

Instituto Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería en Electrónica



Diseño de la protección ante falla de Interruptor de potencia en una Subestación

Informe de Proyecto de Graduación para optar por el título de Ingeniero en Electrónica con el grado académico de Licenciatura

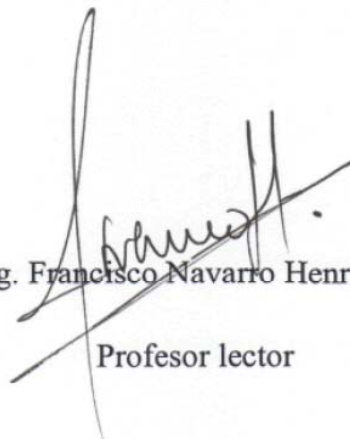
Bayron Rivera Corrales

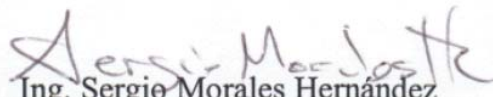
Cartago, Marzo del 2009

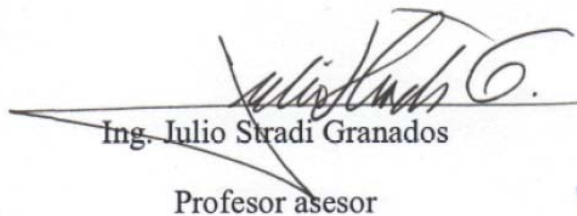
1 INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRONICA
PROYECTO DE GRADUACIÓN
TRIBUNAL EVALUADOR

Proyecto de Graduación defendido ante el presente Tribunal Evaluador como requisito para optar por el título de Ingeniero en Electrónica con el grado académico de Licenciatura, del Instituto Tecnológico de Costa Rica.

Miembros del Tribunal


Ing. Francisco Navarro Henríquez
Profesor lector


Ing. Sergio Morales Hernández
Profesor lector


Ing. Julio Stradi Granados
Profesor asesor



Los miembros de este Tribunal dan fe de que el presente trabajo de graduación ha sido aprobado y cumple con las normas establecidas por la Escuela de Ingeniería Electrónica

Cartago, 24 de Marzo del 2009

Declaratoria de Autenticidad

Declaro que el presente Proyecto de Graduación ha sido realizado enteramente por mi persona, utilizando y aplicando literatura referente al tema e introduciendo conocimientos propios.

En los casos en que he utilizado bibliografía, he procedido a indicar las fuentes mediante las respectivas citas bibliográficas.

En consecuencia, asumo la responsabilidad total por el trabajo de graduación realizado y por el contenido del correspondiente informe final.

Turrialba, 8 de Diciembre del 2008



Bayron Manuel Rivera Corrales

Céd: 1-1156-0157

Resumen

Los interruptores de potencia son dispositivos que permiten bloquear y eliminar fallas en la red eléctrica perjudiciales para los equipos de potencia de las subestaciones y para el recurso humano que labora en Subestaciones y Líneas de Transmisión.

Estos dispositivos a pesar de ser capaces de detener una falla pueden provocarla si se encuentran bajo condiciones irregulares de funcionamiento; por razones de bajo nivel de presión de gas SF₆, o por que no se encuentra energizado o que simplemente no opere el disparo de alguno de sus polos.

Ante este panorama es necesario diseñar una protección que impida que una falla se extienda en la red al operar incorrectamente un interruptor; la cual se denomina 50BF.

Actualmente la subestación de Cachi no posee esta protección y deja al descubierto una debilidad en la atención de un BF (Breaker Failure), esto puede traer serios problemas en los sistemas de potencia y representa un gran peligro sobre el recurso humano que los manipula, de ahí la importancia de diseñar un sistema que proteja ambos recursos ante la falla de un interruptor.

Para poder realizar un diseño de protección, es necesario determinar cuales son las fallas más comunes que puede sufrir la red eléctrica de distribución o transmisión y que afectan directamente los equipos de potencia, así como las condiciones por las que se da un BF y las características topológicas de la subestación.

Abonado a estos requisitos está uno determinante y es el tiempo de acción de un 50BF, el cual debe ser lo suficientemente corto para que pueda operar el sistema de limpieza de fallas de forma correcta y lo suficientemente largo para poder realizar la detección de la falla de manera segura y confiable.

Palabras clave: Falla de interruptor de potencia en subestaciones, 50BF, fallas en la red eléctrica, sobreintensidades, tiempo de limpieza de fallas.

Abstract

The power Breakers are devices that allow to block and to eliminate faults in the electrical network harmful to the power equipments of the substations and for the human resource that works in Substations and Lines of Transmission.

These devices in spite of being capable of stopping a fault can provoke her if they are under irregular conditions; for reasons of low pressure of gas SF₆, or because that is not energized or that simply does not produce the shot of anyone of his poles. For these reasons, is necessary to design a protection that prevents that a fault spreads in the network.

Nowadays Cachi's substation does not possess this protection and leaves to the overdraft a weakness in the attention of a BF (Breaker Failure), this can bring serious problems in the power systems and represents a great danger on the human resource that manipulates them.

To be able to realize a protection design, it is necessary to determine which are the most common faults that there can suffer the electrical network of distribution or transmission and that the power equipments affect directly, as well as the conditions for which one gives a BF.

Key words: Power Breaker Failure, 50BF, Short Circuits in Transmission Line, Protections in Substations.

Dedicatoria

A Dios por brindarme el espíritu de lucha y enviarme a mis Ángeles eternos, papá y mamá: han llenado mi vida con amor y sacrificio. Gracias a mis hermanos Vivian y Roy, a toda la familia que estuvo a mi lado.

***Los grandes triunfos se producen en conjunto,
con amor, esfuerzo y apoyo.***

Agradecimiento

A mis compañeros del ICE que siempre se mostraron anuentes a apoyar y brindarme toda la información que necesite; gracias por esa grata actitud y por enseñarme que además de la parte técnica existen valores de mucha importancia como son la solidaridad y compañerismo.

INDICE GENERAL

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN	16
1.1 Problema Existente e Importancia de su Solución	18
1.2 Solución Seleccionada	20
CAPITULO 2: META Y OBJETIVOS.....	22
2.1 Meta	22
2.2 Objetivo General	22
2.3 Objetivos Específicos	23
2.3.1 Objetivos de Investigación.....	23
2.3.2 Objetivos de Hardware	23
2.3.3 Objetivos de Software	24
CAPITULO 3: MARCO TEÓRICO	25
3.1 Descripción del Sistema o Proceso a mejorar	25
3.2 Antecedentes Bibliográficos	26
3.3 Corto Circuitos en Instalaciones Eléctricas	27
3.3.1 Tipos de Cortocircuito.....	27
3.3.2 Corto Circuito Trifásico.....	28
3.3.3 Corto Circuito Bifásico sin Contacto a Tierra.....	28
3.3.4 Corto Circuito Bifásico con Contacto a Tierra	29
3.3.5 Corto Circuito Monofásico a Tierra.....	29
3.3.6 Corto Circuito con Doble Contacto a Tierra.....	29
3.3.7 Corrientes de Cortocircuito, Magnitudes y Variaciones Temporales.....	30
3.4 Cortocircuito en Redes Trifásicas	31
3.5 Redes de Secuencia y componentes simétricas los sistemas de potencia .	32
3.5.1 Red de secuencia directa	34
3.5.2 Red de secuencia inversa	34
3.5.3 Red de secuencia homopolar.....	35
3.5.4 Impedancia Directa, Inversa y Homopolar	36
3.6 Teoría de Protecciones	37
3.6.1 Sistema de eliminación de fallas de líneas críticas	38
3.6.1.1 Esquema de protección primaria 1 y 2	39
3.6.1.2 Esquema de protección de respaldo local.....	40
3.6.1.3 Esquema de protección de respaldo remoto	40
3.6.2 Sistema de eliminación de fallas de líneas semicríticas y no críticas	41
3.7 Sistema de protecciones para Teleprotección	42
3.8 Protección ante falla de interruptor (50BF)	43
3.9 Supervisión del canal de Disparo	44
3.10 Transferencia de protecciones	45
3.11 Morfología de la subestación (Configuraciones de Barra)	46
3.11.1 Barra sencilla.....	46
3.11.2 Barra partida, interruptor de enlace y barra auxiliar	46
3.11.3 Doble Barra- Doble interruptor	47
3.11.4 Doble Barra- Interruptor y medio	48
3.12 Equipos de Medición y Protección en Subestaciones.....	49
3.12.1 Transformadores de Medición.....	49

3.12.2	Transformadores para protección.....	49
3.12.3	Transformadores de Corriente (TC).....	49
3.12.4	Distribución de los devanados de un transformador.....	52
3.12.5	Transformadores de Potencial (TP).....	53
3.12.6	Interruptores (IP).....	54
3.12.7	Capacidad nominal de un interruptor.....	55
3.12.8	Tipos de Interruptores de Potencia.....	58
3.12.8.1	Interruptor automático.....	58
3.12.8.2	Disyuntor de interrupción en aire.....	59
3.12.8.3	Disyuntor de aceite.....	62
3.12.8.4	Disyuntor sople de gas.....	63
3.12.8.5	Disyuntores de hexafluoruro de azufre (SF6).....	64
3.13	Fallas en los interruptores de alta potencia.....	67
3.13.1	Fallas en los mecanismos de operación.....	68
3.13.2	Fallas por la degradación de los aislantes externos.....	68
3.13.3	Fallas provocadas por sobretensiones temporales.....	69
3.13.4	Fallas provocadas por malas aplicaciones.....	69
3.13.5	Fallas provocadas por el dieléctrico.....	69
3.14	Relés de Protección.....	70
3.14.1	Relés de Sobrecorriente (50/51).....	71
3.14.2	Relés de Sobrecorriente instantánea (50).....	72
3.14.3	Relés de Sobrecorriente a tierra (51N).....	72
3.14.4	Relés de Sobrecorriente Direccional (67).....	72
3.14.5	Protección Diferencial de Barra.....	73
3.14.6	Relé de distancia.....	75
3.14.6.1	Diagrama de impedancia.....	76
3.14.6.2	Direccionalidad.....	79
3.14.6.3	Zonas de alcance.....	79
CAPITULO 4: PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....		81
4.1	Reconocimiento y definición del problema.....	81
4.2	Obtención y análisis de información.....	82
4.3	Evaluación de las alternativas y síntesis de una solución.....	83
4.4	Implementación de la solución.....	84
4.5	Reevaluación y rediseño.....	85
CAPITULO 5: DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA SOLUCIÓN.....		86
5.1	Análisis de soluciones y selección final.....	86
5.2	Descripción del hardware.....	90
5.2.1	Diagrama de bloques para el sistema físico.....	90
5.2.1.1	Ruta eléctrica para las corrientes de fase.....	91
5.2.1.2	Ruta eléctrica para las tensiones de fase.....	92
5.2.1.3	Ruta eléctrica para la falla de interruptor.....	94
5.2.1.4	Ruta eléctrica para la supervisión del canal de disparo 1 y 2.....	95
5.2.1.5	Ruta eléctrica para la inicialización del 50BF (BFI).....	97
5.2.1.6	Ruta eléctrica para el disparo tripolar.....	98
5.2.1.7	Ruta eléctrica para el disparo de la protección ante falla de interruptor 50BF.....	99
5.3	Descripción del software.....	102
5.3.1	Subrutina para la detección de la posición del IP.....	102
5.3.2	Subrutina para la Supervisión del canal de disparo.....	104

5.3.3	Subrutina de detección de falla en el Interruptor	107
5.3.4	Subrutina de disparos monopolares y tripolares	108
5.3.5	Subrutina generación de la inicialización del 50BF (BFI)	109
5.3.6	Rutina para la segunda etapa del 50BF	109
CAPITULO 6: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		113
6.1	Resultados	113
6.1.1	Resumen de entradas y salidas en el Relé SEL 321	113
6.1.2	Configuración los ajustes para el SEL 321 sobre la Línea de Transmisión de Río Macho N° 1	114
6.1.3	Tiempos de acción de un interruptor AREVA SF6	118
6.1.4	Temporización del Disparo del 50BF para el método N° 2	121
6.1.5	Temporización del Disparo del 50BF para el método N°1	122
6.1.6	Medición de falla por cortocircuitos mediante simulación con equipo de prueba SVERKER y software SEL 5010	123
6.1.7	Monitoreo de eventos mediante el SEL 5010.....	124
6.1.8	Monitoreo de eventos del disparo ante falla de interruptor mediante el CMC-156	127
6.2	Análisis	130
CAPITULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		136
7.1	Conclusiones.....	136
7.2	Recomendaciones.....	137
Bibliografía		138
Apéndice A.1: Glosario, abreviaturas y simbología		139
A.1	Glosario, abreviaturas y simbología	139
A.4	Información sobre la empresa/institución.....	140
Anexos		142
B.1	Especificaciones generales del SEL 321	142
B.2	Interpretación de eventos SEL 5010	143

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Representación de la barra Cachi	19
Figura 1.2 Diagrama representativo de una línea de Transmisión	21
Figura 3.1 Conceptos alrededor del disparo ante falla de interruptor	25
Figura 3.2 Esquema para un Cortocircuito trifásico	28
Figura 3.3 Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra	28
Figura 3.4 Cortocircuito Monofásico a tierra	29
Figura 3.5 Cortocircuito con doble contacto a tierra	30
Figura 3.6 Circuito general para una red eléctrica	30
Figura 3.7 Circuito equivalente de Thévenin ante un cortocircuito	30
Figura 3.8 Circuito equivalente para una red trifásica.....	32
Figura 3.9 Diagrama fasorial de corrientes para una red de secuencia directa.....	34
Figura 3.10 Corrientes de Fase para una red de secuencia directa	34
Figura 3.11 Diagrama fasorial de corrientes para una red de secuencia directa.....	35
Figura 3.12 Corrientes de Fase para una red de secuencia inversa	35
Figura 3.13 Diagrama fasorial de corrientes para una red de secuencia Homopolar	35
Figura 3.14 Representación de la protección de respaldo.....	38
Figura 3.15 Diagrama que muestra las barras críticas en el país.....	39
Figura 3.16 Diagrama para la protección de respaldo local.....	40
Figura 3.17 Diagrama para la protección de respaldo remoto.....	41
Figura 3.18 Diagrama para la protección total de la red.....	42
Figura 3.19 Diagrama para la lógica ante falla de interruptor en subestación.....	44
Figura 3.20 Diagrama para la protección ante falla de interruptor en subestación.....	44
Figura 3.21 Diagrama para la configuración de una barra sencilla.....	46
Figura 3.22 Diagrama para la configuración de una barra partida.....	47
Figura 3.23 Diagrama para la configuración de protecciones para una barra partida	47
Figura 3.24 Diagrama para la configuración de protecciones para doble barra	48
Figura 3.25 Diagrama para la configuración de protecciones para una configuración de doble barra, interruptor y medio	48
Figura 3.26 Polaridad de los transformadores.....	51
Figura 3.27 Diagrama que muestra la saturación de un transformador de corriente.....	52
Figura 3.28 Representación de las terminales de un TP	54
Figura 3.29 Diagrama interno de un interruptor	54

Figura 3.30 Diagrama para las corrientes de interrupción	57
Figura 3.31 Diagrama para la temporización de los cierres y aperturas de un IP	58
Figura 3.32 Diagrama para un interruptor automático	59
Figura 3.33 Diagrama para un interruptor simple	60
Figura 3.34 Diagrama que muestra el circuito de un interruptor de soplo magnético.....	61
Figura 3.35 Diagrama para un IP con interrupción por divisor de arco.....	61
Figura 3.36 Diagrama de un disyuntor con interrupción neumática.....	63
Figura 3.37 Variación de la capacidad de interrupción con respecto a la separación de los contacto en un interruptor de soplo de aire.....	64
Figura 3.38 Comparación entre la resistencia eléctrica del aceite y la del SF6.....	65
Figura 3.39 Constantes de tiempo para el aire y un gas SF6 en función de la presión...	66
Figura 3.40 Diagrama para la interfaz interna de un Relé de protección.....	70
Figura 3.41 Diagrama de un Relé de sobrecorriente direccional.....	72
Figura 3.42 Diagrama de un Relé de diferencial de barras.	74
Figura 3.43 Diagrama de disparo para un Relé de diferencial de barras.	74
Figura 3.44 Diagrama para los parámetros de impedancia en la ruta de del relé SEL ...	77
Figura 3.45 Diagrama para los parámetros de impedancia de falla en un plano R-X	78
Figura 3.46 Diagrama para la ubicación de la falla detectada por el Relé de distancia. .	78
Figura 3.47 Diagrama para métodos que emplea un Relé de distancia	79
Figura 3.48 Diagrama para las zonas de alcance de un relé de distancia por (a) características Mho y por (b) características poligonales	80
Figura 3.49 Diagrama para una protección del 100% de la línea de transmisión.....	80
Figura 5.1 Diagrama unifilar de la Subestación de Cachí e identificación de los interruptores del lado de 138 KV.....	86
Figura 5.2 Diagrama para la detección de una sobreintensidad de corriente.....	88
Figura 5.3 Diagrama para la falla de un IP.	89
Figura 5.4 Diagrama general para el hardware involucrado en el diseño.....	90
Figura 5.5 Diagrama de bloques para las señales de entrada del relé.....	91
Figura 5.6 Diagrama de bloques para las señales de salida del relé	91
Figura 5.7 Diagrama para el circuito de las corrientes del bobinado segundo del transformador 1TC.....	92
Figura 5.8 Diagrama para el circuito de las tensiones del transformador 1TP.	93
Figura 5.9 (a) Diagrama para determinar las fallas en el IP, (b) circuito general para la detección de falla en el interruptor	94
Figura 5.10 Diagrama para el circuito de supervisión de disparo 1.	96

Figura 5.11 Diagrama para el circuito de supervisión de disparo 2.	97
Figura 5.12 Diagrama para el circuito del BFI.....	98
Figura 5.13 Diagrama para circuito del disparo tripolar	99
Figura 5.14 Diagrama para circuito de disparo del 50BF de la barra A.....	100
Figura 5.15 Diagrama para circuito de disparo del 50BF de la barra A.....	101
Figura 5.16 Diagrama para la detección de la posición del Interruptor.....	103
Figura 5.17 Diagrama para la detección de la supervisión del canal.....	105
Figura 5.19 Diagrama para la detección de falla en el IP	107
Figura 5.20 Diagrama para la detección de falla en el IP	108
Figura 5.21 Diagrama para la detección de falla en el IP	109
Figura 5.22 Diagrama del método N° 1 para disparo 50BF	110
Figura 5.23 Diagrama de la rutina del método N° 1 para disparo 50BF	111
Figura 5.24 Diagrama para el método N° 2 del disparo 50BF	111
Figura 5.25 Diagrama de la rutina del método N° 2 para disparo 50BF	112
Figura 6.1 Medición del disparo del polo A de un interruptor AREVA por medio de equipo Omicron CMC	118
Figura 6.2 Medición del cierre del polo A de un interruptor AREVA por medio de equipo Omicron CMC	119
Figura 6.3 Medición de recierre del polo A de un interruptor AREVA por medio de equipo Omicron CMC	120
Figura 6.4 Diagrama temporal para el disparo del 50BF por el método N° 1	121
Figura 6.5 Diagrama temporal para el disparo del 50BF por el método N° 2	122
Figura 6.6 Diagrama de Conexión entre el Sverker y la el SEL 321.....	123
Figura 6.7 Diagrama de los eventos del SEL 5010 ante falla por sobrecorriente en la protección SEL 321.....	125
Figura 6.8 Diagrama de los eventos del SEL 5010 ante disparo del 50BF con.....	126
Figura 6.9 Diagrama general de conexión del equipo de prueba CMC en el sistema desarrollado.	127
Figura 6.10 Prueba de la protección ante falla de interruptor por el método N° 2.	128
Figura 6.11 Prueba de la protección ante falla de interruptor por el método N° 2.	128
Figura 6.12 Prueba de la protección ante falla de interruptor por el método N° 1.	129
Figura 6.13 Prueba de la protección ante falla de interruptor por el método N° 1.	129
Figura 9.1 Diagrama de jerarquía del ICE	141
Figura 10.1 Especificaciones Técnicas del SEL 321	142
Figura 10.2 Interpretación de eventos 1	143

Figura 10.3 Interpretación de Eventos 2	144
Figura 10.4 Interpretación de eventos 3	145

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Precisión de diversos transformadores de medición según la norma ANSI	50
Tabla 5.1	Distribución de los interruptores de acuerdo con el disparo de cada bobina de mando	100
Tabla 5.2	Distribución de los interruptores de acuerdo con el disparo de cada bobina de mando	101
Tabla 5.3	Detección de la posición del IP	102
Tabla 5.4	Distribución lógica para la detección de la supervisión del canal de disparo principal del IP.....	104
Tabla 5.5	Distribución lógica para el respaldo de la detección de la supervisión	106
Tabla 6.1	Distribución de las entradas en el Relé de distancia SEL 321.....	113
Tabla 6.2	Distribución de las salidas en el Relé de distancia SEL 321.	113
Tabla 6.3	Medición de tiempo de disparo del polo A de un interruptor AREVA SF6	118
Tabla 6.4	Medición de tiempo de cierre del polo A en un interruptor AREVA SF6	119
Tabla 6.5	Medición de tiempo de cierre del polo A en un interruptor AREVA SF6 por medio de equipo de prueba CMC	120
Tabla 6.6	Valores de tiempo teóricos para el disparo ante falla en la LT	121
Tabla 6.7	Valores de tiempo experimentales para el disparo 3PT	122
Tabla 6.8	Detección de corrientes de falla en el SEL 321	123

1 Introducción

Las instalaciones eléctricas en operación están siempre expuestas a fallas por mala operación en los equipos de potencia, mal diseño de alguna de sus etapas, por procedimientos equivocados del personal que las opera o por agentes externos, tales como las descargas atmosféricas. En estas instalaciones las líneas de transmisión y distribución son los elementos de mayor exposición; ya que están presentes en todo el país y es sumamente difícil controlar el ambiente con el que interactúa.

Para detectar y eliminar las fallas requiere de un método de diseño especial para cada dispositivo, éste depende de la cantidad de equipos que pertenecen a la red con la que se pretende interactuar, así como de sus marcas y tecnologías de fabricación.

Cualquier tipo de falla presente en la línea eléctrica provoca una deficiencia en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica; las consecuencias se reflejan en variaciones de frecuencia, tensión y la intensidad de corriente. Por este motivo es necesario reducir sus efectos y atender la falla de la forma más selectiva, rápida y segura posible.

Para atender estas irregularidades se utilizan diversos tipos de Relays cuyas funciones permiten detectar las fallas y proteger el sistema eléctrico activo. Estos dispositivos trabajan junto con los interruptores de potencia y permiten desconectar el segmento del sistema que contiene la perturbación, con la finalidad de:

- Brindar seguridad al recurso humano que interactúa en las cercanías del equipo.
- Proteger el equipo de alta potencia de daños innecesarios.
- Tener continuidad del servicio eléctrico en las zonas que no contiene la falla.
- Presentar diagnósticos que parametrizan la falla ocurrida.

Los Interruptores de potencia cumplen con una función de protección de los equipos de distribución, transmisión, control de la subestación y de los equipos de los clientes que reciben el servicio de energía eléctrica. Pero existe la posibilidad de que estos se encuentren bajo condiciones inestables de funcionamiento, lo que puede provocar que una falla permanezca en la red al no operar el disyuntor.

Esto incrementa el nivel de criticidad del sistema de limpieza de fallas en la subestación ya que el dispositivo con el que se cuenta para despejar la sobreintensidad no funciona. A la vista de esta anomalía se deben tomar medidas drásticas sobre la atención de la falla e implica desconectar de forma completa la barra donde se ubica la perturbación; disparando todos los interruptores asociados a la misma.

Si no se toma esta decisión se incrementa el peligro de destruir los equipos de potencia de la subestación y se pone en riesgo al personal que puede estar cerca de las instalaciones.

Por esta razón toda subestación debe tener un sistema que los proteja si el disyuntor no opera en el instante mismo en que se da una falla en alguna de las líneas de transmisión o distribución que monitorean las protecciones de una subestación determinada.

En la subestación del Proyecto Hidroeléctrico de Cachí no se ha implementado esta protección por lo que es necesario diseñar un sistema que brinde una solución eficaz a este déficit.

Para poder realizar un diseño que se ajuste a los requerimientos de seguridad, velocidad y selectividad, es necesario analizar los parámetros que se requieren para atender una anomalía bajo la condición de falla en el IP (Interruptor de Potencia).

En primera instancia se determinan las posibles fallas por sobreintensidades que pueden existir en una línea de transmisión y se utiliza el método de zonas mho y cuadrilaterales para detectar las distancias a las que se da la falla y determinar si hay que tomar acciones para protegerse de la misma; ya que para una atención de un 50BF es necesario que la falla este en la zona 1.

Ésta zona es determinada por la impedancia de la línea y representa una distancia en la que la protección monitorea los valores de tensión y corriente, para verificar el momento y ubicación de una falla.

Si al darse la sobreintensidad en la línea el IP presenta una falla se verifica la posición del disyuntor y si se encuentra cerrado se procede a contar un tiempo definido para luego realizar un disparo a los interruptores de la barra en donde se ubica la falla.

De esta manera se atiende la falla aunque se deba interrumpir el suministro de electricidad a los clientes conectados a las líneas que se disparan.

1.1 Problema Existente e Importancia de su Solución

Las subestaciones son sistemas eléctricos de alta potencia encargados de administrar el flujo de energía a las diversas zonas de la región donde se ubican; también cumplen la función de proteger la red eléctrica y en especial a los clientes a quienes se les supe la energía eléctrica.

El dispositivo electro-mecánico térmico-disipativo, asociado a una subestación, que permite eliminar las fallas en una línea de transmisión o distribución, se conoce como interruptor de potencia y es de vital importancia que el funcionamiento del sistema eléctrico sea siempre el correcto.

Dependiendo de la configuración de la barra así será la ubicación de los disyuntores en el sistema de protección.

La organización de la subestación Cachí posee una configuración de barra tal como lo muestra la figura 1.1, la cual tiene una barra partida con IP de enlace y barra auxiliar.

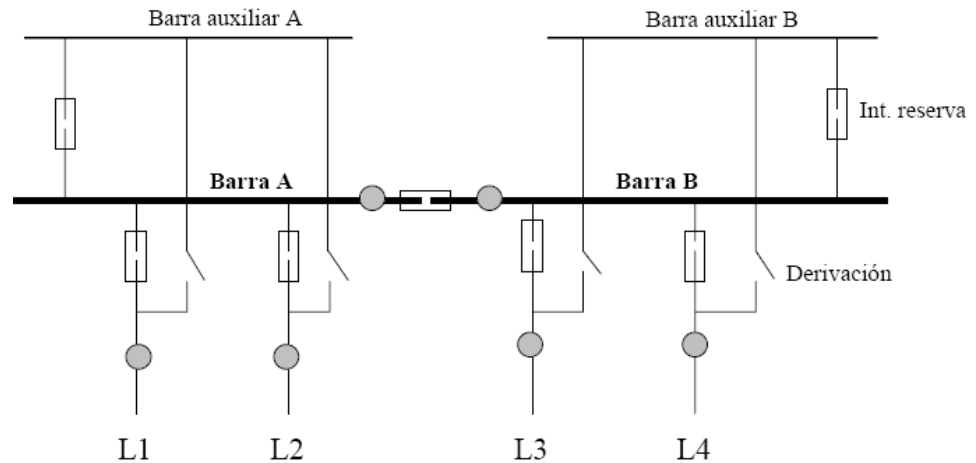


Figura 1.1 Representación de la barra Cachí

Cada línea de transmisión trasiega 138KV y para cada una existen protecciones que se encargan de monitorear las sobreintensidad y de darse una, es posible determinar la zona donde se ubican las falla y dependiendo de ésta se procederá a disparar o no el interruptor.

El buen funcionamiento del IP es indispensable para despejar la falla y no someter al equipo a su punto más crítico de operación; si el IP no actúa la falla se desplaza hasta que la protección remota la elimine. Esto implica un gran riesgo de destrucción de equipo y hasta de pérdidas humanas.

Por estas razones es que el sistema de protección ante falla de interruptor de potencia es un requisito de seguridad que obligatoriamente debe tener toda subestación, actualmente la subestación Cachí del Instituto Costarricense de Electricidad no lo tiene implementado, para prevenir una avería con pérdidas económicas cuantiosas, el departamento de Protección y Medición Región Huetar Brunca tiene la necesidad de actualizar su sistema de protección ante falla de IP.

La atención ante falla de interruptor debe realizarse por medio de un Relay de distancia de fase y tierra SEL-321, el mismo no contiene la función de disparo por BF, lo que incrementa el nivel de dificultad del diseño del 50BF ya que el set instrucciones de este tipo de dispositivos está orientado a otras aplicaciones.

En el mercado existen relays que incorporan este sistema de protección, pero son de valor económico elevado. Al tener un presupuesto limitado se pretende implementar uno de marca SEL de costo accesible y de disponibilidad inmediata.

En cada línea debe maximizarse la protección, por lo que cada interruptor de la subestación se le debe incorporar la protección contra BF, incluyendo el interruptor de enlace de barras.

1.2 Solución Seleccionada

La solución del problema debe cumplir una serie de requisitos que hagan del proyecto un sistema confiable, veloz y selectivo; ya que es necesario despejar la falla en el menor tiempo posible y no debe afectar áreas donde no se presenta la anomalía.

Se deben considerar para el diseño todas las posibles fallas que generen sobrecargas en las líneas de transmisión de 138KV, ya sea por secuencia directa, secuencia homopolar, secuencia inversa, secuencia residual o cero.

El tiempo de duración del disparo 50BF debe ser menor a los 200ms y se debe incluir el instante desde que se da la falla hasta el que momento en que se disparan los Disyuntores de la barra asociada.

Se debe comprobar que existe un disparo de alguno de los disyuntores y también es necesario conocer la posición lógica de cada interruptor ya que por medio de esto se determina si ante una eventual falla la línea esta en riesgo o no.

Se requiere implementar el diseño en un Relay de impedancia marca SEL-321, así como parametrizar todos los ajustes para que opere como una protección de línea con 50BF para la zona 1.

Es necesario conocer en detalle la morfología de la subestación Cachí para poder determinar las zonas de acción del 50BF así como definir la naturaleza de las señales que están vinculadas con el proyecto.

Para ejecutar un disparo 50BF que cumplan con los requerimientos, se procede a identificar cada línea de transmisión (LT) que entra o sale de la barra respectiva de la subestación Cachí, de igual forma se ubican todos los disyuntores asociados a cada LT. El disparo ante BF se realiza gracias a que existen protecciones las cuales miden los valores de tensión y corriente de cada uno de los transformadores de potencial (TP) y corriente (TC) de las LT respectivas.

El comprender el funcionamiento de estos dispositivos así como de la transformación de las intensidades es de vital importancia para poder realizar los cálculos correctos y también para tener las precauciones de seguridad.

Al parametrizar debidamente las protecciones se permiten detectar cualquier sobreintensidad que sea peligrosa para el sistema, de forma tal que se pueda determinar si es necesario o no un disparo 50BF; y esto es una restricción importante para el sistema ya que el disparo por falla de interruptor debe ejecutarse únicamente para fallas que se encuentren en la zona 1.

La figura 1.2 muestra el diagrama para un LT conectada a una barra, en la que se puede observar los dispositivos de medición y protección asociados a la diferencial de barras; este esquema se repite para todas las demás líneas de alta tensión asociadas a las barras de la subestación Cachí.

La protección P1 es un Relay de Impedancia el cual se encarga de monitorear valores de tensión del TP1 e intensidad de corriente del TC1 para verificar el funcionamiento normal de la red eléctrica. También es capaz de tomar acciones para detener una falla en la red, tal como disparar el interruptor o en su defecto ejecutar el 50BF.

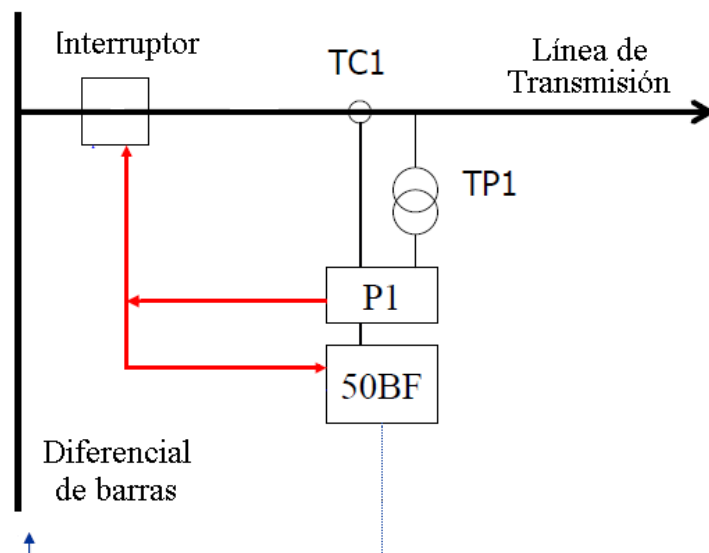


Figura 1.2 Diagrama representativo de una línea de Transmisión

2 Meta y Objetivos

2.1 Meta

Poder implementar un sistema de protección ante una falla de interruptor, por medio de una interfaz de control atendida por un Relay SEL -321 para brindarle un respaldo al sistema actual que permita detener una falla que ha permanecido en la red eléctrica un tiempo mayor al que el equipo pueda soportar y que pueda brindar seguridad al personal que lo opera.

2.2 Objetivo General

Diseñar e Implementar una protección ante falla de interruptor en la subestación de Cachí, con la finalidad de brindar mayor seguridad a los equipos y a las personas que interactúan en el sistema eléctrico.

2.3 Objetivos Específicos

2.3.1 Objetivos de Investigación

Determinar los tipos de fallas por sobreintensidades generadas por cortocircuitos.

Analizar y determinar las posibles fallas que provocan el mal funcionamiento de un interruptor de potencia.

Identificar los dispositivos de potencia y las variables eléctricas que dependen del disparo del 50BF.

Investigar sobre los sistemas de protección para equipos de alta potencia.

Analizar y Determinar en el Sel 321 las funciones lógicas aplicables para la detección de las fallas por sobreintensidades en la red eléctrica de alta tensión.

Analizar y Determinar en el Sel 321 las funciones lógicas aplicables para el diseño de la protección ante falla de interruptor.

2.3.2 Objetivos de Hardware

Diseñar el circuito que especifican la ruta eléctrica de las entradas de la protección de distancia SEL 321.

Diseñar el circuito de la ruta eléctrica de los disparos a los polos de las fases R, S y T; así como los de las alarmas ante 50BF y falla de Interruptor.

Calcular los tiempos para disparo ante falla de interruptor (tiempo de drop out de dispositivos desde que se da la falla hasta el disparo de todos los interruptores de la barra asociada).

Simular una falla por sobrecorriente utilizando equipo de prueba Sverker y disyuntores de prueba, para determinar un rango seguro en el que el SEL 321 detecte fallas.

Implementar con interruptores de prueba el disparo del 50BF para el método N°1 y el método N°2, utilizando el equipo Omicron sobre los parámetros eléctricos de la línea de transmisión de Río Macho 1.

Diseñar el circuito para la ruta física del disparo ante falla del interruptor de potencia de la línea de transmisión de Río Macho 1.

2.3.3 Objetivos de Software

Parametrizar el Sel 321 con los datos físicos de la línea de transmisión de Río Macho 1.

Diseñar y programar algoritmos para detectar una eventual falla en la red eléctrica en el Sel 321.

Diseñar y programar en el Sel 321 algoritmos para detectar una falla en el interruptor de potencia.

Diseñar e implementar en el Relay Sel 321 un algoritmo para el disparo del 50BF.

Diseñar e implementar en el Relay Sel 321 un algoritmo para los disparos monofásicos y el trifásico.

Simular el disparo 50BF utilizando el software de simulación SEL 5010.

3 Marco teórico

3.1 Descripción del Sistema o Proceso a mejorar

Para poder comprender el funcionamiento de una protección como la del disparo ante falla de interruptor es necesario conocer su entorno; refiriéndonos a conceptos de sobreintensidades por cortocircuitos, tipos de fallas de interruptor, teoría de protecciones, Relays de protección, equipos de medición y protección en subestaciones, morfología de las subestaciones, temporización del métodos de limpieza de fallas, tal como lo muestra la figura 3.1.

La importancia de relacionar estos conceptos radica en la criticidad del proyecto en el ámbito de seguridad del recurso humano y del equipo de medición, protección y control de la subestación.

