



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

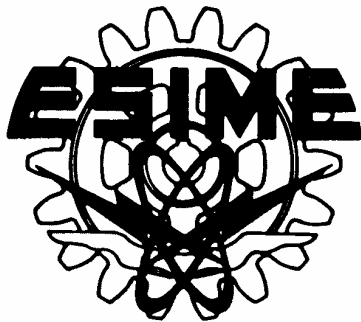
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**MODELADO Y APLICACIÓN DE RELEVADORES
DIGITALES (DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE)
UTILIZANDO EL ALGORITMO DE MINIMOS ERRORES
CUADRADOS**

TESIS

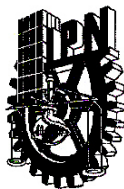
**Que para obtener el grado de:
Maestro en Ciencias
con especialidad en Ingeniería Eléctrica**

PRESENTA



LETICIA GARCÍA ANTONIO

México, D. F. Diciembre 2007



SIP-14

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 4 del mes de Diciembre del 2007 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

"MODELADO Y APLICACIÓN DE RELEVADORES DIGITALES (DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE) UTILIZANDO EL ALGORITMO DE MÍNIMOS ERRORES CUADRADOS "

Presentada por el alumno:

GARCÍA

Apellido paterno

ANTONIO

materno

LETICIA

nombre(s)

Con registro:

A	0	4	0	4	9	8
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. DAVID SEBASTIAN BALTAZAR

Segundo Vocal

M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

Secretario

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

Presidente

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Tercer Vocal

M. EN C. RAÚL MENDOZA ALBORES

Suplente

M. EN C. TOMÁS IGNACIO ASIAÍN OLIVARES

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA



SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
COORDINACIÓN GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 5 del mes DICIEMBRE del año 2007, el que suscribe Ing. LETICIA GARCÍA ANTONIO alumna del Programa de MAESTRÍA EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA con número de registro A040498, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E., Unidad Zacatenco, manifiesta que es autora intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR cede los derechos del trabajo intitulado: “MODELADO Y APLICACIÓN DE RELEVADORES DIGITALES (DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE) UTILIZANDO EL ALGORITMO DE MÍNIMOS ERRORES CUADRADOS”, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor, director y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: garcia leticia@hotmail.com, dsebasti@hotmail.com.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Leticia García Antonio
Nombre y Firma

RESUMEN

Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica, los sistemas de potencia son cada vez más robustos y complejos; un ejemplo de esto es la interconexión de diversas líneas de transmisión. La operación de estas redes requiere de una constante re-configuración de los sistemas eléctricos de potencia y como consecuencia la necesidad de realizar reajustes en los dispositivos de protección para evitar operaciones incorrectas de estos dispositivos, ante la presencia de condiciones de falla.

Los esquemas actuales de protección se llevan acabo utilizando relevadores digitales, una parte muy importante del funcionamiento de estos dispositivos es el procesamiento de la señales de entrada. En el caso de los relevadores de distancia reciben señales de voltajes y corrientes para determinar condiciones de falla en el sistema, y su condición de operación depende de la impedancia de ajuste y la impedancia vista por el relevador, si esta última se encuentra dentro de la zona de operación del relevador, entonces se manda la señal de disparo al interruptor, a diferencia de los relevadores de sobrecorriente que solo requieren recibir las señales de corrientes, para determinar una condición anormal del sistema.

En esta tesis se desarrolló una herramienta computacional para simular la operación de relevadores digitales de distancia y sobrecorriente de tiempo inverso, para la protección de líneas de transmisión y protección de respaldo del generador; se utilizó el filtro de mínimos errores cuadrados como algoritmo para el procesamiento de las señales de entrada, que permite obtener los fasores de voltajes y corrientes. Los sistemas eléctricos de prueba, fueron simulados utilizando el paquete computacional EMTDC/PSCAD v.4.1, en el cual se simularon distintas condiciones de falla, para generar valores discretos de voltajes y corrientes en condiciones de prefalla, falla y posfalla; posteriormente estos datos fueron procesados para obtener los fasores de voltajes y corrientes que son utilizados en los modelos de los relevadores de distancia y sobrecorriente de tiempo inverso, los cuales fueron implementados en el lenguaje computacional de MATLAB v. 7.0 (R14). En estos modelos de relevador se probaron varios casos de falla, para evaluar su desempeño en una red con datos reales de un sistema de prueba.

ABSTRACT

Due to the continuous growing on the demand of electrical energy, power systems are getting more and more robust and complex; an example of this is the interconnection of several transmission lines. Operation of these networks requires a constant reconfiguration of the power systems and as a consequence the need for resetting in the protection devices in order to avoid their incorrect operation in presence of fault conditions.

Modern protection schemes are designed using digital relays, being an important part of their performance the processing of input signals. In the case of distance relays, they receive voltage and current signals to determine fault conditions in the system, and their operation condition depends on the setting impedance and in the impedance seen by the relay; if the latter is within the operation zone of the relay, a trigger signal is sent to the breaker, in contrast to the overcurrent relays which only require current signals to determine abnormal condition of the system.

In this thesis, a computational tool for the simulation of digital distance relays and inverse time overcurrent relays has been developed. These relays are applied to transmission line and generator backup protection. A minimal square error filter is used as the algorithm for the processing of input signals, allowing the determination of voltages and currents phasors. The test systems were simulated using the computational tool PSCAD/EMTDC v. 4.1 in which several fault conditions were analyzed in order to obtain discrete values of voltages and current for prefault, fault and postfault conditions. Then, this data were processed to obtain voltages and currents phasors used for the modeling of distance and inverse time overcurrent relays, which were implemented using the programming language MATLAB v.7.0 (R14). Several fault cases were tested with these relay models to evaluate their performance for a network with real data of a test system.

ÍNDICE

RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
ÍNDICE	iii
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE TABLAS	x
SIMBOLOGÍA	xi

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción	1
1.2 Objetivo de la tesis	1
1.3 Justificación	1
1.4 Aportaciones	2
1.5 Conceptos generales	2
1.6 Estado del arte	4
1.7 Estructura de la tesis	10

CAPÍTULO II. RELEVADORES DIGITALES

2.1 Introducción	11
2.2 Evolución de los relevadores	11
2.3 Diseño del relevador microprocesado	12
2.4 Ventajas de los relevadores microprocesados	13
2.5 Diagrama de bloques funcional del relevador microprocesado	14
2.5.1 Transformadores de corriente y de potencial auxiliares	16
2.5.2 Filtros anti-aliasing	16
2.5.3 Buffer	16
2.5.4 Muestreo y retención (S/H)	17
2.5.5 Multiplexores	17
2.5.6. Convertidores A/D	17
2.5.7 Procesamiento digital de la señal	18
2.5.8 Microprocesador	18

2.5.9 Microcontrolador	18
2.6 Algoritmo para procesamiento de señales	19
2.6.1 Algoritmos de Correlación	19
2.6.1.1 Algoritmo de mínimos errores cuadrados (LESS)	20

CAPÍTULO III. RELEVADORES DIGITALES DE DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE

3.1 Introducción	30
3.2 Relevador de distancia	30
3.2.1 Zonas de protección de los relevadores de distancia	31
3.2.1.1 Criterios de ajuste relevadores de distancia	31
3.2.2 Características de los relevadores de distancia en el plano complejo	32
3.2.2.1 Características de operación de alcance del relevador tipo impedancia	32
3.2.2.2 Relevador de distancia tipo mho	33
3.2.2.3 Relevador de distancia tipo poligonal	34
3.3 Impedancia de falla vista por un relevador de distancia	34
3.3.1 Falla de fase a fase	35
3.3.1.1 Impedancia de falla vista por el relevador R_{bc} , ante una falla b-c	35
3.3.1.2 Impedancia de falla vista por el relevador R_{ab} , ante una falla b-c	37
3.3.1.3 Impedancia de falla vista por el relevador R_{ca} , ante un falla b-c	38
3.3.2 Falla de doble línea a tierra	39
3.3.3 Falla línea a tierra	40
3.3.3.1 Impedancia vista por el relevador R_{ag} ante una falla a-g	41
3.3.3.2 Impedancia vista por el relevador R_{bg} ante una falla b-g	42
3.3.3.3 Impedancia vista por el relevador R_{cg} ante una falla c-g	43
3.3.4 Falla trifásica	44
3.4 Modelo del relevador de distancia	47
3.5 Protección de distancia para respaldo del generador	48
3.6 Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso en la protección de líneas de Transmisión	49

3.6.1 Principios de operación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso	49
3.6.2 Simulación digital de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso	52
3.6.2.1 Modelo del relevador de sobrecorriente de tiempo inverso	53

CAPÍTULO IV. SIMULACIÓN DIGITAL

4.1 Introducción	56
4.2 Simulación Digital	57
4.2.1 Sistema de prueba para protección de distancia en líneas de transmisión	57
4.2.2 Descripción de las pruebas	58
4.2.2.1 Casos de prueba	58
4.2.2.1.1 Caso 1) Falla a-g	59
4.2.2.1.2 Caso 2) Falla trifásica	61
4.2.2.1.3 Caso 3) Falla b-c	62
4.2.2.1.4 Caso 4) Falla b-c-g	64
4.3.1 Protección de distancia para respaldo del generador	65
4.3.2 Sistema de prueba para protección de respaldo del generador	65
4.3.2.1 Casos de prueba	67
4.3.2.1.1 Caso 1) Falla entre fases c-a-g al 70% de la línea	68
4.3.2.1.2 Caso 2) Falla trifásica al 30% de la línea	69
4.3.3 Sistema de prueba completo	70
4.3.3.1 Ajuste de los relevadores de distancia en zona I	73
4.3.3.1.1 Simulaciones de fallas en la línea 02A	73
4.3.3.1.2 Simulaciones de fallas en la línea 03A	75
4.3.3.1.3 Simulaciones de fallas en la línea 03B	75
4.3.3.1.4 Simulaciones de fallas en la en línea 01B	76
4.3.3.2 Ajuste de los relevadores de distancia en zona II	77
4.3.3.2.1 Simulación de fallas en la línea 01B	78
4.3.3.2.2 Simulación de fallas en la línea 03B	79
4.3.3.2.3 Simulación de falla en la línea 02B	82



4.3.4 Sistema de prueba para evaluar el comportamiento del relevador de sobre- corriente de tiempo inverso	84
4.3.4.1 Descripción del sistema de prueba relevador de sobrecorriente de tiempo inverso	85
4.3.4.2 Criterios para los ajustes de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso	85
4.4.4.3 Casos de prueba relevador de sobrecorriente de tiempo inverso	86
 CAPÍTULO V. CONCLUSIONES	
5.1 Introducción	91
5.2 Conclusiones	91
5.3 Trabajos futuros	93
 REFERENCIAS	 94
 APENDICE A Codificación del programa computacional de los relevadores digitales de sobrecorriente y distancia	 99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Zonas de Protección.	4
Figura 2.1 Diagrama de bloques del relevador digital	15
Figura 3.1 Criterios de ajuste relevador de distancia	32
Figura 3.2 Características de zonas de operación del relevador tipo impedancia en plano complejo	32
Figura 3.3 Característica general de un relevador tipo mho	33
Figura 3.4 Zonas de operación de los relevadores tipo poligonal	34
Figura 3.5 Diagrama unificar de un sistema trifásico	35
Figura 3.6 Conexión de las redes de secuencia para falla entre fases b-c	35
Figura 3.7 Conexión de las redes de secuencia para la falla de doble línea tierra	39
Figura 3.8 Conexión de las redes de secuencia para una falla de fase a tierra	40
Figura 3.9 Red de secuencia positiva para una falla trifásica	44
Figura 3.10 Diagrama de relevador de distancia	48
Figura 3.11 Operación de la protección de sobrecorriente para fallas cercanas al final de la línea protegida	50
Figura 3.12 Características de operación de dispositivos de sobrecorriente de tiempo inverso	52
Figura 3.13 Símbolo del relevador de sobrecorriente en el software EMTDC/PSCAD	53
Figura 3.14 Diagrama de flujo de la operación de un relevador de tiempo inverso implementado en MATLAB	55
Figura 4.1 Ventana de “n” muestras para un ciclo completo a la frecuencia fundamental	57
Figura 4.2 Sistema de prueba con control de fallas utilizando EMTDC/PSCAD	58
Figura 4.3 Comportamiento de los relevadores de tierra ante una falla monofásica a-g	60
Figura 4.4 Comportamiento de los relevadores de fase ante una falla trifásica	62
Figura 4.5 Comportamiento de los relevadores de fase ante una falla b-c	63
Figura 4.6 Comportamiento de los relevadores de fase ante una falla entre las fases c-a-g al 85% de la línea	64
Figura 4.7 Sistema de prueba relevador de distancia para respaldo del generador	66

Figura 4.8 (a) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección primaria de la línea	68
Figura 4.8 (b) Estado de operación de los relevadores de fase	68
Figura 4.9 (a) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección de respaldo del generador	69
Figura 4.9 (b) Estado de operación de los relevadores de fase, para protección de respaldo del generador	69
Figura 4.10 (a) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección primaria de la línea	70
Figura 4.10 (b) Estado de operación de los relevadores de fase que protegen la línea	70
Figura 4.11 (a) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección de respaldo del generador.	70
Figura 4.11 (b) Estado de operación de los relevadores de fase	70
Figura 4.12 Sistema de prueba, protección de distancia en líneas de transmisión	72
Figura 4.13 (a) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de fase	74
Figura 4.13 (b) Relevadores de fase en zona I, ante una falla trifásica al 45%	74
Figura 4.14 (a) Impedancia de falla vista por los relevadores de tierra	74
Figura 4.14 (b) Relevadores de fase en zona I, ante una falla trifásica al 98% de la línea 02A	74
Figura 4.15 (a) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra	75
Figura 4.15 (b) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de fase, ante una falla de dos fases a tierra al 80% de la línea 03A	75
Figura 4.16 (a) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra	76
Figura 4.16 (b) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de fase	76
Figura 4.17 (a) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra ante una falla entre dos fases a tierra al 75% de la línea	76
Figura 4.17 (b) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de fase ante una falla entre dos fases a tierra al 75% de la línea	76
Figura 4.18 (a) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra en zona I, ante una falla dos fases a tierra al 97% de la línea	77
Figura 4.18 (b) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de fase en zona I, ante una falla dos fases a tierra al 97% de la línea	77

Figura 4.19 (a) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra, ante una falla de dos fases a tierra al 45% de la línea 01B	78
Figura 4.19 (b) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de fase, ante una falla de dos fases a tierra al 45% de la línea 01B	78
Figura 4.20 (a) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra	79
Figura 4.20 (b) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de fase	79
Figura 4.21 (a) Comportamiento de los relevadores de tierra, para protección primaria de la línea	80
Figura 4.21 (b) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección primaria de la línea	80
Figura 4.21 (c) Estado de operación de los relevadores de tierra y de fase	80
Figura 4.22 (a) Comportamiento de los relevadores de tierra, para protección de respaldo	81
Figura 4.22 (b) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección de respaldo	81
Figura 4.22 (c) Estado de operación de los relevadores de tierra y de fase protección de respaldo	81
Figura 4.23 (a) Comportamiento de los relevadores de tierra, para protección primaria de la línea 02B	82
Figura 4.23 (b) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección primaria de la línea 02B	82
Figura 4.24 (a) Comportamiento de los relevadores de tierra, para protección en zona II de la línea 01B primaria de la línea 02B	83
Figura 4.23 (b) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección en zona II de la línea 01B	83
Figura 4.33 Sistema de prueba relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Características de las fuentes trifásicas	71
Tabla 4.2 Nomenclatura para la identificación de las líneas de transmisión	71
Tabla 4.3. Características nominales de las cargas estáticas	71
Tabla 4.4. Impedancias de ajuste para zona I de los relevadores de distancia	73
Tabla 4.5 Impedancias de ajuste zona II	78
Tabla 4.6 Valores de corrientes vistas por los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso	85
Tabla 4.7 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{01B}	86
Tabla 4.8 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{01A}	87
Tabla 4.9 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{01A}	87
Tabla 4.10 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{03B}	87
Tabla 4.11 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{03B}	88
Tabla 4.12 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{03A}	88
Tabla 4.13 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{03A}	88
Tabla 4.14 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{02A}	89
Tabla 4.15 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{02A}	89
Tabla 4.16 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{02B}	89
Tabla 4.17 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{02B}	90
Tabla 4.18 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{03B}	90

SIMBOLOGÍA

a, b, c	Fases del sistema Eléctrico (o A,B,C)
g	Ground o tierra
R	Resistencia
L	Inductancia
C	Capacitancia
Z	Impedancia
V	Voltaje
f	Frecuencia
f_{muestreo}	Frecuencia de muestreo
Hz	Hertz
I_a	Corriente debida a la fase “a “
I_b	Corriente debida a la fase “b “
I_c	Corriente debida a la fase “c “
I_1	Voltaje de secuencia positiva
I_2	Voltaje de secuencia negativa
I_0	Voltaje de secuencia cero
E_a	Voltaje debido a la fase “a “
E_b	Voltaje debido a la fase “b “
E_c	Voltaje debido a la fase “c “
E_1	Voltaje de secuencia positiva
E_2	Voltaje de secuencia negativa
E_0	Voltaje de secuencia cero
E_{1f}	Voltaje de secuencia positiva de falla
E_{2f}	Voltaje de secuencia negativa de falla
E_{0f}	Voltaje de secuencia cero de falla
Z_1	Impedancia de secuencia positiva
Z_0	Impedancia de secuencia cero
Z_{1f}	Impedancia de secuencia positiva de falla
$Z_{\text{transformador}}$	Impedancia vista por el transformador
Z_I	Impedancia vista por el relevador en zona I

Z_{II}	Impedancia vista por el relevador en zona II
Z_r	Impedancia vista por el relevador
$Z_{ar\ max}$	Impedancia máxima de alcance
ρ_r	Angulo de la impedancia de falla vista por el relevador
ρ_{sm}	Angulo de sensibilidad máxima.
$Z_F =$	Impedancia de falla
θ	Ángulo de impedancia de falla
X_{ajus}	Reactancia de Ajuste
Q	Potencia reactiva
X	Reactancia
A/D	Convertidor Analógico - Digital
T	Periodo (ciclos)
Z_r	Impedancia vista por el relevador
F	Punto de Falla
$0,1,2$	Secuencia de fases (positiva, negativa y cero)
Z_{vista}	Impedancia Vista por el Relevador
R_{ag}	Relevador en la fase “a “ a tierra
R_{bg}	Relevador en la fase “b “ a tierra
R_{cg}	Relevador en la fase “c “ a tierra
R_{ab}	Relevador entre las fases “a-b “
R_{bc}	Relevador entre las fases “b-c “
R_{ca}	Relevador entre las fases “c-a “
m	Factor de ajuste de los Relevadores
Z_{ajuste}	Impedancia de ajuste del relevador
R_{02A}	Relevador en la línea 02A
R_{03A}	Relevador en la línea 03A
R_{03B}	Relevador en la línea 03B
R_{01A}	Relevador en la línea 01A
R_{01B}	Relevador en la línea 01B

R_{02B}	Relevador en la línea 02B
p.t	Palanca de tiempo
$I_{\text{falla máxima}}$	Corriente de falla máxima
$I_{\text{falla mínima}}$	Corriente de falla mínima
I_{carga}	Corriente de carga
T_op	Tiempo de operación
Δt	Incremento de tiempo

Siglas:

EMTDC/PSCAD	Paquete Computacional de Simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia (por sus siglas en Inglés).
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
MATLAB	Paquete Computacional Laboratorio de Matrices (por sus siglas en Inglés).
DSP	Procesamiento digital de señales
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Potencia
RAM	Localidad de Memoria tipo Volátil
ROM	Localidad de Memoria tipo Permanente
VENTANA	Localidad de almacenamiento de las muestras con actualización
LES	Algoritmo de Mínimos Errores Cuadrados (por sus siglas en Inglés).
CA	Corriente Alterna
CD	Corriente Directa
FFT	Transformada Rápida de Forier
RMS	Valor eficaz de la señal ($V_{\text{rms}} = .707 V_p$)
S/H	Simple/Holding o Muestreo/Retención
n-bit	Numero de bits

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción.

Un sistema eléctrico está compuesto por distintos segmentos: generación, transformación, transmisión, distribución y utilización, que en conjunto suministran la energía eléctrica requerida por los diferentes tipos de usuarios [1,2]; considerando que abarcan enormes territorios y constan de un gran número de componentes, las probabilidades de presentarse fallas o condiciones anormales de operación en un elemento del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), son altas.

La protección del SEP está dividido en zonas de protección [1,3], cada zona generalmente incluye un elemento principal a proteger por medio de un conjunto de protecciones por relevadores.

1.2 Objetivo de la tesis.

Desarrollar una herramienta computacional para modelar la operación de relevadores digitales de distancia y sobrecorriente para la protección de líneas de transmisión y protección de respaldo del generador e implementación de estos modelos en un sistema de prueba real.

1.3 Justificación.

Actualmente, se está dando un cambio en la tecnología de los relevadores de protección, de electromecánicos a digitales, debido a las ventajas que ofrecen los relevadores digitales como son: más pequeños, multifuncionales, modulares, facilidad de pruebas, mantenimiento mínimo, consumo reducido de energía, económicos, múltiples ajustes que se cargan o modifican a partir de un archivo de datos, cuentan con registradores de fallas, puertos de red y comunicación, entre otros [4].

Este cambio implica contar con más soporte de ingeniería para el cálculo de los ajustes y nuevas consideraciones para un funcionamiento correcto del relevador digital.

1.4 Aportaciones.

Las aportaciones más importantes de este trabajo son:

- Desarrollo de las ecuaciones que permiten determinar la impedancia que mide cada uno de los relevadores de fase y tierra, para una determinada condición de falla, en los que se observa que solo el relevador que protege la fase o fases falladas “ve” la impedancia de secuencia positiva proporcional a la distancia donde se presentó la falla.
- Desarrollo de un algoritmo de protección, que permite modelar la operación de los relevadores digitales de distancia y de sobrecorriente implementados en MATLAB 7.0 R(14), y aplicados a sistemas de prueba diseñados en el paquete computacional EMTDC/PSCAD.

1.5 Conceptos Generales

En la aplicación de relevadores de protección, los aspectos básicos son:

1) La protección debe ser confiable; en un sistema se refiere al grado de certeza de operación correcta que ofrece un elemento o sistema. Es decir, cumplir satisfactoriamente la función para la cual fue destinada.

La evaluación de la confiabilidad de la protección, se divide en dos aspectos: la dependabilidad y la seguridad:

- a) La dependabilidad: se define como el grado de certeza de que un relevador o el sistema de protección operará correctamente para todas las fallas para las cuales fue diseñado.

- b) La seguridad: se define como el grado de certeza de que un relevador o el sistema de protección, no operará para una condición anormal para la cual no fue diseñado. El requisito de seguridad se define en términos de zonas de protección, que son regiones del sistema de potencia para las cuales el esquema debe operar.
- 2) La protección debe ser selectiva: esto se refiere al requerimiento de que los relevadores no deben operar para fallas para las cuales no son destinados. La selectividad total se obtiene cuando, se desconecta del sistema la mínima cantidad de elementos o equipos en condiciones de falla u operando en una condición anormal.
- 3) Simplicidad: mínimo equipo de protección y circuitería asociada para alcanzar los objetivos del sistema de protecciones.
- 4) Economía: máxima protección al mínimo costo total.

Las protecciones por relevadores detectan la ocurrencia de una falla dentro de su zona de operación y mandan una señal de disparo a circuitos que abren interruptores, de esta manera aíslan él ó los componentes fallados del resto del SEP [5,6,7,8,9].

El SEP es protegido mediante zonas de protección, como se muestra en la figura 1.1, donde las zonas adyacentes se deben traslapar para asegurar que ninguna parte del SEP quede sin protección [8,1].

Un sistema de protección puede fallar y consecuentemente no aislar una falla, debido a esto es indispensable proveer un esquema alternativo que garantice la desconexión de la falla, estos esquemas son llamados de respaldo.

La protección principal de una zona protegida es llamada sistema de protección primaria. Esta protección debe operar lo más rápido posible y desconectar la menor cantidad de elementos del sistema. Los relevadores de respaldo, generalmente operan con un tiempo de retardo y no sólo aíslan la zona fallada, sino que también las zonas inmediatas [7,8,1].

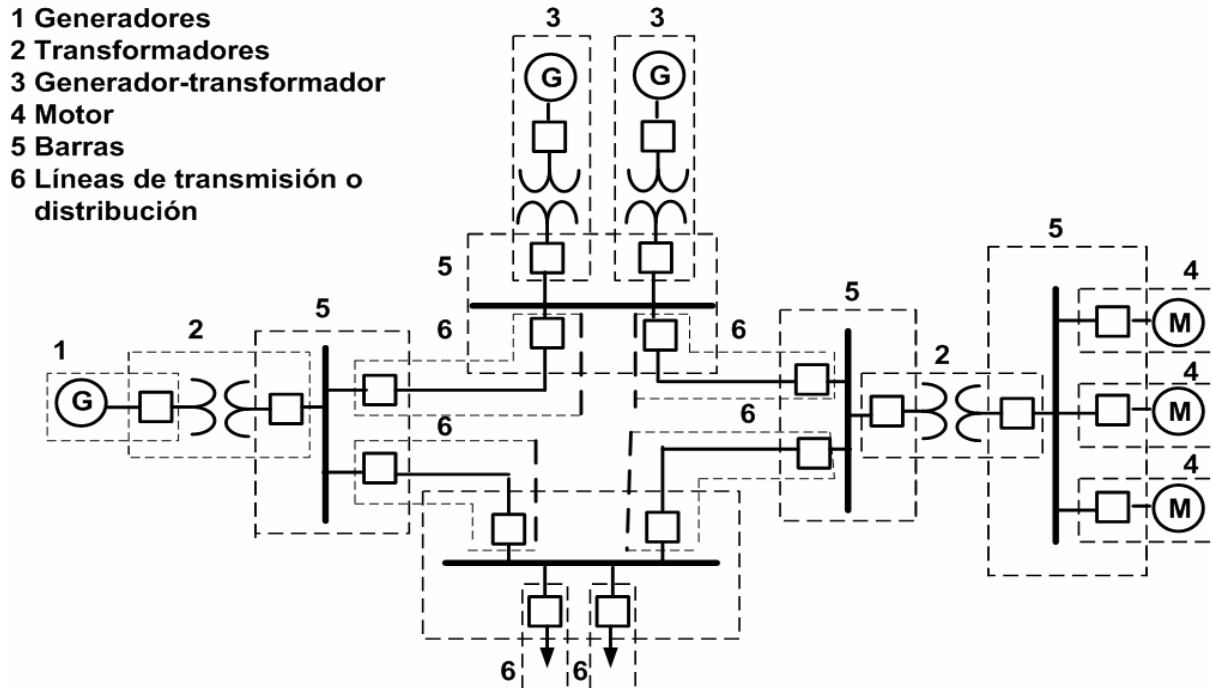


Figura 1.1. Zonas de Protección [3].

1.6 Estado del arte.

Los inicios de la protección de los SEP's se remonta al siglo pasado, en aquel entonces se utilizaban protecciones de sobrecorriente mediante fusibles. Estos son efectivos y económicos pero tienen desventajas, tales como no discriminar entre fallas presentadas en el lado de la carga o en el lado de generación y una vez que la falla es liberada, el sistema no puede restaurarse ya que después de cada operación, el fusible tiene que ser remplazado [5,6,1]. El desarrollo tecnológico alcanzado en esta área se debe al crecimiento continuo del SEP y de sus elementos que han determinado la necesidad de protecciones con características mejores, así como el desarrollo de la electromecánica, la electrónica, las técnicas de análisis de sistemas de potencia, computación, comunicaciones y procesamiento de señales digitales, todos estos se consideran como elementos importantes en el desarrollo de la tecnología de protección [6,10,11]

El desarrollo de los relevadores electromecánicos contribuyó en mejoras de la protección del SEP, ya que estos relevadores proveen medios para controlar los tiempos de operación y habilidad para el recierre de circuitos. Los relevadores de estado sólido se introdujeron en los años 50's, inicialmente no eran aceptados por los usuarios porque sus diseños eran inadecuados y los componentes electrónicos tenían un alto índice de falla. Más tarde, se desarrollaron

semiconductores con características mejores y esto permitió el uso de ellos. Los avances en el área de circuitos integrados permitieron desarrollar chips de adquisición de datos, entre otros, permitiendo el desarrollo de los relevadores digitales microprocesados [1].

El relevador digital microprocesado ha sido el tema de la investigación por las universidades y fabricantes por muchos años. Uno de los primeros conceptos propuestos para las funciones de protección y ejecución que usaban los dispositivos digitales, se describió en 1969 por Rockefeller [12]. El enfoque descrito por Rockefeller fue proporcionar una computadora numérica que proporcionaría más allá de la protección requerida de un relevador para una subestación. Las computadoras numéricas de esa época no eran lo suficientemente rápidas para realizar todas las funciones de protección, así que esta idea no fue aceptada extensivamente. El artículo de Rockefeller, sin embargo, contaba con una descripción de los algoritmos. Otros investigadores retomaron el concepto de la protección digital [12,13], marcando el principio de otras investigaciones. La mayor parte, de estas ideas tuvieron que esperar la llegada de equipo informático menos costoso. Actualmente los relevadores digitales están disponibles, casi de uso común.

Los dispositivos digitales disponibles son versátiles, una característica es la naturaleza programable de estos dispositivos. Por ejemplo, los relevadores de sobrecorriente son capaces de ser ajustados para una variedad amplia de curvas características tiempo-corriente y estos ajustes se modifican fácilmente en campo, sin cambiar el dispositivo físico. Muchos de los relevadores digitales son insensibles a la componente de C.D de la corriente de falla, esto mejora la selectividad de los relevadores.

La evolución de los relevadores de protección ha sido descrita por cuatro "generaciones", que se definen a continuación [14,15]:

1. Relevadores electromecánicos
2. Relevadores de estado sólido discretos (relevadores estáticos)
3. Equipo fijo de estado sólido, montado en un rack, para funciones múltiples de protección.
4. Relevadores digitales basados en microprocesadores que miden corrientes y voltajes por muestreo de las formas de onda.

Los equipos de primera generación utilizaron los métodos tradicionales de operación de los relevadores, con una marcada diferencia de estos dispositivos electromecánicos, en el mejoramiento de las diferentes funciones de estos relevadores. El sistema de la segunda generación fue introducido a principios de los años 60 y representó un paso importante en la evolución de los equipos de protección. Estos relevadores emplearon componentes electrónicos de estado sólido y son llamados relevadores "estáticos" debido a la ausencia de cualquier elemento mecánico o móvil. El equipo de la tercera generación fue introducido en los años 70, utilizando circuitos integrados. Estos equipos contaron con sistemas más complejos y consecuentemente tuvieron un mejor funcionamiento del control y lógica de operación.

