



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Propuesta de Prácticas con Relevadores Digitales para el Laboratorio
de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO - ELECTRÓNICO

PRESENTAN: **Baez Nava Beatriz Adriana.
Gutiérrez Herrera David.
Ibarra Pineda Marco Antonio.**

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Nancy Jacqueline Pacheco Martínez



Ciudad Universitaria, México D. F. 2007

AGRADECIMIENTOS

“El Universo conspira, para que cuando desees algo con todas las fuerzas de tu ser se haga realidad”

Gracias Dios y San Judas Tadeo por darme el valor, energía, salud y la fuerza; que día a día me acompañan, para avanzar un paso y lograr mis sueños.

A mi mama Margarita Nava Maya por su amor y apoyo inmenso, a todos mis profesores, a la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme toda una riqueza llena de conocimientos. A la Ingeniera Nancy Jacqueline Pacheco Martínez por su apoyo en este trabajo.

GRACIAS

ÍNDICE

Índice de figuras	VII
Índice de tablas	IX
Lista de acrónimos	X
INTRODUCCIÓN	XI
CAPITULO 1. INGENIERÍA DE PROTECCIONES	1
1.1 Propósitos de la ingeniería de protecciones	2
1.1.1 Requerimientos que deben satisfacer los relevadores y sistemas de protección	2
1.2 Fundamentos de la ingeniería de protecciones	3
1.2.1 Sistema eléctrico de potencia	3
1.2.2 Fallas en los sistemas de potencia eléctrica y en sus elementos	4
1.2.3 Sistema de protección	5
1.2.4 Zonas de protección	6
1.2.5 Protección primaria y protección de respaldo	7
1.2.6 Principio básico de operación del sistema de protección	7
1.3 Principios de operación y características constructivas de los relevadores	7
1.3.1 El relevador de protección	7
1.3.2 Clasificación de los relevadores	8
1.3.3 Principales tipos de relevadores electromecánicos	8
1.3.4 Relevadores estáticos	10
1.3.4.1 Bases del desarrollo del relevador estático	10
1.3.4.2 Componentes básicos de los relevadores estáticos	11
1.3.4.2.1 Componentes semiconductores	11
1.3.4.2.2 Circuitos lógicos	13
1.3.4.2.3 Circuitos de allanamiento	16
1.3.4.2.4 Regulador de tensión	16
1.3.4.2.5 Generadores de onda cuadrada	17
1.3.4.2.6 Detectores de nivel	17
1.3.4.2.7 Dispositivos de integración	18
1.3.4.2.8 Circuitos de muestreo	18
1.3.4.3 Comparadores estáticos	18

1.3.4.3.1	Comparador de amplitud.....	19
1.3.4.3.2	Comparador de fase.....	19
1.3.4.4	Elementos básicos de un relevador estático.....	20
1.3.4.4.1	Elemento de entrada	20
1.3.4.4.2	Elemento de medición.....	20
1.3.4.4.3	Elemento de salida.....	20
1.3.4.4.4	Elemento de alimentación.....	21
CAPITULO 2. PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		22
2.1	Generalidades.....	23
2.1.1	Tipos de relevadores de distancia.....	23
2.1.1.1	Relevador de impedancia (Z).....	25
2.1.1.2	Unidad direccional.....	28
2.1.1.3	Relevador de reactancia.....	29
2.1.1.3	Relevador de admitancia (mho).....	30
2.1.2	Zonas de protección de los relevadores de distancia.....	31
2.2	Ajustes de un relevador de distancia.....	33
2.2.1	Alcance y tiempo de operación del relevador de distancia.....	33
2.2.2	El efecto “infeed”.....	35
2.2.3	Elemento de Compensación residual.....	37
2.2.4	Verificación de carga máxima	38
2.2.5	Cobertura real del relevador de distancia	39
2.3	Procedimientos para obtener los ajustes básicos en un relevador de distancia...	40
2.3.1	Procedimiento 1.....	40
2.3.2	Procedimiento 2.....	43
2.3.3	Procedimiento 3.....	49
CAPITULO 3. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR DIGITAL DE DISTANCIA		52
3.1	El relevador digital de distancia.....	53
3.2	Componentes de un relevador digital.....	53
3.2.1	Interfaz de entradas analógicas.....	56
3.2.1.1	Transformadores de acoplamiento.....	56
3.2.1.2	Filtro paso bajas.....	57
3.2.1.3	Circuitos de muestreo y retención.....	58

3.2.1.4	Temporizador de muestreo.....	59
3.2.1.5	Multiplexor.....	59
3.2.1.6	Amplificador de ganancia programable.....	60
3.2.1.7	Convertidor analógico digital.....	60
3.2.2	Circuito de procesamiento central.....	61
3.2.3	Puertos de comunicación y generador de “baud rate”.....	61
3.2.4	Panel.....	61
3.2.5	Entradas lógicas.....	62
3.2.6	Salidas lógicas	63
3.3	Funcionamiento del algoritmo de un relevador de componentes microprocesados	65
3.3.1	Algoritmos para localizar fallas.....	67
3.3.1.1	Algoritmo de las dos terminales.....	68
3.3.1.2	Algoritmo de Takagi.....	70
CAPITULO 4	FUNCIONAMIENTO Y LÓGICA DE OPERACIÓN DEL	75
	RELEVADOR MULTIFUNCIÓN SEL 121F	
4.1	Principio básico de funcionamiento del relevador digital de distancia SEL-121	76
4.1.1	Comparación de ángulo de fase.....	76
4.1.2	Características de operación del relevador SEL-121F.....	78
4.1.3	Circuito de polarización.....	81
4.1.4	Esquema de funcionalidad simultanea	82
4.2	Relevador SEL-121F.....	83
4.2.1	Funciones del relevador.....	83
4.2.2	Elementos del relevador.....	84
4.3	Lógica del relevador SEL-121F.....	86
4.3.1	Elementos de entrada y salida del relevador digital.....	87
4.3.1.1	Elementos de entrada	88
4.3.1.2	Elementos de salida.....	89
4.3.2	Elementos lógicos del relevador.....	90
4.3.2.1	Elementos internos del relevador.....	90
4.3.2.2	Elementos externos (periféricos).....	91
4.3.3	Lógica intermedia.....	92
4.3.3.1	Palabra del Relevador (Relay Word).....	92

4.3.3.2 Las mascararas.....	93
4.4 Diagramas lógicos del relevador y programación del SEL-121F.....	95
4.4.1 Principios de la programación del relevador.....	98
4.4.1.1 Protección de distancia de fase a tierra Zona 1,2 y 3.....	99
4.4.1.2 Protección de fase a fase de la zona 1, 2 y 3.....	100
4.4.1.3 Protección trifásica zona 1, 2 y 3.....	101
CAPITULO 5 PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN Y AJUSTES DEL RELEVADOR MULTIFUNCIÓN SEL-121F	104
5.1 Protocolo de comunicaciones.....	105
5.1.1 Características de los comandos.....	106
5.1.2 Descripción de comandos.....	108
5.2 Ajustes del relevador (comando Showset).....	110
5.3 Aplicación del relevador SEL-121F para la protección de una línea de 230KV	115
5.3.1 Visión general del plan de protección.....	115
5.3.2 Datos del sistema.....	116
5.3.3 Ajustes del relevador.....	116
5.3.3.1 identificador de zonas de alcance.....	116
5.3.3.2 Parámetros de línea (R1, X1, R0, X0 y longitud de la línea).....	117
5.3.3.3 Selección de la relación de transformación de los TC's y TP's.....	117
5.3.3.4 Ángulo de par máximo (MTA).....	118
5.3.3.5 Tiempo muerto del recierre y reposición del cierre (79OI y 79RS).....	118
5.3.3.6 Ajustes de supervisión del cierre (PSVC, 27VLO, 59VHI, 25DV, SYNCP, 25T, VCT).....	118
5.3.3.6.1 Función para la verificación de tensión.....	119
5.3.3.6.2 Función verificación de sincronismo.....	119
5.3.3.7 Salida programable A1, tiempo de retardo del Pickup y ajuste predeterminado Dropout (A1TP, A1TD).....	121
5.3.3.8 Ajuste de la Zona 1 (Z1%).....	121
5.3.3.9 Ajuste de la Zona 2 (Z2%).....	122
5.3.3.10 Ajuste de la zona 3 (Z3%).....	122
5.3.3.11 Retardos de tiempo de la zona 2 de fase y tierra (Z2DP, Z2DG).....	123
5.3.3.12 Retardo de tiempo de la zona 3 de fase y tierra (Z3D).....	123
5.3.3.13 Duración del temporizador de Disparo (Trip) (TDUR).....	123

5.3.3.14 Ajuste del elemento de sobre corriente residual y de fase (50NG).....	123
5.3.3.15 Elemento de sobre corriente de ajuste bajo (50P).....	124
5.3.3.16 Elemento de sobre corriente de ajuste alto (50H).....	124
5.3.3.17 Elementos de tiempo-sobre corriente residual (51NP, 51NC, 51NTD, 51NTC).....	124
5.3.3.18 Elemento 67NP de sobre corriente residual (67NP, 67NTC).....	125
5.3.3.19 Prueba de localización de falla.....	126
CAPITULO 6 IMPLEMENETACIÓN PRÁCTICA PARA LA PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN VALLE DE MÉXICO (VAE)-LA MANGA (LMG) Y MEZCALA (MZC) –MOCTEZUMA (MCT) CON EL RELEVADOR DÍGITAL SEL 121F	129
6.1 Implementación práctica para la protección de la línea de transmisión Valle de México (VAE) – La Manga (LMG) Y MEZCALA (MZC) - MOCTEZUMA (MCT)	130
6.2 Aplicación del relevador SEL 121F para proteger la Línea de Transmisión Valle de México – La Manga	131
6.2.1 Objetivo.....	132
6.2.2 Conceptos Básicos.....	132
6.2.3 Principio de Funcionamiento.....	132
6.3 Características externas y propiedades del Sistema	134
6.3.1 Ajuste de las Zonas de Protección.....	134
6.3.2 Alcances de las Zonas 1, 2 y 3.....	136
6.3.3 Retardos para las Zonas de operación.....	137
6.4 Ajustes Lógicos	140
6.4.1 Circuito de Prueba y diagrama de conexiones.....	146
6.4.2 Recursos de la prueba.....	148
6.5 Ejecución de la Prueba, Análisis y Comentarios acerca del Reporte de Eventos	148
6.5.1 Reporte de Eventos.....	151
6.5.2 Interpretación de Resultados.....	152
6.6 Aplicación del relevador SEL 121F para proteger la Línea de Transmisión Los Amates (AMT) - Moctezuma (MCT).	154
6.6.1 Objetivo.....	154
6.6.2 Conceptos básicos.....	154
6.7 Características Externas y Propiedades del Sistema	156

6.7.1 Ajustes de las zonas de protección.....	157
6.7.2 Alcances de las zonas de protección.....	158
6.7.3 Retardos para las zonas de protección.....	159
6.8 Ejecución de la prueba, Análisis y Comentarios acerca del Reporte de Eventos para una falla de dos fases a tierra.....	160
6.8.1 Ejecución de la prueba, Análisis y Comentarios acerca del Reporte de Eventos para una falla trifásica.....	162
Conclusión.....	165
Bibliografía.....	166

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Diagrama elemental de un sistema eléctrico de potencia	4
1.2	Fallas eléctricas	5
1.3	Sistema de potencia indicando las zonas de protección	7
1.4	Relevadores de armadura: a) tipo buzo, b) tipo de armadura articulada, c) tipo de rayo o haz balanceado, d) tipo polarizado de hierro móvil.	9
1.5	Relevadores de inducción: a) relevador de inducción del tipo de disco con polo sombreado b) relevador de inducción de disco del tipo wattorímetro; c) relevador de inducción del tipo de copa.	10
1.6	Símbolo de la unión PNP del diodo y su característica de rectificación	12
1.7	Símbolos de transistores y su equivalente electromecánico.	12
1.8	Curvas características de un transistor para diferentes corrientes de base.	13
1.9	Símbolo del tiristor y curva característica	13
1.10	a) Lógica positiva b) Lógica negativa	14
1.11	Diagrama de bloques de las operaciones básicas	15
1.12	Operaciones lógicas utilizando relevadores	16
1.13	Circuitos de acoplamiento: a) circuito LC b) circuito RC c) transformador en oposición	17
1.14	Diodo zener para regular la tensión del suministro de c.d	17

1.15	Multivibrador de carrera libre	18
1.16	Circuito detector de nivel.	18
1.17	Integrador de operaciones	18
1.18	Circuito de medición	19
1.19	Comparador de amplitud. Salida $\left \frac{S_2}{S_1} \right \leq K$.	20
1.20	Salida del comparador de fase cuando el ángulo θ se encuentra comprendido entre S_1 y S_2 y dentro de los límites β_1 y β_2 .	20
2.1	Fallas ocurridas en diferentes partes de un sistema eléctrico	23
2.2	Relevador con base en un comparador de amplitud	24
2.3	Comparación de fases en un plano complejo	25
2.4	Característica de operación de un relevador de impedancia utilizando un comparador de fases	27
2.5	La impedancia Z incide en la zona de operación del relevador	27
2.6	La impedancia Z fuera de la zona de operación del relevador	28
2.7	Zona de operación de un relevador direccional	29
2.8	Zona de operación de un relevador de reactancia	30
2.9	Característica de operación del relevador mho	31
2.10	Representación esquemática de una línea de transmisión, mostrando las zonas de protección de los relevadores de distancia	32
2.11	Diagrama $Z-t$ y $R-X$, para representar las características de operación del relevador de distancia	33
2.12	Zonas de protección del relevador de distancia para un sistema radial	35
2.13	Efecto de energización (infeed) sobre la protección de distancia	36
2.14	Sistema para análisis del efecto infeed	36
2.15	Verificación de la carga máxima para un relevador mho	38
2.16	Diagrama unifilar de la línea de transmisión de 120 KV	40
2.17	Diámetro del círculo mho para la primer zona	41
2.18	Característica mho de los ajustes de los relevadores	42
2.19	Diagrama de impedancias para el procedimiento 2	43
2.20	Contribución de corrientes de falla para el procedimiento 2	43
2.21	Alcance del relevador de distancia para el procedimiento 2	47
2.22	Diagrama unificar para el procedimiento 3	48
2.23	Redes de secuencia para el procedimiento 3	48
3.1	Diagrama de bloques de un relevador de elementos microprocesados	53

3.2	Transformadores de acoplamiento	54
3.3	Filtro paso bajas tipo Butterworth	55
3.4	Circuito “simple y Permanente” (hold)	56
3.5	Multivibrador estable	57
3.6	Amplificador de muestreo típico	58
3.7	Convertidor A/D de aproximación sucesiva	58
3.8	Diagrama de bloques de un microprocesador	59
3.9	Encendido de leds a través de un puerto	60
3.10	Acondicionamiento de entradas	61
3.11	Entradas lógicas	62
3.12	Circuito de muestreo y retención	63
3.13	Interrelación de valores muestreados con el plano cartesiano	64
3.14	Estructura del programa de un relevador digital	65
3.15	Diagrama unifilar y red de secuencia positiva de una línea de transmisión	66
3.16	Diagrama unifilar de una línea de transmisión con una falla monofásica	70
4.1	Comparador de cilindro de inducción	73
4.2	Cantidades que recibe el relevador digital	74
4.3	Característica de operación tipo mho del SEL-121F	76
4.4	Configuración del circuito de polarización	78
4.5	Esquema simultaneo	79
4.6	Diagrama de bloques de las funciones del relevador	88
4.7	Ejemplificación de la programación de las mascaras	92
4.8	Mascara de disparo incondicional	93
4.9	Diagrama de la lógica de disparo	94
5.1	Diagrama unifilar de un sistema de potencia de 230kV	110
5.2	Ventana del sincronizador	114
6.1	Diagrama unifilar de la línea a proteger VAE – LMG	130
6.2	Diagrama unifilar de la línea a proteger	132
6.3	Diagrama mho del relevador SEL 121F obtenido con el simulador ASPEN	141
6.4	Diagrama mho con sus respectivos disparos	143
6.5	Diagrama de conexiones	146
6.6	Diagrama unifilar de la línea a proteger	154

LISTADO DE TABLAS

TABLA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1	Prueba de localización de falla	125
2	Resultados	126
3	Comparación de tiempos con el simulador ASPEN y la plantilla ISA	136
4	Cuadro de Corrientes y Tensiones	145
5	Cuadro de Corrientes y Tensiones	149

Lista de Acrónimos

c.a	Corriente alterna
c.d	Corriente directa
V	Tensión
Y	Admitancia
R	Reactancia
Z	Impedancia
t	Tiempo de operación, en segundos
K	Contaste de compensación residual
M	Ajuste de multiplicador de tiempo
LC	Filtro inductor capacitor
RC	Filtro resistivo capacitor
I	Múltiplo de la corriente del tap o terminal
I_p	Múltiplo de la corriente del tap a la que ocurre la entrada en operación.
n	Índice numérico empírico
T	Par neto de operación
K_1	Constante de proporcionalidad
I	Magnitud eficaz de la corriente
K_2	Fuerza de retención que incluye la fricción
V	Magnitud eficaz de la tensión
K_3	Fuerza de retención debida al resorte de control.
I_{RS}	Corriente en el bus remoto
V_S	La tensión de fase a neutro. De pretalla, en el bus de referencia
I_S	Corriente de carga (pretalla) medida en el bus de referencia
Z_c	Impedancia característica
Z_1	Impedancia de secuencia positiva de la línea
Z_2	Impedancia de secuencia cero
Y_1	Admitancia capacitiva de secuencia positiva de la línea
gx	Constante de propagación
V_{IF}	La tensión de secuencia positiva en la falla.
V_{IS}, V_{IR}	La tensión de secuencia positiva en los buses local y remoto respecto a la falla.
I_{IS}, I_{IR}	Corrientes de secuencia positiva en las terminales local y remota hacia la falla.
Z_{1L}	Impedancia de secuencia positiva de la línea.

M	Distancia de la terminal de referencia a la falla, en P.U.
T'cs	Relación de transformación en los transformadores de corriente
T'ps	Relación de transformación en los transformadores de potencia

INTRODUCCIÓN

A medida que crece la demanda de potencia eléctrica, los sistemas de potencia se hacen más complejos y difíciles de administrar. Una propiedad esencial de cualquier sistema complejo es que debe continuar operando satisfactoriamente, aún cuando una parte del sistema esté sujeta a un disturbio fortuito.

La protección por relevadores juega un papel importante en el funcionamiento óptimo de un sistema eléctrico de potencia ya que está relacionado con los principios de diseño y operación del equipo que detecta condiciones anormales en el sistema eléctrico e inicia acciones correctivas tan pronto como sea posible para regresar al sistema de potencia a un estado normal. Esta debe ser diseñada, para dichas condiciones que puede ser un corto circuito, estados de sobre corriente, pérdida de sincronismo del sistema, perturbaciones atmosféricas etc.

El esquema de protección debe realizar las funciones siguientes:

- Diagnosticar correctamente el problema
- Responder rápidamente
- Perturbar lo menor posible al sistema de potencia

Para seguir estos lineamientos, se deben examinar todos los tipos de falla posibles ó condiciones anormales de operación que se puedan presentar en el sistema. Se debe analizar la posibilidad de que el esquema de protección falle en su operación y se requiera la función de protección de respaldo para actuar ante esta eventualidad.

Para satisfacer correctamente los requerimientos de un sistema de protección óptimo los relevadores como cualquier otra área de la electrónica ha sufrido una evolución, que favorece al diseño, la instalación y el mantenimiento del sistema de protección.

Los esquemas de protección típicos se conforman por componentes tales como: relevadores de sobre corriente, relevadores de distancia, relevadores auxiliares, relevadores de recierre. Todos ellos deben coordinarse para tener un esquema funcional lo cual significa tiempo y dinero en el diseño, desarrollo e instalación.

Los relevadores digitales ofrecen muchas ventajas sobre otros esquemas que emplean componentes discretos, en general ocupan menos espacio y el número de componentes es muy reducido. El diseño y el mantenimiento se simplifican y es menos costoso para implementarse.

El relevador digital puede sustituir a los relevadores electromecánicos en todas sus aplicaciones. Además proporciona información acerca del funcionamiento del sistema de potencia para implementar en tiempo real la protección necesaria, es decir se puede implementar un esquema de protección más flexible, reduciendo mantenimiento y costo de operación.

El relevador digital incluye esquemas lógicos de comunicación, lo que se reduce el costo de la comunicación ya que no se requiere módulos extras.

Así también ofrecen una lógica programable, que permite al usuario definir la operación del relevador y desarrollar nuevos esquemas de protección. El relevador digital también ofrece una gran variedad de esquemas de protección para sobre corriente instantáneo, retardo de tiempo, direccional, fallas de fase, fase a fase, fase a tierra, trifásicas y recierre para cada una de las fases.

Los relevadores digitales ofrecen muchas ventajas y beneficios sobre los relevadores electromecánicos:

Digital	Electromecánico o analógico
Multifunción	Una sola función
Libres de mantenimiento	Mantenimiento continuo
Comunicación integral	Sin comunicación
Lógica programable	Lógica fija, auxiliares, alambrado
Autodiagnóstico continuo	Diagnostico durante mantenimiento u operación incorrecta
Reporte de eventos	¿?

A lo largo de este trabajo se estudiarán los múltiples beneficios del relevador SEL 121F así como el funcionamiento y aplicación en casos reales para la protección de líneas.

CAPITULO 1 / INGENIERÍA DE PROTECCIONES



1.1 PROPÓSITOS DE LA INGENIERÍA DE PROTECCIONES

El sistema de protección en los sistemas eléctricos de potencia es parte importante para garantizar la calidad del servicio, para la aplicación de relevadores específicos y sus ajustes se requiere entender el funcionamiento del sistema de potencia, aplicar la experiencia y el ingenio del ingeniero en protecciones. Para entender su comportamiento puede ser suficiente la aplicación de la teoría básica para explicar el funcionamiento del sistema ante algunos fenómenos que se presentan como: el cálculo de corrientes y tensiones de cortocircuito, el funcionamiento de los relevadores y transductores, los efectos de las fallas y las sobre tensiones por maniobra en estado estable y transitorio.

Actualmente en la planeación y el diseño de los sistemas eléctricos, es necesario disminuir la probabilidad de falla, aunque no es económicamente factible, intentar proteger a los elementos del sistema contra todas las fallas, es posible tener un compromiso económico de los factores que influyen en el diseño y la operación satisfactoria del sistema de protección. La forma de mantener la continuidad del servicio es: reducir la posibilidad de la frecuencia de fallas, aislar mecánica y eléctricamente a los equipos y en la protección generalmente se emplea una combinación de estos métodos; además para proteger adecuadamente el equipo, se requieren diseños de esquemas de protección adecuados.

1.1.1 Requerimientos que deben satisfacer los relevadores y los sistemas de protección

Fiabilidad. Capacidad de operar correctamente cuando sea necesario (dependencia) y evitar la operación intempestiva (seguridad).

Velocidad. Es el tiempo entre la aparición de la perturbación y la actuación del relevador debe ser mínimo, tomando en cuenta que el aumentar la velocidad puede disminuir la fiabilidad.

Sensibilidad. El relevador debe ser lo suficientemente sensible como para operar en las situaciones de falla mínima que se puedan dar en la parte del sistema eléctrico que tenga encomendada.

Selectividad. La selectividad de un relevador de protección es la facultad para reconocer inequívocamente una falla dentro de la zona que tiene encomendada y posteriormente, disparar el/los interruptores necesarios para aislar la falla.

Facilidad de pruebas. Las protecciones deben tener incluidos elementos que faciliten y permitan las pruebas, así como las funciones de autodiagnóstico.

Modularidad. El diseño modular de las protecciones facilita la sustitución y reparación de elementos defectuosos ó averiados.

Simplicidad. La simplicidad (sencillez) de un sistema aumenta la fiabilidad, porque el número de elementos que puede fallar es menor.

Economía. Un sistema debe proporcionar la máxima protección al mínimo costo.

Flexibilidad. Capacidad de adaptación a las condiciones del sistema.

Mantenimiento. Debe ser mínimo.

1.2 FUNDAMENTOS DE LA INGENIERÍA DE PROTECCIONES

1.2.1 Sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia tiene la función de generar, transformar, transmitir y distribuir la energía eléctrica.

Un sistema eléctrico de potencia típico está formado por (ver Figura 1.1):

- Generadores.* Que producen potencia eléctrica a partir de la energía mecánica.
- Transformadores de potencia.* Elevan la tensión generada a un nivel económico para la transmisión, o bajan la tensión a un nivel apropiado para los centros de carga.
- Barras colectoras.* Su función es interconectar a todos los elementos que integran al sistema eléctrico.
- Líneas de transmisión.* Transportan la energía eléctrica de las plantas generadoras a los centros de consumo y también sirven para interconectar al sistema.
- Subestación reductora.* Reduce la tensión de transmisión a una tensión de utilización y se encuentra localizada cerca de los centros de consumo.
- Alimentador.* Su función es transportar la energía eléctrica de la subestación reductora al consumidor o cliente.

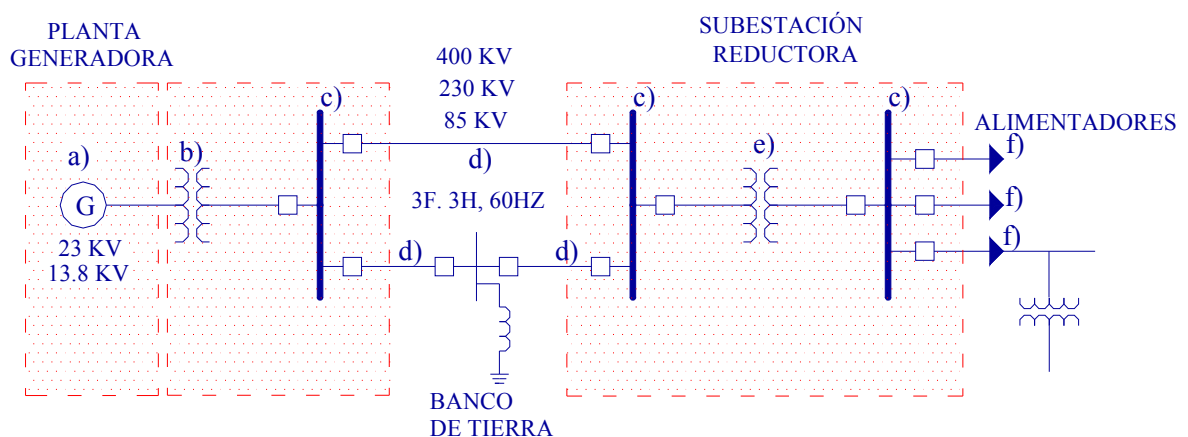


Figura 1.1 Diagrama elemental de un sistema eléctrico de potencia

1.2.2 Fallas en los sistemas eléctricos de potencia y en sus elementos

En condiciones de falla las instalaciones y los equipos deben soportar la perturbación que se presenta, pero solo por un tiempo limitado.

Dicho tiempo generalmente breve puede variar desde algunos milisegundos, hasta algunas horas, dependiendo del tipo de falla.

Las fallas que se pueden presentar dentro del sistema eléctrico y en sus elementos son:

Sobrecargas. Las sobrecargas (no necesariamente son fallas, solo si superan los tiempos límites) en las instalaciones eléctricas corresponde a la circulación de corriente por arriba de los valores de régimen permanente.

En estas condiciones el tiempo admisible de duración de esta condición es limitado y puede variar desde algunos segundos ó minutos, hasta algunas horas. Superando este tiempo la situación es de falla.

Sobre tensiones. Pueden ser de origen atmosférico (en instalaciones expuestas a estos efectos) ó de maniobra (por la apertura y/o cierre de interruptores).

Las instalaciones y equipo pueden soportar esta condición por su tiempo de duración (un periodo de algunos microsegundos o milisegundos)

Fallas de aislamiento. Cuando se presenta una falla de aislamiento, en un sistema aislado o con impedancia de tierra relativamente elevada, las tensiones en las fases sanas aumentan superando los valores normales.

En este caso el tiempo debe ser limitado, en función del factor de puesta a tierra, pudiendo variar desde algunos pocos segundos, para sistemas rígidamente puestos a tierra, hasta horas, para sistemas no rígidamente puestos a tierra ó aislados.

Cortocircuitos. Perturbación en un circuito eléctrico por la conexión directa entre conductores de distinta fase entre sí o a tierra, con la producción de una corriente de gran intensidad.

➤ Líneas

- Contorneo de un aislador
- Contacto de una rama con un árbol
- Descargas atmosféricas
- Rotura de un aislador
- Pérdida de la distancia mínima de flameo en el aislador por causa de la humedad, etc.

Tipos de cortocircuitos más comunes en las líneas eléctricas (figura 1.2).

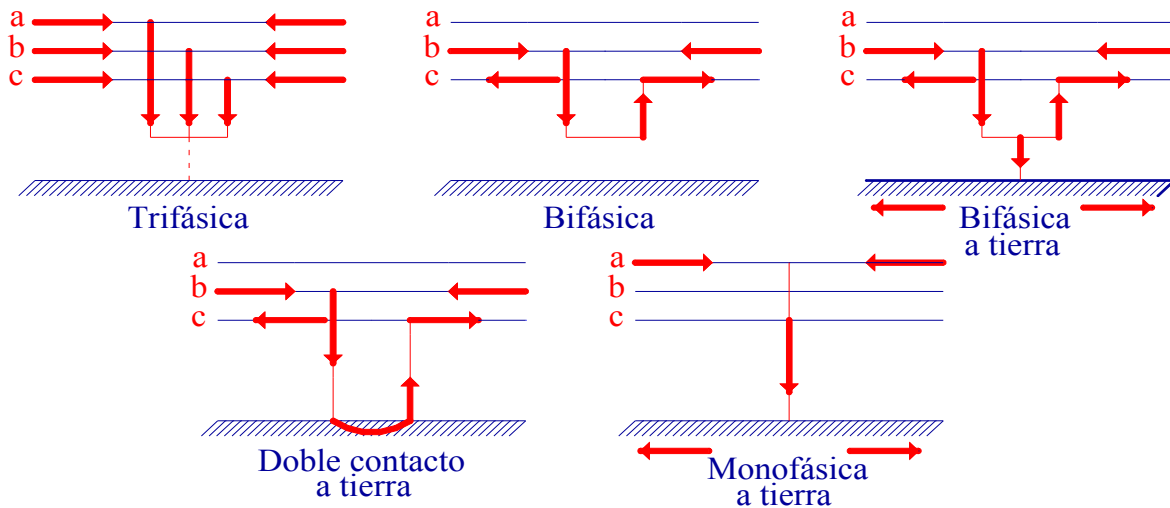


Figura 1.2 Fallas eléctricas

➤ Transformadores y Máquinas rotativas.

- Cortocircuitos en los devanados. Por fallo en los aislamientos
- Contactos accidentales a tierra

1.2.3 Sistema de protección

Sistema de protección: Es el conjunto de equipos necesarios para detectar, analizar y aislar una perturbación del sistema eléctrico de potencia, en el menor tiempo posible.

La función de estos sistemas es actuar sobre los interruptores para desconectar el equipo que produce la perturbación del sistema lo más rápido posible.

La rápida separación tiene un efecto doble:

- ✓ Minimizar los daños producidos por la falla en el elemento afectado haciendo que se acorten los tiempos de su reparación y puesta en servicio.
- ✓ Reduce la gravedad y la duración de la falla, de suministro de energía a las partes que no se encuentran en falla del sistema, permitiendo que éstas continúen en servicio normal.

El Sistema de protección está formado por relevadores de protección, los cuales son equipos que analizan los parámetros de la red para detectar perturbaciones en la misma y que actúan sobre los interruptores para proteger la red.

Los parámetros usuales que se emplean para detectar una situación de falla, son las corrientes y las tensiones que están presentes en la alimentación de los elementos a proteger o en las zonas donde se producen las perturbaciones.

La información necesaria para detectar la falla la recibe el relevador en forma de corrientes y tensiones a través de los transformadores de instrumento (Transformadores de Corriente TC y Transformadores de Potencial TP) instalados en los tramos de la instalación a proteger.

Los beneficios derivados de un buen sistema de protección son:

- Seguridad en la red eléctrica
- Estabilidad de la red eléctrica
- Disminución del tiempo y costo de reparación de los equipos al ser el daño menor.
- Disminución en la necesidad de equipos de reserva
- Mayor disponibilidad de los elementos ya que las protecciones desconectarán sólo los imprescindibles para aislar la falla.

1.2.4 Zonas de protección

La filosofía general para aplicar la protección con relevadores, es dividir el sistema eléctrico de potencia en zonas de protección que puedan ser protegidas, desconectando un mínimo de circuitos.

La figura 1.3 muestra un sistema eléctrico de potencia dividido en zonas de protección, que lo conforman.

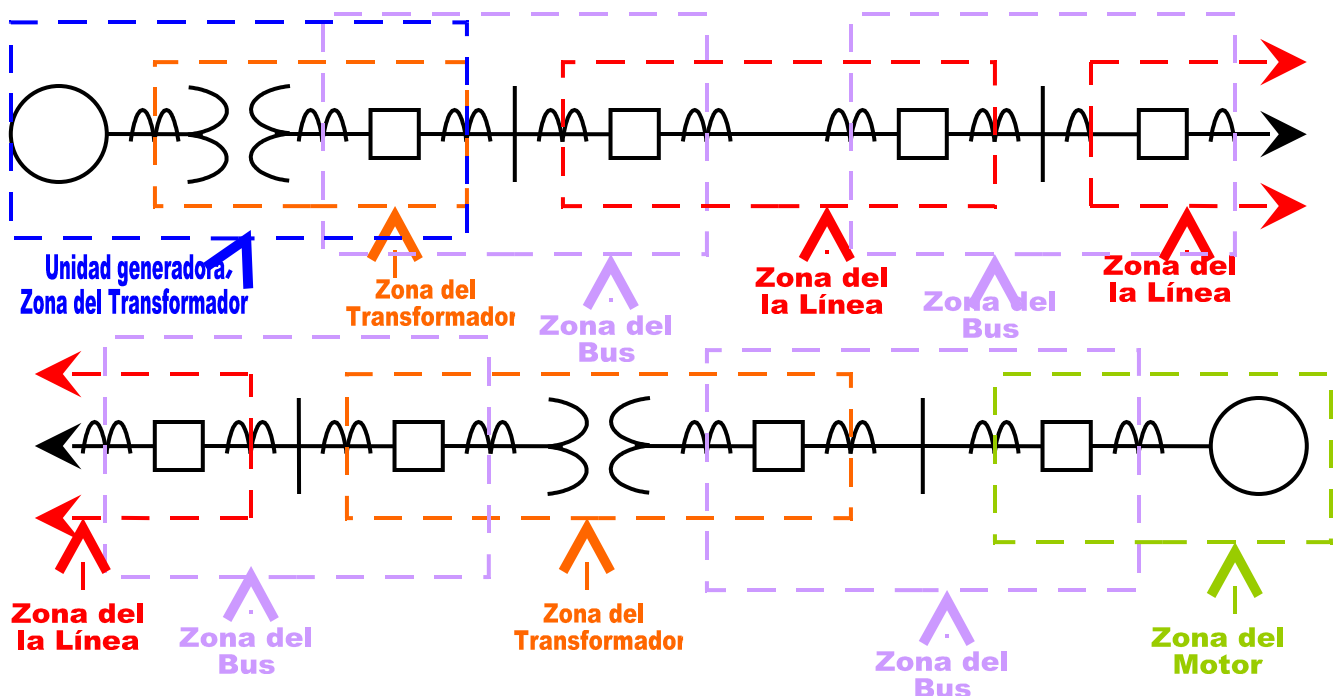


Figura 1.3 Sistema Eléctrico de Potencia indicando las zonas de protección

1.2.5 Protección primaria y protección de respaldo

Protección primaria: Es la protección principal de cada uno de los elementos de un sistema de potencia. Es la primera que actúa cuando ocurre una falla, librándola en el menor tiempo posible. Esta protección utiliza relevadores de alta velocidad que operan con un tiempo entre medio ciclo y tres ciclos.

Protección de respaldo: Actuará si la falla no ha sido aislada por la protección primaria en un tiempo prudente, pero desconectará partes del sistema que funcionen correctamente para aislar la zona. Siempre existe un tiempo de coordinación para estas protecciones.

1.2.6 Principio básico de operación del sistema de protección

El objetivo básico del sistema de protección es desconectar del sistema eléctrico de potencia al elemento en falla, tan rápido como sea posible, para que el resto del sistema continúe en servicio. Es importante señalar que el término “protección” no indica o implica que el equipo de protección puede prevenir los problemas. Los relevadores de protección sólo actúan después de que ocurre una falla. Entonces, el término “protección” no indica prevención, sino más bien, minimiza la duración del problema, daños y tiempo fuera de servicio del elemento o elementos del sistema involucrados.

En un esquema de protección, cada relevador realiza una función específica y responde en forma también específica a cierto tipo de cambio en la magnitud de los parámetros del circuito. Así por ejemplo un relevador puede operar cuando la corriente aumenta más allá de una cierta cantidad, mientras que otro puede comparar la corriente y la tensión cuando la relación V/I sea menor que un valor establecido. De modo semejante, pueden hacerse variar combinaciones de estas cantidades eléctricas según las necesidades de una determinada situación.

1.3 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN Y CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS RELEVADORES

1.3.1 El relevador de protección

Cuando se presentan condiciones anormales en un sistema eléctrico de potencia, la función principal de un relevador de protección es aislar por medio del control del interruptor asociado a la sección en que se presenta la falla, con el mínimo de interrupción del servicio. Por lo tanto, los relevadores deben ajustarse para detectar condiciones anormales y cerrar los circuitos del dispositivo de disparo.

1.3.2 Clasificación de los relevadores

Los relevadores de protección del tipo eléctrico pueden clasificarse de diversas maneras.

1. Atendiendo a la función que desempeñan en los esquemas de protección:
 - **Relevadores principales:** Son los elementos protectores que responden a cualquier cambio en la cantidad actuante.
 - **Relevadores auxiliares:** Son aquellos que están controlados por otros relevadores para efectuar alguna función auxiliar.
 - **Relevadores de señal:** son los que tienen por función registrar la operación de algún relevador mediante un indicador de bandera y, simultáneamente, pueden accionar el circuito de una alarma audible.
2. Atendiendo a la señal medida en la entrada del Relevador.
 - **Señal de entrada.** Cuya operación depende de la cantidad de corriente o de tensión que entra al relevador, y serán valoradas cada vez, a un ajuste determinado en este.
 - **Direccionales.** Cuya operación depende del ángulo entre la tensión y la corriente.
 - **Diferenciales.** Su operación depende de la diferencia entre dos señales, generalmente corrientes.
 - **De distancia.** Su operación depende de la relación del cociente entre la tensión y corriente.
 - **Frecuencia.** Su operación depende de la frecuencia.

4.3 Principales tipos de relevadores electromecánicos.

Hay dos tipos principales de relevadores electromagnéticos:

- a) **Tipo armadura.** Este tipo de relevadores trabajan bajo el principio; del flujo magnético que produce una fuerza electromagnética y el flujo magnético es producido por una cantidad de corriente. Algunos ejemplos de estos relevadores son: (ver figura 1.4).