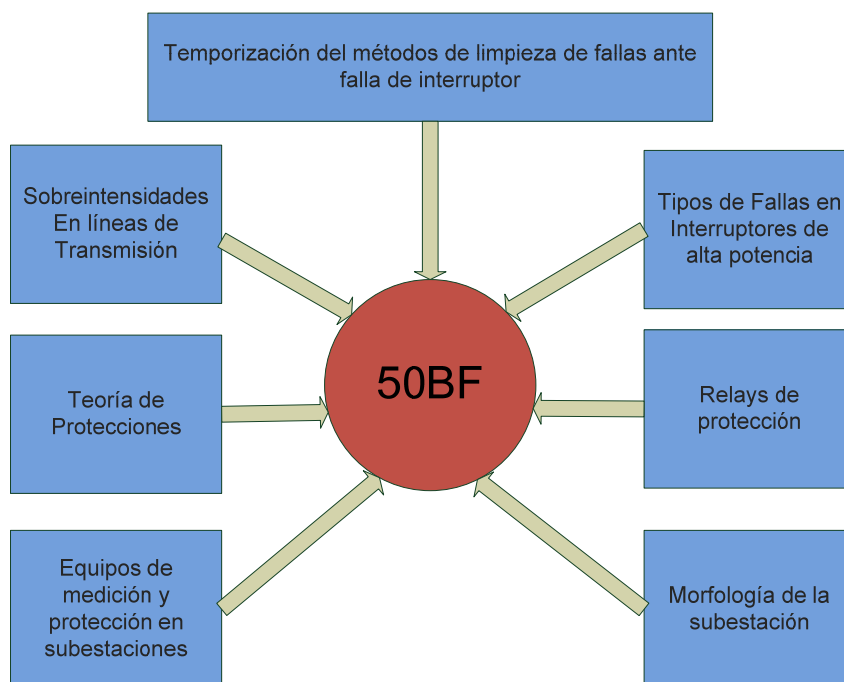


Figura 3.1 Conceptos alrededor del disparo ante falla de interruptor

3.2 Antecedentes Bibliográficos

El primer objetivo de este proyecto fue realizar una investigación integral para poder desarrollar un concepto de solución que cumpla con los requerimientos actuales.

Se analizaron fuentes bibliográficas tales como estándares sobre el disparo ante falla de interruptor, equipo de alta potencia, teoría de protecciones. De esta manera se tienen las bases necesarias para desarrollar una solución factible para el sistema de protecciones de la subestación.

La información fue recolectada en Google Books, en Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), en la IEEE, en la ANSI y documentos que el ICE ha desarrollado por medio de su experiencia.

Por medio de esta búsqueda se determina que no existen muchos diseños de la protección ante falla de interruptor y lo que se maneja es la teoría interrelacionada y algunas lógicas que muestran posibles secuencias de disparo.

Se inicia con una búsqueda de los estándares relacionados disparo de una protección ante la falla de un interruptor, esto nos permitirá obtener una visión global de proyecto y poder discriminar la información que se puede o no utilizar.

Otras variables importantes para el proyecto la brindan los fundamentos teóricos sobre el funcionamiento de interruptores de alta potencia así como los relacionados a fallas por sobreintensidades generadas por cortocircuitos en las redes de transmisión de energía eléctrica, encontrados en libros digitales de la empresa ABB, en libros impresos de teoría de protecciones de sistemas eléctricos y en documentos creados por investigadores de la IEEE.

Una vez completada la información relacionada con las fallas se investigan las hojas de datos de los equipos en subestación relacionados a la medición y protección, visitando los sitios de la SEL y el de alldatasheet en donde se encontraron las características de cada dispositivo.

Al tener esta información es posible determinar los tiempos de pick up y drop out de dispositivos para una secuencia de disparo ante falla de interruptor y verificar si es posible ejecutarla en el tiempo idóneo.

Una vez recolectada esta serie de parámetros se enfoca la investigación del equipo en el que se va a desarrollar el 50BF, estudiando su set de instrucciones descargado de un catálogo que tiene la SEL[®] en su sitio Web.

El último paso fue el análisis de los equipos de prueba que se van a utilizar para verificar el factibilidad del diseño seleccionado, esto se realiza por medio de las hojas de datos del equipo OMICROM y SVERKER así como de los manuales de usuario para el software SEL 5010.

3.3 Corto Circuitos en Instalaciones Eléctricas.

Los cortocircuitos se presentan con poca frecuencia y cuando lo hacen su tiempo de duración es un corto; a pesar de esto pueden provocar graves consecuencias en los sistemas donde interactúa, por lo que es necesario acompañar siempre los dispositivos de sistema con protecciones.

La normativa de protección en sistemas eléctricos determina que no solo se deben considerar las corrientes y tensión de carga de la red sino que también es importante monitorear las sobreintensidades debidas a cortocircuitos. Estas sobrecargas presentan valores superiores a los nominales por lo que el impacto que puede sufrir el equipo es muy crítico.

No solo son importantes las corrientes máximas de cortocircuito, también lo son las intensidades mínimas de cortocircuito ya que permiten definir los valores que dimensionan los dispositivos de las protecciones.

Las sobreintensidades además de ocasionar graves daños en los equipos conectados a la red pueden poner en peligro el recurso humano que interactúa con el sistema; de aquí que es muy importante conocer los valores pico de los cortocircuitos para brindar una protección eficaz.

3.3.1 Tipos de Cortocircuito¹

Para efectos de dimensionamiento y parametrización de equipo de protección es necesario conocer las principales causas de cortocircuito. Son cinco los tipos más frecuentes que pueden darse en las redes eléctricas.

¹ Mujal Rosas R., *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Publicado por Edicions UPC, 2002.

3.3.2 Corto Circuito Trifásico

El primero de ellos es el cortocircuito trifásico, el cual es el único que se comporta como sistema equilibrado ya que todas las fases se afectan de la misma manera tal como la muestra la figura 3.2. La tensión en donde se ubica el cortocircuito, tanto si el cortocircuito se cierra a través de tierra como si esta aislado de ella presenta una magnitud de sobreintensidad de un mismo valor y sus fases se encuentran desfasadas 120° . Esto los hace violento y siempre requiere se calculado, para lo cual se utiliza la red de secuencia directa.

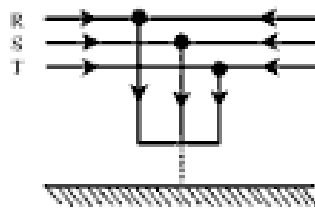


Figura 3.2 Esquema para un Cortocircuito trifásico²

3.3.3 Corto Circuito Bifásico sin Contacto a Tierra

Las corrientes de corto circuito bifásico simétricas son menores a las de uno trifásico, a pesar de que se originen cerca de las máquinas generadoras sincrónicas o asincrónicas. Esta falla se da cuando se cortocircuitan dos fases y se pierde hace que el sistema se desequilibre, tal como lo muestra la figura siguiente.

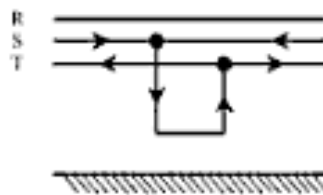


Figura 3.3 Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra³

² Tomado de [10]

³ Tomado de [10]

3.3.4 Corto Circuito Bifásico con Contacto a Tierra

Las propiedades de esta falla son similares a la que no posee contacto a tierra (ver figura 3.3), la diferencia radica en el flujo de energía que se drena hacia tierra y produce una pérdida.

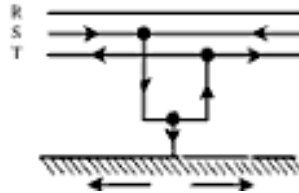


Figura 3.3 Cortocircuito bifásico con contacto a tierra⁴

3.3.5 Corto Circuito Monofásico a Tierra

Es el que comúnmente se presenta en las redes eléctricas y es el que más daño hace; se produce con mayor frecuencia en redes con puesta a tierra o mediante impedancias de bajo valor; ésta falla hace que la red se desequilibre, provocando gran pérdida de energía, la figura 3.4 muestra la figura que lo representa.

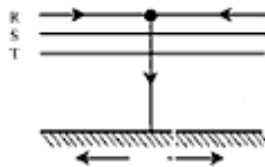


Figura 3.4 Cortocircuito Monofásico a tierra⁵

3.3.6 Corto Circuito con Doble Contacto a Tierra

Las redes con neutro aislado o puestas a tierra con impedancias de gran valor son propensas al doble contacto a tierra. Las intensidades de las corrientes de cortocircuito son menores al que produce cualquiera de las fallas anteriores, tal como lo muestra la figura 3.5.

⁴ Tomado de [10]

⁵ Tomado de [10]

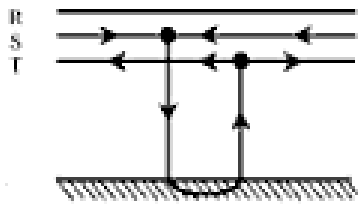


Figura 3.5 Cortocircuito con doble contacto a tierra⁶

3.3.7 Corrientes de Cortocircuito, Magnitudes y Variaciones Temporales.

Al darse un cortocircuito, los parámetros eléctricos en la red cambian, lo que produce efectos electromagnéticos y electromecánicos transitorios; los cuales dependen de las características de la falla.

Los llamados fenómenos transitorios dependen del tipo de cortocircuito, del momento en el que se producen, de las fuentes generadores, del estado de la carga, de la duración de la falla y del comportamiento del equipo al que se somete la sobreintensidad.

Es importante conocer el punto en el que ocurre el cortocircuito, ya que de ésta manera se conocerá la forma en la que fluyen las máquinas generadoras y al tiempo que se determina el valor del ángulo de la impedancia.

Las siguientes figuras muestran la variación de los parámetros presentada en la red eléctrica al darse un cortocircuito.

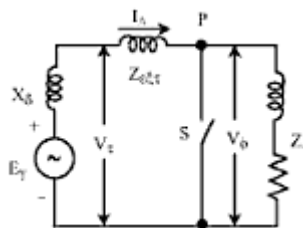


Figura 3.6 Circuito general para una red eléctrica⁷

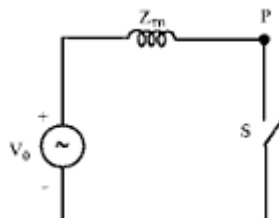


Figura 3.7 Circuito equivalente de Thévenin ante un cortocircuito⁸

⁶ Tomado de [10]

⁷ Tomado de [10]

⁸ Tomado de [10]

Una falla puede presentarse en cualquier instante pero es de suma importancia detectar ese momento, ya que de él depende el valor que vaya a tomar la corriente al producirse la falla. La referencia respecto a la variación de la tensión influye de forma determinante en el máximo al que llegará la intensidad de corriente y ésta permite encontrar los valores para los dispositivos de protección a la hora de disparar, abrir o cerrar.

Se debe mencionar que la duración del cortocircuito depende de la velocidad de despeje de la falla por parte del equipo de protección y del tipo de módulo en el que se ubica la red, ya que de éste depende el tipo de secuencia de maniobra que se requiere.

El estado previo de la carga nos indica la potencia a la que se trabaja, ya sea cargas débiles o elevadas; esto nos permite tener una idea del valor de corriente al que puede llegar un cortocircuito.

Así mismo la estructura de la red puede describir el camino por el que puede fluir el cortocircuito y de esta manera es posible conocer los valores de la impedancia para cada modulo de la red.

3.4 Cortocircuito en Redes Trifásicas

El esquema equivalente para una red trifásica simétrica puede representarse tal como la muestra la figura 3.8, el sistema representa la conexión entre un generador un una carga unidos mediante una línea trifásica equilibrada; la red dispone de 3 fuentes de tensión desfasadas 120° en secuencia directa (RST), tal como lo describen las siguientes ecuaciones.

$$\begin{aligned}
 U_R &= \sqrt{2}U_s \sin \omega t \quad [V] \\
 U_S &= \sqrt{2}U_s \sin(\omega t + 240^\circ) \quad [V] \\
 U_T &= \sqrt{2}U_s \sin(\omega t + 120^\circ) \quad [V]
 \end{aligned}$$

Como se ha mencionado anteriormente solo el cortocircuito trifásico se puede considerar como equilibrado. En este caso, la impedancia para las tres líneas es la misma:

$$\begin{aligned}
 Z_A &= R + jX \quad [\Omega] \\
 Z_R &= Z_S = Z_T \quad [\Omega]
 \end{aligned}$$

Tanto su magnitud como su ángulo de fase, los cuales son lineales y constantes, pero en el momento en el que se da una falla las corrientes llegan a tener magnitud nula y esto hace que los interruptores de potencia tengan que actuar.

Al tener una red simétrica con dos puntos neutros; tanto en el generador como en la carga disponen de igual potencial, tal como lo muestra la figura 3.8; lo que hace posible que se puedan conectar por medio de un conductor eléctrico sin que circule corriente por el mismo, esto permite descomponer la red en 3 circuitos monofásicos separados y de esta manera realizar los cálculos de una forma más sencilla.

El resto de los cortocircuitos son desequilibrados, siendo necesario utilizar las tres fases para desarrollar los cálculos, haciéndolo más complicado.

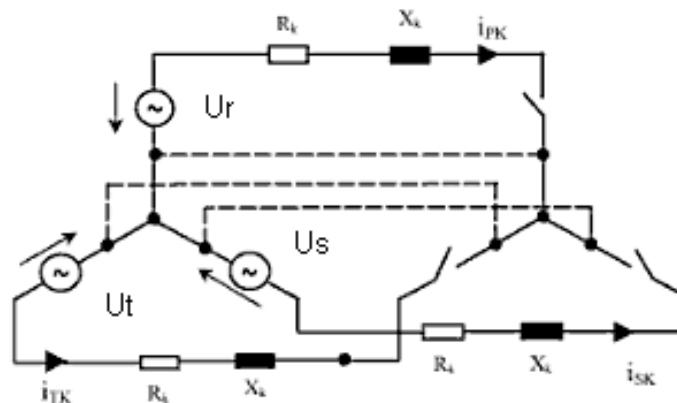


Figura 3.8 Circuito equivalente para una red trifásica⁹

3.5 Redes de Secuencia y componentes simétricas en sistemas de potencia¹⁰

En los circuitos trifásicos que presentan simetría y son equilibrados se emplean los conceptos, fórmulas y teoremas de la teoría para circuitos eléctricos, es decir que basta con razonar y aplicar los métodos normalmente utilizados en la electricidad. Al ser circuitos equilibrados se realiza un cálculo para una sola de las fases ya que ésta presenta la misma magnitud que las demás y con ángulos desfasados (a 120° para la fase T y 240° para la fase S).

⁹ Tomado de [10]

¹⁰ Mujal Rosas R., *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Publicado por Edicions UPC, 2002.

En los circuitos desequilibrados, las líneas tienen cargas diferentes por lo que se hace necesario realizar el análisis de los parámetros eléctricos de cada fase de forma independiente, lo que provoca cálculos extensos. Por ésta razón es necesario utilizar el método de las componentes simétricas ya que los parámetros aplicados a una fase pueden ser utilizados para las dos restantes fases del circuito; es decir se puede resolver sistemas desequilibrados y asimétricos de la misma forma que los equilibrados. En circuitos de secuencia o equivalentes, se considera por separado la influencia de cada elemento al sistema de red.

Al resolver las redes de secuencia para las condiciones de falla se obtiene la corriente inicial simétrica de cortocircuito y las componentes de tensión que pueden utilizarse en la simulación del sistema para determinar las consecuencias de que producen las corrientes desequilibradas de falla.

Una red de secuencia corresponde al conjunto de redes individuales de secuencia y son representados mediante circuitos monofásicos equivalentes en forma de circuitos de secuencia Homopolar, de secuencia directa o de secuencia inversa. Los mismos pueden contener las impedancias de carga, transformadores, líneas de transmisión, máquinas asíncronas o síncronas; los cuales conforman los elementos de las redes trifásicas de transmisión de potencia. Se usa el criterio de que estos componentes son trifásicos simétricos y lineales cuando se conectan el configuración delta o estrella.

Las redes de secuencia son de gran importancia en los sistemas eléctricos de alta potencia; permiten definir la forma en que la corriente fluye a través del circuito de transmisión o distribución; así mismo sus conceptos teóricos pueden ser utilizados en los sistemas de protección; ya que existen fallas que cambian la dirección de la corriente y esto puede provocar serios problemas en máquinas rotatorias.

Por ésta razón se presenta a continuación los conceptos básicos para las redes de secuencia, los que se pueden detectar fallas en los circuitos eléctricos.

3.5.1 Red de secuencia directa

Un circuito de secuencia directa consiste en un sistema balanceado trifásico cuya fuente de energía es suplida por sistemas generadores; donde siempre se cumple que las líneas de tensión poseen igual magnitud y existe un desplazamiento de 120° entre fases. Para los sistemas de potencia se conocen con la secuencia RST donde cada letra representa una de las fases del sistema trifásico, la figura 3.9 muestra el diagrama fasorial para la secuencia directa de las fases de corriente. En términos de tensiones, el modelo fasorial es similar a excepción de la línea a neutro la cual es la referencia para este parámetro.

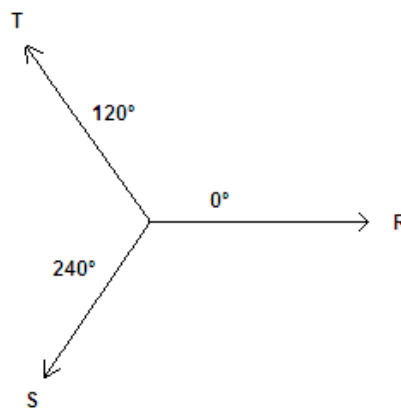


Figura 3.9 Diagrama fasorial de corrientes para una red de secuencia directa

Para ejemplificar la relación fasorial de las corrientes se establece la relación en coordenadas polares para cada una de las fases, las cuales llevan una frecuencia en sentido horario tal como se muestra en la figura 3.10 a continuación:

$$\begin{aligned}IR &= |IR| \angle 0^\circ \text{ [A]} \\IS &= |IS| \angle 240^\circ \text{ [A]} \\IT &= |IT| \angle 120^\circ \text{ [A]}\end{aligned}$$

Figura 3.10 Corrientes de Fase para una red de secuencia directa

3.5.2 Red de secuencia inversa

La red de secuencia negativa es también un sistema balanceado, donde las tres fases tienen igual magnitud, desfasadas a 120° ; la diferencia radica en la rotación de la secuencia de las fases, la cual está revertida. La figura 3.11 muestra el diagrama fasorial para una red de secuencia inversa.

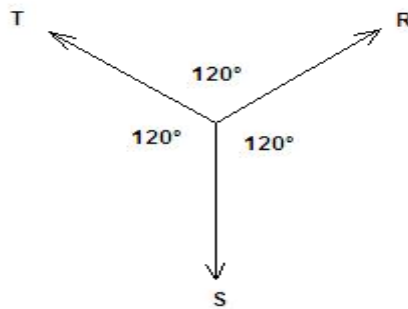


Figura 3.11 Diagrama fasorial de corrientes para una red de secuencia directa

De la figura anterior es posible observar que a diferencia de la red de secuencia directa donde las fases tienen la rotación de RST, la red de secuencia inversa la rotación es RTS, la cual se invirtió.

La relación polar que define a éste tipo de red la componen las tres fases balanceadas del sistema y la muestra la figura 3.12.

$$\begin{aligned}
 IR &= |IR| \angle 0^\circ \text{ [A]} \\
 IT &= |IT| \angle 120^\circ \text{ [A]} \\
 IS &= |IS| \angle 240^\circ \text{ [A]}
 \end{aligned}$$

Figura 3.12 Corrientes de Fase para una red de secuencia inversa

3.5.3 Red de secuencia homopolar

A diferencia de las redes de secuencia anteriores, las fases de una red de secuencia homopolar poseen igual magnitud y ángulo de fase. Es decir, la dirección del fasor es la misma para las tres fases, tal como lo muestra la figura 3.13.

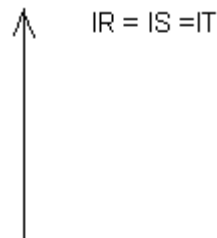


Figura 3.13 Diagrama fasorial de corrientes para una red de secuencia Homopolar

3.5.4 Impedancia Directa, Inversa y Homopolar¹¹

De las redes de secuencia se derivan conceptos que permiten comprender mejor la forma en la que estos sistemas funcionan en los equipos de protección; el parámetro más utilizado en los relés de distancia para protección de sistemas de alta potencia es la impedancia de las líneas. A continuación se hace referencia a este dato:

La impedancia directa es el cociente entre la tensión de fase a neutro y la corriente de fase para sistemas alimentados por circuitos trifásicos simétricos de secuencia directa (RST). Éste parámetro corresponde a la impedancia medida en el servicio de líneas, o a la impedancia de cortocircuito de transformadores, bobinas y condensadores; también corresponde a la impedancia que aparece en generadores y motores en el momento en que se da un cortocircuito.

La impedancia inversa se calcula por medio de la tensión de fase a neutro y la intensidad de corriente que se genera de los circuitos alimentados con sistemas trifásicos de secuencia inversa (RTS). Éste valor no influye en el sentido del flujo giratorio de elementos estáticos tales como transformadores, bobinas, condensadores, líneas o cables por lo que el valor de la impedancia inversa es la misma que la impedancia directa; caso contrario sucede para los dispositivos dinámicos como máquinas giratorias (motores y generadores) ya que variarán sus valores si son máquinas con el rotor de polos salientes.

La impedancia homopolar se obtiene de la tensión de fase a neutro y la corriente de fase para el caso en el que la fuente generadora de tensión sea monofásica. La impedancia homopolar tiene un valor muy parecido al de la impedancia directa para elementos como bobinas o condensadores y prácticamente igual en transformadores y considerablemente menor en las máquinas giratorias. Donde cambia la magnitud de la impedancia de forma radical es en las líneas de transporte de energía donde la corriente de secuencia homopolar es monofásica y por lo tanto debe disponer de un camino de retorno, el cual se produce normalmente a través de mungas para sistemas de control, medición y protección. Esto produce que el valor de la secuencia homopolar aumente el doble o el triple de las magnitudes que presentarían las impedancias directa o inversa.

¹¹ Mujal Rosas R., *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Publicado por Edicions UPC, 2002.

3.6 Teoría de Protecciones¹²

La teoría de protecciones pretende cumplir una función específica en los sistemas de redes eléctricas; el cual es eliminar fallas y otras condiciones anormales en forma confiable y rápida. Por lo que debe cumplir con las siguientes características.

- Velocidad: Se pretende eliminar la falla en el menor tiempo posible. Ya que los daños que sufra el sistema eléctrico dependen del tiempo de exposición a la sobreintensidad. Evitar la propagación del fenómeno es de vital importancia.
- Sensibilidad: El relé debe ser lo suficientemente sensible para detectar una falla que sea perjudicial para la red.
- Selectividad: Donde es necesario eliminar la falla desconectando el menor número de elementos de la red.
- Confiabilidad: Que permita garantizar el funcionamiento correcto de la protección.

Es usual encontrar en subestaciones diversos tipos de protección, que dependen del papel que juegan dentro del sistema de eliminación de fallas:

Protección primaria (P1):

Involucra de forma total del elemento protegido, está preparado para detectar un cortocircuito en la zona bajo protección y envía la acción de apertura de todos los interruptores de los módulos afectados. Produce una operación instantánea de protección temporizada; la cual depende del tiempo en el que el sistema no sufre de mayores daños.

Protección de respaldo:

Permite la desconexión del elemento fallado cuando la protección primaria ha fallado. Al igual que la protección principal ésta opera un tiempo después de que se determina la falla y que se compruebe que la acción de la P1 erró. El respaldo remoto puede dividirse en:

¹² Muñoz Vega E., *Curso de Protecciones Subestaciones y Líneas de Transmisión*, Costa Rica, Instituto Nacional de Electricidad, Normalización Protección y Medición.

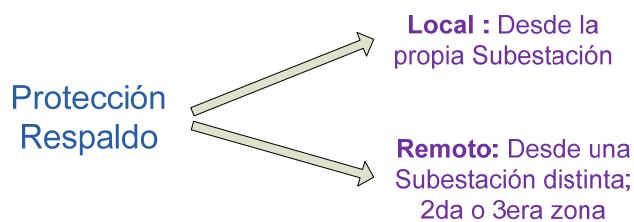


Figura 3.14 Representación de la protección de respaldo

Desde el punto de vista de protecciones es posible distinguir los elementos dentro de una subestación dependiendo del nivel de criticidad que tengan en la estabilidad del sistema, tal como se muestra a continuación:

- Críticos:

Son todos aquellos elementos que hacen que el sistema sea estable y si por alguna razón fallan pueden provocar el colapso del sistema.

- Semicríticos:

Ante la pérdida de este tipo de elementos el sistema puede estar en gran peligro, también es posible que se vea limitado el suministro eléctrico a los clientes.

- No críticos:

Este segmento de elementos no provoca ningún tipo de limitación en el sistema y no representa peligro a la red.

La definición de elementos críticos en tres categorías permite incorporar al sistema de eliminación de fallas las prioridades de atención que deben tener las protecciones en la red, así como sus respaldos.

3.6.1 Sistema de eliminación de fallas de líneas críticas

Al ser la categoría de elementos críticos la más importante del sistema interconectado se pretende determinar las protecciones que debe contener ésta área; las cuales dependen de los parámetros eléctricos que tenga el sistema y de su morfología.

El ICE actualmente tiene identificadas las barras críticas del sistema interconectado (figura 3.15), por lo que las líneas asociadas a éstas barras deben contener los esquemas que a continuación se detallan, con la finalidad de proteger el suministro de energía eléctrica.

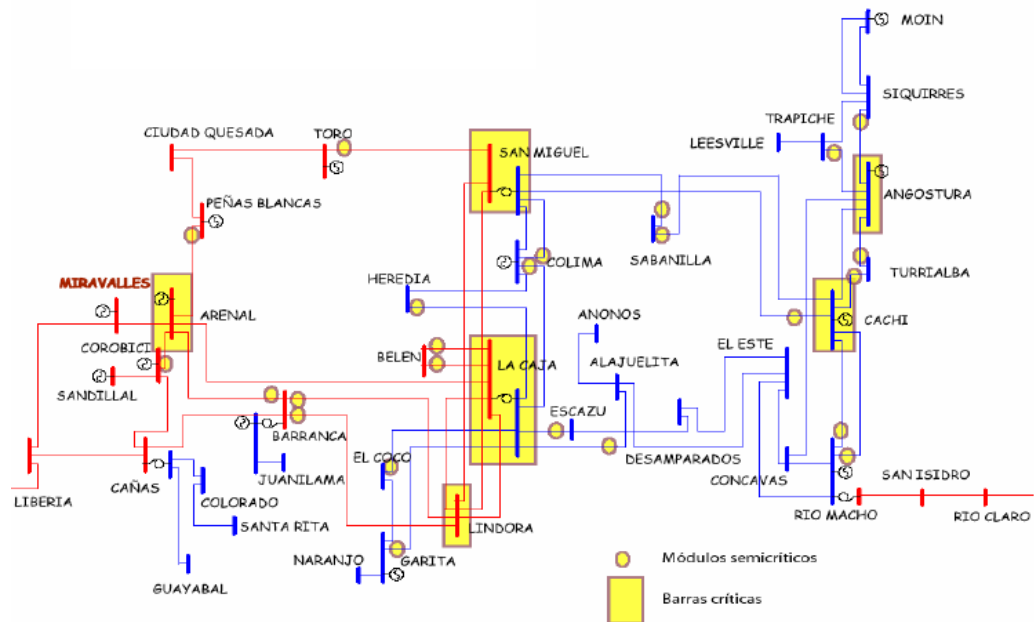


Figura 3.15 Diagrama que muestra las barras críticas en el país¹³

3.6.1.1 Esquema de protección primaria 1 y 2.

La protección primaria y secundaria tiene un esquema establecido el cual debe cumplir con ciertas características de diseño:

- P1 y P2 deben tener esquemas de protecciones del tipo piloto; lo que significa que tienen que estar comunicadas.
- El principio de operación deben ser diferentes (protección diferencial 87L y la de la protección de distancia 21L).
- Debe utilizar canales de comunicación diferentes (F.O. y PLC).
- Para la P1 y la P2 debe existir señales separadas para los devanados de TC y TP.
- La alimentación de corriente directa debe hacerse desde bancos de baterías diferentes.
- La orden de disparo debe hacerse sobre bobinas de disparo diferentes.
- Al menos uno de los esquemas de protección debe ser de distancia (21).

¹³ Tomado de [4]

3.6.1.2 Esquema de protección de respaldo local.

Este tipo de esquema hace referencia a la protección que actúa desde la subestación y de la cual se pueden identificar las siguientes características:

- A nivel de funcionamiento, este opera por medio de la duplicidad de elementos que están relacionados a las dos protecciones primarias.
- Una función de gran importancia es la que realiza ante fallo de interruptor (50BF) la cual pretende evitar duplicidad del interruptor; la cual solo se puede ejecutar desde este respaldo.

Para comprender mejor los elementos que utiliza el respaldo local se muestra la siguiente figura:

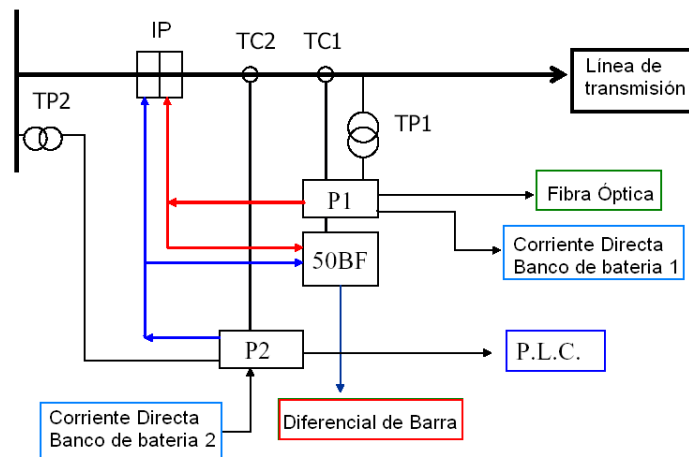


Figura 3.16 Diagrama para la protección de respaldo local

3.6.1.3 Esquema de protección de respaldo remoto.

Si la protección local no puede detener la falla, la segunda y tercera zona de los relés de distancia de las protecciones primarias de la subestación adyacente se encargan de eliminarla.

Cada relé de distancia en la subestación tiene la capacidad de detectar fallas y esto lo realiza monitoreando la línea de transmisión; el monitoreo se lleva a cabo por zonas las cuales se representan en el sistema por medio de impedancias.

Si se presenta una falla en la subestación de referencia y las protecciones no pueden eliminar el problema, entonces las protecciones primarias (P1) de las subestaciones colindantes ya habrán detectado en la segunda o tercer zona la deficiencia y procederán a solucionarla; tal como lo muestra la figura 3.17.

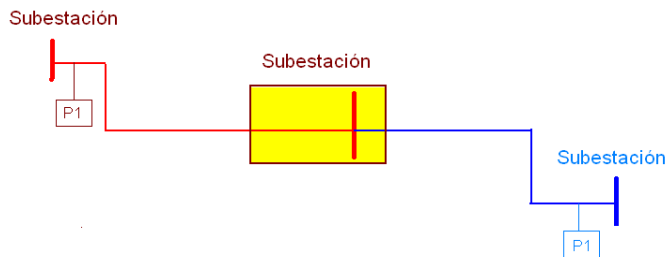


Figura 3.17 Diagrama para la protección de respaldo remoto

3.6.2 Sistema de eliminación de fallas de líneas semicríticas y no críticas

Cuando se trata de eliminar fallas en sistemas que estén determinados como semicríticos o no críticos, el esquema de protección varía; y son las subestaciones con función de respaldo remoto las que se encargan de erradicar la deficiencia.

➤ Esquema de protección primaria 1.

Para la protección primaria se utilizan relés de distancia (21 abreviatura IEEE) con al menos tres zonas, dependiendo de la ubicación de la barra ésta tendrá una cuarta zona cuya dirección es hacia atrás. Existen ocasiones donde se utiliza la protección diferencial de línea para la P1 (87L abreviatura IEEE).

➤ Esquema de protección primaria 2.

Éste esquema utiliza una protección direccional de sobrecorriente (67 abreviatura IEEE); en algunas ocasiones es posible encontrar esta función asociada a la protección primaria.

➤ Esquema de protección de respaldo remoto.

El esquema es igual al que se utiliza para las líneas críticas. Para comprender las etapas que requiere una protección total, es necesario visualizar cada una de las protecciones parciales que se ejecutan dependiendo de los

requerimientos del sistema. Tal como lo muestra la figura 3.18 es posible observar como para cada subestación se diseña la protección primaria que a su vez tiene una redundancia que será una especie de respaldo para el sistema. Estas dos etapas forman la protección local junto con los parámetros del interruptor y la función de recierre. Si la protección local falla el sistema posee una comunicación con otras subestaciones llamada teleprotección, la cual tendrá la capacidad de eliminar la falla de la red. Todos estos segmentos conforman lo que se entiende por protección total, con la que se pretende combatir cualquier tipo de falla en el sistema.

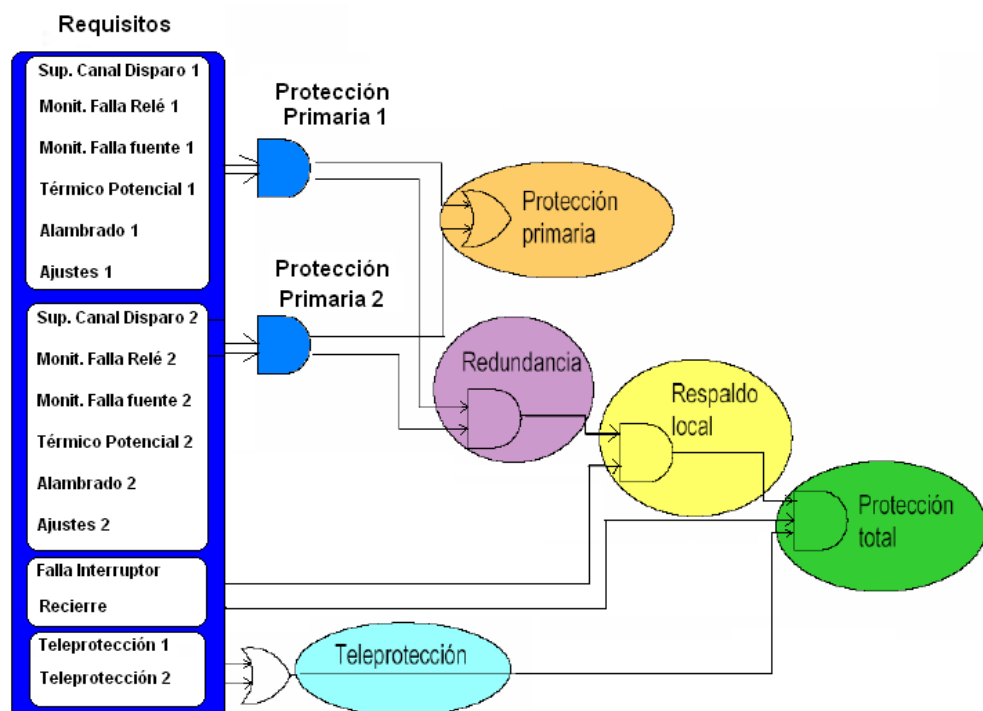


Figura 3.18 Diagrama para la protección total de la red¹⁴

3.7 Sistema de protecciones para Teleprotección

La teleprotección se utiliza con la finalidad de actuar sobre operaciones erróneas de los relés de protección en las subestaciones; tiene las ventajas de ser sumamente veloz y selectivo, evitando la salida parcial o total del sistema; además le da una protección total a la línea.

¹⁴ Tomado de [4]

Tiene los objetivos de operar en tiempos no mayores a 100ms, esto lo realiza por medio del monitoreo del sistema mediante Osciloperturbografía. La comunicación se realiza mediante fibra óptica, lo que hace que la transmisión de datos sea muy rápida.

3.8 Protección ante falla de interruptor (50BF)

En el momento en que se da una falla en alguno de los elementos que integran el sistema eléctrico de transmisión o distribución la protección correspondiente envía una orden de disparo a los polos del interruptor de ese módulo. Es posible que después de un tiempo determinado el disyuntor no opere, debido a factores eléctricos o mecánicos; esto hace que la falla permanezca en la red y ponga en peligro al sistema, hasta que las protecciones de otras subestaciones operen como respaldo remoto en un tiempo mayor a los 500ms.

