍNDICE HORARIO

$h = (1/\sqrt{3}) * [1 \ 0 \ -1; -1 \ 1 \ 0; 0 \ -1 \ 1];$  %Matriz para la corrección del índice horario.  
 $LAABBCC = h * LABC;$  %Corrientes IA\*\* IB\*\* IC\*\* con el desfase angular corregido.

%Análisis en el devanado conectado en Estrella

%ADAPTACIÓN

$I_{ns} = S_t / (\sqrt{3} * V_{Ns});$  %Corriente nominal lado secundario.  
 $N = (V_{n.alta} / V_{n.baja}) * (1/\sqrt{3}) * I_{falla};$  %Corriente vista en el lado secundario.  
 $J_{3fsecY} = (Kct2) * N;$  %Adaptación de la corriente de falla secundaria.  
 $I_{nor} = (1000 / I_{ns}) * J_{3fsecY};$  %Normalización de las corrientes.  
 $I_{fY} = [0; -I_{nor}; I_{nor}];$  %Vector de Ia, Ib, Ic normalizados.

%ELIMINACIÓN I0

%En este caso es necesario puesto que, la conexión es Yn

$I_a = (1/3) * [2 \ -1 \ -1; -1 \ 2 \ -1; -1 \ -1 \ 2];$  %Matriz de eliminación de I0.  
 $I_{aabbcc} = I_a * (I_{fY});$  %Corrientes Ia\*\* Ib\*\* Ic\*\* sin componente DC.

%COMPARACIÓN

$L_{diff} = I_{aabbcc} + LAABBCC;$  %Sumatoria de las corrientes matriciales.

%Los resultados para la falla externa desarrollados en el código se presentan a continuación:

$L_{ABC} =$   
0  
41.5000  
0

$L_{ABC} =$   
0  
92.9949  
0

$R =$   
0.5774

h =

0.5774	0	-0.5774
-0.5774	0.5774	0
0	-0.5774	0.5774

I\_AABBCC =

0
53.6906
-53.6906

I\_Ns =

669.3916
----------

I\_fY =

0
-53.6906
53.6906

Ia =

0.6667	-0.3333	-0.3333
-0.3333	0.6667	-0.3333
-0.3333	-0.3333	0.6667

I\_aabbcc =

0
-53.6906
53.6906

I\_diff =

0
0
0

Tal como se puede apreciar en los resultados mostrados, la corriente diferencial del transformador es nula debido a que las fallas son externas a la zona de protección del relé diferencial.