La cuarta generación está representada por el equipo disponible desde los años 80 y es absolutamente diferente a las tecnologías anteriores, con una completa integración de elementos digitales. Estos sistemas están caracterizados por dispositivos de autodiagnóstico y programables. Pueden realizar funciones de protección, y generalmente guardan los archivos digitales del evento presentado para un análisis posterior, también existe la perspectiva que los relevadores digitales microprocesados proporcionan ajustes adaptables, cuando las condiciones de sistema cambian.

En la actualidad la protección por relevadores ya está siendo dominada por los dispositivos digitales. La aplicación de microprocesadores proporciona un hardware de mayor estandarización ya que los dispositivos tienen gran flexibilidad, por lo que no es necesario tener varios dispositivos.

El futuro de la protección digital está dirigido hacia la quinta generación [15]; que es la combinación o integración de la protección, medición, control y comunicación de un sistema de protección integrado, para una subestación completa, lo cual se está aplicando a nivel mundial, con la protección inteligente de tipo adaptiva, que trabaja en función de las necesidades de operación del SEP.

Otro adelanto en el estado del arte, es la protección del SEP considerando el muestreo sincronizado del sistema de potencia con medición fasorial, que normalmente puede utilizarse para los relevadores o funciones de control [19,20]. La medición fasorial es realizada usando relojes de alta precisión en los puntos de medición, observando el tiempo del paso por cero de la

forma de onda con respecto a un instante o a un marcador de muestreo. Se ha identificado que la exactitud del reloj de algunos microsegundos, es necesaria para realizar algunas mediciones [43] y la exactitud del orden de microsegundos están dentro del alcance de la tecnología [50]. Es de hacer notar que este desarrollo tecnológico ya se está aplicando en las compañías de suministro de energía eléctrica en México.

En 1990 M.S Sachdev, describe un software interactivo para la evaluación de algoritmos de relevadores digitales, incluyendo en este software módulos de procesamiento y protección que utilizan los relevadores digitales. El funcionamiento del diseño también puede ser estudiado usando los datos registrados del sistema de potencia o generados por otro software. Pudiendo exhibir los resultados en forma gráfica para la inspección visual [21].

En el 2000 Chul-Hwan Kim presenta de forma práctica el algoritmo de un relevador de distancia, usando modelos de EMTP, simplificando con ello los modelos de los elementos del sistema [22]

En 2001 Kravchuk, S.A, presenta los principios del diseño de relevadores digitales para redes modernas, con respecto a la transferencia de datos y comunicación [23].

En 2004 Mozina C, considera que se han instalado relevadores digitales multifuncionales, entonces se requiere de tecnologías y pruebas de mantenimiento para estos relevadores, se explota el impacto en las pruebas de mantenimiento y diagnóstico, así como la capacidad interna de los relevadores digitales [24].

En 2005 Luo, desarrolla un modelo digital de un relevador, usando un modelo de bloques basado en SIMULINK, generando en MATLAB un archivo de oscilografía e informe de eventos [25].

En 2005 Jun-Zhe Yang, propone un relevador digital para identificar correctamente el fasor a la frecuencia fundamental, para la localización de fallas [26].

En la SEPI ESIME Zacatenco se han elaborado trabajos referentes al área de protecciones. Con diversos temas y casos de estudio algunos de estos trabajos se presentan a continuación:

David Sebastián Baltazar, en 1993, desarrollo una herramienta computacional para determinar la impedancia de ajuste de los relevadores de distancia, para la obtención de una coordinación

adecuada en la operación de la protección, ante la ocurrencia de fallas. El programa reporta las impedancias observadas por cada relevador ante una falla, así como las zonas que observan los relevadores [37].

Oscar R. Amaya Zepeda, en 1997, desarrollo un programa digital que ayuda al operador en la coordinación de los dispositivos de protección en un sistema industrial, realizo una modelación adecuada de dispositivos tales como relevadores, interruptores estáticos, fusibles e interruptores de caja moldeada [45].

En 1998 Alfredo Castrejon Gómez, presento un trabajo donde analiza el problema de representar sistemas de protección que utilizan relevadores de sobrecorriente en sistemas de transmisión para su ajuste y coordinación, utilizando un programa digital para obtención los pares de relevadores de primer y segundo respaldo, además de analizar el vector de secuencia relativa (VSR), el cual indica la secuencia de ajuste de todos y cada uno de los relevadores de sobrecorriente en su sistema de prueba, reduciendo los cálculos para los ajustes [46].

En 1998, Daniel Álvarez Hernández, propone un modelo computacional que permite realizar el ajuste y coordinación de un sistema de protección adaptable con relevadores de sobrecorriente desde una computadora central [47].

Sandro G. Aquiles Pérez en 1998, desarrolla programas computacionales que realizan ajustes y coordinación del sistema de protección de redes de transmisión por medio de relevadores de sobrecorriente direccionales. Determinando la secuencia de ajuste de los relevadores en base a la identificación de un conjunto mínimo de relevadores, considerando el análisis de los aspectos topológicos del grafo asociado a la red de transmisión [48].

En 1999, David Sebastián Baltasar, diseño un sistema de protección adaptable basado en una estructura jerárquica asociado al sistema eléctrico de potencia, además de un sistema experto para coordinar esquemas de protección en sistemas de transmisión [49].

En el 2000, José M. Santiago Jiménez, desarrollo y aplico una metodología de coordinación y ajuste de las protecciones de bancos de transformación, proporcionando su sistematización mediante el apoyo de la computadora digital [50].

También en el 2000, Germán Rosas Ortiz, propone una técnica novedosa basada en redes neuronales artificiales (RNA) la cual explora la aplicabilidad de la propuesta de reconocimiento de patrones para el diagnóstico y detección de fallas, desarrollo un discriminador de fallas basado en redes neuronales que es entrenado para detectar estos cambios como indicadores del instante de ocurrencia de la falla. Este detector utiliza valores instantáneos de esas señales para tomar decisiones [51].

Fernando Gómez Cervantes, en el 2006, presenta una metodología para la selección y el cálculo de ajustes de las protecciones de los equipos que interviene en un central termoeléctrica, Realizo la simulación digital de un sistema eléctrico de prueba considerando datos reales de una central termoeléctrica y utilizando el software DigSilent [52].

1.7 Estructura de la tesis.

La tesis está organizada en 5 capítulos, a continuación se describe brevemente cada uno de ellos.

En el capítulo 1, se presenta una introducción al tema de tesis y se describe el contenido de ésta, así como las aportaciones. También se presenta una breve historia de los relevadores de protección y su papel en el SEP, así como una breve descripción de los relevadores digitales.

En el capítulo 2, se realiza una breve descripción de la teoría de procesamiento de señales, que se utilizan en el diseño de los relevadores digitales, además se presenta el algoritmo de tratamiento de señales digitales utilizado el algoritmo de mínimos errores cuadrados.

En el capítulo 3, se presenta la descripción del funcionamiento de los relevadores de distancia y sobrecorriente, así como una breve explicación de cada relevador digital simulado.

En el capítulo 4, se describen los sistemas de prueba empleados, para analizar el funcionamiento de los relevadores de distancia y sobrecorriente, ante diferentes condiciones del sistema, se evalúan los ajustes y la operación mediante los algoritmos propuestos. El modelado de los sistemas se simuló con el paquete EMTDC/PSCAD v.4.1 para generar el archivo de datos de corrientes y voltajes que se utilizan en el algoritmo desarrollado, el cual se evalúa posteriormente con el paquete MATLAB[®] 7.0 para determinar la condición en la que se encuentra cada caso. Se presentan los resultados obtenidos de cada sistema de prueba.

En el capítulo 5, se reportan las conclusiones del funcionamiento del algoritmo, que se obtienen en base al comportamiento de las simulaciones realizadas. Finalmente, se hacen recomendaciones y propuestas para trabajos futuros.

CAPÍTULO II

RELEVADORES DIGITALES

2.1 Introducción

Los primeros relevadores diseñados para la protección de los sistemas eléctricos de potencia utilizaron tecnología electromecánica, hoy se utilizan relevadores digitales para su protección. En los años 50`s los relevadores de estado sólido fueron introducidos. Por varias razones, las empresas eléctricas no aceptaron a estos relevadores por casi quince años. Sin embargo, su uso aumentó gradualmente durante los quince años posteriores. Actualmente, el relevador microprocesado es la base de los dispositivos para la protección de sistemas eléctricos. Muchos de estos dispositivos están disponibles comercialmente.

Este capítulo proporciona una introducción al tema de relevadores basados en microprocesadores. Se mencionan las ventajas que se derivan del uso de estos dispositivos. Los componentes principales de un relevador microprocesado y las funciones que pueden realizar en los esquemas de protección.

2.2 Evolución de los relevadores

La técnica de protección digital de sistemas eléctricos de potencia surgió a finales de la década de los 70's, varios investigadores desarrollaron distintos algoritmos de protección de líneas de transmisión y demostraron su viabilidad. Estos trabajos llegaron a una etapa final en el desarrollo de aplicaciones de tiempo real, para la aplicación en sistemas eléctricos de potencia.

Los resultados de los primeros proyectos de investigación y de trabajos posteriores tuvieron que esperar a que las computadoras digitales alcanzaran la capacidad de cómputo y el costo adecuado para su aplicación práctica, en el área de protecciones. Esto se hizo realidad con la aparición del microprocesador, que inició la etapa del desarrollo de relevadores y sistemas digitales de

protección capaces de competir con los electromecánicos y estáticos existentes hasta ese momento [6].

La técnica de protección digital se ha consolidado y está en un área de investigación activa por parte de institutos de investigación, universidades, compañías productoras de equipos y empresas de servicio eléctrico [6,27,28].

2.3 Diseño del relevador microprocesado

Los relevadores digitales o microprocesados no tienen la capacidad de almacenar una señal analógica continua en el tiempo, simplemente muestrean una señal discretizada en el tiempo, es decir, estos relevadores no ven una señal continua, de hecho las funciones matemáticas continuas no se utilizan en estos dispositivos, en su lugar se emplea el análisis con matemática discreta para el procesamiento de las variables eléctricas, presentes en el relevador [5,22].

El principio de operación de los relevadores microprocesados está basado en la detección de los cambios en las variables eléctricas del sistema provocados por un disturbio, por ejemplo un cortocircuito, provoca que las corrientes se incrementen y los voltajes se abaten en la fase o fases falladas. Como resultado de estas variaciones, ocurren cambios en uno o más de las variables del sistema, como son: ángulos de fase de corriente, fasores de voltaje, componentes armónicas, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia del sistema. Cuando estos cambios se presentan es evidente la presencia de una condición anormal.

En el diseño de relevadores microprocesados de protección existen dos métodos de operación: en el primero, el microprocesador simplemente reemplaza la lógica del relevador y no procesa las señales de voltaje y corriente. En el segundo, el relevador ejecuta dos funciones, esto es, procesa las señales de corriente y voltaje, y ejecuta la lógica del mismo relevador. Lo anterior se conoce como procesamiento de señales digitales (DSP, por sus siglas en lengua inglesa), la cual es una herramienta que manipula las cantidades numéricas tomadas de las señales analógicas, en este caso de corrientes y voltajes, así obtiene datos en forma discreta, usando operaciones elementales como almacenamiento, retardos, suma, resta y multiplicación de constantes. La obtención de las muestras por cada ciclo de la señal analógica (ventana de muestreo) puede variar desde tres

muestras hasta un ciclo completo de muestras, dependiendo del algoritmo de procesamiento que se utilice [30,3,27,28].

2.4 Ventajas de los relevadores microprocesados

Los relevadores microprocesados tienen ventajas definidas con respecto a sus similares analógicos. Estas ventajas son:

- a) El costo de los relevadores microprocesados es menor y con tendencia a decrecer.
- b) Los relevadores microprocesados tienen capacidad de autodiagnóstico y autocalibración, estas características los hacen más confiables que los analógicos.
- c) Son totalmente compatibles con la tecnología digital que se está introduciendo en las subestaciones.
- d) Tienen una mayor flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones, como las de medición, control y supervisión.
- e) Tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales de las subestación y del sistema.
- f) Pueden constituir la base de una protección adaptiva, cuyos parámetros de operación cambian automáticamente con las condiciones del sistema.

Además, la tecnología con microprocesadores ofrece otras ventajas: mejor funcionamiento, reducción del espacio que ocupa en el tablero, requiere menos alambrado, proporciona información de eventos y registro de datos sobre fallas [10,29,3,28]. Un requisito indispensable en los relevadores son las redes de comunicación en los SEP's, los enlaces de fibra óptica y vía satélite, son las principales alternativas que están utilizando las empresas eléctricas.

En la actualidad el relevador se programa para aplicar varias formas de procesamiento de señales, según el algoritmo utilizado y de acuerdo con la señal muestreada; con ello debe decidir si existe o no disparo. Por otro lado, examinando la matemática de los relevadores digitales, se pueden hacer algunas observaciones referentes al procesamiento de la señal digital, esto presenta ventajas significativas.

De hecho es posible interconectar relevadores digitales e intercambiar datos entre dispositivos a grandes distancias, en una condición normal de operación del sistema de potencia. La comunicación de los dispositivos digitales se da en base al lenguaje normalizado y que se utiliza en la mayoría de los equipos, la cual es una ventaja en los sistemas de protección.

Otra ventaja es la gran cantidad de software que se utiliza en el procesamiento de señales, esto es muy útil en la lógica de los relevadores microprocesados, debido a que les permite tener aplicaciones en muchos otros campos, además el bajo costo de la memoria, les permite obtener información completa de las señales muestreadas. En conclusión, los sistemas digitales describen el avance de la ingeniería en protecciones, ya que se puede obtener información de dispositivos que se encuentran a grandes distancias para ayudar a caracterizar condiciones anormales de operación del S.E.P., además en un solo módulo se pueden tener una gran gama de configuraciones de disparo para cada condición de falla [5,28].

2.5 Diagrama de bloques funcional del relevador microprocesado

Un relevador microprocesado es un dispositivo que mediante una lógica programable procesa señales discretizadas de voltaje y corriente para detectar condicionales anormales de operación del SEP y enviar una señal de disparo a los interruptores. En la Figura 2.1 se muestra el diagrama de bloques de la lógica de operación de un relevador microprocesado, en la primera etapa se tiene el proceso de reducción de la magnitud de los voltajes y corrientes del sistema de potencia utilizando los transformadores de corriente (TC's) y/o transformadores de potencial (TP's) de la subestación, la adecuación de la señal hacia el relevador se hace utilizando TC's y TP's auxiliares, asegurando con esto aislar eléctricamente al relevador del resto del SEP. Los TC's auxiliares convierten las señales de corriente a niveles de corriente del orden no mayor a 5A y los TP's auxiliares reducen las tensiones a 5V, con los cuales el relevador puede trabajar con normalidad. Las señales de salida de los transformadores auxiliares, pasan a través de un filtro antialiasing, el cual filtra las señales de alta frecuencia. Las señales de salida del filtro, pasan por un buffer de datos (memoria temporal), para llegar al proceso de muestreo y retención, una vez realizado este proceso se utiliza un multiplexor para acoplar estas muestras a los convertidores analógicos-digitales, en este punto la salida del convertidor analógico-digital se lleva a un procesamiento de señales digitales con el cual se alimenta al microprocesador [31]. En la mayoría

de las aplicaciones de los relevadores microprocesados, los datos muestreados son guardados en una memoria RAM. Estos datos son transferidos a otra memoria permanente, tantos como sea posible, mientras que la memoria no volátil ROM, es usada para guardar los ajustes [1].

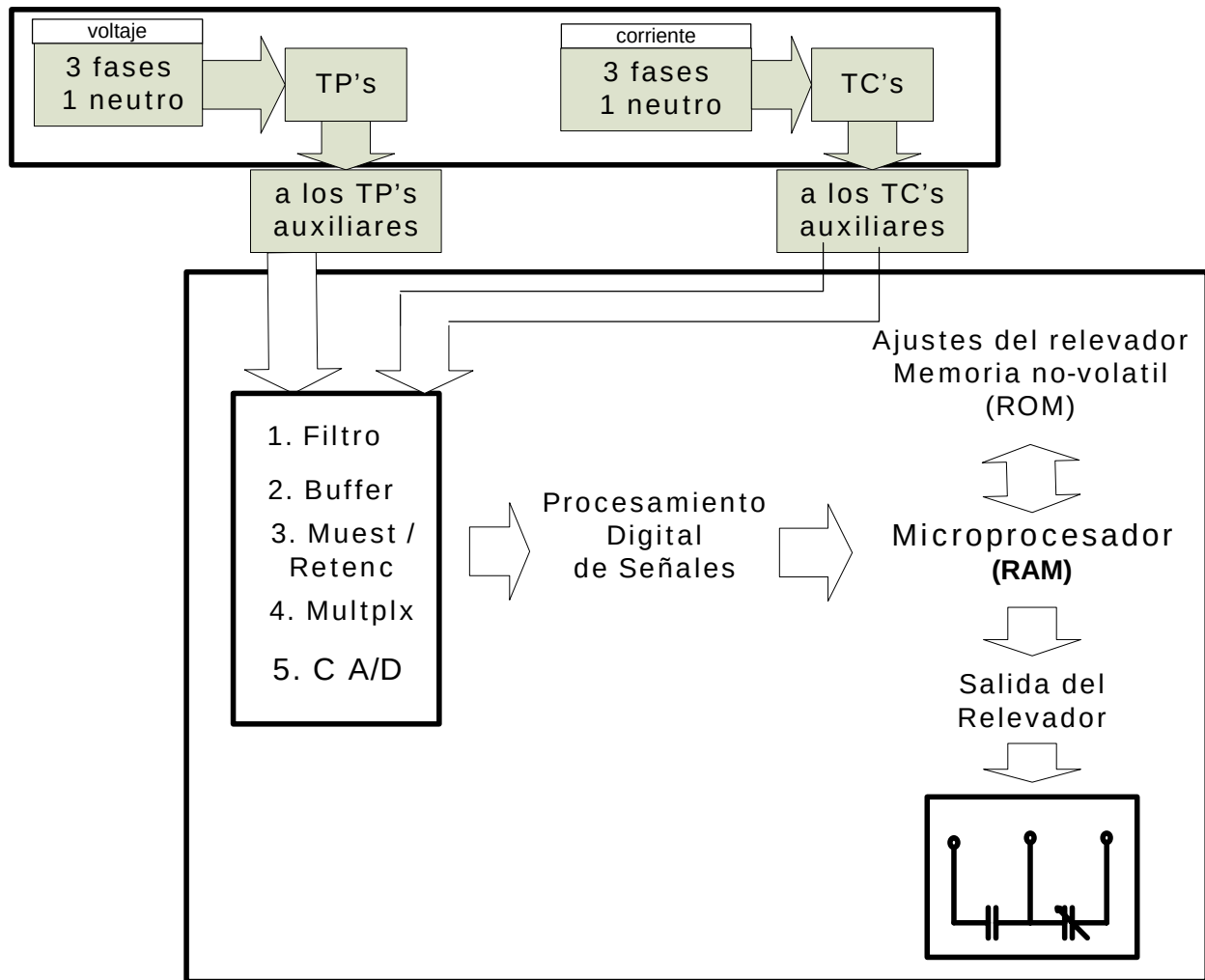


Figura 2.1. Diagrama de bloques del relevador digital [43].

La información que se procesa por el algoritmo implementado en el relevador, emplea magnitudes y ángulos de las señales de voltaje y corriente, las cuales son monitoreadas de la red y posteriormente se ejecuta la lógica de operación programada, para determinar si el elemento protegido está en condición normal de operación. En caso de presentarse una falla en el elemento protegido, el relevador enviará la señal de disparo al interruptor para que libere al elemento fallado y/o aislé la zona fallada del resto del SEP [43].

A continuación, se presentan una breve descripción de los bloques funcionales que intervienen en el relevador digital:

2.5.1 Transformadores de corriente y de potencial auxiliares; estos transformadores toman los valores de voltajes y corrientes de los TC's y TP's principales de la subestación y su función es la de aislar eléctricamente al relevador del resto del SEP. Estos transformadores reciben las señales analógicas del SEP y las reducen a niveles hasta 5A y 5V respectivamente, con los cuales el relevador puede trabajar con normalidad.

2.5.2 Filtros anti-aliasing, son un filtro análogo que tiene una doble función. La primera, asegurar que el ancho de banda de la señal muestreada esté limitada en el rango de la de frecuencia deseada. Así cualquiera de las componentes de frecuencia, de la señal muestreada, mayores $\frac{1}{2} f_{\text{muestreo}}$ serán atenuados de modo que la cantidad de distorsión de la señal debido al aliasing sea insignificante. En general, la función del filtro es prevenir el efecto aliasing (frecuencias no deseadas producidas cuando la frecuencia de muestreo es menor que dos veces la componente de mayor frecuencia de la señal), eliminar el ruido y permitir el paso solo de componentes de la frecuencia requerida, existen varios tipos de filtros básicos [40,41,42,43]:

- a) Pasa banda
- b) Rechazo de banda
- c) Pasa bajas
- d) Pasa altas

2.5.3 Buffer, es una ubicación de la memoria en una computadora o en un instrumento digital reservada para el almacenamiento temporal de información digital, mientras que está esperando ser procesada y se consideran como dispositivos de ganancia unitaria que son usados para acoplar impedancias en los circuitos, estos dispositivos son usados entre dos fases o arreglos en un sistema para la eficiente transferencia de potencia, el buffer tiene una alta impedancia de entrada y una baja impedancia de salida [41,42]

2.5.4 Muestreo y retención (S/H), el muestreo de una señal analógica es realizado en la práctica por un circuito de muestreo y retención (S/H, por sus siglas en lengua inglesa); la señal muestreada es entonces cuantificada y convertida a la forma digital. Generalmente, el circuito S/H se integra en el convertidor análogo-digital.

El S/H es un circuito analógico-digital controlado, el cual sigue a la señal de entrada de información analógica durante el modo de muestreo y la mantiene fija durante el modo de retención, al valor instantáneo de la señal, en este punto el sistema se cambia del modo de muestreo al modo de retención. La función principal del circuito S/H es muestrear la señal de entrada de información instantáneamente y después sostenerla como un valor constante, para que el convertidor analógico/digital obtenga datos y los represente de forma digital. El circuito de un proceso S/H permite que el convertidor analógico-digital funcione más lentamente comparado con el tiempo usado realmente al adquirir las muestras[40,41,42].

2.5.5 Multiplexores, se utiliza como dispositivo que puede recibir varias entradas y transmitir las, para ello lo que hace es dividir en múltiples canales, para que varios nodos puedan comunicarse al mismo tiempo. Son dispositivos que seleccionan una señal a partir de dos o mas canales de entrada y transfiere esta señal a su canal de salida, un multiplexor analógico esencialmente es una colección de interruptores analógicos controlados por la lógica de selección de canal, estos son necesarios para transferir las señales muestreadas por los circuitos S/H uno a uno, al convertidor A/D. La precisión de los multiplexores analógicos dependen de la impedancia de carga presente en sus terminales [40,41].

2.5.6 Convertidores A/D, el convertidor analógico-digital, es la interfase entre la entrada de las señales analógicas y los cálculos del microprocesador digital, el proceso de convertir una señal (analógica) continua en el tiempo a una secuencia digital, requiere cuantificar los valores muestreados a un número finito de niveles y cada nivel por un número de dígitos binarios. El dispositivo electrónico que realiza esta conversión de una señal analógica a una secuencia digital, se llama un convertidor analógico-digital (A/D) de n-bit; el cual toma las señales de voltajes desconocidos y convierte a un número binario de n-bit este valor, la cual es la relación entre el voltaje desconocido y el voltaje de plena escala. Por lo tanto, la simulación de la acción del A/D en un modelo del software del relevador es

beneficiosa, principalmente para vigilar la saturación y reducir los efectos del error [40,41,42].

2.5.7 Procesamiento Digital de Señal (DSP, es el acrónimo de *Digital Signal Processor*), un DSP es un sistema basado en un procesador o microprocesador que posee un juego de instrucciones, un hardware y un software optimizados para aplicaciones que requieran operaciones numéricas a alta velocidad y se aplica ampliamente a los procesos matemáticos continuos, aplicados en tiempo real. Por esta razón, un sistema que trabaje de esta forma (tiempo real) recibe muestras (samples en inglés), normalmente provenientes de un convertidor analógico/digital. Algunas de las funciones para el procesamiento digital de señales incluyen[40,41,42]:

- a) Filtro digital
- b) Convolución
- c) Correlación
- d) Transformada Rápida de Fourier (FFT)

2.5.8 Microprocesador, el microprocesador ejecuta instrucciones almacenadas como números binarios en la memoria principal. La ejecución de las instrucciones se puede realizar en varias fases [40,41]:

- Pre-lectura de la instrucción desde la memoria principal,
- Envío de la instrucción al decodificador,
- Decodificación de la instrucción, es decir, determinar qué instrucción es y por tanto qué se debe hacer,
- Ejecución,
- Escritura de los resultados en la memoria principal o en los registros.

2.5.9 Microcontrolador, incluye hardware computacional y algún hardware adicional, un programa interno y memoria de datos, además de algún hardware especializado conveniente para control en tiempo real o adquisición de datos, normalmente incluye un

puerto serie útil en la comunicación, con algún control de alto nivel o con un dispositivo de interfase y algunas veces los convertidores A/D son incluidos [40,41].

2.6 Algoritmo para procesamiento de señales.

Los algoritmos para el procesamiento de señales digitales son programas de software en el DSP que funcionan con las muestras digitales del voltaje y de corriente, para producir estimaciones de parámetros de interés para la operación del relevador. En la incorporación de las funciones de protección en un relevador digital, se hace una estimación de la magnitud y fase de las señales de entrada, utilizando algoritmos de procesamiento de señales digitales.

Las señales de entrada de voltaje y de corriente del relevador se pueden modelar como señales sinusoidales distorsionadas, debido al desplazamiento CD y componentes armónicos. Estas señales se pueden caracterizar por varios parámetros a conocer como: valor RMS, valor máximo, valor RMS, ángulo de fase y frecuencia de la componente fundamental de frecuencia [3,27,32]. Algunos de los algoritmos usados son:

2.6.1 Algoritmos de Correlación

Estos algoritmos utilizan dos funciones ortogonales las cuales extraen efectivamente las componentes de frecuencia de interés de la señal de entrada.

Las principales características de este tipo de algoritmos son las siguientes [29,3,33,27]

- a) Tamaño de ventana larga (un ciclo de 60Hz)
- b) Ventana larga- mejor filtro
- c) Mejor respuesta a la frecuencia
- d) Las señales de entrada no requieren ser puramente senoidales de 60Hz
- e) Respuesta lenta al transitorio
- f) Un número considerable de cálculos

Estos algoritmos determinan un conjunto de funciones ortogonales, extraen la parte real e imaginaria de las componentes requeridas para la función dada por correlación y estiman las componentes de la frecuencia requerida, a partir de la parte real e imaginaria.