Ésta protección remota puede permitirle a la falla destruir parte del equipo y poner en riesgo al personal que opera en la subestación; por este motivo el respaldo local contempla en su diseño una protección ante falla de interruptor, la cual evita retardos de tiempo de despeje de sobreintensidades.

La protección ante falla de disyuntor o también llamada 50BF (por su abreviatura ANSI e IEEE) se implemente en un relé usualmente de distancia; el cual opera mediante la medición de los parámetros de corriente de fase independiente, acompañado de una lógica que depende de la morfología de la subestación, tal como lo muestra la figura 3.19.

Al aplicar un 50BF se pierde como mínimo media barra, esto implica que debe aplicarse sobre requerimientos muy estrictos en materia de seguridad y su diseño debe ser estudiado con detenimiento en cada subestación, acorde a su ubicación y nivel de criticidad.

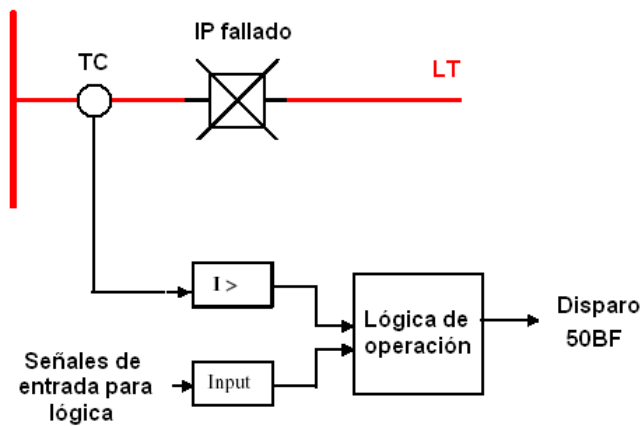


Figura 3.19 Diagrama para la lógica ante falla de interruptor en subestación.

Una forma más sencilla de observar el funcionamiento del 50BF se muestra en la figura 3.20. La barra tiene conectadas cuatro líneas de transmisión y cada línea tiene un interruptor de potencia como protección, estos dispositivos poseen bobinas que abren o cierran los contactos de sus polos. Cuando se da una señal de falla de IP la protección envía una señal de disparo a unas bobinas de alta velocidad que están conectadas a la diferencial de barra y éstas cierran sus contactos enviando la señal de disparo a las bobinas de cada interruptor en la subestación.

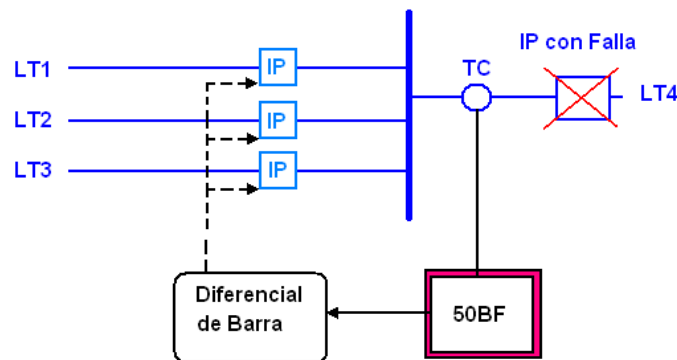


Figura 3.20 Diagrama para la protección ante falla de interruptor en subestación.

3.9 Supervisión del canal de Disparo

La supervisión de canal de disparo no es una protección en sí misma, porque no ejecuta ninguna función de disparo, pero siempre se incluye dentro del sistema de protecciones en la subestación. Este elemento está ubicado sobre el mismo canal de disparo del interruptor, no importa la posición del IP; es decir puede estar cerrado o abierto.

Se encarga de detectar si puede existir un problema a la hora de que se active un disparo hacia las bobinas de disparo del IP. Este problema se puede originar por falla en la alimentación de los circuitos de disparo, por algún tipo de cableado que presente una falla o por que la bobina de disparo no está en buen estado. La supervisión de canal se hace continuamente y es en sí una alarma que debe ser atendida de inmediato en el instante en que se active.

Esta función es aplicada a todos los interruptores excepto al IP de reserva; ya que para este último la supervisión la efectúa el equipo del módulo al que se esta sustituyendo por medio de la transferencia de protecciones.

Para el caso de una línea de transmisión que está por reserva, cuando se efectúa la transferencia de protecciones, las señales correspondientes a los tres canales de disparo (una para cada polo del interruptor) se unen en una sola, en la seccionadora de derivación; de esta forma los relés están vigilando el mismo canal y de darse una falla en el IP los relés se activarán.

3.10 Transferencia de protecciones

Todos los sistemas eléctricos están expuestos a fallas o a labores de mantenimiento, en las subestaciones es muy dado que se le de mantenimiento a los módulos ya sea por precaución o por que algún equipo no está ejecutando las funciones que se requieren. Cuando esto sucede el personal se encarga de desconectar el módulo afectado y pasa el sistema por reserva; la reserva es un conjunto de elementos físicos compuestos por un interruptor y seccionadores de línea, de barra, de derivación y de tierra.

Al realizar esta maniobra se garantiza la continuidad del servicio y además los trabajos del equipo humano se realizarán en frío (sin energía eléctrica), lo que brinda mayor seguridad. Cuando se pasa por reserva un módulo, de igual manera se hace con las protecciones, ya que el sistema debe ser capaz de detectar una falla. Esto implica que se traslada el disparo de los disyuntores de la línea sobre la que se trabaja al interruptor de reserva.

Un concepto que hay que tomar en cuenta es que el módulo de reserva solo realiza disparos tripolares, por lo que es necesario unir las salidas de los tres disparos de los contactos auxiliares de la seccionadora de derivación; ya que al disyuntor de reserva solo debe llegar un hilo para la bobina de disparo.

3.11 Morfología de la subestación (Configuraciones de Barra)¹⁵

Para diseñar correctamente las protecciones en una Subestación es necesario identificar la morfología de la Subestación; de esta manera se pueden segmentar las zonas críticas que requieren de mayor atención. Por esta razón es necesario saber identificar la configuración de la barra que está implementada.

3.11.1 Barra sencilla

Cuando los requerimientos de diseño se dirigen a esquemas de pequeña potencia se utiliza esta configuración. Tiene las ventajas de una instalación y conexión sencilla; pero tiene grandes deficiencias en la eliminación de fallas, ya que de darse una, se interrumpiría por completo el trasiego de energía. La figura 3.21 evidencia una configuración de este tipo.

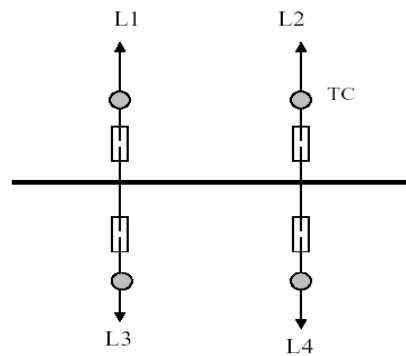


Figura 3.21 Diagrama para la configuración de una barra sencilla¹⁶

3.11.2 Barra partida, interruptor de enlace y barra auxiliar

La figura 3.22 muestra circuito de diseño para una barra de este tipo; es una configuración muy utilizada por su versatilidad. Tiene la ventaja de permitir realizar ampliaciones y mantenimiento si necesidad de suspender el servicio, también limita una avería un sector dado ya que tiene interruptores por cada línea de transmisión que puede aislar las fallas sin afectar los demás módulos.

¹⁵ Muñoz Vega E., *Curso de Protecciones Subestaciones y Líneas de Transmisión*, Costa Rica, Instituto Nacional de Electricidad, Normalización Protección y Medición.

¹⁶ Tomado de [4]

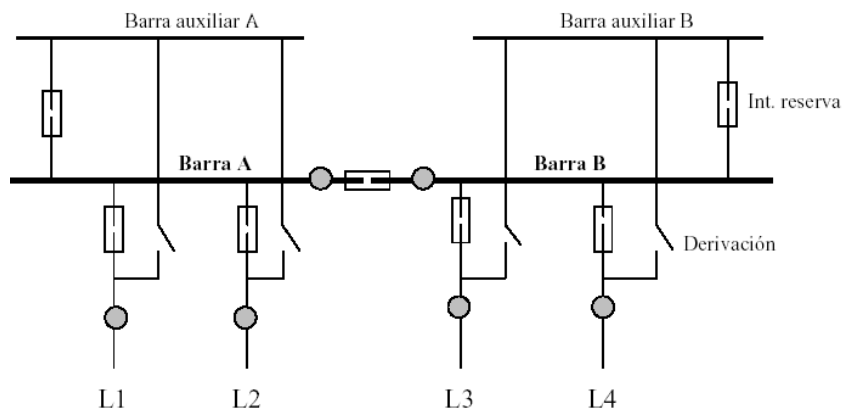


Figura 3.22 Diagrama para la configuración de una barra partida¹⁷

Es importante saber que en una configuración de esta clase el interruptor de enlace divide la barra en dos por lo que es necesario tener una protección diferencial para cada segmento.

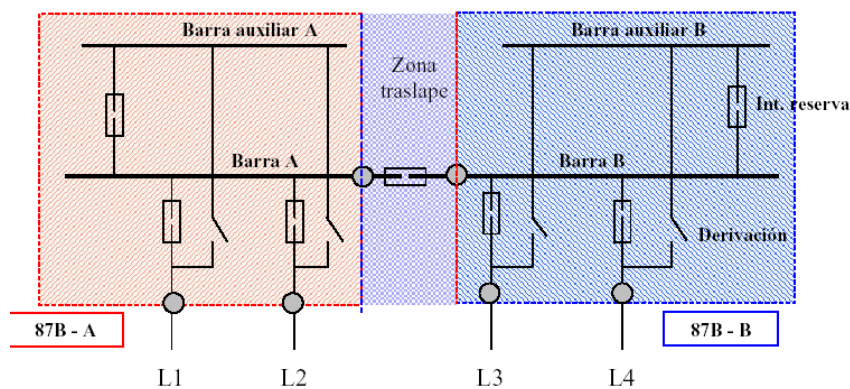


Figura 3.23 Diagrama para la configuración de protecciones para una barra partida con interruptor de enlace¹⁸

3.11.3 Doble Barra- Doble interruptor

Cuando la red eléctrica debe tener continuidad de servicio a pesar de que se de una falla se diseña una barra con estas características. Como la figura 3.24 lo muestra, es una configuración que posee dos barras independientes con sus respectivos disyuntores. Una de las diferencias con respecto a las configuraciones anteriores es que no requiere del módulo de reserva.

¹⁷ Tomado de [4]

¹⁸ Tomado de [4]

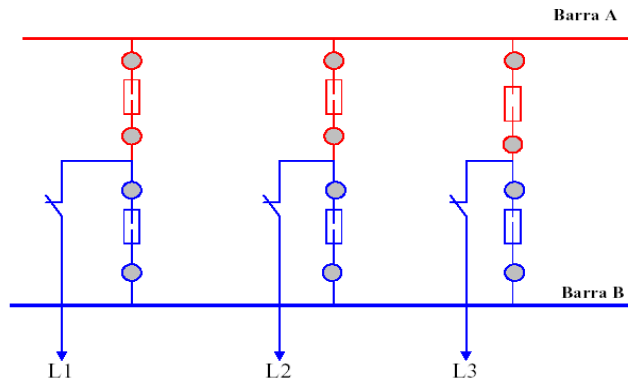


Figura 3.24 Diagrama para la configuración de protecciones para doble barra

Al igual que la barra partida esta necesita de dos protecciones independientes; por que si se dan maniobras para mantenimiento o para eliminación de fallas hay que desconectar la barra sobre la que se realizará la acción y se debe tener vigilada la barra que está energizada.

3.11.4 Doble Barra- Interruptor y medio

Este esquema es muy utilizado por el nivel de seguridad que brinda en el momento de eliminar una falla, aunque sea de elevado costo económico. Utiliza dos barras y tres interruptores que protegen cada línea de transmisión.

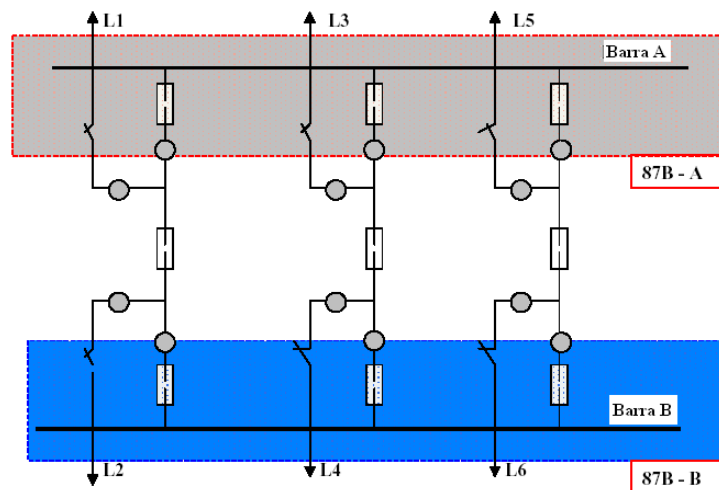


Figura 3.25 Diagrama para la configuración de protecciones para una configuración de doble barra, interruptor y medio¹⁹

¹⁹ Tomado de [4]

3.12 Equipos de Medición y Protección en Subestaciones²⁰

3.12.1 Transformadores de Medición.

Para poder monitorear las variables eléctricas de las líneas de transmisión es necesario convertir su magnitud a una mucho menor; para esto se utilizan los transformadores de medida; los cuales actúan como conversores primarios de corriente y tensión.

Las características mecánicas y eléctricas de este tipo de transformador son muy particulares ya que se necesitan valores que reflejen con exactitud los parámetros que posee la línea de transmisión en un tiempo específico; por lo que requiere de gran precisión al momento de sensar.

Estas mediciones son empleadas por todos los sistemas de protección, los valores llegan a los relés y estos actúan dependiendo de los valores; además se encargan de proporcionar el aislamiento entre los circuitos de alta tensión y los de baja tensión. Los transformadores de medición se dividen en transformadores de potencial y transformadores de corriente.

3.12.2 Transformadores para protección.

El transformador que es utilizado para protección tiene la función de entregar mediciones de tensión o corriente a los dispositivos de protección de igual forma que los transformadores de medición; la diferencia radica en que el diseño de éste equipo prevé magnitudes de corriente de cortocircuito, las cuales siempre son mayores que las nominales. Tiene la limitante de que no posee la misma precisión que los transformadores de medida.

3.12.3 Transformadores de Corriente (TC).

Es un dispositivo diseñado para medir la intensidad de corriente que fluye por la línea de transmisión. Para que los equipos de protección conozcan la magnitud y fase de este parámetro es necesario tomar la medición del lado del

²⁰ Muñoz Vega E., *Curso de Protecciones Subestaciones y Líneas de Transmisión*, Costa Rica, Instituto Nacional de Electricidad, Normalización Protección y Medición.

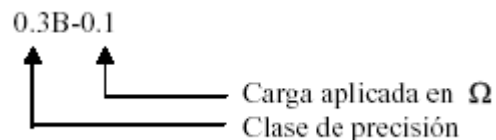
secundario. La configuración de la ruta para la corriente de entrada y la corriente salida depende de la morfología de la subestación.

Los valores de las corrientes máximas de operación, no exceden la magnitud de la intensidad nominal, esto le permite muestrear datos con gran precisión. La tabla 3.1 muestra la precisión de varios transformadores según la norma ANSI C 57.13.

Tabla 3.1 Precisión de diversos transformadores de medición según la norma ANSI

Medición	Impedancia Z(Ω)	Potencia (VA)
B-0.1	0.1	2.5
B-0.2	0.2	5
B-0.5	0.5	12.5
B-0.9	0.9	22.5
B-1.8	1.8	45

Nomenclatura:



La potencia aparente del transformador se calcula dependiendo de la corriente nominal; si se tiene una $I_N = 5A$ por ejemplo:

$$VA = V (I) = I (Z) I = I^2 Z$$

$$VA = 5^2 (0.5) = 12.5 VA$$

Cuando se utiliza la corriente del secundario del transformador de medición hay que tener mucho cuidado, ya que si se deja un hilo sin conectar la corriente perderá la trayectoria de flujo y causará graves daños a los equipos o a las personas que interactúen con ellos.

Polaridad:

Las protecciones deben saber ubicar el origen de las fallas en la red y para esto necesitan ser direccionales, lo que significa que puedan determinar la dirección de la corriente eléctrica. Para poder realizar esto es necesario diseñar los transformadores para que funcionen de acuerdo a una polaridad con la que se pueda estandarizar el lado en que entra y el lado en que sale la corriente a la subestación.

Existen dos tipos de polaridades: una aditiva y otra sustractiva tal como lo muestra la figura 3.26. La marca de polaridad tiene el significado de que las corrientes entran por el lado de alta tensión del transformador y salen por el lado de baja tensión.

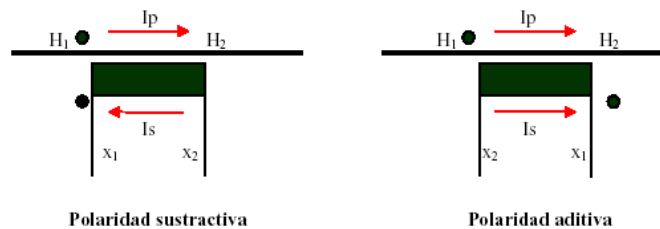


Figura 3.26 Polaridad de los Transformadores.²¹

El circuito magnético de cada devanado en el lado del secundario suele ser independiente, pero el devanado primario es común para todos. Esta característica provee de grandes ventajas a la hora de implementarlo en un sistema eléctrico, ya que permite conectar a cada devanado del secundario un dispositivo diferente; lo que crea un nivel de confianza en el sentido de que las operaciones de cada dispositivo no afectarán el desempeño de los demás.

Un detalle importante es que todas las cargas deben conectarse en serie para que pase la misma cantidad corriente; también se debe saber que la verificación del comportamiento de los transformadores de corriente o de potencial se hace analizando las curvas de magnetización brevemente.

²¹ Tomado de [4]

Un parámetro muy utilizado en los devanados de protección es el de la saturación, por lo que en muchos casos se pide que tengan un factor alto; lo opuesto a los devanados de medición donde la meta es que la precisión sea lo más alta posible; por lo que la saturación del material no es importante.

La figura 3.27 presenta la curva de saturación para un transformador de corriente; en la que se puede observar una curva llamada rodilla; en este lugar es donde se calculan los porcentajes de incremento de tensión y corriente capaz de soportar el material ferromagnético.

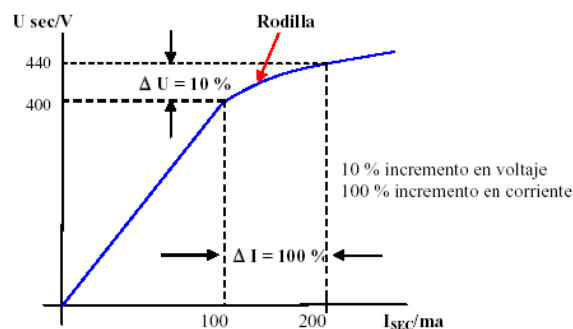


Figura 3.27 Diagrama que muestra la saturación de un transformador de corriente.²²

3.12.4 Distribución de los devanados de un transformador

Para poder conocer la manera en que se implementan los transformadores de corriente o potencial en una subestación es necesario tener claro las conexiones a las que es sometido. La segmentación de los hilos de los devanados de un transformador depende de las aplicaciones, el ICE tiene una manera de organizarlos, a continuación se presentan algunas opciones.

Cuando un transformador posee cuatro devanados suelen emplearse de la siguiente manera:

- Devanado 1 = Se utiliza para una labor de Medición, es normal encontrar solo un devanado del transformador que sea empleado para esta función.
- Devanado 2 = Los hilos de este devanado se utilizan para la protección primaria P1 para el Osciloperturbógrafo.
- Devanado 3 = La protección primaria P2 obtiene las señales de este devanado.
- Devanado 4 = La protección diferencial de barra (87B) y la protección ante falla de interruptor emplean las señales de este devanado..

²² Tomado de [4]

Si el Transformador está diseñado con solo tres devanados se puede encontrar esta aplicación:

- Devanado 1 = Al igual que para el caso anterior se utiliza para una labor de Medición.
- Devanado 2 = Los hilos de este devanado se utilizan para la protección primaria P1 y para el Osciloperturbógrafo.
- Devanado 3 = Tanto la protección diferencial de barra (87B) como la protección ante falla de interruptor (50BF) y la protección primaria P2 emplean las señales de este devanado para desarrollar sus operaciones.

Cuando se trata de ubicar al transformador dentro de una subestación se debe tener claro que se tiene que instalar en el lado del interruptor correspondiente a una línea determinada, nunca sobre la barra; a excepción de las configuraciones de barra de interruptor y medio con doble barra e interruptor de enlace.

3.12.5 Transformadores de Potencial (TP)

Entre transformadores de medición o de protección no se hace ningún tipo diferenciación, ya que los niveles de operación a los que se necesita llegar son muy parecidos. El rango de tensión de estos dispositivos bajo condiciones normales de operación siempre está muy cercano al valor su nominal. La tensión secundaria siempre es proporcional a la primaria y el ángulo de desfase es aproximadamente cero; se debe aclarar que la relación de transformación depende del papel que deba cumplir el TP en la subestación.

Cuando se instala un transformador se debe tener claro cual será la forma en que las terminales serán aterrizadas; porque hay que tomar en cuenta la polarización de los relés de protección ya que existen unos que son direccionales así como las mediciones de potencia activa y reactiva, tal como lo muestra la figura 3.28.

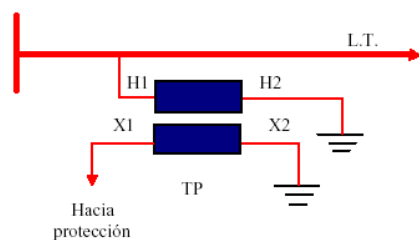


Figura 3.28 Representación de las terminales de un TP²³

3.12.6 Interruptores (IP)

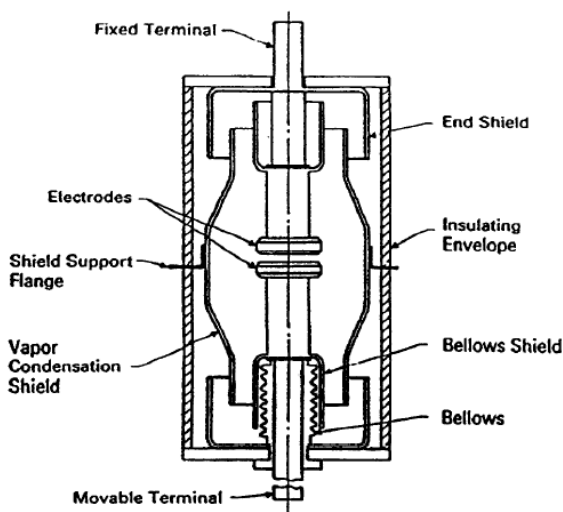


Figura 3.29 Diagrama interno de un interruptor²⁴

La función de un interruptor es la de cerrar o abrir de manera monopolar o tripolar, una o repetidas veces, sistemas eléctricos; ya sea bajo condiciones normales de trabajo o cuando se presentan fallas. La acción de interrupción del IP provoca que se generen arcos eléctricos de gran intensidad entre sus contactos.

Cuando la línea sobre la que actúa el IP está energizada y se procede a abrir el disyuntor se forma un arco en el instante de la separación del mecanismo interruptor. La corriente eléctrica permanece en el interior del dispositivo hasta que sea eliminada la corriente que está en su interior. El fenómeno del arco depende de:

- La naturaleza y la presión del medio.
- Los agentes externos ionizantes y desionizantes.
- La tensión entre los electrodos y su variación en el tiempo.
- La naturaleza, forma y separación de los electrodos.

²³ Tomado de [4]

²⁴ Tomado de [2]

- La naturaleza y forma del recipiente y su posición con relación a los electrodos.

3.12.7 Capacidad nominal de un interruptor

El diseño de un interruptor depende de la naturaleza del circuito al que se conecta; por lo tanto debe cumplir con los requisitos mínimos de operación para que sea efectivo en su tarea.

La capacidad nominal del IP hace referencia a los parámetros característicos que definen las condiciones de operación para las cuales está diseñado. Entre los requerimientos del disyuntor está que deben poder transmitir en forma continua la corriente eléctrica de plena carga sin elevar excesivamente de temperatura; así como tolerar los rangos máximos de las fuerzas electrodinámicas.

Cuando se da una sobreintensidad de corriente de falla el IP debe estar en la capacidad de tolerar el nivel de energía. Entre los conceptos de capacidad nominal están:

a. Tensión nominal

Bajo operación normal la tensión del sistema nunca es la misma, por esta razón se debe definir una tensión rms nominal máxima mayor a la nominal donde se de garantía que el IP funcionará correctamente.

b. Corriente nominal

Al igual que la tensión, la corriente nominal del IP hace referencia al límite de diseño para la corriente rms; el cual es el valor de corriente que puede trasegar el IP sin pasar su temperatura nominal.

c. Frecuencia nominal

La frecuencia nominal es a la que el interruptor opera correctamente, este valor debe ser compatible con el de la red eléctrica del sistema donde está ubicado.

d. Capacidad nominal de interrupción

Ante una falla la corriente de cortocircuito rms disminuye con el tiempo. Debido al tiempo de relevación, en donde el disyuntor comienza a abrir sus contactos formando el arqueo sólo un poco después de la iniciación del cortocircuito, la cual disminuye a medida que se extinga el arco. Por lo tanto la corriente real que interrumpe el disyuntor es menor que el valor inicial de la corriente de cortocircuito.

e. Corriente de interrupción:

La corriente de interrupción de un polo de un disyuntor es la corriente que pasa por un polo en el instante de separación de los contactos. Esta corriente se expresa en términos de otras variables:

Corriente simétrica de interrupción:

Es el valor rms de la componente de CA de la corriente que pasa por el polo en el momento de separación de los contactos.

Corriente asimétrica de interrupción:

Es el valor rms de la corriente total, que comprende la corriente de CA y la corriente de CD de la corriente que pasa por el polo en el momento de separación de los contactos, tal como lo muestra la figura 3.30.

De acuerdo a estos dos valores es posible determinar que la capacidad interruptiva en MVA es igual a la raíz de tres, por la tensión nominal en KV, por la corriente nominal de interrupción en KA.

De esta manera es posible decir que la capacidad simétrica es el valor de la corriente simétrica de interrupción que puede interrumpir el disyuntor a una tensión de recuperación dada y a una tensión de restablecimiento como valor de referencia determinada. La capacidad asimétrica es semejante a la anterior sólo que será representada por la corriente de interrupción asimétrica.

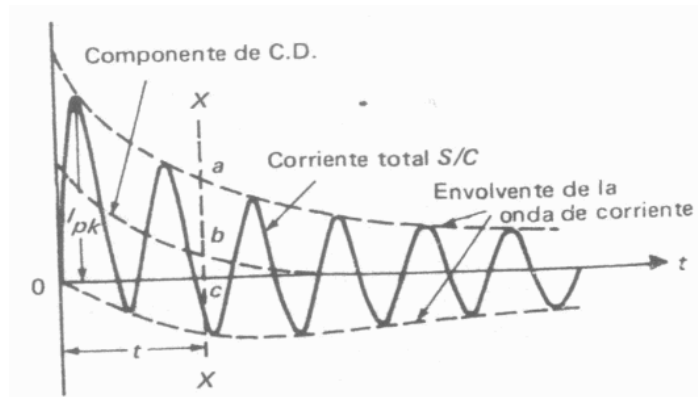


Figura 3.30 Diagrama para las corrientes de interrupción²⁵

Corriente de restablecimiento:

Es la capacidad de los interruptores para cerrar sus contactos contra corrientes de cortocircuito. Su valor instantáneo comprende las componentes C.A y C.D, se determina gráficamente con respecto a la primera cresta de la señal de corriente de cortocircuito.

Corriente nominal de tiempo corto

Es la corriente rms que puede conducir el disyuntor en su posición de cerrado y bajo un tiempo específico sin sufrir daño.

f. Servicio nominal de operación

Es el número preestablecido de operaciones unitarias que pueden realizar de forma continua, hace referencia a la cantidad de recierres que puede hacer un IP funcionando correctamente.

La figura 3.31 muestra la secuencia de operaciones que puede realizar un interruptor ante una falla en la LT.

²⁵ Tomado de [2]

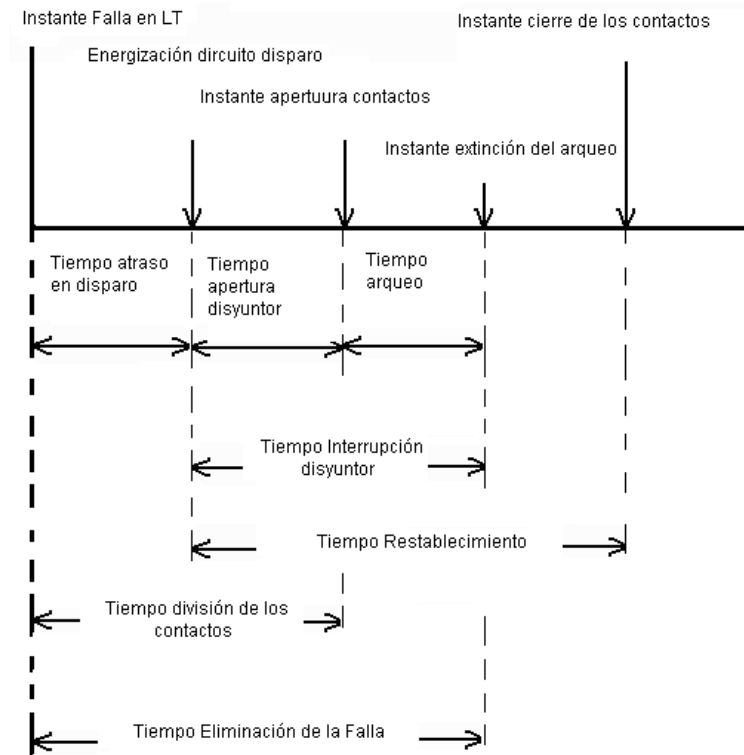


Figura 3.31 Diagrama para la temporización de los cierres y aperturas de un IP

3.12.8 Tipos de Interruptores de Potencia

En la industria existen muchos tipos de interruptores de potencia, el cual se selecciona dependiendo de las condiciones bajo las cuales quiere ser empleado; es decir, que debe cumplir con los parámetros eléctricos, mecánicos y térmicos que el sistema de protección necesite.

La diferencia más sobresaliente que hay de un disyuntor a otro tiene que ver con la forma en que elimina el arco eléctrico en el interior del dispositivo; por esta razón existen técnicas como la de interrupción en aire, en aceite, por gas, etc.

3.12.8.1 Interruptor automático

El interruptor más sencillo es el de navajas. El cual tiene un seccionador de disparo que está asociado a un resorte el cual se encuentra tensado y con la energía necesaria para abrir los contactos (figura 3.32). De esta manera el disyuntor puede interrumpir la corriente en condiciones de sobre intensidades o por cortocircuito.

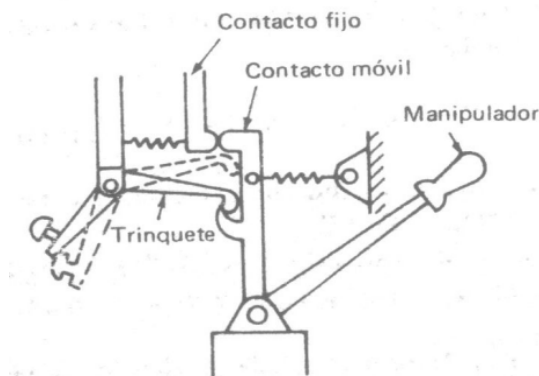


Figura 3.32 Diagrama para un interruptor automático²⁶

3.12.8.2 Disyuntor de interrupción en aire

El proceso de interrupción del arco eléctrico en este tipo de disyuntores consiste en la acción de desionización de los gases por medio de una acción enfriadora. El arco se puede estirar y tiene una resistencia que puede aumentar tanto por longitud como por confinamiento, por lo tanto un aumento de la resistencia del arco produce que la corriente de corto circuito disminuya; esto produce que la tensión de recuperación tenga un valor muy bajo. Para incrementar la resistencia del arco se utilizan los siguientes métodos:

Alargamiento del arco:

En la que resalta la característica de que resistencia es aproximadamente proporcional a la longitud del arco.

Enfriamiento del arco:

La tensión requerida para mantener una ionización aumenta en el momento en el que la temperatura disminuya, por lo que si se logra el enfriamiento efectivo se aumenta la resistencia.

Las interrupciones por medio de aire se pueden dividir en:

²⁶ Tomado de [2]

Interrupción simple

Este tipo de interruptor tiene los contactos de la forma de dos cachos, donde se establece un arco inicial entre la distancia más corta entre los conductores, este fenómeno se desplaza hacia los extremos más distantes por medio de las corrientes de convección producidas por el calentamiento del aire durante el arqueo.

El arco se extiende desde una punta de los cuernos hasta la otra cuando están completamente separados. Este arco se alarga y se enfría lentamente, esta desventaja hace que tenga aplicaciones a circuitos de baja potencia ya que dura mucho tiempo realizando la interrupción de la corriente de falla (figura 3.33).



Figura 3.33 Diagrama para un interruptor simple²⁷

Interrupción de soplo magnético

Al arco se le aplica la acción de un campo magnético establecido por las bobinas (bobinas de soplo) conectadas en serie con el circuito que se va a interrumpir (figura 3.34). El arco es soplado magnéticamente por medio de unas bobinas hacia los chutes que son dispositivos que enfrían eficientemente el arco en el aire. El chute confina el arco dentro de un espacio restringido y proporciona el control del movimiento del arco de una manera que la extinción se efectúe dentro del dispositivo. Las protecciones o barreras del arco impiden que éste se extienda a las partes metálicas adyacentes.

²⁷ Tomado de [2]

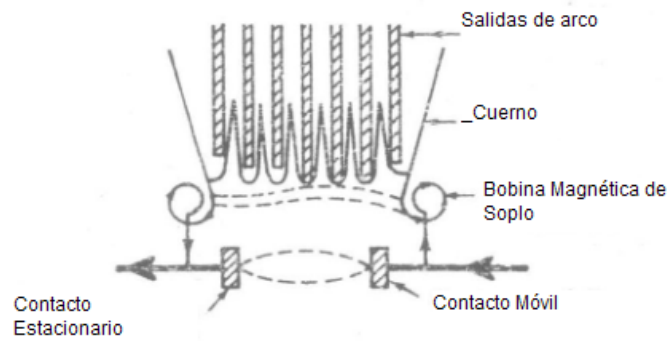


Figura 3.34 Diagrama que muestra el circuito de un interruptor de soplo magnético²⁸

Interrupción por divisor del arco

En estos dispositivos de soplado se insertan láminas de acero entre los chutes de disipación del arco. El campo magnético inducido en ellos por la corriente de arco se mueve hacia arriba con mucha rapidez, las placas de acero dividen el arco en un cierto número de arcos cortos en serie. La distribución de la tensión del arco no es lineal y está acompañada por caídas de tensión en el ánodo y el cátodo; por lo que si la suma total de las caídas de tensión ánodo y cátodo de todos los segmentos de arcos es mayor que la tensión del circuito que se va a interrumpir, se determina la acción de extinción rápida del arco. El proceso de eliminación del arco se realiza en fracciones de tiempo muy cortas ya que se pone en contacto con las superficies a baja temperatura de las placas de acero (figura 3.35).

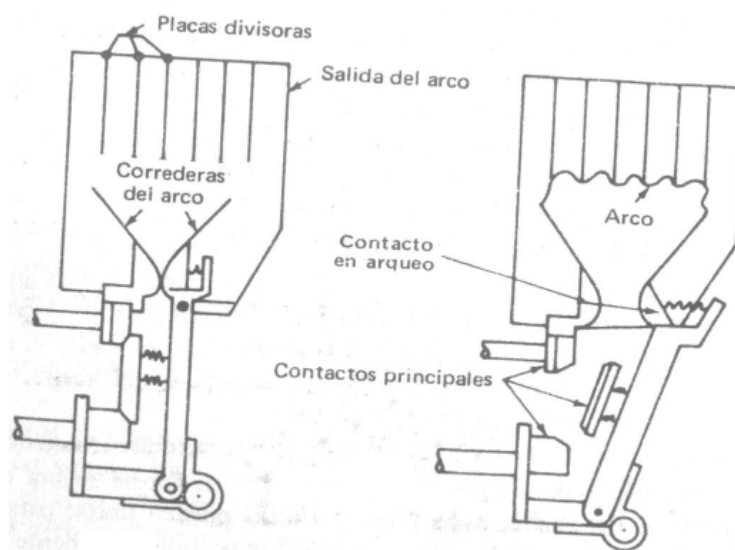


Figura 3.35 Diagrama para un IP con interrupción por divisor de arco²⁹

²⁸ Tomado de [2]

3.12.8.3 Disyuntor de aceite

Los disyuntores de aceite se aplican en los sistemas de alta potencia, en estos se aplican las propiedades del arco para su extinción. Cuando se usa energía del arco para romper las moléculas de aceite, se generarse gas hidrógeno que arrastra, enfría y comprime el plasma del arco, provocando una desionización en un proceso de auto extinción.