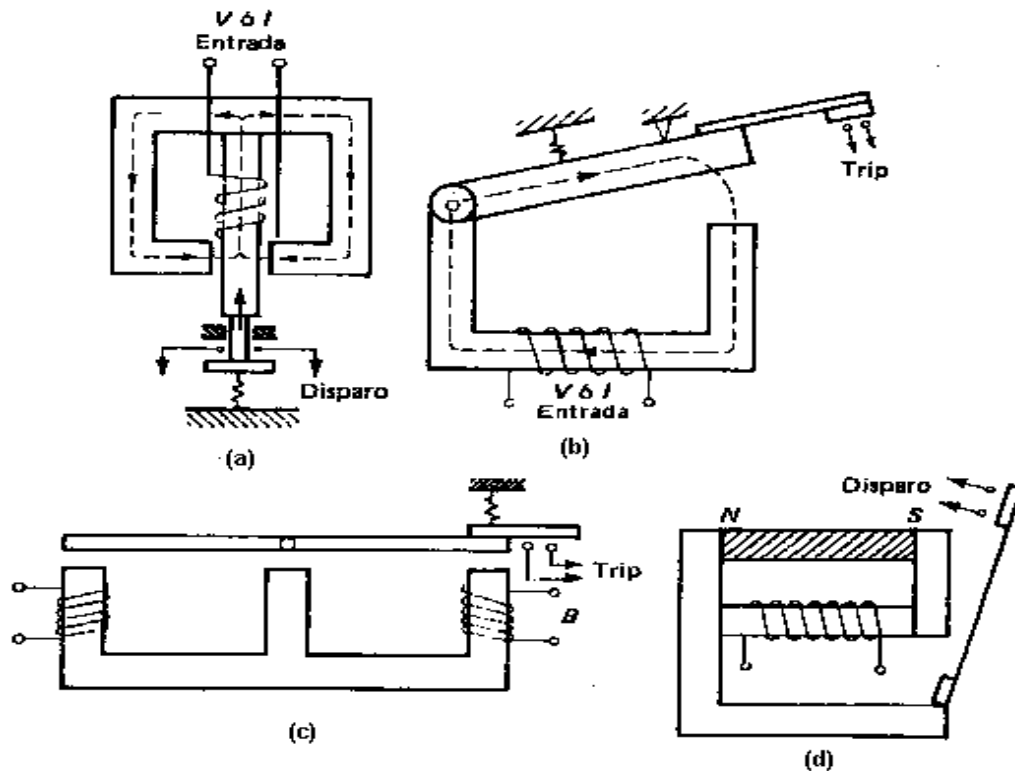


Figura 1.4 Relevadores de armadura: a) tipo buzo; b) tipo de armadura articulada; c) tipo de rayo o haz balanceado; d) tipo polarizado de hierro móvil.

- b) **Relevadores de inducción.** En estos relevadores se produce un par de torsión cuando el flujo alterno reacciona con la corriente inducida en el rotor por otro flujo alterno desplazado en tiempo y espacio, pero con la misma frecuencia. Los relevadores de inducción son usados cuando intervienen cantidades de c.a.

Es posible tener velocidad alta, baja o ajustable y se obtienen diversas formas de las curvas de operación para la relación tiempo/cantidad operante. Dependiendo del tipo de rotor, el relevador se conoce como de inducción de disco o de inducción de copa. (ver figura 1.5).

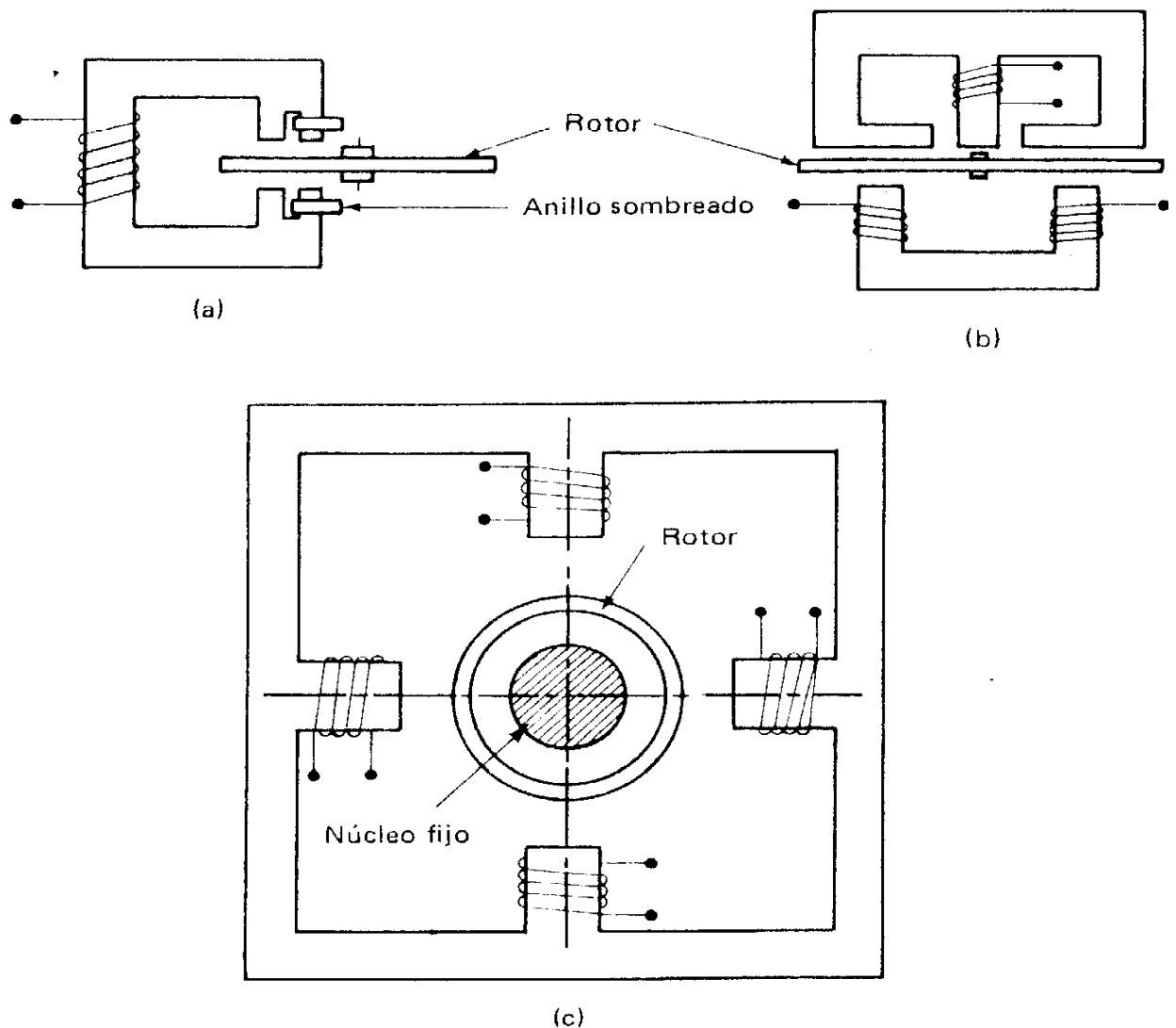


Figura 1.5 Relevadores de inducción: a) relevador de inducción del tipo de disco Con polo sombreado; b) relevador de inducción de disco del tipo Wattorímetro; c) relevador de inducción del tipo de copa.

4.4 Relevadores estáticos

Un relevador estático es aquel en el que la medición o la comparación de las cantidades eléctricas se hacen por medio de una red estática diseñada para dar una señal de salida en la dirección del disparo, cuando se pasa por una condición crítica.

4.4.1 Bases del desarrollo del relevador estático

La base la constituye el empleo de circuitos y componentes que se utilizan para lograr una variedad de funciones y características de operación, con fines de protección. La confiabilidad en los relevadores es objeto de especial interés, ya que con el aumento de los niveles de corto circuito, la capacidad de los circuitos y su complejidad en las conexiones se debe tener una protección confiable para garantizar la continuidad en el servicio.

La reducción de los tiempos de operación se ha convertido en un factor esencial para preservar la estabilidad dinámica del sistema.

El cumplimiento de tales requisitos ha dejado poco potencial para posibles mejoras en los relevadores electromecánicos convencionales, lo que dio paso al desarrollo de los relevadores estáticos para lograr dicho cumplimiento.

4.4.2 Componentes básicos de los relevadores estáticos

4.4.2.1 Componentes semiconductores

Estos relevadores utilizan múltiples componentes de baja potencia o semiconductores como son: diodos, transistores, tiristores; asociados con resistores y capacitares.

– *Diodo semiconductor.*

El diodo es una unión P-N de dos terminales. Si aplicamos una tensión con el positivo de la fuente a la terminal “P” del diodo y el negativo de la fuente sobre la terminal “N”, los electrones libres del material “N” fluirán a través de la unión, siempre que la tensión aplicada sea mayor que el valor mínimo de “potencial de conducción”.

Para los diodos comunes la tensión del umbral o tensión mínima de conducción es aproximadamente 0.7 volts. A medida que los electrones atraviesan las uniones, los huecos o ausencia de electrones, se desplazan para establecer la corriente I_f (corriente de falla). Los electrones removidos del material N los repone la fuente de c.d.

Cuando la polaridad de la fuente se invierte, el flujo de electrones libres en el material N y los huecos en el material P se alejan de la unión (figura 1.6) . Al agotarse los portadores, resulta una corriente muy pequeña y se tiene la característica de bloque del diodo.

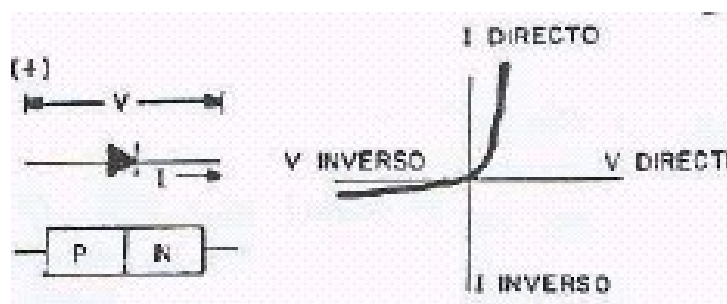


Figura 1.6 Símbolo de la junta pn y característica de la rectificación del diodo

– Transistores

El transistor consta de tres materiales semiconductores acoplados con dos uniones. Los dos tipos de transistores, NPN y PNP, esencialmente tienen las mismas características. La diferencia está en la polarización de la tensión de c.d. y el flujo de las corrientes, las cuales fluyen en sentidos opuestos.

En relevadores de protección, el transistor se usa principalmente como un (interruptor). Para esta función, el cambio de estado de no conducción al estado de conducción o viceversa por la corriente de base I_b . El transistor no conduce cuando la corriente de base es igual a cero ($I_b = 0$) o aproximadamente cero. Cuando I_b aumenta a un valor positivo, el transistor conduce y fluyen las corrientes I_c e I_e como se observa en las (figura.1.7 y 1.8). La corriente de emisor I_e es la suma de I_b e I_c . Valores pequeños de I_b pueden controlar valores muy grandes de I_c e I_e (figura 1.8).

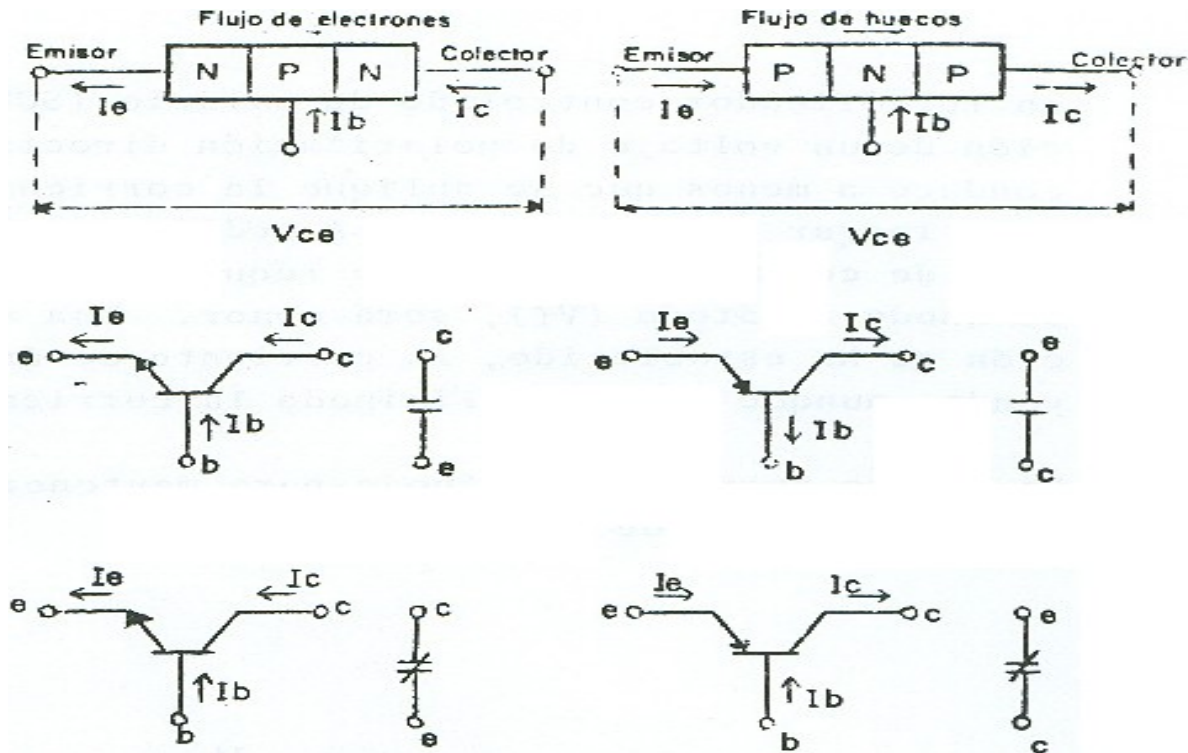


Figura 1.7 Símbolos de transistores y su equivalente electromecánico.

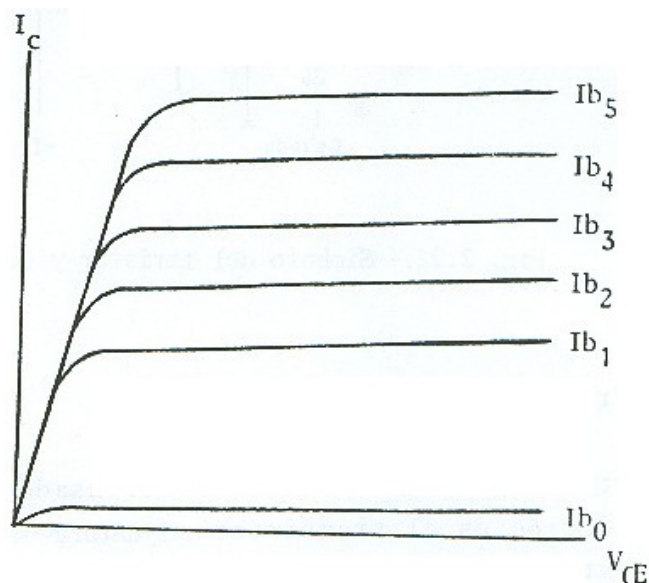


Figura 1.8 Curvas características de un transistor para diferentes corrientes de base.

– Tiristor

La figura 1.9 muestra un tiristor el cual es un diodo con un tercer electrodo, la compuerta. El tiristor se conoce como un rectificador controlado de silicio (SCR). Con la aplicación de una tensión de polarización directa el tiristor no conduce a menos que se aplique la corriente de compuerta I_g para lograr la conducción. A medida que se aumente la tensión de compuerta la tensión requerida para la conducción de ánodo a cátodo (V_f), será menor. Una vez que la conducción se ha establecido, la corriente de ánodo I_f , sigue fluyendo, aunque se haya eliminado la corriente de compuerta.

La mínima corriente de ánodo para mantener la conducción se llama corriente de sostenimiento I_H .

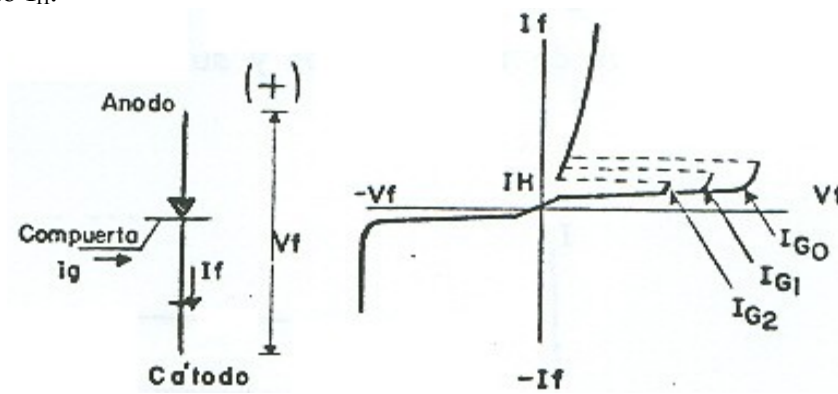


Figura 1.9 Símbolo del tiristor y curva característica

4.4.2.2 Circuitos lógicos

El principio de un relevador estático puede comprenderse mejor considerando las operaciones lógicas que efectúan los dispositivos y no lo que realmente ocurre durante su operación. Esto simplifica la compleja operación del relevador estático porque el interés se concentra en lo que ocurre más que en la forma en como ocurre.

Básicamente, todos los relevadores, tienen dos estados estables: operan o no operan. Consecuentemente el álgebra booleana puede aplicarse al estudio y al análisis de los esquemas de protección formados con un cierto número de relevadores.

En un sistema de c.d., o de nivel lógico, se implementa un caso de dos niveles de tensión. El nivel positivo corresponde a 1 y el nivel negativo es el 0.

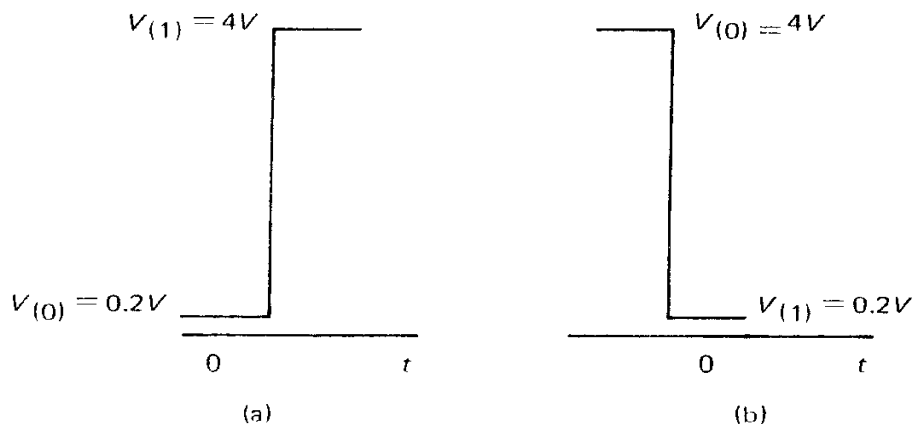


Figura 1.10 a) Lógica positiva; b) lógica negativa

– Operaciones básicas

Las tres operaciones básicas del álgebra booleana son (ver figura 1.11):

- a) Suma lógica – circuito “O”. La salida tiene el estado 1 si una o más entradas tienen el estado 1.

Entrada		Salida
A	B	Y
0	0	0
0	1	1
1	0	1
1	1	1

- b) Producto lógico – circuito “Y”. La salida tiene el estado 1 si, y solamente si, todas las entradas tienen el estado 1.

Entrada		Salida
A	B	Y
0	0	0
0	1	0
1	0	0
1	1	1

- c) Negación – circuito “No”. La salida toma el estado 1 si, y solamente si, la entrada no tiene el estado 1.

Entrada	Salida
A	Y
0	1
1	0

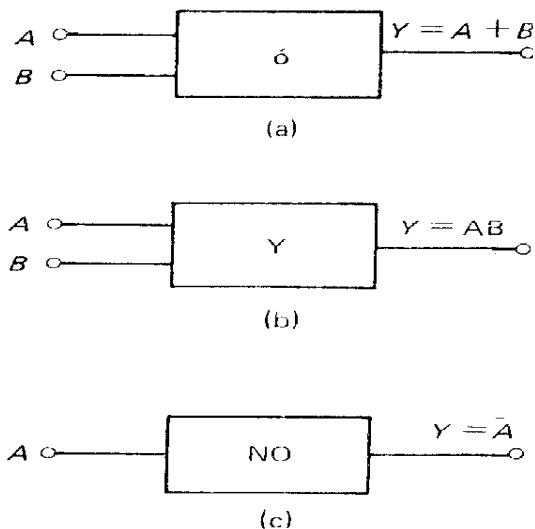
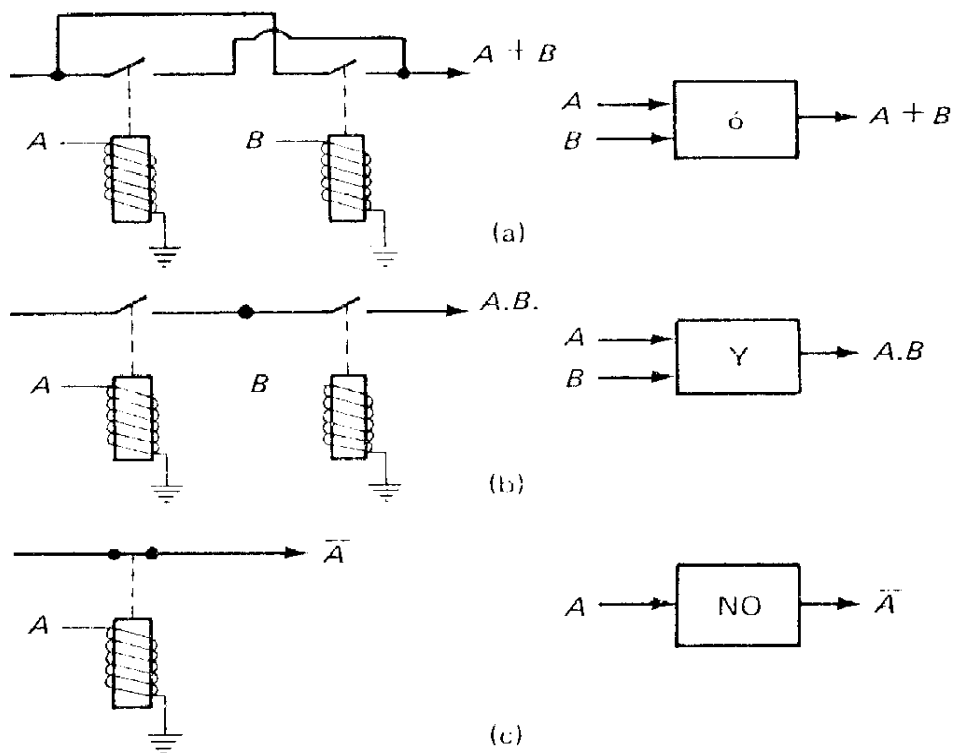


Figura 1.11 Diagrama de bloques de las operaciones básicas

- La lógica de los relevadores

Para establecer una relación entre los circuitos de relevadores y sus operaciones lógicas, en la figura 1.12 se ilustran las operaciones básicas mecanizadas. Todos los contactos aparecen en su posición normal, es decir, en posición desenergizada. En consecuencia, cada operación de relevador puede subdividirse en funciones básicas de interrupción y éstas, a su vez, representarse por medio de un circuito lógico adecuado.



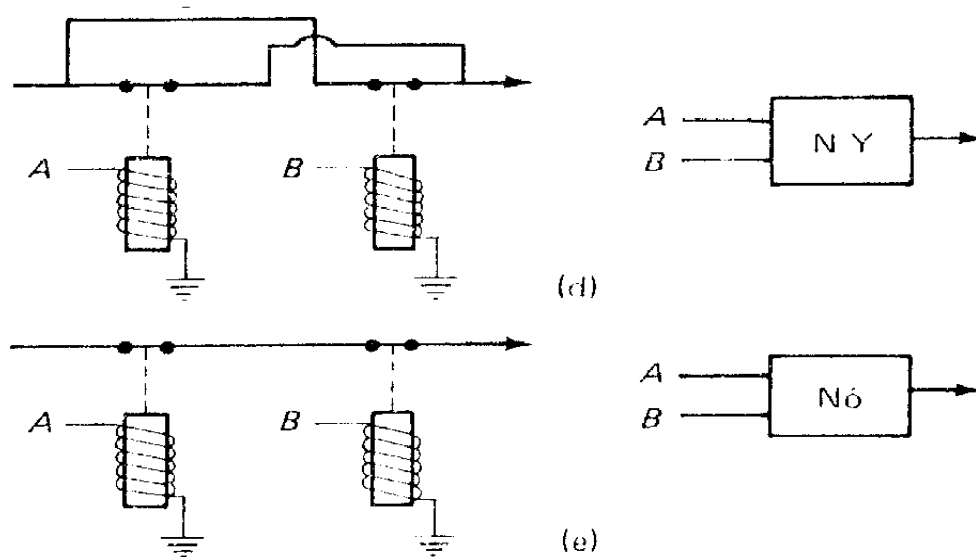


Figura 1.12 Operaciones lógicas utilizando relevadores

4.4.2.3 Circuitos de allanamiento

La c.a. rectificada es una serie de medias ondas de corriente o de tensión, unidireccionales. Generalmente, es conveniente allanar, o acercar a la línea recta. Los filtros que se usan para lograr el allanamiento son, el filtro convencional RC, el de cadena RC, el transistor, el de transformador en oposición, el filtro de división de fases, etc.

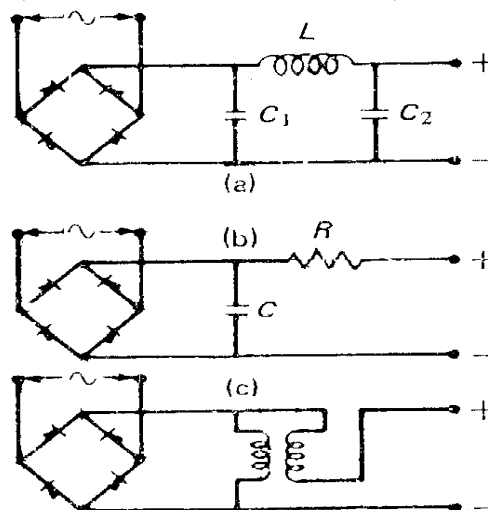


Figura 1.13 Circuitos de allanamiento: a) circuito LC; b) circuito RC; c) transformador en oposición

4.4.2.4 Regulador de tensión

Por sus características, el diodo zener o diodo de referencia se emplea para mantener una tensión constante sobre un amplio intervalo de tensión aplicada. Sin embargo, pueden usarse uno o mas transistores en conjunto con el diodo de referencia, para incrementar

considerablemente la eficiencia del regulador, reduciendo la corriente que pasa por dicho diodo.

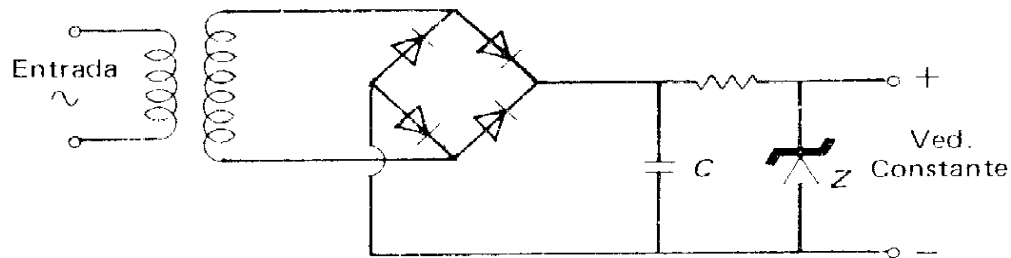


Figura 1.14 Diodo zener para regular la tensión de suministro de c.d.

4.4.2.5 Generadores de onda cuadrada

La forma más simple del generador de onda cuadrada es el multivibrador estable, en el cual se tienen acoplados, en cruz, dos transiciones regeneradoras muy rápidas, debido a la presencia de los capacitores de acoplamiento en cruz. El circuito es simétrico si $R_2=R_3$, $R_1=R_4$ y $C_1=C_2$. Se puede tener una tensión de onda rectangular entre las terminales de cualquiera de las resistencias de carga del colector.

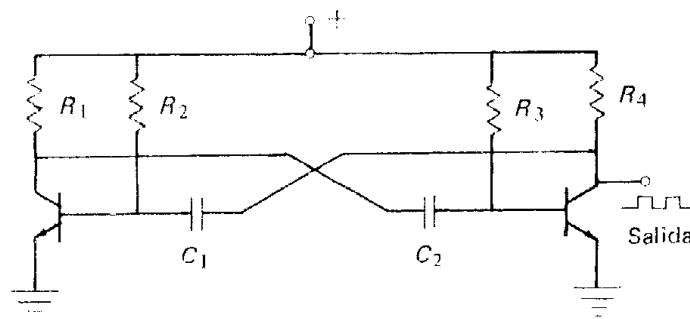


Figura 1.15 Multivibrador de carrera libre

4.4.2.6 Detectores de nivel

En la figura 1.16 se ilustra la forma más simple del detector de nivel, en la cual la tensión de entrada debe rebasar la tensión en oposición parcial, antes de que se produzca la salida.

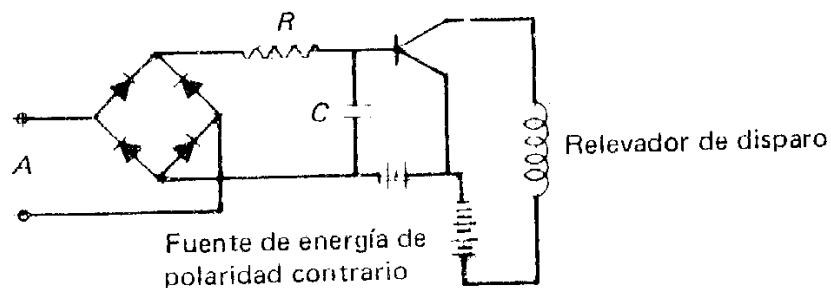


Figura 1.16 Circuito detector de nivel.

4.4.2.7 Dispositivos de integración

El amplificador operacional se emplea comúnmente, como mezclador o integrador, el cual se ilustra en la figura 1.17. Esta disposición se usa para obtener una salida que sea la combinación lineal de un número de señales de entrada.

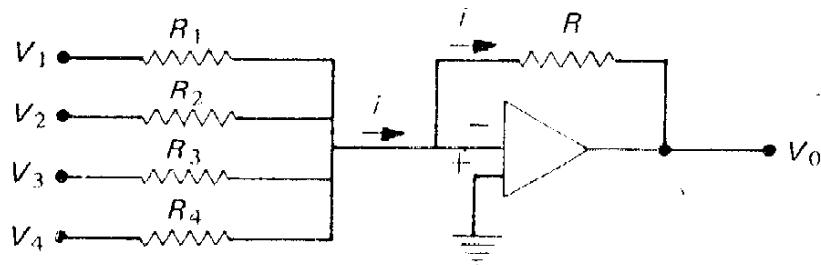


Figura 1.17 Integrador de operaciones

4.4.2.8 Circuitos de muestreo

La técnica de muestreo es aquella que permite hacer la comparación de valores instantáneos derivados en diferentes instantes de tiempo, eliminando con ello la necesidad de desfase y mezclar señales derivadas de cantidades de la línea primaria. La figura 1.18 ilustra un circuito de muestreo con un convertidor de anchura y de amplitud de las pulsaciones (convertidor A/W); este circuito forma la unidad medidora de un relevador.

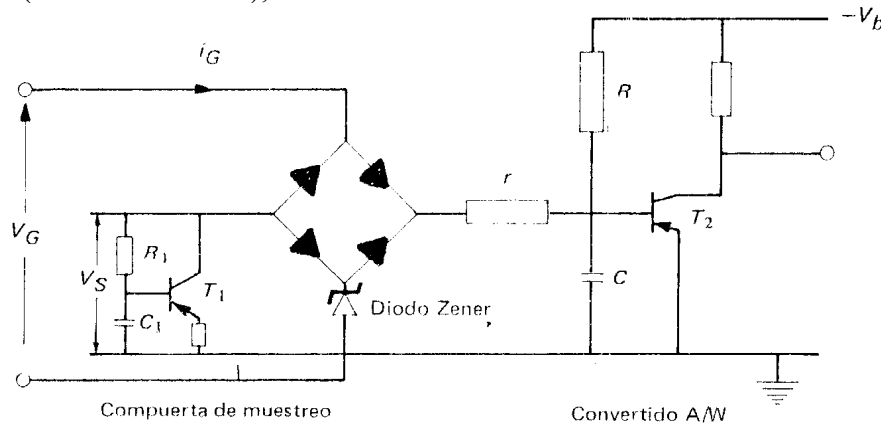


Figura 1.18 Circuito de medición

1.3.4.3 Comparadores estáticos

Un relevador detecta el cambio entre las condiciones normales y las anormales comparando dos cantidades eléctricas vectoriales que se derivan de las tensiones y de las corrientes del sistema y que prevalecen en una posición particular del relevador.

El comparador semiconductor permite una gran libertad de diseño cualesquiera que sean las leyes de operación y características específicas, y no tienen correspondencia en el relevador electromecánico, en el cual las características básicas son prescritas por el comportamiento mismo del elemento.

1.1 Comparador de amplitud

Si se tienen dos señales de entrada o de alimentación S_1 y S_2 , el comparador de amplitud da una salida positiva, solamente si $S_2/S_1 \leq K$, siendo S_1 la cantidad de operación y S_2 la cantidad de restricción. En condiciones ideales, la comparación de las dos señales de entrada es independiente de su nivel y de su relación de fase. La función está representada por un círculo ubicado en el plano complejo con centro en el origen; éste define los límites de la operación marginal (figura 1.19).

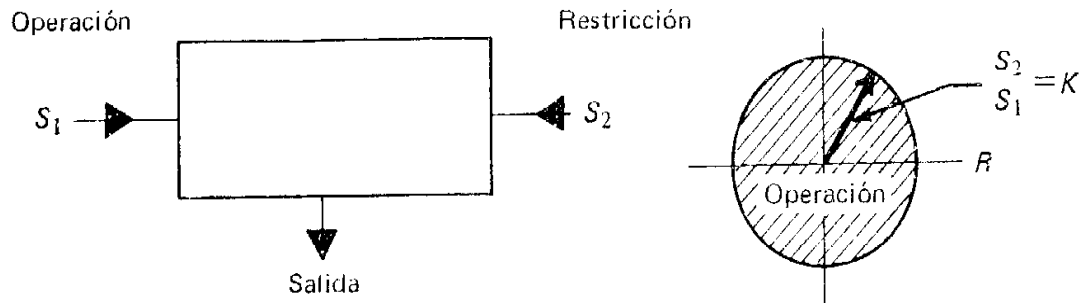


Figura 1.19 Comparador de amplitud. Salida cuando $|S_2/S_1| \leq K$.

1.2 Comparador de fase

La técnica de la comparación de fase es la que más se utiliza para todos los relevadores direccionales, de distancia y diferenciales. Si las dos señales de alimentación son S_1 y S_2 , la salida se efectúa cuando las alimentaciones tienen una relación de fases comprendida dentro de unos límites específicos. Para que se produzca una salida, deben existir ambas alimentaciones. En condiciones ideales, la operación es independiente de sus magnitudes y dependiente solamente de su relación de fases. La función, tal como la definen los límites de operación marginal, está representada por dos líneas rectas que parten del origen del plano.

Las condiciones de operación pueden expresarse matemáticamente como sigue:

$$-\beta_1 \leq \theta \leq \beta_2$$

En el cual θ es el ángulo por el cual S_2 está en adelanto con respecto a S_1 .

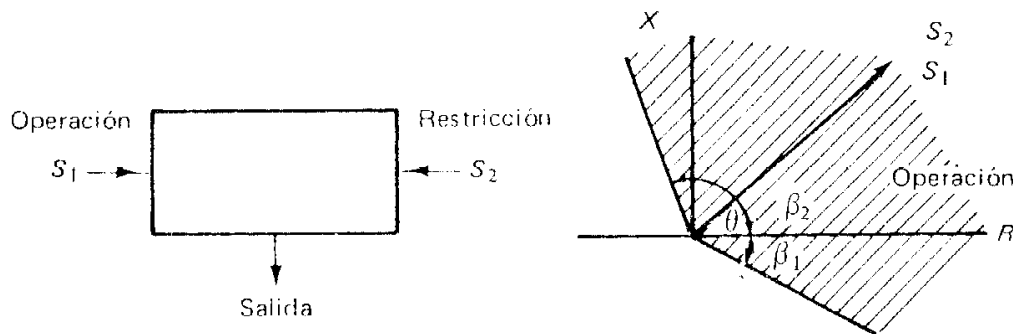


Figura 1.20 Salida del comparador de fase cuando el ángulo θ comprendido entre S_1 y S_2 está dentro de los límites β_1 y β_2 .

2.3.4.4 Elementos básicos de un relevador estático

1.3.4.4.1 Elemento de entrada

Se necesitan circuitos para sumar convencionalmente las señales de entrada. El uso de amplificadores operacionales como sumadores son adecuados para la integración. Estas señales de alimentación se derivan de los transformadores de corriente y de los transformadores de potencial.

1.3.4.4.2 Elemento de medición

Este es el elemento más importante en lo relativo a la operación del relevador, ya que es el que envía al circuito de salida, la señal de decisión para que el relevador opere o no. El elemento de medición puede ser:

- con dispositivo de una entrada
- con dispositivo de dos entradas
- con dispositivos de varias entradas

Los dispositivos de dos entradas son los más comunes y son básicamente, comparadores; los dispositivos de varias entradas son la extensión de los dispositivos de dos entradas para extender la gama de las características complejas.

1.3.4.4.3 Elemento de salida

Este elemento amplifica la señal binaria y la multiplica y la combina con ciertas señales, a la vez que la atrasa. Sólo procesa señales binarias y los requisitos de calidad son mucho menores que en el elemento de medición.

1.3.4.4 Elemento de alimentación

Este elemento proporciona el voltaje de c.d. requerido por los transistores. Los medios alternativos de c.d. para el suministro son:

- con un potenciómetro entre las terminales de la estación de baterías
- una batería auxiliar de carga continua
- rectificación de una salida de TP ó del TC

Actualmente la calidad y la eficiencia del servicio eléctrico son demandantes, la filosofía de protecciones, parte medular en el sistema de protección, permite reducir la posibilidad de que se presenten fallas; manteniendo la continuidad del servicio, aislando adecuadamente el equipo, mecánica y eléctricamente.

En el caso de los relevadores electromecánicos la protección radica en depender de la observación y mantenimiento de un supervisor para revisar y ajustar sus parámetros, tienen una velocidad de actuación aceptable, operan por la acción de la suma o la diferencia de dos magnitudes eléctricas y en función del ángulo de fase, poseen un control direccional, pero todo ello funcionará en forma óptima atendiendo factores externos como, longevidad del equipo, condiciones ambientales etc.

El desarrollo de los semiconductores que poseen un alto grado de fidelidad, propicio su aplicación en los relevadores del tipo sólido y estático en la protección, debido a que no tienen partes en movimiento y su respuesta se aumenta hasta medio ciclo, sin embargo el conjunto de estos elementos algunas veces no funcionaba adecuadamente porque no se contaba con un algoritmo o secuencia confiable de pasos a seguir en la protección.

La integración de nuevas tecnologías como los relevadores digitales tienen la potencialidad para realizar el cambio automático de sus parámetros de ajuste, de acuerdo con los requerimientos del sistema, como consecuencia se logra tener protecciones que son adaptables a las necesidades de dicho sistema, además tienen la posibilidad de comunicarse para ser programados y permiten la comunicación remota, efectúan su propio autodiagnóstico, se puede obtener un reporte de eventos para analizar etc.

CAPITULO 2

PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.1 PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON RELEVADORES DE



Figura 2.1 Fallas ocurridas en diferentes partes de un sistema eléctrico

La principal ventaja del uso de un relevador de distancia nos los da la propiedad de discriminación entre fallas ya que podemos obtener zonas de protección dependiendo de la impedancia de la línea protegida. Por lo tanto, el relevador de distancia tiene un alcance fijo, en contraste a las unidades de sobre corriente donde el alcance varia dependiendo de las condiciones del sistema.

2.1.1 Tipos de relevadores de distancia

Los relevadores de distancia se clasifican dependiendo de sus características en el plano $R-X$, el numero de señales de entrada y el método usado para la comparación de señales de entrada. Los tipos de comparadores más comunes son el de magnitud y fase que utilizan dos señales de entrada para obtener la característica de operación que puede ser una línea recta o curva dibujada en el plano $R-X$. Cualquier característica obtenida con un tipo de comparador puede también ser obtenida con el otro, aunque las cantidades comparadas serian diferentes en cada caso.

Si Z_R es la impedancia de ajuste del relevador de distancia, entonces debe operar cuando $Z_R \geq V/I$, o cuando $I Z_R \geq V$. Como se muestra en la figura 2.2, esta condición puede ser obtenida con un comparador de amplitud que opere cuando la influencia del circuito de corriente sobre el relevador, sea mayor que la influencia del circuito de tensión.