Algunos algoritmos de este tipo son los siguientes:

- a) Algoritmo de la Transformada Discreta de Fourier
- b) Algoritmo de Pares e Impares.
- c) Algoritmo Cosenos
- d) Algoritmo de Mínimos Cuadrados

2.6.1.1 Algoritmo de Mínimos Errores Cuadrados (LES)

La técnica de mínimos errores cuadrados se encuentra dentro de los algoritmos no recursivos y tiene como propósito la estimación de fasores de corriente y voltaje, teniendo como característica que la salida solo depende de las muestras que representan la ventana actual y no la de la salida anterior [34]. En esta sección se presenta el análisis matemático de este algoritmo. Considere un conjunto de mediciones que satisfacen a la ec. (2.1):

$$a + bt = m \quad (2.1)$$

Donde:

m = mediciones

t = instante de tiempo

a y b = desconocidos (estimados)

Si se considera que se toman “n” muestras, (2.1) se expande a una secuencia de ecuaciones descritas en (2.2)

$$\begin{aligned} a + bt_1 &= m_1 \\ a + bt_2 &= m_2 \\ &\vdots \\ a + bt_n &= m_n \end{aligned} \quad (2.2)$$

Donde “a” y “b” son los valores a estimar en las ecuaciones (2.2), utilizando la técnica de mínimos errores cuadrados, esta estimación se define en (2.3).

$$\begin{aligned}\hat{a} + \hat{b}t_1 - m_1 &= \varepsilon_1 \\ \hat{a} + \hat{b}t_2 - m_2 &= \varepsilon_2 \\ &\vdots \\ \hat{a} + \hat{b}t_n - m_n &= \varepsilon_n\end{aligned}\tag{2.3}$$

De forma matricial las ecuaciones (2.3) pueden ser escritas como,

$$\begin{array}{ccc} \begin{bmatrix} 1 & t_1 \\ 1 & t_2 \\ \vdots & \vdots \\ 1 & t_n \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \hat{a} \\ \hat{b} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} m_1 \\ m_2 \\ \vdots \\ m_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_n \end{bmatrix} \\ nx2 & 2x1 & nx1 \quad nx1 \end{array}\tag{2.4}$$

$$[A][x] - [m] = [e]\tag{2.5}$$

De aquí se tiene que: $[A][x] - [m] = [e]$

Elevando al cuadrado el error, tenemos que:

$$\begin{aligned}[e]^T [e] &= [[A][x] - [m]]^T [[A][x] - [m]] \\ [e]^T [e] &= [[A][x]]^T [[A][x]] - [[A][x]]^T [m] - [m]^T [[A][x]] + [m]^T [m] \\ &= [x]^T [A]^T [A][x] - 2[x]^T [A]^T [m] + [m]^T [m]\end{aligned}\tag{2.6}$$

Para que la suma de errores sea mínima, se debe derivar esta ecuación con respecto a “x”, e igualar a cero, como se muestra en la ecuación (2.7)

$$\frac{d}{d[x]} \left\{ \left[[x]^T [A]^T [A] [x] \right] - 2[x]^T [A]^T [m] + [m]^T [m] \right\} = 0$$

$$2 \left[[A]^T [A] [x] \right] - 2[A]^T [m] = 0 \quad (2.7)$$

$$\left[[A]^T [A] [x] \right] = [A]^T [m]$$

$$[x] = \left[[A]^T [A] \right]^{-1} [A]^T [m]$$

Reescribiendo la ecuación (2.7), se tiene:

$$[x] = \left[[A]^T [A] \right]^{-1} [A]^T [m]$$

$$= \left[\left[[A]^T [A] \right]^{-1} [A]^T \right] [m] \quad (2.8)$$

$$= [A]^{-1} [m]$$

Donde $[A]^{-1}$ es la pseudo inversa izquierda de la matriz $[A]$ y está dado por:

$$\left[[A]^T [A] \right]^{-1} [A]^T \quad (2.9)$$

Si el tiempo de muestreo es conocido, entonces puede calcularse la matriz pseudoinversa izquierda de $[A]$ antes de tomar las muestras. Además, este método puede ser usado si las ecuaciones que describen las formas de onda de voltajes y corrientes se pueden expresar en forma lineal. Una forma de onda senoidal, de frecuencia fundamental, se puede expresar mediante la ecuación (2.10)

$$v = V_p \sin(\omega t + \theta) \quad (2.10)$$

$$v = V_p \sin(\theta) \cos(\omega t) + V_p \cos(\theta) \sin(\omega t) \quad (2.10a)$$

Donde:

v = es la muestra de la señal

V_p = es el voltaje pico de la señal

Sí se toman 3 muestras y se sustituyen en las ecuaciones (2.10), esta se expandirá en una secuencia de ecuaciones de la forma de (2.11)

$$\begin{aligned}v_{-1} &= V_p \cos(\theta) \text{sen}(-\omega\Delta T) + V_p \text{sen}(\theta) \cos(-\omega\Delta T) \\v_0 &= V_p \cos(\theta) \text{sen}(0) + V_p \text{sen}(\theta) \cos(0) \\v_{+1} &= V_p \cos(\theta) \text{sen}(\omega\Delta T) + V_p \text{sen}(\theta) \cos(\omega\Delta T)\end{aligned}\tag{2.11}$$

Donde:

v_{-1} = es la muestra realizada previamente (t_{-1})

v_0 = es la muestra realizada en el instante actual (t_0)

v_{+1} = es la muestra realizada posterior a t_0 (t_{+1})

Sustituyendo en las ecuaciones (2.11), la frecuencia de la señal fundamental (f_0) es de 60Hz y la frecuencia de muestreo (f_m) 720Hz, entonces se tiene como resultado las ecuaciones (2.12).

$$\begin{aligned}\omega &= 2\pi f & \Delta T &= \frac{1}{f_m} \\ \omega\Delta T &= \frac{120\pi}{720} = \frac{\pi}{6} \text{ rad} = 30^\circ \\ v_{-1} &= V_p \cos(\theta) \text{sen}\left(-\frac{\pi}{6}\right) + V_p \text{sen}(\theta) \cos\left(-\frac{\pi}{6}\right) \\ v_0 &= V_p \cos(\theta) \text{sen}(0) + V_p \text{sen}(\theta) \cos(0) \\ v_{+1} &= V_p \cos(\theta) \text{sen}\left(\frac{\pi}{6}\right) + V_p \text{sen}(\theta) \cos\left(\frac{\pi}{6}\right)\end{aligned}\tag{2.12}$$

Estas tres ecuaciones lineales pueden ser expresadas en función de dos variables desconocidas:

$V_p \cos \theta$ y $V_p \sin \theta$

$$v_{-1} = -\frac{1}{2}V_p \cos(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2}V_p \sin(\theta)$$

$$v_0 = 0xV_p \cos(\theta) + 1xV_p \sin(\theta)$$

$$v_{+1} = -\frac{1}{2}V_p \cos(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2}V_p \sin(\theta)$$

La ecuación (2.13) expresa en forma matricial a las ecuaciones (2.12) y la matriz $[A]$ es:

$$\left[\begin{array}{c|c} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{array} \right] \begin{bmatrix} V_p \cos(\theta) \\ V_p \sin(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{-1} \\ v_0 \\ v_{+1} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$[A] = \left[\begin{array}{c|c} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{array} \right]$$

En las ecuaciones (2.14) y (2.15), se obtiene la matriz pseudoinversa de $[A]$

$$[A]^T = \left[\begin{array}{c|c} -\frac{1}{2} & 0 \\ \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{array} \right] \quad (2.14)$$

$$\begin{aligned}
 [A]^T [A] &= \left[\begin{array}{c|cc} -\frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ \sqrt{3} & 1 & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \hline \frac{2}{2} & & \end{array} \right] \left[\begin{array}{c|c} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \hline 0 & 1 \\ \hline \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{cc} \frac{1}{2} & 0 \\ 0 & 2\frac{1}{2} \end{array} \right] \\
 \left[[A]^T [A] \right]^{-1} &= \left[\begin{array}{cc} 2 & 0 \\ 0 & \frac{2}{5} \end{array} \right] \\
 [A]^{-1L} &= \left[\left[[A]^T [A] \right]^{-1} [A]^T \right] = \left[\begin{array}{cc} 2 & 0 \\ 0 & \frac{2}{5} \end{array} \right] \left[\begin{array}{c|cc} -\frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ \hline \sqrt{3} & 1 & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \hline \frac{2}{2} & & \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c|cc} -1 & 0 & 1 \\ \hline \sqrt{3} & 2 & \sqrt{3} \\ \hline \frac{5}{5} & \frac{2}{5} & \frac{\sqrt{3}}{5} \end{array} \right] \quad (2.15)
 \end{aligned}$$

Mediante la ecuación (2.16), se obtiene la parte real e imaginaria del fasor

$$\left[\begin{array}{c} V_p \cos(\theta) \\ V_p \sin(\theta) \end{array} \right] = \left[\begin{array}{ccc} -1 & 0 & 1 \\ \sqrt{3} & 2 & \sqrt{3} \\ \hline 5 & 5 & 5 \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} v_{-1} \\ v_0 \\ v_{+1} \end{array} \right] \quad (2.16)$$

Después que la siguiente muestra es recibida, las componentes de la parte real e imaginaria del fasor son calculadas, mediante (2.17):

$$\left[\begin{array}{c} V_p \cos(\theta) \\ V_p \sin(\theta) \end{array} \right] = \left[\begin{array}{ccc} -1 & 0 & 1 \\ \sqrt{3} & 2 & \sqrt{3} \\ \hline 5 & 5 & 5 \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} v_0 \\ v_{+1} \\ v_{+2} \end{array} \right] \quad (2.17)$$

Las señales de entrada no necesariamente son senoidales, ya que pueden contener frecuencias armónicas. Esto debido a cargas no lineales conectadas a la red, entonces la señal puede presentar ruido. En el modelo de este algoritmo puede incluirse cualquier frecuencia que sea de interés o que se desee eliminar, por ejemplo: señales de CD o CD decreciente y señales de frecuencias armónicas. Se diseña un filtro “LES” para una ventana de 12 muestras por ciclo, considerando una señal con componentes de frecuencia fundamental, contenido de 2ª a 5ª armónica, además el contenido de la componente de CD decreciente. La característica del filtro permite la 2ª y la 5ª

armónica. Una señal que posee las características anteriormente descritas, se puede modelar mediante la ecuación (2.18).

$$i = I_{p1} \sin(\omega t + \theta_1) + I_{p2} \sin(2\omega t + \theta_2) + I_{p3} \sin(3\omega t + \theta_3) + I_{p4} \sin(4\omega t + \theta_4) + I_{p5} \sin(5\omega t + \theta_5) + I_0 e^{\frac{t}{\tau}} \quad (2.18)$$

Donde:

I_{p1} = Corriente pico de la señal fundamental

I_{p2} = Corriente pico de la 2ª armónica

I_{p3} = Corriente pico de la 3ª armónica

I_{p4} = Corriente pico de la 4ª armónica

I_{p5} = Corriente pico de la 5ª armónica

I_0 = Corriente de C.D

Ahora se considera que la frecuencia de muestreo es 720 Hz, por lo tanto, al resolver la ecuación (2.18) se presenta el intervalo entre muestras de:

$$\omega \Delta t = \frac{120\pi}{720} = \frac{\pi}{6} = \frac{180}{6} = 30^\circ \quad (2.19)$$

Expresando en forma discreta la ecuación (2.18), se obtiene la ecuación (2.20), que representa el sistema de ecuaciones a resolver, por el método de mínimos errores cuadrados.

$$i_{-6} = I_{p1} \cos(\theta_1) \sin(-\pi) + I_{p1} \sin(\theta_1) \cos(-\pi) + I_{p2} \cos(\theta_2) \sin(-\pi) + I_{p2} \sin(\theta_2) \cos(-\pi) +$$

$$I_{p3} \cos(\theta_3) \sin(-\pi) + I_{p3} \sin(\theta_3) \cos(-\pi) + I_{p4} \cos(\theta_4) \sin(-\pi) + I_{p4} \sin(\theta_4) \cos(-\pi) +$$

$$I_{p5} \cos(\theta_5) \sin(-\pi) + I_{p5} \sin(\theta_5) \cos(-\pi) + I_0 - \frac{I_0}{720\tau}$$

$$\begin{aligned}
 i_{-5} &= I_{p1} \cos(\theta_1) \text{sen}\left(-\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p1} \text{sen}(\theta_1) \cos\left(-\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p2} \cos(\theta_2) \text{sen}\left(-\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p2} \text{sen}(\theta_2) \cos\left(-\frac{5\pi}{6}\right) + \\
 &I_{p3} \cos(\theta_3) \text{sen}\left(-\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p3} \text{sen}(\theta_3) \cos\left(-\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p4} \cos(\theta_4) \text{sen}\left(-\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p4} \text{sen}(\theta_4) \cos\left(-\frac{5\pi}{6}\right) + \\
 &I_{p5} \cos(\theta_5) \text{sen}\left(-\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p5} \text{sen}(\theta_5) \cos\left(-\frac{5\pi}{6}\right) + I_0 - \frac{I_0}{720\tau} \\
 \\
 i_4 &= I_{p1} \cos(\theta_1) \text{sen}\left(\frac{4\pi}{6}\right) + I_{p1} \text{sen}(\theta_1) \cos\left(\frac{4\pi}{6}\right) + I_{p2} \cos(\theta_2) \text{sen}\left(\frac{4\pi}{6}\right) + I_{p2} \text{sen}(\theta_2) \cos\left(\frac{4\pi}{6}\right) + \\
 &\dots\dots\dots I_{p3} \cos(\theta_3) \text{sen}\left(\frac{4\pi}{6}\right) + I_{p3} \text{sen}(\theta_3) \cos\left(\frac{4\pi}{6}\right) + I_{p4} \cos(\theta_4) \text{sen}\left(\frac{4\pi}{6}\right) + I_{p4} \text{sen}(\theta_4) \cos\left(\frac{4\pi}{6}\right) + \\
 &I_{p5} \cos(\theta_5) \text{sen}\left(\frac{4\pi}{6}\right) + I_{p5} \text{sen}(\theta_5) \cos\left(\frac{4\pi}{6}\right) + I_0 - \frac{I_0}{720\tau} \\
 \\
 i_5 &= I_{p1} \cos(\theta_1) \text{sen}\left(\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p1} \text{sen}(\theta_1) \cos\left(\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p2} \cos(\theta_2) \text{sen}\left(\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p2} \text{sen}(\theta_2) \cos\left(\frac{5\pi}{6}\right) + \\
 &I_{p3} \cos(\theta_3) \text{sen}\left(\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p3} \text{sen}(\theta_3) \cos\left(\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p4} \cos(\theta_4) \text{sen}\left(\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p4} \text{sen}(\theta_4) \cos\left(\frac{5\pi}{6}\right) + \\
 &I_{p5} \cos(\theta_5) \text{sen}\left(\frac{5\pi}{6}\right) + I_{p5} \text{sen}(\theta_5) \cos\left(\frac{5\pi}{6}\right) + I_0 - \frac{I_0}{720\tau}
 \end{aligned} \tag{2.20}$$

El sistema de ecuaciones (2.20) puede ser representado en forma matricial por (2.21).

$$[A] \begin{bmatrix} I_{p1} \cos(\theta_1) \\ I_{p1} \sin(\theta_1) \\ I_{p2} \cos(\theta_2) \\ I_{p2} \sin(\theta_2) \\ I_{p3} \cos(\theta_3) \\ I_{p3} \sin(\theta_3) \\ I_{p4} \cos(\theta_4) \\ I_{p4} \sin(\theta_4) \\ I_{p5} \cos(\theta_5) \\ I_{p5} \sin(\theta_5) \\ I_0 \\ \frac{-I_0}{720\tau} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{-6} \\ i_{-5} \\ i_{-4} \\ i_{-3} \\ i_{-2} \\ i_{-1} \\ i_0 \\ i_{+1} \\ i_{+2} \\ i_{+3} \\ i_{+4} \\ i_{+5} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Donde (2.21) representa la matriz A obtenida de la ventana de muestreo; si se calcula la matriz pseudoinversa, entonces es posible resolver el sistema.

La magnitud del fasor corriente de la componente fundamental es calculada con (2.22).

$$I_p = \sqrt{(I_{p1} \cos(\theta_1))^2 + (I_{p1} \sin(\theta_1))^2} \quad (2.22)$$

Donde

I_p = magnitud del fasor de corriente de la componente fundamental

$I_{p1} \cos(\theta_1)$ = parte real del fasor de corriente de la componente fundamental

$I_{p1} \sin(\theta_1)$ = parte imaginaria del fasor de corriente.

La magnitud del fasor corriente de la componente de 2ª armónica se obtiene con (2.23).

$$I_{p2} = \sqrt{(I_{p2} \cos(\theta_2))^2 + (I_{p2} \sin(\theta_2))^2} \quad (2.23)$$

Donde

I_{p2} = magnitud del fasor de corriente de 2ª armónica

$I_{p2} \cos(\theta_2)$ = parte real del fasor de corriente de 2ª armónica

$I_{p2} \sin(\theta_2)$ = parte imaginaria del fasor de corriente de 2ª armónica

Con el mismo procedimiento se obtienen la magnitud, parte real y parte imaginaria del fasor de corriente de 3ª, 4ª y 5ª armónica

Este algoritmo presenta las ventajas y desventajas siguientes:

Ventajas:

- a) En el modelo del filtro digital, se obtienen los coeficientes para estimar la magnitud de una frecuencia en particular que haya sido incluida (generalmente armónicos y señales de C.D decreciente
- b) Elimina los armónicos que sean de interés, pero incluidos en el modelo del filtro digital
- c) Respuesta aceptable ante la componente de CD decreciente, cuando está incluida en el modelo

Desventaja:

- a) Mayor número de cálculos que algoritmos que utilizan menor número de muestras.

CAPÍTULO III

RELEVADORES DIGITALES DE DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE

3.1 Introducción

Los grandes incrementos en los niveles de corriente de los sistemas eléctricos de potencia usualmente son causados por condiciones anormales. Estas corrientes pueden utilizarse para determinar la presencia de fallas y operar los dispositivos de protección, que pueden variar en diseño, dependiendo de la complejidad y exactitud requerida [35]. La protección por relevadores se aplica mediante esquema de dispositivos, capaces de actuar ante la aparición de fallas o disturbios en cualquier sección del sistema y operar de forma automática, para la desconexión de aparatos y/o elementos conectados al sistema de potencia [36]. Históricamente, los fusibles fueron la primera forma de protección en los sistemas eléctricos de potencia, aunque su uso es limitado en los modernos esquemas de protección.

Los relevadores en forma general sirven para detectar condiciones anormales o indeseables, dentro de un área asignada. Además son una forma segura para mantener un alto grado de continuidad en el servicio y limitar el posible daño al equipo que está en operación normal

3.2 Relevador de distancia

La protección de distancia se emplea en los sistemas de transmisión para detectar los disturbios que se presentan en la red de transmisión y distribución [38]. Este tipo de protección utiliza la información de las variables de voltajes y corrientes para determinar si existe una condición de falla.

Uno de los problemas más comunes es el ajuste de los relevadores de distancia empleados en sistemas muy anillados o donde la diferencia de impedancias de líneas adyacentes es muy grande, reflejándose principalmente en los ajustes de las zonas que protege este tipo de relevadores; lo que significaría incurrir en problemas de sub-alcance o sobre-alcance, respectivamente [5].

Existe una gran diversidad de características de operación de los relevadores de distancia en su representación en el plano complejo. Los relevadores de distancia más comunes son [5,30].

1. Relevador de distancia tipo reactancia
2. Relevador de distancia tipo impedancia
3. Relevador de distancia tipo mho
4. Relevador de distancia con características poligonales

3.2.1 Zonas de protección de los relevadores de distancia

El relevador de distancia desconectará la línea fallada en un tiempo muy corto, cuando la falla se encuentre dentro del alcance de la zona I del relevador de distancia. Para fallas cercanas al final de la línea, más haya de este alcance, la falla debe ser liberada por la protección de respaldo de este relevador o por la zona II.

3.2.1.1 Criterios de ajuste relevadores de distancia

En la figura 3.1 se ilustra el alcance de un relevador de distancia para sus dos zonas de operación.

La zona I, se ajusta para proteger sobre un 90% de la longitud de la línea y opera en forma instantánea.

La zona II, se ajusta para proteger el 100% de la línea más un 50% de la línea adyacente mas corta, y los tiempos de operación tienen un retardo de tiempo t_2 .

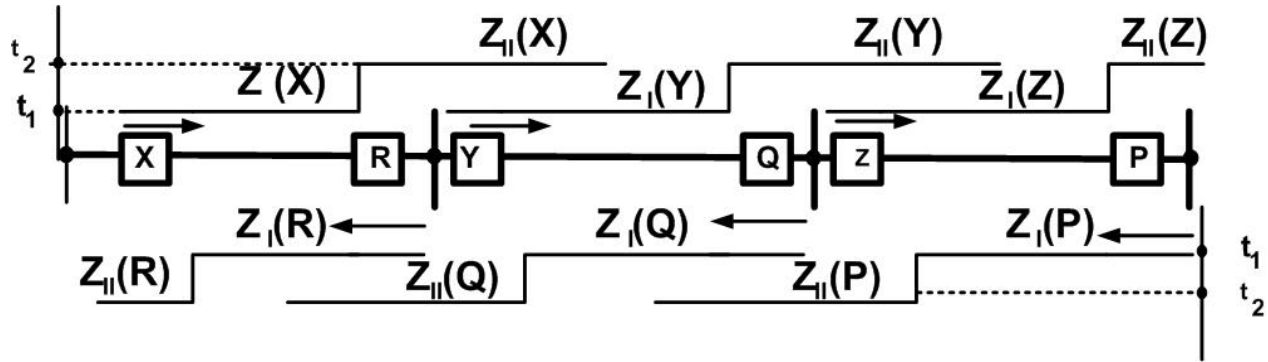


Figura 3.1. Criterios de ajuste relevador de distancia

La aplicación del retardo t_2 permite la operación coordinada para la zona I y zona II del relevador ubicado en cada línea.

3.2.2 Características de los relevadores de distancia en el plano complejo

Existen diversas características de operación de los relevadores de distancia representadas en el plano complejo como son:

3.2.2.1 Características de operación del alcance del relevador tipo impedancia.

En la figura 3.2, se muestra la familia de curvas y las características de las zonas de operación del relevador de tipo impedancia en el plano complejo Z , esta figura también muestra el ángulo de impedancia de línea protegida (θ). Tales relevadores deben ser ajustados para cada zona de operación y adicionalmente un ajuste considerando los retardos de tiempo por zona. El tiempo t_1 para zona 1 es ajustable en cero (operación instantánea)

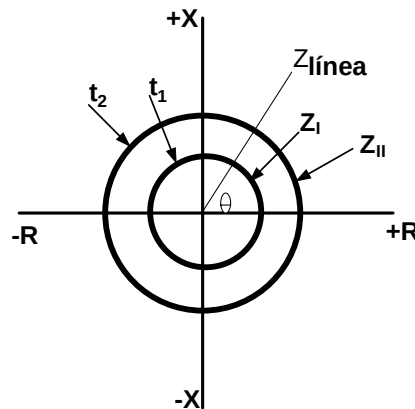


Figura 3.2. Características de zonas de operación del relevador tipo impedancia en el plano complejo.

3.2.2.2 Relevador de distancia tipo mho

Su característica es una circunferencia que cruza por el origen de las coordenadas, como se muestra en la figura 3.3. Este tipo de relevador no responde a fallas que se presentan en las líneas situadas detrás del relevador, por lo que son considerados relevadores direccionales, ya que solo operan ante fallas que se presentan en la dirección de disparo del relevador [5,37].

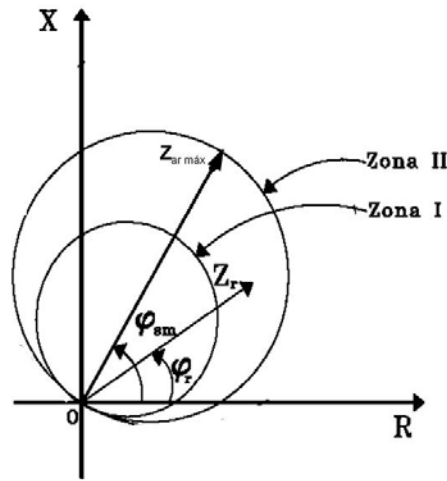


Figura 3.3. Característica general de un relevador tipo mho

Su condición de operación es:

$$Z_r \leq Z_{ar\ max} \cos(\rho_r - \rho_{sm}) \quad (3.1)$$

Donde:

Z_r = impedancia vista por el relevador

$Z_{ar\ max}$ = impedancia máxima de alcance

ρ_r = Angulo de la impedancia de falla vista por el relevador

ρ_{sm} = Angulo de sensibilidad máxima.

Los parámetros de ajuste de este tipo de relevador son: a) el diámetro de la circunferencia $Z_{ar\ max}$ que corresponde a una zona de operación y b) el ángulo de máxima sensibilidad

3.2.2.3 Relevador de distancia tipo poligonal

En el relevador con características poligonales, su zona de operación está definida en el plano complejo a través de líneas rectas que cortan al eje X y al R, teniendo un alcance máximo de $Z_{\max}$. La figura 3.4 muestra la característica de un relevador poligonal [5,37].

La condición de operación esta dado por las ecuaciones (3.2)

$$Z_F \sin(\phi) \leq X_{ajust} \quad (3.2)$$

$$Z_F \cos(\phi) \leq (R / X) X_{ajust}$$

Donde:

Z_F = impedancia de falla

θ = ángulo de impedancia de falla

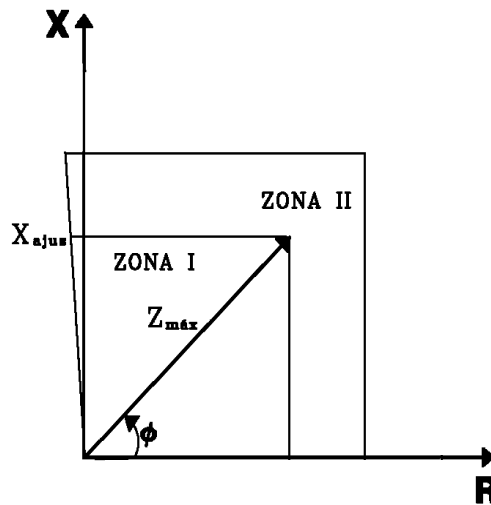


Figura 3.4. Zonas de operación de los relevadores tipo poligonal

3.3 Impedancia de falla vista por un relevador de distancia

En la figura 3.5 se muestra un diagrama unifilar de un sistema trifásico, se considera que el relevador R_{ab} es una protección de distancia para proteger la línea B_2-B_3 de la figura 3.5.

La estimación de la impedancia de falla vista por los relevadores de distancia, se obtiene considerando que existen tres relevadores que protegen fallas entre fases alimentadas por la diferencia de voltajes y corrientes; y otros tres relevadores que protegen las fallas de fase a tierra alimentadas por el voltaje de fase y la corriente compensada correspondiente [9].

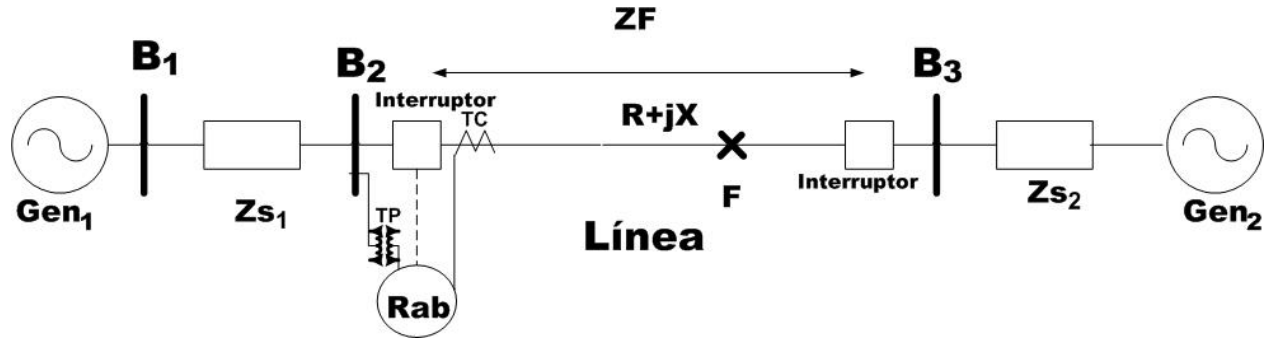


Figura 3.5. Diagrama unifilar de un sistema trifásico [1]

3.3.1 Falla de fase a fase

Se supone una falla ubicada entre las fases **b-c** en el punto F de la figura 3.5, el análisis de esta falla se hace utilizando componentes simétricas, la red resultante se muestra en la figura 3.6.

De la figura 3.6 se tiene que los voltajes en el punto de falla son:

$$E_{1F} = E_{2F} \quad (3.3)$$

$$I_1 = -I_2 \quad (3.4)$$

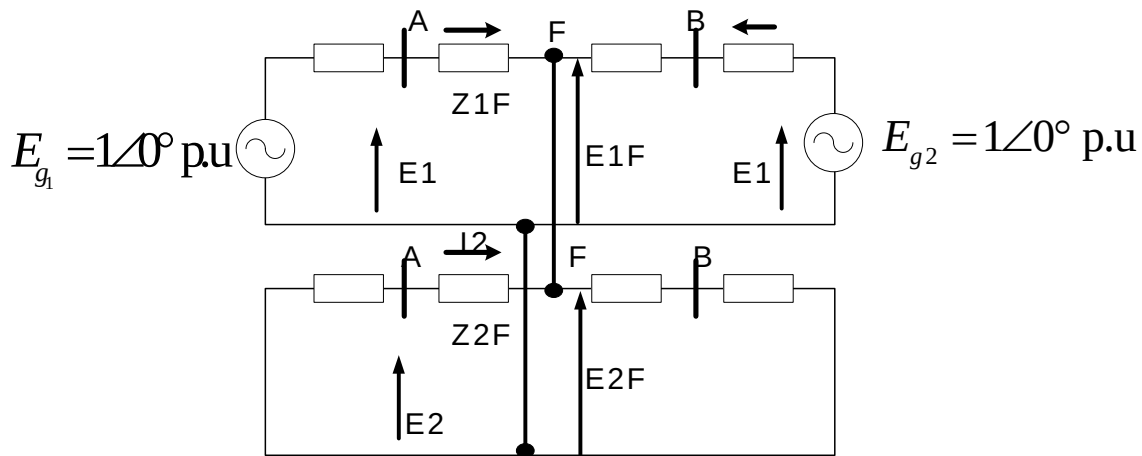


Figura 3.6. Conexión de las redes de secuencia para falla entre fases **b y c**

Utilizando la transformación de componentes simétricas a componentes de fase, se obtiene los voltajes de fase:

$$Ea = E_0 + E_1 + E_2 \quad (3.5)$$

$$Eb = E_0 + a^2 E_1 + a E_2 \quad (3.6)$$

$$Ec = E_0 + a E_1 + a^2 E_2 \quad (3.7)$$

Y las corrientes de fase:

$$Ia = I_0 + I_1 + I_2 \quad (3.8)$$

$$Ib = I_0 + a^2 I_1 + a I_2 \quad (3.9)$$

$$Ic = I_0 + a I_1 + a^2 I_2 \quad (3.10)$$

3.3.1.1 Impedancia de falla vista por el relevador R_{bc} , ante una falla bifásica entre bc

Se supone que el relevador que protege estas fases está alimentado por los voltajes y corrientes, tal como se muestra en la ecuación (3.11)

$$Z_{Rbc} = \frac{Eb - Ec}{Ib - Ic} \quad (3.11)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.6), (3.7), (3.9) y (3.10) en (3.11) se obtiene:

$$Z_{Rbc} = \frac{(E_0 + a^2 E_1 + a E_2) - (E_0 + a E_1 + a^2 E_2)}{(I_0 + a^2 I_1 + a I_2) - (I_0 + a I_1 + a^2 I_2)} \quad (3.12)$$

$$Z_{Rbc} = \frac{(a^2 - a)E_1 - (a^2 - a)E_2}{(a^2 - a)I_1 - (a^2 - a)I_2} \quad (3.13)$$

$$Z_{Rbc} = \frac{(a^2 - a)(E_1 - E_2)}{(a^2 - a)(I_1 - I_2)} = \frac{(E_1 - E_2)}{(I_1 - I_2)} \quad (3.14)$$

Aplicando leyes de voltajes de Kirchoff al circuito de la figura 3.6, se obtiene la impedancia de secuencia positiva Z_{1F} .

$$\begin{aligned} -E_1 + I_1 Z_{1F} - I_2 Z_{1F} + E_2 &= 0 \\ I_1 Z_{1F} - I_2 Z_{1F} &= E_1 - E_2 \\ (I_1 - I_2) Z_{1F} &= (E_1 - E_2) \\ Z_{1F} &= \frac{(E_1 - E_2)}{(I_1 - I_2)} \end{aligned} \quad (3.15)$$

Además, el relevador conectado entre las fases falladas, está representado por la ecuación (3.11), entonces se cumple la igualdad:

$$Z_{Rbc} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} = \frac{(E_1 - E_2)}{(I_1 - I_2)} = Z_{1f} \quad (3.16)$$

Así el relevador de distancia R_{bc} que está alimentado por las diferencias de voltaje y corrientes de línea, de las fases **b-c**, mide la impedancia de secuencia positiva de falla Z_{1f} , cuando la falla ocurra entre estas fases [1,3].

3.3.1.2 Impedancia de falla vista por el relevador R_{ab} , ante una falla bifásica **b-c**

La diferencia de voltajes y corrientes de las fases **a-b** que alimentan al relevador R_{ab} está dado por:

$$Z_{Rab} = \frac{(Ea - Eb)}{(Ia - Ib)} \quad (3.17)$$

Substituyendo las ecuaciones (3.5), (3.6), (3.8) y (3.9) en la ecuación (3.17).

$$Z_{Rab} = \frac{(E_0 + E_1 + E_2) - (E_0 + a^2 E_1 + a E_2)}{(I_0 + I_1 + I_2) - (I_0 + a^2 I_1 + a I_2)} \quad (3.18)$$

$$Z_{Rab} = \frac{(1 - a^2)E_1 - (a - 1)E_2}{(1 - a^2)I_1 - (a - 1)I_2} \quad (3.19)$$

Donde (3.19) es la Z de falla vista por el relevador R_{ab}

3.3.1.3 Impedancia de falla vista por el relevador R_{ca} , ante una falla bifásica b-c

El relevador R_{ca} se alimenta de la diferencia de voltajes y corrientes como se muestra en la ecuación (3.20)

$$Z_{Rca} = \frac{(Ec - Ea)}{(Ic - Ia)} \quad (3.20)$$

Substituyendo las ecuaciones (3.5), (3.7), (3.8) y (3.10) en (3.20)

$$Z_{Rca} = \frac{(aE_1 + a^2 E_2 + E_0) - (E_1 + E_2 + E_0)}{(aI_1 + a^2 I_2 + I_0) - (I_1 + I_2 + I_0)} \quad (3.21)$$

$$Z_{Rca} = \frac{(a-1)E_1 - (1-a^2)E_2}{(a-1)I_1 - (1-a^2)I_2} \quad (3.22)$$

Entonces Z vista por el relevador R_{ca} , ante una falla entre las fases **b-c** está dada por la ecuación (3.22).