Ruptura del arco en el aceite

Al sumergir los contactos de interrupción en aceite no se impide la producción del arco eléctrico; sin embargo el calor del arco evapora el aceite circundante y lo disocia en moléculas de carbono e hidrógeno gaseoso a alta presión. El hidrógeno gaseoso tiene alta conductividad térmica y por ésta característica se produce el enfriamiento del arco y de los contactos del disyuntor.

Ventajas del aceite

En el instante en que se genera el arqueo, el aceite actúa como productor de hidrógeno, el cual colabora con la extinción el arco, también tiene la característica de Proveer el aislamiento de los contactos vivos expuestos, respecto a las partes aterrizadas del alojamiento; así como también protege los contactos después de que se ha extinguido el arco eléctrico.

Desventajas del aceite

Es peligroso en el sentido que es inflamable y puede provocar incendios; si el disyuntor está defectuoso puede fallar y producir una explosión. Cuando se realiza la descomposición del aceite en el arco, el aceite tiende a contaminarse con partículas de carbón, condición que reduce su resistencia dieléctrica, por lo que requiere de mantenimiento y cambio periódico.

²⁹ Tomado de [2]

3.12.8.4 Disyuntor soplo de gas

Estos dispositivos siguen el principio de separar sus contactos, luego provoca la apertura de una corriente de aire que se establece al abrir una válvula de una boquilla que se mantiene a una longitud fija y se sujeta a un arrastre máximo que ejerce la corriente de aire. Existen distintos tipos de los cuales se tienen los axiales, radiales y cruzados (figura 3.36). El soplado axial tiene ventajas sobre el soplado cruzado ya que se adapta fácilmente al aislamiento de altas tensiones.

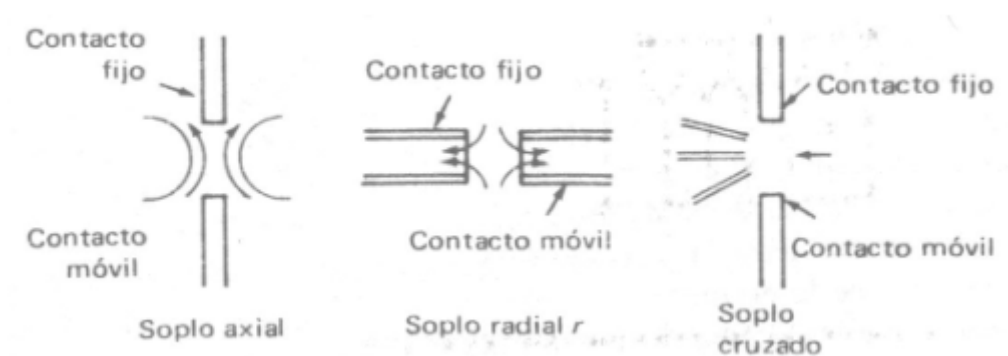


Figura 3.36 Diagrama de un disyuntor con interrupción neumática.³⁰

Principio de operación

El interruptor de soplo de gas depende del enfriamiento turbulento y en ella influyen por lo ende, de la configuración aerodinámica de las boquillas, los pasajes para la corriente de gas y el flujo de masa. El aire comprimido es un aislante excelente, es aplicado a una gran fuerza hacia el arco en el instante de separación de los contactos. El aire comprimido arrastra al arco a través de la boquilla y ésta ayuda a expulsar el gas caliente; lo cual permite la disipación del arco eléctrico.

³⁰ Tomado de [2]

Distancia entre los contactos:

Al variar el tamaño del entrehierro se pueden obtener variaciones en el funcionamiento. La mejor condición para la extinción del arco se obtiene con una distancia óptima entre los contactos; si esta distancia varía, disminuirá la capacidad de interrupción y en consecuencia la eliminación del arco eléctrico. En la figura 3.37 se muestra la relación entre la capacidad interruptiva y el entrehierro de los contactos; además es necesario introducir un interruptor de aislamiento en el disyuntor, ya que la distancia óptima no garantiza la resistencia dieléctrica requerida entre los contactos.

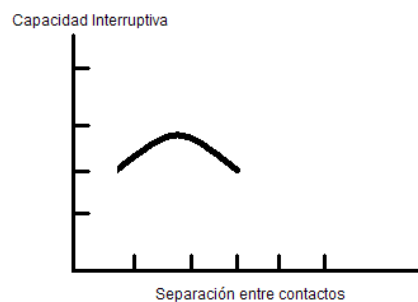


Figura 3.37 Variación de la capacidad de interrupción con respecto a la separación de los contactos en un interruptor de sople de aire.³¹

3.12.8.5 Disyuntores de hexafluoruro de azufre (SF6)

Este tipo de disyuntor utiliza el gas SF6 como medio de aislamiento del arco y es uno de los más usados en las subestaciones por su fácil manejo y por el nivel de seguridad que le brinda a la protección del sistema.

Características físicas del disyuntor de SF6

El SF6 es cinco veces más pesado que el aire, es químicamente estable, inodoro, inerte, no inflamable y no es tóxico. Tiene alta resistencia dieléctrica y excelentes características para enfriar el arco eléctrico.

³¹ Tomado de [2]

El SF6 y sus productos de descomposición son electronegativos, esto permite que el gas pueda capturar electrones a una temperatura relativamente elevada; lo que tiene como consecuencia que la resistencia dieléctrica se eleve a altas velocidades y permite al disyuntor soportar la tensión de recuperación aún en condiciones extremas de interrupción. En interruptores como método de interrupción de soplo de aire se permite que el aire escape una vez que se haya enfriado la cámara donde se originó el arco; pero esta situación no es factible para los disyuntores de SF6 por lo tanto estos dispositivos poseen cámaras selladas herméticamente en las que hasta la presión de gas permanece prácticamente constantes durante periodos prolongados.

Propiedades dieléctricas del SF6

A la presión atmosférica la resistencia dieléctrica del SF6 es aproximadamente 2.5 a 5 veces la del aire; aunque este valor depende de la naturaleza del campo eléctrico entre los electrodos, el cual depende a su vez de la forma y configuración de los electrodos y del entrehierro que los separa. En la figura 3.38 se muestra la relación entre la resistencia dieléctrica y la presión.

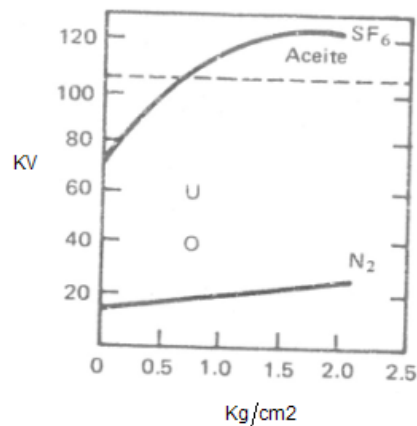


Figura 3.38 Comparación entre la resistencia eléctrica del aceite y la del SF6.³²

De la gráfica se puede observar que el SF6 a temperatura ambiente tiene una resistencia dieléctrica 30% más baja que la del aceite, pero se nota que al aumentar la presión el gas SF6 puede superar en un 15% al aceite.

³² Tomado de [2]

Los iones resultantes son pesados y no presentan movilidad, por lo que son inefectivos como conductores de corriente eléctrica, por lo que el SF6 tiene una resistencia eléctrica a igual densidad, tan alta como la de otros gases ionizados, como por ejemplo el nitrógeno.

Propiedades de enfriamiento del SF6

El hecho de poder eliminar el arco eléctrico en el momento que se genera un cortocircuito depende de la velocidad con la que la resistencia dieléctrica en el entrehierro de los contactos se regenera. La eficiencia como medio de enfriamiento para un arco depende de la rapidez con que se disipa el flujo de energía. La característica térmica de temperatura del gas SF6 tiene una condición beneficiosa para detener el arco, lo que implica que la conductividad térmica es baja entre 3000 °C y los 7000 °C; mientras que es alta para valores por debajo de los 3000 °C.

La extinción de arco eléctrico tiene una constante de tiempo sumamente baja, lo cual se debe a su capacidad que poseen las moléculas de gas para capturar los electrones libres. Estos iones de SF6 rodean el arco y forman una barrera aislante, que reduce el diámetro del espacio que ocupa el arco en la cámara y provoca una reducción de la constante de tiempo, condición que permite el enfriamiento del arco. En la figura 3.39 se muestran las constantes de tiempo del SF6 y del aire como funciones de la presión.

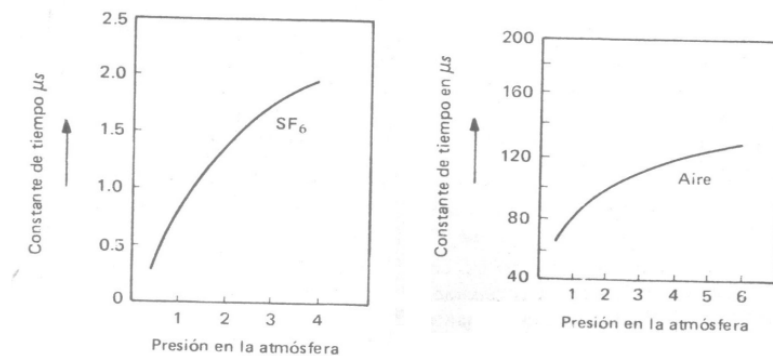


Figura 3.39 Constantes de tiempo para el aire y un gas SF6 en función de la presión.³³

³³ Tomado de [2]

3.13 Fallas en los interruptores de alta potencia

Como se ha analizado anteriormente, los disyuntores son elementos vitales dentro de un sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica; son los dispositivos encargados de evitar que fallas internas o externas lleguen al resto del equipo de potencia.

Los diseños de estos IP son variados, depende de la función que vayan a desempeñar y de su posición en la ruta eléctrica; depende de la potencia del sistema y hasta de la naturaleza del tipo de energía que transita por él. Un interruptor no obtiene por si mismo la fuente de alimentación, por lo que debe ser conectado a una fuente de corriente directa externa. Ésta fuente se encarga de energizar todos los dispositivos internos que ejecutan las funciones de protección del disyuntor, por ejemplo las bobinas de disparo, apertura o cierre.

Para sistemas con alto trasiego de electricidad son muy utilizados los interruptores de aceite y los de SF6 en mayor número; debido a razones de seguridad y a la facilidad de manipulación y mantenimiento. Al ser dispositivos electro-mecánico-térmicos con vida útil limitada y sujetos a defectos, pueden en cualquier momento fallar por cualquier situación ya sea a nivel interno de funcionamiento o externo.

Entre las fallas que pueden encontrarse en un dispositivo de estas características están las debidas a fallas en la operación de los mecanismos internos, las fallas por la degradación de aislantes externos, fallas debidas a sobretensiones temporales, fallas debidas a malas aplicaciones, por fallas en los componentes internos electrónicos, o las debidas a algún tipo de animal que provoca un daño interno o en los contactos externos del IP. Están las fallas en los dieléctricos ya sea por bajo nivel de aceite o de gas, también las fallas en los contactos de las bobinas interruptoras. Todas las anteriores se determinan por medio de la experiencia al interactuar con estos elementos.

3.13.1 Fallas en los mecanismos de operación³⁴

Entre las más comunes están las que se originan en los mecanismos de acción de la protección, y se enumeran a continuación:

- Falla en la posición de cerrado.
- Falla al cerrar.
- Falla al cerrar apropiadamente.
- Falla al mantenerse cerrado.
- Falla en la posición de abierto.
- Falla al abrir.
- Falla al abrir apropiadamente.
- Falla al permanecer abierto.

Las protecciones P1 y P2 utilizan la posición de interruptor, ya sea abierto o cerrado, para realizar diversas funciones; el hecho de no saber el estado real del IP pone en peligro cualquier operación de protección que se quiera realizar.

Estas fallas pueden deberse a problemas que existan en el motor que energiza el resorte de cierre o apertura, lo que produciría una mala posición o que en definitiva no realice la función respectiva.

Otra factor que puede afectar al fallar una maniobra de apertura o cierre está vinculada con las bobinas respectivas de acción, ya que es normal encontrar algún tipo de problema en estos mecanismos, los cuales pueden ser alimentados con tensiones y corrientes fuera de su rango de operación y puede originar su destrucción.

3.13.2 Fallas por la degradación de los aislantes externos

Los sedimentos provocados por la ceniza o por los gases que producen los hidrocarburos, asociado a factores naturales como la radiación solar; hacen que la superficie de los contactos de los disyuntores se sometan a desgastes; cuando esto sucede el IP puede fallar en cualquier momento. El mantenimiento preventivo puede detectar este tipo de problemas, pero existen subestaciones donde los periodos entre mantenimiento son extensos y no se detecta a tiempo las anomalías.

³⁴ IEEE C37.10, *IEEE Guide for Diagnostics and Failure Investigation of Power Circuit Breakers*, USA.

3.13.3 Fallas provocadas por sobretensiones temporales

Una falla por este tipo de parámetro suele producirse cuando el valor pico de la tensión sobrepasa la capacidad nominal máxima del interruptor. Es sin duda provoca serias deficiencias las cuales pueden ser pasajeras o pueden desencadenar una falla permanente en el sistema del IP. Algunas de las causas de este tipo de fallas son:

- Descargas atmosféricas.
- Efectos de resonancia en circuitos inductivos y capacitivos.
- Contacto físico con sistemas de alta tensión.
- Secuencia repetitiva de cortocircuitos.

3.13.4 Fallas provocadas por malas aplicaciones

Este tipo de falla depende de la aplicación para la cual se diseñó el disyuntor. Como se ha mencionada un IP se construye sobre parámetros nominales dependientes de los requerimientos del sistema y no debe ser sometido a valores diferentes de estos. Cuando se da una falla por mala aplicación del interruptor es muy probable que se haya calculado mal las tensiones o corrientes nominales de funcionamiento y de falla, lo cual puede provocar la destrucción total del equipo, además de que sometería al sistema interconectado a una falla global.

3.13.5 Fallas provocadas por el dieléctrico

En esta sección se tratará el dieléctrico de hexafluoruro de azufre por ser el más utilizado en la actualidad. Entre las fallas más comunes se encuentra las que provoca el dieléctrico.

La baja presión del gas es una razón para que el IP no funcione correctamente, para determinar esto los disyuntores tienen un sensor que monitorea continuamente que el valor de la presión esté por encima del nivel mínimo. De no cumplir esto se envía una alarma para que se le reestablezca la presión nominal. Si el IP esta cerrado y existe una alarma por baja presión en el momento que se presenta una falla por sobrecorriente en la línea de transmisión, no es posible que el IP se dispare o abra, ya que puede suceder que el IP quede a media carrera y se quemé; esta condición es utilizada para líneas de 138KV.

Otra condición de falla se presenta cuando el gas se ha degradado, esto significa que se ya mezclado con otras sustancias como aire, agua o partículas de los metales de la cámara donde está inmerso. De la misma manera que la baja presión de gas, el IP tiene una pequeña cámara donde se puede observar por medio del color, una sustancia que indica si el gas está aún en condiciones de funcionar. Esta condición no genera alarma porque en los periodos para los que se degrada el gas son por lo normal largos y son siempre solucionados durante los periodos de mantenimiento de las subestaciones.

3.14 Relés de Protección³⁵

Un relé es un dispositivo electrónico que muestrea variables eléctricas de forma analógica, como son la corriente y tensión. A nivel interno tiene filtros que separan los datos relevantes y además tiene la capacidad de realizar una conversión analógica a digital, esto le permite analizar la información de una forma más sencilla.

Los valores guardados en memoria son comparados con ajustes debidamente parametrizados dependiendo de la aplicación sobre la que se pretende trabajar. Las comparaciones se ejecutan de acuerdo con la lógica programada.

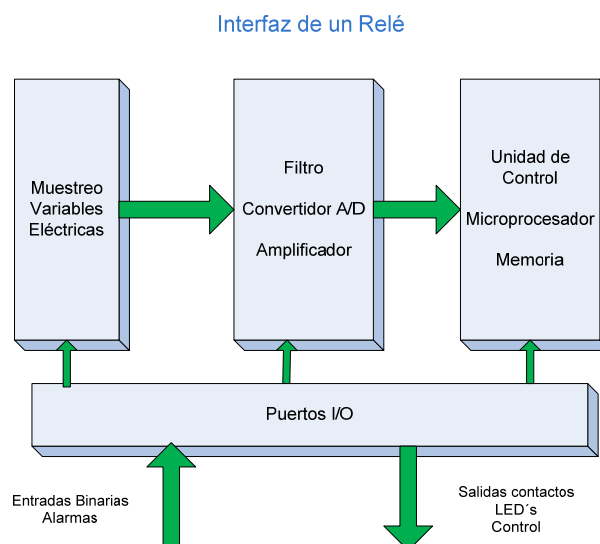


Figura 3.40 Diagrama para la interfaz interna de un Relé de protección

³⁵ Muñoz Vega E., *Curso de Protecciones Subestaciones y Líneas de Transmisión*, Costa Rica, Instituto Nacional de Electricidad, Normalización Protección y Medición.

En este proceso se involucran elementos de tiempo requeridos para determinar la permanencia de la condición de falla, o puede permitir la intervención de otros dispositivos del sistema de una forma temporizada.

El tiempo total empleado en realizar una acción correctiva se conoce como tiempo de limpieza, y se define de la siguiente manera:

$$T_c = T_p + T_d + T_a$$

T_c = tiempo de limpieza (clearing time).

T_p = Tiempo de comparación

T_d = Tiempo de decisión (retardo intencional).

T_a = Tiempo de acción, incluyendo el tiempo de acción del interruptor.

Es posible decir que la variable tiempo para la limpieza de falla es sumamente importante y de esta depende la eficiencia del sistema; ya que protecciones instaladas en la red podrían ver la falla también, pero no tiene la prioridad de la acción correctiva. El tiempo es una de las que permite coordinar la protección para asegurar que sólo la parte involucrada en la falla sea despejada. Así mismo es de vital interés que las fallas severas en la red, como por ejemplo los cortocircuitos, deban ser eliminados con gran rapidez a fin de mantener la estabilidad del sistema.

3.14.1 Relés de Sobrecorriente (50/51)

Uno de los tipos más significativos en las protecciones de línea es el relé de Sobrecorriente. Tienen función de detectar un valor de corriente que sobrepase el límite permitido potencia en la línea; lo que comúnmente se conoce como una falla en la red.

Por el modo de operación se pueden clasificar en Relés de Sobrecorriente de fase no direccionales o direccionales; para el primer caso utilizan los transformadores de corriente y no dependen del sentido de flujo de la corriente, sea esta hacia la línea o hacia la barra. La mayoría de aplicaciones las realizan sobre circuitos de distribución a 34.5KV, ya que estos tienen solo un sentido de dirección de corriente.

El otro caso de requieren tanto de los TC como de los TP, ya que es necesario definir el sentido en que la corriente se desplaza; en los circuitos donde existe generación se implementa este tipo de relés ya que existe flujo hacia la línea y hacia la barra.

3.14.2 Relés de Sobrecorriente instantánea (50)

Esta clase de relé opera sin retardo de tiempo, muchas veces trabaja junto con los relés temporizados para reducir los tiempos de disparo bajo condiciones de máxima generación.

3.14.3 Relés de Sobrecorriente a tierra (51N)

Al igual que los anteriores su función de detectar las sobreintensidades de corriente, con la diferencia de que solo utilizan las corrientes de secuencia cero. Estos dispositivos por lo tanto no son afectados por las corrientes de carga por lo que es necesario ajustarlos para que operen con corrientes de falla fase a tierra menores a las de carga plena.

3.14.4 Relés de Sobrecorriente Direccional (67)

Éste relé solo puede operar sobre fallas en cierta dirección, lo cual es ventajoso en el sentido de que solo operan en el sentido en el que se dirige la corriente de falla sobre una línea determinada. La detección la desarrollan por medio de la comparación entre los vectores de corriente y tensión obtenidos de los transformadores.

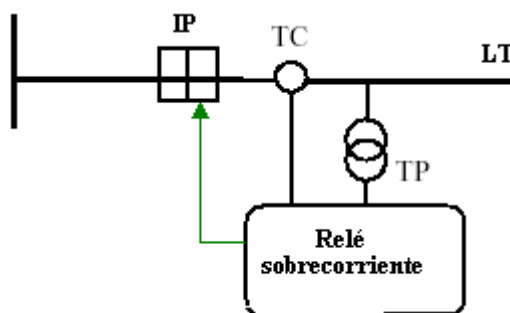


Figura 3.41 Diagrama de un Relé de sobrecorriente direccional

3.14.5 Protección Diferencial de Barra

Es la protección más importante de la subestación y tiene la función de velar detener cualquier sobreintensidad de corriente de falla que se genere. Esta está conectada a todos los alimentadores o líneas que entran o salen de la barra y posee tiempos muy pequeños de operación.

Ésta protección debe ser completamente selectiva para que actúe solamente si existe cortocircuitos de fase a tierra y entre fases; esto se tiene que cumplir porque el sistema eléctrico estará siempre expuesto a fallas externas y es necesario que la diferencial de barras no se active.

El funcionamiento de la protección se desarrolla por medio de la ley de Kirchhoffs, sobre la cual se establece la suma vectorial de las corrientes (muchas veces llamada corriente diferencial o "Id") de las líneas que interactúan con la barra; las cuales deben sumar ser cero. En el instante de tiempo en el que no se cumpla esta ley significará que una corriente está circulando por una trayectoria indebida, lo cual indica una falla interna.

El circuito está compuesto por dos parámetros, una corriente de arranque también llamada "pick up" y una constante "K" que se vincula a la pendiente de la curva de la corriente. Los ajustes de estas variables se determinan por medio de la menor corriente de cortocircuito que se pueda tener en la barra; y toman en cuenta los errores lineales y no lineales de los TC.

Cuando la I_d es mayor que el ajuste se da el arranque por nivel de corriente y esto ocasiona que la diferencial de barra dispare los interruptores de la subestación.

La figura 3.42 muestra el diagrama de una protección diferencial que aplica estos conceptos, los cuales son utilizados en circuitos de subestaciones.

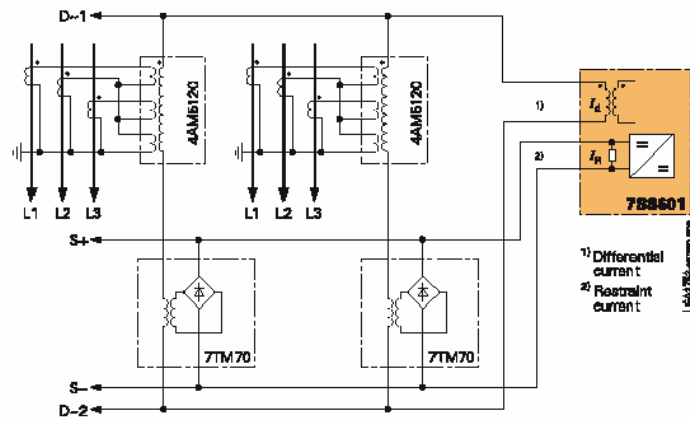


Figura 3.42 Diagrama de un Relé de diferencial de barras.³⁶

Para que la protección diferencial pueda realizar un disparo las variables I_d y K deben cumplir los requisitos de la figura 3.43.

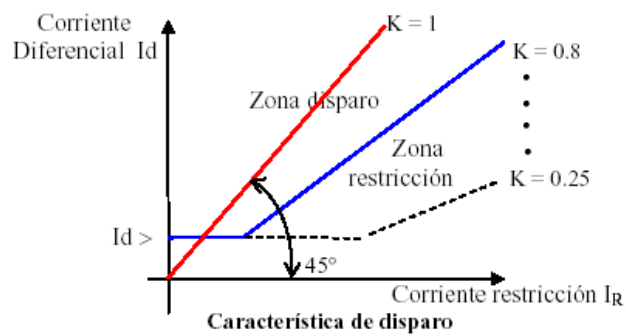


Figura 3.43 Diagrama de disparo para un Relé de diferencial de barras.³⁷

³⁶ Tomado de [4]

³⁷ Tomado de [4]

3.14.6 Relé de distancia

Las líneas de transmisión (LT) son la parte más importante de un sistema de potencia, una LT por lo general tiene una trayectoria de varios kilómetros desde una subestación o otra; por lo que está diseñada para trasegar la mayor cantidad de energía eléctrica posible con la finalidad de aumentar al máximo la eficiencia del sistema.

Al estar ubicadas al aire libre están expuestas a fallas provocadas por el medio ambiente que las rodea que son muy difíciles de controlar en comparación a los sistemas eléctricos ubicados en subestaciones o plantas generadoras.

Ante esta situación es necesario que la LT tenga una protección segura, rápida, selectiva y muy confiable; que permita la eliminación de la falla, con la finalidad de no provocar daños en la red interconectada.

La acción de un relé de distancia es más rápida y selectiva que la de un relé de sobrecorriente; su modo de operación está basado en la medición y evaluación de la impedancia de corto circuito, ya que es proporcional a la distancia de falla. Este dato lo obtiene de la medición de la tensión y la corriente de cortocircuito en el sitio donde fue instalado.

El valor de impedancia medido se compara con el parámetro programado para verificar si es necesario tomar algún tipo de reacción ante la sobreintensidad. Si se comprueba que sobrepasa el parámetro se envía una orden de disparo al interruptor de la línea afectada.

³⁸ Tomado de [12]

Los valores teóricos de impedancia así como sus respectivos ajustes de programación no son exactos, unido a hecho de que las mediciones de los TP y los TC presentan siempre algún tipo de desviación del valor real, hace que no se utilice la totalidad de alcance del relé, sino que solo sea utilizado hasta un veinte porciento de margen de seguridad.

Tal como se menciona anteriormente el relé de distancia recibe las señales de tensión y corriente del secundario de sus transformadores respectivos, por lo que la impedancia en ohms que se obtiene es la que se ve del lado de baja; por lo que es posible comparar la medición del secundario con la del primario por medio de la siguiente fórmula:

$$Z_{sec} = \frac{TC}{TP} * Z_{prim} = \frac{\frac{I_{prim}}{U_{prim}}}{\frac{I_{sec}}{U_{sec}}} * Z_{prim}[\Omega]$$

Por lo que si se desea calcular la ZPRIM es necesario obtener la relación de transformación tanto del TP como del TC; tal como se muestra a continuación:

$$TC = 400/1A, TP = 230/0.1KV$$

$$Z_{sec} = \frac{TC}{TP} * Z_{prim} = \frac{\frac{400}{230}}{\frac{1}{0.1}} * Z_{prim} = 0.1739[\Omega]$$

3.14.6.1 Diagrama de impedancia

Existen diversas formas en las que el relé evalúa el comportamiento de las variables del sistema eléctrico, en especial la impedancia de carga y la de cortocircuito. Una manera de representarlo es usando un plano complejo de Resistencia (R) e impedancia (X).

El eje central del plano corresponde a la ubicación del relé desde donde se propiciará la medición de la impedancia de falla. Cuando el dispositivo está operando en modo normal la impedancia que mide es la de carga, así como su fase de tensión y corriente sobre los que se calcula el factor de potencia.

Por medio de la relación entre la potencia activa y la reactiva es posible calcular también el ángulo del factor de potencia; tal como se muestra a continuación.

$$\varphi_{\text{CARGA}} = \text{ARCTANG} \frac{P_{\text{REACTIVA}}}{P_{\text{ACTIVA}}}$$

En el instante en que se detecta una falla la protección de distancia pasa de medir la impedancia de carga a medir la impedancia de cortocircuito, la cual posee un valor menor; y corresponde a la impedancia vista por el relé hasta el punto donde se originó la falla.

En cuando se generan sobreintensidades por causa de una falla es normal encontrar un componente resistivo denominado “resistencia de falla”, el cual debe ser tomado en cuenta por el relé; lo que implica que el ángulo de cortocircuito (φ_{CC}) variará.

Por medio de la figura 3.44 es posible ejemplificar el diagrama de la ruta eléctrica desde el punto donde se toman los parámetros del sistema hasta la falla, los cuales son fundamentales para que el relé pueda realizar los cálculos.

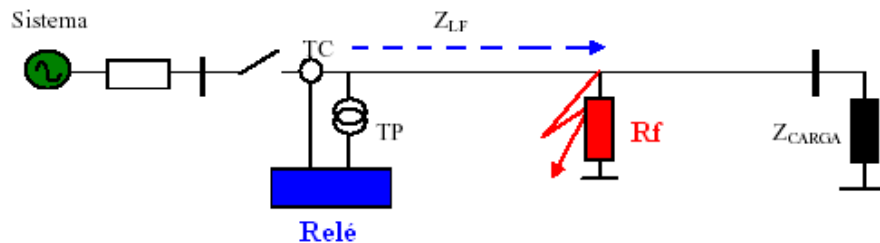


Figura 3.44 Diagrama para los parámetros de impedancia en la ruta de del relé SEL

Así mismo la figura 3.45 hace una representación gráfica mediante un plano R-X donde se muestran los parámetros de impedancia de un sistema semejante al de la figura anterior.

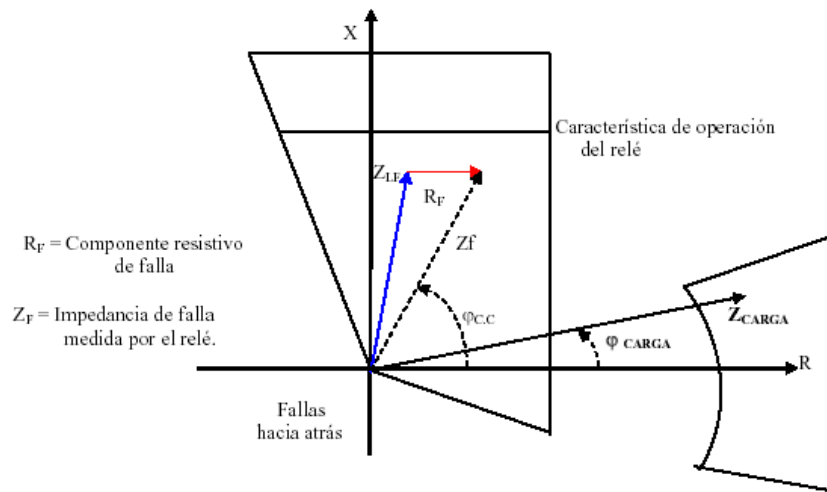


Figura 3.45 Diagrama para los parámetros de impedancia de falla en un plano R-X³⁹

A un nivel analítico el relé una vez que muestrea esta información traza los parámetros de acuerdo con las características del sistema y a la forma en que necesita sensar las fallas, la cuales pueden encontrarse representadas por características Mho o por características cuadrilaterales, llamadas también poligonales.

Estas funciones pueden ser utilizadas de manera distinta en cuanto al tipo de falla que detectan; por ejemplo la característica Mho es usada para fallas entre fase y la cuadrilateral para fallas de fase a tierra. Pero esto depende del como se quiera diseñar la protección del sistema.

Ambos métodos de detección de fallas tienen la función de segmentar las que son internas o externas (figura 3.46); y de este punto depende la acción que ejecuten. Ésta división la realizan por medio de zonas las cuales son ubicadas en el plano R-X; cada zona representa la impedancia de falla y de carga de la línea de transmisión y permite conocer la distancia a la que se origino el problema.

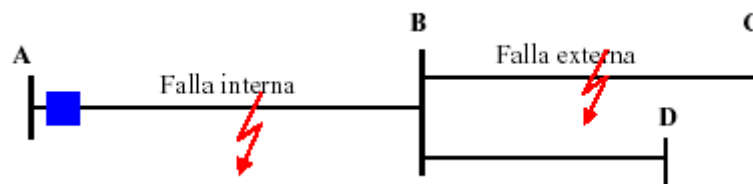


Figura 3.46 Diagrama para la ubicación de la falla detectada por el Relé de distancia.

³⁹ Tomado de [4]

Tanto las zonas Mho como las cuadrilaterales reflejan con mucha precisión la ubicación de las fallas y en muy dado que las protecciones se diseñen utilizando ambos métodos. La figura 3.47 muestra la representación de las características mencionadas anteriormente.

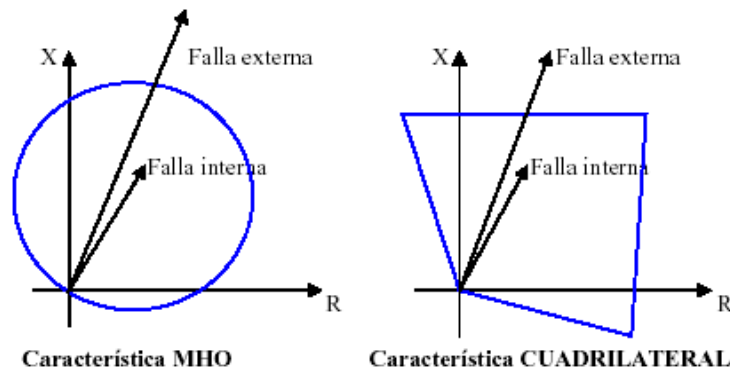


Figura 3.47 Diagrama para métodos que emplea un Relé de distancia.⁴⁰

3.14.6.2 Direccionalidad

En los sistemas de detección de fallas se ha hecho imprescindible determinar la fuente de la problema y su ubicación; para poder conocer el sitio en el que ocurrió la falla se direcciona cada una de las zonas de Mho o Cuadrilateral. Esto significa que el relé puede conocer la dirección de la corriente de falla de acuerdo con la posición que este tenga en la subestación.

Ésta característica permite cumplir con uno de los requisitos de la teoría de protecciones que busca la selectividad en la eliminación de fallas, ya que por medio de la direccionalidad el relé solamente se encarga de actuar sobre fallas que se dirijan hacia la subestación y nunca ejecuta funciones si la trayectoria de la corriente de falla es en sentido opuesto al de la protección.

3.14.6.3 Zonas de alcance

Las zonas Mho o cuadrilaterales son sectores en el plano de impedancia escalonados que permiten coordinar las protecciones de una subestación con sus adyacentes, tal como lo muestra la figura 3.48.

⁴⁰ Tomado de [4]

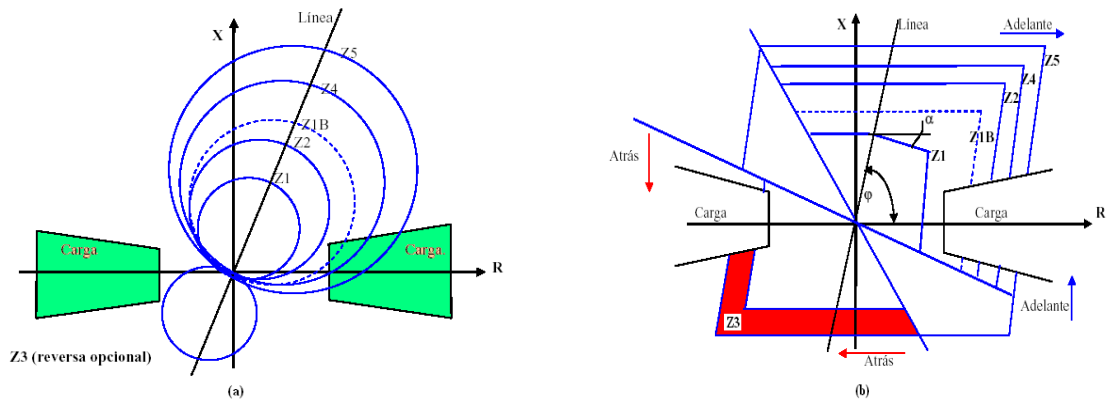


Figura 3.48 Diagrama para las zonas de alcance de un relé de distancia por (a) características Mho y por (b) características poligonales⁴¹

Dependiendo de la ubicación de la subestación o planta generadora así se selecciona la dirección de cada zona y su función. Es muy usado en subestaciones que poseen otras estaciones adyacentes programar una zona reversa que pueda detectar una falla que se proviene de una locación ubicada atrás de subestación.