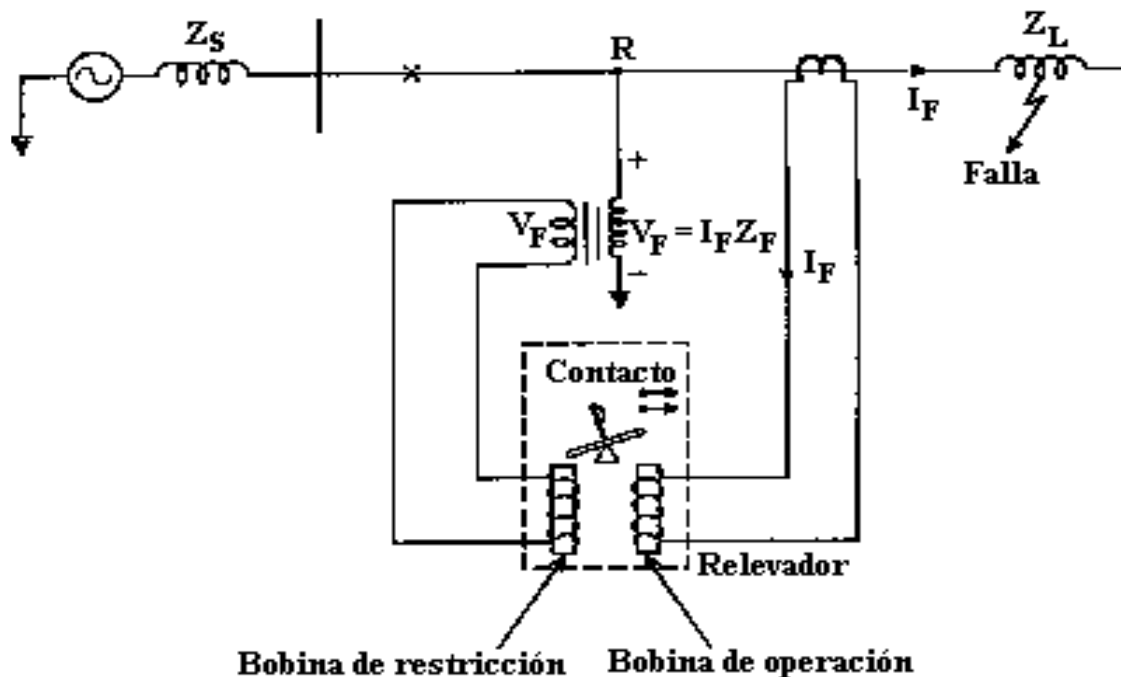


Figura 2.2 Relevador basado en un comparador de amplitud

Sin embargo, es difícil obtener un funcionamiento correcto del comparador de amplitud bajo condiciones de falla cuando el ángulo de defasamiento entre el V y I tiende a 90° y el transitorio se presenta, el cual conduce a incorrectos valores de r.m.s. del V y I que

son requeridos para evaluar $IZ_R \geq V$. Por esa razón, el uso del comparador de amplitud es limitado y es más conveniente comparar dos señales por sus diferencias de fases que por sus amplitudes.

El siguiente análisis muestra que para dos señales, S_0 y S_r , que son comparadas en magnitud, existen también otras dos señales S_1 y S_2 , que pueden ser comparadas por fase.

$$S_0 = S_1 + S_2$$

$$S_r = S_1 - S_2$$

De las ecuaciones anteriores

$$S_1 = \frac{(S_0 + S_r)}{2}$$

$$S_2 = \frac{(S_0 - S_r)}{2}$$

La comparación en amplitud esta dado por:

$$|S_0| \geq |S_r|$$

$$|S_1 + S_2| \geq |S_1 - S_2|$$

Definiendo $S_1/S_2 = C$

$$|C + 1| \geq |C - 1|$$

Dibujando C en un plano R-X (figura 2.3), se puede observar la condición anterior que se satisface en el semiplano de la derecha. Este semiplano esta definido por todos los puntos $C \angle \theta$ de tal manera que $-90^\circ \leq \theta \leq +90^\circ$.

Dado que $C \angle \theta = \frac{S_1 \angle \alpha}{S_2 \angle \beta}$

Entonces

$$-90^\circ \leq \alpha - \beta \leq +90^\circ$$

La relación anterior demuestra que dos señales comparadas en magnitud, pueden ser convertidas para ser usadas por un comparador de ángulo de fase.

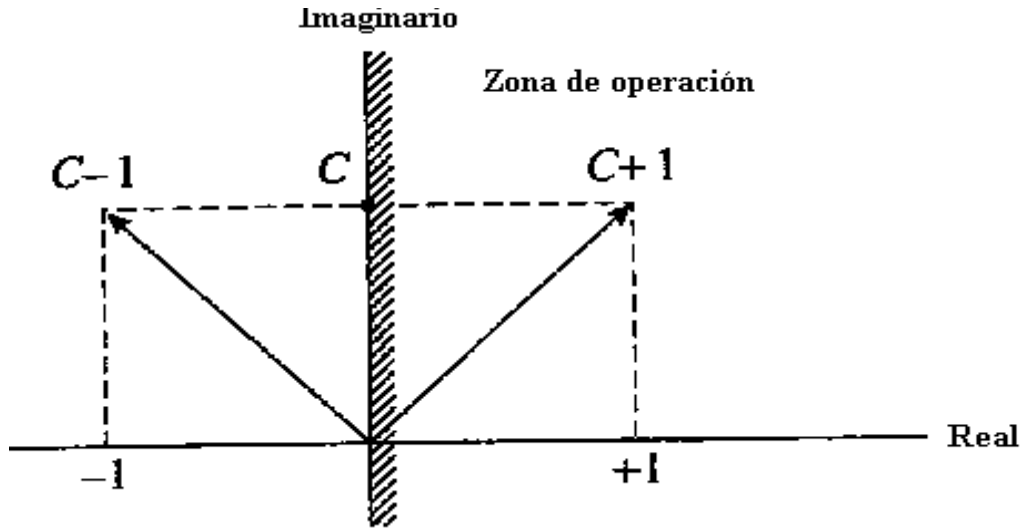


Figura 2.3 Comparación de fases en un plano complejo

2.1.1.1 Relevador de impedancia (Z)

El relevador de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre la corriente y el voltaje aplicados al relevador y, por esa razón su característica de operación en el plano R-X es un círculo con centro en el origen y coordenadas del radio igual a los ohms de ajuste. El relevador opera para todos los valores de impedancia menores que la impedancia de ajuste. De este modo, si Z_R es la impedancia de ajuste, el relevador operara cuando $Z_R \geq V/I$, o cuando $IZ_R \geq V$.

Para un relevador de impedancia que opere con un comparador de fase, las señales asignadas a S_0 y S_r serian:

$$S_0 = IZ_r$$

$$S_r = KV$$

La constante K toma en cuenta la relación de transformación de los TC's y TP's.

Las correspondientes señales para un comparador de fase son:

$$S_1 = KV + IZ_R$$

$$S_2 = -KV + IZ_R$$

Donde

$$Z = \frac{V}{I}$$

Dibujando Z_R / K , S_1 y S_2 en el plano R-X, la característica de operación del relevador es determinada por el lugar geométrico del punto Z y el ángulo de fase entre S_1 y S_2 ($-90^\circ \leq \theta \leq +90^\circ$). S_1 y S_2 dan origen al rombo OABC (figura 2.4), de las propiedades del rombo, el ángulo entre S_1 y S_2 es 90° si $|Z| = |Z_R / K|$.

Por lo tanto, el punto C es el límite de la zona de operación y el lugar geométrico del punto C para diferentes valores de Z es un círculo de radio Z_R / K . Cuando $Z < Z_R / K$, el ángulo θ es menor a 90° y en consecuencia el vector de Z incide en la zona de operación del relevador (figura 2.5).

En el otro caso si $Z > Z_R / K$, el ángulo θ es mayor a 90° y por lo tanto el vector de Z cae fuera de la zona de operación del relevador (figura 2.6).

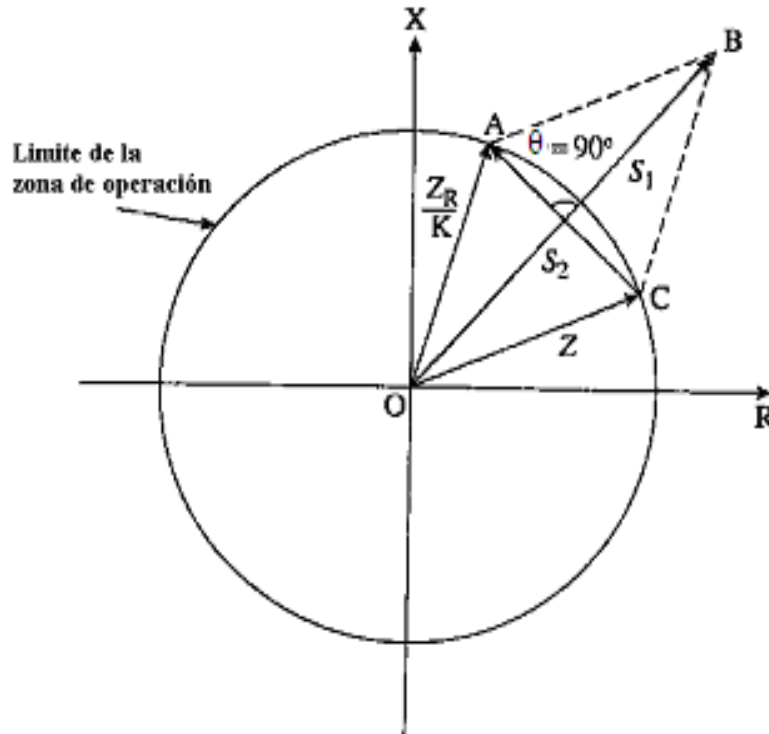


Figura 2.4 Característica de operación de un relevador de Impedancia utilizando un comparador de fases

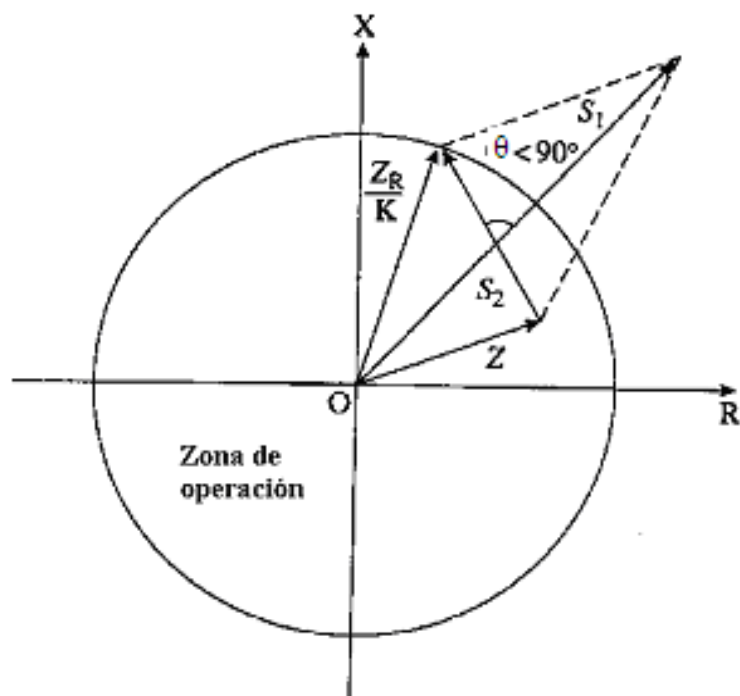


Figura 2.5 La impedancia Z incide en la zona de operación del relevador de impedancia

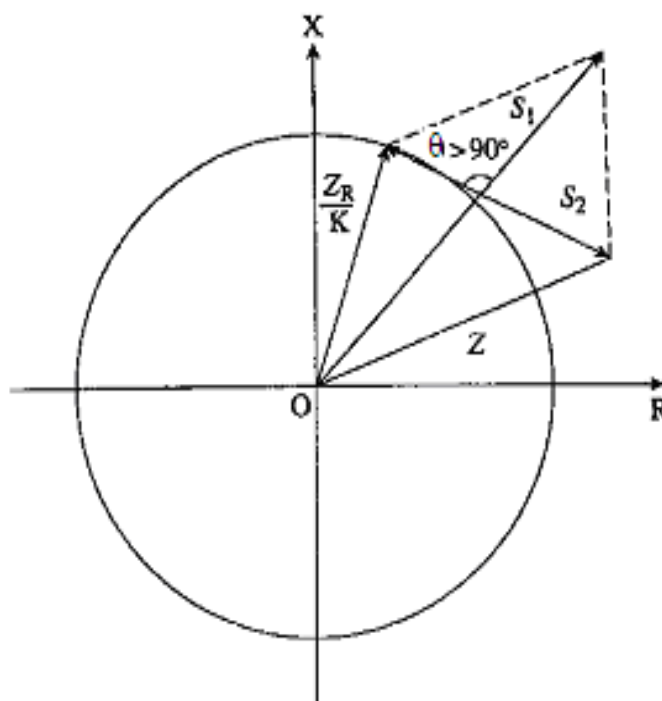


Figura 2.6 La impedancia Z cae fuera de la zona de operación Del relevador de impedancia

El relevador de impedancia tiene tres principales desventajas:

1. Es no direccional; vera fallas en frente y detrás de su localización, por esto requiere de un elemento direccional para obtener una correcta discriminación de fallas.
2. Es afectado por la resistencia de arco.
3. Es muy sensible a oscilaciones en el sistema de potencia, debido a la gran zona de cobertura por su característica circular.

2.1.1.2 Unidad direccional

Este elemento se activa cuando la impedancia medida esta situada en una mitad del plano R-X. La característica de operación se obtiene de una comparación de fases de las siguientes señales:

$$S_1 = KV$$

$$S_2 = Z_R I$$

Dividiendo por KI , y definiendo $Z=V/I$, tenemos:

$$S_1 = Z$$

$$S_2 = \frac{Z_R}{K}$$

La zona de operación de la unidad direccional es definida por los valores de Z y Z_R , que resulta en una diferencia de fases entre S_1 y S_2 de menos de 90° . La construcción de la característica de operación es mostrada en la siguiente figura.

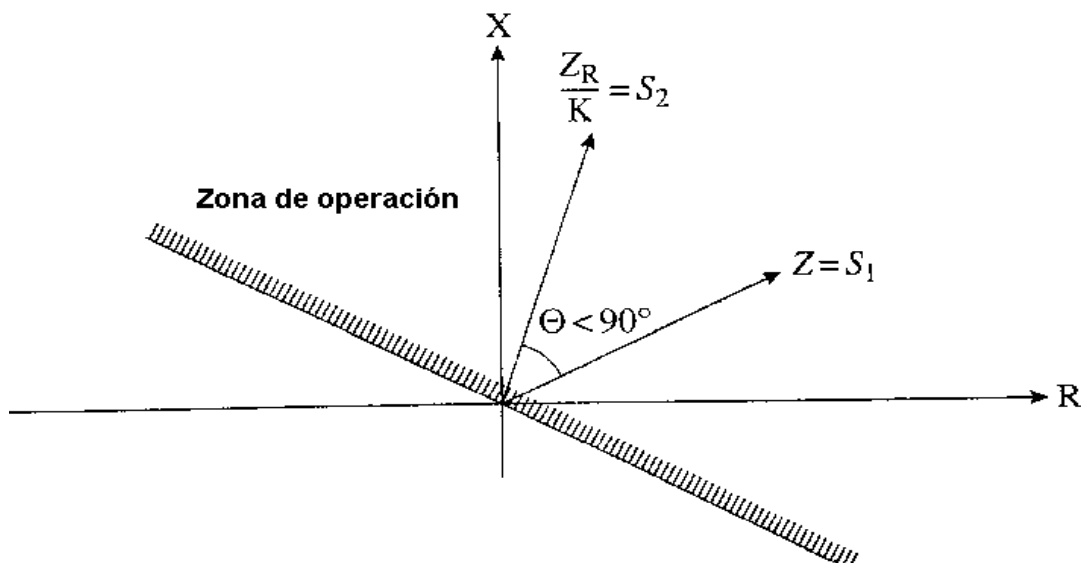


Figura 2.7 Zona de operación de un relevador direccional

2.1.1.3 Relevador de reactancia

El relevador de reactancia es diseñado para medir solo la componente de reactancia de la línea de impedancia.

La característica de operación es obtenida dibujando las ecuaciones anteriores en el plano complejo y determinando los valores de Z para que θ sea menor que 90° .

La construcción es mostrada en la figura 2.8; ahí, el límite de la zona de operación es una línea recta paralela al eje de la resistencia, dibujado para una reactancia X_R/K .

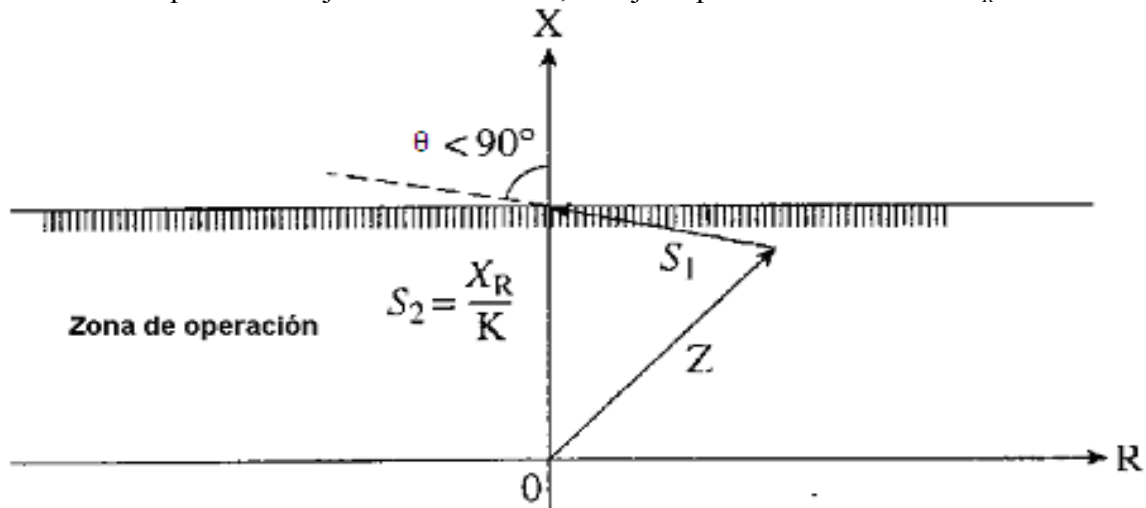


Figura 2.8 Zona de operación de un relevador de reactancia

2.1.1.4 Relevador de admitancia (mho)

El relevador mho combina las propiedades de los relevadores de impedancia y direccional. Su característica es inherentemente direccional y el relevador solo opera para fallas en frente de su localización; además tiene la ventaja que el alcance del relevador varía con el ángulo de falla.

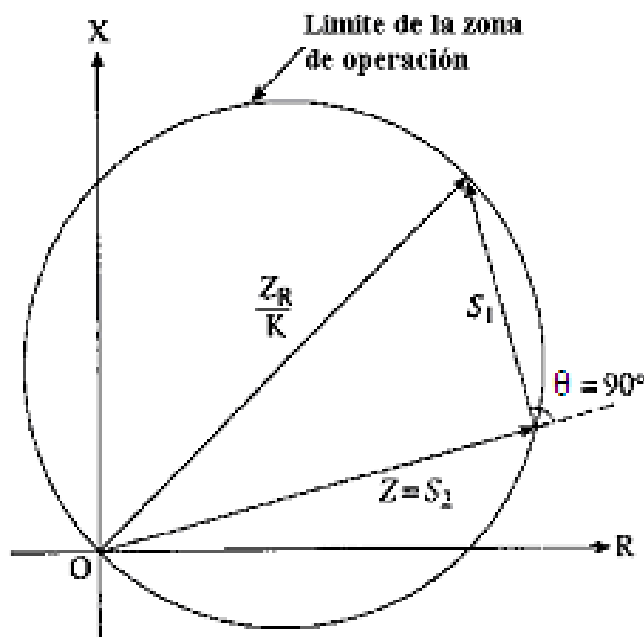
La característica de operación de este relevador dibujado en un plano R-X, es un círculo con una circunferencia que pasa por el origen de coordenadas y es obtenida asignando los siguientes valores a las señales:

$$S_1 = -KV + Z_R I$$

$$S_2 = KV$$

Dibujando Z_R / K y $S_2 = KV$ en el plano R-X, la característica de operación del relevador es determinada por los puntos para los valores de Z que satisfacen que $\theta < 90^\circ$. En este caso el límite de la zona de operación ($\theta = 90^\circ$), es trazado por un círculo con un diámetro de Z_R / K y una circunferencia que pasa por el origen de coordenadas.

Para valores de Z localizadas dentro de la circunferencia, θ sería menor de 90° , y esto determinaría una operación del relevador (Figura 2.9).



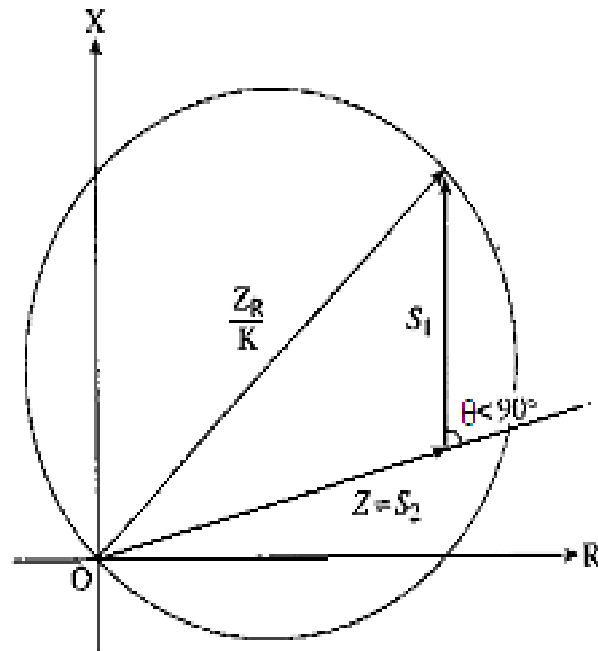


Figura 2.9 Característica de operación del relevador mho

2.1.2 Zonas de protección de los relevadores de distancia

Por lo general, la protección de distancia comprende tres zonas de protección, cada una de ellas con un alcance y tiempo de operación definido.

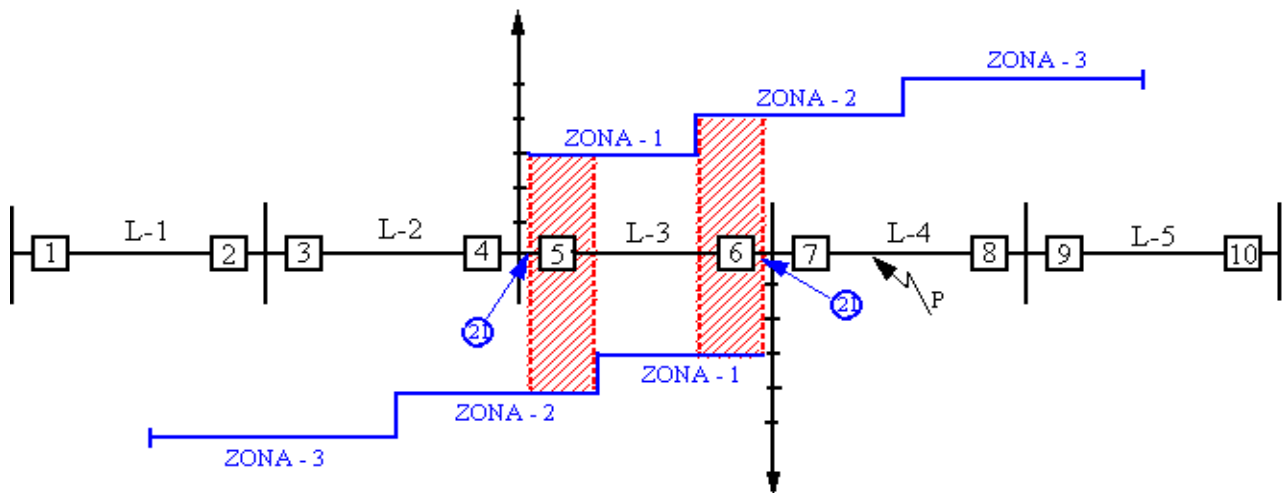


Figura 2.10 Representación esquemático de una línea de transmisión, mostrando las zonas de protección de los relevadores de distancia

Haciendo referencia a la figura anterior, los ajustes y alcances de los relevadores de distancia de los interruptores 5 y 6, es el siguiente:

Los relevadores en el interruptor 5, se ajustan para cubrir la primera zona (Zona 1), del 80% al 90% de distancia de la línea L-3, con el fin de no tener un sobre alcance con la protección de la línea L-4, lo cual no es conveniente. En la zona 1 el tiempo de operación es instantáneo.

El ajuste de la zona 2, para los mismos relevadores del interruptor 5, se ajustan para cubrir el 100% de la línea L-3, más un 50% de la línea L-4, el tiempo de la unidad de operación de esta zona también es instantáneo; solo que con un relevador de tiempo, se le da un cierto retardo, para que al completar su operación, ésta zona sirva de protección de respaldo a la protección primaria de la línea L-4. así por ejemplo para una falla en el punto P, ésta debe ser librada por el interruptor 7, antes de que termine el tiempo de la zona 2 de los relevadores en el interruptor 5. solo en el caso de que no sea librada por el interruptor 7, después de que transcurre el tiempo de ajuste de la zona 2, de los relevadores del interruptor 5, la falla será librada por el interruptor 5.

El ajuste de la zona 3, debe ser de tal forma que cubra el 100% de la línea L-3, más el 100% de la línea L-4, más el 50% de la línea L-5, la unidad de operación de esta zona también es instantánea, y se le da un retardo de tiempo mayor aún, que el de la zona 2, con el fin de coordinar con la protección de las dos líneas adyacentes.

El análisis mencionado para los relevadores del interruptor 5, se aplica exactamente igual para los interruptores 6, solo que las zonas de estos últimos, estarán viendo hacia las líneas L-1, L-2 y L-3.

Con este arreglo, las fallas que ocurran en L-3 en el tramo entre A y B, se libran en forma instantánea por los relevadores de distancia de ambos extremos de la línea.

Las fallas que ocurran en las áreas sombreadas, se libran como sigue:

- ✓ Instantáneamente por los relevadores cercanos a la falla.
- ✓ En tiempo de zona 2, por los relevadores remotos.

En la figura 2.11, se muestran las dos formas de representar las características de éstas zonas de protección del relevador de distancia.

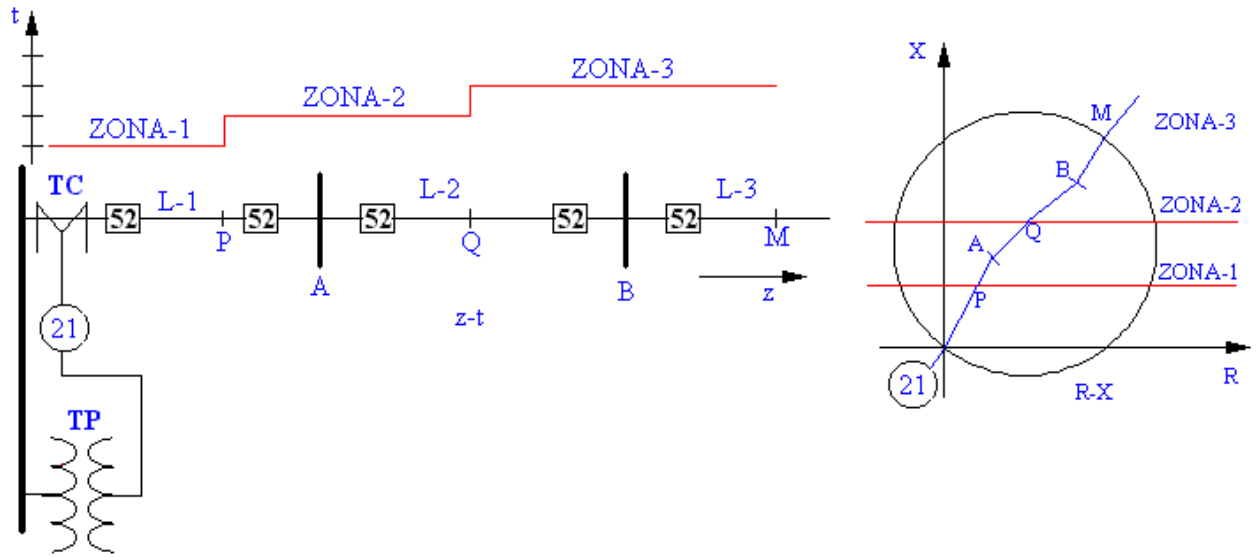


Figura 2.11 Diagrama Z-t y R-X, para representar las características de operación del relevador de distancia.

2.2 AJUSTES DE UN RELEVADOR DE DISTANCIA

En los siguientes análisis se muestra el procedimiento para obtener los ajustes de un relevador de distancia. Determinando los ajustes es como bien se define el proceso para tener una protección de distancia adecuada procurando que no se incurra en un subalcance o sobre alcance de la protección.

2.2.1 Alcance y tiempo de operación del relevador de distancia

Los relevadores de distancia son ajustados en base a la impedancia de secuencia positiva que existe desde la localización del relevador hasta el punto de la línea que va ser protegida. La impedancia de la línea es proporcional a lo largo de esta, y esa propiedad es usada para determinar la localización de la falla. Sin embargo, estos valores son obtenidos por el uso de sistemas de corriente y tensión desde la medición de transformadores que alimentan al relevador.

Por lo tanto para convertir la impedancia primaria a valores secundarios, se utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{V_{prim}}{I_{prim}} = Z_{prim} = \frac{V_{sec} \times VTR}{I_{sec} \times CTR}$$

A si que:

$$Z_{\text{sec}} = Z_{\text{prim}} \frac{CTR}{VTR}$$

Donde

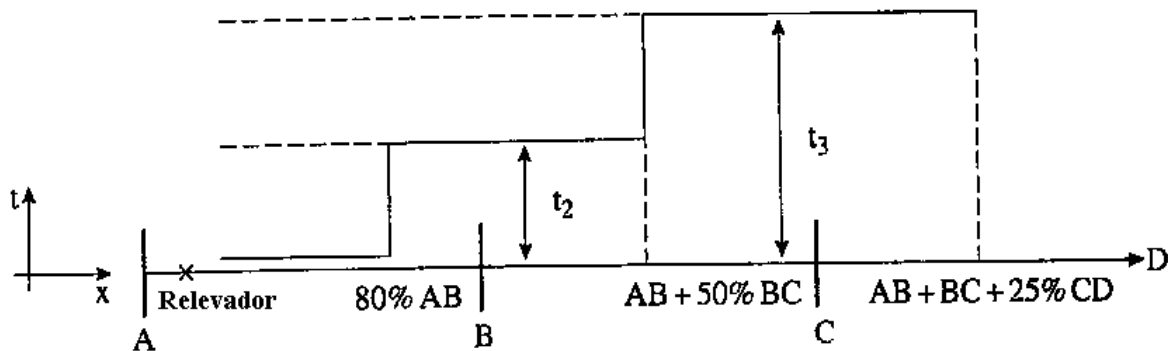
CTR = Relación de transformación de los TC's

VTR = Relación de transformación de los TP's

Normalmente, tres zonas de protección en dirección de la falla son utilizadas para cubrir una sección de la línea y proveer una protección de respaldo para secciones remotas. Algunos relevadores tienen una o dos zonas adicionales en dirección de la falla más otra en sentido opuesto. En la mayoría de los casos se utiliza el siguiente criterio para el alcance de las tres principales zonas de protección:

- Zona 1: Cubre del 80-85% del primer tramo de la línea (AB Figura 2.12).
- Zona 2: Cubre el 100% del primer tramo de la línea más un 50% del siguiente tramo (BC Figura 2.12).
- Zona 3: Cubre el 100% del primer tramo de la línea más el 100% del segundo más un 25% del siguiente tramo (CD Figura 2.12)

El ajuste de la zona 1 es para realizar un disparo instantáneo, mientras tanto para la zona 2 el tiempo de operación del relevador es usualmente del orden de 0.25 a 0.4 segundos. Para la zona 3 el tiempo de operación debe de estar en el rango de 0.6 a 1.0 segundos.



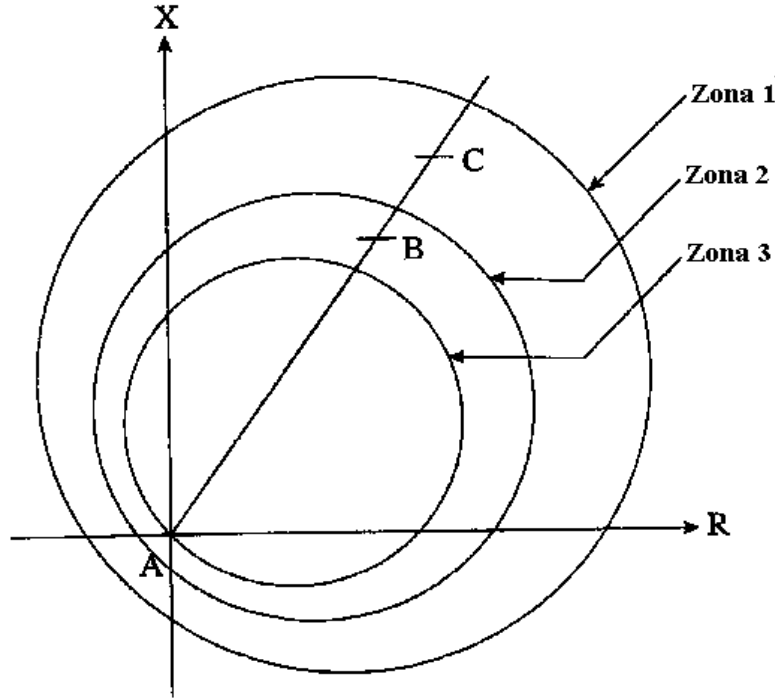


Figura 2.12 Zonas de protección del relevador de distancia para un sistema radial.

2.2.2 El efecto infeed

El efecto infeed es aquel que debe de tomarse en cuenta cuando existe una o más fuentes de generación dentro de la zona de protección de un relevador de distancia, que pueden contribuir a la corriente de falla sin ser vistas por el relevador de distancia.

Analizando el caso ilustrado en la figura 2.13, se puede apreciar que la impedancia vista por el relevador de distancia en A para una falla que se presente mas allá del bus B, es mayor que lo que realmente sucede. Para una falla a tierra que se presente en F, la tensión en el relevador A sería:

$$V_A = I_A Z_A + (I_A + I_B) Z_B$$

Del cual tenemos:

$$\frac{V_A}{I_A} = Z_A + \left[1 + \frac{I_B}{I_A} \right] Z_B$$

Por lo tanto el relevador ve una impedancia de KZ_B adicional a la impedancia de la línea Z_A , que en este caso la constante K es igual a $(1 + I_B/I_A)$.

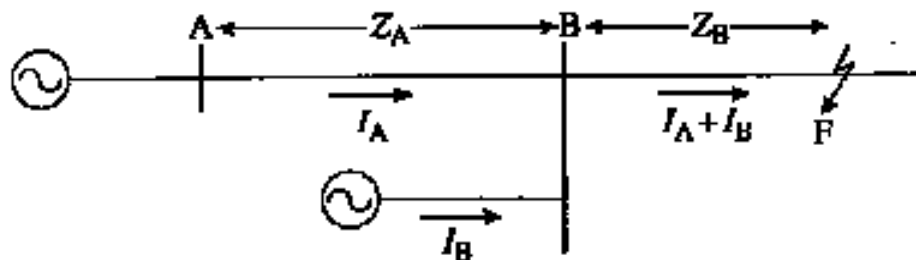


Figura 2.13 Efecto infeed en la protección de distancia

El ajuste de zona 2 y 3 del relevador en A debe entonces tomar la siguiente forma:

$$Z_{relé} = Z_A + (1 + K)Z_B$$

Donde

$$K = \frac{I_{total\ infeed}}{I_{relé}}$$

Es necesario tomar en consideración el hecho de que el relevador de distancia puede tener un sobrealcance si las fuentes que presentan el efecto infeed son desconectadas, así que se debe tener un control para esas condiciones y asegurar que no exista una superposición con la zona adjunta.

Para sistemas en que la zona 2 y 3 cubren líneas que no son parte de un anillo, el valor de la constante K es independiente de la localización de la falla, dado por la linealidad del sistema eléctrico. El sistema en la figura 2.14, muestra la impedancia que es vista por el relevador de distancia localizado en la subestación C. Para una falla entre B y D, el valor de K sería el mismo para fallas en cualquiera de las dos subestaciones B o D, o en algún otro punto entre estas.

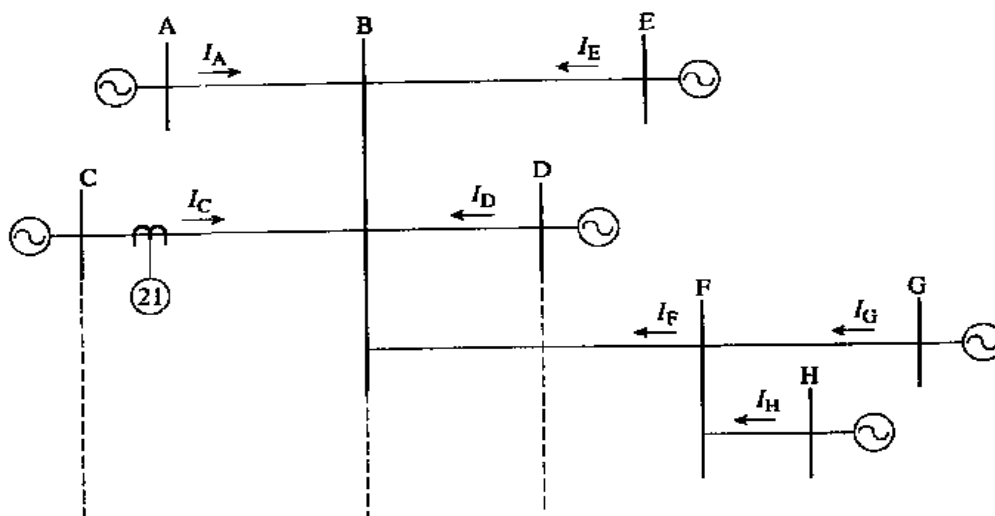


Figura 2.14 Sistema para análisis del efecto infeed

Entonces el valor de la constante del efecto infeed depende de la zona en consideración, por lo tanto para un relevador localizado en el bus C (figura 2.14), el valor de las impedancias serian:

$$\begin{aligned} Z_1 &= (0.8 - 0.85)Z_{AB} \\ Z_2 &= Z_{CB} + 0.5(1 + K_1)Z_{BD} \\ Z_3 &= Z_{CB} + (1 + K_2)Z_{BF} + 0.25(1 + K_3)Z_{FH} \end{aligned}$$

Donde

$$\begin{aligned} K_1 &= \frac{I_A + I_E + I_F}{I_C} \\ K_2 &= \frac{I_A + I_D + I_E}{I_C} \\ K_3 &= \frac{I_A + I_D + I_E + I_G}{I_C} \end{aligned}$$

2.2.3 Elemento de Compensación residual (K)

Las unidades de falla a tierra son abastecidas por tensiones de línea a tierra y una combinación de corrientes de fase y una corriente residual que depende de la relación entre la impedancia de secuencia positiva y cero de la línea. Si una falla de línea a tierra ocurre, la red de secuencias son conectadas en serie y por lo tanto la tensión aplicada al relevador es:

$$V_A = V_{A1} + V_{A2} + V_{A0} = I_{A1}(Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L0})$$

Y sobre la base de que la impedancia de secuencia positiva y negativa de una línea puede ser asumida igual, tenemos:

$$V_A = V_{A1} + V_{A2} + V_{A0} = I_{A1}(2Z_{L1} + Z_{L0})$$

Por otro lado, para fallas de fase a tierra tenemos:

$$\begin{aligned} I_{A1} &= I_{A2} = I_{A0} \\ I_A &= I_{A1} + I_{A2} + I_{A0} = 3I_{A1} \end{aligned}$$

De esta forma la relación $\frac{V_A}{I_A} = \frac{2Z_{L1} + Z_{L0}}{3}$.