3.3.2 Falla de doble línea a tierra

Se considera una falla de las fases **b-c-g** en el punto F de la figura 3.5. El circuito en componentes simétricas que representa esta falla se muestra en la figura 3.7.

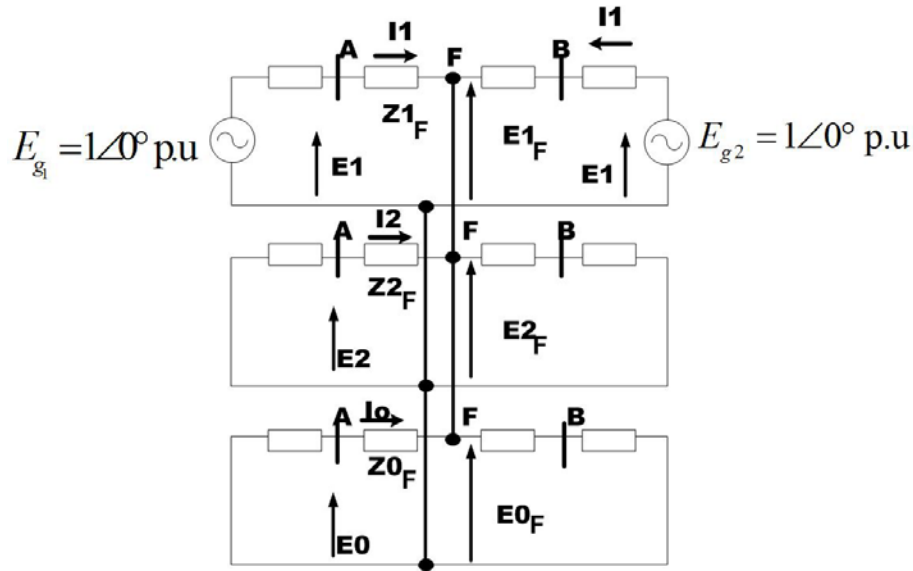


Figura 3.7. Conexión de las redes de secuencia para la falla de doble línea a tierra.

De la figura 3.7 se observa que los voltajes en el punto de falla son:

$$E_{1F} = E_1 - Z_{1F} I_1$$

$$E_{2F} = E_2 - Z_{2F} I_2 \quad (3.23)$$

$$E_{0F} = E_0 - Z_{0F} I_0$$

De la ecuación (3.23) se puede concluir que para este tipo de falla el relevador conectado entre las fases **b-c**, también medirá la impedancia de secuencia positiva a la falla, como en el caso de la falla entre las fases **b-c**, por la igualdad de E_{1F} y E_{2F} , en el punto de falla, como se observa en la figura 3.7.

3.3.3 Falla de línea a tierra

Finalmente, una falla monofásica en el punto F de la figura 3.5, es analizada utilizando componentes simétricas, para obtener la conexión de las redes de secuencia, tal como se muestra en la figura 3.8.

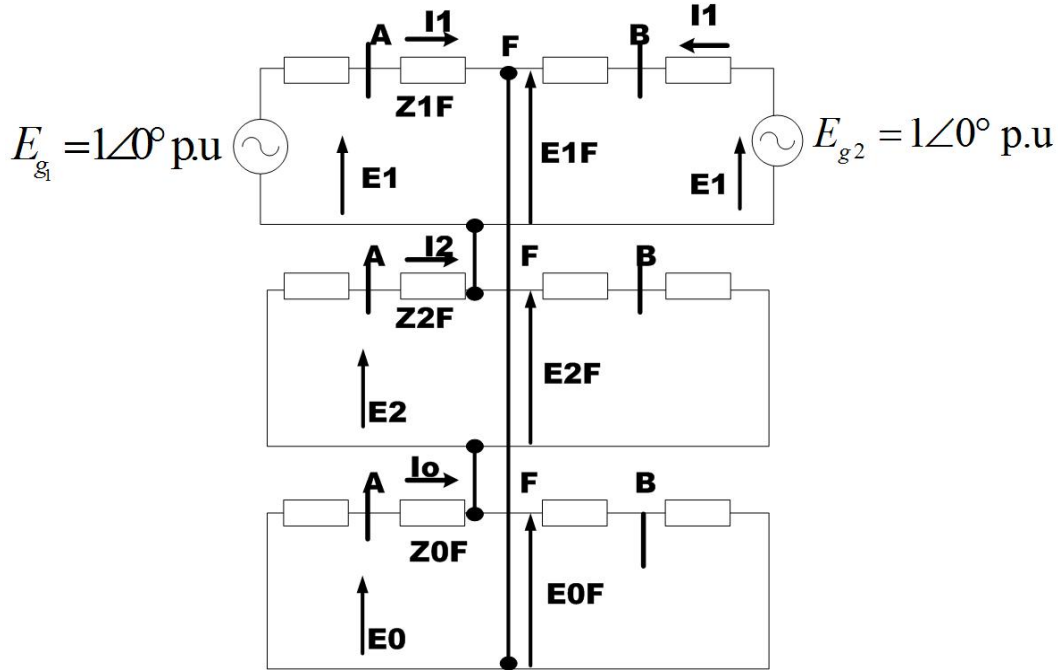


Figura 3.8. Conexión de las redes de secuencia para una falla de fase a tierra

De la figura 3.8 se observa que en el punto de falla se tiene.

$$I_1 = I_2 = I_0 \quad (3.24)$$

Se considera que $Z_{1F} = Z_{2F}$, por lo tanto los voltajes en el punto de falla son:

$$E_{1F} = E_1 - Z_{1F} I_1 \quad (3.25)$$

$$E_{2F} = E_2 - Z_{1F} I_2 \quad (3.26)$$

$$E_{0F} = E_0 - Z_0 I_0 \quad (3.27)$$

3.3.3.1 Impedancia vista por el relevador R_{ag} ante una falla de fase a tierra a-g

De (3.5) se tiene que el voltaje en el punto de falla E_{a_F} está dada por:

$$E_{a_F} = E_{1F} + E_{2F} + E_{0F} = 0 \quad (3.28)$$

Sustituyendo (3.25), (3.26) y (3.27) en (3.28), se tiene

$$E_{a_F} = E_1 - Z_{1F}I_1 + E_2 - Z_{1F}I_2 + E_0 - Z_{0F}I_0 \quad (3.29)$$

Como esta defino en (3.28), $E_{a_F} = 0$, por lo tanto

$$(E_1 + E_2 + E_0) - Z_{1F}(I_1 + I_2) - Z_{0F}I_0 = 0$$

$$(E_1 + E_2 + E_0) - Z_{1F}(I_1 + I_2 + I_0) - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 = 0$$

$$E_a - Z_{1F}I_a - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 = 0 \quad (3.30)$$

Donde E_a sustituye a la suma de $(E_1 + E_2 + E_0)$, y I_a sustituye a la suma de $(I_1 + I_2 + I_0)$. Se considera que:

$$\begin{aligned} -Z_{1F}I_a - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 &= -Z_{1F}I'_a \\ I'_a &= \frac{Z_{1F}I_a}{Z_{1F}} + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}}I_0 \\ I'_a &= I_a + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}}I_0 \end{aligned} \quad (3.31)$$

Donde m , sustituye a $\frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1}I_0$, finalmente la corriente compensada I'_a esta dada por

$$I'_a = I_a + mI_0 \quad (3.32)$$

Donde Z_{0F} y Z_{1F} en la ecuación (3.31), son impedancias de secuencia positiva y cero de la línea protegida. El factor m se conoce como factor de compensación. El cual compensa la corriente de fase para tomar en cuenta el acoplamiento mutuo entre la fase fallada y las fases sin falla [8].

Por lo tanto, para medir correctamente la impedancia que mide el relevador para este tipo de falla, el relevador R_{ag} que protege la fase a para fallas a tierra, debe estar alimentado por:

$$R_{ag} \frac{E_a}{I_a} = Z_{1f} \quad (3.33)$$

3.3.3.2 Impedancia vista por el relevador Rbg ante una falla de fase a tierra b-g

De la ecuación (3.6), tenemos que:

$$Eb_F = a^2 E_{1F} + aE_{2F} + E_{0F} = 0 \quad (3.34)$$

De (3.34), y sustituyendo (3.25), (3.26) y (3.27), se tiene

$$Eb_F(E_0 + a^2 E_1 + aE_2) - (Z_0 I_0 + a^2 Z_1 I_1 + aZ_2 I_2) \quad (3.35)$$

Como se defino en (3.34) $E_b=0$, por lo tanto

$$(E_0 + a^2 E_1 + aE_2) - Z_{1F}(I_0 + a^2 I_1 + aI_2) - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 = 0 \quad (3.36)$$

$$E_b - Z_{1F}I_b - (Z_0 - Z_{1F})I_0 = 0 \quad (3.37)$$

Donde E_b sustituye la suma de $(E_0 + a^2 E_1 + aE_2)$ e I_b sustituye la suma de las corrientes $(I_0 + a^2 I_1 + aI_2)$. Considere que:

$$\begin{aligned}
 -Z_{1F}I_b - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 &= -Z_{1F}I'_b \\
 I'_b &= \frac{Z_{1F}I_b}{Z_{1F}} + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}}I_0 \\
 I'_b &= I_b + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1}I_0 = I_b + mI_0
 \end{aligned} \tag{3.38}$$

Donde **m**, sustituye a $\frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1}I_0$

Por lo tanto, la impedancia que mide el relevador para este tipo de falla.

$$\begin{aligned}
 E_b - Z_{1F}I'_b &= 0 \\
 R_{bg} &= \frac{E_b}{I'_b} = Z_{1F}
 \end{aligned} \tag{3.39}$$

3.3.3.3 Impedancia vista por el relevador R_{cg} ante una falla de fase a tierra a-g

De la ecuación (3.7) E_{c_F} esta dada por:

$$E_{c_F} = E_{0F} + aE_{1F} + a^2E_{2F} \tag{3.40}$$

Sustituyendo, y considerando $E_{c_F}=0$, como se defino en (3.28), se tiene

$$(E_0 + aE_1 + a^2E_2) - (Z_0I_0 + aZ_1I_1 + a^2Z_2I_2) = 0 \tag{3.41}$$

$$(E_0 + aE_1 + a^2E_2) - Z_{1F}(aI_1 + a^2I_2) - Z_{0F}I_0 - Z_{1F}I_0 + Z_{1F}I_0 = 0 \tag{3.42}$$

$$(E_0 + aE_1 + a^2E_2) - Z_{1F}(I_0 + aI_1 + a^2I_2) - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 = 0 \tag{3.43}$$

$$E_c - Z_{1F}I_c - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 = 0 \tag{3.44}$$

Donde E_c sustituye la suma de $(E_0 + aE_1 + a^2E_2)$ e I_b sustituye la suma de las corrientes $(I_0 + aI_1 + a^2I_2)$. Considere que:

$$\begin{aligned} -Z_{1F}I_c - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 &= -Z_{1F}I'_c \\ I'_c &= \frac{Z_{1F}I_c}{Z_{1F}} + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}}I_0 \\ I'_c &= I_c + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1}I_0 = I_c + mI_0 \end{aligned} \quad (3.45)$$

Donde m , sustituye a $\frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1}I_0$

Por lo tanto, la impedancia que mide el relevador para este tipo de falla.

$$\begin{aligned} E_c - Z_{1F}I'_c &= 0 \\ R_{cg} &= \frac{E_c}{I'_c} = Z_{1F} \end{aligned} \quad (3.46)$$

3.3.4 Falla trifásica

El análisis en componentes simétricas para este tipo de falla, determina la ausencia de las componentes de secuencia cero y secuencia negativa, tal como lo muestra la figura 3.9 [1,3].

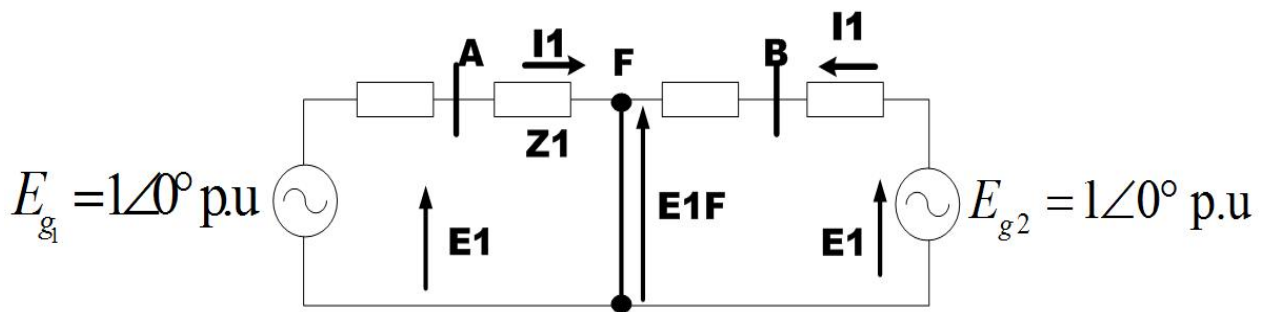


Figura 3.9. Red de secuencia positiva para una falla trifásica

Considerando que en el punto de falla.

$$E_0 = E_2 = 0, \quad I_0 = I_2 = 0 \quad (3.47)$$

De lo anterior se tiene que las cantidades de fase de las corrientes y voltajes son:

$$Ea = E_1 \quad Eb = a^2 E_1 + \quad Ec = a E_1 \quad (3.48)$$

$$Ia = I_1 \quad Ib = a^2 I_1 + \quad Ic = a I_1 \quad (3.49)$$

Por lo tanto, los relevadores de fase R_{ab} , R_{bc} y R_{ca} pueden ser analizados utilizando componentes simétricas como se muestra a continuación:

Relevador R_{ab}

$$Z_{R_{ab}} = \frac{Ea - Eb}{Ia - Ib} = \frac{(E_1 - a^2 E_1)}{(I_1 - a^2 I_1)} = \frac{(1 - a^2) E_1}{(1 - a^2) I_1} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad (3.50)$$

Relevador R_{bc}

$$Z_{R_{bc}} = \frac{Eb - Ec}{Ib - Ic} = \frac{(a^2 E_1 - a E_1)}{(a^2 I_1 - a I_1)} = \frac{(a^2 - a) E_1}{(a^2 - a) I_1} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad (3.51)$$

Relevador R_{ca}

$$Z_{R_{ca}} = \frac{Ec - Ea}{Ic - Ia} = \frac{(a E_1 - E_1)}{(a I_1 - I_1)} = \frac{(a - 1) E_1}{(a - 1) I_1} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad (3.52)$$

De las ecuaciones (3.50), (3.51) y (3.52) se concluye que todos los relevadores de fase, miden la impedancia de secuencia positiva para esta falla, correspondiente a la ubicación del relevador al punto de falla.

Mientras que lo que ven los relevadores de tierra R_{ag} , R_{bg} y R_{cg} , realizando un análisis de componentes simétricas, se muestra en las ecuaciones (3.54), (3.56) y (3.58)

Relevador R_{ag}

$$Z_{Rag} = \frac{E_a}{I_a'} = \frac{E_a}{I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad (3.53)$$

Como se define en (3.47) $I_0=0$, por lo tanto

$$Z_{Rag} = \frac{E_a}{I_a'} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad (3.54)$$

Relevador R_{bg}

$$Z_{Rbg} = \frac{E_b}{I_b'} = \frac{E_b}{I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad (3.55)$$

Como se define en (3.47) $I_0=0$, por lo tanto

$$Z_{Rbg} = \frac{E_b}{I_b'} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad (3.56)$$

Relevador R_{cg}

$$Z_{Rcg} = \frac{E_c}{I_c'} = \frac{E_c}{I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad (3.57)$$

Como se define en (3.47) $I_0=0$, por lo tanto

$$Z_{Rcg} = \frac{E_c}{I_c'} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad (3.58)$$

3.4 Modelado del relevador de distancia

Dentro de los diferentes esquemas de protección, la protección a líneas de transmisión se lleva a cabo con relevadores de distancia que evalúan la impedancia de falla, presente en el sistema de transmisión, en presencia de una condición de falla.

Considerando lo anterior se modela un relevador de distancia digital para simular la operación y medición de la impedancia de falla, para los diferentes tipos de falla en una línea de transmisión. Esta secuencia lógica se presenta en el diagrama mostrado en la figura 3.10. En este trabajo se consideró el relevador tipo mho, para realizar las simulaciones digitales de diferentes condiciones de falla en un sistema de prueba. Como se mencionó en el párrafo anterior la figura 3.10 muestra el diagrama a bloques del proceso de simulación del sistema de prueba y del relevador digital; a continuación se describe con más detalle este proceso. El sistema eléctrico de prueba es simulado en el paquete computacional EMTDC/PSCAD v.4.1, con este simulador se obtienen y se registran los voltajes y corrientes en condiciones de prefalla, falla y posfalla, y estos datos se procesan para obtener los fasores de voltajes y corrientes, utilizando el algoritmo de LES descrito en el capítulo 2, este es implementado en el paquete comercial MATLAB7.0 (R14). Una vez obtenido estos fasores se implementó la lógica de medición de la impedancia de falla vista por los relevadores de distancia para evaluar la operación del relevador, ver apéndice A. En las simulaciones de falla llevadas a cabo en el EMTDC/PSCAD .4.1, se consideran fallas dentro y fuera de la zona de operación de este tipo de relevador.

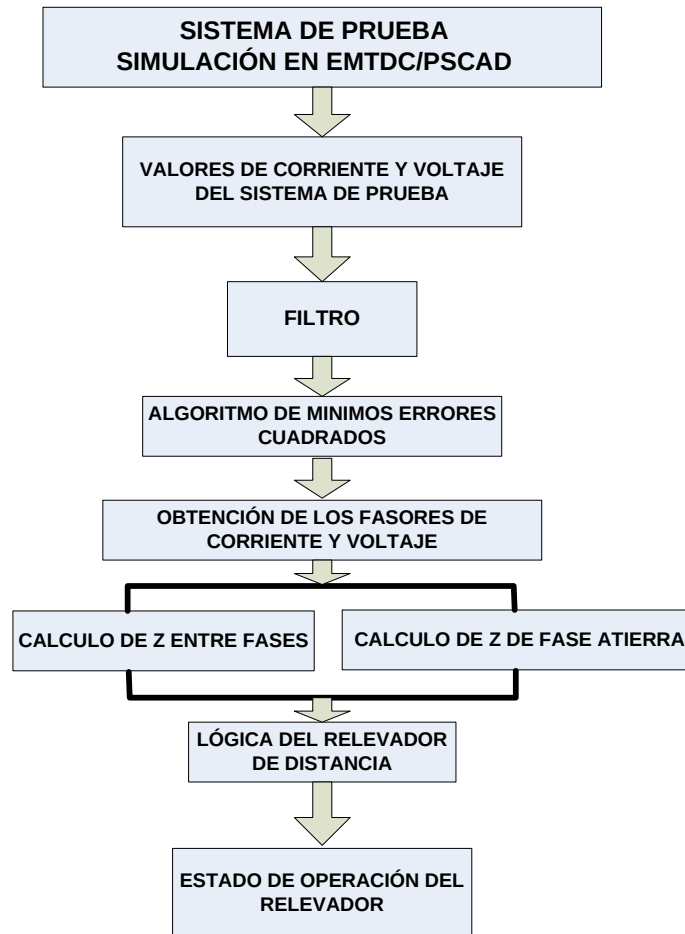


Figura 3.10. Diagrama de relevador de distancia

3.5 Protección de respaldo del generador [5]

En algunos casos la protección de respaldo del generador se utiliza la protección de distancia, esto depende del tipo de protección de los circuitos adyacentes, de tal manera que si estos circuitos tienen protección de sobrecorriente de tiempo inverso, deberá utilizarse un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso. Sin embargo, si los circuitos adyacentes tienen protecciones de distancia, entonces deberá utilizarse el relevador de distancia.

La protección de distancia tiene la finalidad de brindar respaldo al generador contra fallas entre fases, cuando una falla en el sistema no ha sido liberada por otros dispositivos de protección, entonces este relevador brinda protección de respaldo a los mismos componentes del sistema.

Generalmente, en unidades generadoras de gran tamaño las cuales están conectadas en bloque, generador-transformador elevador a tensiones de niveles de transmisión, se usan relevadores de distancia para coordinar con los relevadores de distancia, de las propias líneas de transmisión, que salen de la central generadora.

Estos relevadores utilizan la corriente y el voltaje del generador para medir la impedancia entre el generador y la falla, la cual es proporcional a la distancia eléctrica hasta el punto de falla [3,6,10,29,30].

3.6 Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso en la protección de líneas de transmisión

Los altos niveles de corriente en los sistemas eléctricos de potencia usualmente son causados por fallas en el sistema. Estas corrientes se utilizan para determinar la presencia de fallas y operar dispositivos de protección, que pueden variar en diseño, dependiendo de la complejidad y la exactitud requerida [35].

La protección de sobrecorriente es diseñada para operar cuando la magnitud de la corriente en el elemento protegido es mayor que una magnitud de corriente de ajuste, preestablecido en el relevador.

Los valores anormales de corriente pueden ser provocados por sobrecargas en el sistema y por cortocircuitos. Estos niveles excesivos de corriente pueden provocar daño térmico o mecánico a los elementos del sistema, afectan la calidad del servicio eléctrico por caídas de voltaje y, en ciertas condiciones, pueden afectar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

3.6.1 Principios de operación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso

La protección de sobrecorriente de una línea debe funcionar como protección de respaldo de la línea y como respaldo remoto de líneas adyacentes. La operación de la protección de sobrecorriente en los límites de una zona protegida no es muy exacta, pudiendo tener una

cobertura menor que su zona protegida (subalcance) o tener una cobertura mayor que su zona (sobrealcance). Este problema se ilustra en la figura 3.11.

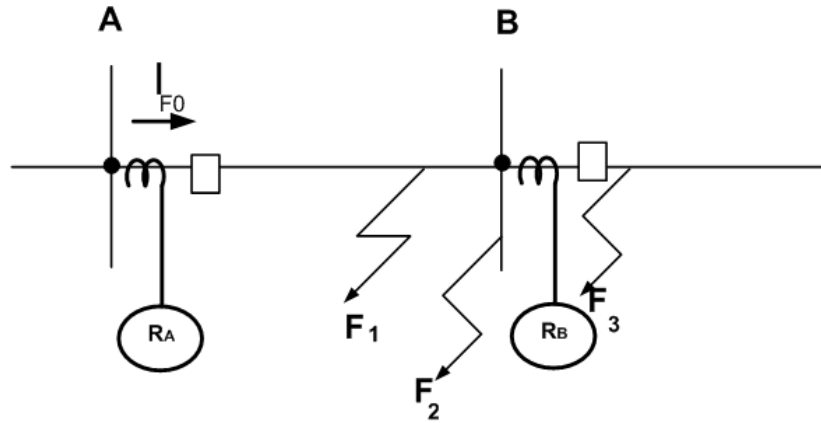


Figura 3.11 Operación de la protección de sobrecorriente para fallas cercanas al final de la línea protegida

La protección R_A en la subestación A debe operar sin retardo de tiempo (protección instantánea) para todas las fallas en la línea AB. La falla F_1 está dentro de la línea, pero las fallas F_2 y F_3 son externas y deben ser liberadas por otra protección denominada primaria; sin embargo, las corrientes I_F (corrientes de falla) para las tres fallas son de magnitudes muy similares ($I_{F_1} \cong I_{F_2} \cong I_{F_3}$) por lo que, la protección en A no puede distinguir la ubicación de la falla utilizando solo información de corriente.

La solución a este problema es retardar la operación de la protección en R_A para fallas en el límite de su zona protegida (protección de respaldo). Este retardo permite que la protección respaldada R_B libere la falla. Debido a que se deben tomar en cuenta factores de seguridad para evitar operaciones simultáneas de las protecciones R_A y R_B para la falla F_3 , el valor de ajuste para la protección de fallas en el extremo remoto de la línea serán liberadas con retardo de tiempo. El proceso de ajuste de las protecciones para esta solución es llamado coordinación.

La coordinación entre dispositivos de protección de sobrecorriente es obtenida con la verificación y asignación de valores de corriente, y ajustando inicialmente a los dispositivos de protección de sobrecorriente más cercanos a la carga; se verifican y asignan valores incrementales en tiempo

y/o corriente de arranque en cada dispositivo de protección de sobrecorriente, en forma ascendente hacia la fuente de generación del sistema.

El proceso termina con el último dispositivo de sobrecorriente a coordinar. La coordinación por corriente se realiza sobre la base, de que, en un sistema radial, el nivel de corriente de cortocircuito se reduce a medida que aumenta la impedancia del sistema hacia la carga. Se verifica que la protección que efectúa funciones de respaldo, no sea más sensible que la protección que respalda; y se establecen márgenes de seguridad adecuados para evitar operaciones simultáneas entre protecciones; por ejemplo, las protecciones en la subestación R_A y R_B para la falla $F3$ en la figura 3.11.

Para la coordinación por tiempo, se verifica que exista un intervalo de tiempo adecuado entre las características de operación de las protecciones de sobrecorriente; el método comúnmente usado es el gráfico. La verificación se realiza para el régimen de operación crítico y los niveles de cortocircuitos máximos en el sistema eléctrico de potencia [8].

La forma de la característica de operación, es propia del tipo de dispositivo de sobrecorriente (relevador, fusible o restaurador); esta característica representada en un plano tiempo-corriente refleja el principio de operación del mismo. En el relevador de sobrecorriente se tiene básicamente tres tipos de características de operación: de tiempo inverso, tiempo definido e instantánea. En la figura 3.12 se muestra la familia de curvas tiempo-corriente de tiempo inverso ABB Westinghouse.

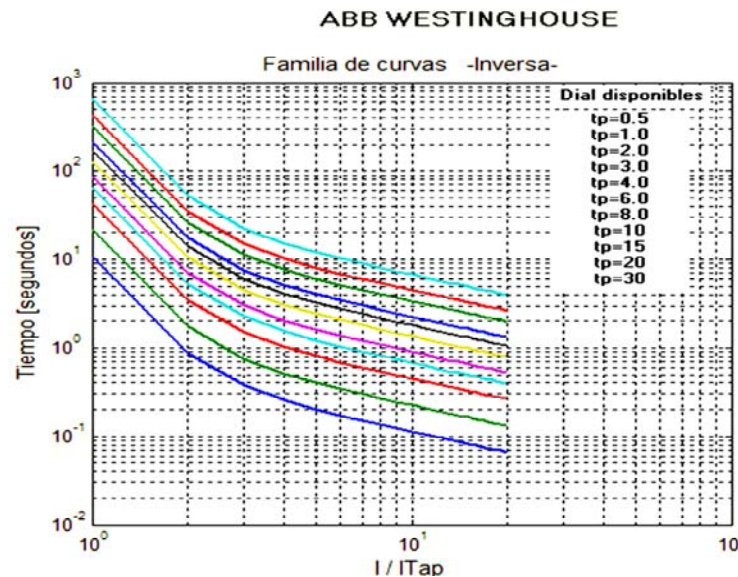


Figura 3.12 Características de operación de dispositivos de sobrecorriente de tiempo inverso

3.6.2 Simulación digital de la protección de sobrecorriente direccional de tiempo inverso.

Uno de los fenómenos más comunes que se presentan durante las anomalías en un sistema eléctrico de potencia, en especial en condiciones de cortocircuitos, es el aumento de la corriente a valores mayores que los nominales. Este aumento se utiliza para discriminar la ocurrencia de fallas, ya sea como protección primaria o de respaldo y se realiza con relevadores de sobrecorriente. El funcionamiento de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso es simple, debido a que su operación depende de dos variables básicas.

- El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de pick-up), es el valor que produce el cambio de estado del relevador.
- La característica del tiempo de operación del relevador, la forma en que el relevador responde en cuanto al tiempo.

3.6.2.1 Modelo del relevador de sobrecorriente direccional de tiempo inverso

El algoritmo empleado en el diseño del relevador 67 (relevador de sobrecorriente direccional), se obtuvo a partir de la ecuación matemática del modelo de este relevador utilizado en el software EMTDC/PSCAD, y cuyo icono se muestra en la figura 3.13.

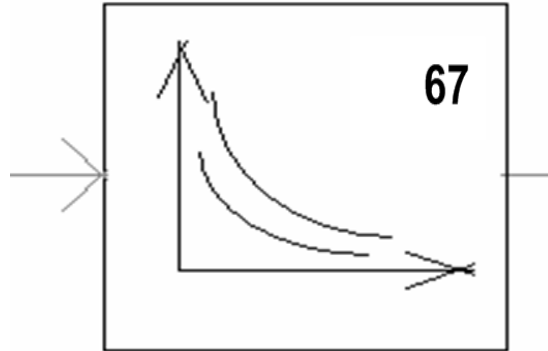


Figura 3.13. Símbolo del Relevador de Sobrecorriente en el software EMTDC/PSCAD

La ecuación que proporciona el tiempo de operación de este relevador está dada por la ecuación (3.56).

$$T_{trip} = TD \left(\frac{A}{M^P - 1} + B \right) + K \quad (3.59)$$

Donde:

T_{trip}	=	Tiempo de disparo
TD	=	palanca de tiempo
A	=	0.0521
B	=	0.113
K	=	0.0
P	=	0.02
M	=	Múltiplo del TAP (relación entre la corriente de falla y la corriente de arranque)

Se elaboró un programa con la lógica de operación del relevador 67, empleando la ecuación (3.59), en el paquete computacional MATLAB 7.0 (R14). Este modelo es una subrutina, de un programa principal que tiene como diagrama de flujo el mostrado en la figura 3.14.

Se simula el sistema de prueba en el software EMTDC/PSCAD v.4.1, en la simulación se consideran condiciones de prefalla, falla y postfalla del sistema de prueba. A continuación se obtienen y se registran los valores de corrientes del simulador, estos datos son pasados por un filtro antialiasing, para reducir el ruido presente en la simulación.

Como el relevador que se está simulando es un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso solamente es necesario procesar los datos de las corrientes.

Para la operación del relevador es necesario obtener las magnitudes y fases de las corrientes obtenidas por lo que se utilizó el algoritmo de LES, el cual fue implementado en el paquete computacional MATLAB 7.0 (R14), durante este proceso se consideró una ventana de muestreo de 48 muestras por ciclo a una frecuencia fundamental de 60 Hz .

En este mismo paquete se programó la lógica de operación de un relevador de sobrecorriente, direccional el cual continuamente verifica el estado de operación del relevador, así como los tiempos de operación en base a la curva característica y a la magnitud de corriente de falla, y en su caso generar y enviar la señal de disparo hacia los interruptores, ver apéndice A.