Para poder controlar una línea completa es necesario hacerlo por medio de la comunicación entre las dos subestaciones que enlazan la línea, tal como lo muestra la figura 3.49. Donde se puede observar que la primera zona protege el 70% y la segunda zona se encarga del restante 30% de la línea.

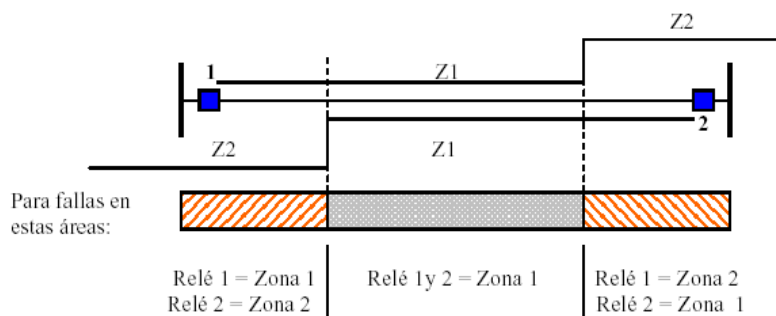


Figura 3.49 Diagrama para una protección del 100% de la línea de transmisión.⁴²

⁴¹ Tomado de [4]

⁴² Tomado de [4]

4 Procedimiento Metodológico

4.1 Reconocimiento y definición del problema

Al ser un proyecto en el área de alta tensión se reciben capacitaciones para evitar cualquier accidente y salvaguardar la salud del personal inmerso en el proyecto.

En primera instancia el asesor de la empresa y su equipo de apoyo brindaron una pequeña definición del problema existente, así como del entorno del proyecto.

El sitio en el que se desarrolla el proyecto es la oficina de protección y medición Huetar Atlántico, por lo que se coordina con los responsables una visita a la Subestación del proyecto hidroeléctrico de Cachí, con la finalidad de hacer un reconocimiento de los equipos y su distribución en el sistema interconectado.

Se procede a realizar entrevistas con el personal técnico del área de protecciones y de subestaciones para formar las bases necesarias para determinar los procedimientos cuando se requiere despejar una falla y en términos generales tener una noción del funcionamiento de la protección ante falla de IP en una subestación.

Una vez aclarados los conceptos básicos sobre la atención de una falla generada por sobrecorriente y una falla de interruptor, comienza la etapa de interactuar con un disyuntor real, por lo que se realiza una simulación con un IP real, sobre el cual se desarrollan pruebas de funcionamiento; esto permite tener una relación directa con los circuitos de mando y ejecución de funciones del interruptor, el cual es el dispositivo sobre el que se centraliza la solución del problema.

Se reciben entrenamientos sobre la normativa de cableado para equipos de protección, medición y control; así como de interpretación de planos eléctricos. Esta información es de vital importancia porque el diseño del 50BF se realiza con base en los diagramas eléctricos del funcionamiento de los equipos que existen en la subestación, los cuales están en una base de datos normalizada por el ICE, de la cual se obtendrá la mayor información.

4.2 Obtención y análisis de información

Para diseñar una solución efectiva del problema dado es necesario como primer paso realizar una investigación bibliográfica relacionada con la teoría de protecciones en subestaciones. Por lo que se analizaron fuentes en libros e Internet.

También se utilizaron documentos que el ICE ha construido con base en la experiencia que ha tenido en el sector de energía. Pero las fuentes más importantes provienen de los profesionales que tienen a su cargo las protecciones de la subestación; ya que la gran experiencia en atención de fallas ha podido desarrollar una idea clara de lo que realmente se requiere en el campo de acción.

Al realizar un análisis de algunos estándares es posible tener ideas sobre el 50BF pero también se determina que cada subestación tiene una morfología especial y sus requerimientos de diseño son diferentes entre todas. Esto implica que es necesario desarrollar el concepto de lo que es la protección ante falla de interruptor y crear un diseño que se ajuste a dicho sistema eléctrico.

Por esta razón la información que se puede obtener de fuentes bibliográficas no necesariamente brindará el flujo de información que requiere el proyecto; lo que provoca que se desarrolle mediante una relación directa con los encargados de esta área.

4.3 Evaluación de las alternativas y síntesis de una solución

Para realizar el diseño de la protección se evalúa toda la teoría involucrada así como las recomendaciones del personal a cargo del área de protección y medición. También se delimita el proyecto a fin de tener claro el rango de acción así como los requerimientos significativos.

Cualquier solución planteada debe estar acorde con la normalización ICE para equipos en Subestaciones y debe realizarse sobre la infraestructura de la Subestación Cachí; así mismo el equipo que administra la función del disparo ante falla de interruptor deberá ser un SEL-321.

Para verificar la efectividad de las alternativas se utilizó una herramienta de software especializado propia del relé de distancia, que permiten evaluar en primera instancia si las propuestas satisfacen los requerimientos.

A su vez se utiliza equipo de prueba para simular acontecimientos semejantes a fallas en la red eléctrica: estos dispositivos son comúnmente empleados en puestas en marcha y permiten simular por medio de parámetros condiciones casi reales en los circuitos de la Subestación.

A este punto se tiene una solución parcial ya que los siguientes pasos serán los de sintetizar la solución y depurar el diseño. Ya que se somete a discusión y valoración de los resultados la propuesta diseñada y es hasta un procedimiento de pruebas por parte del equipo asesor de la empresa que se presenta una solución óptima, que cumpla con los requerimientos de atención de fallas. Que a su vez elimine la falla en la red por medio de un disparo 50BF en un tiempo menor o igual a 200ms.

4.4 Implementación de la solución

La solución a implementar se desarrolla luego de muchos diseños previos que fueron depurados conforme se realizaban pruebas de laboratorio. Cabe aclarar que en el laboratorio se utilizaron los equipos que se pretenden instalar en la subestación.

La lógica del disparo es analizada en conjunto con el personal asesor en la empresa para definir los parámetros más relevantes a tomar en cuenta en el diseño. Una vez aclarados los puntos más importantes se procede a instalar los equipos en un casillero diseñada para pruebas, al cual se le pueden adaptar dos interruptores para realizar todas las mediciones de conectividad y temporización.

En esta etapa fue necesario adecuar el cableado del equipo a la normativa definida por el ICE, ya que el proyecto forma parte del sistema de protecciones de la Subestación, por lo que se debe cumplir con los requerimientos del mismo. Esto nos da una visión del entorno del diseño, lo cual es una gran ventaja; ya que nos permite conocer los equipos con los que interactúa el 50BF y de alguna forma adecuar mejor la lógica.

Se realizan pruebas con dos equipos diferentes, el primero de ellos nos permite introducirnos al ambiente de fallas por sobreintensidades de corriente de falla, ya que por medio de él es posible simular mediante altos suministros de corriente una falla monofásica. La gran limitante de este equipo es que no nos permite manipular las tres fases al mismo tiempo.

El déficit repone el otro equipo, sobre el cual se posible realizar todo tipo de mediciones, inclusive es posible hasta tener datos de tiempo de las acciones que ejecuta la protección. Este equipo permite simular fallas en prácticamente todas las zonas que monitorea el relé, pueden simularse fallas monofásicas y trifásicas de distintos valores. Además tiene un set de entradas y salidas que permite probar el diseño completo en modo real de prueba.

La mayoría de los diseños antes de la solución final cumplían con las expectativas, pero luego de llegar a un alto nivel de comprensión del problema de propone la meta de querer ir más allá de lo que se encuentra en la bibliografía; para lo cual se realiza una investigación minuciosa de la función

50BF y se detectan variables que no se toman en cuenta comúnmente pero que favorece enormemente la robustez del diseño.

4.5 Reevaluación y rediseño

Existieron muchos diseños previos los cuales variaron en cuanto a la lógica de diseño del disparo ante falla de IP y no en cuanto a la consecuencia del disparo; ya que la acción del disparo es en sí una salida que activa una serie de bobinas de alta velocidad que hacen que los interruptores de la barra asociada abran inmediatamente; y esta es una situación que nunca varía ya que eso es lo que ejecuta un 50BF.

Lo que si se puede modificar y mejorar es la forma en la que sucede el disparo, para lo cual se necesita de un gran dominio de la teoría de protecciones, así como de los elementos que interactúan con el diseño.

Específicamente se varían las entradas de la lógica del 50BF, así como su ejecución interna y temporización; hasta encontrar el diseño que cumpla los requerimientos de la protección.

5 Descripción detallada de la solución

5.1 Análisis de soluciones y selección final

Es necesario mencionar que parte de los requerimientos que se solicitan para la solución del problema es utilizar el equipo que existe en el área de protección y medición; con la finalidad de aprovechar los recursos de la empresa. Esta situación puede verse como una oportunidad en el sentido de que se puede empezar de inmediato a conocer los detalles técnicos de los dispositivos y poder realizar pruebas en todo momento, situación que no se sería posible si se tuviera que traer los equipos. Pero a su vez existe una limitación en el sentido que el diseño está sujeto a lo que se tiene.

El disparo ante falla de interruptor dispara todos los interruptores de la barra asociada. Primero hay que identificar la barra sobre la que se va a trabajar, así como la línea de transmisión de prueba. Para este caso fue necesario analizar los planos de la Subestación Cachí para reconocer sus diagramas unifilares.

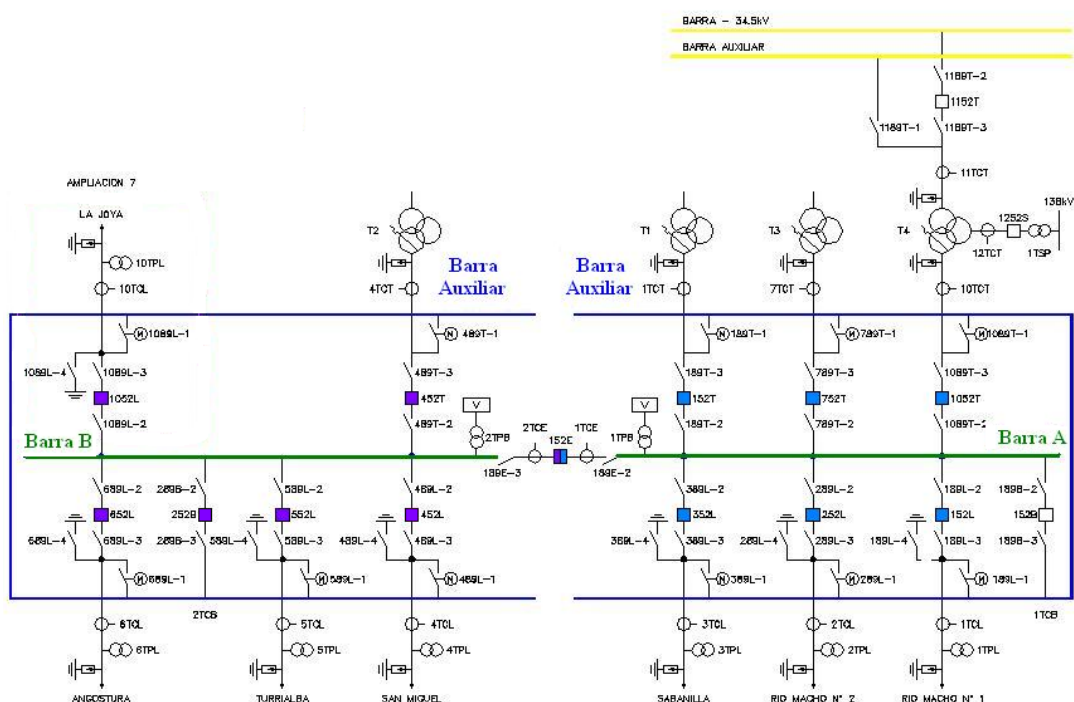


Figura 5.1 Diagrama unifilar de la Subestación de Cachí e identificación de los interruptores del lado de 138 KV⁴³.

⁴³ Tomado de [4]

Por medio de la figura 5.1 es posible realizar un análisis macro del sistema eléctrico en el que se desarrolla el proyecto; las figuras con relleno morado y azul corresponden a los disyuntores de dos barras enlazadas, la A y la B; así como la barra auxiliar o de reserva. Cada línea de transmisión tiene parámetros de tensión de 138 KV y sus características físicas son diferentes entre sí.

Tanto para la barra A como para la barra B se diseña el 50BF, el cual varía solamente los ajustes de la línea respectiva. Es decir, si en alguna de las líneas de transmisión de la barra A hay una falla por sobrecorriente y el interruptor no puede disparar por cualquiera de las razones que se estudiaron en el apartado 3.8, se envía una orden a la protección para que dispare inmediatamente todos los disyuntores asociados a esa barra.

Un aspecto de importancia a tomar en cuenta en el diseño es que el interruptor de reserva no se incluye dentro del disparo del 50BF ya que por lo general este se encuentra desenergizado. Pero si alguna de las líneas se pasó por reserva antes de que ocurriera la falla, será entonces la transferencia de protecciones la que se encargue de disparar el IP.

Si el interruptor que falla es el de reserva tiene el problema de que no se puede conocer su posición de operación (ya sea abierto o cerrado), ya que carece de esta señal. Por esta razón en apartados posteriores se procederá a realizar la recomendación pertinente.

La ventaja en el diseño de un 50BF es que el sistema no necesita diseños diferentes para todas las líneas, lo único que varía es la parametrización de la línea de transmisión. Para parametrizar la línea de Transmisión Río Macho N°1, fue necesario solicitar los valores de la impedancia de Secuencia Directa y Secuencia Cero, ya que de lo contrario haría muy extenso el desarrollo del proyecto y es parte de los objetivos planteados.

Luego de tener estos datos se procede a calcular los principales ajustes que requiere el Relé para realizar el disparo ante falla en la LT y ante 50BF.

Lo próxima etapa hace referencia al análisis de los tipos de fallas por sobrecorrientes que se pueden detectar en la primera zona y para lo cual es necesario programar la protección. Se determina que pueden darse falla tanto de secuencia directa, inversa y de secuencia cero, en configuraciones

monofásicas, bifásicas y trifásicas. La diferencia radica en que hay unas que son más probables que otras.

Luego continúa la etapa del interruptor, donde es necesario en primera instancia conocer su funcionamiento y sus componentes internos. Esto nos da una visión de los parámetros que hay que identificar para detectar posibles fallas y ejecutar acciones de protección. Esta parte se realizó directamente con un interruptor real y permitió la obtención de información relevante del dispositivo, lo que favorece el diseño de la protección.

A este punto se detectaron las fallas más importantes en un IP, las cuales se relacionan con problemas en el canal de disparo, con bajo nivel del gas Hexafluoruro de Azufre, problemas en el resorte o por deterioro de los mecanismos internos y pérdida de la posición del IP.

Al concluir estas tres etapas, se tienen los datos más relevantes para comenzar el diseño de la protección; por lo tanto los siguientes pasos hacen referencia directa a la forma en que desarrolla el 50BF que se implementará.

Cuando se presenta una sobrecorriente en alguna de las fases de una línea de transmisión la protección de distancia debe detectar su posición, magnitud y dirección. Esto nos brinda la primera condición de diseño y es que debe existir una falla por sobrecorriente en la red; el tipo de falla es importante pero a nivel de software se procede solucionar este requerimiento por medio de la detección de todos los tipos de sobreintensidades que se pueden presentar.

La figura 5.2 muestra la forma en que es sensado el parámetro de corriente para luego analizar si es o no una falla.

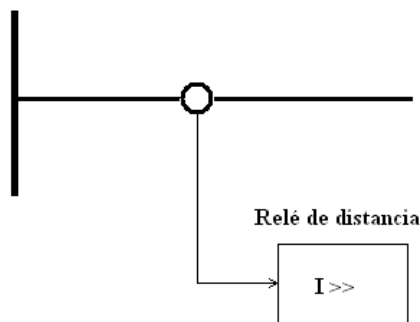


Figura 5.2 Diagrama para la detección de una sobreintensidad de corriente.

Cuando se da una falla la protección de impedancia emite la orden de disparo tripolar a interruptor y este debe acatar la orden y despejar la falla al abrir el circuito de transmisión. Si el IP no abre sus contactos producto de la orden de disparo, implica que en efecto existe una falla en el interruptor.

Al darse esta situación debemos tener la segunda condición de diseño y es la posición del IP, ya que es necesario saber si está cerrado o abierto. Si el IP esta abierto la falla debe desaparecer, pero si esta cerrado la falla permanece en el sistema y puede ocasionar la destrucción del disyuntor además de afectar a los equipos asociados a la barra.

Tal como lo muestra la figura 5.3, se observa que en la fase R está presente una falla y la protección envía la orden de disparo, pero el polo del interruptor conectado a la esa fase no abre.

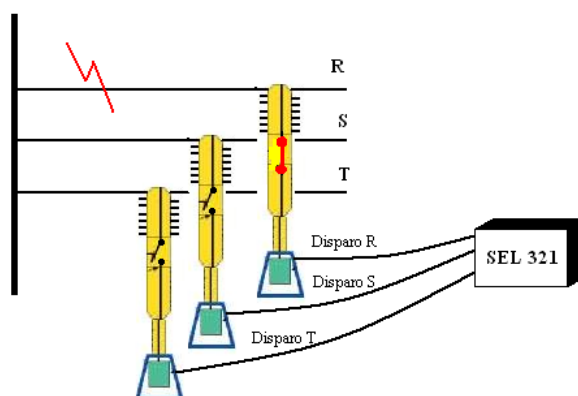


Figura 5.3 Diagrama para la falla de un IP.

Las protecciones P1 y P2 deben tener entradas para la detección de fallas del IP, aunque sea por medio de alarmas. Es poco probable que al darse una alarma por IP fallado se de también una falla por sobrecorriente, por esta razón muchas de las protecciones 50BF no utilizan este parámetro en el diseño, por que en teoría habrá tiempo para darle mantenimiento al sistema pasándolo por reserva. A mi criterio, si existe la probabilidad, hay que tomarlo en cuenta; por esta razón, la tercer condición será la falla de interruptor.

El último criterio de diseño es el del tiempo; una falla de este tipo es crítica y por ende el sistema de eliminación de fallas debe atenderlo con la mayor rapidez posible. Existen diversos factores que hay que considerar para el cálculo de este parámetro, ya que la medición debe llevarse a cabo desde que se detecta la falla en la red eléctrica, hasta que se da el disparo del 50BF. La condición de tiempo máxima para atender un 50BF debe ser de 200ms, ya que así se ha normalizado a nivel ICE.

Para poder medir este valor se utiliza el equipo de medición OMICRON, el cual tiene a disposición herramientas de análisis temporal de señales. Esta cualidad nos brinda la posibilidad de verificar el diseño y de realizar los ajustes para el caso en que el tiempo del 50BF diseñado exceda el límite permitido.

5.2 Descripción del hardware

5.2.1 Diagrama de bloques para el sistema físico

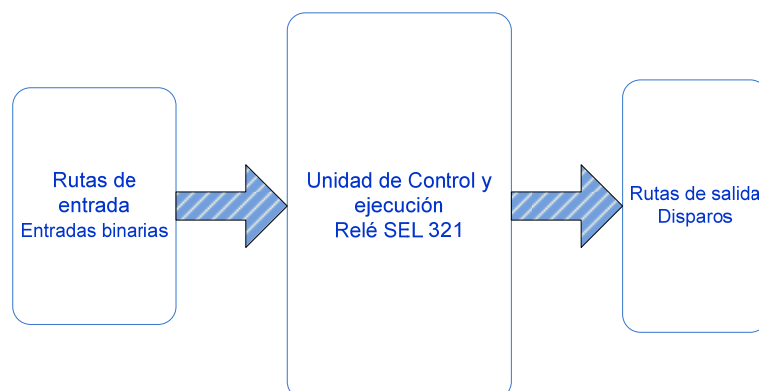


Figura 5.4 Diagrama general para el hardware involucrado en el diseño

El diagrama de alto nivel que muestra la figura 5.4 hace referencia a los niveles de diseño que posee el proyecto; como se ha mencionado con anterioridad el sistema que realiza el disparo ante falla de interruptor se desarrolló sobre un relé SEL de distancia. Este dispositivo no incorpora la función 50BF, por lo que fue necesario analizar si la arquitectura permite su programación.

El relé tiene puertos de entrada y salida sobre los que se van a conectar las rutas de las señales que se requieren del sistema en el que el interruptor opera. Los puertos del dispositivo trabajan a magnitudes de 100V en corriente directa aproximadamente. La cual es el valor de la tensión visto desde el secundario de los transformadores de potencial, luego de pasar por un rectificador de señal. Los puertos son contactos normalmente cerrados que dependiendo de la polaridad activan las funciones programadas por software en la memoria de código del Relé.

Las rutas de entradas corresponden a los circuitos de conexión de las entradas a la lógica del disparo, entre los que se encuentran la supervisión del canal de disparo principal y secundario, las corrientes de fase, las tensiones de fase, la falla de interruptor, el disparo para la primera etapa denominado BFI y la posición del interruptor; tal como lo muestra la figura 5.5.

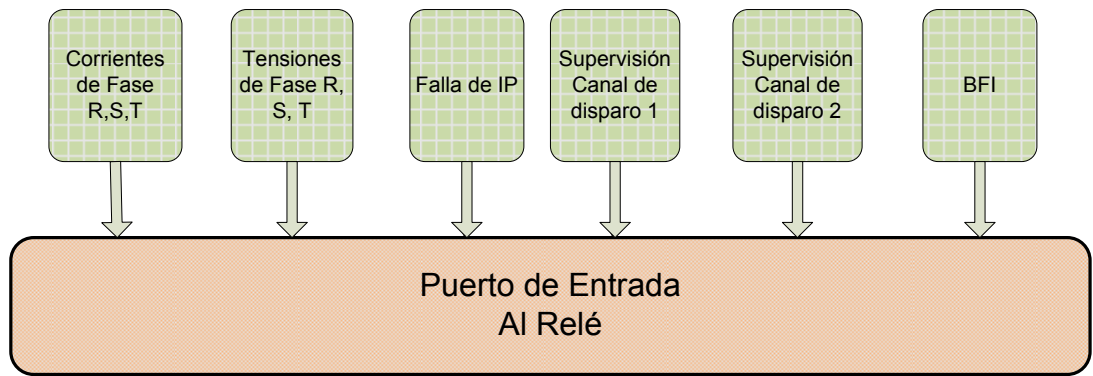


Figura 5.5 Diagrama de bloques para las señales de entrada del relé

De la misma manera se pueden visualizar las rutas de salida de los disparos enviados al interruptor por medio de la figura 5.6, en la cual se especifican las señales para el disparo de la fase R, la fase S y la fase T: además del disparo del BFI y del 50BF.

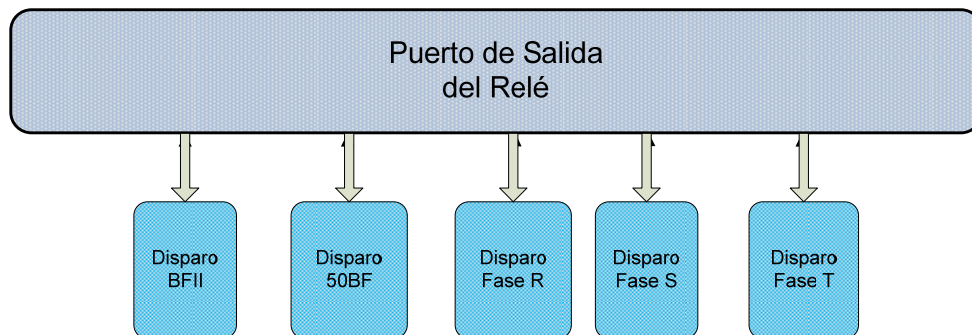


Figura 5.6 Diagrama de bloques para las señales de salida del relé

5.2.1.1 Ruta eléctrica para las corrientes de fase

Cada línea de transmisión pertenece a un sistema trifásico de fases R, S y T; la manera en que el Relé de impedancia detecta una sobrecorriente es por medio de la medición de estos parámetros directamente de un transformador de corriente conectado a la LT.

Parte del trabajo es reconocer el transformador del que hay que tomar la señal y elaborar la ruta hasta llegar a la protección. Para la línea de Río Macho N°1 la relación de transformación esta dada por:

$$a = \frac{N1}{N2} = \frac{800}{5} = 160$$

Lo que significa que el lado de baja o del secundario la corriente es 160 veces menor que la del primario del 1TC. Según la normalización ICE se toma del segundo bobinado los hilos para la medición de cada fase de corriente.

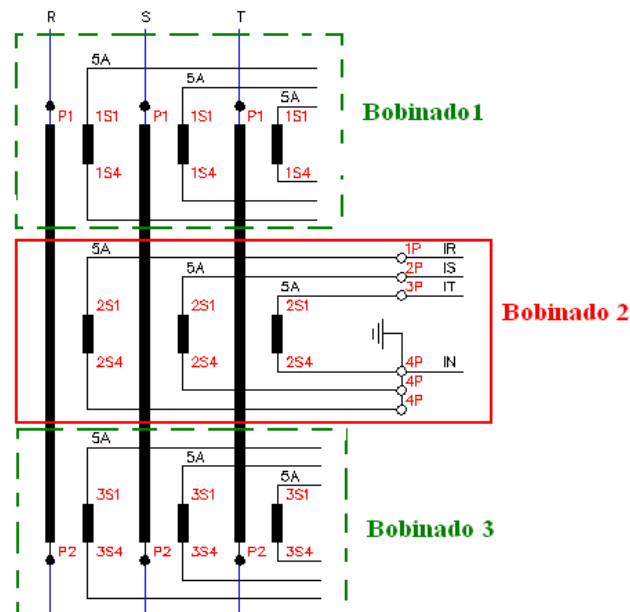


Figura 5.7 Diagrama para el circuito de las corrientes del bobinado segundo del transformador 1TC.

La figura anterior hace referencia al transformador de corriente del módulo 1 en el que se encuentra la línea de Río Macho N°1. Los conductores señalados por los nombres IR, IS, IT son conectados a la protección de distancia de forma directa.

Una anotación fundamental para este apartado fue la seguridad con la que hay que trabajar, ya que no se debe dejar bajo ninguna razón los hilos de las fases abiertos, porque puede darse una explosión debido a que se reflejaría el primario en el conductor abierto. Por esta situación se debe siempre mantener cerrado el circuito de corrientes.

5.2.1.2 Ruta eléctrica para las tensiones de fase

Junto con las corrientes de fase, la tensión es otro parámetro de medición fundamental, ya que es posible calcular la impedancia de falla y la dirección a la que se dirige la sobreintensidad.

Por tal motivo debemos ubicar el 1TP que realiza la medición sobre la LT; en el caso de los transformadores de potencial, estos fueron diseñados con un solo bobinado, porque el parámetro de tensión se utiliza tanto para medición y como para protección, por lo que solo es necesario uno. Por tal motivo es necesario tomar la señal de las tres fases junto con el neutro y llevarlas a la protección de impedancia, tal como lo muestra la figura 5.8.

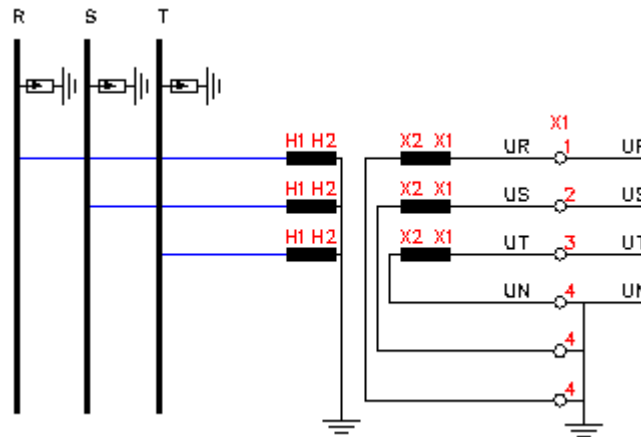


Figura 5.8 Diagrama para el circuito de las tensiones del transformador 1TP.

La relación de transformación del 1TP es nos permite conocer el valor de tensión al que debe operar las entradas para este parámetro en el relé, por esta razón seguidamente se muestra el cálculo; en donde se puede observar que la relación está dada en términos de tensión y no de vueltas del bobinado, por lo que la tensión en el secundario es de 100V; y representa el valor de tensión al que va a llegar cada fase de la LT al Relé:

$$a = \frac{V1}{V2} = \frac{138KV}{0.1KV} = 1380$$

Entre la información importante que hay que tomar en cuenta para saber el lugar donde se toman la señales es que el sector de H2 está aterrizado, al igual que el X2.

Esto se da entre otras cosas para que el valor de la tensión de fase sea siempre el máxima a una relación de transformación dada; además le permite a la protección de distancia conocer la dirección hacia la que sensa la tensión, lo que le permite saber si una falla se dio adelante o atrás de la LT.

5.2.1.3 Ruta eléctrica para la falla de interruptor

Esta parte del diseño es relevante, porque uno de los criterios determina si existe una falla en el interruptor y si la hay envía la orden de disparo por 50BF inmediatamente; mejorando considerablemente de tiempo de despeje de falla.

Un disyuntor falla en el momento en el que no ejecute las funciones que una protección primaria le ordena; entre las más comunes están las que se muestran en la figura 5.9 (a). Si se hay una alarma por SF6 implica que aplicar un disparo el interruptor corre el riesgo de quedar a media carrera, lo que significa que no abra completamente sus contactos y se mantenga el arco eléctrico, lo cual puede provocar la destrucción del dispositivo.

Si la presión del ha disminuido a niveles donde se bloquee el disyuntor implica que a pesar de que la protección realice el disparo, el IP no va a disparar porque está bloqueado. Esto pone en riesgo de igual manera al sistema entero ya que si la falla perdura no va a ser despejada por el interruptor.

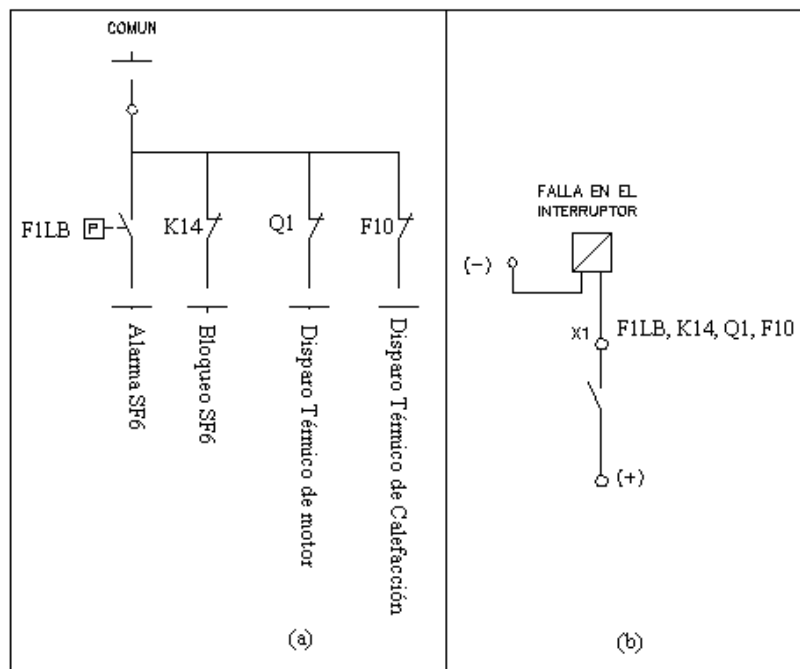


Figura 5.9 (a) Diagrama para determinar las fallas en el IP, (b) circuito general para la detección de falla en el interruptor

El IP tiene un resorte que está vinculado a un motor el cual se encarga de tensarlo si lo que se desea es cerrar los contactos de los polos del disyuntor, pero si lo que se va a realizar es una apertura o un disparo lo que el IP ejecuta es la acción de destensar el resorte. El movimiento que ejecuta el resorte tiene la característica de liberar gran cantidad de energía, por factores de que van desde el desgaste, hasta magnitudes que sobrepasan los valores nominales de funcionamiento, puede ocasionar que se produzca una falla en el motor; lo cual da como consecuencia una falla en el disyuntor.

Los interruptores también poseen relés que están constantemente verificando si los valores de enfriamiento del dispositivo se encuentran dentro de los normales; el circuito interno del IP puede detectar si el parámetro correspondiente al térmico de calefacción funciona correctamente. De no ser así se presenta una falla en el disyuntor y significa que el dispositivo no está en condiciones de disipar la temperatura de que ocasiona el arco en su interior.

Las fallas mencionadas anteriormente están relacionadas eléctricamente por medio de un relé, que cierra un contacto si se ha dado algún problema en el Interruptor (ver figura 5.9 b). Esta señal es la que llega al tablero de alarmas para informar al personal que hay que darle mantenimiento al IP, pero también se envía la señal a la protección de impedancia; ya que si se da una falla en la LT sabrá que el IP está dañado y debe ejecutar el 50BF.

5.2.1.4 Ruta eléctrica para la supervisión del canal de disparo 1 y 2

Una falla que puede presentarse con mayor regularidad es la que hace referencia al canal de disparo, el cual es un hilo conductor que vincula directamente la orden de disparo de la protección con la acción de disparo del IP. Los problemas pueden darse si la bobina de disparo está en mal estado, o si el conductor está fracturado. Lo que interesa en este caso es que si se da una falla en el canal, el disyuntor no podría disparar ante una eventual falla en la LT, lo que implicaría un daño cuantioso en el IP y en los equipos asociados.

Para poder detectar esta condición anómala, se utiliza una supervisión del canal de disparo, la cual sensa constantemente si el canal está en óptimas condiciones para enviar la señal de disparo o si no lo está.

Existen dos maneras de implementar la supervisión del canal; para ambas es necesario tener normalizada la posición del IP que utiliza la

protección. El primer caso lo muestra la figura 5.10 el cual es un diagrama interno simplificado de un interruptor; en el mismo se puede observar que se toma de un contacto normalmente cerrado la supervisión de canal para el caso que el IP tenga un contacto normalmente abierto cuando tiene una posición en reposo.

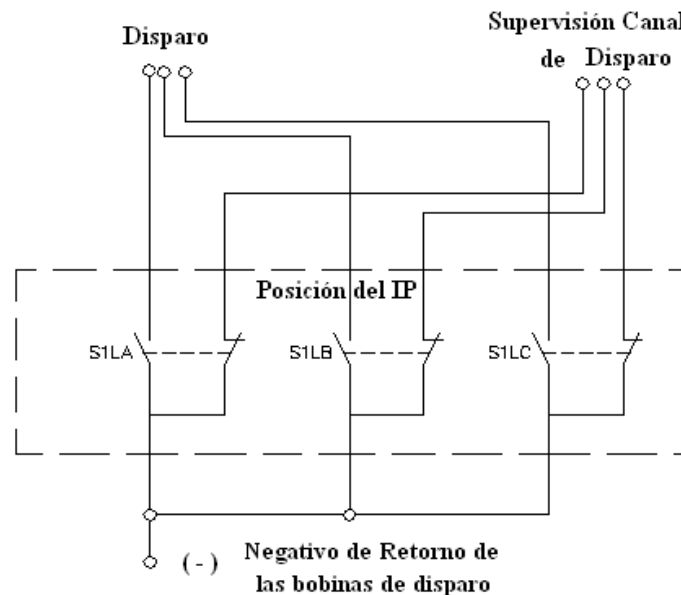


Figura 5.10 Diagrama para el circuito de supervisión de disparo 1.

La otra forma de implementarlo lo muestra la figura 5.11; la diferencia con la anterior configuración radica en que la señal es tomada del mismo canal de disparo y no de un contacto independiente. Esta forma de supervisar es la más utilizada porque efectivamente esta sobre el canal de disparo; para lo cual la lógica se simplifica considerablemente, al tener que para un interruptor cerrado el canal siempre tendrá un valor lógico de 1, que indica que el canal esta en condiciones de operar.

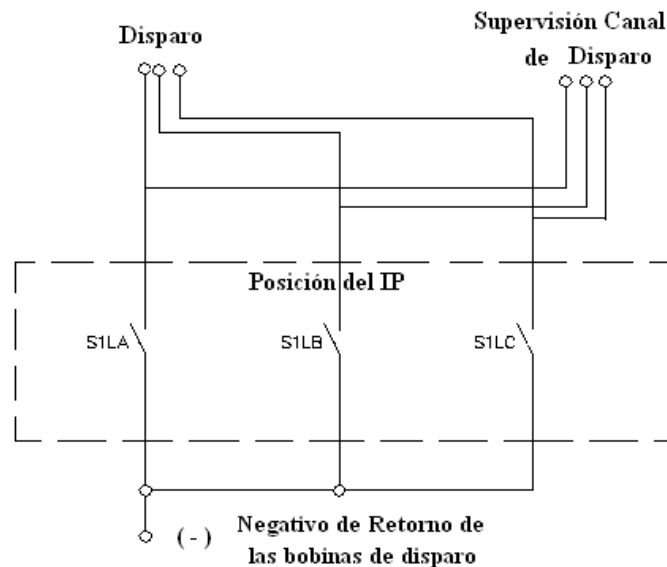


Figura 5.11 Diagrama para el circuito de supervisión de disparo 2.