Tomando en cuenta la corriente residual en el relevador para una operación correcta:

$$I_A + 3KI_{A0} = I_A(1 + K)$$

Y

$$\frac{V_A}{I_A(1 + K)} = Z_{L1}$$

Sustituyendo el valor de la relación V_A/I_A obtenida anteriormente

$$\frac{2Z_{L1} + Z_{L0}}{3} = Z_{L1}(1 + K)$$

Despejando K :

$$K = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}}$$

2.2.4 Verificación de carga máxima

Esta verificación se hace para asegurar que la impedancia de carga máxima nunca incide en la característica del relevador más remota, que es normalmente la zona 3. Para cumplir esto, la distancia entre la característica de la zona 3 y el punto de carga máxima debe ser por lo menos un 25% de la distancia entre el origen y el punto de carga máxima para líneas de un solo circuito, y un 50% para líneas de doble circuito.

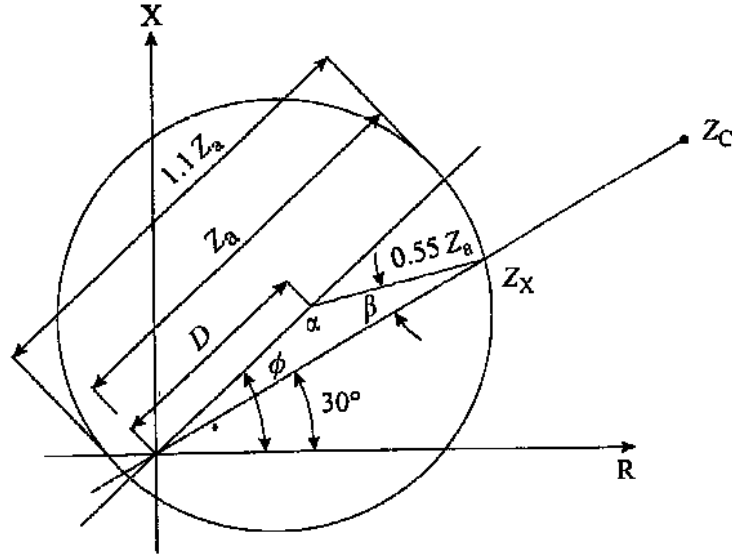


Figura 2.15 Verificación de la carga máxima para un relevador mho

Generalmente la característica de operación para la zona 3 tiene un desplazamiento (offset) del 10% del valor de ajuste como se ilustra en la figura 2.15. El punto de máxima carga es definido por:

$$Z_c = \frac{V^2}{S_{\max}} \angle 30^\circ$$

De la figura

$$D = Z_a - \frac{1.1Z_a}{2} = 0.45Z_a$$

Aplicando la teoría de senos

$$\frac{\text{sen}\beta}{\text{sen}(\phi - 30^\circ)} = \frac{0.45Z_a}{0.55Z_a}$$

Despejando $\text{sen}\beta$, de la expresión anterior

$$\text{sen}\beta = 0.818\text{sen}(\phi - 30^\circ)$$

Con la expresión anterior podemos obtener el valor de α

$$\alpha = 180^\circ - \beta - (\phi - 30^\circ)$$

Y

$$\frac{\text{sen}\alpha}{\text{sen}(\phi - 30^\circ)} = \frac{Z_x}{0.55Z_a}$$

Por lo tanto

$$Z_x = \frac{0.55Z_a \text{sen}\alpha}{\text{sen}(\phi - 30^\circ)}$$

Para todos los casos, es posible calcular el alcance del relevador en dirección de la carga utilizando la ecuación anterior. La revisión consiste en verificar que

$$\frac{Z_c - Z_x}{Z_c} \times 100\% \geq P$$

Donde

$P = 0.5$ para líneas de doble circuito y 0.25 para líneas de un solo circuito.

2.2.5 Cobertura real del relevador de distancia

En sistemas eléctricos interconectados, el alcance eficaz del relevador de distancia no corresponde necesariamente al valor de ajuste en ohms. Es posible calcular la razón entre ambos, usando la constante infeed definida anteriormente. El valor de ajuste del relevador para la zona 2 y 3 es determinado por la siguiente expresión:

$$Z_2 = Z_{L1} + (1 + K_1)X_2Z_{L2}$$

Y

$$Z_3 = Z_{L1} + (1 + K_2)X_2Z_{L2} + (1 + K_3)X_3Z_{L3}$$

Donde X_2 y X_3 , es el porcentaje de cobertura efectiva, que como se vio anteriormente debe de ser del 50% y 25% respectivamente.

De las ecuaciones anteriores, podemos obtener la expresión para calcular la cobertura de la zona 2 sobre líneas adyacentes.

$$X_2 = \frac{Z_2 - Z_{L1}}{Z_{L2}(1 + K_1)}$$

Donde:

Z_2 = Ajuste para la zona 2 en ohms

$X_2 Z_{L2}$ = Cobertura eficaz sobre líneas adyacentes en ohms

Z_{L1} = Impedancia de línea asociada con el relevador

K_1 = Constante infeed para la línea adyacente

De igual forma podemos encontrar la expresión para calcular la eficaz cobertura del relevador sobre líneas remotas

$$X_3 = \frac{Z_3 - Z_{L1} - (1 + K_2)Z_{L2}}{(1 + K_3)Z_{L3}}$$

Donde:

Z_3 = Ajuste para la zona 3 en ohms

$X_3 Z_{L3}$ = Cobertura eficaz sobre líneas remotas en ohms

Z_{L1} = Impedancia de línea asociada con el relevador

K_2 = Constante infeed para la línea adyacente mas larga

Z_{L2} = Impedancia de la línea adyacente mas larga

K_3 = Constante infeed para líneas remotas.

2.3 Procedimientos para obtener los ajustes básicos en un relevador de distancia

2.3.1 Procedimiento 1

De acuerdo al siguiente diagrama unifilar, representar en un diagrama R-X los ohms secundarios de:

a) La línea de 120 KV

b) Los ajustes de los relevadores 21/A y 21/B suponiendo el ajuste de $Z_1 = 80\%$ y $Z_2 = 150\%$ de la impedancia de la línea, con un torque de $\tau = 60^\circ$

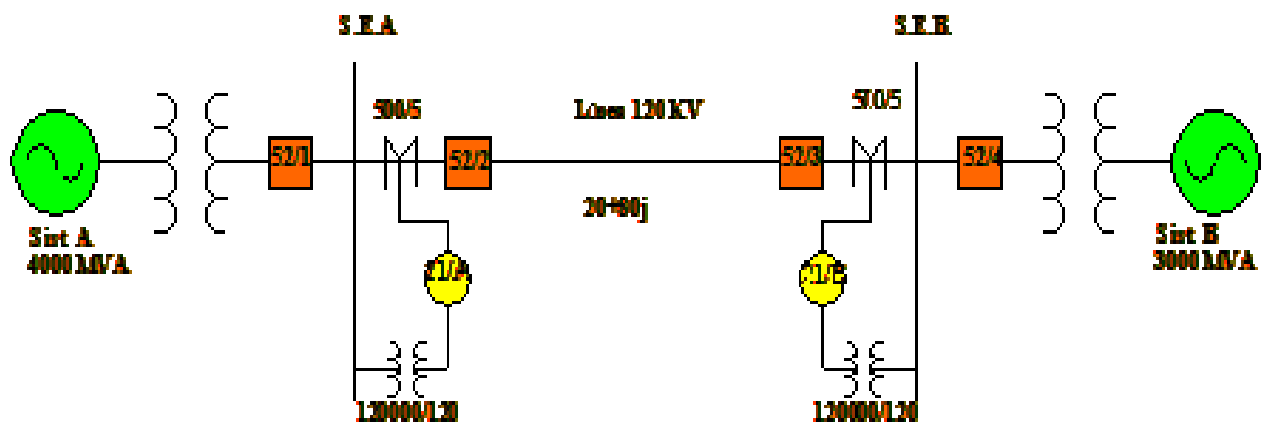


Figura 2.16 Diagrama unifilar de la línea de transmisión de 120 KV

Solución:

a) Ya que tanto los TP's como los TC's tienen las mismas relaciones:

$$Z_{\text{sec}} = \frac{RTC}{RTP} Z_L = \frac{\frac{500}{5}}{\frac{120000}{120}} = 0.1 Z_L$$

$$Z_{\text{sec}} = 0.1(20 + j80) = 2 + j8 \Omega_{\text{sec}} = 8.25 \angle 75.96^\circ$$

Z_{sec} = Impedancia secundaria

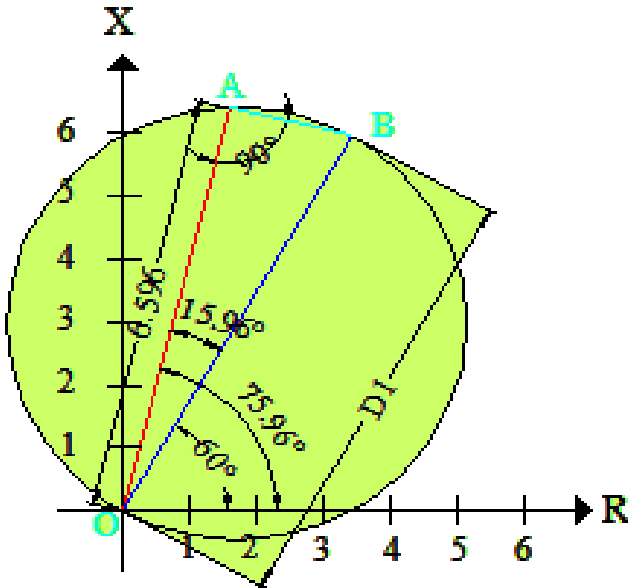
Ω_{sec} = ohms secundarios

b) Para el ajuste de $Z_1 = 80\%$, tenemos:

$$Z_1 = 0.8(2 + j8) = 1.6 + j6.4$$

$$= 6.596 \angle 75.96^\circ$$

Como el ángulo de par máximo ($\tau = 60^\circ$) es diferente al ángulo de la impedancia de la línea, es necesario calcular el diámetro del círculo mho, mediante el siguiente análisis.



Del triángulo rectángulo formado por OAB, tenemos que (ver fig 2.17):

$$\cos 15.96^\circ = \frac{6.596}{D_1}$$

$$\therefore D_1 = \frac{6.596}{\cos 15.96^\circ}$$

$$D_1 = 6.86$$

Figura 2.17 Diámetro del círculo mho para la primer zona

Para el ajuste de $Z_2 = 150\%$, tenemos:

$$Z_2 = 1.5(2 + j8) = 3 + j12$$

$$= 12.369 \angle 75.96^\circ$$

De igual forma que el análisis anterior se obtiene el diámetro del círculo mho para esta zona:

$$\cos 15.96^\circ = \frac{12.369}{D_2}$$

$$\therefore D_2 = \frac{12.369}{\cos 15.96^\circ}$$

$$D_2 = 12.86$$

Finalmente en la figura 2.18, se grafica la característica mho de las zonas de protección.

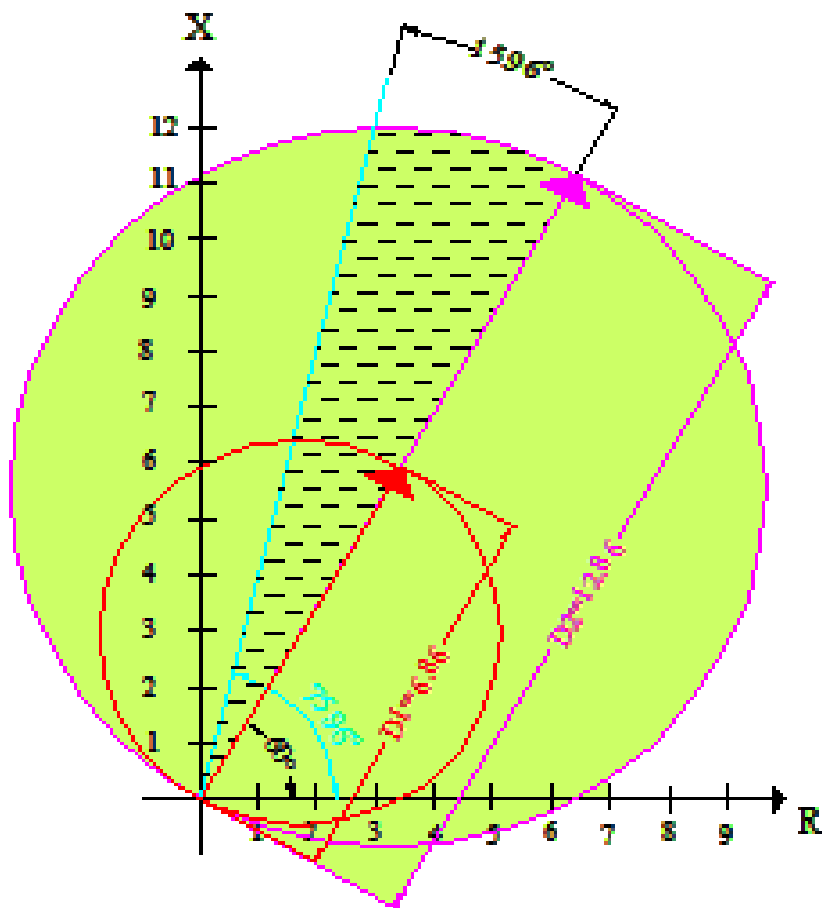


Figura 2.18 Característica mho de los ajustes de los relevadores.

2.3.2 Procedimiento 2

En el siguiente ejemplo, se considera un relevador de distancia instalado en la subestación Pance en el circuito a la subestación Juanchito, mostrado en la figura 2.19, el cual provee un diagrama esquemático de las impedancias vistas por el relevador. La contribución de las corrientes de falla en cada bus para el estudio de cortocircuito son mostrados en la figura 2.20. La relación de transformación para los transformadores TC(corriente) y de TP(potencial) son :

$$CTR = \frac{600}{5}$$

$$VTR = \frac{100}{1}$$

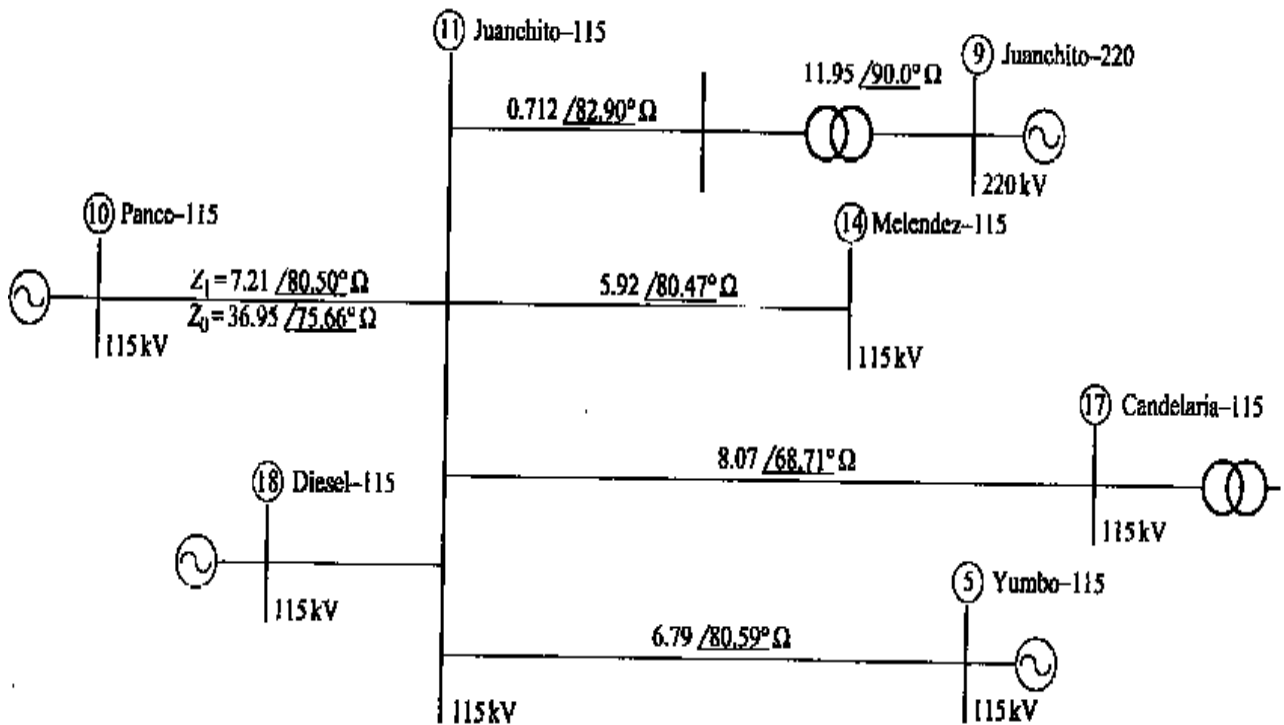


Figura 2.19 Diagrama de impedancias para el ejemplo 2

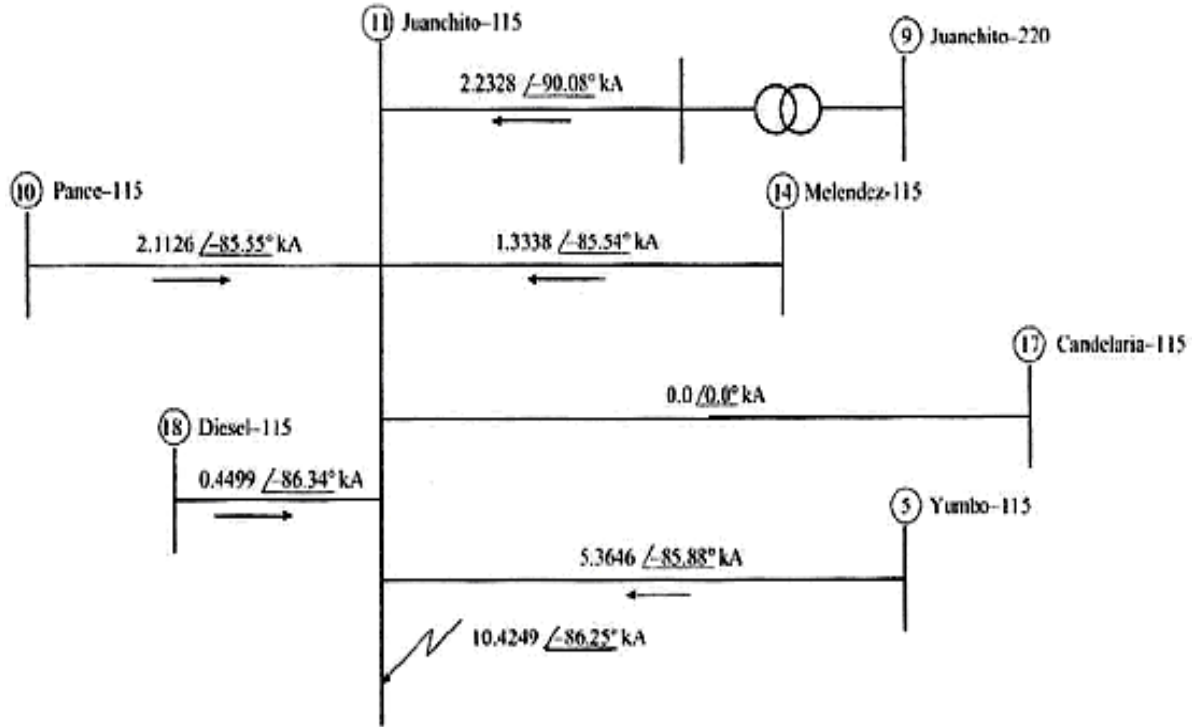


Figura 2.20 Contribución de corrientes de falla para el ejemplo 2

Del criterio para el ajuste de la zona 1 tenemos:

$$Z_1 = 0.85Z_{10-11} = 0.85(7.21 \angle 80.5^\circ) = 6.13 \angle 80.5^\circ \Omega \text{ prim}$$

Y para la zona 2

$$Z_2 = Z_{10-11} + 0.5(1 + K_1)X_2Z_{11-9}$$

En este caso la constante K_1 es definida como:

$$K_1 = \frac{I_{9-11} + I_{14-11} + I_{5-11} + I_{18-11}}{I_{10-11}}$$

Para una falla en el Bus 11.

Con los valores de corto-circuito de la figura 2.20

$$K_1 = \frac{1333.8 \angle -85.54^\circ + 2232.28 \angle -90.08^\circ + 5364.6 \angle -85.88^\circ + 449.9 \angle -86.34^\circ}{2112.6 \angle -85.55^\circ}$$

Haciendo los cálculos debe notarse que los valores de corriente son transmitidos al Bus. Esto es:

$$K_1 = \frac{7148.27\angle - 85.87^\circ}{2112.6\angle - 85.5^\circ} = 3.38\angle - 0.37^\circ$$

Así que $1 + K_1 = 4.38$.

Por lo tanto, el ajuste para la zona 2 es:

$$Z_2 = 7.21\angle 80.50^\circ + (4.38 \times 0.356\angle 82.90^\circ) = 8.77\angle 80.93^\circ \quad \Omega \quad prim$$

Y para la zona 3 tenemos:

$$Z_3 = Z_{10-11} + (1 + K_2)Z_{11-17} + 0.25(1 + K_3)Z_{transf}$$

En este caso, la constante infeed K_3 tomara el mismo valor que K_2 , entonces de acuerdo a este alcance en esta sección no es significativa. Esta aproximación es común cuando se determina el ajuste de la zona 3.

Para una falla en el Bus 11, la constante infeed es definida como

$$K_2 = \frac{I_{9-11} + I_{14-11} + I_{5-11} + I_{18-11}}{I_{10-11}}$$

$$K_2 = \frac{2232.8\angle - 90.08^\circ + 1333.8\angle - 85.54^\circ + 5364.6\angle - 85.88^\circ + 449.9\angle - 86.34^\circ}{2112.6\angle - 85.55^\circ}$$

$$K_2 = \frac{9376.72\angle - 86.86^\circ}{2112.6\angle - 85.5^\circ} = 4.44\angle - 1.36^\circ$$

Así que

$$1 + K_2 = 5.44\angle - 1.10^\circ$$

Por lo tanto el ajuste para la zona 3 es:

$$Z_3 = 7.21\angle 80.50^\circ + (5.44\angle - 1.10^\circ \times 8.07\angle 68.71^\circ) + (1 + 4.44\angle - 1.36^\circ)11.95\angle 90^\circ$$

$$Z_3 = 114.35\angle 80.20^\circ$$

Los ajustes del relevador, en ohms primarios, pueden ser resumidos como sigue:

$$Z_1 = 6.13 \angle 80.5^\circ$$

$$Z_2 = 8.77 \angle 80.93^\circ$$

$$Z_3 = 114.35 \angle 80.20^\circ$$

Los ohms secundarios son calculados usando la siguiente expresión:

$$Z_{\text{sec}} = Z_{\text{prim}} \frac{CTR}{VTR}$$

En este caso $\frac{CTR}{VTR} = \frac{120}{1000} = 0.12$, por lo tanto:

$$Z_1 = 0.736 \, \Omega_{\text{sec}}$$

$$Z_2 = 1.052 \, \Omega_{\text{sec}}$$

$$Z_3 = 13.72 \, \Omega_{\text{sec}}$$

Configuración de la unidad de arranque

La unidad de arranque es ajustada para tomar el 50% de la impedancia de la carga máxima. Dado que la potencia transferida desde Pance a Juanchito es de $S = 30.4 + j13.2 \text{ MVA} = 33.14 \text{ MVA}$, entonces

$$Z_c = \frac{V^2}{P} = \frac{115^2}{33.14} = 399.03 \, \Omega_{\text{prim}} = 47.88 \, \Omega_{\text{sec}}$$

Ajuste de la constante de compensación residual

$$K_1 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_0}$$

Donde K_1 = constante de compensación residual y Z_1, Z_0 = secuencia positiva y cero de la impedancia de línea.

$$K_1 = \frac{36.95 \angle 75.66^\circ - 7.21 \angle 80.50^\circ}{3(7.21 \angle 80.50^\circ)} = 1.377 \angle -6^\circ$$

$$K = 1.4$$

Ajuste del tiempo

Tiempo de retraso para la zona 2 = 0.4 s

Tiempo de retraso para la zona 3 = 1.0 s

Verificación de la carga

El ajuste de la unidad que determina la característica de operación más larga (zona 3) del relevador, debe ser verificado para asegurarse que no exista un traslape con la zona de carga.

El alcance del relevador en la dirección de la carga es determinado por lo siguiente:

$$\text{sen}\beta = 0.818\text{sen}(\phi - 30^\circ)$$

Donde el ajuste del relevador $\phi = 75^\circ$.

$$\text{sen}\beta = 0.818\text{sen}(75^\circ - 30^\circ) = 0.578$$

$$\therefore \beta = \text{sen}^{-1}0.578 = 35.34^\circ$$

$$\alpha = 180^\circ - \beta - (45^\circ)$$

Dado que $\alpha = 99.66^\circ$, el alcance sería:

$$Z_X = \frac{0.55Z_a\text{sen}99.66^\circ}{\text{sen}45^\circ} = \frac{0.55 \times 114.35\text{sen}99.66^\circ}{\text{sen}45^\circ}$$

$$Z_X = 87.68 \Omega \text{ prim}$$

La distancia al punto de carga, expresada en por ciento es:

$$\% = \frac{Z_c - Z_X}{Z_c} \times 100\% = \frac{399.03 - 87.68}{399.03} \times 100\% = 78.03\%$$

Como el resultado anterior es mayor que el 50%, se concluye que el ajuste es apropiado y no se requiere ajustar el alcance por un traslape con la zona de carga.

Determinación de la cobertura real

En acorde con los ajustes calculados, en la zona 2 el relevador cubre el 50% de la línea 11-9. Sin embargo, es importante determinar la cobertura de ese ajuste a lo largo de la línea Juanchito-Yumbo (115kV), para eso utilizamos la siguiente expresión:

$$X_2 = \frac{Z_2 - Z_{L1}}{Z_{L2}(1 + K_1)}$$

La constante infeed en la subestación Juanchito (11) esta dada por:

$$K_1 = \frac{I_{9-11} + I_{14-11} + I_{17-11} + I_{18-11} + I_{5-11}}{I_{10-11}}$$

Para una falla en el Bus 11.

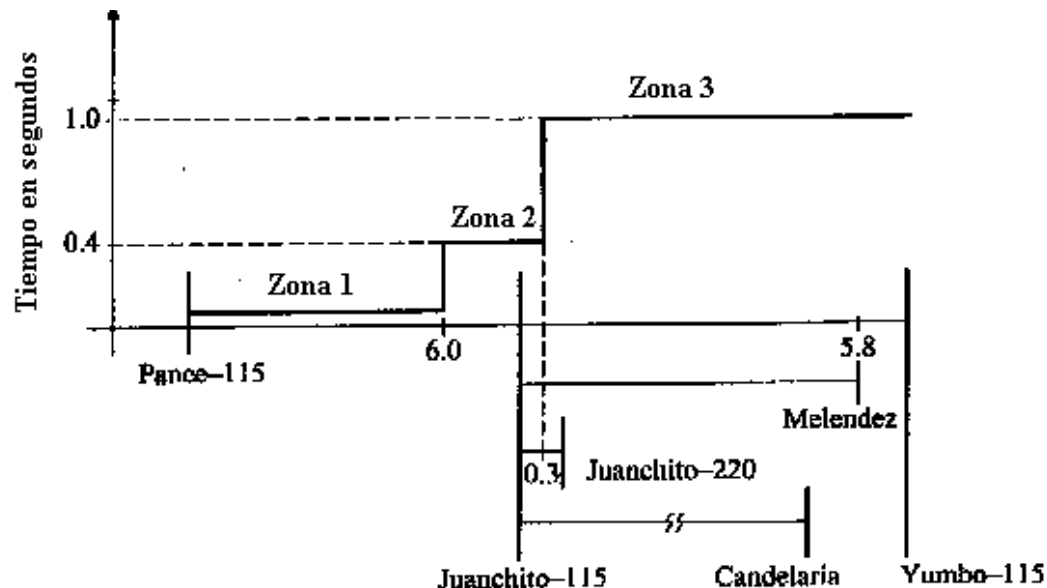
De los cálculos hechos anteriormente de la constante infeed, vemos que su ángulo es cercano a cero, por lo tanto su valor puede ser calculado solo usando magnitudes de corriente.

$$K_1 = \frac{2232.8 + 1333.8 + 0 + 449.9}{2112.6} = 1.90$$

Por lo tanto, la cobertura real o efectiva a lo largo de la línea Juanchito-Yumbo es:

$$X_2 = \frac{8.77 - 7.21}{6.79(1 + 1.90)} = 0.079 = 7.9\%$$

Como era de esperarse, el alcance de la zona 2 para la línea Juanchito-Jumbo es menor que el 50%, entonces el circuito de la línea Juanchito 115 a Juanchito 220 es mas corto. El alcance del relevador se muestra en la figura 2.21.



$$\begin{aligned} Z_L \text{ Pance-Juanchito} &= 7.21 / 80.50^\circ \Omega \\ Z_L \text{ Juanchito Yumbo} &= 6.79 / 80.59^\circ \Omega \\ Z_L \text{ Yumbo-Chipichape} &= 5.79 / 69.25^\circ \Omega \\ Z_L \text{ Chipichape-B. Anchicaya} &= 27.59 / 67.16^\circ \Omega \\ Z_L \text{ Juanchito 115-Juanchito 220} &= 0.712 / 82.90^\circ \Omega \end{aligned}$$

Figura 2.21 Alcance del relevador de distancia para el ejemplo 2

2.3.3 Procedimiento 3

Para el sistema de potencia de la figura 2.22, calculamos:

- La resistencia de falla, si la corriente de falla es 200A.
- El valor de la constante de compensación residual.
- La impedancia que el relevador ve si se usa constante de compensación residual igual a 1.0 (100%).

La relación de transformación para el TC es 800:1 y del TP es $11800/\sqrt{3} : 110/\sqrt{3}$

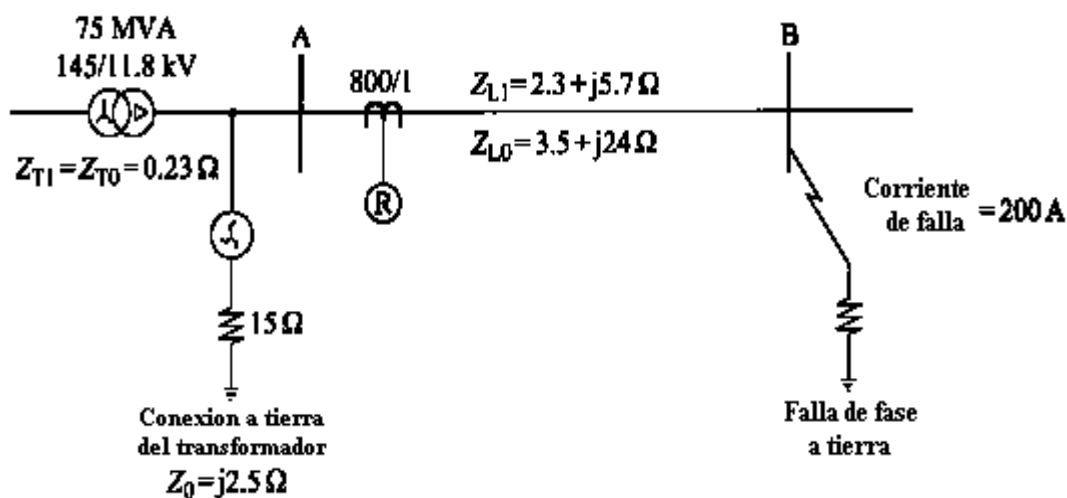


Figura 2.22 Diagrama unifilar para el ejemplo 3

Para una falla de una sola fase, las tres redes de secuencia son conectadas en serie como se muestra en la figura 2.23:

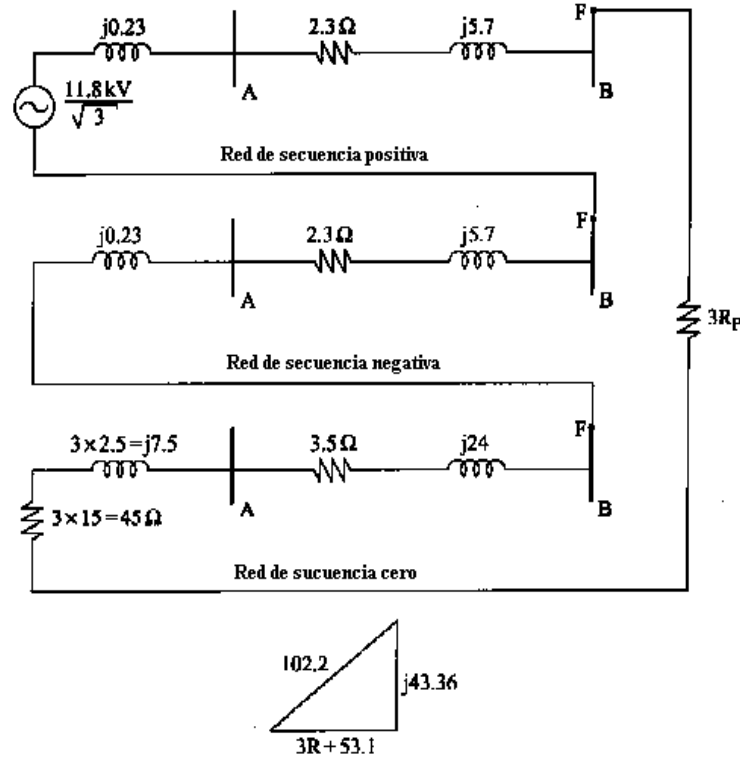


Figura 2.23 Redes de secuencia para el ejemplo 3

Para una falla de una sola fase puede demostrarse que:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a3} \Rightarrow I_{a1} = \frac{I_a}{3}$$

$$I_a = 3I_{a1} = \frac{3(11.8 \times 10^3)}{\sqrt{3}[2 \times (j0.23 + 2.3 + j5.7) + 45 + j7.5 + (3.5 + j24) + 3R_F]}$$

$$I_a = \frac{20.44 \times 10^3}{53.1 + 3R_F + j43.46}$$

$$\text{Si } R_T = 53.1 + 3R_F, \text{ entonces } R_T + j42.36 = \frac{20.44 \times 10^3}{I_F \angle -\phi}$$

$$\text{Si } I_F = 200 \text{ amp}, \text{ entonces } R_T + j42.36 = \frac{20.44 \times 10^3}{200 \angle -\phi}, \text{ y}$$

$$R_T = \sqrt{102.2^2 + 43.36^2} = 92.25\Omega$$

Por lo tanto la resistencia de falla es:

$$R_F = \frac{99.55 - 53.1}{3} = 13.15\Omega$$

La constante de compensación residual, esta dada por:

$$K = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} = \frac{3.5 + j24 - 2.3 - j5.7}{3(2.3 + j5.7)} = 0.99$$

Calculo de la impedancia secundaria que el relevador ve si se usa una compensación residual de 1.0 (100%):

$$Z_R = \frac{V_{Ra}}{I_{Ra}} = \frac{I_0 \times (Z_{L1} + Z_{L2} + 3R_F + Z_{L0})}{3I_0 + KI_R} = \frac{2Z_{L1} + 3R_F + Z_{L0}}{3(1 + K)}$$

Y $K = 1$.

Puesto que para esta falla $I_R = 3I_0$, entonces

$$Z_R = \frac{2(2.3 + j5.7) + (3 \times 13.15) + (3.5 + j24)}{6} = 7.93 + j5.9$$

En ohms secundarios son:

$$\text{Ohms primarios} \times \frac{TC_{\text{Relación}}}{TP_{\text{Relación}}} = (7.93 + j5.9) \times \frac{800/1}{11800/110} = 59.14 + j44\Omega$$

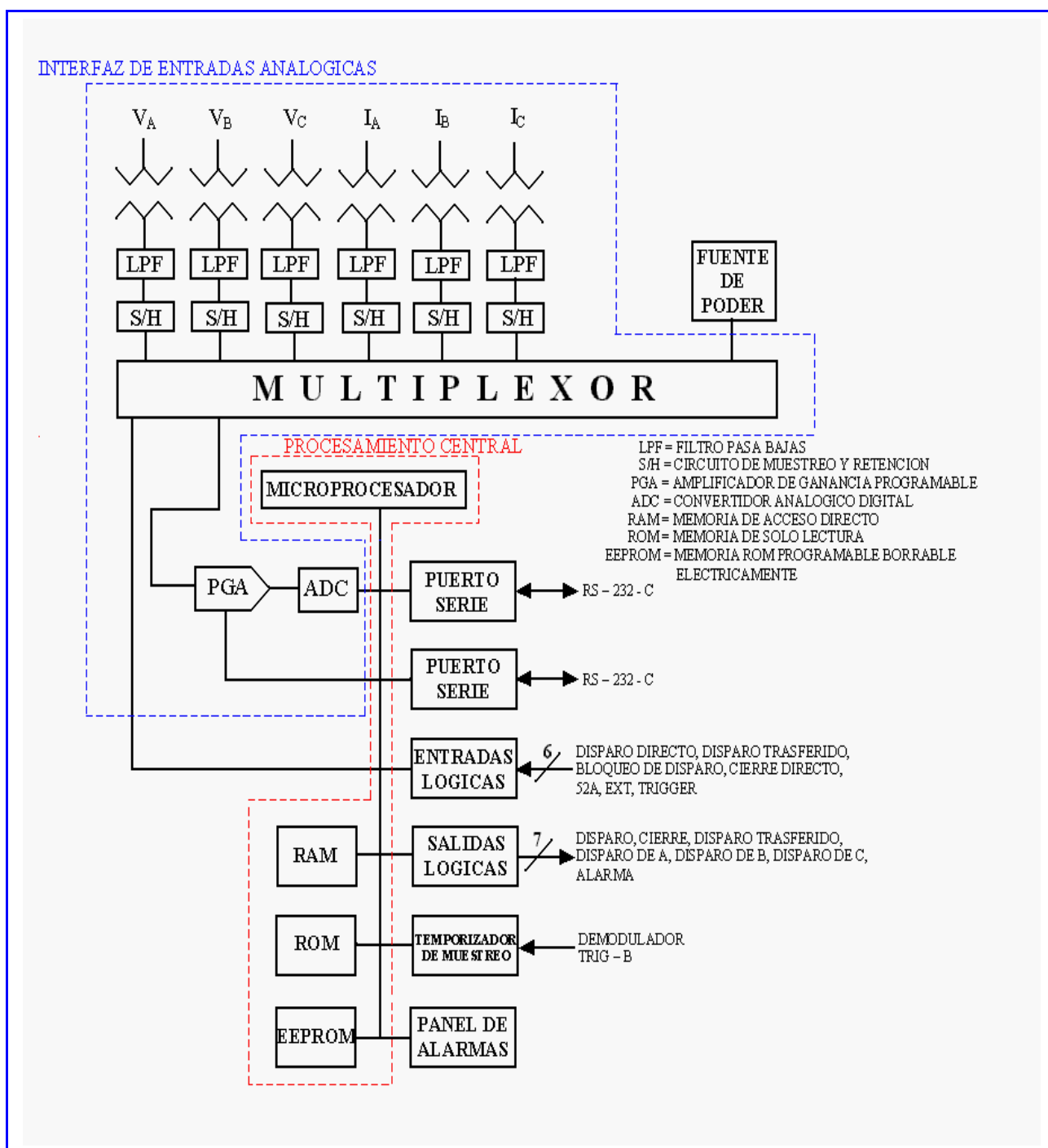
Realizar los ajustes adecuados para proteger una línea de transmisión, determinará una exitosa protección. A grandes rasgos la protección a distancia se efectúa identificando la impedancia de la falla en la línea, y un ángulo (ángulo de par máximo).

En este tipo de relevador el valor de la impedancia proporciona un buen medio para discriminar las condiciones normales de operación del sistema, de fallas que ocurran dentro de una área de protección concreta y de aquellas que ocurran en otra zona cualquiera del sistema.

Los valores de operación de las unidades de distancia se expresan en términos de impedancia o en términos de reactancia y admitancia, en cualquier caso va implícita el uso de una unidad direccional y de corriente.