En el siguiente capítulo se presenta la aplicación de los modelos de relevadores propuestos para la simulación de su desempeño en condiciones de falla dentro y fuera de su alcance.

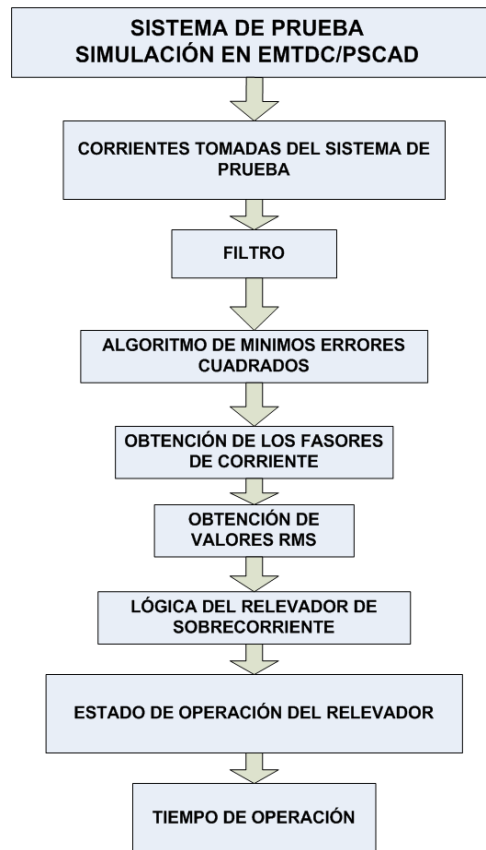


Figura 3.14 Diagrama de flujo de la operación de un relevador de tiempo inverso implementado en MATLAB

CAPÍTULO IV

SIMULACIÓN DIGITAL

4.1 Introducción

Normalmente las redes o sistemas de distribución se interconectan con los sistemas de transmisión en más de un nivel de voltaje. La reconfiguración de líneas de transmisión representa una nueva condición en los ajustes de los dispositivos de protección. Y en general en la coordinación del esquema de protección, las corrientes de falla pueden fluir desde ambos extremos del elemento hacia el punto de falla.

En la protección de sistemas radiales los relevadores de sobrecorriente, son adecuados aunque esto no se puede generalizar, debido principalmente a la interconexión que existe en los sistemas de transmisión. Sin embargo los relevadores de sobrecorriente direccionales tienden a dejar un vacío en los esquemas de protección, ya que estos relevadores no ven atrás de ellos y deben coordinarse con otro relevador que esté enfrente, por lo que se presenta la necesidad de implementar otros dispositivos de protección que permitan darle seguridad y confiabilidad a los sistemas de transmisión. En este capítulo se presentan los resultados de las simulaciones de operación de los dos modelos de relevadores digitales implementados para la protección de un sistema de prueba.

1. Relevador de distancia.

-Este tipo de relevadores cubren los vacíos que dejan los relevadores de sobrecorriente; utiliza las señales de voltajes y de corriente para identificar la variación de la impedancia de la línea ante la presencia de fallas entre fases y fallas de fase a tierra .

2. Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso

-Este tipo de dispositivos considera para la protección de las líneas de transmisión a los relevadores de sobrecorriente direccionales.

4.2 Simulación digital

Se realizaron diferentes simulaciones en el paquete comercial EMTDC/PSCAD v.4.1; en cada simulación se crea un archivo de datos, que contiene la información de las corrientes y voltajes en las líneas de transmisión. Se desarrolló un programa en el paquete Matlab®7.0, el cual se describe en el apéndice A, este programa digital simula la característica de operación de los relevadores digitales descrita en el capítulo 3. Las señales de voltaje y corriente, se monitorean a una frecuencia de 2800 Hz en el paquete EMTDC/PSCAD durante “ n ” ciclos; durante este tiempo, la ventana se va recorriendo muestra a muestra, es decir, para formar una nueva ventana se toma una nueva muestra y se desecha la última, ver figura 4.1. Una vez que se tiene la ventana completa de muestras, se utiliza la técnica de mínimos errores cuadrados para determinar los fasores a la frecuencia fundamental. Posteriormente, se continúa con el proceso descrito en el diagrama de flujo del capítulo 3.

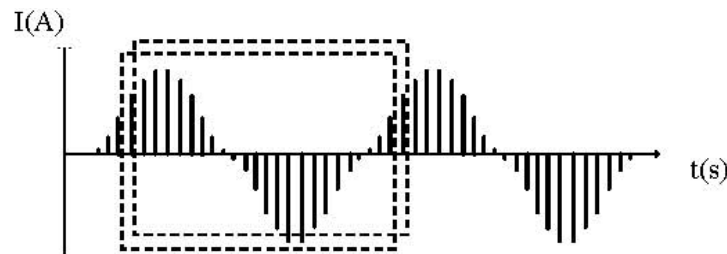


Fig. 4.1 Ventana de “ n ” muestras para un ciclo completo a la frecuencia fundamental

4.2.1 Sistema de prueba para protección de distancia en líneas de transmisión

El funcionamiento y descripción del sistema de prueba para simulación del relevador de distancia se describe a continuación. En la figura 4.2 se muestra un sistema trifásico formado por un generador, un transformador y una línea de transmisión que alimenta una carga trifásica puramente resistiva.

- La fuente trifásica de C.A de 13,8 KV, 100 MVA
- Transformador trifásico conexión delta-estrella (13,8-230 KV), con una potencia nominal de 100 MVA
- Línea de transmisión con una longitud total de 100 Km
- La carga alimentada es representada por cargas de 51,66 MW por fase



- 1) El sistema de prueba cuenta con un control de fallas, el cual simula los 11 estados del sistema, uno de ellos la condición de no-falla y 10 para las distintas fallas.
- 2) La impedancia en ohms que representa la línea al 100%, es $1,8555+37,641*i \Omega$
- 3) Se considera que el relevador protege hasta el 80% de la línea, esto es $Z_{ajuste}=1,484+30,113*i \Omega$

Los primeros tres casos consideran que las fallas se presentan al 60% de la línea de transmisión, todas las fallas se simulan en $t=0.5$ s y se analizan los datos de tres ciclos de posfalla.

- 58

4.2.2.1.1 Caso 1) Falla de fase a tierra “a-g”

Se simula la falla monofásica **a-g** y se registran los fasores de voltaje y corriente de secuencia y fase al final de la simulación, obteniendo los siguientes valores,

$$Z_0 = -0.00497 + 0.04637736.183 + 120.11 * i \quad Z_1 = 1.855 + 37.641 * i$$

Valores de fase		Valores de secuencia	
$E_a = -7,560 + 38,011 * i$	$I_a = 0,885 + 0,474 * i$	$E_0 = 4,335 - 16,369 * i$	$I_0 = 0,3094 + 0,08197 * i$
$E_b = 160,98 - 35,842 * i$	$I_b = 0,306 - 0,0719 * i$	$E_1 = -10,374 + 113,62 * i$	$I_1 = 0,2637 + 0,3592 * i$
$E_c = -140,41 - 51,276 * i$	$I_c = -0,263 - 0,156 * i$	$E_2 = -1,522 - 59,235 * i$	$I_2 = 0,312 + 0,033 * i$

La impedancia de falla vista por el R_{ag} , esta dada por la ecuación.

$$R_{ag} = \frac{E_a}{I_a - \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad (4.1)$$

Sustituyendo en la ecuación (4.1), se tiene que la impedancia vista por el relevador R_{ag} :

$$R_{ag} = 1,0914 + 22,887 * i$$

La impedancia vista por el relevador de distancia R_{ag} que protege la fase **a** se muestra en la figura 4.3(a), en el cual se observa que el valor se encuentra dentro de la zona de operación.

La impedancia de falla vista por el R_{bg} , esta dada por la ecuación.

$$R_{bg} = \frac{E_b}{I_b - \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad (4.2)$$

Sustituyendo en la ecuación (4.2), se tiene que la impedancia vista por el relevador R_{bg} :

$$R_{bg} = 153,33 - 13,91 * i$$

La impedancia de falla vista por el relevador R_{bg} que protege la fase **b** del sistema de transmisión, se encuentra fuera de la zona de operación para esta falla, ver figura 4.3(b).

La impedancia de falla vista por el R_{cg} , esta dada por la ecuación.

$$R_{cg} = \frac{E_c}{I_c - \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad (4.3)$$

Sustituyendo en la ecuación (4.3), se tiene que la impedancia vista por el relevador R_{bg} :

$$R_{cg} = -198,09 - 192,99 * i$$

Esta es la impedancia de falla vista por el relevador R_{cg} , y también está localizada fuera de la zona de operación, tal como se muestra en la figura 4.3(c).

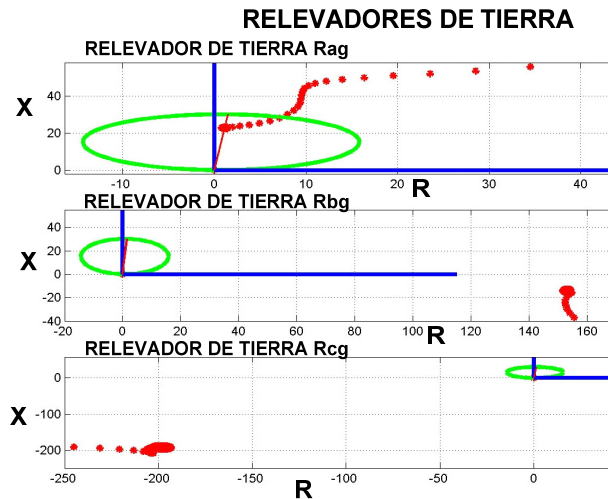


Figura 4.3 Comportamiento de los relevadores de tierra ante una falla a tierra **a-g**

4.2.2.1.2 Caso 2) Falla trifásica

En esta sección se analiza el comportamiento de los relevadores que protegen al sistema ante la presencia de una falla trifásica. De la simulación se obtuvieron los siguientes datos:

$$E_a = -8,906 + 17,789 * i$$

$$I_a = 0,764 + 0,432 * i$$

$$E_b = 19,859 - 1,1816 * i$$

$$I_b = -0,0082 - 0,878 * i$$

$$E_c = -10,953 - 16,608 * i$$

$$I_c = 0,756 + 0,446 * i$$

Obteniendo:

$$E_1 = -8,8761 + 17,73 * i$$

$$I_1 = 0,761555 + 0,43025 * i$$

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones (3.50), (3.51), y (3.52), se tiene:

Relevador R_{ab}

$$R_{ab} = 1,1355 + 22,64 * i$$

Relevador R_{bc}

$$R_{bc} = 1,1355 + 22,64 * i$$

Relevador R_{ca}

$$R_{ca} = 1,1355 + 22,64 * i$$

Para este caso la Z_{vista} por todos los relevadores de fase observan impedancias de falla dentro de su zona de operación. Estas impedancias se observan en la figura 4.4.

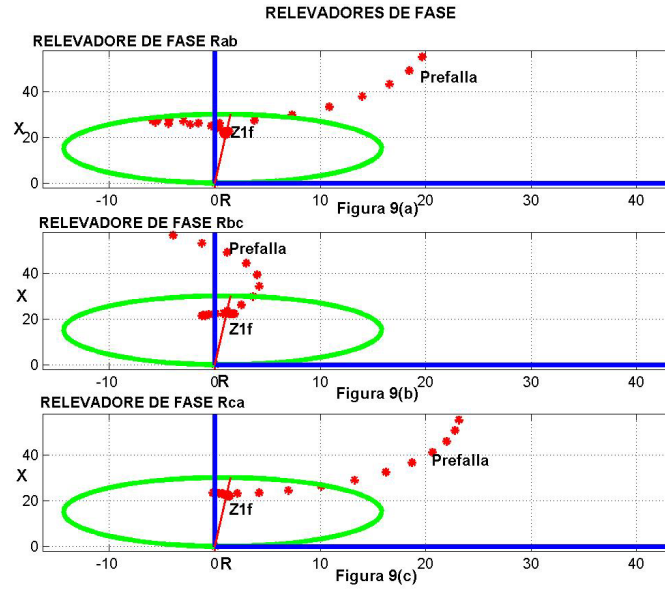


Figura 4.4) Comportamiento de los relevadores de fase ante una falla trifásica

4.2.2.1.3 Caso 3) Falla entre dos fases b-c

De igual manera que en el caso anterior, se simula la falla entre las fases **b-c** y se obtienen los fasores de los voltajes y corrientes relacionados con esta falla, con los valores medidos en la simulación:

$$E_a = -8,897 + 174,01 * i$$

$$I_a = -0,049 + 0,329 * i$$

$$E_b = 19,859 - 79,293 * i$$

$$I_b = 0,398 - 0,826 * i$$

$$E_c = -10,958 - 94,717 * i$$

$$I_c = -0,349 + 0,498 * i$$

De lo descrito en el capítulo 3, se obtiene que para una falla entre fases, se tienen presente las cantidades de secuencia positiva y negativa únicamente:

$$E_1 = -8,901 + 95,899 * i$$

$$E_2 = 0,00396 + 78,11 * i$$

$$I_1 = 0,3579 + 0,3802 * i$$

$$I_2 = -0,4066 - 0,05136 * i$$

Sustituyendo en la ecuación (3.19), en términos de componentes de secuencia, el relevador R_{ab} mide una impedancia de falla

$$R_{ab} = 199,16 - 52,118 * i$$

Esta impedancia se muestra en la gráfica 4.5(a), y la cual se encuentra fuera de la zona de operación.

Sustituyendo en la ecuación (3.16)

$$R_{bc} = 1,133 + 22,265 * i$$

La impedancia vista por el relevador se encuentra dentro de la zona de operación de R_{bc} , y se muestra gráficamente en la figura 4.5(b).

Sustituyendo en la ecuación (3.22)

$$R_{ca} = -375,75 + 681,94 * i$$

Esta impedancia vista por R_{ca} que protege a las fases **c-a**, se encuentra fuera de la zona de operación del relevador, como se muestra en la figura 4.5(c)

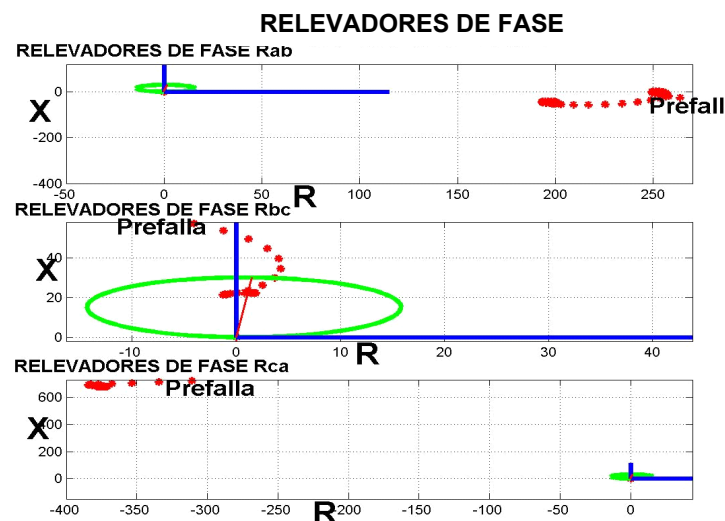


Figura 4.5) Comportamiento de los relevadores de fase ante una falla entre las fases **b-c**

4.2.2.1.4 Caso 4. Falla entre dos fases y tierra “b-c-g”

Al realizar una falla entre fases y tierra (**b-c-g**), localizada al 85% de la línea, se espera que ningún relevador vea la falla, debido a que fueron ajustados para cubrir hasta el 80% de la línea. Los voltajes y corrientes de fase obtenidos de la simulación son los siguientes:

$$E_a = -14,882 + 130,24 * i$$

$$I_a = -0,0504 + 0,2914 * i$$

$$E_b = 23,348 - 29,363 * i$$

$$I_b = -0,0975 - 0,8758 * i$$

$$E_c = -18,575 - 50,227 * i$$

$$I_c = -80857 + 0,3938 * i$$

Como se muestra en la figura 4.6, el relevador R_{bc} observa una impedancia cercana a su zona de operación, lo cual es correcto, debido a que esta falla se simuló al 85% de la línea, por lo tanto, la impedancia medida está fuera de su zona de operación.

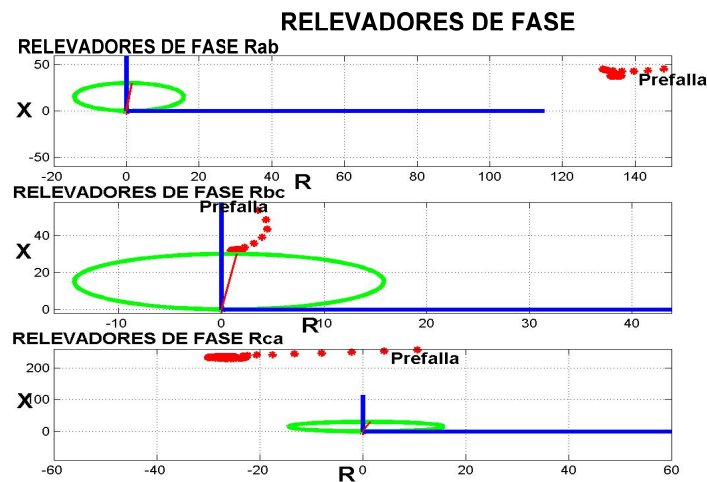


Figura 4.6) Comportamiento de los relevador fase ante una falla entre las fases **c-a-g** al 85 % de la línea

4.3.1 Protección de respaldo del generador

La protección de respaldo de fase que se utiliza en los generadores depende del esquema de protección de los circuitos adyacentes, de tal manera que si los circuitos adyacentes tienen protección de sobrecorriente de tiempo inverso, entonces debe utilizarse un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso. Sin embargo, si los circuitos adyacentes están protegidos con relevadores de distancia, entonces deberá utilizarse un relevador de distancia.

La protección de distancia tiene la finalidad de brindar respaldo al generador contra fallas entre fases, y que no han sido liberadas por otros dispositivos de protección del propio generador. Este relevador también brinda protección de respaldo a los elementos adyacentes al esquema de protección del generador. Generalmente, en unidades generadoras de gran tamaño que habitualmente están conectadas en bloque o unidad con transformadores elevadores, se usan relevadores de distancia. Estos relevadores utilizan la corriente y el voltaje del generador para medir la impedancia entre el generador y la falla, la cual es proporcional a la distancia eléctrica hasta el punto de falla [3,6,10,29,30].

4.3.2 Sistema de prueba para protección de respaldo del generador

El sistema de prueba fue modelado en el paquete EMTDC/ PSCAD para simular las condiciones de operación del sistema que genere la base de datos, que posteriormente son manipuladas para evaluar el comportamiento del relevador de distancia, ante un evento que requiera la operación de protección de respaldo del generador, como se muestra en la Figura 4.7. Los elementos que forman el sistema de prueba tienen los siguientes parámetros:

- Generador de 215 MVA, 16 kV.
- Transformador conexión estrella aterrizada-estrella aterrizada(16-230 kV)
- Una red de transmisión de 100 Km

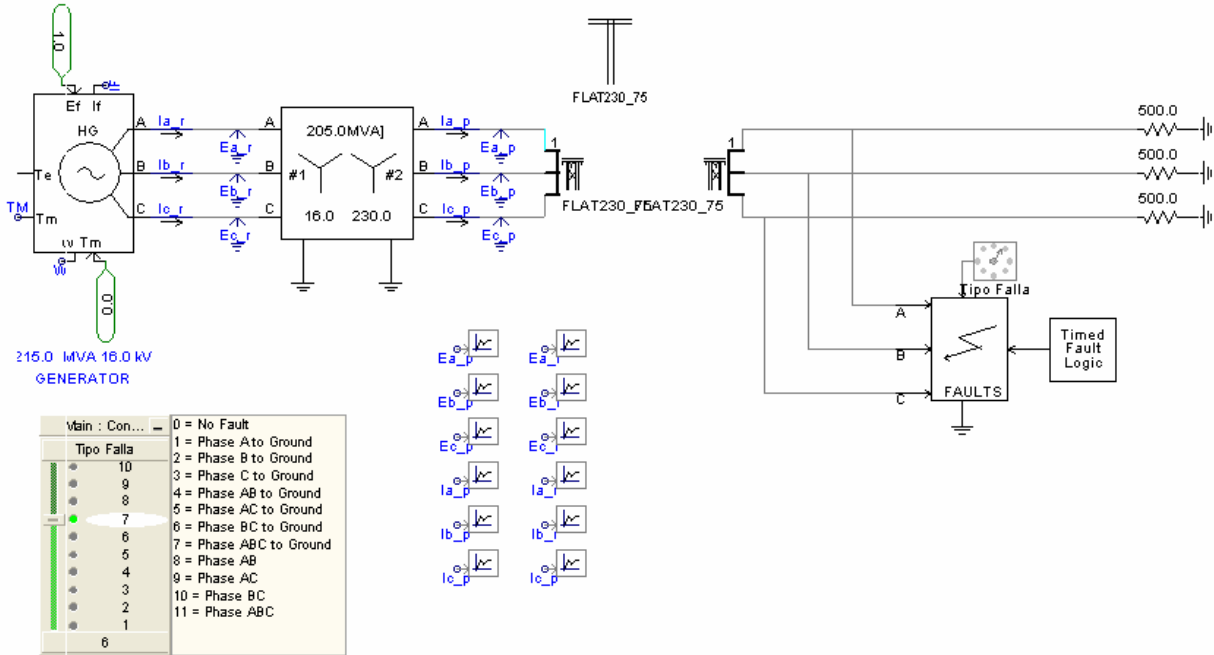


Figura 4.7 Sistema de prueba para la protección de respaldo del generador

El ajuste del relevador de distancia, para llevar a cabo la protección de respaldo del generador se obtiene de acuerdo a la ecuación (4.1)

$$Z_{ajuste} = Z_{transformador} + Z_{línea} \quad (4.1)$$

La impedancia del transformador ($Z_{transformador}$) se calcula con la ecuación (4.2)

$$Z_{transformador} = \frac{E_{230}}{I_{230}} \quad (4.2)$$

$$E_{230} = \frac{E_{16kV}}{a} \quad (4.3)$$

$$I_{230kV} = aI_{16kV} \quad (4.4)$$

Donde

a =relación de transformación

E_{230} =voltaje del transformador del lado de alta

E_{16} =voltaje del transformador del lado de baja

I_{230kA} =corriente del transformador lado de alta

I_{16kA} =corriente del transformador lado de baja

Del sistema de prueba se tiene:

$$E_{16} = 0,4078 + 3,373i$$

$$I_{16kv} = -1,895 - 15,5975i$$

Y la relación de transformación esta dada por:

$$a = \frac{16}{230} = 0,0696$$

Entonces, se tiene que,

$$E_{230} = \frac{(0,4078 + 3,373)}{0,0696} = 5,8621 + 48,48i$$

$$I_{230kv} = (-1,895 - 15,5975)(0,0696) = 1,8790 - 0,2299i$$

$$Z_{transformador\ 230kv} = \frac{(5,8621 + 48,48)}{(1,8790 - 0,2299)} = 0 + 25,79i\ \Omega$$

Se considera una protección de respaldo hasta el 50% de la línea, esto es,

$$Z_{linea_50\%} = 0,9275 + 18,82i\ \Omega$$

Finalmente la impedancia de ajuste del relevador será:

$$Z_{ajuste} = Z_{transformador} + Z_{linea} = (0,9275 + 18,82i) + (0 + 25,79i) = 0,9275 + 44,61i\ \Omega$$

4.3.2.1 Casos de prueba

1. Sistema de prueba con control de fallas, simulando los 10 tipos de fallas y la condición de no falla, con la finalidad de realizar un estudio más completo.
2. La protección de la línea de transmisión, utiliza un relevador de distancia, considerando el ajuste en zona I, y una cobertura hasta un 90% de la línea.
3. La protección de respaldo del generador, a su vez realiza una protección hasta del 50% de la línea de transmisión, adyacente al transformador.

4. Los tiempos de operación de los relevadores para la zona I son de 0.02 a 0.05 segundos.
5. Los tiempos de operación de los relevadores para zona II son de 0.25 a 0.30 segundos
6. Los ajustes se calculan considerando la falla trifásica para los relevadores de fase a tierra o monofásica para los relevadores de tierra.

4.3.2.1.1 Caso 1. Falla entre las fases c-a al 70% línea

Ante una falla entre las fases **c-a**, el relevador de fase R_{ca} mostrado en la figura 4.8(a) observa impedancia de falla dentro de su zona de operación, en la misma figura se observa que R_{ab} , R_{bc} , no ven la falla, debido a que la impedancia de falla se encuentra fuera de su zona de operación. Lo anterior indica que el relevador de fase R_{ca} manda la señal de disparo al interruptor, ya que este ve la falla, como se muestra en la figura 4.8(b), en donde se observa que el estado del relevador R_{ca} cambia su estado de operación de **0** a **1**.

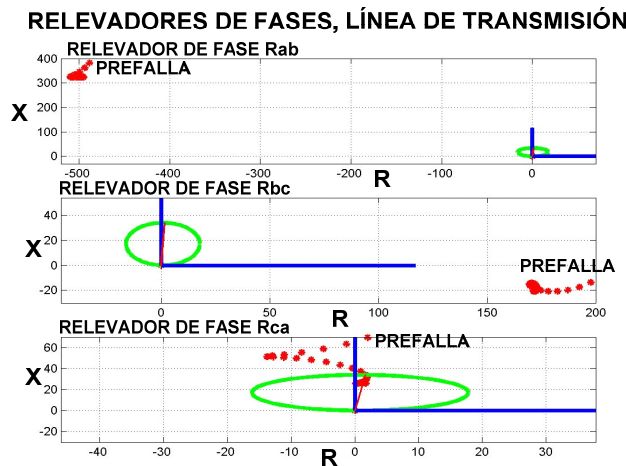


Figura 4.8(a) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección del primer respaldo

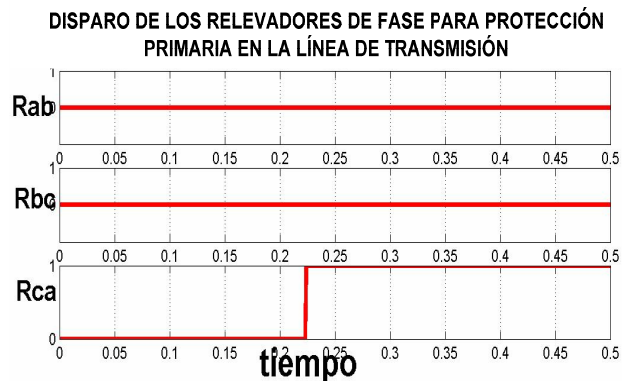


Figura 4.8(b) Estado de operación de los relevadores de fase.

Para una falla entre fases **c-a** al 70% de la línea de transmisión los relevadores de fase del generador utilizadas como protección de respaldo no observan impedancia de falla dentro de su zona de operación, debido a que su zona de ajuste está solo al 50% de la línea, como se muestra en la figura 4.9(a). Los relevadores de fase del generador, R_{ca} es el que ve impedancia de falla

cercana a su zona de operación, mientras R_{ab} y R_{bc} ven impedancia de falla lejana a su zona de operación. La cercanía de las fallas vistas por el relevador de fase R_{ca} , se debe a que se encuentra ubicado en la fase donde ocurre la falla. En la figura 4.9(b) se observa que los relevadores de fase no ven afectado su estado de operación, manteniéndose en cero.

RELEVADORES DE FASES RESPALDO DEL GENERADOR

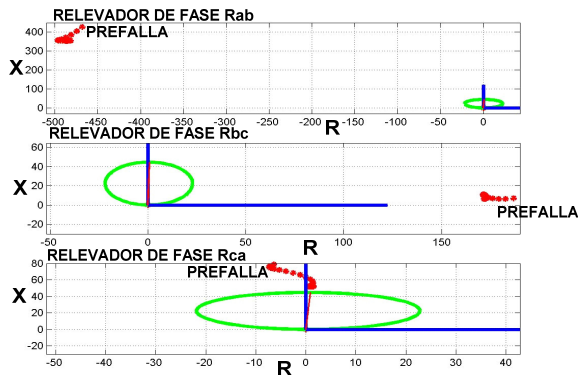


Figura 4.9(a) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección de respaldo del generador

DISPARO DE LOS RELEVADORES DE FASE PARA PROTECCIÓN DE RESPALDO DEL GENERADOR

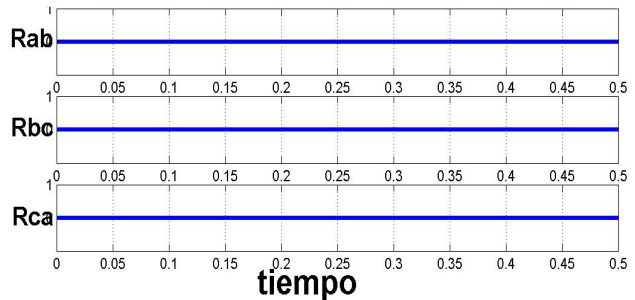


Figura 4.9(b) Estado de operación de los relevadores de fase, para protección de respaldo del generador.

4.3.2.1.2 Caso 2. Falla trifásica al 30% línea

Cuando ocurre una falla al 30% de línea de transmisión, los relevadores de fase que protegen la línea de transmisión muestran que la impedancia de falla cae dentro de su zona de operación, sin embargo, en este caso se ilustra la situación en la que el interruptor de la línea no libera la falla entonces, la protección de respaldo del generador mandara la señal de disparo a los interruptores en un tiempo t_2 . En las figuras 4.10(a) se observa que los relevadores de fase ubicados en la línea de transmisión ven la falla dentro de su zona de operación, sin embargo como se observa en la figura 4.10(b), no se manda la señal de disparo, lo cual indicaría que otro relevador ubicado aguas arriba debe operar, en este caso, la protección de respaldo del generador. En las figuras 4.11(a) muestra que la impedancia de falla cae dentro de la zona de operación de los relevadores de fase de respaldo ubicados en el generador, la señal de disparo al interruptor se da en un tiempo t_2 , como se muestra en la figura 4.11(b).