Ambos métodos hay que implementarlos ya que es fundamental tener la garantía de que el interruptor puede disparar; la diferencia en la implementación se hará a nivel de software; esto significa que una lógica de supervisión del canal de disparo se utilizará como respaldo de la otra.

5.2.1.5 Ruta eléctrica para la inicialización del 50BF (BFI)

Esta entrada se genera por medio de la lógica programada en el relé SEL, por medio del cual se realiza un disparo que indica que se debe iniciar la cuenta del 50BF, el cual entra a la protección por la entrada IN2.

Para que sea activada esta entrada debe generarse un disparo tripolar, lo cual indica que hay una falla en la red por sobrecorriente, luego comienza la cuenta de un timer para esta seguros que la falla no es pasajera; si luego de un tiempo la falla permanece en el sistema se envía la señal de disparo del 50BF.

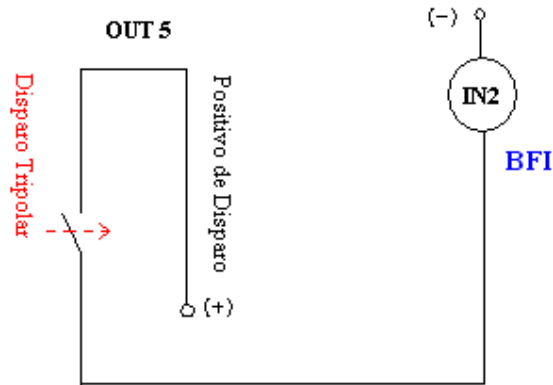


Figura 5.12 Diagrama para el circuito del BFI.

La figura anterior muestra la conexión física para generar el BFI; para provocar en la entrada un uno lógico se debe cerrar el contacto de la salida OUT5 a causa de un disparo tripolar.

La salida OUT5 puede verse también como la primera etapa del disparo de la protección ante falla de interruptor.

5.2.1.6 Ruta eléctrica para el disparo tripolar

La protección de impedancia debe detectar la falla e inmediatamente generar una acción para eliminación de la misma, por tal motivo se produce un disparo tripolar que se da para el caso en que haya que abrir las tres fases de la línea de transmisión por el peligro que representa una sobrecorriente en el sistema.

Este disparo envía un positivo de disparo hacia las tres bobinas de disparo del disyuntor para que este abra la línea completa. A pesar de que esta señal no pertenece a la lógica del 50BF, si es importante ya que el sistema debe generar (para el caso en que no haya previa falla de IP) un disparo y debe existir el registro de que en realidad se ocurrió.

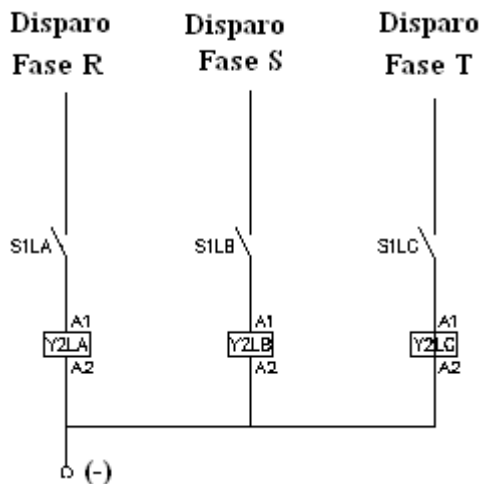


Figura 5.13 Diagrama para circuito del disparo tripolar

La figura 5.13 muestra el diagrama para la ruta del disparo tripolar. Para poder realizar esta función el interruptor debe estar cerrado, ya que de no estarlo los contactos S1A, S1B y S1C correspondientes a cada uno de los polos del IP estarían abiertos y la señal no llegarían hasta las bobinas de disparo Y2LA, Y2LB y Y2LC.

5.2.1.7 Ruta eléctrica para el disparo de la protección ante falla de interruptor 50BF

La sección más relevante a nivel de hardware del proyecto está en el disparo del 50BF; luego de haber diseñado las rutas eléctricas de las señales anteriores, las cuales se enlazan directamente con la lógica del 50BF, se procede a dirigir un disparo hasta bobinas de mando de alta velocidad. Estos dispositivos están también conectados a la diferencial de barras pero no están físicamente en la diferencial.

El siguiente diseño se debe adaptar a cada una de las protecciones de distancia de las líneas de transmisión de la barra respectiva; lo que significa que la figura 5.14 aplica a todos los relés 321 que están vinculados con los seis interruptores que van desde K1 hasta K6.

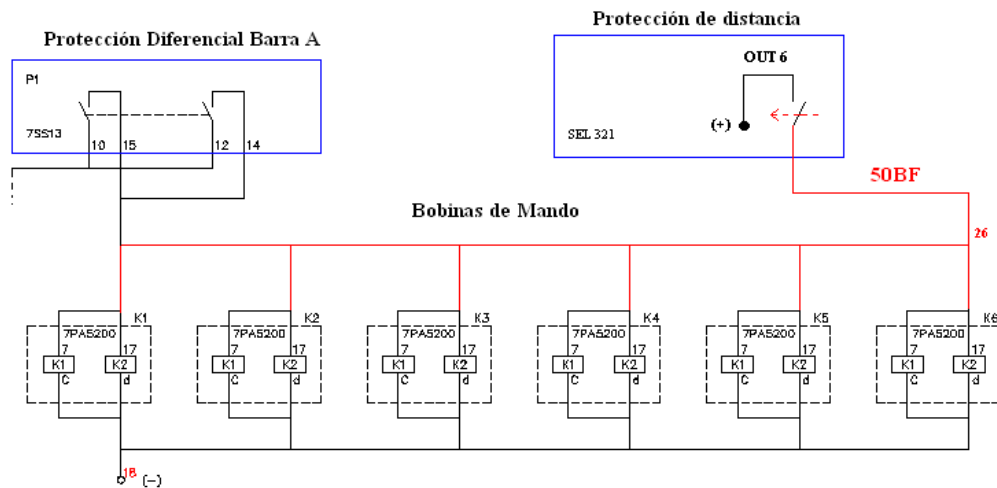


Figura 5.14 Diagrama para circuito de disparo del 50BF de la barra A

De acuerdo con el diagrama anterior se debe definir el interruptor al que se direcciona el disparo del 50BF acorde con las bobinas de mando, por tal motivo la tabla 5.1 muestra el orden de los elementos.

Tabla 5.1 Distribución de los interruptores de acuerdo con el disparo de cada bobina de mando

Bobina de mando	Interruptor	Elemento protegido
K1	152L	LT Río Macho N° 1
K2	252L	LT Río Macho N° 2
K3	352L	LT Sabanilla
K4	152T / 752T	Transformadores T1 y T3
K5	1052T	Transformador T4
K6	152E	Enlace

De igual manera hay que diseñar el circuito de la protección ante falla de IP para la barra B; por tal motivo la figura 5.15 muestra la forma en que debe implementarse. Al igual que para la figura anterior se tiene que le que adecuar cada relé de protección de SEL321 un circuito de disparo hacia la bobinas de mando.

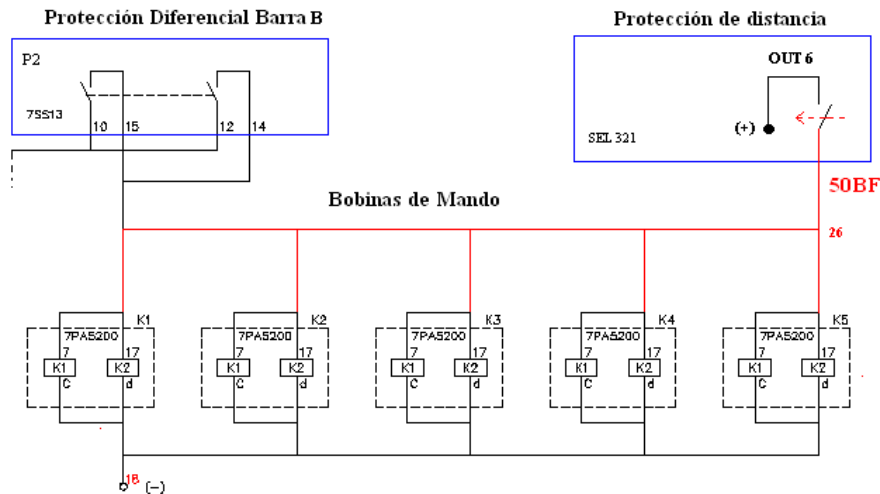


Figura 5.15 Diagrama para circuito de disparo del 50BF de la barra A

Para la configuración de la barra B existen variaciones, por lo que es adecuado especificar los interruptores que serán disparados con el 50BF, tal como lo muestra la tabla 5.2.

Un concepto relevante cuando llega la señal del disparo a las bobinas de mando es que la señal entra a dos relés K1 y K2, los cuales tienen funciones específicas. K1 cierra un contacto normalmente abierto cuya función es la de energizar la señal de disparo de los polos R y S que se envía al IP. Para el caso de K2, existen dos contactos; uno que energiza el disparo para el polo T y otro contacto que se abre y está vinculado con el enclavamiento.

Tabla 5.2 Distribución de los interruptores de acuerdo con el disparo de cada bobina de mando

Bobina de mando	Interruptor	Elemento protegido
K1	552L	LT Turrialba
K2	652L	LT Angostura
K3	352L	LT San Miguel y Transformador T2
K4	252B / 152E	Reserva B y Enlace
K5	1052L	LT Joya

5.3 Descripción del software

Con base en el requerimiento de software se implementa el diseño seleccionado en un Relé de distancia SEL 321; estos dispositivos tienen la característica de poder ser parametrizados con las variables que se requieran para una finalidad específica, que en este caso será para una protección.

Para poder ejecutar los algoritmos diseñados de la protección, es necesario programar con anticipación todos los registros de inicialización. El primero de los objetivos para esta etapa es reconocer los registros que se necesitan, programarlos y luego verificar su correcto desempeño; luego se desarrollarán las rutinas que se utilizarán para diseñar el disparo del 50BF.

5.3.1 Subrutina para la detección de la posición del IP

La posición del IP es una señal entregada directamente del circuito interno del Interruptor; para poder determinar si está abierto o cerrado se debe normalizar una lógica para que no existan confusiones en el sistema. La tabla 5.3 muestra la forma en que se debe hacer.

También esta lógica debe complementarse con las instrucciones que posee el SEL 321, además de cumplir con el estándar IEEE C37.20.2-1987; sobre el cual se especifican los nombres de las funciones aplicadas a dispositivos usados en subestaciones y plantas generadoras; como es el caso de la Subestación del proyecto hidroeléctrico de Cachí.

Tabla 5.3 Detección de la posición del IP

Posición Real de IP	Valor lógico asignado	Detector de posición
Interruptor abierto	0	52AA1 = 0
Interruptor cerrado	1	52AA1 = 1

Una vez conocida la manera en que se medirá si el IP está abierto o cerrado se genera la rutina para detectar la posición a nivel de software, como lo muestra la figura 5.16. A nivel de maniobra, el IP puede estar abierto o cerrado; pero a nivel de protección el disyuntor siempre deberá estar energizado, lo que implica que tanto la seccionadora de barra, como la de línea y la de tierra deben estar completamente cerradas.

Estas condiciones indican que el IP de la LT está cerrado y por ende existe una corriente eléctrica circulando por el dispositivo; por lo que la posición del IP es fundamental para un disparo.

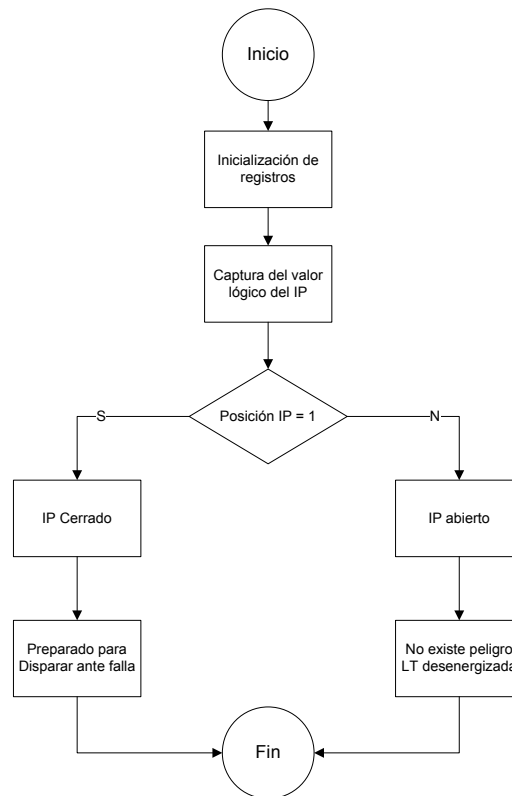


Figura 5.16 Diagrama para la detección de la posición del Interruptor

Un dato que se tomó en consideración para el diseño es que un solo hilo conductor del IP hacia la protección; como se conoce un IP para un sistema trifásico posee tres polos; ubicados cada uno sobre la fase respectiva de la línea de transmisión. En este tipo de sistema se busca siempre que los polos estén o todos abiertos o todos cerrados, con la finalidad de no perder la sincronía de la red de transmisión.

Por esta razón se unen las tres posiciones de los polos A, B, C en un nodo común en cual representa el valor total de la posición de IP. Para la pregunta de qué sucede si se dispara una sola de las fases, la respuesta estaría dada en función de la discrepancia de fases la cual haría que las otras dos fases se dispararían también para no perder el sincronismo.

5.3.2 Subrutina para la Supervisión del canal de disparo

La supervisión del canal de disparo aplica para todas las fases del disyuntor y su función está asociada a una posición de IP cerrado; ya que es la condición se requiere para que el dispositivo esté preparado a disparar, ante un evento de falla en la línea de transmisión.

El sistema de protección requiere dos supervisiones por lo que se disponen seis entradas en el Relé 321 para cumplir con los requisitos. De acuerdo a las dos formas de implementar la supervisión de canal así será su nivel de prioridad. La tabla 5.4 muestra la distribución lógica la supervisión principal.

Tabla 5.4 Distribución lógica para la detección de la supervisión del canal de disparo principal del IP.

Posición Real de IP	Detector de posición	Estado del Canal de Disparo
Polo A cerrado	52AA1 = 1	bueno
	52AA1 = 0	malo
Polo B cerrado	52AB1 = 1	bueno
	52AB1 = 0	malo
Polo C cerrado	52AC1 = 1	bueno
	52AC1 = 0	malo

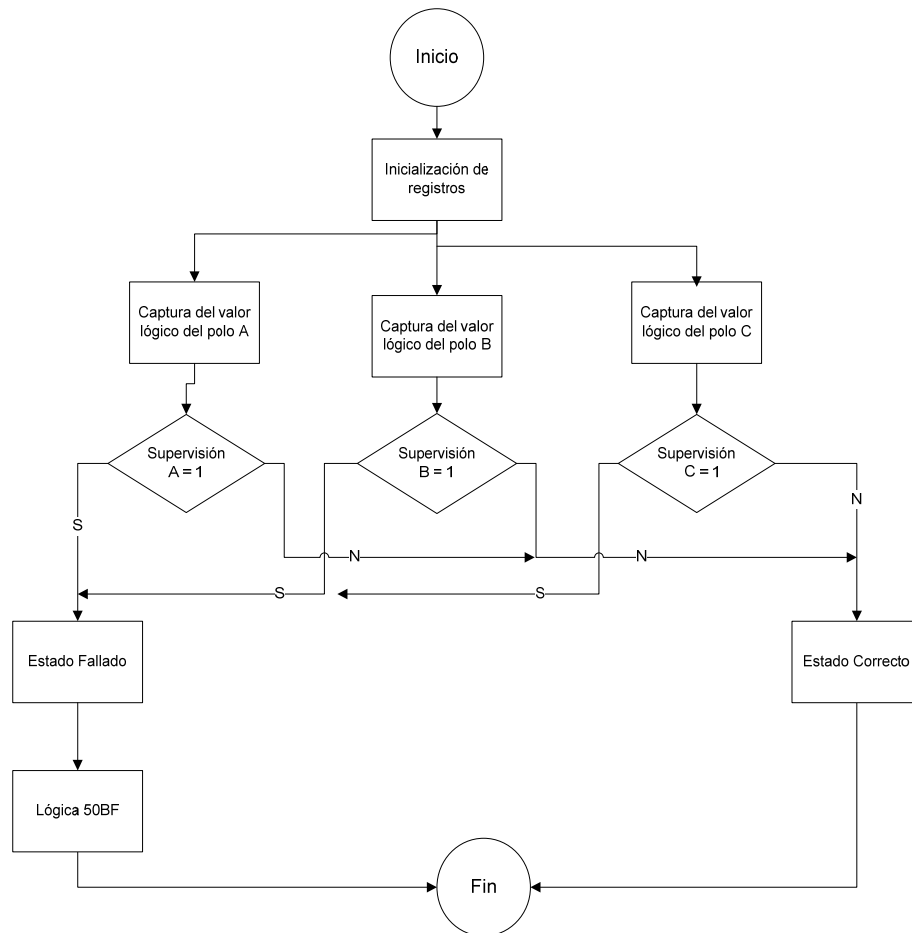


Figura 5.17 Diagrama para la detección de la supervisión del canal de disparo principal

Acorde con las especificaciones de la tabla 5.4 se diseña la rutina para la supervisión del canal de disparo principal. Se puede analizar en la figura anterior que el valor de la supervisión del canal llega a la protección de distancia donde es comparada para determinar si existe alguna falla.

Las entradas del relé no tienen latches por lo tanto el diseño debe tomar en cuenta esta limitación, para lo cual se toma el criterio de que la entrada deba estar siempre activada, para que en el caso que no lo esté sea más sencillo detectar la falla.

Tal como se explicada con anterioridad, otra de las formas de determinar si el canal de disparo está bien, es por medio de un contacto auxiliar y lógicamente opuesto a la posición del IP; este método es reconocido como un respaldo de la supervisión de canal de disparo principal, la cual se conecta directamente del canal de disparo y no requiere contactos extra. Por esta razón hay que diseñar una lógica para el respaldo, como lo muestra la tabla 5.5 y la figura 5.18.

Tabla 5.5 Distribución lógica para el respaldo de la detección de la supervisión del canal de disparo del IP.

Posición Real de IP	Detector de posición	Estado del Canal de Disparo
Polo A cerrado	52AA2 = 1	Malo
	52AA2 = 0	Bueno
Polo B cerrado	52AB2 = 1	Malo
	52AB2 = 0	Bueno
Polo C cerrado	52AC2 = 1	Malo
	52AC2 = 0	Bueno

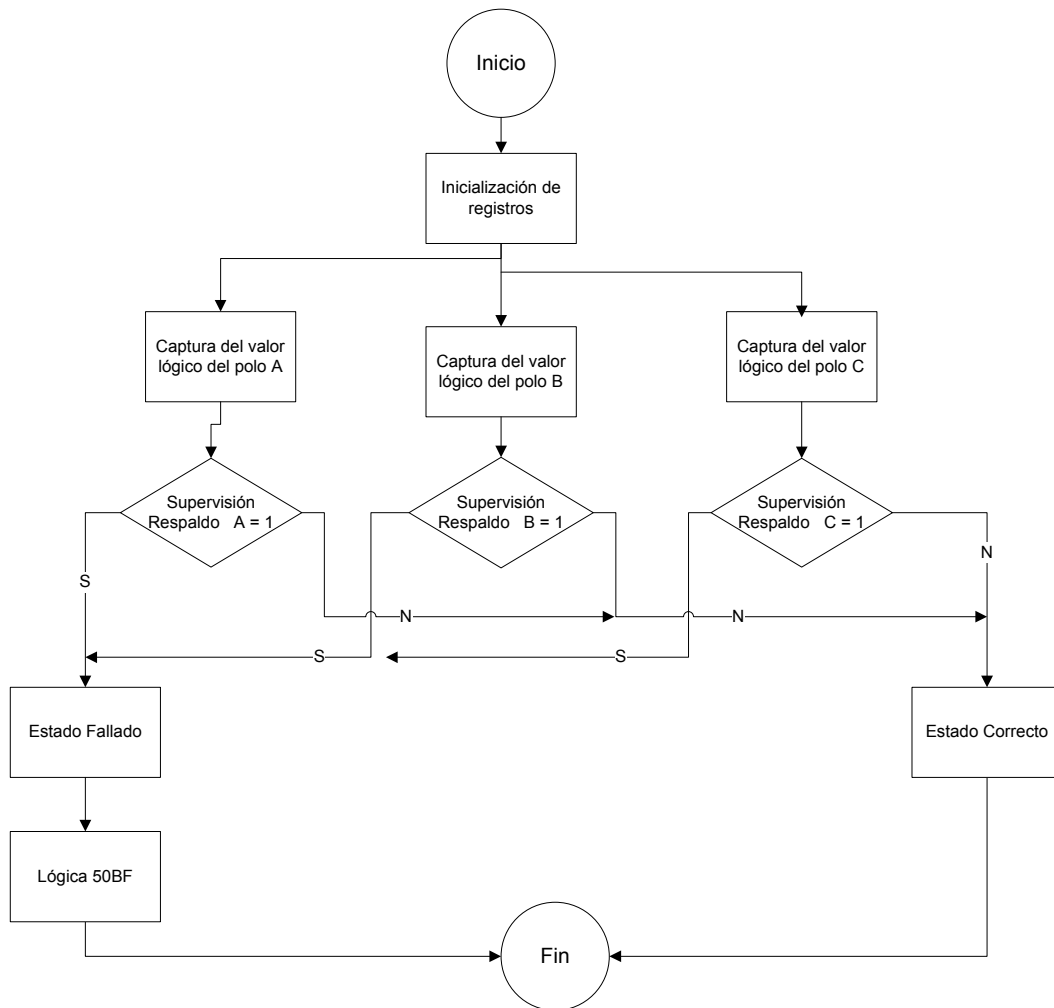


Figura 5.18 Diagrama para la detección de la supervisión del canal de disparo de respaldo

Tomando en cuenta lo que se menciona en el párrafo anterior, se debe aclarar que para la supervisión de canal de disparo de respaldo la lógica es opuesta a la de la principal, ya que la conexión física es diferente. Además se desea tener dos métodos que sean independientes tanto nivel de hardware como de software.

5.3.3 Subrutina de detección de falla en el Interruptor

La rutina para la detección de falla en el disyuntor es muy parecida a la elaborada para la supervisión de canal de disparo; para este caso se busca que la protección este verificando las señales que habilitan las alarmas por falla en el IP. Este proceso lo realiza por medio de un nodo común que posee una única entrada en el SEL 321. La manera en la que se genera la lógica de falla de IP se da cuando se ha cerrado alguno de los contactos de falla, vistos en el apartado de hardware.

La figura 5.19 representa la rutina que se genera al detectar una falla en el sistema, o el caso en que no exista ningún problema en el disyuntor.

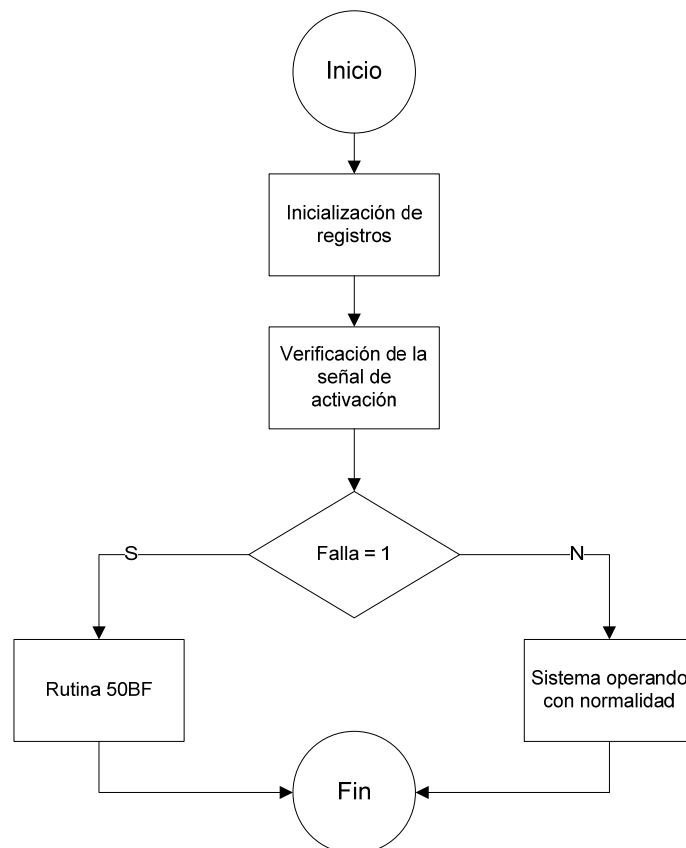


Figura 5.19 Diagrama para la detección de falla en el IP

5.3.4 Subrutina de disparos monopolares y tripolares

A nivel de ejecución de la protección ante falla de interruptor, la generación de los disparos nos permite verificar que se esté procediendo de la forma correcta; ya que tanto los disparos monopolares, como los tripolares o los provocados por un 50BF; tienen como origen una sobreintensidad de corriente de la línea de transmisión. Esto hace que se debe disparar el interruptor de la LT o los IP de la barra para el caso del 50BF.

La figura 5.20 muestra el diagrama para un disparo tripolar; se selecciona un disparo de tres fases porque para sistemas de alta tensión donde hay máquinas generadoras se normaliza el disparo a uno tripolar para evitar la pérdida de sincronismo.

Dentro de los ajustes que se calculan están los parámetros de impedancia de la LT y corrientes de cortocircuito mínima. A partir de estos valores se hace una comparación entre la corriente que tiene la línea actualmente por fase y el ajuste mínimo de sobrecorriente. De existir una falla, el sistema va a detectarlo y procederá a hacer un disparo tripolar.

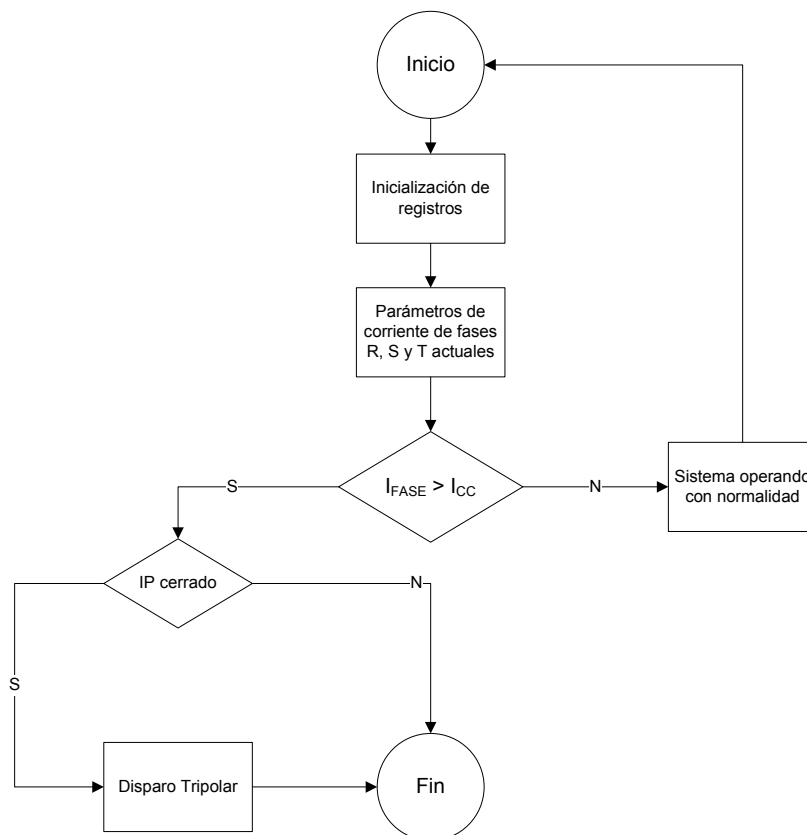


Figura 5.20 Diagrama para la detección de falla en el IP

5.3.5 Subrutina generación de la inicialización del 50BF (BFI)

La primera etapa del disparo ante falla de interruptor, llamada también BFI que significa "Breaker Failure Initiate". El cual empieza cuando se produce un disparo al detectarse una falla por sobrecorriente en la línea de transmisión.

Como lo muestra la figura 5.21 se debe generar un disparo en la línea de transmisión, este evento definirá el inicio de la cuenta del 50BF. El BFI es de suma importancia porque le brinda a un timer el parámetro de arranque o pick up; que a su vez permite crear un intervalo de tiempo en el que se debe despejar la falla; de no ser así entonces se enviará el disparo a las bobinas de mando, como se verá más adelante.

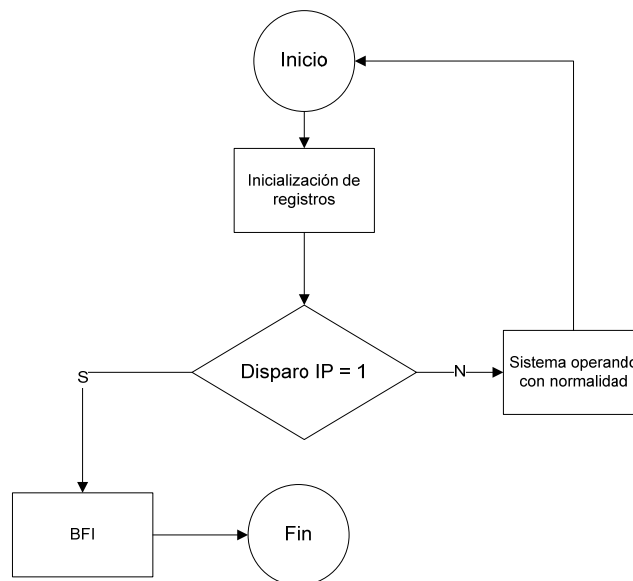


Figura 5.21 Diagrama para la detección de falla en el IP

5.3.6 Rutina para la segunda etapa del 50BF

Las subrutinas anteriores se unen por medio de la arquitectura del Relé 321 para dar origen a la rutina final y más importante que es la del disparo de la protección ante falla de interruptor o 50BF.

La secuencia del disparo puede tomar dos caminos dependiendo de la naturaleza de los eventos que afecten a la protección; el primero de ellos se produce por una falla detectada previamente en el interruptor, combinado con una sobrecorriente en la línea de transmisión.

El otro caso y más utilizado en las protecciones es el que no incorpora la falla de interruptor como una señal de entrada a la protección, si no que detecta la sobrecorriente en el sistema y la posición del interruptor; si después de un tiempo dado la falla se mantiene en el sistema y el IP no a cambiado la posición a abierto, se realiza el disparo del 50BF.

Ambos métodos tienen la función principal de eliminar de la manera eficiente una falla en la línea de transmisión. La gran diferencia que existe entre ambas es el tiempo de ejecución; ya que para la primera, se sabe que el IP no podrá abrir o por lo menos se correría el riesgo de que no abra completamente, ya que está fallado; por lo que el tiempo de reacción del sistema debe ser mucho menor que para el segundo método; el cual no verifica ningún parámetro de falla y solo se conforma con que el IP no haya abierto para el momento del disparo.

Existe una diferencia de aproximadamente 8 ciclos de reloj entre un método y otro; pero ambos cumplen a cabalidad la meta que es despejar una sobrecorriente que representa un peligro tanto para los equipos en subestación como para el personal humano que interactúa con él.

Para el método N° 1 se implementa la lógica que se muestra en la figura 5.22 y la 5.23; donde se puede observar que el disparo depende de la protección haya detectado una sobrecorriente y que exista una falla en el IP antes del evento; además debe saber cual es la posición del IP, porque está abierto entonces no ejecutará el disparo del 50BF.

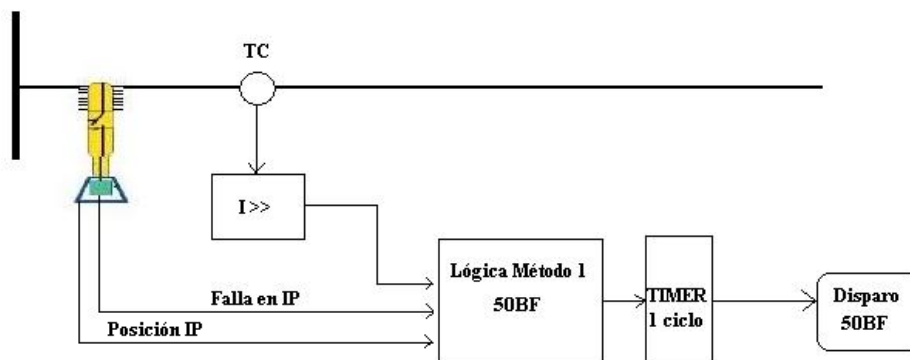


Figura 5.22 Diagrama del método N° 1 para disparo 50BF

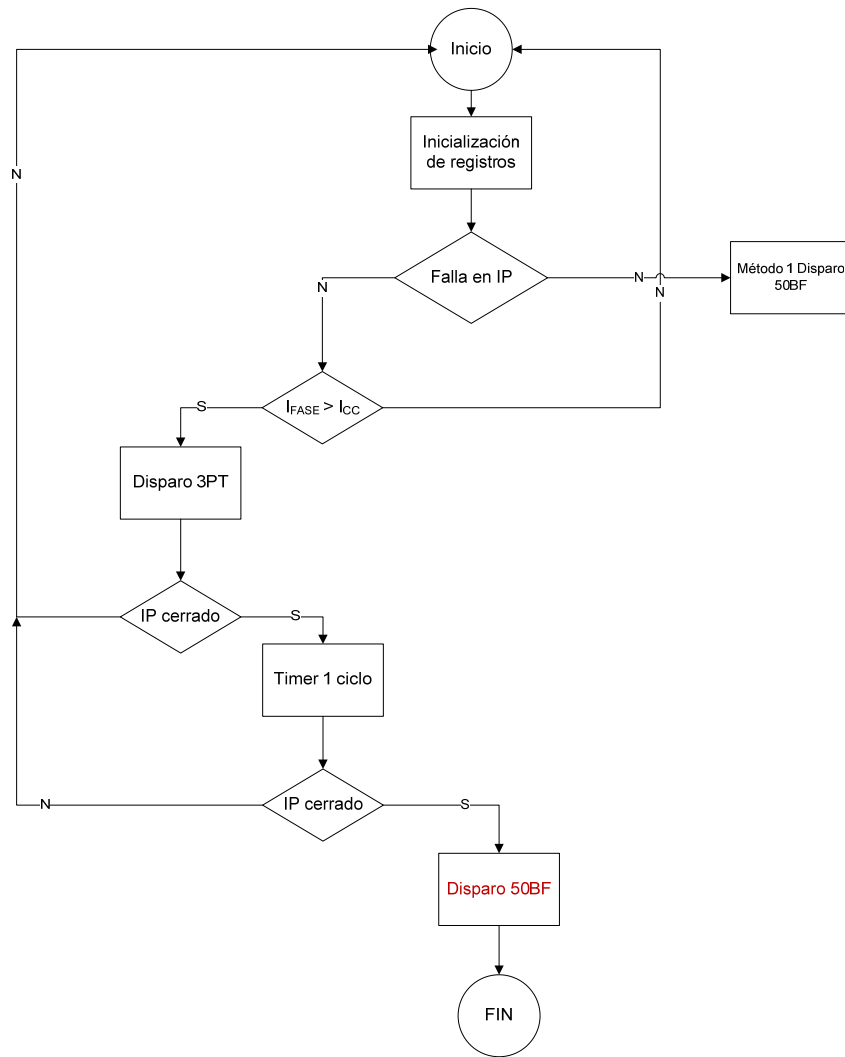


Figura 5.23 Diagrama de la rutina del método N° 1 para disparo 50BF

El segundo método se muestra en la figura 5.24; se puede observar que solamente es necesario conocer la posición del IP y debe existir una corriente de cortocircuito en la línea de transmisión. Así mismo la rutina que se diseñó para este método se encuentra en la figura 5.25.