CAPITULO 3

PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR DIGITAL DE DISTANCIA



3.1 EL RELEVADOR DIGITAL DE DISTANCIA

A partir de la década de los setenta se inició el desarrollo de las protecciones con microprocesador, siendo las primeras aplicaciones, en las protecciones de líneas las más complejas. Posteriormente se han ido extendiendo a otros campos y en la actualidad es raro el nuevo diseño que no integre microprocesadores en cualquiera de las funciones o equipos de protección.

Aquí podemos hablar de unas unidades básicas limitadas, sino del planteamiento de diferentes algoritmos que recogerán con mayor o menor fidelidad, las distintas condiciones que se plantean en el sistema eléctrico de potencia en el momento de producirse la falla.

Básicamente el hardware es el mismo para un gran número de funciones de protección, siendo el software el que hace la diferencia en cada tipo de función.

Siempre hemos mantenido el concepto de relevador como un elemento analógico que acepta diferentes magnitudes como información de entrada para a continuación, procesarlas electromagnética o electrónicamente, desarrollando un par, o produciendo una salida lógica representativa de la variación de una magnitud del sistema eléctrico. El resultado transmitido a través de unos contactos o mediante unas señales de salida, será lo que permita tomar la decisión adecuada.

Cuando se inicio con la incorporación de los microprocesadores en las funciones de protección lo que se pretendía era sustituir las funciones existentes desarrolladas con tecnologías precedentes tales como, protecciones de línea, de generadores, de transformadores o de barras, por relevadores digitales y aprovechar las posibilidades que ofrecía la floreciente tecnología digital, para captar y almacenar una información que pudiera ser utilizada posteriormente en programas de mantenimiento de los equipos del sistema eléctrico.

Pero a todo esto hubo que añadir la posibilidad de ser, tanto local como remota y también el poder tomar decisiones correctas, hacer cambios en los niveles de operación y elaborar diagnósticos con monitoreo remoto, etc.

3.2 COMPONENTES DE UN RELEVADOR DIGITAL

La protección digital trabaja a partir de señales de corriente y tensión proporcionadas por transductores y otros dispositivos de fuentes analógicas y de circuitos de control y monitoreo.

En la figura 3.1 se muestran los componentes de un relevador digital dividido en bloques elementales

Un microprocesador y un sistema de adquisición de datos, es el corazón de cualquier relevador digital, sus componentes principales son:

- 1 microprocesador, de 8 bits con capacidad máxima de 40kb de memoria para la memoria (PROM).
- 16KB de memoria no volátil
- Dos puertos de comunicación serie.
- Cronometro programable.
- 3 puertos paralelos duales.

Los puertos paralelos y la sección de control de tiempo para la conversión analógico digital, consiste en:

- Un convertidor de analógico digital (ADC) de 12 bits.
- Un amplificador de ganancia programable (PGA).
- Un multiplexor (MUX) y los circuitos de muestreo y retención son alimentados por 8 filtros paso-bajas, cada unidad contiene un filtro pasivo RC para reducir la interferencia de radio frecuencia, seguido por un filtro paso-bajas activo de dos polos. Un circuito sumador analógico es empleado para calcular la corriente residual.

El relevador hará mínimo 4 muestreos por ciclo, lo cual, le permite funcionar de una manera muy simple con un buen burden. La confiabilidad se incrementa minimizando el número de interconexiones entre tarjetas y la simplicidad de diseño de hardware.

Todos los circuitos integrados de memorias están montados sobre soquets, de manera que se pueden sustituir fácilmente para el caso de modificaciones de software.

Los bloques elementales de un relevador digital son los siguientes:

- Interfaz de entradas analógicas.
- Sistema central de procesamiento.
- Puertos de comunicación y generador de “baud rate”.
- Panel.
- Entradas lógicas.
- Fuente.

INTERFAZ DE ENTRADAS ANALÓGICAS

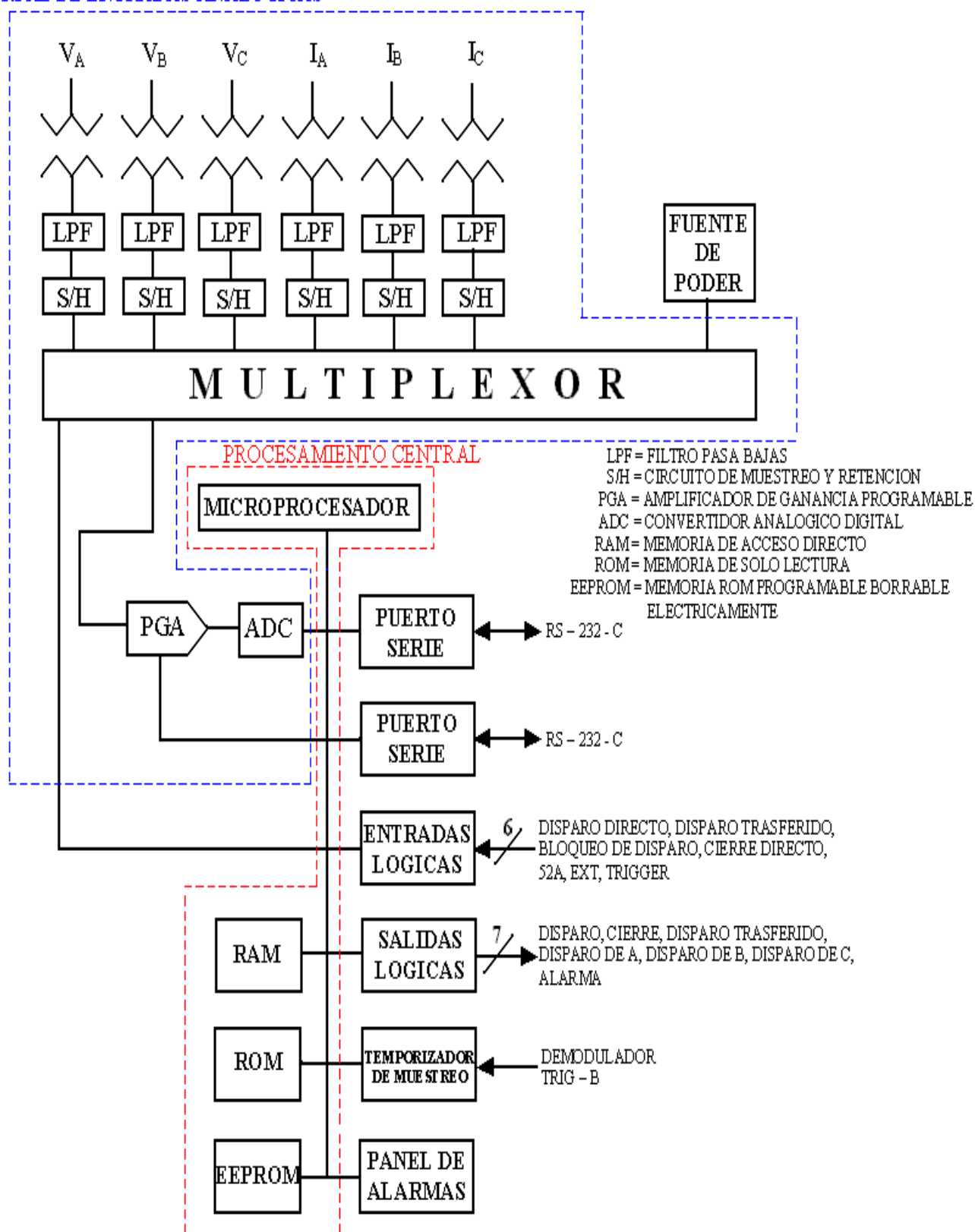


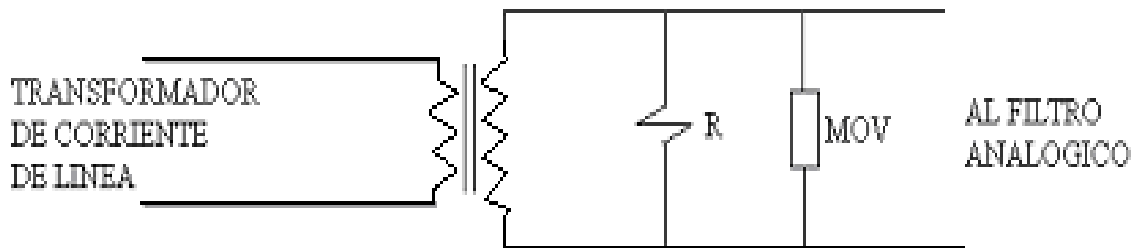
Figura 3.1 Diagrama de bloques de un relevador microprocesado

3.2.1 Interfaz de entradas analógicas

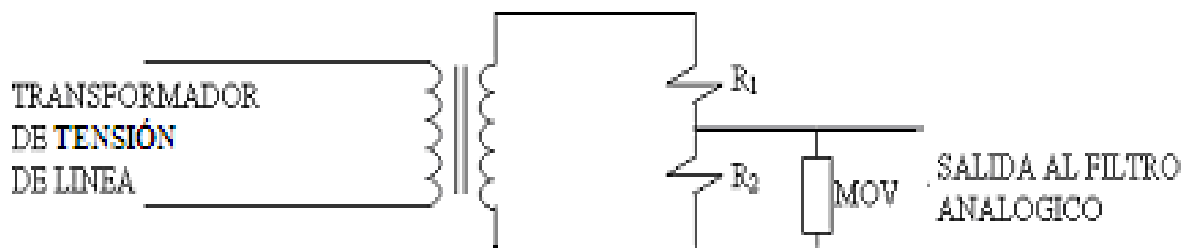
3.2.1.1 Transformadores de acoplamiento

Internamente se utilizan tres transformadores de corriente y tres de potencial, para la toma de señales analógicas, los secundarios de los transformadores de corriente alimentan a un shunt resistivo de 1 ohm. Esto con dos propósitos: el primero, para que gran parte de la corriente pase a través de la resistencia y de esta manera no afectar los dispositivos electrónicos que se encuentran en la etapa subsecuente así mismo proporcionar un burden bajo a los TC, el segundo, proporcionar a estos dispositivos una tensión directamente proporcional a la corriente, ver la siguiente figura 3.2a.

Para el caso de los transformadores de tensión, los TP alimentan a un divisor resistivo de tensión, ya que estos entregan una tensión de 66 volts y los dispositivos no son capaces de manejar tensiones tan altas. La red resistiva debe ser lo mas precisa posible por lo que se usan resistencias de baja tolerancia (1%). Los valores dependen del circuito de etapa subsecuente ver la siguiente figura 3.2b.



a) Transformador de corriente analogico con varistor



b) Transformador de **tensión** analogico con varistor

Figura 3.2 Transformadores de acoplamiento

Como protección adicional al instrumento se usan varistores, a fin de suprimir transitorios que puedan dañar la electrónica.

3.2.1.2 Filtro paso bajas

Es necesario que las corrientes y las tensiones antes de procesarse digitalmente, sean filtradas por medio de un filtro pasa-bajas (LPF). Para evitar que las señales a muestrear contengan alguna componente indeseable que el microprocesador pueda interpretar como una falla. Existen dos maneras a través de filtros analógicos y filtros digitales.

El filtro digital permite obtener la señal filtrada con características que varían según la filosofía que se utilice. Se utilizan algoritmos muy sencillos en los que el tiempo de calculo de magnitudes es corto, previendo que su efectividad al filtrado de componentes armónicos es deficiente.

Un filtro analógico ideal debe cumplir con no distorsionar ni atenuar la señal y la de producir un mínimo retraso de la misma, además de tener una impedancia de entrada infinita. La atenuación y distorsión se evita utilizando un filtro activo, para evitar un retraso en la señal es necesario hacer un análisis más profundo.

En los filtros analógicos, la frecuencia de corte depende del orden de este. Es importante tener un corte abrupto ya que se elimina cualquier frecuencia mayor a la frecuencia deseada, pero su tiempo de respuesta, es mayor debido a que este es proporcional al orden del filtro. Para poder reducir el tiempo se utilizan dos filtros: uno analógico que tenga una frecuencia de corte mucho más alta y un filtro digital capaz de eliminar las frecuencias bajas, de manera que se filtren todas las frecuencias no deseadas, principalmente las armónicas.

En la figura 3.3, se presenta un filtro paso bajas BUTTERWORTH de segundo orden, el cual tiene una ganancia constante y una respuesta casi lineal, características que son deseables para el procesamiento de cualquier señal.

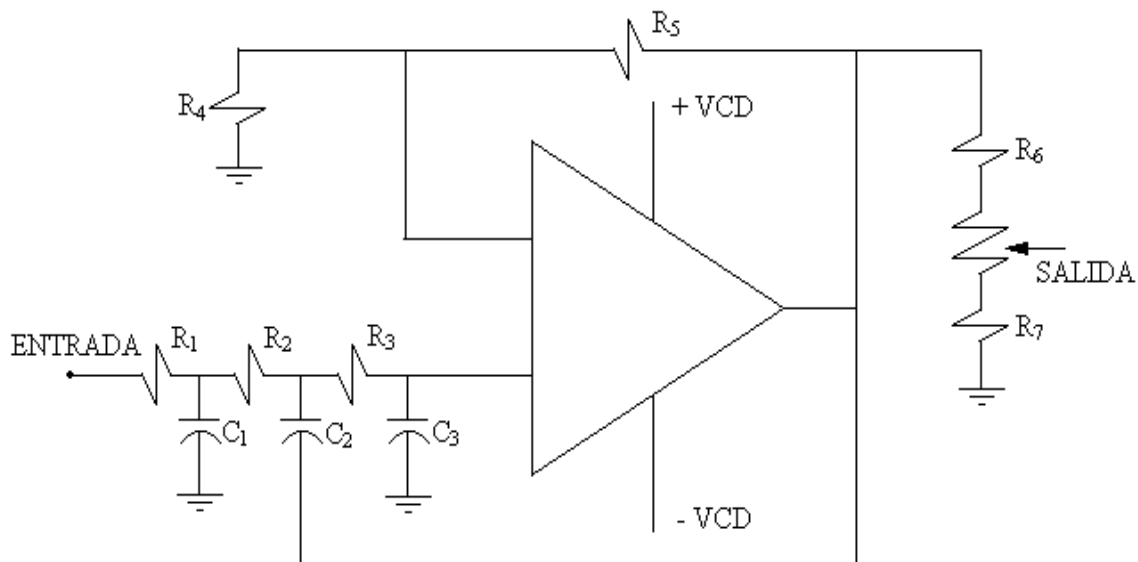
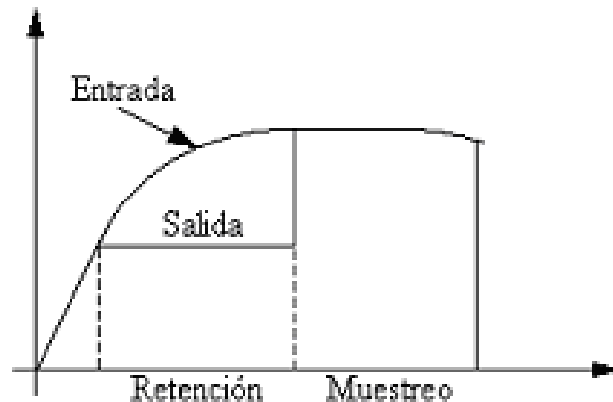


Figura 3.3 Filtro paso bajas tipo Butterworth.

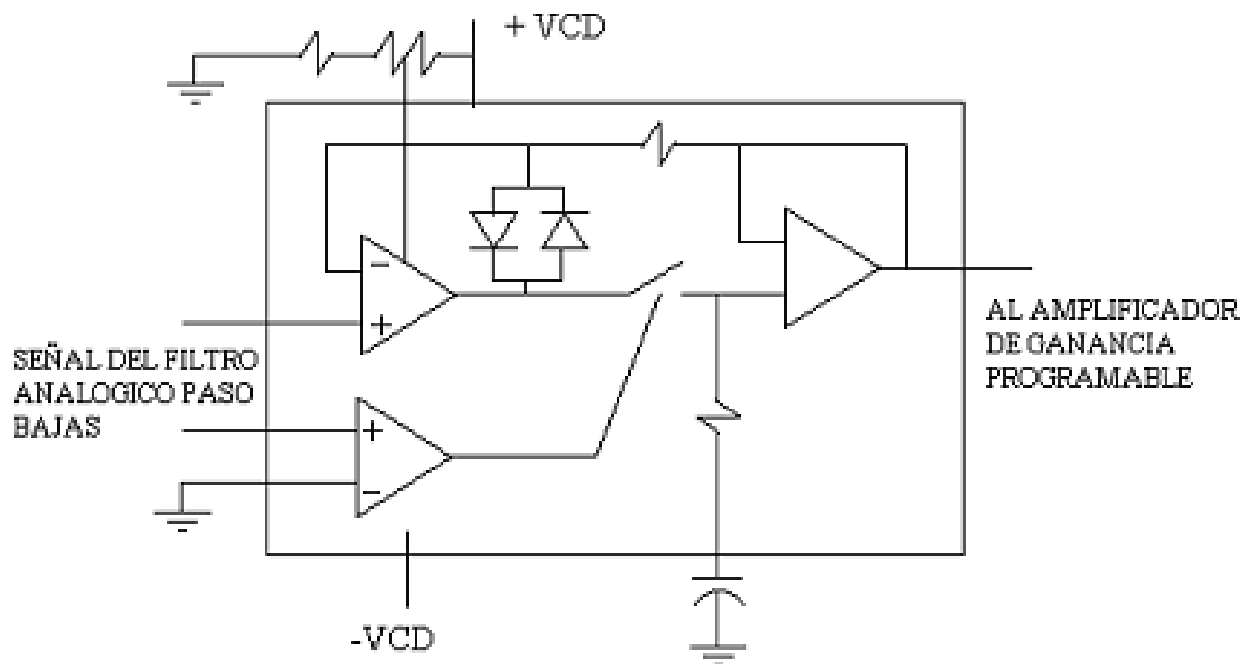
3.2.1.3 Circuitos de muestreo y retención

El circuito de muestreo y retención (“sample and hold”) no entrega ninguna salida mientras este habilitado como muestreo. En el momento en el que se habilita como retención, este memoriza el valor en ese instante y lo entrega a la salida durante todo el tiempo o durante todo el periodo que este habilitado de esta forma: La retención de la señal dependerá del número de veces que el instrumento necesite muestrear las entradas.

El circuito de muestreo y retención se encarga de obtener información de la señal cada vez que se le pide y de almacenarla durante cierto tiempo debido al capacitor que se le conecta, ver la figura 3.4.



a) Diagrama de respuesta de un **circuito de muestreo y retención**



b) **circuito de muestreo y retención**

Figura 3.4 Circuito de muestreo y retención

Ya que la frecuencia de muestreo no necesita sincronizarse en ningún momento con la señal senoidal, la señal de “huella sostenida” que requieren los circuitos de muestreo y retención se realiza con un periférico de conteo y temporización que pertenece a la familia del microprocesador. El temporizador permite dar la señal de disparo a los circuitos de muestreo y retención según el número de veces que se desee muestrear la señal por ciclo.

3.2.1.4 Temporizador de muestreo

Los circuitos de muestreo necesitan una señal que les indique en que momento tomar una muestra. Estas señales tienen un periodo definido según el número de muestras por ciclo que se requieran. Para lograrlo se utiliza un multivibrador estable como se muestra en la figura 3.5.

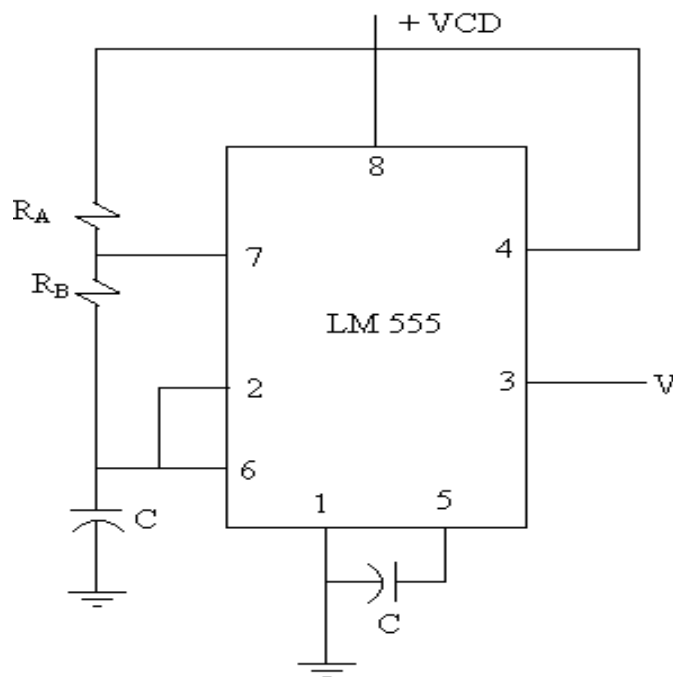


Figura 3.5 Multivibrador estable

En el circuito Multivibrador variando la resistencia o el capacitor podemos ajustar el tiempo de disparo. La señal que salga de este circuito no solo indicara el muestreo y la retención si no que además le indicara al microprocesador que ejecute la subrutina de interrupción.

3.2.1.5 Multiplexor

El multiplexor se utiliza solo para seleccionar una salida de los datos muestreados. Este consta de interruptores analógicos y algunas veces utiliza lógica de control digital. El multiplexor analógico puede ser de 8 a 1 o 16 a 1.

A demás se tiene la posibilidad de acondicionar la señal antes de enviarla al conversor analógico digital, mediante un amplificador de ganancia programable.

3.2.1.6 Amplificador de ganancia programable

El amplificador de ganancia programable (PGA) permite al microprocesador optimizar el escalado de ganancia de los canales analógicos antes de que los datos sean convertidos a cantidades digitales, ver la siguiente figura 3.6. El amplificador de ganancia programable tiene la función de atenuar o amplificar la señal analógica de entrada tantas veces sea necesario; el control de ganancia o atenuación esta dado por una palabra digital proporcionada por el microprocesador a través de un puerto paralelo.

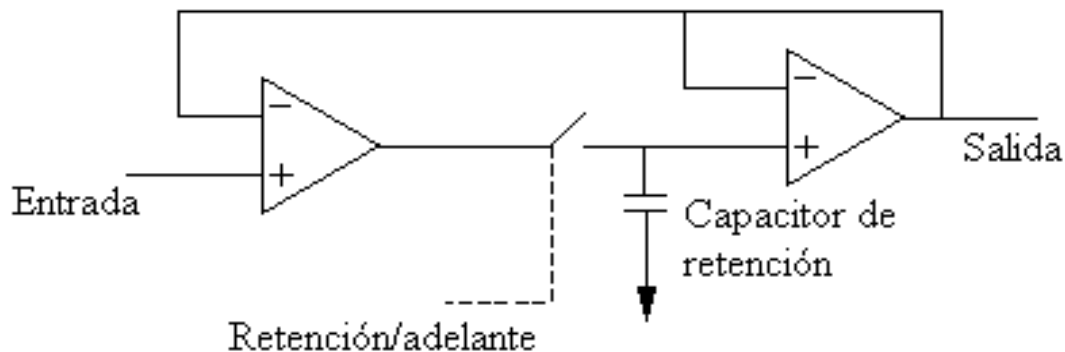


Figura 3.6 Amplificador de muestreo típico

3.2.1.7 Convertidor analógico digital

El filtrado, muestreo, selección y escalado son pasos necesarios que una vez realizados permiten convertir las señales analógicas en números con el fin de que puedan ser aceptados por el microprocesador. Antes que nada se considera, la exactitud y en segunda instancia la rapidez y precisión para la aplicación, ver la siguiente figura.

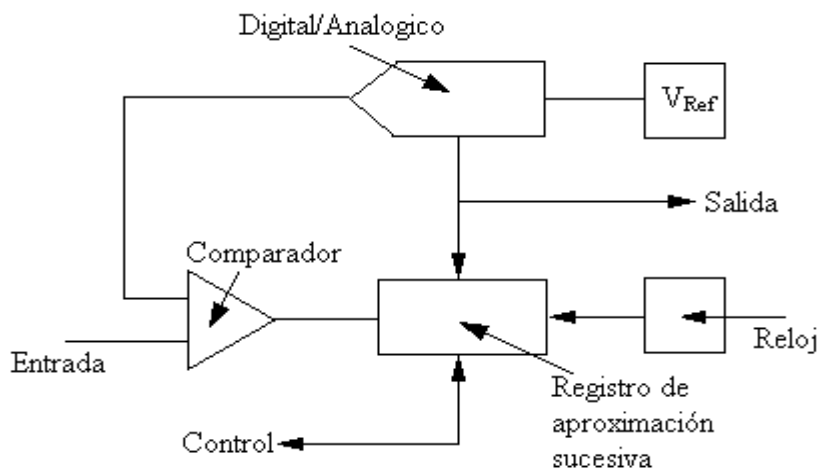


Figura 3.7 Convertidor A/D de aproximación sucesiva.

3.2.2 Circuito de procesamiento central

La tarea del microprocesador es ejecutar las funciones y otras instrucciones definidas en programas almacenados permanentemente en su memoria. Cuando se encuentra en funcionamiento, el microprocesador se direcciona obteniendo la primera instrucción de su memoria almacenada en un registro, ejecutándola posteriormente en la unidad de lógica aritmética. Cuando las instrucciones se completan, el contador del programa da la siguiente dirección y continúa el proceso, ver la figura 3.8.

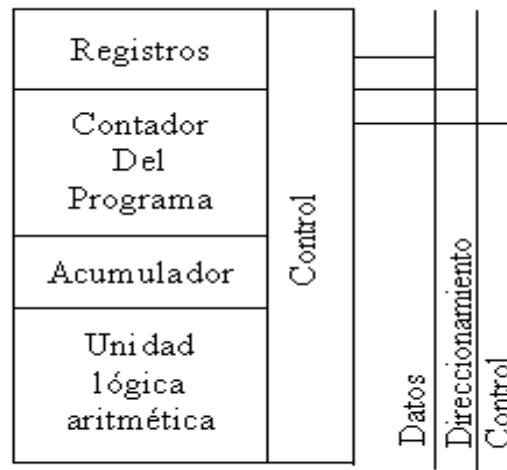


Figura 3.8 Diagrama de bloques de un microprocesador

3.2.3 Puertos de comunicación y generador de “baud rate”

El instrumento tiene una interfaz hombre maquina sumamente accesible a fin de poder comunicarse con el para ordenarle tareas tales como:

- Solicitud de reportes impresos.
- Solicitud de auto prueba para aumentar la confiabilidad del equipo.
- Solicitud de estatus del equipo.
- Control del interruptor manual.
- Solicitud de cambio de parámetros temporales.
- Solicitud de medición eléctrica.

3.2.4 Panel

Los puertos serie nos proporcionan la forma idónea de obtener toda la información, pero se incluye un panel que nos proporciona la información elemental, además de una alarma audible para indicarnos ya sea un mal funcionamiento del equipo o una operación del relevador por falla en la línea de transmisión. Así mismo se incluye un botón de restablecimiento.

El panel puede ser sencillo y únicamente proporcionar el tipo de falla que se presente por medio de leds indicadores, o tan complejo que se puede controlar el panel a través de un puerto paralelo de entrada y de salida, evitando el uso de una Terminal y de hecho podría sustituirla a esta pero complicaría la circuitería y aumentaría la posibilidad de falla del relevador. En la figura 3.9 se muestra la manera estándar de encender los leds del panel indicador de fallas utilizando un puerto paralelo de entrada y salida.

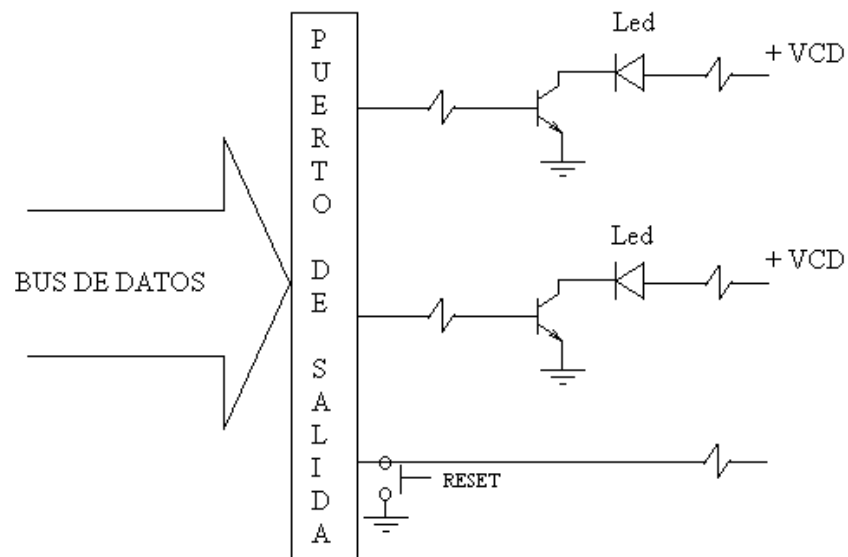


Figura 3.9 Encendido de leds a través de un puerto paralelo.

El botón de restablecimiento se coloca en el panel y esta directamente conectado a la terminal de restablecimiento del microprocesador, de esta manera que al ser activada, el microprocesador interrumpe cualquier función que este realizando y se posiciona en la primera localidad de memoria para volver a empezar toda la rutina.

3.2.5 Entradas lógicas

Un relevador del tipo microprocesado tiene un puerto de entrada por donde puede observar si los interruptores se abrieron o si el interruptor perteneciente al otro extremo se disparo, es decir, recibe señales de comunicación, además de recibir información del estado de los elementos de otros relevadores.

La manera de obtener información de estas entradas es introduciendo al bus de datos a través de un puerto paralelo. Se usan autocopladores estos tienen la ventaja de aislar perfectamente al instrumento de las señales eléctricas de entrada. En la figura 3.10 se muestra en detalle el acoplamiento de las señales eléctricas con el instrumento

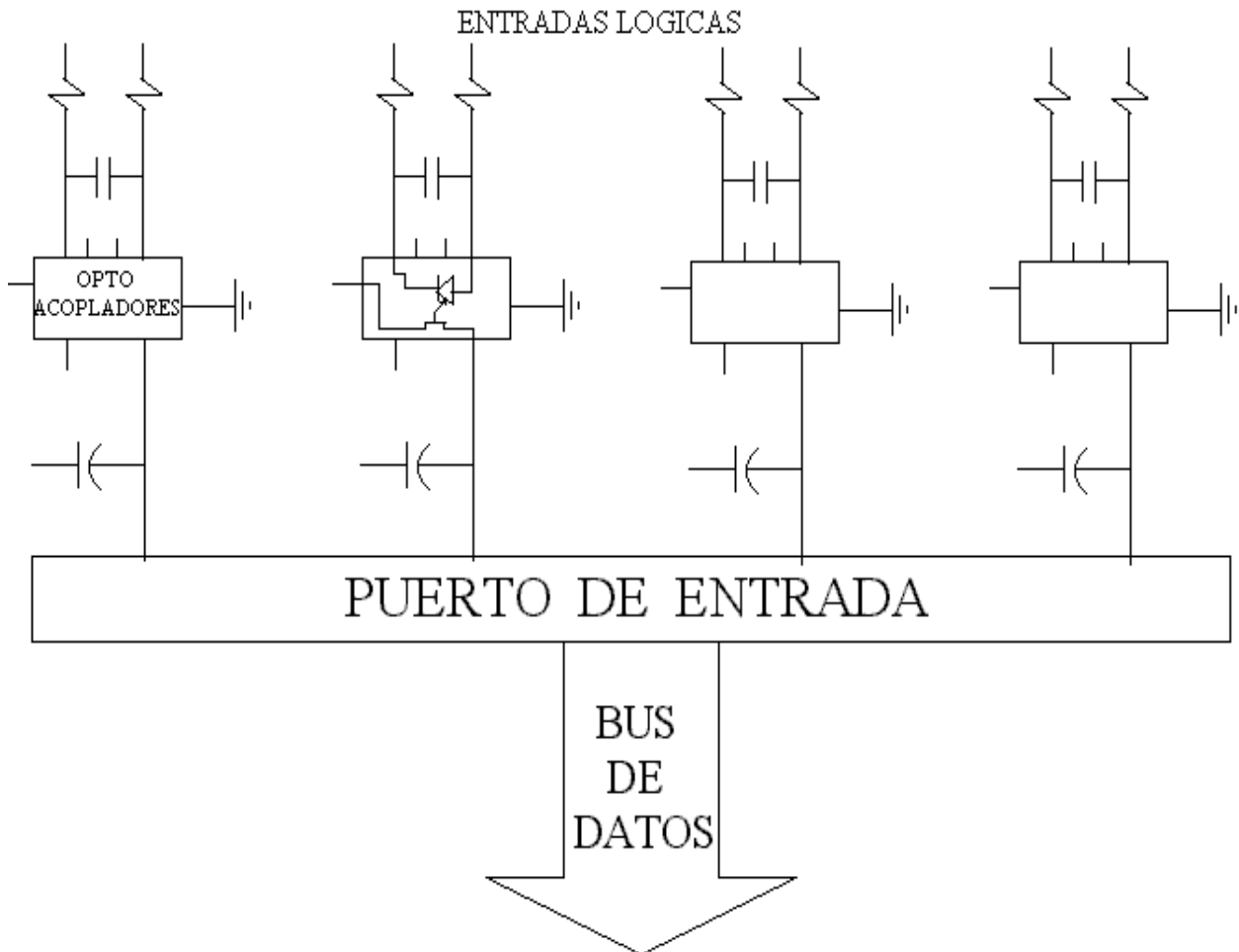


Figura 3.10 Acondicionamiento de entradas. lógicas.

3.2.6 Salidas lógicas

El relevador microprocesado abre y cierra interruptores, función que es indispensable en todo relevador. Por lo menos tiene una salida que abre los interruptores de las tres fases, una salida por cada una de las fases para poder abrir una determinada fase y por lo menos una salida que cierre todos los interruptores y puede ser opcional. Adicionalmente el relevador tiene salidas para función de alarma, de comunicaciones, etc.

Estas señales de salida no pueden ser manejadas directamente por los circuitos de la familia utilizada (TTL) dadas sus condiciones de potencia y tensión. Al igual que las entradas, la manera de producirlas es mediante un puerto paralelo.

Estas señales accionan unos interruptores de mediana potencia tipo DARLINGTON, los cuales a su vez, al entrar en saturación, energizan las bobinas de los relevadores cuyos contactos sirven como salida. La forma empleada para manejar circuitos inductivos, como es el caso de las bobinas de los relevadores es mostrada en la figura 3.11.

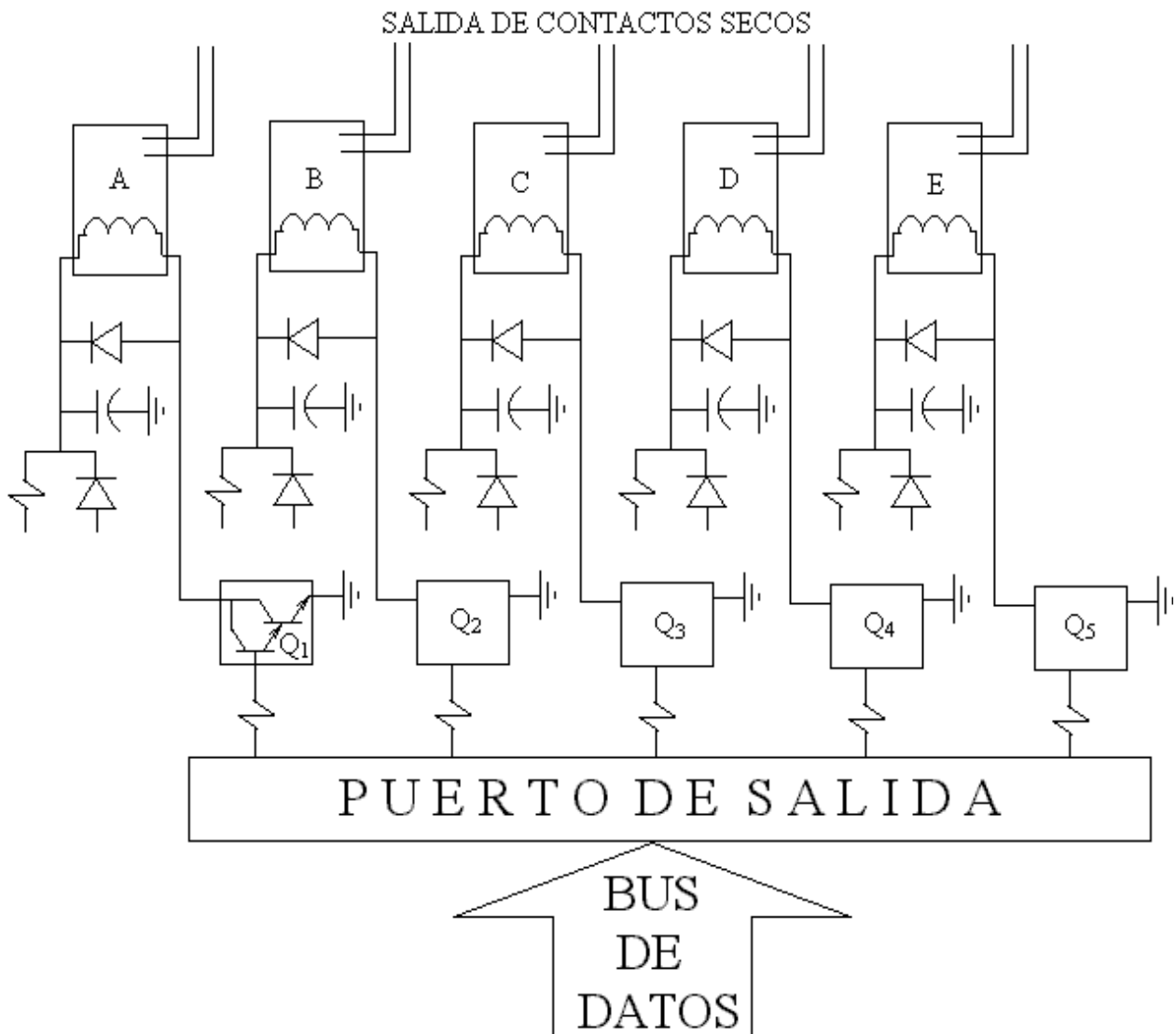


Figura 3.11 Entradas lógicas

El transistor Darlington al entrar en saturación propicia que la bobina se energice. La función del diodo en paralelo con la bobina es la de proteger al transistor, ya que cuando este entra en corte, la bobina tiende a evitar el cambio en el campo magnético induciendo una fuerza electromotriz cuyo efecto sobre el transistor es poner el colector de este a un potencial mas negativo.

Al estar presente el diodo cuya característica es la rapidez, abre un camino para la descarga de la bobina y protege al transistor evitando que el valor de tensión inducida los 0.6 volts de corriente directa.

3.3 FUNCIONAMIENTO DEL ALGORITMO DE UN RELEVADOR DE COMPONENTES MICROPROCESADOS.

Un relevador digital microprocesado usa en sus cálculos cantidades fasoriales que le indican la posición de los vectores y su representación en el plano cartesiano, indicando sus componentes por un par de números. Para obtener esta información, el relevador digital realiza el siguiente procedimiento.

- El relevador recibe las señales analógicas de entrada y las pasa por filtros bipolares pasa-bajas, para eliminar todas las componentes de alta frecuencia.
- Las señales analógicas filtradas se muestrean mediante un circuito de muestreo – retención (figura 3.12) y en seguida las muestras son transformadas a valores numéricos.
- Los datos muestreados (convertidos en números) pasan por filtros digitales, en donde son eliminadas las componentes de cd y rampa.

Los pasos de este procedimiento el relevador los realiza cada $\frac{1}{4}$ de ciclo de la frecuencia fundamental del sistema (4.167 ms para la frecuencia de 60 Hz). Este proceso es el que utiliza el relevador digital microprocesado para transformar las señales de tensión a numéricos, para después manipularlos a través del producto punto y poder obtener el par (torque) de operación.