RELEVADORES DE FASES, LÍNEA DE TRANSMISIÓN

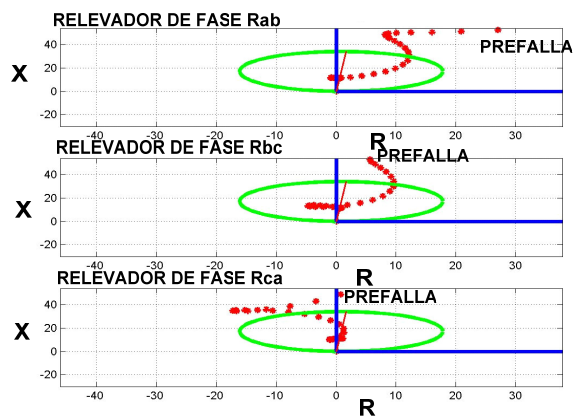


Figura 4.10(a) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección primaria de la línea

DISPARO DE LOS RELEVADORES DE FASE PARA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

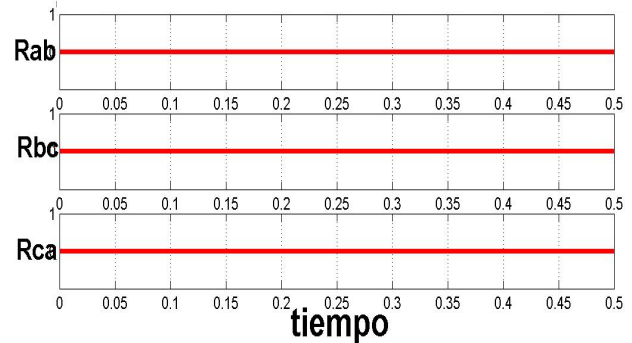


Figura 4.10(b) Estado de operación de los relevadores de fase que protegen la línea.

RELEVADORES DE FASES RESPALDO DEL GENERADOR

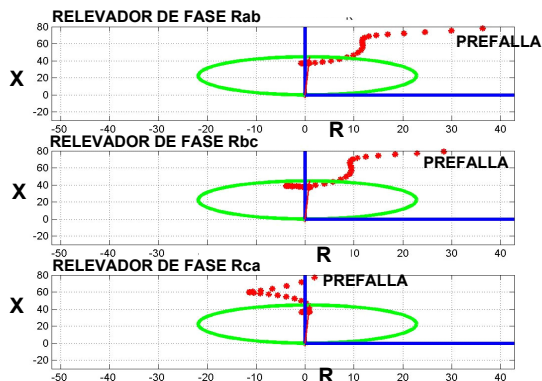


Figura 4.11(a) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección de respaldo del generador

DISPARO DE LOS RELEVADORES DE FASE PARA PROTECCIÓN DEL GENERADOR

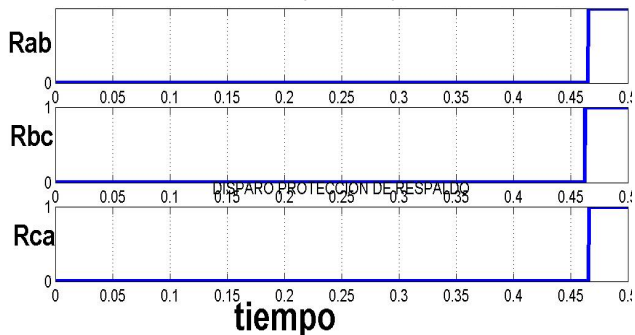


Figura 4.11(b) Estado de operación de los relevadores de fase.

4.3.3 Sistema completo de prueba

El objetivo de esta sección es presentar la operación conjunta de los relevadores de distancia y de sobrecorriente, modelados y simulados, en un sistema de estudio complejo. Las características nominales de las fuentes trifásicas operando a 60 Hz del sistema de estudio se presentan en la tabla 4.1

Tabla 4.1 Características de las fuentes trifásicas.

FUENTE ELÉCTRICA	Potencia Base (MVA)	VOLTAJE (kV_{L-L})
LMD 115	100,0	115,00
LMC 115	100,0	109,25
EFU 115	100,0	109,25

El sistema de estudio está interconectado por seis líneas de transmisión de diferente longitud. En la tabla 4.2 se presentan la nomenclatura y longitud de cada línea de transmisión del sistema de estudio.

Tabla 4.2 Nomenclatura para la identificación de las líneas de transmisión

N°	Clave de identificación de la línea de transmisión	longitud de la línea de transmisión (Km)
1	Línea 01A	126,925
2	Línea 01B	126,925
3	Línea 02 A	126,595
4	Línea 02B	126,595
5	Línea 03A	120,00
6	Línea 03B	120,00

Además el sistema cuenta con dos módulos de cargas estáticas descritas en la tabla 4.3 con las siguientes características:

Tabla 4.3 Características nominales de las cargas estáticas

MODULO DE CARGA ESTATICA	Potencia (MW)	Potencia (MVAR)	VOLTAJE (kV_{L-T})	FRECUENCIA (Hz)
LMD-115-CE	9,53	7,0	66,395	60
LMC 115-CE	18,66	14,0	66,395	60

En la figura 4.12 se muestra el sistema en estudio, se dispone de interruptores en cada línea. La señal de disparo en cada caso la envía el módulo del relevador a sus respectivos interruptores, de acuerdo a los ajustes para cada caso de prueba.

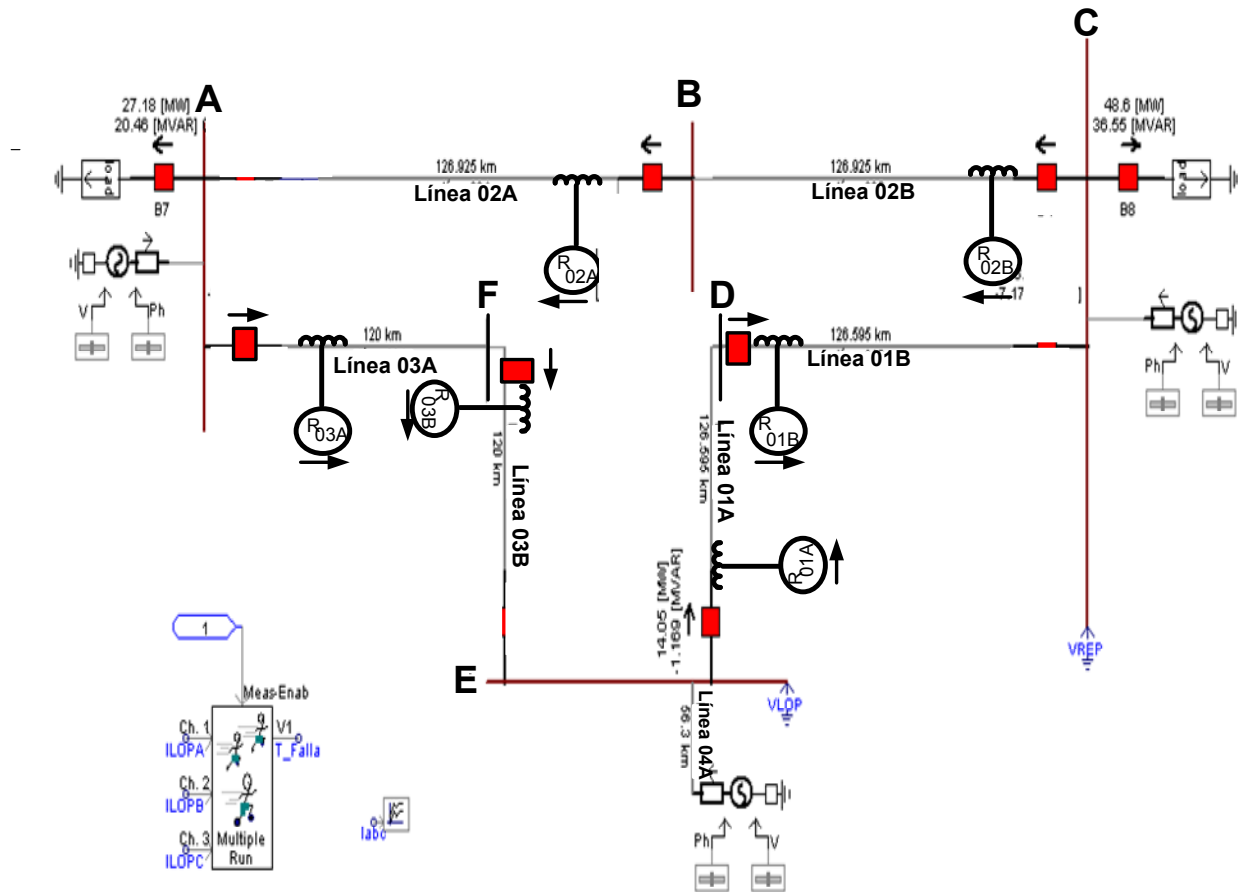


Figura 4.12 Sistema de prueba, protección de distancia en líneas de transmisión.

Para el desarrollo de las simulaciones se hicieron las siguientes consideraciones:

1. Las líneas de transmisión a proteger son las siguientes: Línea 02A, Línea 03A, Línea 03B, Línea 01A, Línea 01B, Línea 02B.
2. Los relevadores de distancia en zona I, con Z_{ajuste} hasta el 90% de la línea de transmisión.
3. Las fallas se simulan dentro de su zona de cobertura y fuera de zona de protección.
4. El comportamiento de los relevadores de tierra y de fase ante la ocurrencia de una falla, son reportados gráficamente.
5. El tiempo de estudio para la simulación : 1 s
6. El tiempo de aplicación de la falla : 0.3 s

4.3.3.1 Ajuste de los relevadores de distancia en zona I

En la tabla 4.4 se muestran los valores de las impedancias calculadas para el ajuste de los relevadores de distancia ubicados en las diferentes líneas de transmisión, considerando un alcance del 90% de línea para zona I.

Tabla 4.4 Impedancia de ajuste para zona I de los relevadores de distancia

Nº	Línea de Transmisión	Valor de la Impedancia de Ajuste (Ohms)
1	Línea 01A	$Z_{ajuste} = 19,79 + 58,29*i$
2	Línea 01B	$Z_{ajuste} = 19,79 + 58,29*i$
3	Línea 02A	$Z_{ajuste} = 19,824 + 58,396*i$
4	Línea 02B	$Z_{ajuste} = 19,824 + 58,396*i$
5	Línea 03A	$Z_{ajuste} = 13,349 + 49,158*i$
6	Línea 03B	$Z_{ajuste} = 13,349 + 49,158*i$

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, considerando varios tipos de fallas a lo largo del sistema de prueba para observar el funcionamiento de los modelos implementados para los relevadores de distancia.

4.3.3.1.1 Simulaciones de fallas en la línea 02A

a) Falla trifásica al 45% línea 02A (57,12 Km.)

Cuando se aplica una falla trifásica en el sistema de estudio, al 45 % de la línea, los relevadores de tierra y de fase encargados de la protección de la línea 02A, con dirección de **B** a **A** ven la falla en su zona I, como se muestra en las figura 4.13.

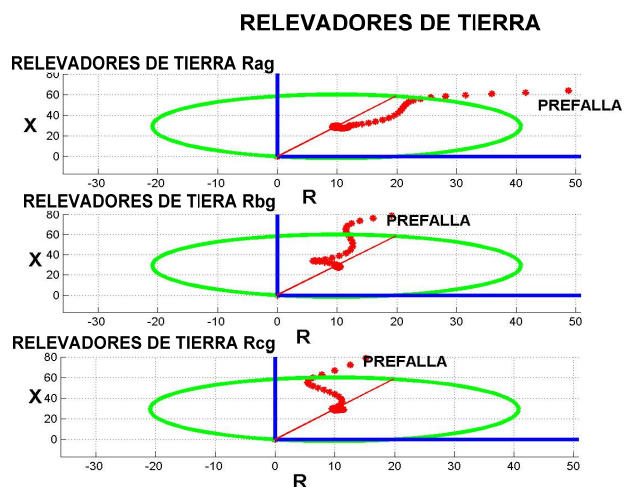


Figura 4.13 (a) Relevadores de tierra

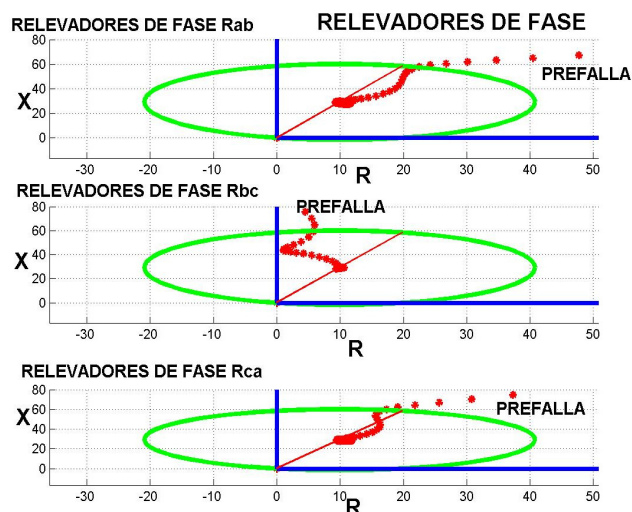


Figura 4.13 (b) Relevadores de fase

Figura 4.13 (a) Impedancia de falla vista por los relevadores de tierra y 4.13(b) relevadores de fase en zona I, ante una falla trifásica al 45 % ,

(b) Falla trifásica al 98% de la línea 02A (124.38 Km.)

En las figuras 4.14 se observa que los relevadores de tierra y de fase ubicados en el extremo **B** ven la impedancia de falla muy cercana a la zona de operación de los relevadores, esto se debe a que la falla se simuló al 98% es decir, está localizada fuera de la zona de cobertura de estos relevadores.

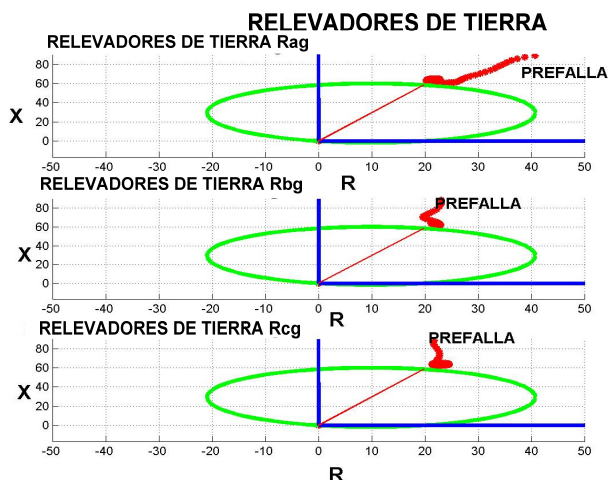


Figura 4.14 (a) Relevadores de tierra

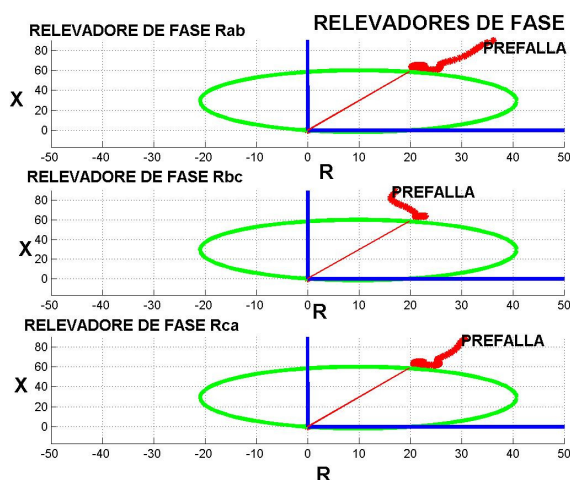


Figura 4.14 (b) Relevadores de fase

Figura 4.14 Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia (a) de tierra y en (b) los de fase en zona I, ante una falla trifásica al 98 %, de la línea 02A

4.3.3.1.2 Simulaciones de fallas en la línea 03A

a) Falla **a-b-g** al 80% de la línea 03A (96 km) de **A** a **F**

En la figura 4.15(a) se muestra el comportamiento de los relevadores de tierra, ubicadas en el extremo **A** los relevadores R_{ag} y R_{bg} ven impedancias de falla dentro de su zona I de operación.

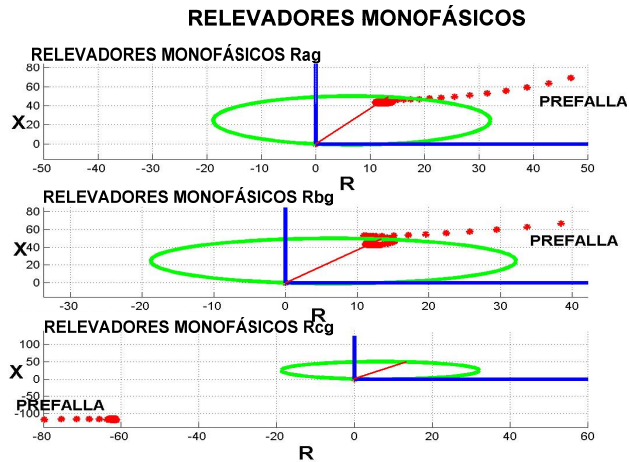


Figura 4.15 (a). Relevadores de tierra

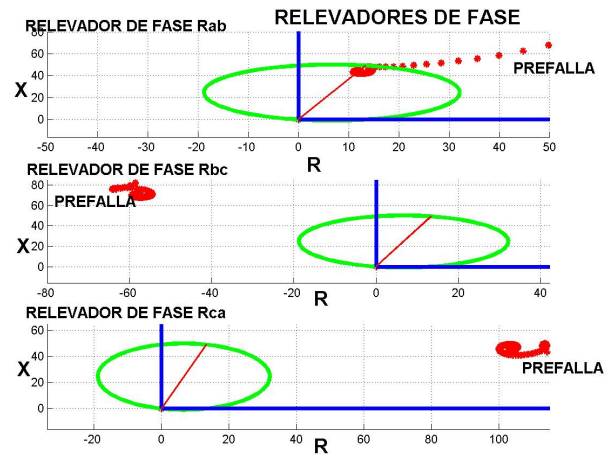


Figura 4.15(b). Relevadores de fase

Figura 4.15(a) Impedancia de falla vista por los relevadores de tierra y figura

4.15(b) Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de fase, ante una falla de dos fases a tierra al 80 % de la línea 03A

En el caso de los relevadores de fase, solo R_{ab} observa la presencia de la falla, ver figura 4.15 (b), debido a que la falla se simula entre estas fases y tierra.

4.3.3.1.3 Simulaciones de fallas en la línea 03B

a) Falla de fase a tierra **a-g** al 25% de la línea 03B (30 km) de **F** a **E**

Ante una falla **a-g** se espera que solo R_{ag} observe la impedancia de falla dentro de su zona de operación. En la figura 4.16(a) la falla ocurre al 25% de la línea de transmisión con una impedancia de falla en R_{ag} , de $Z_{falla} = 3,75 + 13,64 * i$, este es un valor menor que Z_{ajuste} , lo cual provoca que se genere la señal de disparo al interruptor, mientras que R_{bg} y R_{cg} no ven impedancia de falla dentro de su zona de operación. En el caso de los relevadores de fase, como se muestra en la figura 4.16(b) ninguno manda la señal de disparo, debido a que la falla no está entre fases, por lo cual la impedancia vista por estos relevadores se encuentra fuera de su zona de protección.

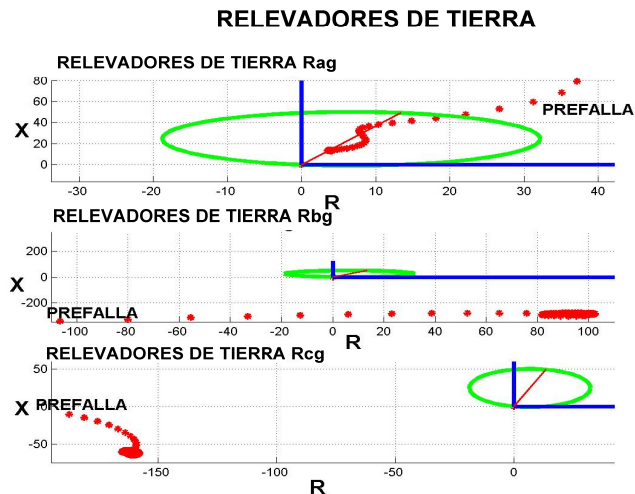


Figura 4.16 (a). Relevadores de tierra

Figura 4.16 Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra y de fase en primera zona, ante una falla monofásica al 25 %

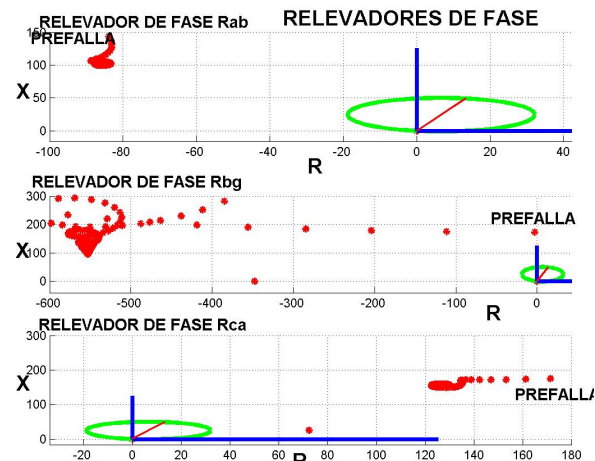


Figura 4.16 (b). Relevadores de fase

4.3.3.1.4 Simulaciones de fallas en la línea 01B

a) Falla de dos fases a tierra **c-a-g** al 75% de la línea 01B (94.95 Km) de **D** a **C**

Como se muestra en la figura 4.17(a), los relevadores de tierra R_{ag} y R_{cg} ubicados en el extremo **D** ven impedancia de falla en su zona de operación, por lo que mandan la señal de disparo hacia los interruptores; mientras que en los relevadores de fase solo R_{ca} figura 4.17(b) ve impedancia de falla en su zona de operación y genera también una señal de disparo.

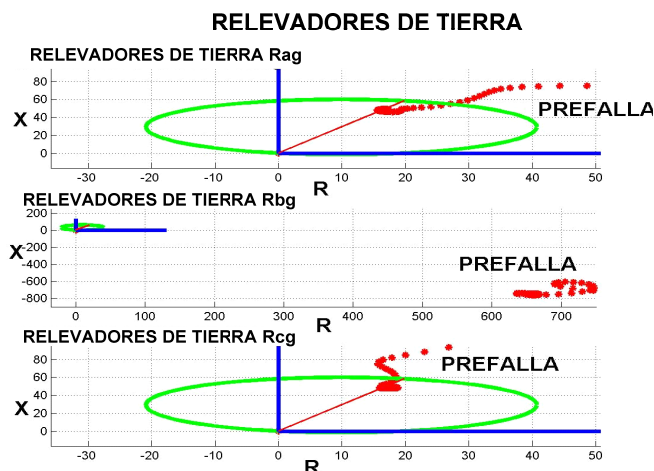


Figura 4.17(a). Relevadores de tierra

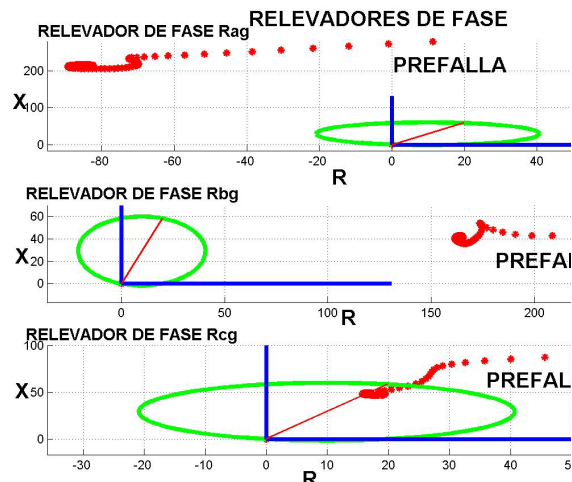


Figura 4.17(b). Relevadores de fase

Figura 4.17 Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra y de fase en zona I, ante una falla entre dos fases solidamente aterrizada al 75 %

b) Falla de dos fases a tierra **c-a-g** al 97% de la línea 01B (122.8 Km.) de **D** a **C**

Debido a que la falla ocurre a una distancia mayor a la cobertura del relevador de distancia ubicados en el extremo **D** que cubre zona I, ningún relevador deberá mandar la señal de disparo. Esto se puede observar claramente en la figura 4.18. La señal de disparo no se mandará, debido a que ninguno de los relevadores ven falla dentro de su zona de operación.

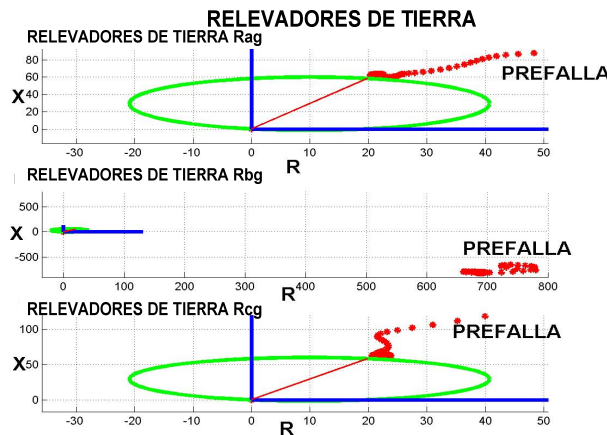


Figura 4.18 (a) Relevadores de tierra

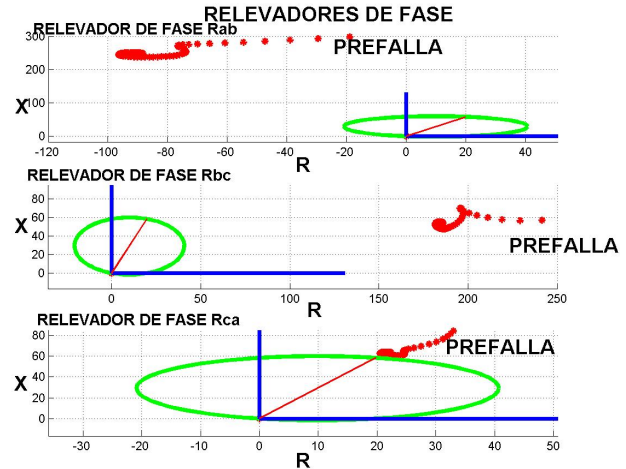


Figura 4.18 (b) Relevadores de fase

Figura 4.18 Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra y de fase en zona I, ante una falla entre dos fases solidamente aterrizada al 97 %

4.3.3.2 Ajuste de los relevadores de distancia en zona II

Como se describe en el capítulo 3, los relevadores de distancia tienen diferentes zonas de operación, en la sección anterior se mostró la operación de estos relevadores en zona I. En esta sección se muestra y describen las operaciones de los relevadores de distancia como unidades de respaldo o zona II.

En las simulaciones realizadas para analizar el comportamiento de la zona II, se considera:

- Los mismos tiempos de estudio y de aplicación de falla que se tienen para zona I.
- Cobertura de la zona I hasta 90 % de la línea.
- Los relevadores tienen un ajuste en zona II de 100% de la línea y 50 % de la menor línea adyacente. Esto se muestra en la tabla 4.5 que muestra a continuación.

Tabla 4.5 Impedancias de ajuste zona II

Línea de Transmisión	Valor de la Impedancia de Ajuste (Ohms)
Línea 01A	$Z_{ajuste} = 32.983 + 97.158*i$
Línea 01B	$Z_{ajuste} = 33.011 + 97.242*i$
Línea 02B	$Z_{ajuste} = 33.069 + 97.411*i$
Línea 03A	$Z_{ajuste} = 22.249 + 81.93*i$

4.3.3.2.1 Simulación de fallas en la línea 01B

a) Falla **c-a-g** 45% de la línea 01B (56.968 km) de **D** a **C**

Ante la presencia de esta falla se analiza el comportamiento de los relevadores de distancia ubicados en la línea protegida, en el extremo **D** se observa que los relevadores de tierra R_{ag} y R_{cg} detectan la impedancia de falla dentro de su zona I de operación, como se muestra en la figura 4.19(a), y son los encargados de enviar la señal de disparo. Por otra parte, de los relevadores de fase, solo R_{ca} ve la condición de falla, por lo que envía la señal de disparo, ver figura 4.19(b) cada uno de estos ve la falla en zona I.

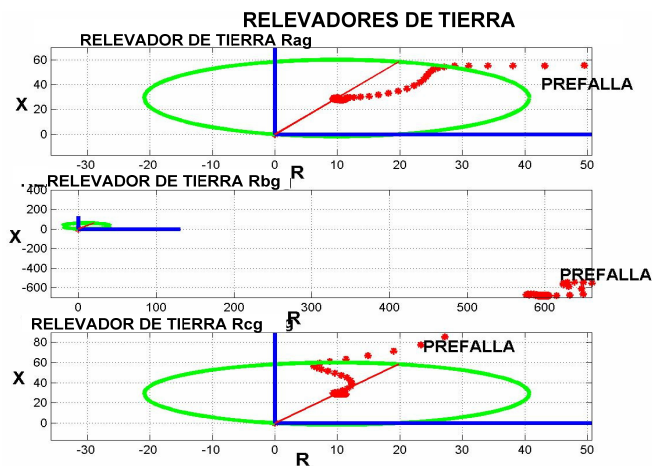


Figura 4.19(a). Relevadores de tierra, protección primaria

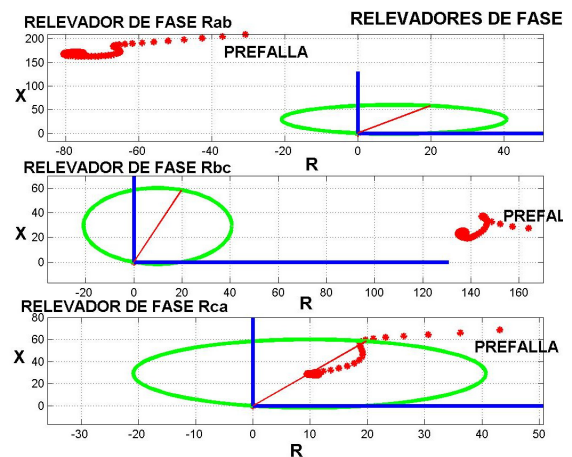


Figura 4.19(b). Relevadores de fase, protección primaria

Figura 4.19 Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra y de fase en zona I, ante una falla de dos fases a tierra al 45 % en la línea 01B

b) Comportamiento de relevadores que protegen la línea 01A de **E** a **D**

En la figura 4.20 se muestra el comportamiento de los relevadores de de tierra y de fase ubicados en el extremo **E** que protegen la línea 01A, estos relevadores tienen un ajuste en zona II de 100% de la línea 01A y 50 % de la línea 01B.

Ante una falla ocurrida al 45 % de la línea 01B, el relevador de fase R_{ca} figura 4.20(a) de la línea 01A y los relevadores R_{ag} y R_{cg} figura 4.20(b) ven la falla en zona II, y envían una señal de disparo con un retardo t_2 , en caso de que no operen los relevadores R_{01B} que protegen la línea 01B.