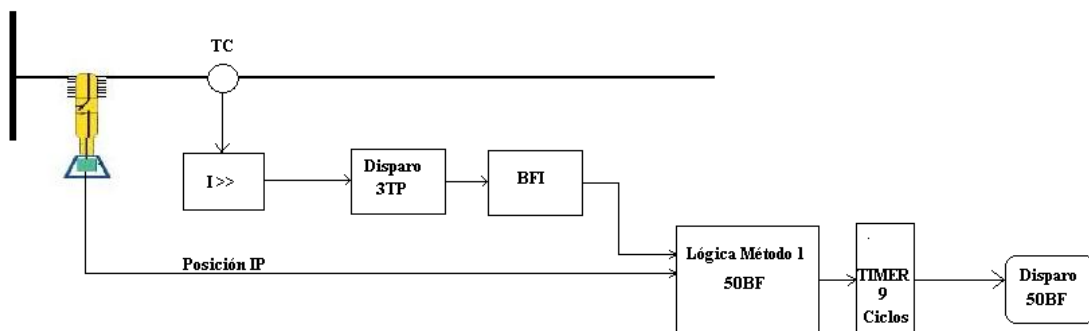


Figura 5.24 Diagrama para el método N° 2 del disparo 50BF

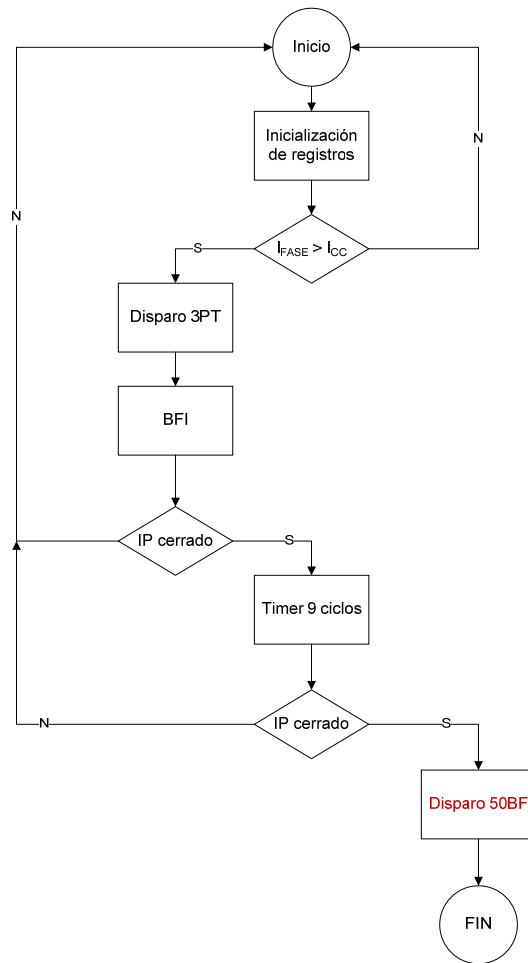


Figura 5.25 Diagrama de la rutina del método N° 2 para disparo 50BF

La función completa del disparo ante falla de interruptor involucra ambas lógicas, la decisión de implementar ambas radica en que si se da previamente al evento de cortocircuito, la falla del IP; se pueda brindar mayor seguridad al sistema interconectado y no se deba esperar hasta los 200ms como lo haría el método N° 2.

La seguridad en la atención de la falla es de vital interés para el personal que opera en subestación; ya que los módulos que integran el sistema son líneas de transmisión a 138KV, con magnitudes de corriente que oscilan en los cientos de amperios.

6 Análisis de Resultados

6.1 Resultados

6.1.1 Resumen de entradas y salidas en el Relé SEL 321

Para analizar el comportamiento de las entradas y las salidas por medio del software SEL5010 es necesario definir las físicamente; para lo cual se crean las tablas que se muestra a continuación.

Tabla 6.1 Distribución de las entradas en el Relé de distancia SEL 321.

Entradas	Función
2	BFI
3	Posición de Interruptor
4	Falla de Interruptor
7	Supervisión Canal de Disparo Fase R
8	Supervisión Canal de Disparo Fase S
9	Supervisión Canal de Disparo Fase T
10	Respaldo Supervisión Canal de Disparo Fase R
11	Respaldo Supervisión Canal de Disparo Fase S
12	Respaldo Supervisión Canal de Disparo Fase T

Tabla 6.2 Distribución de las salidas en el Relé de distancia SEL 321.

Salidas	Función
1	Disparo Fase R
2	Disparo Fase S
3	Disparo Fase T
4	Disparo Transferido
5	Disparo 1 ^{era} etapa BFI
6	Disparo 50BF
13	Alarma 50BF
15	Alarma Falla canal Disparo

6.1.2 Configuración los ajustes para el SEL 321 sobre la Línea de Transmisión de Río Macho N° 1

Parámetros de la Línea de Transmisión

Para comenzar la parametrización hay que tener los valores de la línea de transmisión de Río Macho N° 1.

Impedancia Secuencia Cero Z0: Z0MAG, Z0ANG

$$2,64\angle 79,56^\circ \Omega$$

Impedancia Secuencia Directa Z1: Z1MAG, Z1ANG

$$0,76\angle 79,10^\circ \Omega$$

Los datos anteriores fueron suministrados por el departamento de Protección y Medición, ya que la forma de calcular las impedancias de la línea no forma parte del proyecto.

A partir de este punto se utiliza bibliografía que permite desarrollar los cálculos para los ajustes que se muestran a continuación.

Parámetros de los transformadores y longitud de la línea de transmisión

Luego de analizar los planos de la Subestación, se puede obtener la Relación de Transformación de Potencial, comúnmente llamada PTR; que se extrae del plano del transformador respectivo.

$$PTR = \frac{138KV}{0,1KV} = 1380$$

Así mismo se analiza el plano del Transformador de Corriente, con la finalidad de obtener la Relación de Transformación de Corriente, denominada CTR.

$$CTR = \frac{800}{5} = 160$$

Un dato importante es el de la longitud de la línea de transmisión, denominado LL, el cual es un valor que fue brindado por el departamento de Protección y Medición.

$$LL = 14.50Km$$

Parámetros de las zonas de protección

Seguidamente es necesario definir las zonas de acción Mho y Cuadrilateral para la detección de fallas. El significado de este ajuste hace referencia el número de zonas que se van a programar

Mho Fase:

$$PMHOZ = 4$$

Mho Tierra:

$$GMHOZ = 4$$

Cuadrilateral Tierra:

$$QUADZ = 4$$

Para este caso se programan las zonas viendo hacia delante de la protección; por tal razón se ajustan las direcciones de la siguiente manera.

$$DIR1 = F$$

$$DIR2 = F$$

$$DIR3 = F$$

$$DIR4 = F$$

Los ajustes para la zona 1 proveen una protección instantánea para fallas trifásicas, fallas fase-fase o fallas fase-tierra; para los primeros 80% y 90% de la línea de transmisión, el resto de la línea es protegido por los ajustes de la zona 2. Para este caso la Zona1 protegerá el 72.63% de la LT.

$$7,6\Omega \times 72,63\% = 5,52\Omega$$

$$\frac{PTR}{CTR} = 8,625$$

$$\frac{5,52\Omega}{8,625} = 0,64\Omega$$

$$Z1P = 0,64\Omega$$

De la misma forma se calculan los parámetros para Z2P, para Z3P y para Z4P. La única diferencia radica en que hay que conocer el valor de impedancia de las líneas conectadas a Río Macho N° 1, además de determinar el porcentaje en que serán protegidas.

$$Z2P=1,91 \Omega$$

$$Z3P=2,53 \Omega$$

$$Z4P=6,69 \Omega$$

Parámetros de la detección de Fallas en las Líneas de Transmisión

Las fallas fase-fase, ya sean trifásicas o bifásicas deben ser consideradas; por lo que el siguiente ajuste debe poder determinar este tipo de sobreintensidad; la cual tiene una magnitud mínima de 348 A, de acuerdo a lo que establece la normalización del ICE.

$$50PP1 = \frac{I_{min}}{CTR} = \frac{348}{160} = 2,18A$$

De igual forma se realizan los cálculos para las zonas restantes, las cuales se muestran seguidamente.

$$50PP1 = 2,18A$$

$$50PP2 = 1,89A$$

$$50PP3 = 1,66A$$

Otro tipo de falla son las de fase a tierra, las cuales como se ha visto presentan valores muy elevados de corriente, para lo que se definen los ajustes 50L y 50G.

$$50L1 = \frac{I_{min}}{CTR} = \frac{80}{160} = 0,5A$$

$$50L2 = 0,5A$$

$$50L3 = 0,5A$$

$$50L4 = 0,5A$$

El ajuste 50G tiene el mismo valor y forma de cálculo que el 50L, por lo que solamente se transcribe el dato.

$$50G1 = \frac{I_{min}}{CTR} = \frac{80}{160} = 0,5A$$

$$50G2 = 0,5A$$

$$50G3 = 0,5A$$

$$50G4 = 0,5A$$

Parámetros de ajuste para la Secuencia Cero.

Para este dato se requiere la impedancia de la secuencia directa y la impedancia de la secuencia cero.

Impedancia Secuencia Cero Z_0 :

$$26,4 \angle 79,56^\circ$$

Impedancia Secuencia Directa Z_1 :

$$7,6 \angle 79,10^\circ$$

Por medio de la siguiente fórmula y por la información anterior, se calcula el coeficiente de ajuste.

$$k_{01M} = (Z_0 - Z_1) / 3 \bullet Z_1 = 0,824 \angle 0,646^\circ$$

$$k_{OM} = 0,824 \angle 0,64^\circ$$

6.1.3 Tiempos de acción de un interruptor AREVA SF6

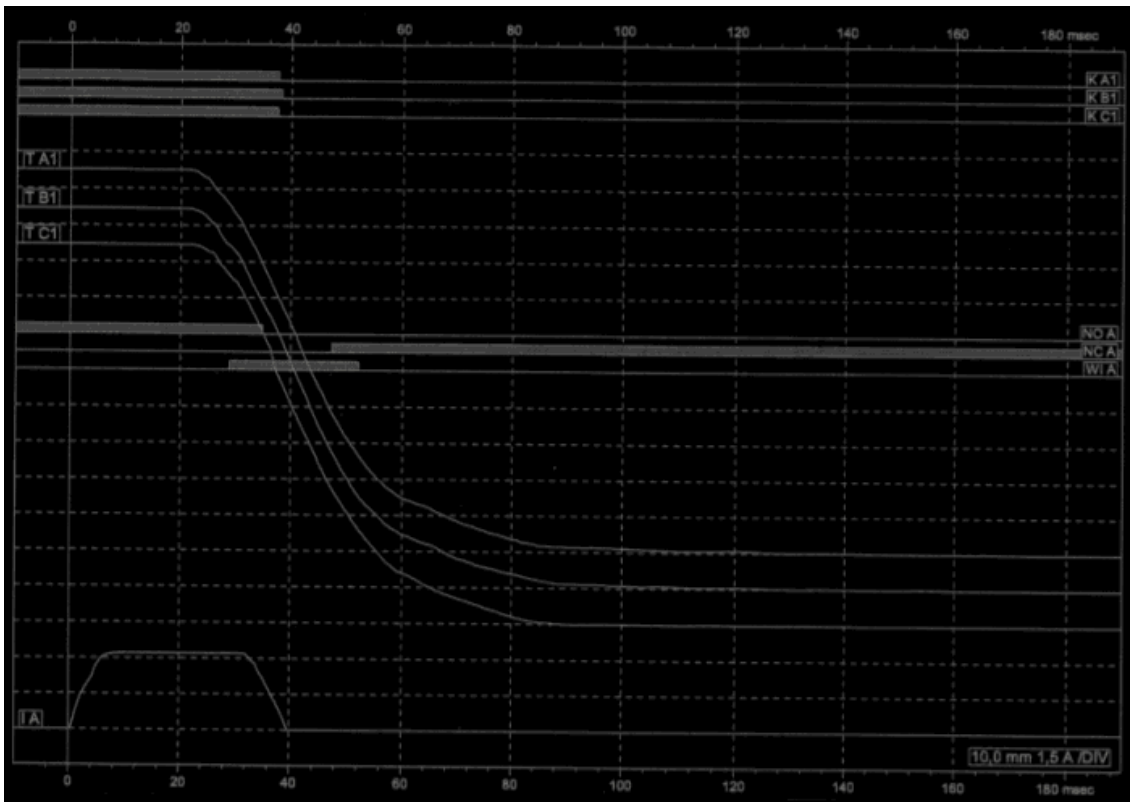


Figura 6.1 Medición del disparo del polo A de un interruptor AREVA por medio de equipo Omicron CMC

Tabla 6.3 Medición de tiempo de disparo del polo A de un interruptor AREVA SF6 por medio de equipo de prueba CMC

Parámetros	Polo A	Polo B	Polo C
Tiempo de quiebra BRK	37,7 ms	38,2 ms	37,5 ms
Tiempo Normalmente abierto (NO)	34,9 ms	-	-
Tiempo normalmente cerrado (NC)	47,3 ms	-	-
Corriente de Disparo	3,2 A		

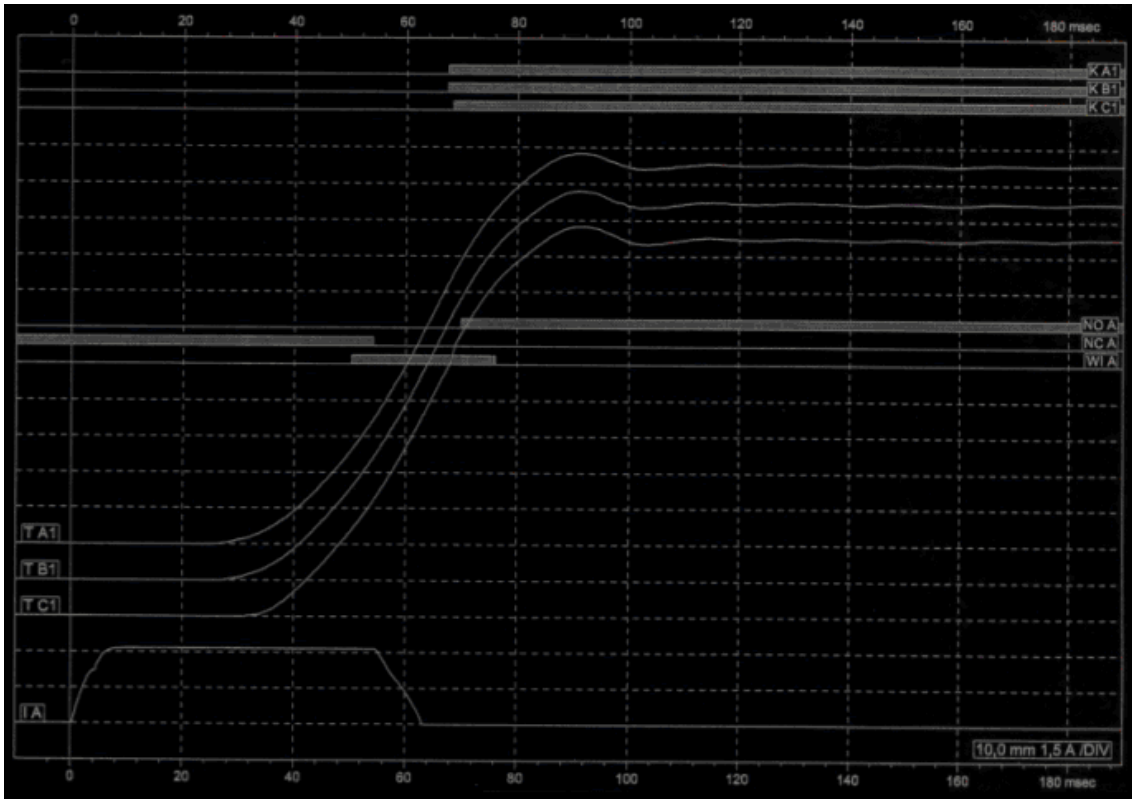


Figura 6.2 Medición del cierre del polo A de un interruptor AREVA por medio de equipo Omicron CMC

Tabla 6.4 Medición de tiempo de cierre del polo A en un interruptor AREVA SF6 por medio de equipo de prueba CMC

Parámetros	Polo A	Polo B	Polo C
Tiempo MAK	67,6 ms	67,5	68,4 ms
Tiempo Normalmente abierto (NO)	69,9 ms	-	-
Tiempo normalmente cerrado (NC)	54,1 ms	-	-
Corriente de Disparo	3,1 A		

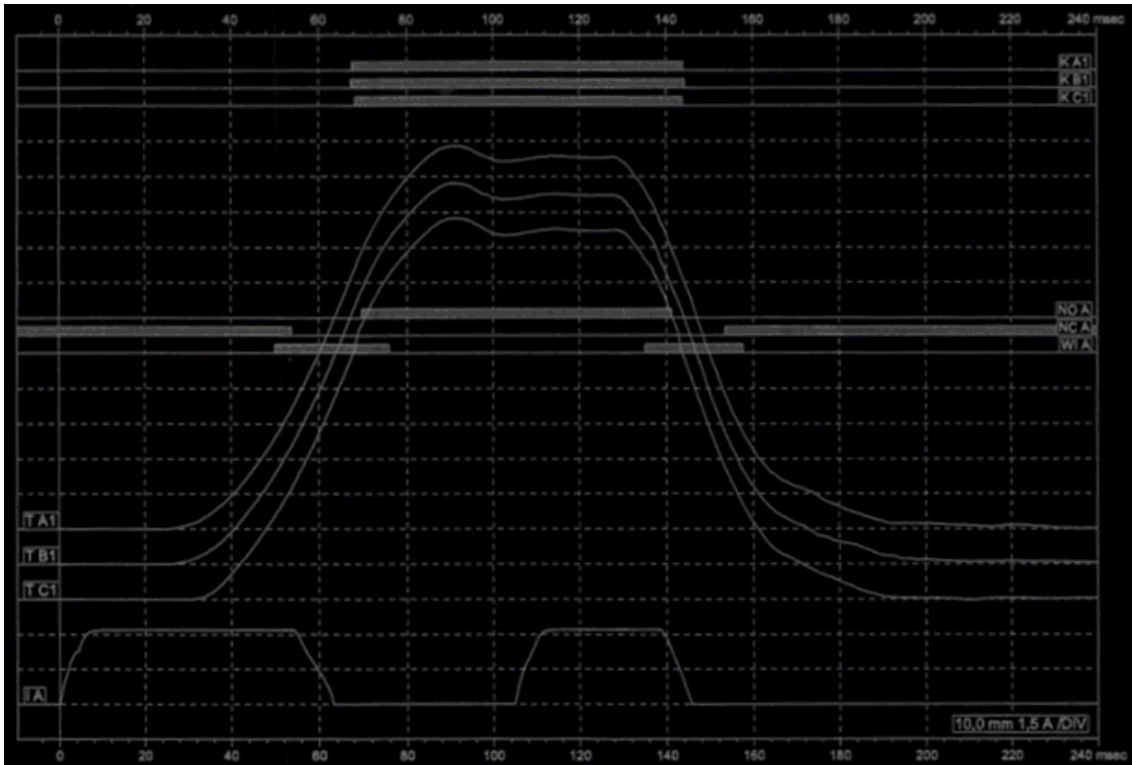


Figura 6.3 Medición de recierre del polo A de un interruptor AREVA por medio de equipo Omicron CMC

Tabla 6.5 Medición de tiempo de cierre del polo A en un interruptor AREVA SF6 por medio de equipo de prueba CMC

Parámetros	Polo A	Polo B	Polo C
Tiempo BRK	38,9 ms	39,3 ms	38,8 ms
Tiempo MAK	67,6 ms	67,4 ms	68,3 ms
Corriente de Cierre	3,2 A		
Corriente de Disparo	3,1 A		

La información anterior nos permite conocer el tiempo mínimo promedio en que dispara un interruptor; lo cual, agregado al aporte de los profesionales del ICE se el tiempo a 50 ms.

6.1.4 Temporización del Disparo del 50BF para el método N° 2

Para definir el tiempo de disparo del 50BF, es necesario definir el diagrama temporal que muestra los dispositivos que integran la protección.

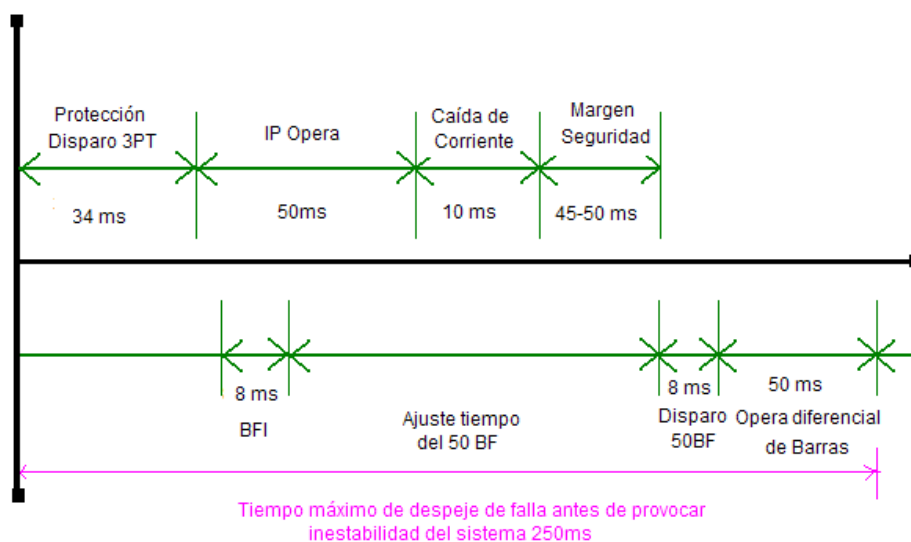


Figura 6.4 Diagrama temporal para el disparo del 50BF por el método N° 1

Cuando se da el disparo 3PT en la protección, es porque se ha detectado una falla en la línea de transmisión, por tal motivo hay que determinar de forma teórica cual es su tiempo de duración; la tabla 6.6 muestra los valores teóricos de esta operación que fueron obtenidos de la hoja de datos del SEL 321, la que se puede observar en el apéndice A.1.

Tabla 6.6 Valores de tiempo teóricos para el disparo ante falla en la LT

Parámetros Teóricos (ms)	
Detector de falla	Contactos externos
Drop out	Drop out
26	8
TOTAL	34 ms

Para comprobar el análisis teórico anterior se pretende medir por medio del software SEL 5010 el momento en el que se detecta la falla y se envía el disparo al interruptor; para lo cual se cuentan las fracciones de ciclo que aparecen en la pantalla de la herramienta (ver Apéndice A.2 interpretación de software SEL 5010). La tabla 6.7 presenta las muestras obtenidas de las pruebas de disparo 3PT.

Tabla 6.7 Valores de tiempo experimentales para el disparo 3PT por sobrecorriente en la LT

Muestra	Tiempo (ms)	Porcentaje error (%)
1	33,3	2
2	33,3	2
3	37,5	10
4	33,3	2
5	37,5	10
6	33,3	2
7	33,3	2

6.1.5 Temporización del Disparo del 50BF para el método N°1

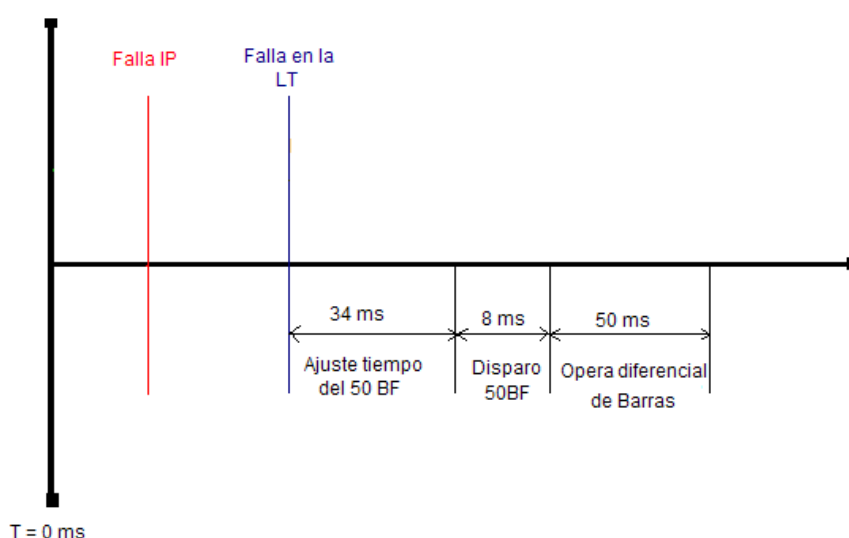


Figura 6.5 Diagrama temporal para el disparo del 50BF por el método N° 2

Este método se utiliza cuando existe una falla de el IP antes de que se de la sobrecorriente en la línea de transmisión, al igual que el método anterior este tiempo se puede ajustar para determinar el intervalo de tiempo óptimo de disparo. El criterio de este diseño se base en el hecho de que si se sabe que el interruptor presenta una falla, es preferible disparar el 50BF antes de arriesgar al equipo y al personal humano.

6.1.6 Medición de falla por cortocircuitos mediante simulación con equipo de prueba SVERKER y software SEL 5010

Después de parametrizado el relé se pretende verificar los programas que se introdujeron a la memoria del dispositivo, por lo que se comienza con la detección de la sobrecorriente ocasionada por un cortocircuito.

Se conecta el SVERKER como fuente generadora de falla sobre la fase R de la línea de transmisión, tal como lo muestra la figura 6.6.

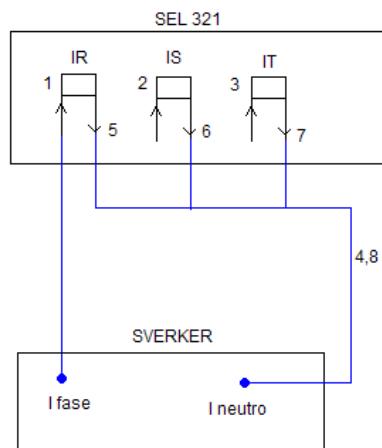


Figura 6.6 Diagrama de Conexión entre el Sverker y la el SEL 321

Una vez conectado el equipo de prueba se pretende inyectar a la fase R una sobrecorriente variable en el lado de baja, para verificar que la protección está detectando el evento. En la tabla que se muestra a continuación se detallan las mediciones realizadas para verificar este parámetro.

Tabla 6.8 Detección de corrientes de falla en el SEL 321

Corriente de Falla Secundario	Corriente Primario Teórica	Corriente de Falla Primario experimental	Protección SEL
3	480	530,02	
4	640	671,05	
5	800	838,22	
6	960	962,27	50L
7	1120	1276,92	50L
8	1280	1327,80	50L
9	1440	1524,87	50L
10	1600	1651,10	50L
11	1760	1770,18	50M
12	1920	2069,61	50M
13	2080	2210,26	50M
14	2240	2373,27	50M

6.1.7 Monitoreo de eventos mediante el SEL 5010

Después de verificar los rangos en que se detectan las sobreintensidades, se procede a utilizar uno de los valores como base de las pruebas de la protección ante falla de interruptor. En este caso se selecciona la de 10 A vista desde el secundario.

En este apartado del proyecto se realizaron varias pruebas que permitieran evidenciar que tanto la programación como el hardware implementado funcionaran de la mejor manera, se operó cada entrada del dispositivo y sus salidas de disparo.

Al ser el reporte generado tan extenso se pretende mostrar dos de los eventos más importantes que abarcan en su totalidad el funcionamiento del sistema.

Las figuras siguientes muestran los resultados de dos de las pruebas realizadas en el laboratorio e implementadas en el relé SEL 321.

RIO MACHO 1

Date: 00/00/08 Time: 01:10:11.914

CURRENTS (pri)				VOLTAGES (kv pri)			RELAY ELEMENTS				OUT	IN
IR	IA	IB	IC	VA	VB	VC	ZZZZZO	555566L	1357	1357		
							ABCABCO	3111077O	&&&&	&&&&		
							BCAGGGS	2NQPPNP	2468	2468		
-1	0	0	-1	79.1	-47.5	-31.5	13..	
-1	0	0	-1	9.2	64.0	-73.1	13..	
-2	-1	-1	0	-79.1	47.4	31.5	13..	
-1	0	-1	0	-9.2	-64.0	73.1	13..	
-1	0	0	-1	79.1	-47.4	-31.6	13..	
-1	-1	0	0	9.2	64.0	-73.1	13..	
-1	0	-1	0	-79.1	47.4	31.5	13..	
-2	-1	0	-1	-9.2	-64.0	73.1	13..	
-2	0	-1	-1	79.1	-47.4	-31.6	13..	
-1	0	-1	0	9.1	64.0	-73.1	13..	
0	0	0	0	-79.1	47.4	31.6	13..	
-2	-1	-1	-1	-9.1	-64.0	73.1	13..	
148	150	-1	-1	67.4	-47.1	-32.2L...	13..	
2322	2323	0	-1	-2.2	64.9	-73.1L...	13..	
-1786	-1786	0	0	-28.9	45.6	33.8	...2...	Q...L...	13..	
-5969	-5969	0	0	6.7	-65.9	72.3	...1...	Q...M...	145.	13..		
3285	3286	-1	-1	1.9	-44.4	-34.9	...1...	Q...M...	145.	13..		
7287	7287	0	0	0.1	66.3	-71.6	...1...	Q...M...	145.	B3..		
-3352	-3352	0	0	-1.9	44.0	35.5	...1...	Q...M...	145.	B3..		
-7258	-7258	-1	0	-0.1	-66.9	71.2	...1...	Q...M...	145.	B3..		
3461	3462	0	-2	1.9	-43.0	-36.6	...1...	Q...M...	145.	B3..		
7198	7199	-1	0	0.1	67.6	-70.6	...1...	Q...M...	145.	B3..		
-3583	-3584	0	1	-1.9	41.9	37.8	...1...	Q...M...	145.	B3..		
-7141	-7141	0	0	-0.0	-68.3	70.0	...1...	Q...M...	145.	B3..		
3699	3702	-1	-2	1.9	-40.8	-39.0	...1...	Q...M...	145.	B3..		
7078	7078	-1	0	-0.0	69.0	-69.4	...1...	Q...M...	145.	B3..		
-3820	-3821	0	1	-1.9	39.6	40.1	...1...	Q...M...	145.	B3..		
-7016	-7016	0	0	0.0	-69.7	68.7	...1...	Q...M...	145.	B3..		
3934	3936	-1	-2	1.9	-38.5	-41.2	...1...	Q...M...	145.	B3..		
6949	6950	-1	0	-0.1	70.3	-68.0	...1...	Q...M...	145.	B3..		
-4052	-4052	0	0	-1.9	37.3	42.4	...1...	Q...M...	145.	B3..		
-6885	-6884	0	-1	0.1	-70.9	67.3	...1...	Q...M...	145.	B3..		

Figura 6.7 Diagrama de los eventos del SEL 5010 ante falla por sobrecorriente en la protección SEL 321.

CURRENTS (pri)				VOLTAGES (kv pri)			RELAY ELEMENTS		OUT	IN
IR	IA	IB	IC	VA	VB	VC	ZZZZZZO ABCABCO BCAGGGG	555566L 3111077O 2NQPPNP	1357 8888 2468	1357 8888 2468
-2	0	-1	-1	35.6	-79.5	43.9	1B..
-2	-1	0	-1	71.2	-4.8	-66.4	1B..
-2	-1	-1	0	-35.5	79.5	-44.0	1B..
0	0	0	0	-71.2	4.8	66.3	1B..
-1	0	0	-1	35.5	-79.5	44.0	1B..
-2	0	-1	-1	71.2	-4.9	-66.3	1B..
-1	-1	0	0	-35.4	79.5	-44.1	1B..
-1	-1	0	0	-71.3	4.9	66.3	1B..
0	0	0	0	35.4	-79.5	44.1	1B..
-2	-1	-1	-1	71.3	-5.0	-66.2	1B..
-1	0	-1	0	-35.3	79.5	-44.2	1B..
0	0	0	0	-71.3	5.0	66.2	1B..
-2	-1	0	-1	35.3	-79.5	44.2	1B..
950	951	-1	-1	48.4	-4.2	-67.2L...	1B..
2154	2154	-1	0	-18.5	79.6	-42.8L...	1B..
-4305	-4305	0	0	-13.6	2.5	68.1	...1...	Q...M...	.45.	1B..
-4320	-4319	0	-1	1.3	-79.7	41.2	...1...	Q...M...	.45.	1B..
6739	6741	-1	-1	1.6	-1.1	-68.4	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
4276	4277	-1	0	-1.0	79.8	-40.6	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
-6812	-6813	0	1	-1.6	0.0	69.0	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
-4172	-4170	0	-2	1.0	-79.9	39.5	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
6879	6881	-1	-1	1.6	1.3	-69.7	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
4055	4055	-1	1	-1.0	79.8	-38.3	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
-6949	-6949	0	0	-1.6	-2.6	70.3	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
-3942	-3942	0	-1	1.0	-79.8	37.2	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
7012	7014	-1	-1	1.6	3.9	-71.0	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
3823	3824	-1	0	-1.1	79.7	-36.0	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
-7077	-7078	0	1	-1.6	-5.3	71.5	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
-3708	-3707	0	-1	1.1	-79.6	34.8	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
7137	7138	-1	-1	1.6	6.6	-72.1	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
3588	3588	0	0	-1.1	79.5	-33.6	...1...	Q...M...	.4B.	BB..
-7199	-7199	0	0	-1.5	-7.9	72.7	...1...	Q...M...	.4B.	BB..

Figura 6.8 Diagrama de los eventos del SEL 5010 ante disparo del 50BF con alarma de falla en IP.

Cada una de las líneas en el reporte de eventos del SEL 5010 representa un cuarto de ciclo, este dato nos ubica en el intervalo de tiempo en el que la protección trabaja al despejar la falla.

La información generada nos permite identificar el tipo de falla, así como las entradas y salidas que participaron en el evento; además de poder medir la magnitud de las corrientes de fase en el momento en el que ocurre la falla (ver apéndice B.2).

6.1.8 Monitoreo de eventos del disparo ante falla de interruptor mediante el CMC-156

El tipo de falla que se realizará será de fase a tierra, sobre la fase R de la línea de transmisión. La manera en que este equipo se conecta a se observa en la figura 6.9.

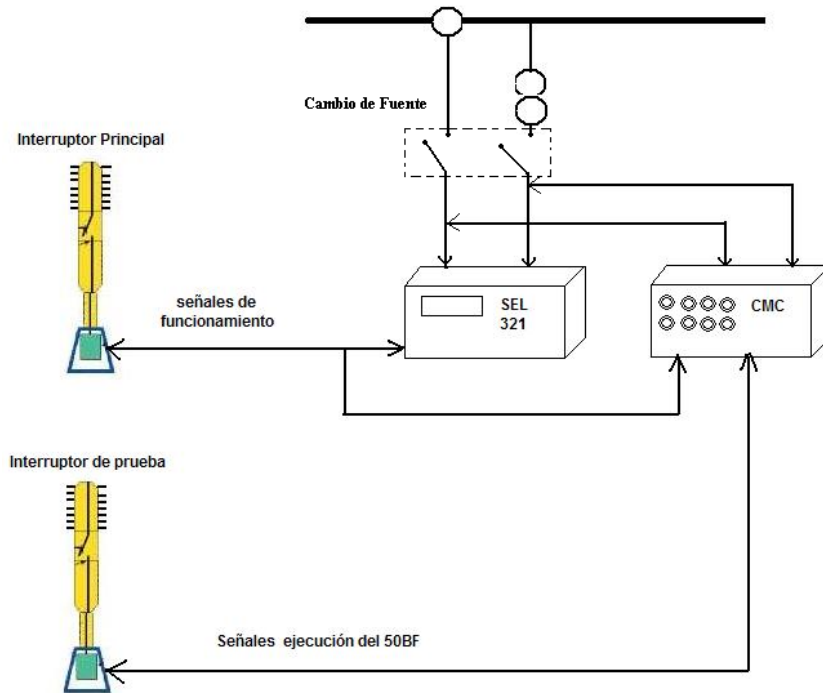


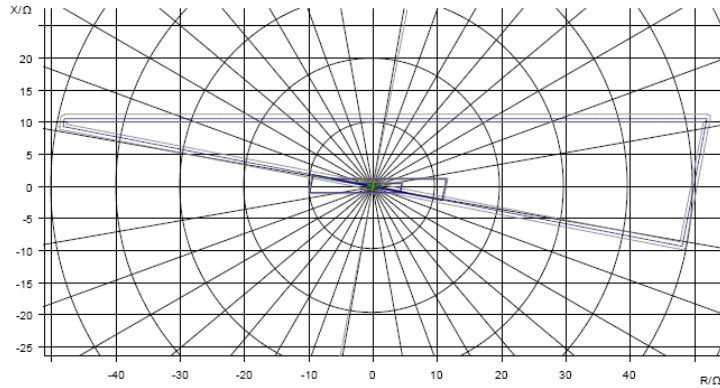
Figura 6.9 Diagrama general de conexión del equipo de prueba CMC en el sistema desarrollado.