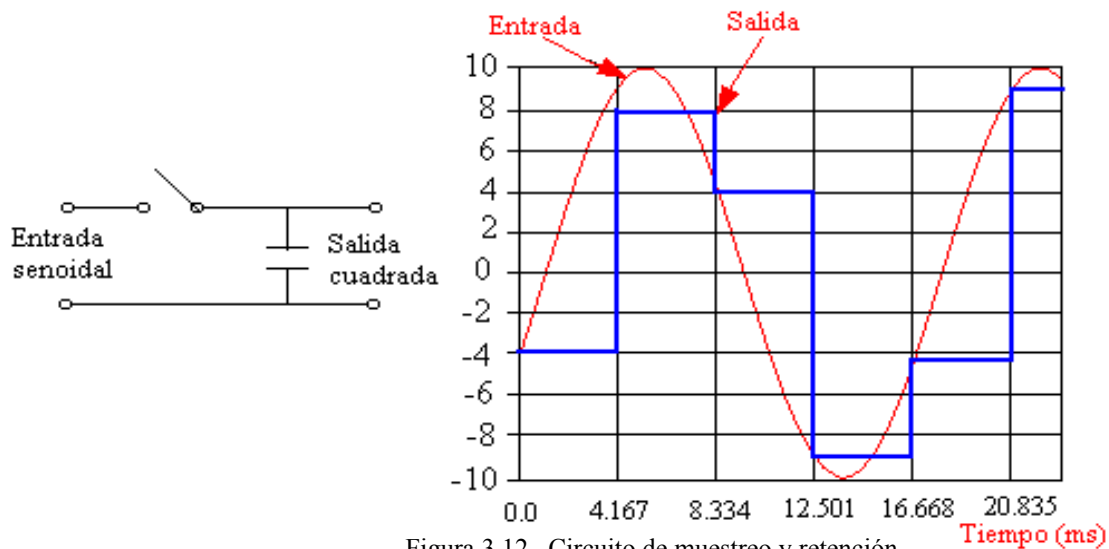


Figura 3.12 Circuito de muestreo y retención.

Para obtener el fasor de las señales analógicas se usan: el último valor muestreado y el inmediato anterior, formándose así el par de números que indican con componentes X y Y del fasor deseado sobre el plano cartesiano, siendo el ultimo valor el correspondiente a X y el penúltimo a Y, interrelacionados de la forma como se muestra en la figura 3.13.

Estas señales son controladas por el microprocesador interno del relevador, a través de un multiplexor para pasarlas luego a un amplificador de ganancia programable y después a un convertidor analógico-digital cuya salida va directamente al bus de datos que serán manejados por el microprocesador.

Los valores fasoriales son subsecuentemente procesados por el microprocesador mediante los algoritmos correspondientes para las diferentes funciones del relevador. Para su funcionamiento, el relevador ejecuta un programa, cuyo diagrama de flujo se muestra en la figura 3.14, cada cuarto de ciclo.

Todo el funcionamiento del relevador está definido por las instrucciones escritas en un programa dentro de este, en donde se incluyen las ecuaciones para la determinación de los elementos internos del relevador, las ecuaciones lógicas intermedias que involucran los estados de los elementos de entrada, comparando todo con los parámetros de ajustes y las lógicas programadas.

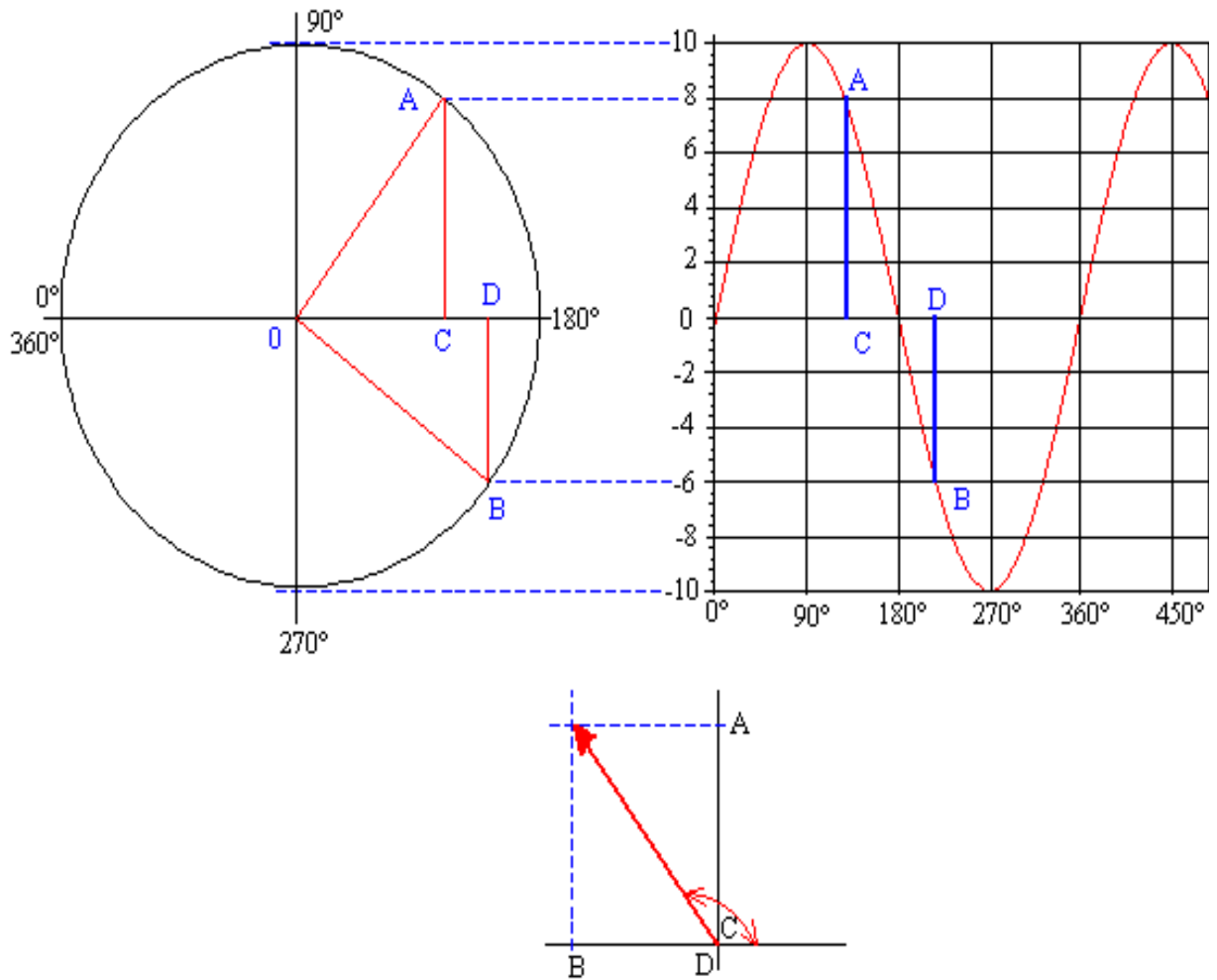


Figura 3.13 Interrelación de valores muestreados con el plano cartesiano

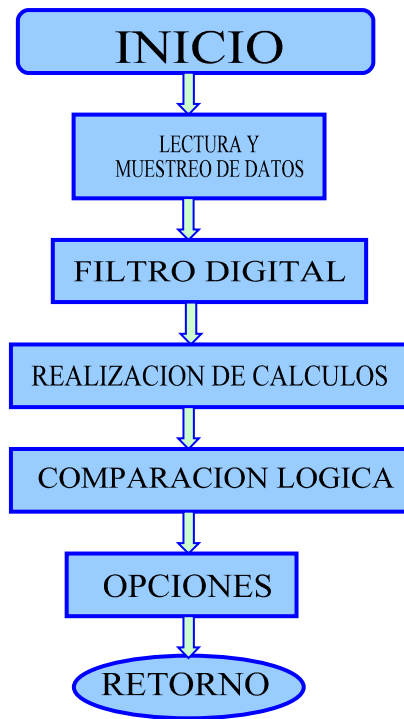


Figura 3.14 Estructura del programa de un relevador digital

3.3.1 Algoritmos para localizar fallas

Un relevador digital almacena en su memoria aproximadamente 3 ciclos de pre-falla y 8 mas de falla y/o post-falla, y cuenta con las condiciones de flujo de carga antes de la falla y el tipo de la misma. La información es procesada usando un algoritmo para determinar la distancia del relevador a la falla.

A continuación se describirán dos algoritmos de localización de fallas en la línea de transmisión: el algoritmo de dos terminales y el algoritmo de Takagi. Este último es el que generalmente utilizan los relevadores digitales para la localización de fallas.

El algoritmo de las dos terminales utiliza datos de corriente, tensión e impedancia de secuencia positiva, por lo tanto, para deducirlos se utiliza la red de secuencia positiva del sistema de potencia. Y el algoritmo de Takagi se deduce directamente del diagrama unificar. Entonces para definir los dos algoritmos, utilizaremos la figura 3.15 en donde se muestra el diagrama unifilar y la red de secuencia positiva de una línea de transmisión.

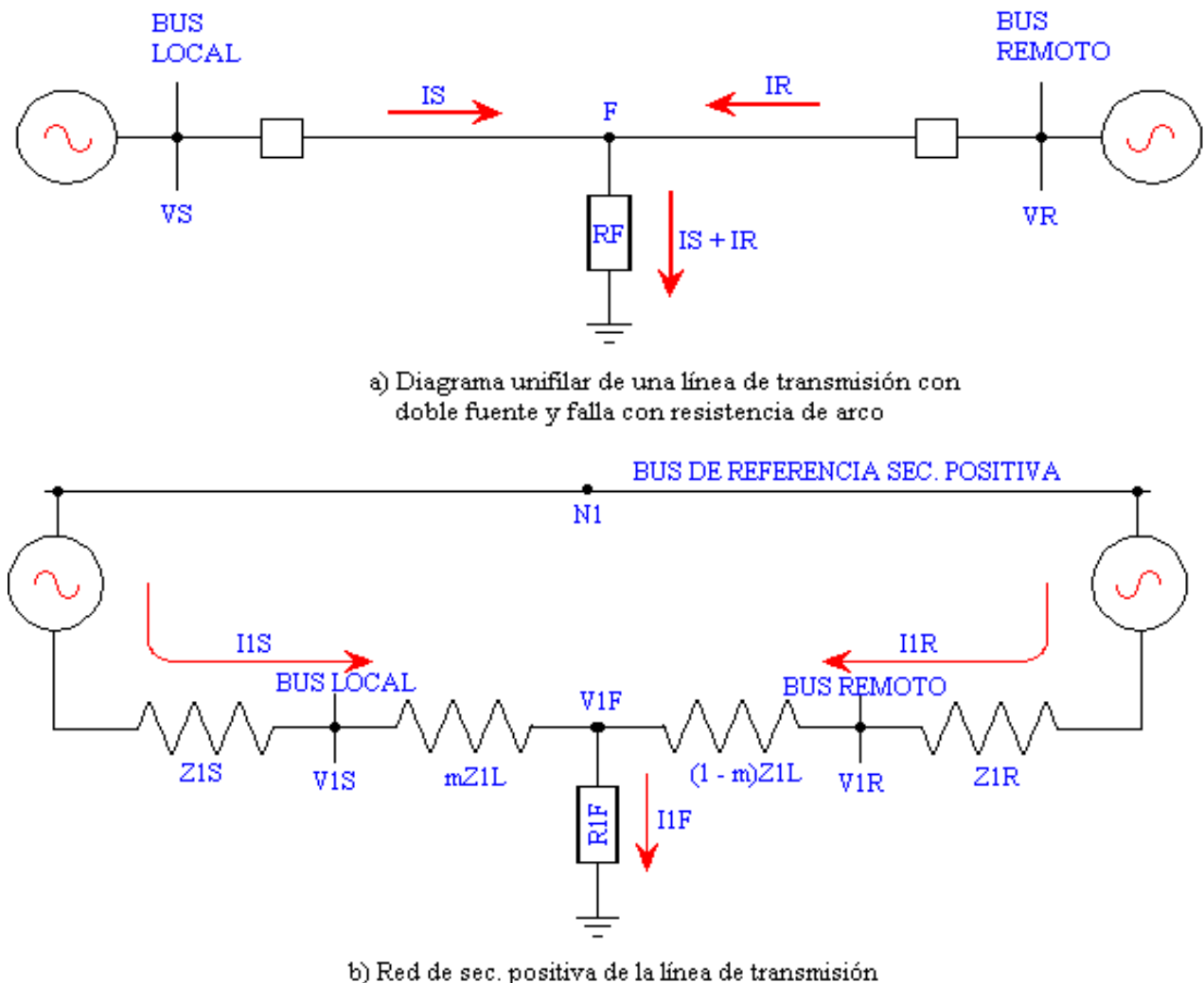


Figura 3.15 Diagrama unifilar y red de secuencia positiva de una línea de transmisión

3.3.1.1 Algoritmo de las dos terminales

Si conocemos los parámetros de la línea de transmisión, así como las tres tensiones y las tres corrientes de falla; una corriente y un voltaje de pre-falla en cada extremo de la línea, se puede calcular la distancia del relevador a la falla.

Para esto se toma como referencia uno de los buses (extremo) de la línea y se sincronizan los datos del otro extremo (bus remoto) al bus de referencia (bus local) obteniendo el ángulo de defasamiento entre los dos extremos de la línea.

Para obtener el defasamiento referido, nos basamos en los datos de tensión y corriente de prefalla en el bus local (V_S , I_S) y obtenemos el dato de corriente en el bus remoto (I_{RS}) mediante el ecuación de corriente en una línea con parámetros uniformemente distribuidos:

Para líneas largas:

$$I_{RS} = - \frac{V_S}{Z_C} \sinh(gx) + I_S \cosh(gx)$$

Donde:

I_{RS} = Corriente en el bus remoto

V_S = Tensión de fase a neutro. De pre-falla, en el bus de referencia

I_S = Corriente de carga (pre-falla) medida en el bus de referencia

$$Z_C = \sqrt{\frac{Z_1}{Y_1}} = \text{Impedancia característica}$$

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva de la línea

Y_1 = Admitancia capacitiva de secuencia positiva de la línea

gx = constante de propagación

Para líneas cortas: primero hacemos las siguientes aproximaciones

$$\sinh(gx) = gx = \sqrt{Z_1 * Y_{C1}}$$

$$\cosh(gx) = 1.0 \angle 0^\circ$$

Sustituyendo estas aproximaciones en la ecuación para líneas largas tenemos:

$$I_{RS} = -V_S Y_{1C} + I_S$$

Entonces como conocemos la corriente real de pre-falla en el bus remoto, o sea I_R , y obtuvimos otra corriente de pre-falla del mismo bus, o sea I_{RS} , cada una con un ángulo $\theta_1 = \theta_R - \theta_{RS}$.

Entonces para sincronizar los datos del bus remoto con los datos del bus local el ángulo θ_1 se le suma o resta al ángulo de todas las tensiones y corrientes del bus remoto, y con esto se puede proceder a localizar la falla, mediante el algoritmo de las dos terminales.

Para reducir el algoritmo de las dos terminales, utilizamos la red de secuencia positiva del sistema de potencia, figura 2.15b; de dicha red se tiene:

$$V_{1F} = V_{1S} - I_{1S}(mZ_{IL})$$

$$V_{1F} = V_{1R} - I_{1R}(!- mZ_{IL})$$

Donde:

V_{1F} = Tensión de secuencia positiva en la falla.

V_{1S}, V_{1R} = Tensiones de secuencia positiva en los buses local y remoto respecto a la falla.

I_{1S}, I_{1R} = Corrientes de secuencia positiva en las terminales local y remota hacia la falla.

Z_{1L} = Impedancia de secuencia positiva de la línea.

m = Distancia de la terminal de referencia a la falla, en P.U.

Igualando las ecuaciones anteriores y resolviendo para m , se tiene lo siguiente:

$$V_{1S} - I_{1S}(mZ_{1L}) = V_{1R} - I_{1R}(1 - mZ_{1L})$$

$$m = \frac{V_{1S} - V_{1R} + I_{1R}Z_{1L}}{Z_{1L}(I_{1S} + I_{1R})}$$

Como en la ecuación anterior se sustituyen valores de secuencia positiva, se eliminan diversas posibilidades de error al no depender de los parámetros de secuencia cero. Pero existe la posibilidad de que el valor de m contenga una parte imaginaria, la cual se debe a algunos errores en los parámetros de la línea o en las mediciones de tensiones y corrientes de los TP's y TC's, así como también influye el ruido en las señales de entrada.

3.3.1.2 Algoritmo de Takagi

El algoritmo de Takagi, es un procedimiento que permite localizar fallas en una línea de transmisión, utilizando únicamente las corrientes y tensiones de un solo extremo de la línea.

Este algoritmo toma en cuenta muchos de los parámetros que influyen en la medición de la impedancia, así como el efecto mutuo del voltaje inducido por las fases sanas, ó de otras líneas paralelas que van en la misma torre, en la fase ó fases falladas.

La impedancia mutua entre fases, influye mucho en la localización de la falla, ya que es asimétrica. Para minimizar su efecto, se utiliza la componente “alfa” de las corrientes y tensiones que se extraen de los reportes de eventos, ya que esta componente es más uniforme a lo largo de la línea y es poco afectada por las diferencias de las trayectorias por tierra.

El algoritmo de Takagi, lo reduciremos a partir de la figura 3.15a; entonces en el bus local tenemos:

$$V_S = mZ_{1L}I_S + R_F(I_S + I_R)$$

Trataremos de eliminar la resistencia de falla (R_F), la aportación del bus remoto (I_R) y la componente de carga (corriente de pre-falla de la corriente de falla).

$$I_{SK} = I_S - I_{S0}$$

Donde:

I_{SK} = componente de falla de la corriente I_S .

I_S = corriente de falla en el bus local.

I_{S0} = corriente carga (pre-falla) en el bus local.

Entonces:

$$V_S = mZ_{1L}I_S + R_F(I_{SK} + I_R)$$

Multiplicando toda la ecuación por el conjugado de I_{SK} , (I_{SK}^*)

$$V_S I_{SK}^* = mZ_{1L}I_S I_{SK}^* + R_F I_{SK} I_{SK}^* + R_F I_R I_{SK}^*$$

El producto $I_R I_{SK}^*$ es muy pequeño, por lo tanto podemos despreciarlo; y el producto $I_{SK} I_{SK}^*$ es un número real; de tal manera que al tomar solamente la componente imaginaria de la ecuación, nos queda lo siguiente:

$$\mathbf{I}_m(V_S I_{SK}^*) = \mathbf{I}_m(Z_{1L}I_S I_{SK}^*)m$$

Resolviendo para m:

$$m = \frac{\mathbf{I}_m(V_S I_{SK}^*)}{\mathbf{I}_m(Z_{1L}I_S I_{SK}^*)}$$

Pero $I_{SK} = I_S - I_{S0}$, entonces sustituyendo en la ecuación anterior, tenemos:

$$m = \frac{\mathbf{I}_m[V_S(I_S - I_{S0})^*]}{\mathbf{I}_m[Z_{1L}I_S(I_S - I_{S0})^*]}$$

Que es el algoritmo de Takagi, para la localización de fallas, en una línea de transmisión, y donde:

m = distancia en por unidad del relevador a la falla.

I_S = corriente de falla en el bus local.

I_{S0} = corriente de pretalla en el bus local.

V_S = tensión fase a neutro en el bus local.

Z_{1L} = impedancia de secuencia positiva de la línea

El relevador digital de distancia, localiza las fallas basado en los algoritmos descritos (principalmente en el algoritmo de Takagi) de la siguiente manera:

Considerando, dos líneas paralelas en una misma torre, la falla en cuestión es de la fase A a tierra a una distancia m del bus local y a $(1-m)$ del bus remoto como se muestra en la figura 3.16.

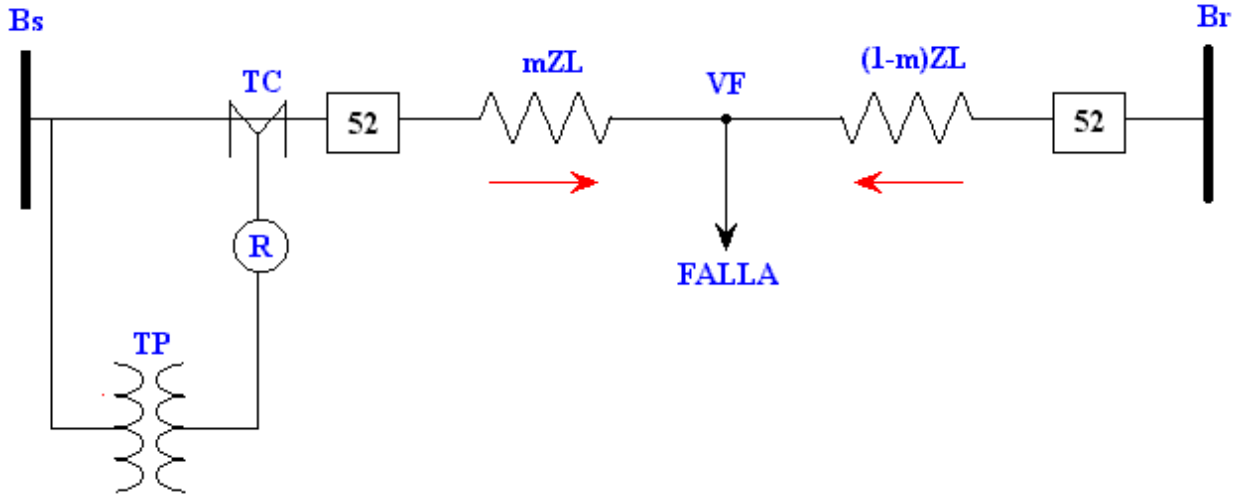


Figura 3.16 Diagrama unifilar de una línea de transmisión con una falla monofásica

Considerando una falla franca ($R_F = 0$), la tensión de falla se puede expresar como:

$$V_A = mZ_P I_A + mZ_M I_B + mZ_M I_C + mZ_{02} I_{02}$$

$$V_A = mZ_P I_A - mZ_M I_A + mZ_M I_A + mZ_M I_B + mZ_M I_C + mZ_{02} I_{02}$$

Como $I_R = 3I_0 = I_A + I_B + I_C$, tenemos:

$$V_A = m(Z_P - Z_M) I_A + mZ_M I_R + mZ_{02} I_{02}$$

Además:

$$Z_P = \frac{2Z_1 + Z_0}{3}$$

$$Z_M = \frac{Z_0 - Z_1}{3}$$

$$V_A = mZ_1 I_A + \frac{m(Z_0 - Z_1)I_R}{3} + mZ_{02}I_{02}$$

$$V_A = mZ_1 I_A + \frac{mZ_1(Z_0 - Z_1)I_R}{3Z_1} + \frac{mZ_{02}Z_1 I_{02}}{Z_1}$$

$$V_A = mZ_1 \left[I_A + \frac{(Z_0 - Z_1)I_R}{3Z_1} + \frac{Z_{02}I_{02}}{Z_1} \right]$$

Resolviendo para m, tenemos:

$$m = \frac{V_A}{Z_1 \left[I_A + \frac{(Z_0 - Z_1)I_R}{3Z_1} + \frac{Z_{02}I_{02}}{Z_1} \right]}$$

Donde:

m = distancia en por unidad del relevador a la falla.

V_A = Tensión de fase a neutro en la localidad del relevador.

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva de la línea con falla.

Z_0 = Impedancia de secuencia cero de la línea con falla.

I_A = Corriente en la fase fallada en la localidad del relevador.

Z_{02} = Impedancia de acoplamiento mutuo con la línea paralela a la línea con falla.

I_{02} = Corriente de secuencia cero en la línea paralela a la línea con falla

Z_P = Impedancia propia de la fase con falla.

Z_M = Impedancia de acoplamiento mutuo entre las fases de la línea con falla.

I_0 = Corriente de secuencia cero en la localidad del relevador.

I_R = Corriente residual en la localidad del relevador.

Si no existe la línea paralela que provoque el efecto de acoplamiento mutuo, la ecuación de localización de falla será:

$$m = \frac{V_A}{Z_1 I_A + \frac{(Z_0 - Z_1)I_R}{3}}$$

Si la falla es entre fases, tendremos la siguiente ecuación:

$$V_A = \frac{V_A - V_B}{Z_1(I_A - I_B)}$$

Donde:

V_A, V_B = voltajes instantáneos en las fases involucradas en la falla en el bus local.

I_A, I_B = corrientes de fase en falla en el bus local.

La potencialidad de un relevador digital consiste en manejar una gran cantidad de información en un intervalo de tiempo muy pequeño y con la seguridad de tener un proceso ordenado acorde a las necesidades de la protección a efectuar, esto gracias al algoritmo de programación usado. La ingeniería del software para analizar las distintas condiciones que se presentan en el sistema de potencia en el momento de la falla, permitirá la discriminación de eventos en los que no se requiera que opere el relevador.

CAPITULO 4

FUNCIONAMIENTO Y LÓGICA DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR MULTIFUNCIÓN SEL-121F



4.1 PRINCIPIO BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO DEL RELEVADOR DIGITAL DE DISTANCIA SEL-121

4.1.1 Comparación de ángulo de fase

La comparación del ángulo de fase en la evaluación de la combinación que existe entre ángulos de varias tensiones y corrientes, produce direccionalidad, reactancia, mho y otras características.

La figura 4.1 es un bosquejo de un comparador de cilindro de inducción electromagnética, muestra un núcleo interno de acero en el centro de un electroimán cuadrado. El par de operación está dado en función de las cantidades de operación y el seno del ángulo entre sus respectivos flujos:

$$T = K * |A||B|\sin\theta$$

Donde:

K = constante de diseño

A y B = corrientes a través de las bobinas

θ = ángulo de fase entre los flujos producidos por A y B

se observa que el par máximo ocurre cuando θ es igual a 90° ($\sin \theta = 1$).

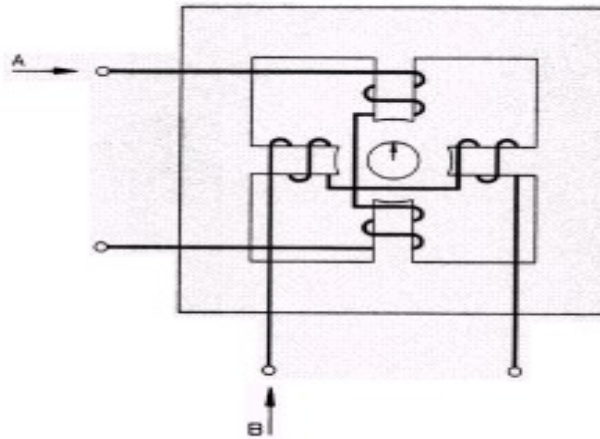


Figura 4.1 Comparador de cilindro de inducción

Sin embargo podemos emular fácilmente el comportamiento del cilindro de inducción usando un microprocesador que es parte del relevador digital. Gracias a, A y B, consideremos el siguiente producto complejo.

$$\begin{aligned} S &= A \cdot B^* \\ &= (A_X + jA_Y) \cdot (B_X - jB_Y) \\ &= A_X B_X + A_Y B_Y + j(A_Y B_X - A_X B_Y) \end{aligned}$$

Supongamos que nuestra referencia de fase es B, y el fasor A lleva una ventaja al fasor B, según el ángulo θ .

$$\begin{aligned} B_X &= |B| & B_Y &= 0 \\ A_X &= |A| \cos \theta & A_Y &= |A| \sin \theta \end{aligned}$$

por lo tanto

$$S = |A| \cdot |B| \cos \theta + j |A| \cdot |B| \sin \theta$$

Separando la parte real de la imaginaria $S = P + jQ = A \cdot B^*$

$$P = |A| \cdot |B| \cos \theta$$

$$Q = |A| \cdot |B| \sin \theta$$

Tanto P y Q son dos comparadores de entradas del ángulo de fase. P tiene un máximo torque. P tiene un máximo torque cuando A y B están en fase. Q tiene un máximo torque cuando las dos entradas están en cuadratura. El comparador Q es esencialmente el mismo que el de cilindro de inducción con entradas de corriente.

En un relevador digital, es fácil obtener los torques (P y Q). Así que podemos utilizar las señales involucradas en los distintos tipos de fallas, sensibilidad del sistema, etc.

En la figura 4.2 se muestran las cantidades que recibe el relevador digital de distancia para ser manipuladas posteriormente.

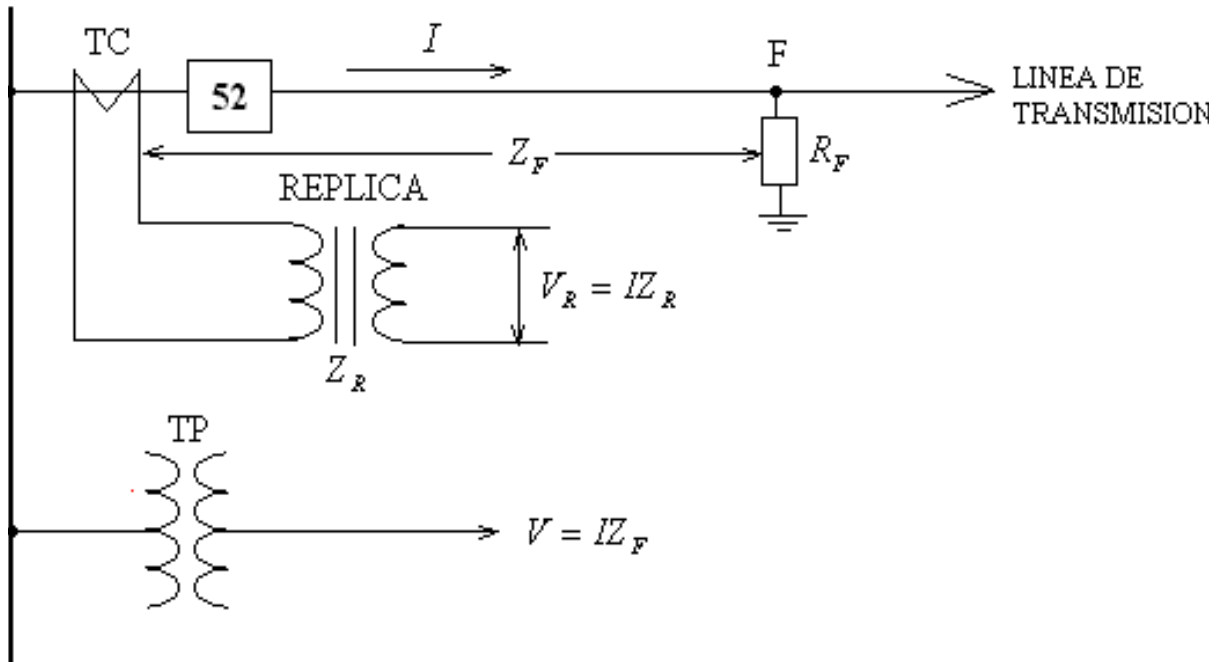


Figura 4.2 CANTIDADES QUE RECIBE EL RELEVADOR DIGITAL

- La corriente de falla I , se alimenta a una impedancia réplica que determina el alcance ($Z\%$) y el ángulo de par máximo (MTA) de la función.
- La tensión de salida de la impedancia réplica V_R , que representa el alcance del relevador, y es el producto de la corriente de falla I por el valor de la impedancia réplica V_R .
- La tensión de falla que se presenta en el relevador $V = IZ_F$, es la tensión de polarización y es el producto de la corriente de falla I , por la impedancia que hay entre la falla y la localización del relevador Z_F .

La diferencia vectorial entre la tensión que representa el alcance del relevador IZ_R y el voltaje de polarización V es el voltaje diferencial $\Delta V = IZ_R - V$.

La tensión de polarización V , es el vector de referencia con el que se compara el voltaje diferencial ΔV .

El relevador digital mide el ángulo de defasamiento entre la tensión diferencial ΔV , y el de referencia V .

Este proceso se efectúa computando el producto punto de ambos fasores:

$$T = |V||\Delta V|\cos\theta$$

4.1.2 Características de operación del relevador SEL-121F

El relevador digital de distancia SEL-121F tiene una característica de operación tipo MHO, como la mostrada en la figura 4.3a, 4.3b y 4.3c.

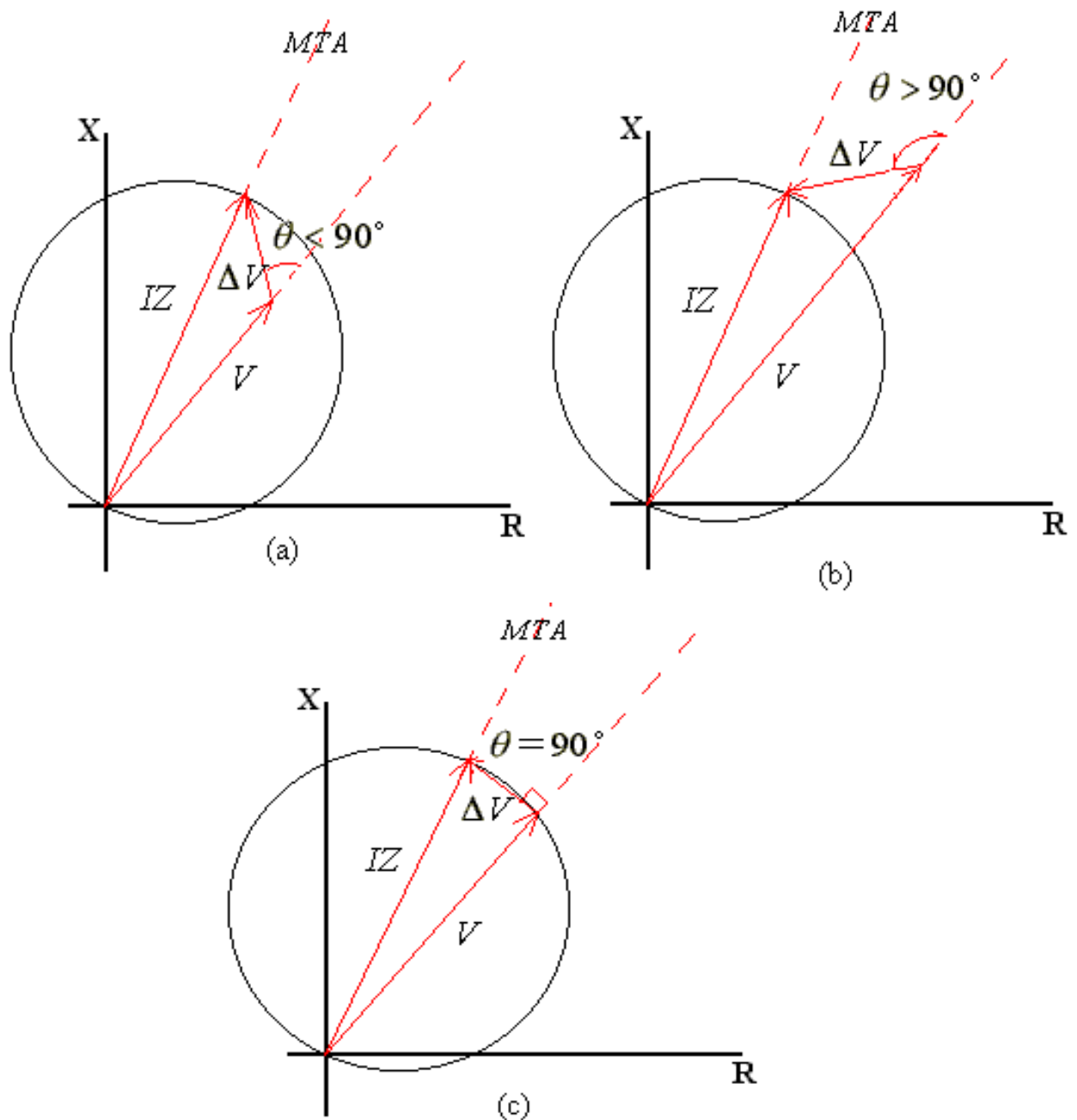


Figura 4.3 Característica de operación tipo mho del SEL-121F

Al analizar los diagramas de la figura 4.3, tenemos:

1. Falla interna; el producto punto es positivo, la impedancia de falla está dentro del círculo (Figura 4.3a).
2. Falla externa; el producto punto es negativo, la impedancia de falla está fuera del círculo (Figura 4.3b).
3. Frontera de la característica de operación; el producto punto es cero, la impedancia de falla está en el punto de balance (Figura 4.3c).

Las cantidades que procesa el relevador son: tensión de fase a fase y corriente “delta” de las fases asociadas para cada uno de los tres tipos de fallas entre fases.

Tensiones de fase a neutro y corrientes de fase compensada residualmente, para cada uno de los tres tipos de fallas.

La forma de detectar a las impedancias de falla se efectúa por medio de los algoritmos convencionales:

1) Detección de fallas entre dos fases(con y sin involucrar tierra)

Fases falladas	Impedancia medida
AB o ABG	$Z_1 = \frac{V_{AB}}{I_{AB}}$
BC o BCG	$Z_1 = \frac{V_{BC}}{I_{BC}}$
CA o CAG	$Z_1 = \frac{V_{CA}}{I_{CA}}$

2) Detección de fallas de una fase a tierra

Fases falladas	Impedancia medida
AG	$Z_1 = \frac{V_A}{I_A + KI_R}$
BG	$Z_1 = \frac{V_B}{I_B + KI_R}$
CG	$Z_1 = \frac{V_C}{I_{CA} + KI_R}$

Donde $K = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}$; factor de compensación residual

$I_R = 3I_0$; Corriente residual

3) Detección de fallas trifásicas. Se aplican cualquiera de las expresiones anteriores.

En cada caso, el algoritmo del relevador digital de distancia tipo mho determina la tensión diferencial ($\Delta V = IZ_R - V$) y lo compara con la tensión de falla.

El relevador digital de distancia tiene por consiguiente tres elementos de fase y tres de neutro y las seis tensiones diferenciales que maneja son los siguientes:

$$\begin{aligned}\Delta V_{AB} &= (I_A - I_B)(Z_R) - V_{AB} \\ \Delta V_{BC} &= (I_B - I_C)(Z_R) - V_{BC} \\ \Delta V_{CA} &= (I_C - I_A)(Z_R) - V_{CA} \\ \Delta V_A &= (I_A - KI_R)(Z_R) - V_A \\ \Delta V_B &= (I_B - KI_R)(Z_R) - V_B \\ \Delta V_C &= (I_C - KI_R)(Z_R) - V_C\end{aligned}$$

Estas tensiones diferenciales en combinación con sus respectivas tensiones de polarización generan la característica convencional del relevador digital de distancia, cuya característica pasa por el origen del diagrama R-X.

4.1.3 Circuito de polarización

Sin embargo en el diseño del relevador SEL-121F, se utiliza un circuito memoria en el circuito de polarización. Este circuito memoria consiste de un filtro sincronizado a la frecuencia del sistema que proporciona por lo menos seis ciclos de memoria, a este filtro se le alimenta la nueva tensión de polarización que es una tensión de secuencia positiva.

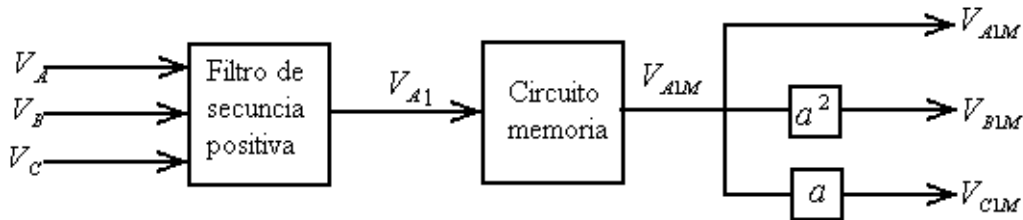


Figura 4.4 Configuración del circuito de polarización.

Tensión y Corriente para el elemento mho AG, BG, CG, AB, BC, CA

Elemento	Tensión V	Corriente I	Polarización V_P
AG	V_A	$I_A - KI_R$	V_{A1M}
BG	V_B	$I_B - KI_R$	V_{B1M}
CG	V_C	$I_C - KI_R$	V_{C1M}
AB	$V_A - V_B$	$I_A - I_B$	$-jV_{C1M}$
BC	$V_B - V_C$	$I_B - I_C$	$-jV_{A1M}$
CA	$V_C - V_A$	$I_C - I_A$	$-jV_{B1M}$

Finalmente, el relevador SEL-121F, determinara las impedancias de falla mediante el cómputo de los productos punto T (Pares de torción) siguientes:

$$T_{AB} = |\Delta V_{AB}| - jV_{C1M} \cos \theta (AB)$$

$$T_{BC} = |\Delta V_{BC}| - jV_{A1M} \cos \theta (BC)$$

$$T_{CA} = |\Delta V_{CA}| - jV_{B1M} \cos \theta (CA)$$

$$T_A = |\Delta V_A| - jV_{A1M} \cos \theta (A)$$

$$T_B = |\Delta V_B| - jV_{B1M} \cos \theta (B)$$

$$T_C = |\Delta V_C| - jV_{C1M} \cos \theta (C)$$

El relevador ejecuta estos seis algoritmos cada cuarto de ciclo.