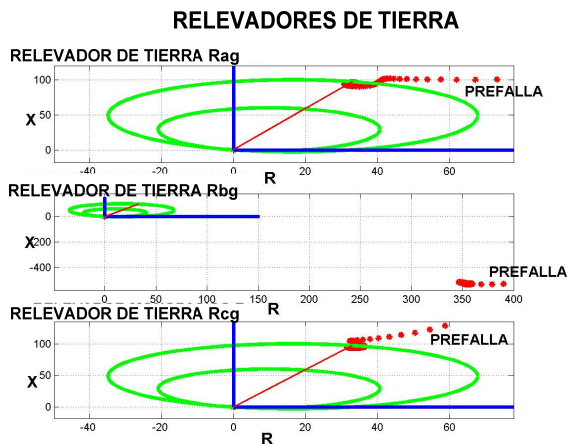


Figura 4.20(a). Relevadores de tierra, protección de respaldo

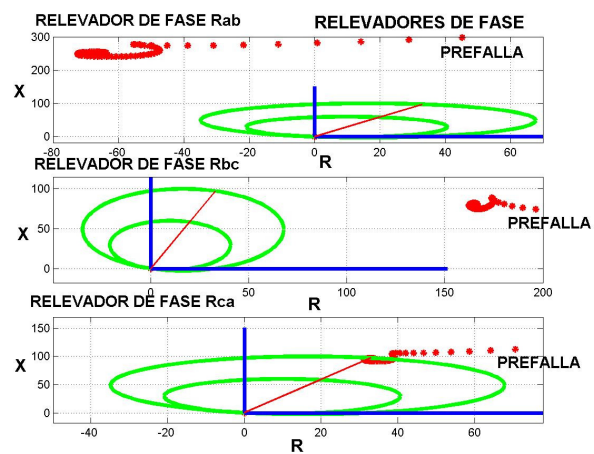


Figura 4.20(b). Relevadores de fase, protección de respaldo

Figura 4.20 Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra y de fase de la línea 01A en segunda zona, ante una falla de dos fases a tierra al 45 % en la línea 01B

4.3.3.2 Simulación de fallas en la línea 03B de **F** a **E**

- a) Falla trifásica al 10% de la línea 03B (12 Km), los relevadores de de tierra y de fase ubicados en el extremo **F** observan impedancias de falla dentro de su zona de operación, mandando la señal de disparo, como se muestra en la figura 4.21(c). Por lo que se tiene una correcta operación de los relevadores.

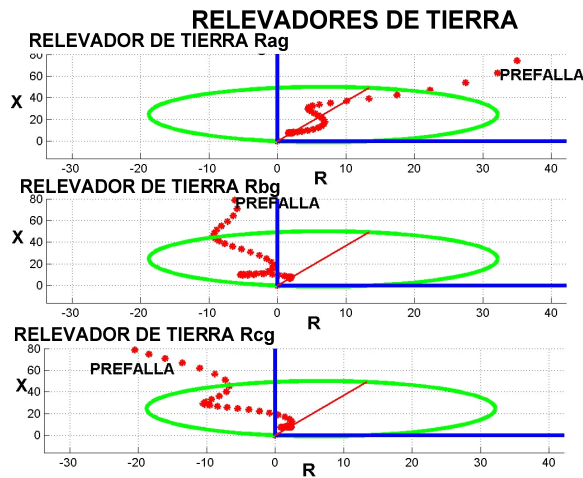


Figura 4.21(a) Comportamiento de los relevadores de tierra, para protección primaria de la línea

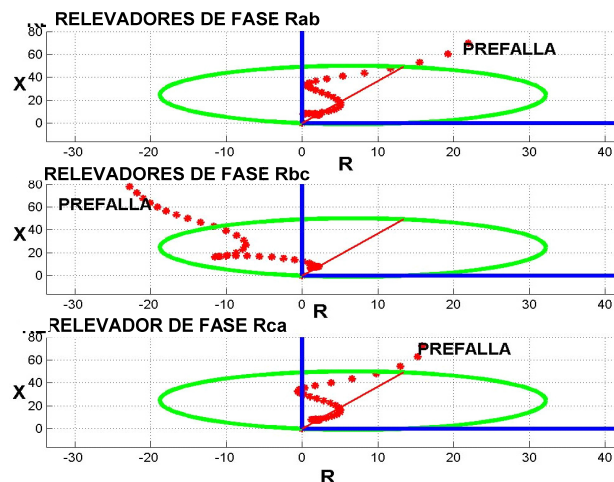


Figura 4.21(b) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección primaria de la línea

Figura 4.21 Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra y de fase en zona I, ante una falla trifásica al 10 %.

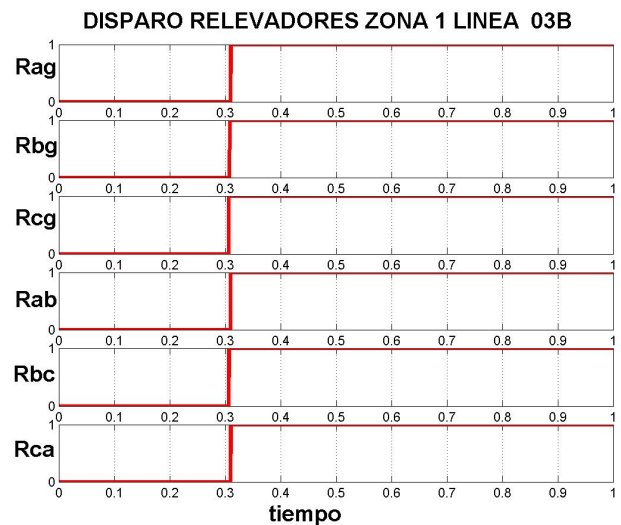


Figura 4.21(c) Estado de operación de los relevadores de tierra y de fase.

b) Comportamiento de relevadores ubicados en la línea 03A de **A** a **F**

Los relevadores ubicados en el extremo **A** que protegen la línea 03A, también ven la falla pero en zona II, como se muestra en la figura 4.22(a), 4.22 (b)

Sin embargo, los relevadores de tierra y de fase ubicados en la línea 03B, operaron correctamente, entonces los relevadores de tierra y de fase de la línea 03A, no mandan la señal de disparo figura 4.22(c).

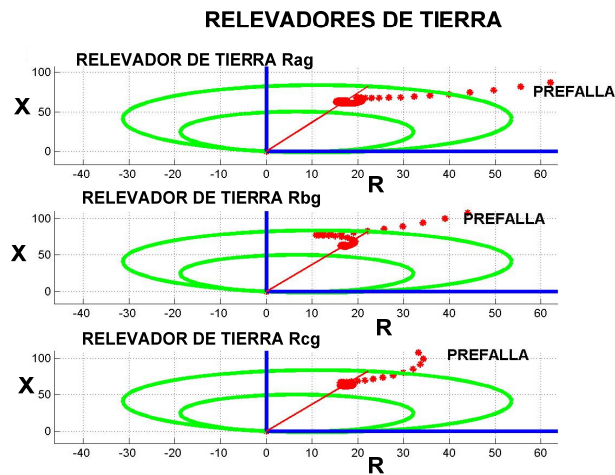


Figura 4.22(a) Comportamiento de los relevadores de tierra, para protección de respaldo

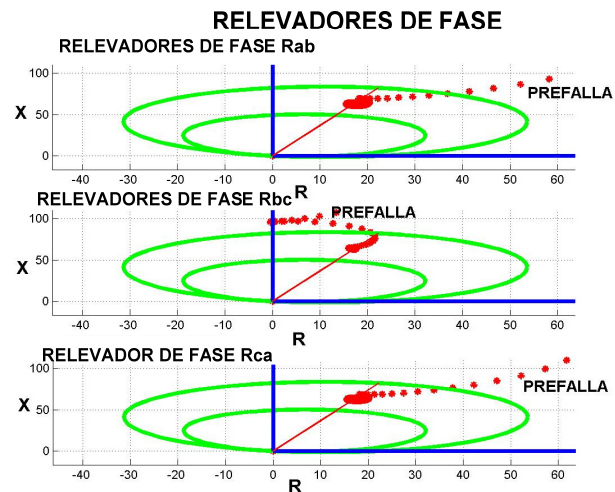


Figura 4.22 (b) Comportamiento de los relevadores de fase, para protección de respaldo

Figura 4.22 Impedancia de falla vista por los relevadores de distancia de tierra y de fase en Zona II, ante una falla trifásica al 10 %.

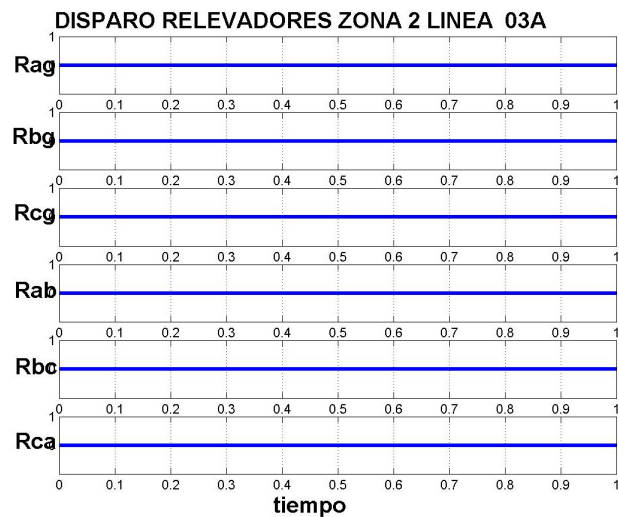


Figura 4.22 (c) Estado de operación de los relevadores de tierra y de fase protección de respaldo.

4.3.3.2.3 Simulación de falla en la línea 02B de C a B

- a) Se simula una falla trifásica al 30% (38.07 km) de la línea 02B los relevadores R_{02B} que protege esta línea en el extremo C, los relevados de tierra mostrados en la figura 4.23(a) y los relevados de fase de la figura 4.23(b), ven impedancia de falla dentro de su zona de operación.

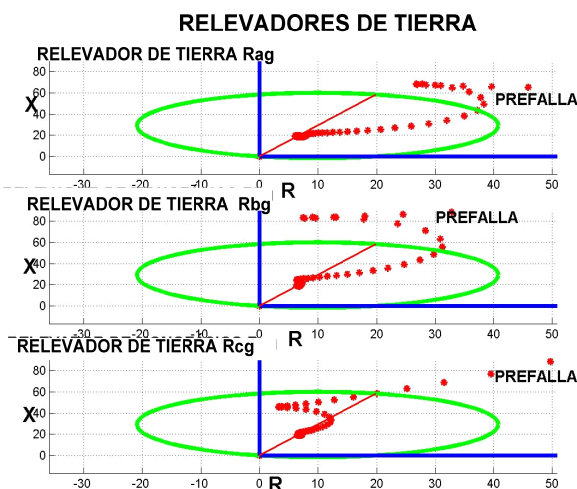


Figura 4.23(a). Comportamiento de los relevadores de tierra, para protección primaria de la línea 02B

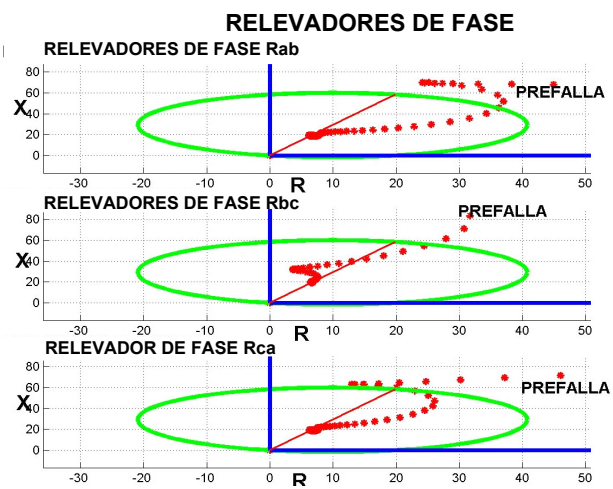


Figura 4.23(b). Comportamiento de los relevadores de fase, para protección primaria de la línea 02B

- b) El relevador R_{01B} de la línea 01B, en el extremo D que respalda a la línea 02B, en zona II, deberían ver la impedancia de falla dentro de su zona de operación, debido a la ubicación de la falla. Sin embargo, como se muestra en la figura 4.24(a) relevadores de tierra y 4.24(b) relevadores de fase, la impedancia medida cae fuera de la zona de operación. La razón por la cual los relevadores no ven la impedancia la falla en su zona de operación, es debido al efecto de la fuente intermedia, conocido como efecto infeed, el cual se define como las aportaciones de corrientes de falla a puntos intermedios entre la ubicación del relevador y el punto de falla, provocando que el relevador mida impedancia de falla mayor que el ajuste dado en el la zona II.

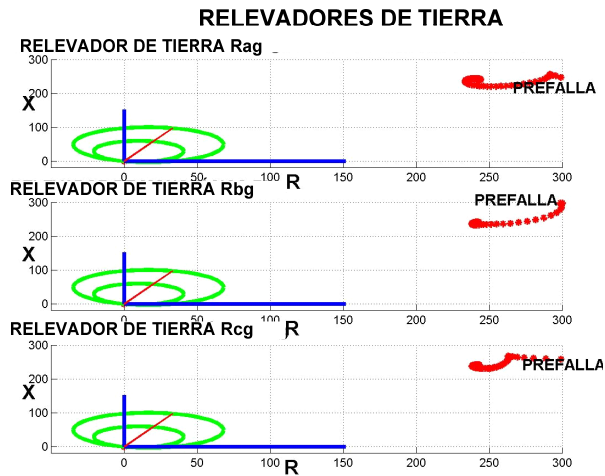


Figura 4.24(a). Comportamiento de los relevadores de tierra, para protección en zona II de la línea 01B

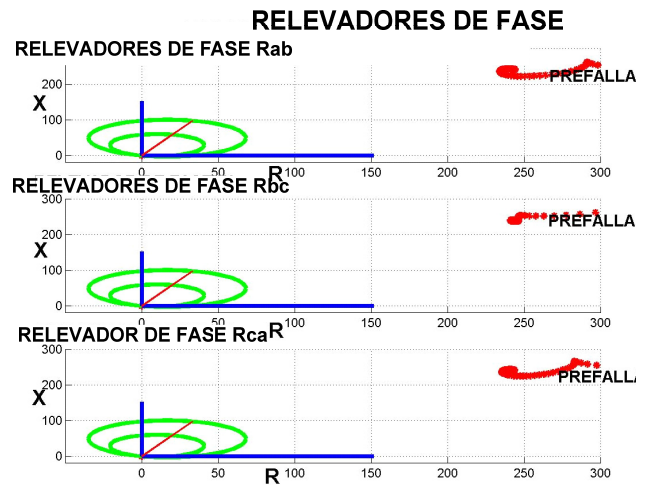


Figura 4.24(b). Comportamiento de los relevadores de fase, para protección en zona II de la línea 01B

4.3.4 Sistema de prueba para el evaluar el comportamiento del relevador de sobrecorriente de tiempo inverso

En esta sección, se muestra el mismo sistema de estudio, que se utilizó para analizar el comportamiento de los relevadores de distancia, ahora se utilizará para analizar los relevadores de sobrecorriente, también se emplea la técnica de mínimos errores cuadrados en el procesamiento de las señales de corriente. En el capítulo 3 se describe el diagrama de flujo y el algoritmo que simula el funcionamiento de un relevador de sobrecorriente.

El sistema de estudio está interconectado en anillo por seis líneas de transmisión de diferente longitud, esto se muestra en la figura 4.33. En la tabla 4.2 se presentan la nomenclatura y longitud de cada línea de transmisión del sistema de estudio.

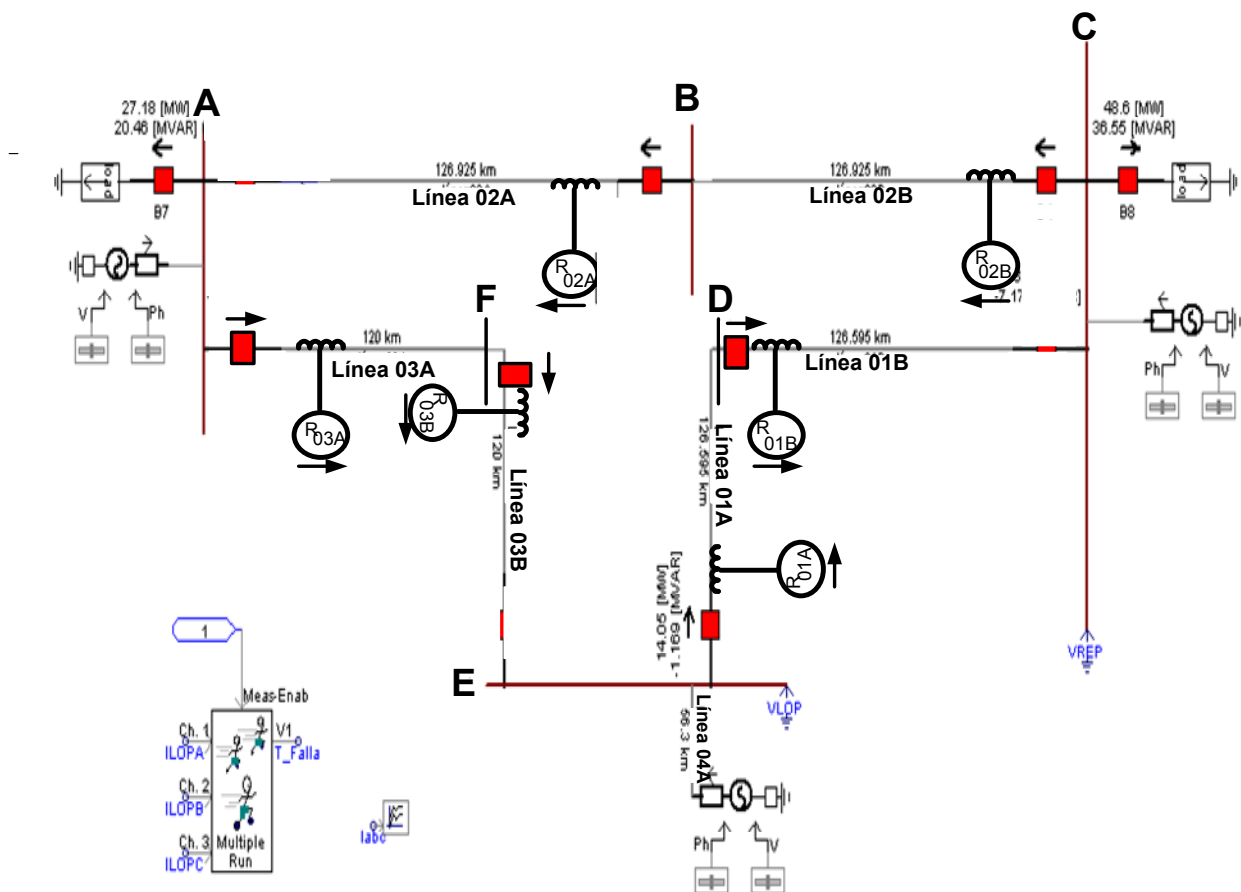


Figura 4.33 Sistema de prueba, relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso

4.3.4.1 Descripción del sistema de prueba relevador de sobrecorriente de tiempo inverso

La figura 4.33 muestra el sistema de prueba con los relevadores ubicados en las líneas a proteger. En la tabla 4.6 se muestra los valores de $I_{falla\ máxima}$, $I_{falla\ mínima}$, I_{carga} y la $I_{arranque}$, correspondientes a cada relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.

Tabla 4.6 Valores de corrientes vistas por los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso

Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso	$I_{falla\ máxima}$ (Amperes) Falla enfrente del relevador	$I_{falla\ mínima}$ (Amperes) Falla en el extremo remoto del relevador	I_{carga} (Amperes)	$I_{arranque}$ (Amperes)
R _{02A}	1432.74	218.91	26.929	69.637
R _{03A}	3836.0	509.75	84.539	169.91
R _{03B}	889.34	264.30	30.067	88.10
R _{01A}	1775.8	531.14	88.411	177.04
R _{01B}	628.57	207.32	87.694	131.54
R _{02B}	3455.0	395.97	52.877	131.99

4.3.4.2 Criterios para los ajustes de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso

- Para obtener la $I_{arranque}$ en este trabajo se establecen dos criterios: a) $\frac{1}{3}I_{falla\ mínima}$ o b) $1.5I_{carga}$. Inicialmente se considera el criterio del inciso a) para obtener la $I_{arranque}$, comprobándose que la $I_{arranque}$ sea mayor que $1.5I_{carga}$, y en caso contrario, entonces $I_{arranque}$ se define como $1.5I_{carga}$.
- Por lo anterior, los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso R_{02A}, R_{03A}, R_{03B}, R_{01A} y R_{02B}, obtienen su $I_{arranque}$ con el criterio de $\frac{1}{3}I_{falla\ mínima}$, mientras que la $I_{arranque}$ de R_{01B}, se obtiene con el criterio de $1.5I_{carga}$.
- El inicio para realizar el proceso de coordinación de los relevadores se considera al relevador que mide la menor corriente de falla, para una falla en el extremo remoto, ver tabla 4.6; en este caso corresponde al relevador R_{01B}, ubicado en la línea 01B.

- d) Una vez identificado, el relevador de inicio, entonces la secuencia para realizar la coordinación será: R_{01B} , R_{01A} , R_{03B} , R_{03A} , R_{02A} y R_{02B} , porque de esta manera se logra obtener una operación de respaldo adecuado entre estos relevadores.
- e) Todos los relevadores emplean una curva característica tiempo-corriente conocida como “moderadamente inversa de la IEEE”, excepto el relevador R_{01A} que emplea una curva de “tiempo inverso” [35].

4.3.4.3 Casos de prueba del relevador de sobrecorriente de tiempo inverso

Para los casos de pruebas, se tiene:

- a) En todos los casos se simulan fallas trifásicas.
 - b) Tiempo de estudio 5 s
 - c) Tiempo de simulación de la falla 4 s
 - d) Los valores de corriente son primarios
- 1) **Caso 1.** Se simula una falla trifásica máxima enfrente del relevador R_{01B} , en el extremo **D** de la línea 01B
 - a) Debido a que el ajuste de los relevadores, se inició con el relevador R_{01B} , entonces se asigna la menor palanca de tiempo disponible, es decir $p.t=1/2$. Los relevadores de sobrecorriente ubicados en cada una de las fases operan en los tiempos mostrados en la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Ajustes y tiempo de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{01B}

I_{arranque} (Amperes) R_{01B}	Palanca de tiempo (p.t)	T_{op} R_{a_01B} Fase a	T_{op} R_{b_01B} Fase b	T_{op} R_{c_01B} Fase c
131.54	1/2	0.9243s	0.9243s	0.9243s

- b) La protección de respaldo para la línea 01B, es proporcionada por los relevadores R_{01A} ubicados en la línea 01A. Estos relevadores son ajustados para que ante una falla delante del relevador R_{01B} , operen en un tiempo mayor a los obtenidos por la protección primaria,

en este caso se considera un $\Delta t = 0.2s$. En la tabla 4.8 se muestran los ajustes y tiempos de operación para los relevadores R_{01A} , ante una falla en el extremo **D** de la línea 01B

Tabla 4.8 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{01A}

I_{arranque} (Amperes) R_{01A}	Palanca de tiempo (p.t)	T_{op} Ra_{01A} Fase a	T_{op} Rb_{01A} Fase b	T_{op} Rc_{01A} Fase c	Δt
177.04	2	1.2054s	1.2054s	1.2054s	0.28s

Con los tiempos mostrados en la tabla 4.8 se observa que los tiempos de operación de los relevadores R_{01A} , proporcionan una buena protección de respaldo para los relevadores R_{01B}

- 2) **Caso 2.** Para una falla trifásica frente al relevador R_{01A} , ubicado en la línea 01A. Los valores de I_{arranque} y p.t son los mismos que se muestran en la tabla 4.8 los tiempos de operación de los relevadores se muestran en la tabla 4.9.

Tabla 4.9 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{01A}

I_{arranque} (Amperes) R_{01A}	Palanca de tiempo (p.t)	T_{op} Ra_{01A} Fase a	T_{op} Rb_{01A} Fase b	T_{op} Rc_{01A} Fase c
177.04	2	0.2995 s	0.2995 s	0.2995 s

En el tiempo mostrado en la tabla 4.9, operan los relevadores R_{01A} , pero si estos no mandaran la señal de disparo a los interruptores, la protección de respaldo de estos relevadores será proporcionada por los relevadores de fase R_{03B} .

En la tabla 4.10 se muestra los ajustes y tiempo de operación en los que operan los relevadores ubicados en la línea 03B ante una falla frente al relevador R_{01A} , en el extremo **E** de la línea 01A

Tabla 4.10 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{03B}

I_{arranque} (Amperes) R_{03B}	Palanca de tiempo (p.t)	T_{op} Ra_{03B} Fase a	T_{op} Rb_{03B} Fase b	T_{op} Rc_{03B} Fase c	Δt
88.10	1/2	0.5299s	0.5299s	0.5299s	0.23 s

Con los tiempos mostrados en la tabla 4.10 se observa que los tiempos de operación de los relevadores R_{03B} , proporcionan una buena protección de respaldo para los relevadores R_{01A}

3) **Caso 3.** Falla trifásica frente a los relevadores R_{03B} , en el extremo **F** de la línea 03B

- a) Los tiempos de operación de los relevadores R_{03B} ubicados en la línea 03B, se muestran en la tabla 4.11, sin modificar los valores $I_{arranque}$ y p.t mostrados en la tabla 4.10, obteniendo los tiempos de operación mostrados en la misma tabla.

Tabla 4.11 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{03B}

$I_{arranque}$ (Amperes) R_{03B}	Palanca de tiempo (p.t)	T _{op} Ra_03B Fase a	T _{op} Rb_03B Fase b	T _{op} Rc_03B Fase c
88.10	1/2	0.6581 s	0.6581 s	0.6581 s

- b) Si los relevadores R_{03B} no operaran, los relevadores R_{03A} , operaran con los tiempos mostrados en la tabla 4.12

Tabla 4.12 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{03A}

$I_{arranque}$ (Amperes) R_{03A}	Palanca de tiempo (p.t)	T _{op} Ra_03A Fase a	T _{op} Rb_03A Fase b	T _{op} Rc_03A Fase c	Δt
169.91	1/2	0.8790s	0.8790s	0.8790s	0.22 s

4) **Caso 4.** Falla trifásica en el extremo **A** de la línea 03A protegida por los relevadores R_{03A}

- a) Ante una falla frente a los relevadores R_{03A} , los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso que protegen esa línea y considerando que la $I_{arranque}$ y la p.t mostrados en la tabla 4.12, no se modifican, los tiempos de operación ante esta falla se muestran en la tabla 4.13.

Tabla 4.13 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{03A}

$I_{arranque}$ (Amperes) R_{03A}	Palanca de tiempo (p.t)	T _{op} Ra_03A Fase a	T _{op} Rb_03A Fase b	T _{op} Rc_03A Fase c
169.91	1/2	0.5143 s	0.5143 s	0.5143 s

- b) La protección de respaldo de la línea 03A, es proporcionada por los relevadores R_{02A} , los cuales operaran con los tiempos mostrados en la tabla 4.14.

Tabla 4.14 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{02A}

I_{arranque} (Amperes) R_{02A}	Palanca de tiempo (p.t)	T_{op} Ra_{02A} Fase a	T_{op} Rb_{02A} Fase b	T_{op} Rc_{02A} Fase c	Δt
69.637	1	0.7239s	0.7239s	0.7239s	0.21 s

5) **Caso 5.** De igual forma que en los casos anteriores, primero se simulara una falla trifásica frente a los relevadores R_{02A} en el extremo **B** de la línea 02A, obteniendo con los ajustes propuestos de los relevados que protegen la línea, los tiempos de operación de estos.

- a) Los tiempos de operación de los relevadores R_{02A} ubicados en la línea 02A, se muestran en la tabla 4.15

Tabla 4.15 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{02A}

I_{arranque} (Amperes) R_{02A}	Palanca de tiempo (p.t)	T_{op} Ra_{02A} Fase a	T_{op} Rb_{02A} Fase b	T_{op} Rc_{02A} Fase c
69.637	1	0.8985 s	0.8985 s	0.8985 s

- b) La protección de respaldo, es proporcionada por los relevadores ubicados en la línea R_{02B} operaran con los tiempos mostrados en la tabla 4.16.

Tabla 4.16 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{02B}

I_{arranque} (Amperes) R_{02B}	Palanca de tiempo (p.t)	T_{op} Ra_{02B} Fase a	T_{op} Rb_{02B} Fase b	T_{op} Rc_{02B} Fase c	Δt
131.99	1	1.1683 s	1.1683 s	1.1683 s	0.27 s

6) Comprobando el ajuste de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso R_{02B} , ubicados en la línea 02B. Se simula una falla trifásica frente al relevador R_{02B} y se observa los tiempos de operación de los relevadores. Estos tiempos se muestran en la tabla 4.17.

Tabla 4.17 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{02B}

I_{arranque} (Amperes) R_{02B}	Palanca de tiempo (p.t)	T_{op} Ra_{02B} Fase a	T_{op} Rb_{02B} Fase b	T_{op} Rc_{02B} Fase c
131.99	1	0.8772s	0.8772s	0.8772s

Los tiempos de operación de los relevadores de respaldo proporcionada por R_{01B} se muestran la tabla 4.18.

Tabla 4.18 Ajustes y tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente R_{03B}

I_{arranque} (Amperes) R_{03B}	Palanca de tiempo (p.t)	T_{op} Ra_{03B} Fase a	T_{op} Rb_{03B} Fase b	T_{op} Rc_{03B} Fase c
131.54	1/2	0.4952s	0.4952s	0.4952s

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 4.18 se muestra que los relevadores de respaldo operan antes que la protección primaria, lo cual es un problema, ya que la protección de respaldo siempre debe operar en un tiempo mayor al de la protección primaria. Lo que se sugiere es la implementación de esquemas adicionales en la línea 02B en el extremo C, que realicen funciones de protección primaria, con tiempos de operación menor a $t=0.2952$, de esta manera el relevador R_{03B} , realizará correctamente su protección de respaldo.

Los resultados que se presentan en el estudio bajo las consideraciones hechas, se observa que los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso simulados que protegen el sistema de prueba, operaron de forma correcta en su función de protección primaria y como respaldo de relevadores en líneas adyacentes.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

5.1 Introducción

En esta tesis se analiza la operación de relevadores con características digitales, utilizando el filtro de mínimos errores cuadrados como algoritmo de procesamiento de señales, para obtener los fasores de voltajes y de corrientes.

Se desarrollaron modelos digitales de relevadores de distancia y sobrecorriente, los cuales fueron programados en el lenguaje computacional de MATLAB. Se consideraron varios casos de prueba, de donde se obtuvieron tiempos de operación con los relevadores de sobrecorriente e impedancias de falla en los relevadores de distancia.

En este capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros.

5.2 Conclusiones

De los resultados obtenidos en este trabajo de investigación se tiene las siguientes conclusiones:

- Una parte muy importante del funcionamiento de los relevadores digitales es el procesamiento de las señales, el algoritmo del filtro de mínimos errores cuadrados implementado en los modelos de los relevadores funcionó correctamente, lo que permitió evaluar su desempeño de cada relevador, ante una condición de falla.
- Se desarrollaron las ecuaciones matemáticas que determinan la impedancia de falla vista por los relevadores de tierra y de fase, para fallas entre fases, y de fase a tierra.