50BF método 1

Resultados de la prueba

Prueba de disparo: tipo de falta R-E

$ Z $	Phi	t nom	t real	Desv.	Ipru:	Resultado
59.97 m Ω	70.00 °	35.00 ms	no disparó	n/a	10.00 A	Correcta



Detalles de disparo:

Tipo de falta:	R-E	Phi:	70.00 °
$ Z $:	59.97 m Ω	X:	56.35 m Ω
R:	20.51 m Ω		
Ipru:	10.00 A		
t real:	no disparó	Evaluación:	Correcta
t nom.:	35.00 ms	Desv.:	n/a
t min.:	15.00 ms	t max.:	no disparó

Magnitudes de falta

VL1:	1.072 V	0.000 °
VL2:	57.74 V	-120.0 °
VL3:	57.74 V	120.0 °
IL1:	10.00 A	-74.31 °
IL2:	0.000 A	n/a
IL3:	0.000 A	n/a
Vfalta:	1.072 V	0.000 °
Ifalta:	10.00 A	-74.31 °

Figura 6.10 Prueba de la protección ante falla de interruptor por el método N° 2.

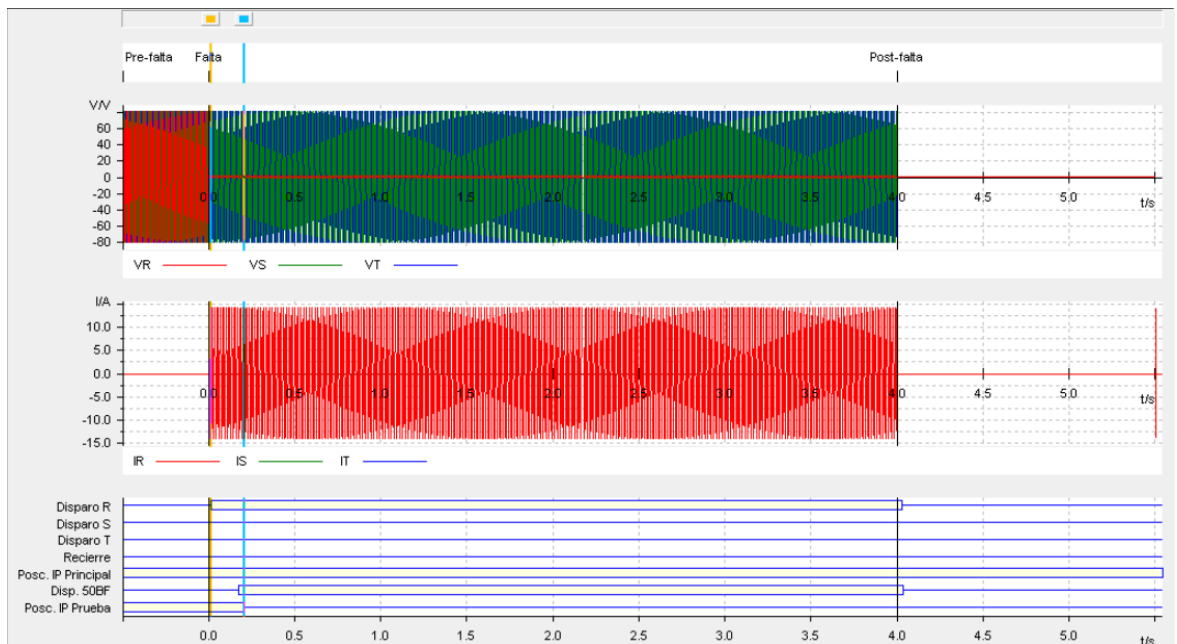


Figura 6.11 Prueba de la protección ante falla de interruptor por el método N° 2.

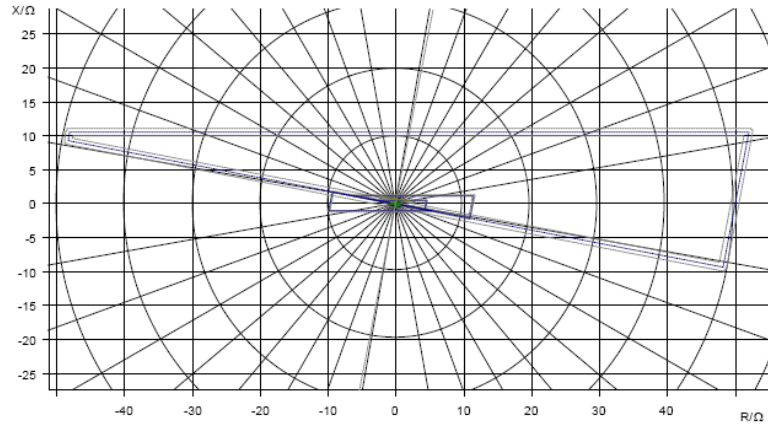
Tiempo 50BF método N° 1: 0.1915 s

50BF método 1

Resultados de la prueba

Prueba de disparo: tipo de falta R-E

$ Z $	Phi	t nom	t real	Desv.	Ipru:	Resultado
86.35 mΩ	50.00 °	35.00 ms	no disparó	n/a	10.00 A	Correcta



Detalles de disparo:

Tipo de falta:	R-E	Phi:	50.00 °
$ Z $:	86.35 mΩ	X:	66.15 mΩ
R:	55.51 mΩ		
Ipru::	10.00 A		
t real:	no disparó	Evaluación:	Correcta
t nom.:	35.00 ms	Desv.:	n/a
t min.:	15.00 ms	t max.:	no disparó

Magnitudes de falta

VL1:	1.377 V	0.000 °
VL2:	57.74 V	-120.0 °
VL3:	57.74 V	120.0 °
IL1:	10.00 A	-61.62 °
IL2:	0.000 A	n/a
IL3:	0.000 A	n/a
Vfalta:	1.377 V	0.000 °
Ifalta:	10.00 A	-61.62 °

Figura 6.12 Prueba de la protección ante falla de interruptor por el método N° 1.

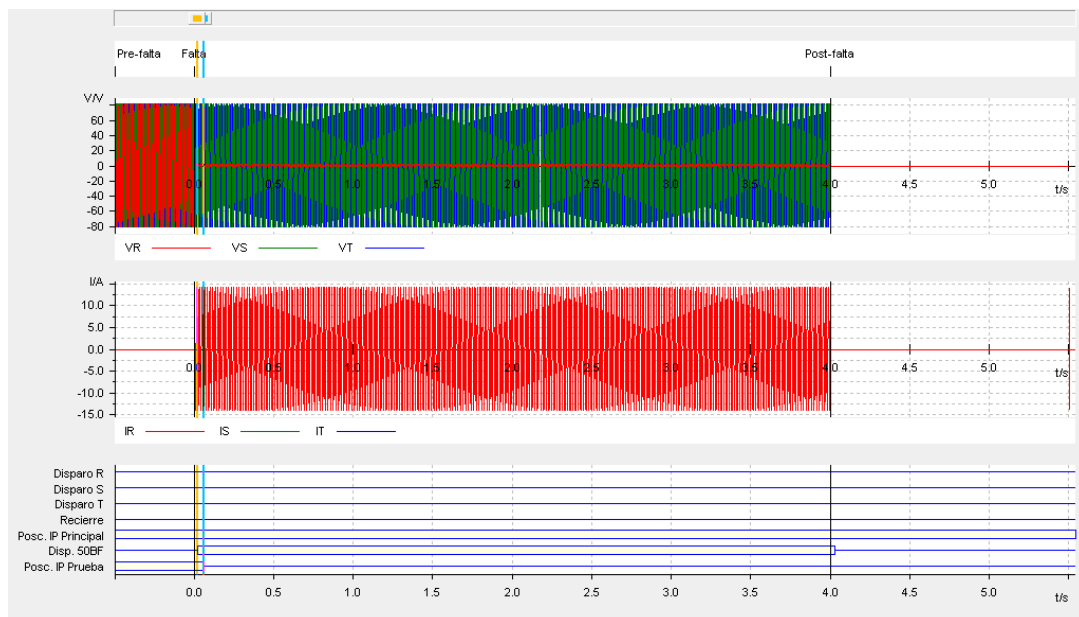


Figura 6.13 Prueba de la protección ante falla de interruptor por el método N° 1.

Tiempo 50BF método N° 2: 0.0345 s

6.2 Análisis

Los resultados obtenidos en el apartado anterior responden al diseño del hardware y del software implementado en el sistema; los cuales fueron simulados y verificados utilizando herramientas de análisis de señales como lo fueron el SEL 5010, el Sverker y el equipo Omicron-156.

Al tener las rutas eléctricas de las entradas y salidas implementadas en el Relé SEL 321, los objetivos están dirigidos a comprobar que en realidad son funcionales y que responden a los criterios y planteamientos del diseño solicitado.

El primer reto es el de detectar una sobrecorriente en una línea de transmisión, por lo que se utiliza el Sverker para simular una falla en la fase R y así verificar si el algoritmo de detección funciona correctamente. Luego de las mediciones de la tabla 6.8, no solo se logra detectar el rango en el que se dan las Sobreintensidades peligrosas, también se determina una zona en la que es seguro probar el disparo del 50BF y es para una corriente en el secundario de 10A. Al observar el comportamiento de las corrientes se logra determinar que no sólo a esta intensidad el sistema detecta la falla si no que también la diferencia entre una falla de línea y una de mediana intensidad, lo que significa que su magnitud es considerablemente elevada.

También se comprueba que la entrada asociada a la posición del Interruptor responde a los criterios de diseño en los que se establecía que para un IP cerrado el algoritmo de detección debe retornar un valor lógico de 1. La figura 6.7 muestra los valores para la entrada 3 del SEL 321, en la que se puede comprobar que cuando la línea de transmisión está en caliente (IP cerrado), la entrada se muestra activada y cuando se genera un disparo monofásico o trifásico, el IP dispara y cambia su posición a cero, como lo evidencia la figura 6.8.

Al tener la seguridad de que se logra la detección de fallas en la línea de transmisión se utiliza el software SEL 5010 para medir los tiempos de acción de las señales de interés. Comenzando por el disparo trifásico se puede observar en la tabla 6.6 los tiempos teóricos de drop out que intervienen en el disparo; al obtener varias muestras se construye la tabla 6.7 en la que se calcula el porcentaje de error y se determina que la desviación es muy pequeña.

Por esta razón se utiliza el tiempo de 34 ms. Un comentario relevante es que en algún momento se intentó utilizar también el tiempo de pick up pero nunca fue posible medirlo, ya que siempre obtenían valores cercanos a cero; en cambio en el tiempo de drop out se obtenía prácticamente todo el intervalo de tiempo requerido.

Luego existe la necesidad de definir los tiempos de ejecución del IP; para lo cual se plantea un esquema de análisis que parte de la prueba que se le realiza a un interruptor que se encontraba en el laboratorio del departamento de protección y medición. Este dispositivo es interrogado con un equipo Omicron, con la finalidad de obtener los valores de tiempo de disparo, cierre y recierre; los datos para estas mediciones son mostradas en las tablas 6.1-2-3.

Para comprobar los resultados se ha realizado una consulta al personal del área de protecciones y del área de subestaciones; en la que se revisan los valores obtenidos históricamente, con el obtenido en la prueba. De aquí nace la normalización del tiempo de disparo en 50 ms; el cual es un valor promedio que se puede aplicar con toda confianza.

En el caso de la caída de corriente luego de abrir el IP, se debe mencionar que es un valor normalizado por el ICE y depende del método que se escoja para eliminar el arco eléctrico del corto circuito, especialmente la eficiencia del mismo.

El margen de seguridad depende del tiempo que se desee someter al equipo a la sobreintensidad, también se puede decir que el tipo de abonado que este conectado a determinada línea de transmisión es otro factor a considerar. Para este caso se considera un buen margen entre 45 y 50ms.

Como se ha mencionada anteriormente el BFI se origina desde el instante de tiempo en que la protección emite el disparo tripolar (abonado a que el desplazamiento de la señal es sumamente corto porque su origen y su destino están en el mismo Relé 321) y es detectado por un algoritmo

programado en una de las entradas del Relé. El tiempo medido es de aproximadamente 8.33ms (0.5 ciclos), medido por la herramienta SEL 5010.

La variable de tiempo para el ajuste del 50BF depende del comportamiento del sistema, para esto, se requiere medir los tiempos totales de operación del disparo a una base de tiempo de prueba; y luego ajustarla al punto en el que se cumpla el requerimiento de tiempo. En este caso se definió en 150 ms.

Al tener todas las variables de tiempo calculadas se realizan los ajustes en los registros respectivos de los algoritmos programados.

Como bien se sabe el diseño del proyecto plantea dos métodos para aplicar un disparo ante falla de interruptor, el primero puede dar cuando la falla en el disyuntor se da en el instante en el que se realiza el disparo por sobrecorriente en la LT, y la segunda forma se produce cuando antes de que se de la sobreintensidad este presenta una alarma por falla de IP.

Ésta última depende del nivel de criticidad de los abonados conectados a esta línea de transmisión, ya que la prioridad del disparo es evitar que el IP presente problemas y no extinga la falla; lo que produciría considerables pérdidas en los equipos de potencia o en el personal que esté operando en ese momento.

Para el primer método del 50BF se utiliza el criterio de operación en el límite de los 200 ms, se emplea el término límite porque más allá de ese tiempo, la estabilidad del sistema eléctrico, del equipo y del recurso humano, se vería afectada considerablemente. En cambio para el segundo método el tiempo del disparo no sobrepasa los 50 ms.

Para este segmento del proyecto se utiliza un equipo de prueba denominado OMICRON CMC-156. Ya que se necesita un equipo con mejores destrezas en el análisis de datos; que a su vez sea capaz de monitorear todas las entradas y salidas del Relé; así como determinar los tiempo de ejecución de las funciones programadas.

El CMC tiene la característica de establecer los parámetros de los valores de tensión y corriente del sistema, además es posible ubicar la falla en cualquiera de las zonas en el mapa de impedancia del relé; lo que hace de esta herramienta fundamental para la verificación del diseño.

En esta sección se realizan pruebas de desempeño con el circuito final, utilizando el equipo de medición y de software del CMC. Se logra comprobar que el disparo ante falla de interruptor se ejecuta con éxito y que solamente es necesario ajustar unos registros de tiempo.

Para empezar se realiza la prueba para el método N° 2 del disparo ante falla de IP, la figura 6.10 presenta los parámetros bajo los cuales se desarrollo la prueba, se indica se genera una falla en la fase R, con una magnitud de 10 A en el secundario, la cual está en la primera zona cuadrilateral al ser ésta una falla fase a tierra.

El reporte especifica que el interruptor no operó y que la tensión de fase R disminuyó prácticamente a cero, por lo que se tiene certeza de que en realidad existió la sobrecorriente. La figura 6.11 nos brinda los datos relacionados a la secuencia de operación, con la que se podrá obtener el tiempo que dura el 50BF en disparar.

En los primeros instantes de medición se puede ver como las tras fases de corriente y tensión presentan valores nominales de operación y luego de un tiempo dado se provoca la falla en la línea de transmisión; los valores de corriente de las fases S y T desaparecen y sólo permanece una corriente eléctrica de falla de color rojo.

El diseño implementado permite detectar el instante de la falla y es registrado en un diagrama temporizado, al igual que la posición del interruptor principal, la posición del IP prueba, los disparos monopolares y el disparo del 50BF.

Ante la falla en la LT se realiza un disparo de la fase R pero se puede observar que el disyuntor principal no disparó, porque mantuvo la misma posición en todo instante. La protección reconoce que esto es una falla en el IP y que debe empezar la cuenta del 50BF.

Cuando finaliza el contador de la subrutina y verifica que la falla permanece en el sistema y que el interruptor nunca abrió; activa la señal de salida del disparo del 50BF.

Se puede observar que el tiempo de duración del disparo es de 191.5ms, el cual está por debajo del requerimiento máximo que es de 200ms.

La figura 6.12 muestra los valores programados para el primer método del 50BF, los cuales son semejantes a los del método anterior, a excepción de

que existe una falla previa en el IP y que la zona en la que se da la sobrecorriente no es exactamente la misma.

El diagrama de tiempos de la figura 6.13 permite observar el interruptor principal está cerrado y permanece así en todo momento y en el instante en que se produce la falla en la fase R, el algoritmo determina que se el sistema debe ejecutar el disparo del 50BF, por la razón de que el IP principal no va a eliminar la falla. El tiempo de duración del disparo es de aproximadamente 34 ms; muy por debajo de los 200ms.

A este momento se ha podido diseñar un sistema que elimine completamente la falla de la línea de transmisión cuando falla el interruptor. Para lograr el objetivo general del proyecto fue necesario cumplir con cumplir con los objetivos específicos que en conjunto brindan la solución del problema.

Para el diseño de las rutas eléctricas fue necesaria mucha investigación, en especial se tuvo que analizar planos de otras subestaciones como la de Angostura y Turrialba; con la finalidad de realizar el mejor diseño.

Todas las entradas y salidas del sistema fueron probadas tanto por medio de software como con equipo de prueba de monitoreo de señales. Se alambraron con según las normas de alambrado del ICE. Este paso fue complicado ya que en muchas oportunidades no se obtenían los resultados deseados y fue necesario verificar el correcto funcionamiento de las bobinas de disparo, de las seccionadoras y de todos los dispositivos asociados.

La estructura de alambrado no sólo se realiza por cumplir con las normas internas, si no también para mantener el orden de las señales y tener la facilidad de encontrar los hilos de cada ruta eléctrica sin problema alguno.

La programación de las subrutinas y las rutinas cumplieron los objetivos planteados, pero fue necesario cambiar muchas veces los algoritmos; inclusive en el día de las pruebas finales se tuvo que agregar al disparo del 50BF una excepción en las señales de disparo monopolares. La función programada bloquea el disparo cuando existe una falla de interruptor para el método N° 1, lo que evita forzar al IP a abrir cuando se sabe que presenta algún problema.

El diseño de la lógica del 50BF es aplicable a todas las líneas de transmisión, sólo se debe tener el cuidado al parametrizar los equipos de protección con los valores reales de la línea respectiva.

Esto representa una gran ventaja porque no se requiere de diseños específicos para cada módulo; es decir: la solución se puede generalizar a todo el sistema de protección, siempre y cuando sea equipo SEL 321.

7 Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones.

Se comprobó que la parametrización del Relé SEL 321 ejecuta los ajustes de forma correcta.

El sistema es capaz de detectar cualquier tipo de sobrecorriente generada por una falla en la Línea de Transmisión.

Se logró diseñar e implementar en el SEL 321, la ruta eléctrica y la subrutina de programación para:

- Corrientes y Tensiones de Fase
- Posición del Interruptor
- Falla en el Interruptor
- Supervisión del canal de disparo
- BFI
- Disparo Monopolar (SP) y Tripolar (3PT)
- Disparo del 50BF

El sistema de protección ante 50BF tiene una duración máxima de 191.5 ms, cumpliendo con el requerimiento de duración máximo de 200 ms.

Se diseñó un método adicional de protección ante 50BF con un tiempo de 34.5ms, el cual se ejecuta cuando se produce una falla en el interruptor antes que se dé la sobrecorriente en la línea de transmisión.

7.2 Recomendaciones

Es muy común observar en las Subestaciones que se realicen labores de mantenimiento o ampliación de alguno de los módulos en las líneas de transmisión.

Ante esta situación el personal realiza una maniobra para pasar por reserva el módulo respectivo, con la finalidad de disminuir el riesgo de un accidente y de darle continuidad al servicio eléctrico.

Cuando se recurre a éste procedimiento, la protección de impedancia no tiene la capacidad de saber cual es la posición del disyuntor, ya que la señal no está habilitada en el sistema.

Ésta situación debe ser considerada en el diseño del 50BF, ya que si se diera una falla en la LT no podría conocerse la posición del IP y por ende la lógica cambiaría.

8 Bibliografía

- [1] Lewis Blackburn L., ***Protective Relaying, Principles and Applications***, Bothwell Washington, editorial Marcel Dekker, Inc, Segunda edición.
- [2] Ravindranath B., Chaner M., ***Protección de Sistemas De Potencia e Interruptores***, México, Editorial Limusa.
- [3] Ramírez Vázquez B., ***Protección de Sistemas Eléctricos contra Sobreintensidades***, Perú 164-Barcelona-20 (España), Tercera Edición.
- [4] Muñoz Vega E., ***Curso de Protecciones Subestaciones y Líneas de Transmisión***, Costa Rica, Instituto Nacional de Electricidad, Normalización Protección y Medición.
- [5] IEEE C37.10, ***IEEE Guide for Diagnostics and Failure Investigation of Power Circuit Breakers***, USA.
- [6] IEEE C37.20.2, ***IEEE Standard Electrical Power Device Function Numbers***, USA.
- [7] Mason Russell C., ***Art & Science of Protective Relaying***, General Electric.
- [8] Subcomité Equipos de Control, ***Sistemas de Control para Subestaciones***, Costa Rica, Instituto Nacional de Electricidad.
- [9] Subcomité Sistemas de Protección, ***Normas de Diseño Sistemas de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión***, Costa Rica, Instituto Nacional de Electricidad.
- [10] Mujal Rosas R., ***Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia***, Publicado por Edicions UPC, 2002.
- [11] Orcajo G., Fernández M., Cano J., García M., Solares J., ***Técnicas de mantenimiento y diagnóstico de Máquinas Eléctricas Rotativas***, Publicado por Marcombo, 1998.
- [12] Schweitzer Engineering Laboratories, ***Phase and Ground Distance Relay Directional Overcurrent Relay Fault Locator***, USA.

9 Apéndice A.1: Glosario, abreviaturas y simbología

A.1 Glosario, abreviaturas y simbología

Barra: Elemento en la Subestación que donde entran y salen todas las corrientes de cada Línea de Transmisión.

BF: Breaker Failure

CA: Corriente Alterna

CD: Corriente Directa

FO: Fibra Óptica

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers

IP: Interruptor de Potencia

KA: Kilo Amperios

KV: Kilo Voltios

LT: Línea de Transmisión

ms: Mili Segundos

MVA: Mega Voltio-Amperio

P1: Protección Primaria 1

PLC: Programable Logic Cotrol

s: Segundos

SEL: Schweitzer Engineering Laboratories

TC: Transformador de Corriente

TP: Transformador de Potencial

21: Relé de Distancia

50BF: Breaker Failure and Overcurrent

A.4 Información sobre la empresa/institución

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) fue creado el 8 de abril de 1949, mediante el Decreto Ley número 449 de la Junta Fundadora de la Segunda República, presidida por el señor José Figueres Ferrer, con el fin de solucionar la crisis energética que vivía el país en ese momento, así como de aprovechar la energía hidroeléctrica para fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo costarricense.

Su creación significó el paso de Costa Rica hacia la modernización y un cambio cualitativo importante para la vida de toda la población. Al ICE le fue encomendada la misión de electrificar al país, ampliar y mejorar los servicios, el desarrollo racional de las fuentes nacionales productoras de energía física, y en especial de los recursos hidráulicos. Según la legislación, en los programas de trabajo y proyectos que emprenda el ICE, no intervendría ningún otro organismo del Estado; la institución tendría la más completa autonomía; ejercerá su gestión administrativa y técnica con absoluta independencia del Poder Ejecutivo y administrará su patrimonio de manera independiente.

El grupo denominado ICE está formado por una serie de departamentos llamados UEN, que tienen diversas funciones dependiendo del área de acción.

En la figura A.4.1 se puede observar la UEN Transporte de Electricidad donde se desarrolla el proyecto, específicamente en la de la Región Huetar Brunca; en el área de Protección y Medición con sede en Turrialba.

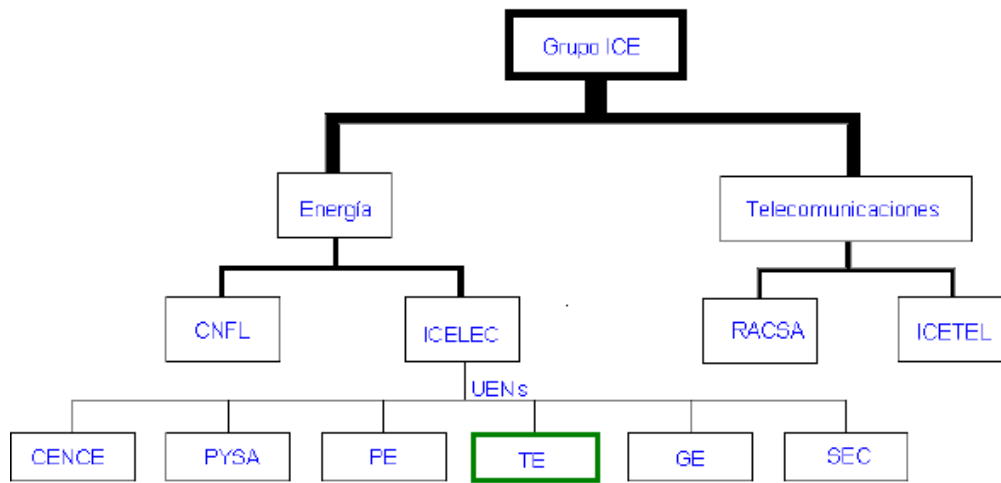


Figura 9.1 Diagrama de jerarquía del ICE

10 Anexos

B.1 Especificaciones generales del SEL 321

AC Current Inputs:	5 A nominal 15 A continuous, linear to 100 A symmetrical. 500 A for 1 second. 1250 A for 1 cycle. Burden: 0.27 VA @ 5 A 2.51 VA @ 15 A 1 A nominal 3 A continuous, linear to 20 A symmetrical. 100 A for 1 second. 250 A for 1 cycle. Burden: 0.13 VA @ 1 A 1.31 VA @ 3 A
AC Voltage Inputs:	67 V _{L-N} , three-phase four-wire connection. 150 V _{L-N} continuous (connect any voltage up to 150 Vac). 365 Vac for 10 seconds. Burden: 0.13 VA @ 67 V 0.45 VA @ 120 V.
Power Supply:	Rated: 125/250 Vdc or Vac Range: 85–350 Vdc or 85–264 Vac Burden: < 25 W Rated: 48/125 Vdc or 125 Vac Range: 38–200 Vdc or 85–140 Vac Burden: < 25 W Rated: 24/48 Vdc Range: 18–60 Vdc polarity dependent Burden: < 25 W
Output Contacts:	Standard 30 A make 6 A continuous carry 100 A for one second MOV protected: 270 Vac, 360 Vdc Pickup time: < 5 ms Dropout time: < 8 ms Breaking Capacity (10,000 operations): 48 V 0.5 A L/R = 40 ms 125 V 0.3 A L/R = 40 ms 250 V 0.2 A L/R = 40 ms

Figura 10.1 Especificaciones Técnicas del SEL 321⁴⁴

⁴⁴ Tomado de [12]

B.2 Interpretación de eventos SEL 5010

<u>Column</u>	<u>Value</u>	<u>Description</u>
51N	.	No 51N condition (!51NT * !51NP)
	p	51N timing (51NP * !51NT)
	T	51N tripped (51NT)
51Q	.	No 51Q condition (!51QP * !51QT)
	p	51Q timing (51QP * !51QT)
	T	51Q tripped (51QT)
51P	.	No 51P condition (!51PP * !51PT)
	p	51P timing (51PP * !51PT)
	T	51P tripped (51PT)
50P	.	No 50P condition (!50L * !50M * !50H)
	L	Low-set overcurrent (50L * !50M * !50H)
	M	Medium-set overcurrent (50M * !50H)
	H	High-set overcurrent (50H)
67N	.	No 67N elements set (!67N1 * !67N2 * !67N3 * !67N4)
	1	Zone 1 67N (67N1)
	2	Zone 2 67N (!67N1 * 67N2)
	3	Zone 3 67N (!67N1 * !67N2 * 67N3)
	4	Zone 4 67N (!67N1 * !67N2 * !67N3 * 67N4)
67Q	.	No 67Q elements set (!67Q1 * !67Q2 * !67Q3 * !67Q4)
	1	Zone 1 67Q (67Q1)
	2	Zone 2 67Q (!67Q1 * 67Q2)
	3	Zone 3 67Q (!67Q1 * !67Q2 * 67Q3)
	4	Zone 4 67Q (!67Q1 * !67Q2 * !67Q3 * 67Q4)
LOP	.	No LOP condition (!LOP)
	*	LOP condition (LOP)

Figura 10.2 Interpretación de eventos 1⁴⁵

⁴⁵ Tomado de [12]

<u>Column</u>	<u>Value</u>	<u>Description</u>
ZAB	.	If no AB phase-phase distance element set
	1	If Zone 1 AB phase-phase distance element (MAB1) set
	2	If Zone 2 AB phase-phase distance element (MAB2) set, not ZAB1
	3	If Zone 3 AB phase-phase distance element (MAB3) set, not ZAB1 ZAB2
	4	If Zone 4 AB phase-phase distance element (MAB4) set, not ZAB1 ZAB2 ZAB3
<u>Column</u>	<u>Value</u>	<u>Description</u>
ZBC	.	If no BC phase-phase distance element set
	1	If Zone 1 BC phase-phase distance element (MBC1) set
	2	If Zone 2 BC phase-phase distance element (MBC2) set, not ZBC1
	3	If Zone 3 BC phase-phase distance element (MBC3) set, not ZBC1 ZBC2
	4	If Zone 4 BC phase-phase distance element (MBC4) set, not ZBC1 ZBC2 ZBC3
ZCA	.	If no CA phase-phase distance element set
	1	If Zone 1 CA phase-phase distance element (MCA1) set
	2	If Zone 2 CA phase-phase distance element (MCA2) set, not ZCA1
	3	If Zone 3 CA phase-phase distance element (MCA3) set, not ZCA1 ZCA2
	4	If Zone 4 CA phase-phase distance element (MCA4) set, not ZCA1 ZCA2 ZCA3
ZAG	.	If no AG mho or quadrilateral ground distance element asserted
	1	If Zone 1 AG element (XAG1 + MAG1) set
	2	If Zone 2 AG element (XAG2 + MAG2) set, not ZAG1
	3	If Zone 3 AG element (XAG3 + MAG3) set, not ZAG1 ZAG2
	4	If Zone 4 AG element (XAG4 + MAG4) set, not ZAG1 ZAG2 ZAG3
ZBG	.	If no BG mho or quadrilateral ground distance element asserted
	1	If Zone 1 BG element (XBG1 + MBG1) set
	2	If Zone 2 BG element (XBG2 + MBG2) set, not ZBG1
	3	If Zone 3 BG element (XBG3 + MBG3) set, not ZBG1 ZBG2
	4	If Zone 4 BG element (XBG4 + MBG4) set, not ZBG1 ZBG2 ZBG3
ZCG	.	If no CG mho or quadrilateral ground distance element asserted
	1	If Zone 1 CG element (XCG1 + MCG1) set
	2	If Zone 2 CG element (XCG2 + MCG2) set, not ZCG1
	3	If Zone 3 CG element (XCG3 + MCG3) set, not ZCG1 ZCG2
	4	If Zone 4 CG element (XCG4 + MCG4) set, not ZCG1 ZCG2 ZCG3
OOS	t	OOS timing
	B	OOS Block (OSB * !OST)
	T	OOS Trip (OST)
32		Negative-sequence directional element decision.
		There are two negative-sequence directional elements. Both directional elements cannot be asserted at the same time. The following labeling system is used in the 32 column:
Q		forward (32QF)
q		reverse (32QR)
.		none
		<u>Outputs</u>
		<u>Inputs</u>
1 & 2	: Output 1 and Output 2	1 & 2 : Input 1 and Input 2
3 & 4	: Output 3 and Output 4	3 & 4 : Input 3 and Input 4
5 & 6	: Output 5 and Output 6	5 & 6 : Input 5 and Input 6
7 & 8	: Output 7 and Output 8	7 & 8 : Input 7 and Input 8

Figura 10.3 Interpretación de Eventos 2⁴⁶

⁴⁶ Tomado de [12]

BUS B, BREAKER 3							Date: 04/11/00	Time: 08:54:29.577	Date and time-tag correspond to the 16th quarter-cycle of this event		
FID=SEL-321-1-R424-V656112P-Z001001-D20000410							Firmware Identification Code				
CURRENTS (pri)			VOLTAGES (kv pri)			RELAY ELEMENTS		OUT	IN		
IR	IA	IB	IC	VA	VB	VC	ZZZZZZ	555566L	1357	1357	
							ABCABCO	31110770	&&&&	&&&&	
							BCAGGGG	2NQPNNQP	2468	2468	
-4	-447	320	123	-129.3	89.1	40.7L...	1...	
-2	-112	-328	438	-27.8	-98.5	125.8L...	1...	
3	447	-320	-124	129.3	-89.1	-40.7L...	1...	
-1	111	327	-439	27.8	98.4	-125.8L...	1...	
One cycle of data											
-6	-448	319	123	-129.3	89.1	40.7L...	1...	
-3	-113	-328	438	-27.8	-98.4	125.8L...	1...	
3	447	-320	-124	129.3	-89.1	-40.7L...	1...	
0	112	327	-439	27.8	98.4	-125.8L...	1...	
Input 1 (1) is energized											
-5	-447	319	123	-129.3	89.1	40.7L...	1...	
-3	-113	-328	438	-27.8	-98.4	125.8L...	1...	
2	446	-320	-124	129.3	-89.1	-40.7L...	1...	
0	112	327	-439	27.8	98.4	-125.8L...	1...	
50L element asserted											
-6	-448	319	123	-129.3	89.1	40.6L...	1...	
-2	-112	-328	438	-27.9	-98.4	125.8L...	1...	
-582	-138	-320	-124	118.9	-93.4	-44.8L...	1...	
1345	1457	327	-439	21.3	95.3	-129.0	Qpp.M...	1...	
32QF element asserts											
810	368	319	123	-93.4	104.0	55.3	Qpp.M...	1...	
51N element asserts, event trigger											
-3301	-3411	-328	438	-14.7	-92.1	132.2	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
51Q element asserts, event trigger											
-459	-15	-320	-124	78.4	-110.4	-61.6	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
50M element asserts											
3905	4017	327	-439	14.7	92.0	-132.2	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
Zone 1, A-phase ground distance asserted											
456	14	319	123	-78.4	110.4	61.6	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
-3907	-4017	-328	438	-14.7	-92.0	132.2	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
-460	-15	-321	-124	78.3	-110.5	-61.6	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
3904	4016	327	-439	14.7	92.0	-132.3	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
50H element asserted											
459	16	320	123	-78.3	110.4	61.6	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
-3907	-4017	-328	438	-14.8	-92.0	132.3	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
126	479	-206	-147	80.1	-108.5	-46.7	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
2555	2610	228	-283	35.0	82.3	-129.8	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
KEY bit asserted											
-359	-489	45	85	-98.0	111.4	15.1	...1...	Qpp.H...	B4..	1...	
-604	-602	-65	63	-61.5	-69.0	130.1	...1...	Qpp.M...	B4..	
0	1	-1	0	114.2	-116.3	1.5	Qpp.M...	B...	
-2	-1	-1	0	67.8	65.3	-132.8pp.....	B...	
Both OUT1 and OUT2 outputs asserted by 3PT bit											
-2	-2	0	0	-114.2	116.4	-1.5	B...	
-1	0	0	-1	-67.8	-65.2	132.8	B...	
1	2	-1	0	114.2	-116.4	1.5	B...	
-1	-1	0	0	67.8	65.2	-132.8	B...	
-4	-3	0	-1	-114.2	116.4	-1.6	B...	
0	1	0	-1	-67.9	-65.2	132.8	B...	
2	2	0	0	114.2	-116.4	1.6	B...	
-3	-2	-1	0	67.8	65.2	-132.8	B...	
-2	-2	0	0	-114.2	116.4	-1.6	B...	
0	1	0	-1	-67.9	-65.2	132.8	B...	
-1	1	-1	-1	114.2	-116.4	1.6	B...	
-3	-2	-1	0	67.9	65.2	-132.8	B...	

Event: AG Location: +14.92 Frequency: 60.0 — A-phase ground fault at 14.92, system frequency is 60 Hz

Targets: INST ZONE1 EN A G V1 Mem: 132.1 / 77 — Front panel targets, V1 memory mag [kV] and angle referenced to A-phase at the trigger instant

Figura 10.4 Interpretación de eventos 3⁴⁷

⁴⁷ Tomado de [12]