4.1.4 Esquema de funcionalidad simultanea

Los algoritmos contienen todos los tipos posibles de fallas, este relevador cumple su trabajo mediante la utilización del “Esquema Simultaneo” figura 4.5.

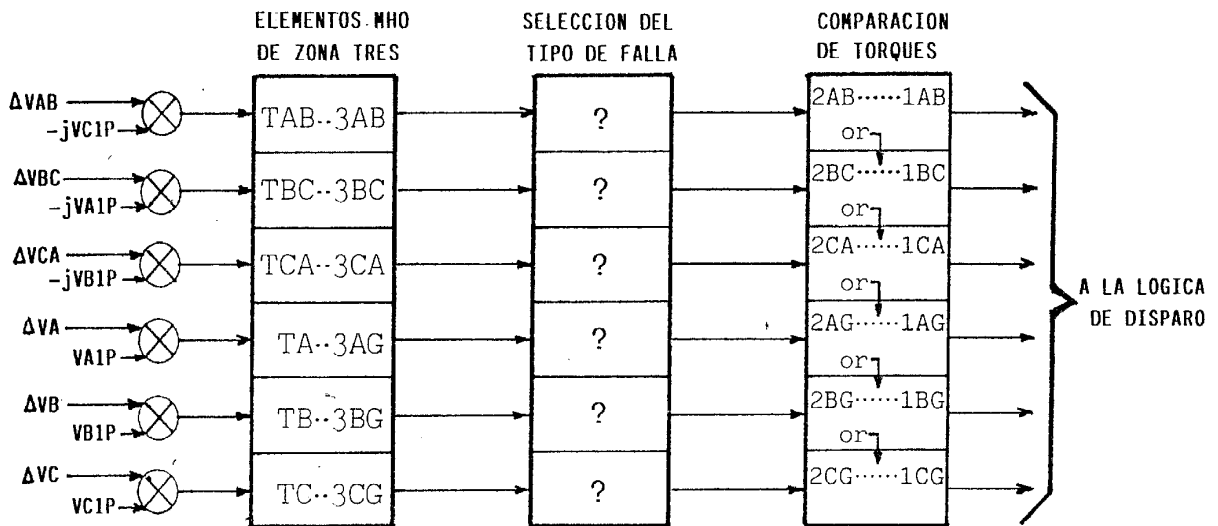


Figura 4.5 Esquema simultaneo

De los seis algoritmos que se están computando cada cuarto de ciclo, serán escogidos aquellos que estén dentro de las características de los elementos de zona 3.

De ahí será seleccionado automáticamente el tipo de falla y solamente ésta pasará a ser analizada por los elementos de zona 2 ó zona 1, según sea el caso, mediante la comparación de las torques respectivas, todo en el mismo cuarto de ciclo.

Si la falla está dentro de la zona 1, el elemento mho correspondiente enviará instantáneamente la orden de disparo.

Si la falla ocurrió dentro de la zona 2, el elemento mho correspondiente enviará la orden de disparo después de el tiempo de retardo de la zona 2.

Una secuencia similar a la anterior se lleva a cabo si la falla fue en zona 3.

4.2 RELEVADOR SEL 121-F

El relevador SEL 121F fue diseñado para proteger líneas de transmisión, subtransmisión y distribución para todo tipo de fallas. En la siguiente lista se muestra las características de protección, rendimiento y versatilidad que se tiene cuando se aplica el relevador SEL 121F en la protección de líneas.

- Tres zonas de tiempo instantáneo/definido para la protección a distancia de fase a tierra.
- Elemento residual de tiempo-sobre corriente con curvas elegibles.
- Elemento instantáneo de sobre corriente
- Elemento direccional con polarización de secuencia negativa
- Uso versátil en la lógica programable.
- Detección lógica de pérdida de potencial
- Recierre programable del interruptor
- Localización de fallas
- Puerto de comunicación para acceso local y remoto
- Pruebas automáticas del funcionamiento optimo del relevador.
- Indicadores de fallas y pruebas
- Compacto y económico
- Tarjeta indicadora de falla y análisis.

4.2.1 Funciones del relevador

Los relevadores SEL 121F cuentan con características mho para todo tipo de fallas:

- Tres zonas para detección de fallas entre fases con supervisión por sobre corriente.
- Tres zonas para detección de fallas de una fase a tierra con supervisión por sobre corriente.
- Filtro que proporciona por lo menos seis ciclos de memoria al circuito de polarización de todos los elementos mho.
- Supervisión por sobre corriente de fase y de neutro para los elementos mho.
- Elementos de sobre corriente de fase con ajuste alto.

- Dos elementos de sobre corriente residual para detección de fallas a tierra:
 - Uno instantáneo, que puede ser direccional o no.
 - Uno de tipo inverso con opción a escoger cuatro (4) tipos de curva, que puede o no ser direccional.
- Elemento direccional de secuencia negativa para la supervisión en caso de fallas desbalanceadas.
- Recierre automático (1), para el tipo de falla que se requiera.
- Verificación de sincronismo y lógica de verificación de tensión para condiciones de bus vivo/muerto y línea viva/muerta.
- Lógica para condición de pérdida de potencial.
- Lógica para disparo permisivo al abrirse el extremo remoto.

4.2.2 Elementos del relevador

Sobre corriente de fase:

- 50AG, 50GB, 50CG (supervisan a los elementos mho de neutro)
- 0.5 a 25 veces 51NP, pero menos de 40 A
- 50AP, 50BP, 50 CP (supervisan a los elementos de mho de fase)
- 50AH, 50 BH, 50CH (elementos de ajuste alto).
- Pickup: 0.5 a 40 A, ± 0.1 , $\pm 2\%$ del ajuste
- Sobre alcance transitorio: 5% del ajuste del pickup.

Distancia de fase y neutro:

- Zona 3 de distancia de neutro 21A3, 21B3, 21C3
- Zona 3 de distancia de fase 21AB3, 21BC3, 21CA3
- Zona 2 de distancia de neutro 21A2, 21B2, 21C2
- Zona 2 de distancia de fase 21AB2, 21BC2, 21CA2
- Zona 1 de distancia de neutro 21A1, 21B1, 21C1
- Zona 1 de distancia de fase 21AB1, 21BC1, 21CA1
- Mínima sensibilidad: 0.5 A
- Angulo de par máximo: 47° a 90° en pasos de un ángulo de (1°)
- Tiempo de operación de los elementos MHO: 10 - 45 ms
- Alcance de las zonas 1, 2, 3: 0.125 – 64 ohms.

- Polarización de los elementos mho: con tensión de secuencia positiva y seis ciclos de memoria.

Sobre corriente de neutro:

Elemento de sobrecorriente residual temporizado, 51N:

- Curva característica de operación (opción a seleccionar 4 curvas)
- Palanca: 0.50 a 15.00 en pasos de 0.01
- Pickup: 0.5 A a 8.0 A, ± 0.05 A, $\pm 3\%$ del ajuste.
- Puede tener control direccional (ajuste 51NTC)

Elemento de sobre corriente residual instantáneo, 67N:

- Pickup: 0.5 A a 25 veces el pickup del 51N.
- Puede tener control direccional (ajuste 67N)

Elemento de sobrecorriente residual, 50N:

- Pickup: 0.5 A a 25 veces el pickup del 51N, pero menos de 40 A
- Supervisa a los elementos de Mho de neutro.

Elemento direccional de secuencia negativa, 32Q:

- Angulo de operación: igual al ángulo de par máx. Seleccionado para los efectos MHO.
- Sensibilidad: menos de $0.32 \text{ VA de } V_2 \times I_2$, al ángulo de par máximo. Este elemento controla la direccionalidad de los elementos de sobre corriente residual, e incrementa la confiabilidad direccional de los elementos mho de distancia para todas las fallas desbalanceadas.

Elementos de secuencia:

- Elementos de sobretensiones de secuencia negativa (47QL)
Pickup: $V_2 = 14 \text{ volts}$
- Elemento de sobrecorriente de secuencia negativa (46QL)

Pickup: $\frac{1}{2}$ del ajuste del pickup del 51N

- Elemento de sobretensión de secuencia positiva (47P)
Pickup: $V1 = 14$ volts

Elemento de verificación de sincronismo (25):

Determina la diferencia vectorial entre la tensión VS y cualquiera de las tres tensiones de fase VA, VB, o VC (según el ajuste SYNC), y compara el ajuste 25DV que tiene un rango de ajuste de: 0 – 150 volts secundarios:

Elementos para la verificación de tensión (27P, 59P, 27S, 59S):

- 27P y 59P monitorean la magnitud de la tensión de secuencia positiva, determinado a partir de las tensiones de polarización VA, VB, y VC.
- 27S y 59S monitorean la magnitud de la tensión de fase a neutro VS o voltaje de sincronización.
- Rango de ajuste de las tensiones: 0 – 150 volts secundarios.
- Límites del cociente RTP/RTPS: 0.5 – 1.99

4.3 LÓGICA DEL RELEVADOR SEL -121F

La lógica programable de los relevadores digitales reemplaza mucho del cableado lógico tradicional, usando cambios de ajuste lógico (programación) en lugar de cambio de conexiones.

La ventaja principal menor-precio-inicial en los relevadores digitales, permite tener más recursos para mejorar los esquemas de protección. Esta ventaja de precio nos permite reducir el presupuesto de protección, desarrollando esquemas de protección más confiables.

La ventaja de precio, bajos costos de instalación y mayor eficiencia proporcionan una fuerte justificación para el reemplazo de relevadores electromecánicos por relevadores microprocesados.

Frecuentemente vemos dos relevadores digitales del mismo tipo o similares en lugar de un conjunto de relevadores electromecánicos. La ventaja del precio es de 2/3 a favor de los digitales. Las salidas de disparo de cada relevador se conectan a los TC, TP, alimentación de corriente directa, y las bobinas de disparo separadas, tendremos un esquema completo de respaldo si alguno de los relevadores, su fuente, o su circuito de disparo tiene falla.

El disparo lógico podría ser definido por:

$$\text{DISPARO} = \text{DISPARO X} + \text{DISPARO Y}$$

Cada relevador tiene una salida de señal de alarma, por medio de la cual se puede obtener mayor seguridad, aumentando con esto la confiabilidad. Las salidas de alarma emiten señales de pérdida de control de potencia, de falla en el relevador, y varias condiciones más.

Podemos manejar los circuitos de disparo como sigue:

$$\text{DISPARO} = (\text{disparo X}) * (\text{disparo Y}) + (\text{disparo X} * \text{alarma Y}) + (\text{disparo Y} + \text{alarma X})$$

Donde X y Y indican diferentes relevadores “*” indica la operación lógica AND, mientras el “+” indica la operación lógica OR.

Dos condiciones deben ser validas, para tener disparo: esto es que ambos relevadores operen al mismo tiempo para librar la falla, o si uno opera como relevador dispara y el otro solo indicará alarma.

Una tercera aproximación usa tres relevadores (X, Y, Z) y emplea un esquema donde disparan dos de tres:

$$\text{DISPARO: } (\text{disparo X} * \text{disparo Y}) + (\text{disparo Y} * \text{disparo Z}) + (\text{disparo Z} * \text{disparo X})$$

4.3.1 Elementos de entrada y salida del relevador digital.

Los elementos de entrada y salida del relevador son los dispositivos por medio de los cuales se va a establecer la comunicación con el aparato, para introducirle datos y obtener la salida deseada.

Todos estos elementos contenidos en el relevador están ilustrados en la figura 4.6 y a continuación se describen

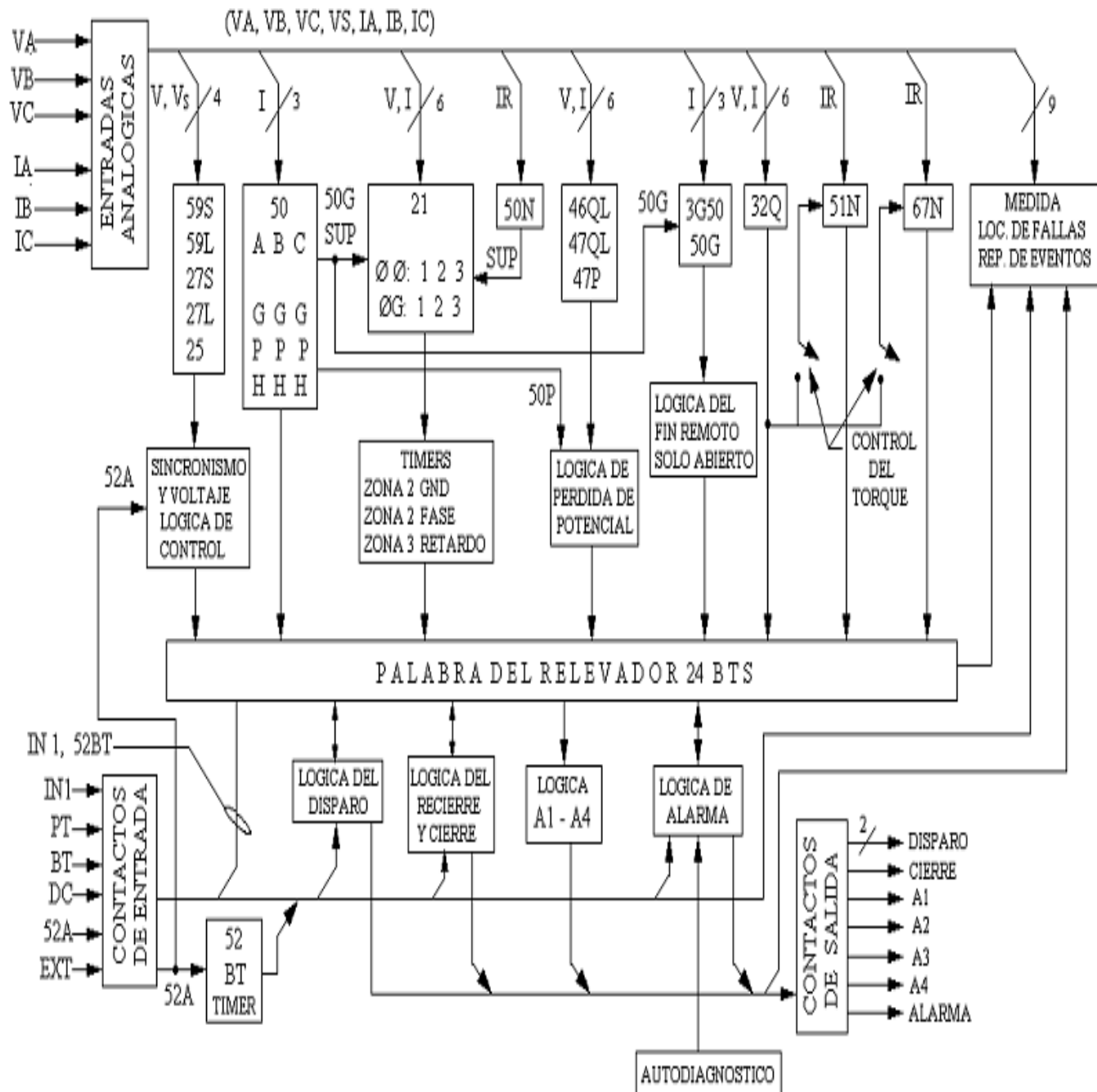


Figura 4.6 Diagrama de bloques de las funciones del relevador

4.3.1.1 Elementos de entrada

En el relevador digital existen seis elementos de entrada, que consisten en opto acopladores que se activan alimentándolos con las tensiones de CD, ya sea a 125 o 250 volts, y son los siguientes:

Entrada programable(IN1)	Esta entrada se utiliza para producir un disparo directo, cuando dicha entrada sea activada por un disparo transferido, programándola en la mascara respectiva.
Disparo permisivo (PT)	Es la entrada que normalmente se utiliza en esquemas de disparo transferido, y activa o permite un disparo si en ese momento existe programada alguna condición favorable para disparar.
Monitores de los polos A, B,C	Son las entradas que indican el estado de los polos del interruptor y son usadas por funciones lógicas de disparo, cierre, recierre, y polo abierto.
Arranque externo para eventos(EXT)	Es la entrada por medio de la cual se puede activar el relevador, por cualquier otro relevador, para obtener un reporte de eventos cuando exista otra condición de interés.

4.3.1.2 Elementos de salida

Se dispone de salidas del relevador digital es mediante contactos de relevadores auxiliares de salida y son:

Disparo general para interruptor (TRIP)	Esta salida consta de dos contactos y es la que produce el disparo de acuerdo a las funciones seleccionadas por el usuario a través de las mascaras de programación correspondiente.
Cierre para el interruptor (CLOSE)	Este contacto opera por la acción del recierre y permanece cerrado hasta que los tres polos del interruptor hayan cerrado.
Disparo de los polos a, b, c (trip a, trip b, trip c).	El contacto TRIP A , cierra para todas las condiciones en que cierra el disparo general TRIP, excepto para fallas de fase B O C a tierra que hayan sido detectadas por las zonas tres; este contacto no cierra por un tiempo menor a 60ms,es decir , abre el contacto después de 60 ms de que la falla desaparecido o que el interruptor haya abierto, el comportamiento de los contactos TRIPB Y TRIPC , es similar. Salida programable por el usuario (A1)- Este contacto se programa a través de una mascara de programación exclusiva para esta salida, y cierra para cualquier condición programada para su uso.

Salida del relevador de alarma (ALARM)	Este contacto cierra para cualquier de las siguientes condiciones: Cualquier intento fallido de acceso al relevador, fallada durante la auto verificación del relevador y falla por pérdida de potencial.
---	---

4.3.2 Elementos lógicos del relevador

Los elementos lógicos son los que permiten programar al relevador y adaptarlo a las exigencias del sistema de protección.

4.3.2.1 Elementos internos del relevador

Elementos de sobre corriente (50's). Son elementos de protección de sobre corriente con que se cuenta en un relevador digital, los cuales se ajustan desde los medios de programación llamadas mascarar.

ELEMENTOS	FUNCION DE AJUSTE
50AG, 50BG, 50CG	50NG
50AP, 50BP, 50CP	50P
50AH, 50BH, 50CH	50H
50NG (protección de sobre corriente residual instantáneo, no direccional)	

Elementos de distancia para detección de fallas a tierra y entre fases (21's). Son los elementos de protección de distancia, y se ajustan en forma externa mediante los alcances de cada zona de protección.

ELEMENTOS	FUNCION DE AJUSTE
21AG3 21BG3 21CG3	Z3%
21AB3 21BC3 21CA3	Z3%
21AG2 21BG2 21CG2	Z2%
21ZB2 21BC2 21CA2	Z2%
21AG1 21BG1 21CG1	Z1%
21AB1 21BC1 21CA1	Z1%

Elementos de sobre corriente residual (51N). Son los elementos que responden a la corriente de secuencia cero, con dirección seleccionable, ajuste de pickup, palanca de tiempo, tipo de curva y además producen salida de disparo.

ELEMENTO	FUNCION DE AJUSTE
51NP pickup residual	Direccional / no direccional
51NT disparo residual	Direccional /no direccional

Elementos instantáneos de sobre corriente residual (67N). Son los elementos de sobre corriente de secuencia cero o residual instantáneo, dirección seleccionable de pickup ajustada y con retraso de tiempo.

ELEMENTO	FUNCION DE AJUSTE
67NP	Pickup con 67 NP
67NT	Direccionalidad con 67NTC Tiempo de retrazo con 67ND

Elemento de potencia (32). Elemento direccional de secuencia negativa con dirección hacia delante, que monitorea el flujo de potencia (inversa).

ELEMENTO	FUNCION DE AJUSTE
32Q	32Q

Elementos de sobre tensión. Son los dispositivos con que cuenta el relevador para verificar la secuencia correcta de fases.

ELEMENTO	FUNCION DE AJUSTE
47QL protección de sobrevoltaje de sec(-) V2 mayor que 14V	LOP
46QL protección de sobrevoltaje de sec (-) I2 mayor que 0.08 A	LOP
47P protección de sobrevoltaje de sec (+) V2 mayor que 14V	LOP

4.3.2.2 Elementos externos (periféricos)

Contactos de entrada los contactos de entrada del relevador son los elementos por donde recibe las señales de entrada que le son entregadas por los instrumentos de medición y son:

- Entrada programable para cualquier requerimiento.
- Entrada de disparo permisivo
- Contacto (a) de la fase A del interruptor de potencia.
- Contrato (b) de la fase B del interruptor de potencia.
- Contacto (c) de la fase C del interruptor de potencia.
- Arranque externo para generación de reportes.

4.3.3 Lógica intermedia

Con elementos lógicos, la programación del relevador microprocesado resuelve una serie de ecuaciones de lógica con álgebra booleana para llegar a conclusiones que permiten la activación de relevadores auxiliares de salida.

Los resultados de las ecuaciones lógicas obtenidas por la lógica intermedia a partir de los elementos lógicos del relevador se representan en una palabra de n bits, donde n es el número de elementos lógicos del relevador, que en conjunto son denominados palabra del relevador.

4.3.3.1 Palabra del Relevador (Relay Word)

La palabra del relevador, es un grupo de n funciones de salida, algunas de las cuales son elementos internos del relevador, otros son elementos de entrada y la mayoría son resultados de la lógica intermedia.

Es decir, un relevador digital realiza funciones de n relevadores diferentes si a cada elemento de la palabra lo consideramos como un relevador independiente.

Las funciones del relevador están divididas en grupos, de ocho funciones cada grupo. de las cuales se pueden escoger el o las funciones que desea para que su resultado sea ejecutado por los relevadores auxiliares de salida, mediante un mecanismo que se denomina mascara. La siguiente serie de elementos conforman una mascara y serán habilitadas atendiendo el esquema de protección deseado a continuación se describen.

**Z1P Z1G Z2PT Z2GT Z3 Z3T 3P21 32Q
67N 51NP 51NT 50NG 50P 50H IN1 REJO
LOP 52BT 27S 27P 59S 59P SSC VSC**

Z1P: Zona 1 para fallas entre fases (ajustada por Z1%)

Z1G: Zona 1 para fallas de una fase a tierra. (ajustada por Z1%)

Z2PT: Zona 2 demorada para fallas entre fases (ajustada por z2% y Z2DP).

Z2GT: Zona 2 demorada para fallas de una fase a tierra (ajustada por z2% y Z2DG)

- Z3:** Zona 3 para fallas entre fases y a tierra (salida instantánea) (ajustada por Z3)
- Z3T:** Zona 3 demorada para fallas entre fases y a tierra (ajustada por Z3% y Z3D).
- 3P21:** Condición de falla trifásica detectada por los relevadores de distancia de fases.
- 32Q:** Elemento direccional de secuencia negativa.
- 67N:** Elemento instantáneo de sobre corriente residual (ajustado por 67NP y 67NTC).
- 51NP:** Pickup del elemento temporizado de sobre corriente residual.
- 51NT:** Tiempo expirado del elemento temporizado de sobre corriente residual.
- 50NG:** Elementos sensibles de sobre corriente residual o de fase (ajustados por 50NG)
- 50P:** Condición de sobre corriente de fase (ajustada por 50P)
- 50H:** Condición de sobre corriente de fase con ajuste alto (ajustada por 50H)
- IN1:** Entrada lógica #1(usada para disparo directo, inicio/ cancelación de recierre, etc.)
- REJO:** Condición de extremo remoto recién disparado.
- LOP:** Condición de pérdida de potencial.
- 52BT:** Entrada 52A, invertida, demorada en el pickup y la reposición (ajustada por 52BT).
- 27S:** Condición de baja tensión en el lado de sincronización (compara VS contra el ajuste de VLO).
- 27P:** Condición de baja tensión en el lado de polarización (compara VABC contra el ajuste de VLO).
- 59S:** Condición de voltaje nominal en el lado de sincronización(compara VS contra el ajuste VHI).
- 59P:** Condición de tensión nominal en el lado de polarización (compara VABC contra el ajuste de VHI)
- SSC:** Condición de verificación de sincronización (ajustada por 25DV,25T, Y SYNCNCP)
- VSC:** Condición de verificación de tensión (ajustada por PSVC: N/LSDP/LPDS/E)

4.3.3.2 Las mascararas

Las mascararas son el medio por el cual el usuario puede escoger las funciones que requiera para que produzcan disparo a través de los contactos de salida de disparo del relevador.

Un relevador digital generalmente dispone de ocho salidas mediante contactos de relevadores auxiliares de salida.

Cada una de las salidas se puede programar a través de las mascararas para que sean accionadas por una o varias de las n funciones contenidas en la palabra del relevador.

Generalmente el microprocesador realiza las funciones descritas en la sección anterior.

El uso de este sistema de mascararas permite una gran flexibilidad de aplicación de los relevadores digitales, ya que se pueden hacer modificaciones al esquema de manera muy simple, mientras en otros esquemas dignificarían cambios en los alambrados.

Las mascararas con que dispone el relevador digital, para llevar acabo la programación respectiva son las siguientes.

MTU = Mascara para disparo incondicional.

MPT = Mascara para disparo permisivo.

MTB = Mascara para bloqueo del disparo.

MTO = Mascara para disparo con línea.

MRI = Mascara para iniciación del recierre.

MRC = Mascara para cancelación del recierre.

MA1 = Mascara de salida programable #1.

MA2 = Mascara de salida programable #2.

MA3 = Mascara de salida programable #3.

MA4 = Mascara de salida programable #4.

Al ejecutar el comando de acceso a las mascararas el relevador presenta en una pantalla la primera fila de funciones y su forma de programación. En seguida los

espacios para que el ingeniero de protecciones escoja los ajustes, de acuerdo al diseño del esquema de protecciones, colocando un 1 en las funciones que se van a habilitar y un cero en las que va a bloquear.

M A S C A R A S									
<u>MTU</u>									
1	1	1	1	0	1	0	0	= F4	
1	0	1	0	0	1	1	0	= A6	
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	
<u>MPT</u>									
1	1	1	1	0	1	0	0	= F4	
1	0	1	0	0	1	0	0	= A4	
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	
<u>MTB</u>									
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	HEXADECIMAL
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	
<u>MTO</u>									
1	1	1	1	1	1	0	0	= FC	0
1	0	1	0	0	1	1	0	= A6	1
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	2
<u>MRI</u>									3
1	1	0	0	0	0	0	0	= C0	4
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	5
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	6
<u>MRC</u>									7
0	0	1	1	0	1	0	0	= 34	8
0	0	1	0	0	1	1	0	= 26	9
1	0	0	0	0	0	0	0	= 80	A
<u>MA1</u>									B
1	1	1	1	0	1	0	0	= F4	1010
1	0	1	0	0	1	0	0	= A4	1011
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	C
<u>MA2</u>									1100
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	D
0	0	1	0	0	0	0	0	= 20	1101
1	0	0	0	0	0	0	0	= 80	E
<u>MA3</u>									1110
1	1	0	0	0	0	0	0	= C0	F
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	1111
0	0	0	0	0	0	0	0	= 00	
<u>MA4</u>									
0	0	1	1	0	1	0	0	= 34	
0	0	1	0	0	1	1	0	= 26	
1	0	0	0	0	0	0	0	= 80	

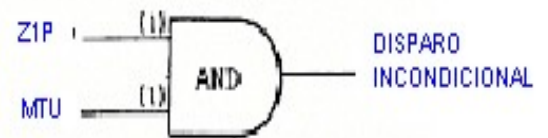
4.4 DIAGRAMAS LÓGICOS DEL RELEVADOR Y PROGRAMACION DEL SEL-121F

En la figura 4.7 se ejemplifica la manera en que se programa el SEL-121F, como se mencionó anteriormente las mascarar contienen la lógica binaria mediante la cual se

activa cada uno de los elementos del relevador y que están contenidos en la Relay Word.

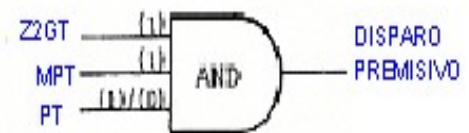
RELAY WORD

Z1P	Z1G	Z2PT	Z2GT	Z3	Z3T	3P21	32Q
67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO
LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC
MTU							
<u>1</u>	1	1	1	0	1	0	0
1	0	1	0	0	1	1	0
0	0	0	0	0	0	0	0



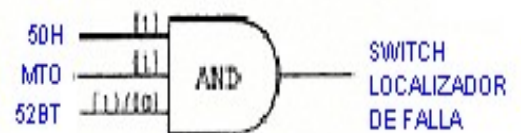
RELAY WORD

Z1P	Z1G	Z2PT	Z2G	Z3	Z3T	3P21	32Q
67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO
LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC
MPT							
1	1	1	<u>1</u>	0	1	0	0
1	0	1	0	0	1	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0



RELAY WORD

Z1P	Z1G	Z2PT	Z2GT	Z3	Z3T	3P21	32Q
67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO
LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC
MTO							
1	1	1	1	1	1	0	0
1	0	1	0	0	<u>1</u>	1	0
0	0	0	0	0	0	0	0



RELAY WORD

Z1P	Z1G	Z2PT	Z2GT	Z3	Z3T	3P21	32Q
67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO
LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC
MRI							
1	1	<u>0</u>	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0

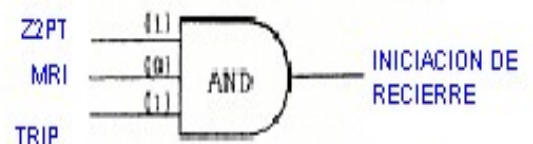


Figura 4.7 Ejemplificación de la programación de las mascarar

Una vez que se ha programado el relevador, seleccionando los elementos del Relay Word para obtener esquema de protección deseado y la salida de disparo a través de las mascarar, el relevador lleva acabo la protección deseada. Un esquema de protección, utilizando la mascara MTU (Mascara para disparo incondicional) se muestra en la siguiente figura:

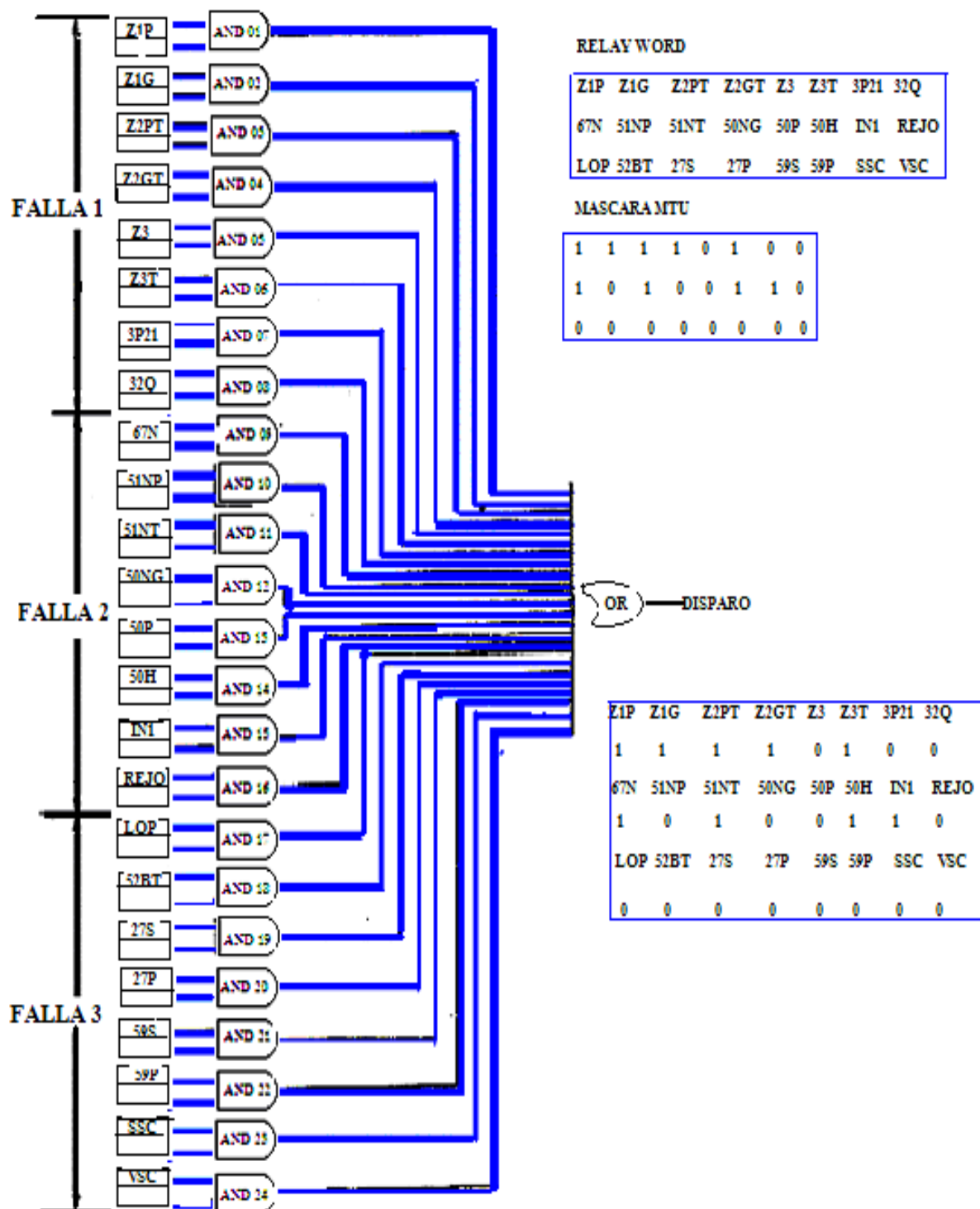


Figura 4.8 Mascara de disparo incondicional

Como podemos observar con la mascara se realiza una selección específica de los elementos con los que cuenta el relevador, produciéndose una acción de disparo, solo si se encuentra activado el o los elementos de la mascara.

La manera en que lo realiza en forma para cada una de las mascaras en particular y con los 24 bits del Relay Word se muestra en la siguiente figura, en la cual además se encuentran otros elementos como: apertura del interruptor por disparo remoto, disparo de respaldo del interruptor, protección de sobre corriente, elemento de sobre corriente de secuencia negativa, etc. Que serán explicados mas adelante.

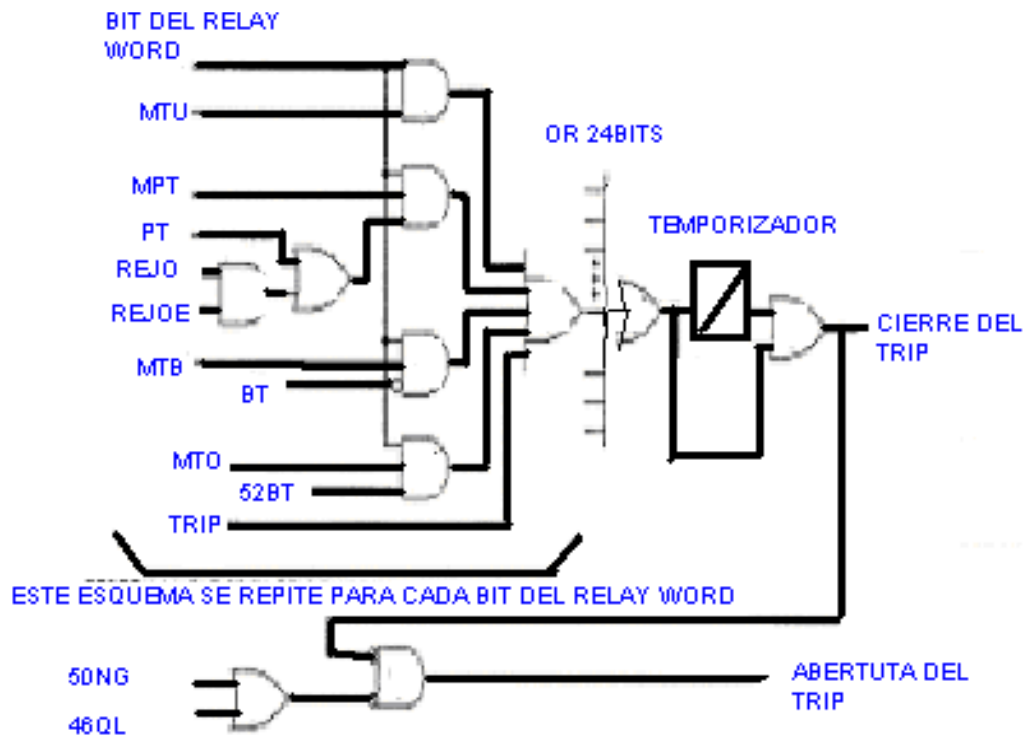


Figura 4.9 Diagrama de la lógica de disparo

4.4.1 Principios de la programación del relevador.

Anteriormente se hizo una descripción general del hardware que posee cualquier relevador digital. Siendo la lógica interna la que marca la diferencia entre un relevador digital y otro.

Como se menciono los elementos que integran al relevador de distancia, son: relevadores de sobre tensión (59), relevadores de baja tensión (27), dispositivos de comprobación de sincronismo(25), relevadores de sobre corriente instantáneo(50), relevadores de sobre corriente de secuencia negativa(46), relevadores de secuencia de fases(47), relevadores direccional de potencia o de potencia inversa(32), relevadores de sobre corriente de tiempo (51), relevadores de distancia tipo MHO (21). Mediante los cuales el relevador puede llevar múltiples funciones.

El relevador las agrupa en cinco categorías lógicas para poder llevarlas a cabo y son: Revisión lógica de sincronismo y tensión, pérdida de potencial, localización de la falla, direccional y sobre corriente.

Estos son parámetros que ayudan a la lógica interna del relevador a tomar las decisiones pertinentes para librar una cierta falla, mandando la señal de acción inmediata de protección pertinente a través de sus contactos de salida; ya sea de apertura o recierre de interruptores.

De manera esquemática y a través de contactos, para facilitar su comprensión se muestran a continuación algunos ejemplos de las funciones que posee el relevador SEL-121, así como su respectiva programación:

4.4.1.1 Protección de distancia de fase a tierra de la zona 1, zona 2 y zona 3

Descripción: Esta protección opera con tres relevadores de distancia 21AG2, 21BG2, 21CG2 (zona dos), de fase a tierra 21AG1, 21BG1, 21CG1 (primera zona), 21AG3, 21BG3, 21CG3 (zona tres), y tres relevadores de sobre corriente 50AG, 50BG, 50CG.

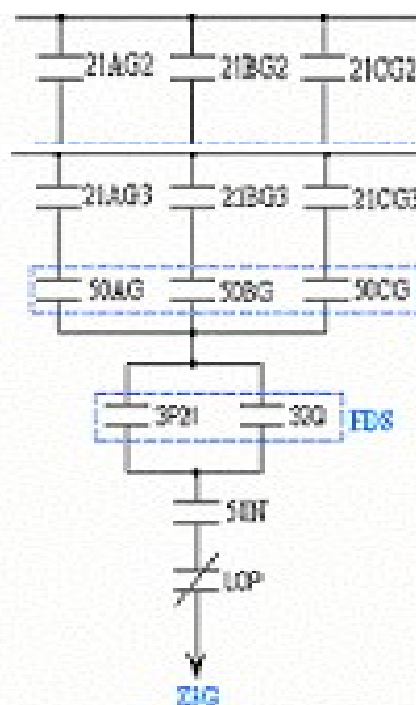
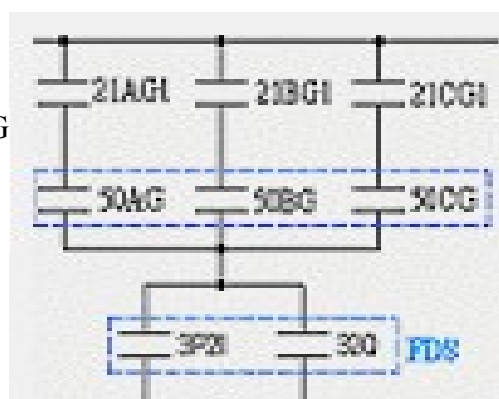
Funcionamiento: En esta protección existen 9 condiciones para que pueda activarse la protección. Estas son las sobre corrientes de fase a tierra, tres por zona. La protección se activa cuando todas las condiciones anteriores se cumplen.