- Se tiene un análisis gráfico de la simulación digital del relevador de distancia, permitiendo ver el comportamiento de la impedancia de falla en los relevadores de tierra y de fase, ante diferentes tipos de fallas, comprobando el correcto funcionamiento de estos relevadores.
- La protección de distancia para protección de respaldo del generador, funciona correctamente para fallas ocurridas en la línea de transmisión adyacente, es importante mencionar que los casos de prueba utilizados, el transformador elevador tiene conexión delta-estrella, con lo que se tiene un defasamiento de 30° .
- En los casos de la protección de respaldo del generador se observa que las gráficas muestran que la Z_{falla} obtenida, cae en la zona de operación cuando las fallas se simulan a porcentajes menores al 50% de la línea que sale de la generación, indicando que el relevador que protege la línea manda una señal de disparo al interruptor para que dispare y libere la falla en zona I y en el caso del respaldo del generador también opere con un retardo de tiempo t_2 , adecuado para mantener la coordinación
- En los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso se emplearon diferentes tipos de curvas características tiempo-corriente, para mantener los márgenes de coordinación, buscando no incrementar la palanca de tiempo de los relevadores de respaldo, esta opción permitió obtener tiempos de operación que muestran una correcta protección primaria y protección de respaldo.

En general la herramienta computacional para la simulación de los relevadores de distancia y sobrecorriente para protección de líneas de transmisión y protección de respaldo del generador, funcionó de manera correcta para los casos de prueba desarrollados en el trabajo.

5.3 Trabajos Futuros

- Desarrollo de nuevos modelos de relevadores que consideren otros algoritmos de procesamiento de señales.
- Implementar en DSP's los algoritmos de funcionamiento de los relevadores digitales desarrollados en este trabajo.
- Desarrollar algoritmos de funcionamiento de los relevadores que protegen otros elementos del sistema.
- Tomar en cuenta el efecto de la resistencia de arco y resistencia de la tierra
- Considerar el efecto de una línea paralela en los relevadores de distancia de tierra

REFERENCIAS

- [1] Harjeet Singh Gill, “An algorithm for protecting power transformers”, Thesis of Master of Science in the Department of Electrical Engineering University of Saskatchewan, Canada, July 1997, pp185.
- [2] J. Gerardo Maturano Rodríguez, “Algoritmos para la protección del transformador de Potencia de la Central Termoeléctrica de Tula Hidalgo en base al microprocesador 8086”, Tesis para obtener el grado de maestría en ciencias, presentada en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME, 1993.
- [3] David Sebastián Baltazar. Apuntes de clase. Materia: “Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia”. Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, México, D.F
- [4] TEAM ARTECHE, “Manual de Usuario para la Protección Diferencial de Transformador”, relevador Team Artech, modelo H04Z1BUB04, Vizcaya, España, 2002.
- [5] Anderson Paul M. ”Power System Protection”, IEEE Press series on Power Engineering, 1999, pp. 1307
- [6] Lewis Blackburn, “Protective Relaying Principles and Applications”, 2ª edición, editorial Marcel Dekker, New York, EEUU, 1998, pp. 538.
- [7] Paithankar Y. G., “Transmission Network Protection”, Editorial Marcel Dekker, New York, EEUU, 1998, pp. 382
- [8] Horowitz Stanley H., Arun G. Phadke, “Power System Relaying”, Research Studies Press LTD, Somerset, England, 1992, pp. 281
- [9] Walter A. Elmore. “Protective Relaying Theory and Applications”, ABB. Editorial Marcel Dekker, New York, EEUU, 1994, pp 367.
- [10] Walter A.Elmore, “ABB Protective Relaying Theory and Applications”, Copyright 1994
- [11] P. Kundur, “Power System Stability on Control”, McGraw Hill, Copyright 1994
- [12] Rockefeller, G.D., “Fault Protection with a Digital Computer”, IEEE Trans., PAS-88 (4), April 1969, pp 438-461

- [13] Poncelet, R., “ The Use of Digital Computers for Network Protection”, CIGRÈ Paper No.32-08, August 1972
- [14] Westinghouse Electric Corp., “MDAR-the Firs Fully Digital, Micro-processor Based Transmission Line Relay”, Westinghouse Relay and Telocommunications Division, Product Bulletin B-986, Coral Springs, FL,1988
- [15] IEEE Tutorial Course, “Computer Relaying”, IEEE Course Text 79 EH0148-7-PWR, IEEE, New York, 1979
- [16] IEEE Committee Report, “Supplement to Recent Practices and Trend in Protective Relaying”, IEEE Trans., PAS-83, October 1964, pp 1064-1067
- [17] Rockefeller, G.D.,C.L. Wagner, J.R. Linders, K.L . Hicks, and D.T. Rizy, “ Adaptive Transmission Relaying Concepts for Improved Performance”, IEEE Trans, PWRD-3, October 1988, pp 1446-1458
- [18] Zocholl, S.E ., “Integrated Metering and Protective Relay Systems”, IEEE Trans. Industry Applications, 25(5), September/October 1989
- [19] Phadke, A.G., M. Ibrahim, and T Hilbka, “State Estimation with Phasor Measurements”, IEEE Trans., PAS-96(2), March/ April 1977, pp 635-646
- [20] Thorp, J.S., A.G Phadke, S.H. Horowitz, and M.M. Begovic, “ Some Applications of Phasor Measurements to Adaptive Protection”, IEEE Power Engineering Computer Applications Conference Montreal May 18-21,1987; also included in Protective Relaying for Power System II, Stanley H Horowitz, Ed. IEEE Press, 1992, pp77-84
- [21] Sachdev, M.S, Nagpal, M,Adu, T. “ Interactive Software for Evaluating and Teaching Digital Relaying Algorithms”, Power Systems Transactions, Febrero 1990.
- [22] Chul-Hwan Kim, Myung-Hee Lee, Aggarwal, R.K.,Johns, A.T. “ Educational Use of EMTP MODELS for the Study of a Distance Relaying Algorithm for Protecting Transmission Lines”, Power Systems Transaction, Febrero 2000.
- [23] Kravchuk, S.A. “Principles of Digital Relay Systems Design”, Microwave and Telecommunication Technology 2001.
- [24] Mozina, C, Young, M,Bailey, B.”Commissioning and Maintenance testing of Multifunction Digital Relays” Pulp and Paper Industry Technical Conference”, 2004, pp 182-191

- [25] Luo, X, Kezunovic, M, “A Novel Digital Relay Model Base on SIMULINK and its Validation Base don Expert System” Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005.
- [26] Mi Zeng-Qiang Zhao Hong-Shan “Hierarchical Hybrid Modelling and Simulation for Digital Protection System”, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Agosto 2005, pp 1-5.
- [27] Martinez Rodriguez J., “Curso Tutorial Principios y Aplicación de Relevadores Digitales”, IEEE Sección México 1996.
- [28] H. J. Altuve, Introducción a los Relevadores y Sistemas Digitales de Protección, Programa Doctoral de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, N.L., México, Noviembre de 1993
- [29] Horowitz S.H., Phadke A.G., “Power System Relaying”, Taunton, Somerset, England:Research Studies Press Ltd., John Wiley & Sons, 1992.
- [30] Mason, C.R “ The Art and Science of Protective Relaying”, John Wiley & Sons, New York 1956
- [31] J. Marcelino Santiago Jiménez, “Metodología para la coordinación y ajuste de protección de bancos de transformación”, Tesis para obtener el grado de maestría en ciencias, presentada en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, México, D.F., 2000.
- [32] Beckwit Electric Co.Inc., Generator Protection M-3425A, Integrated Protection System for Generators of All Sizes, Printed in USA 2004.
- [33] González Flores E., Tesis de Maestría, “Diseño e Implementación de un Algoritmo de Protección Diferencial para Transformadores de Potencia”. Junio 2005.
- [34] Larios Soto J., Tesis de Maestría, “Análisis de la Coordinación de Protecciones en las Centrales Eléctricas”. Septiembre de 1997.
- [35] “Relay Application School”, Basler Electric, Septiembre 2001
- [36] Arturo Conde Enríquez, “Fundamentación Teórica y Desarrollo de Algoritmos para un Relevador Adaptivo de Sobrecorriente”, Tesis de Maestría, San Nicolás de los Garza, N.L, Septiembre 2002

- [37] David Sebastián Baltasar, “Coordinación, Ajuste y Simulación de Protecciones de Distancia en Sistemas de Transmisión”, Tesis para obtener el grado de maestría en ciencias, presentada en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME, Septiembre 1993
- [38] Anderson P.M “Analysis of Faulted Power Systems”, IEEE Press, Piscataway, N.J 1995
- [39] Lewis, W.A and L.S Trippet “Fundamental Basis for Distance Relaying on tree-phase Systems”, IEEE Transaction, 66 pp 694-708
- [40] E.O Scheitzer, Daqing How, “Filtering for Protective Relays”, April 1993
- [41] John G Proakis, “Digital Signal Processing: Principles, Algorithms and Applications”, 1992
- [42] Steven W. Smith, “The Scientist and Engineer’s Guide to Digital Signal Processing”, April 1993
- [43] T.S Sidhu, “Computer-Based Protection: Recent Advances and Future Directions”, Power System Research Group University of Saskatchewan 1998
- [44] T.S Sidhu, M Hfuda, M.S Sachdev, “A Technique for Generating Computer Models of Microprocessor-Based Relays” 1997 Conference on Communication, Power and Computing
- [45] Oscar R. Amaya Zepeda, “Simulador interactivo para la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos industriales” Tesis de Maestría SEPI Esime Zacatenco, Noviembre 1997
- [46] Alfredo Castrejon Gómez,” Modelación, ajuste y coordinación de las protecciones de sobrecorriente en sistemas de transmisión”, Tesis de Maestría SEPI Esime Zacatenco, Julio 1998.
- [47] Daniel Álvarez Hernández, ”Protección adaptable de sobrecorriente en sistemas de transmisión”, Tesis de Maestría SEPI Esime Zacatenco, Septiembre 1998
- [48] Sandro G. Aquiles Pérez, “Aspectos topológicos aplicados a la coordinación de protecciones de sobrecorriente direccionales en sistemas eléctricos de potencia”, Tesis de Maestría SEPI Esime Zacatenco, Octubre 1998
- [49] David Sebastián Baltasar, “Protección adaptable de sistemas de transmisión: ajuste y

- coordinación de relevadores mediante sistemas expertos”, Tesis de Maestría, SEPI Esime Zacatenco, Noviembre 1999.
- [49] José M. Santiago Jiménez, “Metodología para la coordinación y ajuste de protección de bancos de transformadores”, Tesis de Maestría SEPI Esime Zacatenco, Febrero 2000.
- [50] Germán Rosas Ortiz, “Detección y clasificación de fallas en sistemas de transmisión empleando una red neuronal con retropropagación del error”, Tesis de Maestría SEPI Esime Zacatenco, Enero 2000
- [52] Fernando Gómez Cervantes, “Análisis de la coordinación de protecciones en centrales eléctricas”, Tesis de Maestría SEPI Esime Zacatenco, Diciembre 2006.

APENDICE A

A.1 ALGORITMOS DE PROGRAMACION DE LOS RELEVADORES DE DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE

A.1 Programa Relevador de distancia

```

%limpia;
clear; clc; clf;
%%%%%%%%%%%%
f0=60;
w0=2*pi*f0;
nmpc=48;
M=61;
fs=nmpc*f0;
inc=1/fs;
fc=200; % Frecuencia de corte para el filtro
col=6; %columnas del archivo, variables incluyendo el tiempo
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Z00=0.361826092E-03+0.120110932E-02*i; % Impedancia de secuencia cero
[ohm/m]
Z11=0.185500974E-04+0.376406930E-03*i; % Impedancia de secuencia positiva
[ohm/m]
Zona_1=80; % Porcentaje de la primer zona
dist_linea=(100)*1E3; %long de la linea en metros
Z0=Z00*dist_linea;
Z1=Z11*dist_linea;
Zajuste=Z11*80E3;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%% Adquicision de datos del PSCAD
y=leerPSCAD(col+1,'C:\Archivosdeprograma\PSCAD41\examples\tutorial\zmedidaf
inal.emt\art_nov_01.out') %La Primer columna contiene el tiempo
t=y(:,1);
t(1)=[];
y(:,1)=[]; % Borra la primer columna del arreglo y
%% Filtrado de los datos
y=filtro(fc,fs,col,y);
%% Calcula fasores
fas=MEC_21(y,inc,w0,col,M);
%% calcula las impedancias bifasicas Zab, Zbc y Zca
[Zbf]=calZbifas(fas);
%% Calcula las impedancias monofasicas: Zag, Zbg y Zcg
[Zmf,I0]=calZmf(fas,Z0,Z1);

%% Graficado de las variables %%%%%%%%%
% %%% grafica las muestras %%%

figure(1)
plot(real(Zmf(:,1)),imag(Zmf(:,2)),'*r');
h=axis;
title('Relevador de la Fase A a Tierra');
xlabel('R');
ylabel('X');

% %% Graficar el circulo
h1=grafCirc(Zajuste,h);

figure(2)
plot(real(Zmf(:,2)),imag(Zmf(:,2)),'*r');
h=axis;
title('Relevador de la Fase B a Tierra');
xlabel('R');
ylabel('X');

```

```

% %% Graficar el circulo
h1=grafCirc(Zajuste,h);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
figure(3)

plot(real(Zmf(:,3)),imag(Zmf(:,3)),'*r');
h=axis;
title('Relevador de la Fase C a Tierra');
xlabel('R');
ylabel('X');
% %% Graficar el circulo
h1=grafCirc(Zajuste,h);
% for k=1:3
figure(4)
% subplot(3,1,k)
plot(real(Zbf(:,1)),imag(Zbf(:,1)),'*r');
h=axis;
title('Relevador entre la Fase A a B');
xlabel('R');
ylabel('X');
% %% Graficar el circulo
h1=grafCirc(Zajuste,h);

figure(5)
% subplot(3,1,k)
plot(real(Zbf(:,2)),imag(Zbf(:,2)),'*r');
h=axis;
title('Relevador entre la Fase B a C');
xlabel('R');
ylabel('X');
% %% Graficar el circulo
h1=grafCirc(Zajuste,h);

figure(6)
% subplot(3,1,k)
plot(real(Zbf(:,3)),imag(Zbf(:,3)),'*r');
h=axis;
title('Relevador entre la Fase C a A');
xlabel('R');
ylabel('X');
% %% Graficar el circulo
h1=grafCirc(Zajuste,h);

% %%% Logica del Relé 21 %%%
for k=1:3
est_oper(:,k)=Rele_21(Zajuste,Zmf(:,k));
end
for k=1:3
est_oper_bf(:,k)=Rele_21(Zajuste,Zbf(:,k));
end

est_oper=[est_oper,est_oper_bf];
clear est_oper_bf;

% Grafica el estado del Relé 21
figure(3)
for k=1:6
subplot(6,1,k)
plot(t,est_oper(:,k),'r','LineWidth',2.5);
set(gca,'YTick',[0 1]);
grid on
end

```

Subrutina 1

```

function y=leerPSCAD(col,direccion)

fid = fopen(direccion);
y = fscanf(fid,'%g',[col inf]);
y = y';

```

```
fclose(fid);
```

Subrutina 2

```
%%% Filtro antialiasing -pasa bajos-%%%
function yfil=filtro(fc,fs,col,y) %% fc: frecuencia de corte en Hz, fs:
Frecuencia de muestreo, col: columnas del archivo, y: datos para filtrar
```

```
gf=4;
wc=fc/(1/2*fs); % Frecuencia de corte unificada
[a,b]=butter(gf,wc); %coeficientes del filtro
for ycol=1:col
    yfil(:,ycol)=filter(a,b,y(:,ycol));
end
```

Subrutina 3

```
function Vimag=MEC_21(yfil,inc,w0,variables,M)
[y_fil,y_col]=size(yfil);
%M muestras por ventana de analisis, debe ser impar y mayor que el numero
de muestras por ciclo
OA=3; %orden de la armonica maxima esperada

%%%%%%%%%%%% Formacion de la matriz A, en funcion del tamaño de la ventana y
de las componentes armonicas. %%%%
Mmed=M/2; % para formar la matriz A, lleva un orden por ej. si
M=11 (tamaño de la ventana) -5 -4 ... 0 1 2 .. 5 (6 es la mitad)
% de esta manera se llega al

M1=round(Mmed);
for f=1:M
    for arm=1:OA
        A(f,(2*arm-1)) = sin((f-M1)*w0*inc*arm);
        A(f,(2*arm)) = cos((f-M1)*w0*inc*arm);
    end
end

%%%%%%%%%%%% Agregar las columnas para CD a la matriz A
%%%%%%%%%%%%
[f,c]=size(A);
for f=1:M
    A(f,c+1)=1;
    A(f,c+2)=f-M1;
end

%%%%%%%%%%%%
AiL=pinv(A); % pseudo inversa A^-1L=[A']\A
% [Vp cos(Q) ; Vp sin(Q)]= AiL * [muestras;
xf=zeros(M,variables); % Dimenciona la ventana fantasma, y la llena de
ceros.
for ycol=1:variables
    for ii=1:(y_fil-1)
        for j=1:M-1 % Recorre los datos de la ventana
            fantasma, *recursiva*
            xf(j,ycol)=xf(j+1,ycol);
        end
        xf(M,ycol)=yfil(ii,ycol); % Agrega el dato
        *ii* del vector *y* (vector con valores "maximos"), al final de xf
        Vimag(ii,ycol)=AiL(1,:)*xf(:,ycol)+AiL(2,:)*xf(:,ycol)*i;
        % fasor calculado "Vp = real + imaginario *j"
        % mag(ii,ycol)=abs(Vimag(ii,ycol));
        % magnitud del fasor
        % fase(ii,ycol)=rad2deg(angle(Vimag(ii,ycol))); %
        Angulo en grados del fasor
    end
end

%fasores=[,mag,fase];
```

Subrutina 4

```
function [Z]=calZbifas(fas)

[fil,col]=size(fas);
for k=2:fil
Z(k,1)=(fas(k,1)-fas(k,2))/(fas(k,4)-fas(k,5)); %Zab
Z(k,2)=(fas(k,2)-fas(k,3))/(fas(k,5)-fas(k,6)); %Zbc
Z(k,3)=(fas(k,3)-fas(k,1))/(fas(k,6)-fas(k,4)); %Zca
end
```

Subrutina 5

```
function [Z,I0]=calZmf(fas,Z0,Z1)

m=(Z0-Z1)/Z1;
[fil,col]=size(fas);
for k=2:fil
I0(k,1)=(fas(k,4)+fas(k,5)+fas(k,6))/3;
Z(k,1)=fas(k,1)/(fas(k,4)+(m*I0(k,1))); %Zag
Z(k,2)=fas(k,2)/(fas(k,5)+(m*I0(k,1))); %Zbg
Z(k,3)=fas(k,3)/(fas(k,6)+(m*I0(k,1))); %Zcg
End
```

Subrutina 6

```
function h=grafCirc(Za)
incr=0.01;
Tl=1.5; %Tamaño de linea
ejeZ=100; %Incremento para mejor visualización

dx=real(Za)/2; %obtiene el desplazamiento del circulo en el eje x
dy=imag(Za)/2; %obtiene el desplazamiento del circulo en el eje y

r=abs(Za/2);

x=-r:incr:r+incr; x=x';
y=abs(sqrt(r.^2-x.^2)); % se obtienen los valor absolutos para omitir los
complejos

[fil,c]=size(x);

for ii=1:fil;
x(ii,1)=x(ii,1)+dx;
y(ii,1)=y(ii,1)+dy;
yn(ii,1)=-y(ii,1)+2*dy; %se crea una imagen espejo de y, y se deslaza
hacia arriba para formar el circulo
end

hold on
plot(x,y,'g',x,yn,'g','LineWidth',Tl);

plus=25;
pluss=4;
xmax=real(Za)/2+r+plus;
ymax=imag(Za)/2+r+plus;
xmin=real(Za)/2-r-pluss;
ymin=imag(Za)/2-r-pluss;
h=[xmin xmax ymin ymax];
grid on
axis(h) %modifica los ejes de visualización para la grafica
%% dibuja los ejes
ex=[0,r+ejeZ];
ey=[0,0];
line(ex,ey,'LineWidth',Tl); %Linea para el eje x
line(ey,ex,'LineWidth',Tl); %Linea para el eje y
line([0 real(Za)],[0,imag(Za)], 'Color','r','LineWidth',1)
hold on
```

Subrutina 7

```
function est_oper=Rele_21(Za,Zmed)

[fil,c]=size(Zmed);

dR=real(Za)/2; %obtiene el desplazamiento del circulo en el eje R
dX=imag(Za)/2; %obtiene el desplazamiento del circulo en el eje X

% El termino en radio implica los valores finales que se comparan para
% tomar la decision de disparo
Zar=abs(Za)/2; %Z de ajuste en radio

%%%%Zm=Zd+Zmr; Zmr=Zm-Zd

for ii=2:fil
    con=0;
    ff1=0;
    ncomp=288;
    %Si Zmr < Zar ==> dispara
    Zmr_R(ii,1)=real(Zmed(ii,1))-dR;
    Zmr_X(ii,1)=imag(Zmed(ii,1))-dX;
    Zmr(ii,1)=abs(Zmr_R(ii,1)+Zmr_X(ii,1)*i); %Z medida en radio

    if (Zmr(ii,1) <= Zar )
        est_oper(ii,1)=1;
    else
        est_oper(ii,1)=0;
    end

    % if est_oper(ii,1)==1 & ff1=0;
    %     est_oper(ii,1)=0;
    %     con=con+1;
    %     if
    %         con==ncomp;
    %         ff1=1;
    %     end
    % end
end
```

A.2 Relevador de sobrecorriente

```
limpia;
clc;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
f0=60;
w0=2*pi*f0;
nmpc=48;
M=101;
fs=nmpc*f0;
inc=1/fs;
fc=200; % Frecuencia de corte para el filtro
col=3; %columnas del archivo, variables incluyendo el tiempo

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%% Adquicision de datos del PSCAD
y=leerPSCAD_sobrecorriente(col+1,'C:\SISTEMA_PRUEBA_B9_b.emt\noname_01.out'
); %La Primer columna contiene el tiempo
%y=leerPSCAD_sobrecorriente(col+1,'D:\Unidad C\zmedida.emt\noname_01.out');
t=y(:,1);
t(1)=[];
y(:,1)=[]; % Borra la primer columna del arreglo y

% IA_RMS=y(:,4);
```

```
% IA_RMS(1)=[];
% y(:,4)=[];
%
% IB=y(:,4);
% IB_RMS(1)=[];
% y(:,4)=[];
%
%
% IC_RMS=y(:,4);
% IC_RMS(1)=[];
% y(:,4)=[];

% RELE_51A=y(:,5);
% RELE_51A(1)=[];
% y(:,5)=[];
%
% RELE_51B=y(:,3);
% RELE_51B(1)=[];
% y(:,3)=[];
%
%
% RELE_51C=y(:,1);
% RELE_51C(1)=[];
% y(:,1)=[];

% %% Filtrado de los datos
%
% y=filtro(fc,fs,col,y);
%
%
% % Calcula fasores
[Vimag]=MEC(y,inc,w0,col,M);
%

% %%Separacion de los valores de Ia,Ib,Ic parte real e imaginaria
%
Ia_real_imag=Vimag(:,3);
Ib_real_imag=Vimag(:,2);
Ic_real_imag=Vimag(:,1);
%
% %%Separacion en valores RMS de Ia,Ib e Ic
%
% Ia_rms=mag(:,3)/sqrt(2);
% Ib_rms=mag(:,2)/sqrt(2);
% Ic_rms=mag(:,1)/sqrt(2);

Ia_rms=abs(Ia_real_imag)/sqrt(2);
Ib_rms=abs(Ib_real_imag)/sqrt(2);
Ic_rms=abs(Ic_real_imag)/sqrt(2);
%
%
%
figure(1)
plot(t,Ia_rms,'r')
hold on
plot(t,Ib_rms,'g')
hold on
plot(t,Ic_rms,'b')

% Calculo de Ie
[Ie]=IE(Ia_real_imag,Ib_real_imag,Ic_real_imag);
Ie=Ie';
%IE=IE';

% Logica Rele 51
[sal_a,t_Ra]=RELE_51L_1511(Ia_rms);
t_Ra
```

```
figure(2)
subplot(4,1,1)
plot(t,sal_a,'-r')
hold on
% plot(t,RELE_51A,'-r')
% grid on
title('RELE FASE A')

[sal_b,t_Rb]=RELE_51L_1511(Ib_rms);
t_Rb
% figure(2)
subplot(4,1,2)
plot(t,sal_b,'-r')
hold on
% plot(t,RELE_51B,'-r')
% grid on
title('RELE FASE B')

[sal_c,t_Rc]=RELE_51L_1511(Ic_rms);
t_Rc
subplot(4,1,3)
%figure(3)
plot(t,sal_c,'r')
hold on
% plot(t,RELE_51C,'-r')
% grid on
title('RELE FASE C')

%figure(4)
[I_resi,t_Rres]=RELE_IE_1511(Ie);
t_Rres
subplot(4,1,4)
plot(t,I_resi,'-r')
hold on
title('RELE RESIDUAL')
```

Subrutina 1

```
function y=leerPSCAD_sobrecorriente(col,direccion)

fid = fopen(direccion);
y = fscanf(fid,'%g',[col inf]);
y = y';
fclose(fid);
```

Subrutina 2

```
%%% Filtro antialiasing -pasa bajos-%%%
```

```
%y=filtro(fc,fs,col,y);
```

```
function yfil=filtro(fc,fs,col,y) %% fc: frecuencia de corte en Hz, fs:
Frecuencia de muestreo, col: columnas del archivo, y: datos para filtrar
```

```
gf=4;
wc=fc/(1/2*fs); % Frecuencia de corte unificada
[a,b]=butter(gf,wc); %coeficientes del filtro
for ycol=1:col
    yfil(:,ycol)=filter(a,b,y(:,ycol));
end
```

Subrutina 3

```
function [Vimag]=MEC(yfil,inc,w0,variables,M)
[y_fil,y_col]=size(yfil);

%M muestras por ventana de analisis, debe ser impar y mayor que el numero
de muestras por ciclo
OA=3; %orden de la armonica maxima esperada

%%%%%%%%%%%% Formacion de la matriz A, en funcion del tamaño de la ventana y
de las componentes armonicas. %%%%
Mmed=M/2; % para formar la matriz A, lleva un orden por ej. si
M=11 (tamaño de la ventana) -5 -4 ... 0 1 2 .. 5 (6 es la mitad)
% de esta manera se llega al
M1=round(Mmed);
for f=1:M
    for arm=1:OA
        A(f,(2*arm-1)) = sin((f-M1)*w0*inc*arm);
        A(f,(2*arm)) = cos((f-M1)*w0*inc*arm);
    end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Agregar las columnas para CD a la matriz A
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[f,c]=size(A);
for f=1:M
    A(f,c+1)=1;
    A(f,c+2)=f-M1;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
AiL=pinv(A); % pseudo inversa  $A^{-1}L=[A']^T[A]$ 
% [Vp cos(Q) ; Vp sin(Q)]= AiL * [muestras;
xf=zeros(M,variables); % Dimenciona la ventana fantasma, y la llena de
ceros.
for ycol=1:variables
    for ii=1:(y_fil-1)
        for j=1:M-1 % Recorre los datos de la ventana
            fantasma, *recursiva*
            xf(j,ycol)=xf(j+1,ycol);
        end
        xf(M,ycol)=yfil(ii,ycol); % Agrega el dato
        *ii* del vector *y* (vector con valores "maximos"), al final de xf
        Vimag(ii,ycol)=AiL(1,:)*xf(:,ycol)+AiL(2,:)*xf(:,ycol)*i;
% fasor calculado "Vp = real + imaginario *j"
% mag(ii,ycol)=abs(Vimag(ii,ycol));
% magnitud del fasor
% fase(ii,ycol)=rad2deg(angle(Vimag(ii,ycol))); %
Angulo en grados del fasor
    end
end

%fasores=[,mag,fase];
```

Subrutina 4

```
function [Ie]=IE(Ia,Ib,Ic)

[fil,col]=size(Ia);
for k=2:fil

    IE(k)=Ia(k)+Ib(k)+Ic(k);
    Ie(k)=abs(IE(k));
```


end

Subrutina 5

```
function [salida,t_disp]=RELE_51L_1511(I)

[fil,col]=size(I);
nmpc=48;
tol=.01;
ncomp=6; %numero de comparaciones para asegurar que la falla persiste
A=0.0521; B=0.113; k=0; p=0.02;

a=0;
Itap=0.13;
tp=0.4;
b=0;
b_1=0;
b_2=0;
b_3=0;
b_4=0;
b_5=0;%bandera
m_disp=inf; %momento de disparo

for i=2:fil

    if (abs(I(i)-I(i-1)) <= tol) && (I(i)>(2*Itap)) && b_3==0
        a=a+1;
        b=b+1;
        if (b==48) %% asegura que la medicion es esta dentro de un margen
            durante al menos 24 muestras
                b_2=1;
                b_3=1;
            end

        end

        if (b_1==0) && (b_2==1)
            t_disp=tp*((A/((I(i)/Itap)^p-1))+B)+k;
            b_1=1;
            m_disp=round(t_disp*60*nmpc)-60; %redondear el momento de
            disparo , el 60 es 1.25 veces nmpc
        end

        m_disp=m_disp-1;

        if(m_disp==0) || b_4==1
            b_4=1;
            if (b_4==1) && 1
                salida(i)=1;
            end
            else salida(i)=0;
        end

    end

    if a==0;
        t_disp=0.0;
    end
```

Subrutina 6

```

function [salida,t_disp]=RELE_IE_1511(I)
[fil,col]=size(I);
nmpc=48;
tol=.01;
ncomp=6;    %numero de comparaciones para asegurar que la falla
persiste
A=0.0521; B=0.113; k=0; p=0.02;

a=0;
Itap=0.13;
tp=0.4;
b=0;
b_1=0;
b_2=0;
b_3=0;
b_4=0;
b_5=0;%bandera
m_disp=inf;    %momento de disparo

for i=2:fil
    if ( abs(I(i)-I(i-1) ) <= tol )&& (I(i)>(0.5*Itap)) && b_3==0
        a=a+1;
        b=b+1;
        if (b==48)    %% asegura que la medicion es esta dentro de un
margen durante al menos 24 muestras
            b_2=1;
            b_3=1;
        end
    end

    if (b_1==0) && (b_2==1)
        t_disp=tp*((A/((I(i)/Itap)^p-1))+B)+k;
        b_1=1;
        m_disp=round(t_disp*60*nmpc)-60;    %redondear el
momento de disparo , el 60 es 1.25 veces nmpc
    end

    m_disp=m_disp-1;

    if(m_disp==0) || b_4==1
        b_4=1;
        if (b_4==1) && 1
            salida(i)=1;
        end
    else salida(i)=0;
    end
end

if a==0
    t_disp=0.0;
end

```