Programación:

$$Z1G = (21AG1 * 50AG + 21BG1 * 50BG + 21CG1 * 50CG) * 50N * FDS * NOT(LOP * LOPE = Y, 1, 2 \text{ OR } 3)$$

$$Z2G = (21AG2 * 50AG + 21BG2 * 50BG + 21CG2 * 50CG) * 50N * FDS * NOT(LOP * LOPE = Y, 1, 2 \text{ OR } 3)$$

$$Z3G = (21AG3 * 50AG + 21BG3 * 50BG + 21CG3 * 50CG) * 50N * FDS * NOT(LOP * LOPE = Y, 1, 2 \text{ OR } 3)$$



4.4.1.2 Protección de fase a fase de la zona 1,2 y 3

Descripción: Esta protección emplea un relevador de impedancia para la protección entre fases AB, BC, CA. A si como la protección de sobre corriente de las fases involucradas enlazadas con un relevador direccional, la condición de falla trifásica y pérdida de potencial.

Funcionamiento: Esta protección funciona a través de una protección de distancia entre fases, de fase a tierra, trifásica, direccional que finaliza con la operación de la protección por la pérdida de potencial.

Programación:

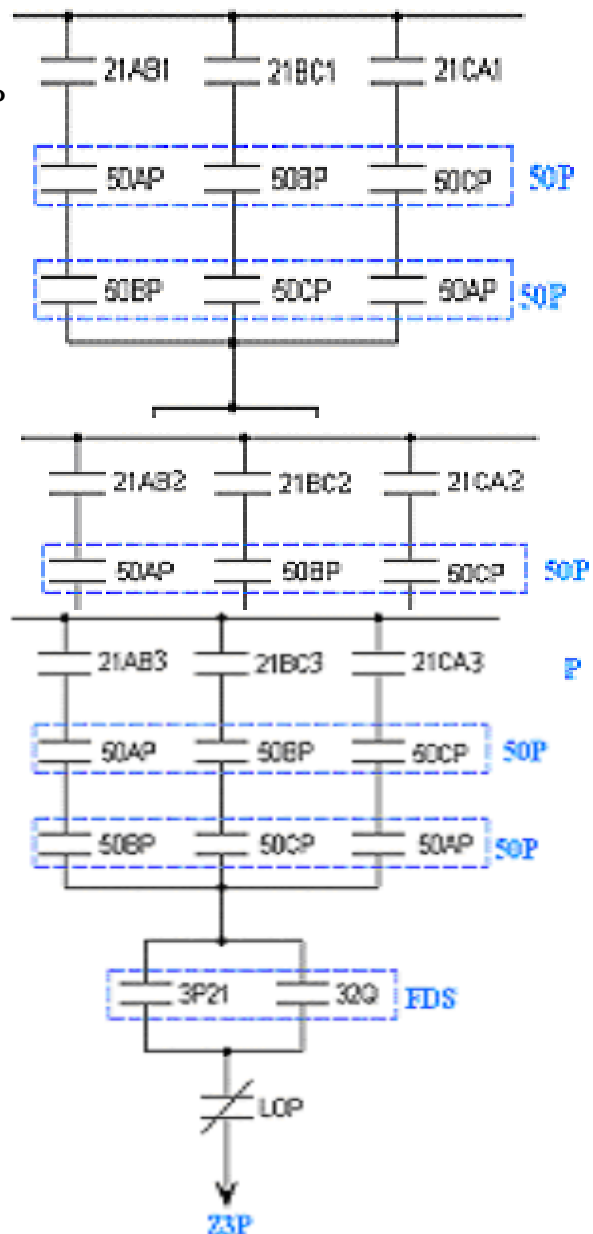
$$ZIP = (21AB1 * 50AP * 50BP + 21BC1 * 50BP * 50CP + 21CA1 * 50CP * 50AP) * FDS * NOT(LOP * LOPE = Y, 1, 2 \text{ OR } 3)$$

$$FDS = 3P21 + 32Q$$

$$Z2P = (21AB2 * 50AP * 50BP + 21BC2 * 50BP * 50CP + 21CA2 * 50CP * 50AP) * FDS * NOT(LO * LOPE = Y, 1, 2 \text{ OR } 3)$$

$$Z3P = (21AB3 * 50AP * 50BP + 21BC3 * 50BP * 50CP + 21CA3 * 50CP * 50AP) * FDS * NOT(LO * LOPE = Y, 1, 2 \text{ OR } 3)$$

$$FDS = 3P21 + 32Q$$



4.4.1.3 Protección trifásica zona 1, 2 y 3

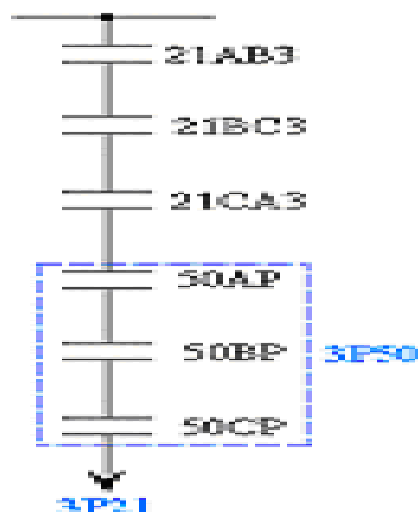
Descripción: Esta protección emplea tres relevadores de distancia de fase a fase 21AB3, 21BC3, y 21CA3. Así como tres relevadores de sobre corriente por fase 50AP, 50BP, 50CP.

Funcionamiento: En esta protección existen seis condiciones para que pueda ser activada la protección. Estas son: sobre corriente de la fase AB, la de sobre corriente de la fase BC, la de sobre corriente de CA y la sobre corriente de las tres fases. La protección se lleva activa cuando todas las condiciones anteriores se cumplen.

Programación:

$$3P21 = (21AB3 * 21BC3 * 21CA3) * 3P50$$

$$3P50 = 50AP + 50BP + 50CP$$



El funcionamiento y la lógica que sigue nuestro relevador en estudio ha trascendido en unidades como el SEL 321 y SEL 421, las habilidades que estos relevadores ofrecen son múltiples como, entradas analógicas de corriente y tensión configurables, es posible sumar las corrientes dentro del relevador para aplicaciones de dos interruptores, las entradas de corriente pueden usarse simultáneamente para la protección de línea, las tensiones pueden ser conmutados automáticamente entre fuentes de tensión.

Elementos de protección mho de alta velocidad con disparo de menos de un ciclo con elementos direccionales. Capacidad de monitoreo para baterías, circuitos de corriente directa, interruptores, medición de alta exactitud de cantidades RMS, calcula potencia aparente usando estas cantidades y oscilografía de alta resolución con un muestreo de 8 KHz, que permite identificar hasta la armónica 50, almacenamiento no volátil.

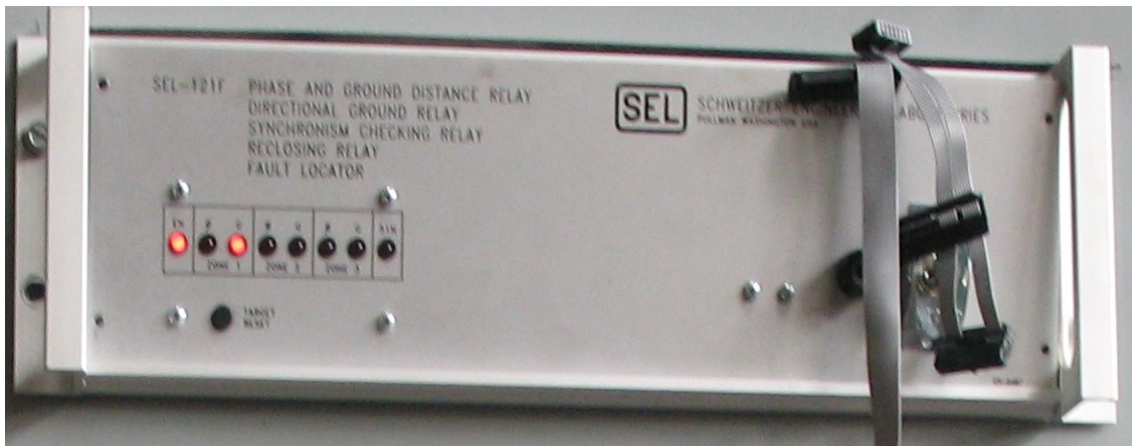
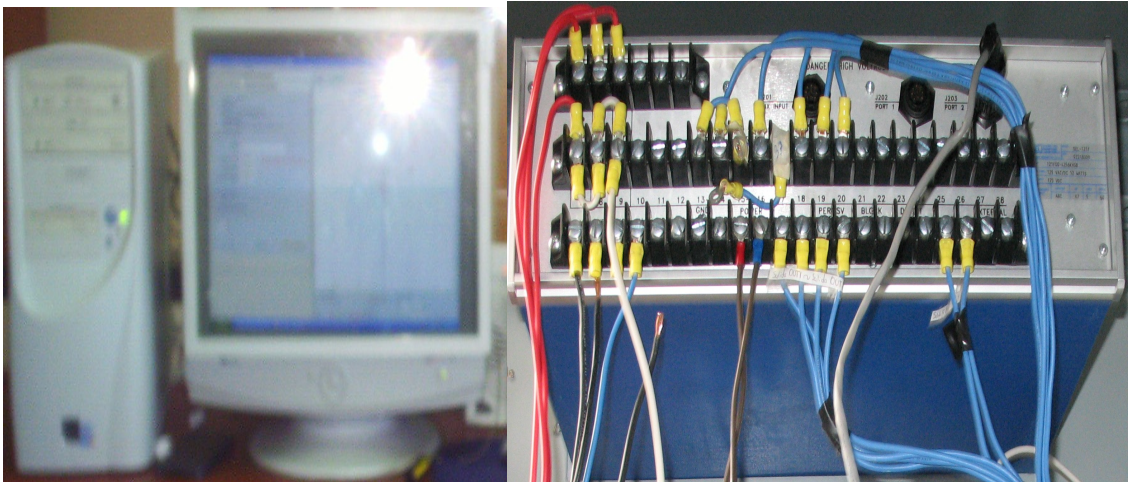
Además cuenta con una protección de falla de interruptor, aplicable a esquemas de interruptor y medio, barra en anillo o doble interruptor, recierre automático para supervisión de sincronismo en dos interruptores.

Soporte a integración y automatización espacio para tarjeta de comunicación (modbus, ethernet, uca) protocolo nativo en puerto serie y comunicación DNP 3.00 la cual permitirá la automatización para cualquier sistema, cuenta con 32 elementos internos de control local, remoto y bloqueo sostenido, botones programables para evitar el uso de switches de control.

Lógica de eco envía a la terminal remota permiso de disparo si recibe la señal de permiso (PT) y no tiene operados elementos de sobre alcance o bloqueo (por ejemplo con interruptor abierto). Estas son algunas de las habilidades con las que cuentan las unidades 321 y 421 pero se están mejorando y en fase de investigación otras cuantas.

CAPITULO 5

PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN Y AJUSTES DEL REVADOR MULTIFUNCIÓN SEL 121F



5.1 PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

El relevador SEL-121F es operado y habilitado vía interfases de comunicación serial que son conectadas a una computadora o MODEM. La comunicación sirve para estos propósitos:

- 1.-Que el relevador responda a todos los comandos, entre los que se encuentran, los comandos de medición, comandos de ajuste y control de operaciones.
- 2.-Que el relevador genere un record de cada evento de falla, comando de disparo al interruptor, y disparo de algún elemento que se activa por medio del pickup.
- 3.-Que el relevador transmita mensajes en respuesta a los cambios de estado en el sistema, como también en caso de que exista una falla dentro del propio relevador.

En la parte trasera del relevador existen dos conectores, marcados como PORT1 y PORT 2, ambos son del tipo de comunicación EIA RS-232-C.

El protocolo de comunicaciones consiste de un hardware y un software. El protocolo del hardware consiste de un conector (puerto serial EIA RS-232-C) el cual continuación se describe:

PIN	Nombre	Descripción
2	TDX	Salida de transmisión de datos
3	RTS	Evita la saturación del canal de comunicación, ya que al saturarse el canal de comunicación podría acarrear la pérdida de información durante la transmisión.
4	RXD	Entrada de datos.
5	CTS	Monitorea los CTS y transmite caracteres solo cuando CTS es habilitado.
6	+5 volts	
7	+12 volts	
8	-12 volts	
1,9	GND	

El siguiente protocolo corresponde al software de este relevador, así como a los medios de comunicación correspondientes al relevador.

- 1.-Todos los comandos que recibe el relevador son de la siguiente forma:

< comando> <ENTER > o <comando><CRLF>

Todo comando tecleado al relevador debe consistir de un comando seguido de un carry de retorno o un carry o de acceso. Al programar del relevador se pueden truncar los comandos apartir de haber escrito los tres primeros caracteres de cualquier comando.

Un ejemplo podría ser el siguiente:

EVENT 1<ENTER> podría escribirse como EVE 1 <ENTER>

Pueden usarse letras mayúsculas o minúsculas sin excepción excepto cuando se trate de passwords.

2.-El relevador transmite todos los mensajes en la siguiente forma.

```
<STX> <MESSAGE LINEA 1><CRLF>  
<MESSAGE LINEA 2> <CRLF>  
.  
.  
<LAST MESSAGE LINE><CRLF><PROMT><ETX>
```

3.-El relevador indica el volumen de datos que recibirá a través del o los comandos XON/XOFF

El relevador transmite un XON y habilita la salida del RTS cuando el canal de comunicación esta a una cuarta parte de su capacidad.

El relevador transmite un XOFF cuando se encuentra a tres cuartas partes de su capacidad, el relevador desactiva la salida de RTS cuando el canal de comunicación esta al 95% de su capacidad. Esto quiere decir que la señal de transmisión es monitoreada directamente por carácter XOFF, con lo cual es imposible que se sobre escriba en el canal de comunicación. Visto desde otra manera la transmisión puede determinar el fin del mensaje en proceso cuando un XOFF es recibido y reanudar la comunicación cuando el relevador envía un XON.

4.-Se puede usar el un XOFF/XON como un procedimiento de control durante la transmisión. Es decir, cuando el relevador recibe un XOFF durante la transmisión, este pausa hasta que recibe un XON .Si no existe un mensaje en progreso, cuando el relevador recibe un XOFF, este permanece en espera, hasta que, se presente o se reciba un XON.

EL carácter CAN deshabilita una transmisión pendiente, el cual es útil para desactivar una transmisión no deseada.

5.-Los caracteres de control pueden ser enviados desde cualquier teclado presionando las siguientes teclas.

```
XON:<CTRL>Q  
XOFF:<CTRL>S  
CAN: <CTRL>X
```

5.1.1 Características de los comandos

El relevador responde a los comandos enviados desde su interface.Un segundo nivel o password del sistema provee de seguridad contra cualquier acceso no autorizado.

Cuando la fuente de poder es activada, el relevador se encuentra en su nivel de acceso 0 y solo acepta el comando ACCES. Este responde invalidando cualquier comando o cualquier nivel de acceso para cualquier otra entrada.

Para tener acceso al nivel 1 con el comando ACCES se requiere del password OTTER, el cual puede ser modificado una vez que el usuario haya tenido acceso al nivel 2.

Para tener acceso al nivel 2, es necesario acceder el comando 2ACCESS y password TAIL.

Inmediatamente después de que se haya aplicado la fuente de alimentación el relevador transmitirá el siguiente mensaje a través de los puertos de comunicación.

Example	230 KV line	Date	6/2/92	Time:01.01:01
SEL-121F				
=				

El contacto de la alarma podría abrirse
El igual (=) representa el acceso al nivel cero.

El relevador por diseño internamente designa un puerto de los dos que cuenta como numero dos, sin embargo haciendo uso del comando SET es posible cambiar esta designación, a través del comando AUTO setting seleccionar al puerto 1 y al puerto 2, o a ambos para la transmisión automática del relevador.

Para entrar al nivel uno tendríamos:

=ACCESS <ENTER>

La respuesta del relevador seria:

Password: ?@@@@@

Después de accesar, password OTTER, seguido por un carry de retorno, la respuesta seria:

Example	230 kv line	Date	0/2/92	Time:01.01:41
Level 1				
=>				

La confirmación al canal numero 1 se indica por medio de caracter =. Después de esto es posible ejecutar algún comando en el nivel 1. El procedimiento para accesar al nivel numero 2 es similar al procedimiento para accesar al nivel 1.

Después de haber tecleado el comando 2ACCESS <ENTER>. El relevador activa la alarma cerrando su contacto por aproximadamente un segundo, lo cual indica el momento en que se debe accesar el password para poder tener acceso al nivel numero dos (TAIL). Después de haber accsesado el comando, correspondiente el relevador abre la comunicación para el nivel dos (=>>), lo cual se confirma con el siguiente mensaje:

```
=>2ACCES <ENTER>
password: TAIL<ENTER>
```

Example 230 kv line

Date 6/2/92

Time:01.03.32

Level 2

=>>

5.1.2 Descripción de comandos

Nivel de Acceso 0

ACCESS

Entra al nivel de acceso 1, (si el pasword está habilitado). Al tercer intento no exitoso los comandos de alarma (ALARM) pulsan cerrados por un segundo.

Nivel de Acceso 1

2ACCESS

Entra al nivel de acceso 2, si el password ingresado es correcto (si la protección por password está habilitada). Este comando siempre pulsa los contactos de alarma (ALARM) cerrados por un segundo.

Date m/d/y

Ajustes o muestra de fecha. DAT 2/3/93 ajusta a la fecha 4 de Enero del año 1993. El código de tiempo de entrada IRIG-B sustituye existencia de los ajustes de mes y día. El comando DATE pulsa los contactos de alarma (ALARM) cuando el año ingresado difiere del año almacenado. Para mostrar solamente la fecha ingrese DATE.

EVENT

Muestra un reporte de eventos. EVE o EVE 1 muestra el evento más reciente.

HISTORY

Muestra la fecha (DATE), tiempo (TIME), eventos (EVENT), localización (LOCAT), disparos (SHOT), tarjetas (TARGETS) y corriente máxima de falla (CURR), para los últimos doce eventos.

IRIG

Hace un intento inmediato de sincronización de reloj interno del relevador al código de tiempo de entrada (IRIG –B).

METER n

Muestra los valores de corrientes de fase, residual y de secuencia negativa; los valores actuales de potencia real y reactiva. La opción n muestra los datos de METER n veces.

QUIT	Regresa el control al nivel de acceso 0; regresa la muestra de tarjetas a las tarjetas del relevador.
SHOWSET	Muestra los ajustes del grupo de ajuste n sin afectarlos
STATUS	Muestra el estatus del relevador en auto- prueba.
TARGET n	Muestra datos y ajustes de los led's de las tarjetas como sigue (n = 0,1,2,3,4,5 y 6): TAR 0: Tarjeta de panel frontal TAR 1 : Renglón R1 del Relay Word TAR 2: Renglón R2 del Relay Word TAR 3: Renglón R3 del Relay Word TAR 4: Elementos internos TAR 5 : Contactos de entrada TAR 6: Estados de los contactos de salida TAR R: Regresa a TAR 0 y limpia, este seguro a regresar TAR 0 cuando lo haga, así la falla se desplegara en el display y LED's.
TIME h/m/s	Ajusta o muestra la hora. TIM 13/32/00 ajusta el reloj a 1:32:00 PM. La sincronización por IRIG-B sustituye este ajuste. Para mostrar solamente la hora, ingrese TIME.
TRIGGER	Genera y guarda un reporte de eventos (disparado).

Nivel de Acceso 2

CLOSE	Cierra el circuito de interruptor, si reconoce el puente ajustado.
LOGIC n	Muestra una mascara lógica MTU, MPT, MTO, MTB, MRI, MRC, MA1-MA4.
ALARM	Esta se activa cada que exista un dato ajustado de acuerdo a la historia del evento contenida en la EEPROM y datos del evento.
OPEN	Abre el circuito de interruptor, si reconoce el puente ajustado.
PASSWORD	Muestra o ajusta los passwords. Pulsa la ALARM del relevador momentáneamente cuando un nuevo password se ingrese. PAS 1 OTTER paso nivel 1 password a OTTER PAS 2 TAIL paso nivel 2 password a TAIL
SET	Inicia el procedimiento de ajuste para el grupo de ajuste global.

5.2 AJUSTES DEL RELEVADOR (COMANDO SHOWSET)

Una lista de los ajustes del relevador y rango específico se muestra continuación.

R1, X1	Impedancia de secuencia positiva para la línea en ohms primarios (0-9999ohms)
R0, X0 CAPITULO 5	Impedancia de secuencia cero de la línea en ohms primarios (0 -9999ohms) PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN Y AJUSTES DEL RELEVADOR SEL 121F
R1,X1,R0,X0	Son los valores calculados a partir de la conversión polar cartesiana de las constantes de la línea Z1L y Z0L
LL	Longitud de línea (80.1 – 999) millas hacer conversión a kilómetros.
CTR	Relación de los Tc's (por ejemplo 600/5= 120) (1-6000). Se escoge de acuerdo a condiciones de máximo flujo de carga en la línea no sin antes verificar también las corrientes máxima y mínima de la falla para comprobar si caen dentro de los rangos del relevador así como su sensibilidad.
PTR	Relación de los Tp's (para una relación 1200/1 = 1200) (1-10,000)
SPTR	Relación del TP para sincronización ($0.5 \leq PTR / SPTR \leq 1.99$) (1- 10000). Se escoge también de acuerdo a la tensión de operación de donde estén conectado(s) el o los TP's, tomando en consideración lo siguiente: ($0.5 \leq PTR / SPTR \leq 1.99$).
MTA	El Ángulo de par máximo se selecciona en base al ángulo de la impedancia de secuencia positiva de la línea, a un valor similar a este. Pueden seleccionarse ángulos ligeramente menores al de la línea para que la característica MHO del relevador de mayor cabida a las resistencias de falla, sobre todo en caso de líneas cortas. Sin embargo debe tenerse en consideración que la impedancia de la carga máxima esperada en la línea no interfiera con las características MHO del relevador: MHO (47° -90°).
79OI	Tiempo muerto del relevador para recierre (0 – 8000 ciclos) Desactiva el recierre, este esta sujeto a : estabilidad en el sistema de potencia y supervisión de sincronismo.
79RS	Tiempo de reposición del relevador de recierre (60 – 8,000 ciclos) se selecciona con fines de proteger la vida del interruptor evitándole demasiados recierres en caso de fallas repetitivas.
PSVC	Permisivo para la verificación de tensiones de polarización y/o de Sincronización (N = Ninguno, S = LSDP, P=LPDS, E= uno u otro).
27VLO	Umbral de bajo voltaje (KV/fase) (0 – 2000kV) este ajuste del umbral de bajo voltaje dependerá de efectos de inducción de circuitos paralelos y de criterios de operación del sistema.
59VHI	Umbral de pleno voltaje (KV/fase) (0 – 2000 kV)
25DV	Umbral del voltaje diferencial (0 – 2000kV) La diferencia permitida entre los voltajes de polarización y sincronización también estará sujeta a criterios de operación del sistema, teniendo en cuenta lo siguiente: $\theta = \text{angsen}(25DV / 59V)$ $\Delta f = 2\theta / (360 * t)$

La entrada de parámetros y ajustes del relevador descritos arriba son mostrados con el comando SHOWSET <ENTER> donde se observa un resumen de los ajustes ya ingresados. Y se tendrá que desplegar la siguiente ventana.

```

=>SHOWSET <ENTER>

Settings for: Example 230 kV Line

R1  =13.90   X1  =79.96   R0  =41.50   X0  =248.57   LL  =100.00
CTR  =200.00  PTR  =2000.00  SPTR =2000.00  MTA  =80.10
79DI =40.00   79RS =240.00
PSVC =5       27VLO=26.80   59VHI=106.20   25DV =53.12   SYNCP=A
25T  =300.00  VCT  =30.00
A1TP =0.00    A1TD =0.00
Z1%  =80.00   Z2%  =120.00   Z3%  =150.00
Z2DP =30.00   Z2DG =30.00   Z3D  =40.00   TDUR =9.00
50NG =250.00  50P  =370.00   50H  =1500.00
51NP =270.00  51NTD=3.00    51NC =2       51NTC=Y
67NP =650.00  67NTC=Y       52BT =30     REJOE=M      LOPE =Y
TIME1=5       TIME2=0   AUTO  =2     RINGS=7

Logic settings:

MTU  MPT  MTB  MTO  MA1  MA2  MA3  MA4  MRI  MRC
F4   08   00   FC   00   00   F0   04   F0   04
A2   00   00   A4   00   00   80   20   80   20
00   00   00   00   02   01   00   00   00   00

=>

```

5.3 APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL-121F PARA LA PROTECCIÓN DE UNA LÍNEA DE 230 KV

Este ejemplo muestra las etapas para los ajustes del relevador SEL-121F en el interruptor 3 de la figura 5.1.

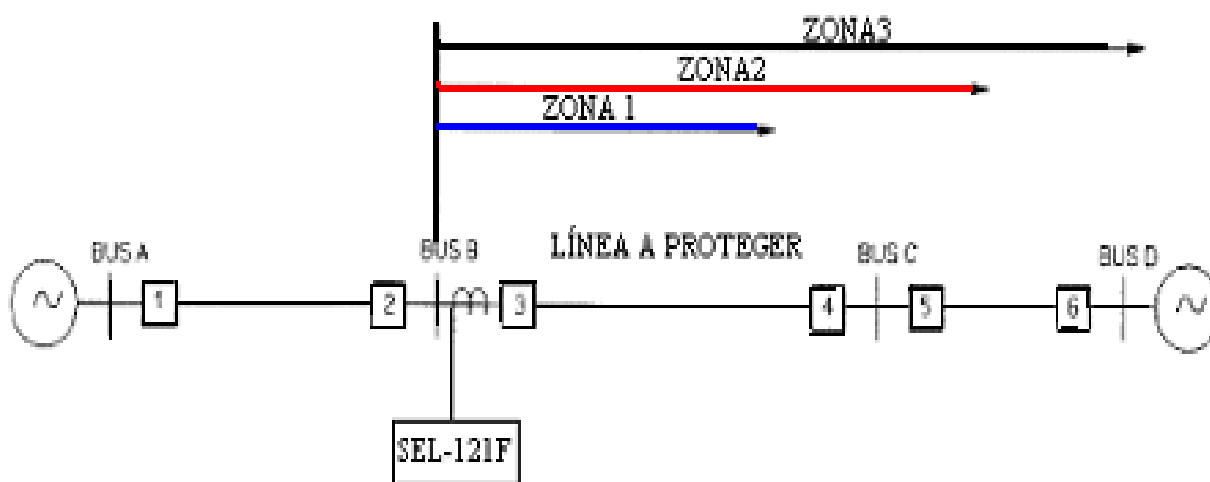


Figura 5.1 Diagrama unifilar de una línea media

5.3.1 Visión general del plan de protección

La sección de la línea a proteger, es la sección del Bus B al Bus C. Los relevadores en los interruptores 3 y 4 son la protección primaria para fallas en la línea. En este ejemplo, se seleccionaron los ajustes para el relevador en el interruptor 3. Los elementos de distancia instantáneos de fase y tierra operan para fallas sobre el 80% de la línea.

Los elementos, instantáneo residual y de sobre corriente de tiempo inverso respaldan al elemento de distancia de tierra. Los elementos de retraso de tiempo de la zona 2 son para la protección de fallas en el extremo de la sección.

Los elementos de la zona 3 proveen una protección de respaldo con un tiempo de paso adicional de alcance hacia adelante y provee un respaldo para fallas en la zona 1 de la siguiente sección de línea.

5.3.2 Datos del sistema

Tensión nominal del sistema: 230 KV (132.8 KV línea-neutro)

Longitud de la línea: 100 millas - 160 Km.

Impedancias de la línea a
proteger:

Secuencia positiva: $Z1 = 81.16 \angle 80.1^\circ \Omega_{prim}$
 $= 13.90 + j79.96 \Omega_{prim}$

Secuencia cero: $Z0 = 252.01 \angle 80.5^\circ \Omega_{prim}$
 $= 41.50 + j248.57 \Omega_{prim}$

Impedancias de las líneas
adyacentes:

Secuencia positiva: $Z1_{AB} = Z1_{CD} = 40.58 \angle 80.1^\circ \Omega_{prim}$
 $= 6.95 + j39.98 \Omega_{prim}$

Secuencia cero: $Z0_{AB} = Z0_{CD} = 126.01 \angle 80.5^\circ \Omega_{prim}$
 $= 20.75 + j124.29 \Omega_{prim}$

Impedancias de las fuentes: $Z1S = Z1R = 20.29 \angle 80.14^\circ \Omega_{prim}$
 $Z0S = Z0R = 3Z1S$

Relación de transformación
del TC: 1000:5(200:1)

Relación de transformación
del TP: 2000:1

5.3.3 Ajustes del relevador

La siguiente información presenta consideraciones que debemos tomar en cuenta para la selección de los valores de ajuste del alcance del relevador.

5.3.3.1 identificador de Zonas de Alcance

El relevador etiqueta cada reporte de eventos. Esto permite distinguir el reporte cuando es generado por un interruptor específico o una subestación. Típicamente el identificador incluye una abreviatura del nombre de la subestación y terminal de línea.

Para el relevador en el interruptor 3:

```
ID = Example 230 kV line
```

5.3.3.2 Parámetros de Línea (R1, X1, R0, X0 y longitud de la línea)

Para un óptimo rendimiento, el relevador requiere exactos valores de impedancia de secuencia positiva y cero para la protección de la línea de transmisión. El relevador utiliza ajustes de impedancia de secuencia positiva para establecer los alcances de los elementos de distancia de fase y calcular la localización de la falla.

Similarmente el relevador usa impedancia de secuencia cero, con impedancia de secuencia positiva para establecer los alcances de los elementos de distancia de tierra y para calcular la localización de una falla de una línea a tierra. Todas las impedancias se deben introducir en ohms primarios.

El localizador de fallas del relevador usa el ajuste de la longitud de la línea para el cálculo de la localización de la falla en términos de millas o kilómetros.

Para el relevador en el interruptor 3:

```
R1 = 13.90
X1 = 79.96
R0 = 41.50
X0 = 248.57
LL = 100.00
```

5.3.3.3 Selección de la relación de transformación de los TC's y TP's

La selección de la relación de transformación del TP (CTR) para la protección de la línea es frecuentemente basada en la capacidad de transmisión de la corriente de línea. La selección de la CTR también determina la magnitud de corriente de falla secundaria presentada en el relevador.

Se debe seleccionar una relación de transformación de corriente (CTR) que reduzca la probabilidad de saturación del TC para garantizar una confiable representación secundaria de la corriente en condiciones de falla.

La relación de transformación del TP para este ejemplo es 1000/5 o 200/1. Esta relación permite 1000 A de flujo de carga sin exceder 5 amperes de corriente secundaria, mientras el límite de corriente en el secundario debe ser menor de 50 A disponibles para el máximo valor de falla.

```
CTR = 200.00
```

La tensión del sistema es de 230 KV de fase-fase o 132.8 KV de línea-neutro. La relación de transformación para el TP (PTR) en este ejemplo es 2000:1. La relación de transformación del TP para la verificación de sincronismo (SPTR) utiliza la misma razón.

$$\text{PTR} = \frac{230\text{kV}}{115\text{V}} = 2000 : 1$$

$$\text{SPTR} = \frac{132.8\text{kV}}{66.4\text{V}} = 2000 : 1$$

PTR = 2000.00 SPTR = 2000.00

5.3.3.4 Ángulo de par máximo (MTA)

El ángulo de par máximo es común para todos los elementos de protección. Un típico ajuste del ángulo de par máximo es el valor o un valor menor que el ángulo de la impedancia de línea de secuencia positiva. Un menor ajuste del MTA extiende la cobertura de resistencia provista por los elementos mho. El MTA seleccionado para este ejemplo es 80.1°.

MTA = 80.1

5.3.3.5 Tiempo muerto del recierre y reposición del cierre (79OI y 79RS)

Para este ejemplo el primer intento de recierre en el interruptor 3 es de 40 ciclos.

El tiempo de reposición del recierre debe ser por lo menos el tiempo que toma al interruptor completar su ciclo. Para este ejemplo, el tiempo de reposición (79RS) es de 240 ciclos o 4 segundos.

79OI = 40 79RS = 240

5.3.3.6 Ajustes de supervisión del cierre (PSVC, 27VLO, 59VHI, 25DV, SYNC, 25T, VCT)

El relevador SEL-121F incluye dos funciones que pueden supervisar las operaciones de cierre, incluyendo recierre y operación externa de cierre.

Verificación de la condición de tensión, función basada en la superposición de “hot-bus/dead-line”, “hot-line/dead bus” o cualquiera de las dos condiciones. La función de verificación de sincronismo determina si una línea energizada y un bus energizado están en sincronismo.

La verificación de la condición de voltaje usa las siguientes funciones de ajuste: PSVC, 27VLO, 59VHI, SYNC, VCT. La verificación de sincronismo utiliza las siguientes funciones de ajuste: 59VHI, 25DV, SYNC, 25T.

5.3.3.6.1 Función para la verificación de tensión.

Los ajustes para la función PSVC puede ser S, P o E. La verificación de voltaje es invalidado cuando se selecciona PSVC = N. Cuando PSVC = S, el relevador activa el bit VSC del Relay Word cuando $VS > 59VHI$ y $VP1 < 27VLO$ (“line sync/dead polarizing”) para el tiempo VTC. Cuando PSVC = P el relevador activa el bit VSC del Relay Word cuando $VP1 > 59VHI$ y $VS < 27VLO$ (“line polarizing/dead sync”) para el tiempo VTC.

Cuando PSVC = E el relevador activa el bit VSC del Relay Word cuando cualquiera de las dos condiciones de tensión son verdaderas para el tiempo VCT.

Nosotros solo queremos el cierre si la condición de tensión ha sido valida por al menos 30 ciclos; VTC = 30 ciclos. La tensión VS es tomado desde el lado de un bus conectado a la fase A; SYNC = A.

5.3.3.6.2 Función verificación de sincronismo

El relevador puede realizar la verificación de sincronismo para supervisar los cierres de los interruptores cuando la línea y el bus están energizados. El verificador de sincronismos presente en el SEL-121F, verifica el vector diferencia entre una selección de tensiones de polarización (VP) y el voltaje de sincronismo (VS).

Esta tensión diferencia es comparada contra el ajuste 25DV. Cuando el factor diferencia entre VP y VS es menor que el ajuste 25DV para el tiempo 25T, el relevador activa el bit SSC en el Relay Word.

La figura 5.2 ilustra el verificador de sincronismos “Ventana del verificador de sincronismo”. El área sombreada es la región en que el interruptor puede cerrarse sin peligro de daño. Para el ajuste del relevador debemos conocer el máximo ángulo (θ) entre VPOL y VS, éste es asignado para el cierre del interruptor.

Refiriéndonos a la figura 5.2, el 25DV es determinado conociendo el ángulo $\emptyset$, el ajuste es aproximado con la siguiente ecuación:

$$25DV = \text{sen}\emptyset \times 59VHI$$

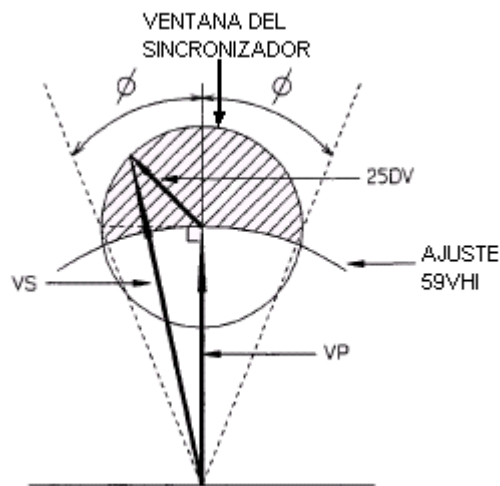


Figura 5.2 Ventana del sincronizador

Para nuestro ejemplo, $\emptyset = 30^\circ$ y 59VHI es igual al 80 % de la tensión nominal de fase a neutro en el sistema de 230 KV.

$$25DV = \text{sen}30^\circ \times (0.8 \times 132.8\text{kV}) = 53.12\text{ kV}$$

Para el ajuste 27VLO, asumimos para propósito del cierre que la línea esta desenergizada si la tensión de línea esta por debajo del 20% del valor nominal.

$$27VLO = 0.20 \times 132.8\text{ kV} = 26.6\text{ kV}$$

Para el ajuste 59VHI, asumimos que la línea esta viva para objeto del recierre si el voltaje de línea esta por arriba del 80% del valor nominal.

$$59VHI = 0.80 \times 132.8\text{ kV} = 106.2\text{ kV}$$

El ajuste 25T es seleccionado para permitir el cierre bajo las condiciones de sincronismo.

$$25T = 5\text{ seg} = 300\text{ ciclos}$$

Resumiendo para el relevador en el interruptor 3.

PSVC	=	S
27VLO	=	26.6
59VHI	=	106.2
25DV	=	53.12
SYNCP	=	A
25T	=	300
VCT	=	30

5.3.3.7 Salida programable A1, tiempo de retardo del Pickup y ajuste predeterminado Dropout (A1TP, A1TD)

Del contacto de la salida programable A1, podemos tener un retardo de tiempo usando los ajustes A1TP y A1TD. En este ejemplo no se requiere usar estos tiempos de retardo.

A1TP	=	0.0
A1TD	=	0.0

5.3.3.8 Ajuste de la Zona 1 (Z1%)

Los elementos de la zona 1 proveen una protección instantánea para fallas de fase-fase, trifásicas, y de fase-tierra en los primeros 75-80% de la línea de transmisión. El resto de la línea es protegida por los elementos de la zona 2.

En este ejemplo, el alcance de los elemento de la zona 1 no debe pasar más allá del bus C. Por esto se requiere que el alcance de la zona 1 sea del 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$\text{Alcance Zona1} = 0.80 \times 81.16 \angle 80.1^\circ \Omega_{\text{prim}} = 64.93 \angle 80.1^\circ \Omega_{\text{prim}}$$

Cuando el MTA es diferente al ángulo de secuencia positiva de la línea, el relevador calcula el diámetro del círculo mho con la siguiente ecuación.

$$\text{Diametro} = \frac{\text{Alcance}}{\cos(\text{Angulo de Z1} - \text{MTA})}$$

Para este ejemplo, el diámetro del círculo mho de la zona 1 a lo largo del MTA es:

$$\text{Diametro} = \frac{64.93 \Omega}{\cos(80.1^\circ - 80.1^\circ)} = 64.93 \Omega_{\text{prim}} \text{ a lo largo de MTA}$$

Para el relevador en el interruptor 3:

$$Z1\% = 80.0$$

5.3.3.9 Ajuste de la Zona 2 (Z2%)

Los elementos de distancia de fase y tierra proveen cobertura para fallas en el extremo de la sección de la línea protegida. Típicamente los ajustes para los elementos de la zona 2 son del 120 – 130 % de la línea protegida. Los elementos de la zona 2 deben tener un adecuado alcance para detectar todas las fallas de fase y tierra a lo largo de la línea protegida pero no deben sobre alcanzar los elementos de la zona 1 del interruptor 5 (figura 5.1) en la sección de la línea CD.

$$ZL_{CD} = 40.58 \Omega_{\text{prim}}$$

Asumiendo que el alcance de la zona 1 en el interruptor 5 es del 80% de la impedancia de la línea CD, verificamos que el ajuste del 120% para el interruptor 3 no sobre alcance los elementos de la zona 1 del interruptor 5.

$$\begin{aligned} ZL_{CD} + 0.8ZL_{CD} &= 81.16 \Omega + (0.8 \times 40.58 \Omega) \\ &= 113.62 \Omega_{\text{prim}} \end{aligned}$$

Cuando la zona 2 en el interruptor tiene un ajuste del 120%, el alcance efectivo es:

$$\text{Alcance } Z2 = 1.20 \times 81.16 \angle 80.1^\circ \Omega_{\text{prim}} = 97.39 \angle 80.1^\circ \Omega_{\text{prim}}$$

Como $97.39 \Omega < 113.6 \Omega$, podemos concluir que el ajuste del 120% para el interruptor 3 no sobre alcanza la protección de la zona 1 de la línea CD.

El ajuste de MTA aplicado a todos los elementos de distancia es el mismo que el ángulo de secuencia positiva de la línea. Calculamos el diámetro del círculo mho para la zona 2 con la siguiente expresión:

$$\text{Diametro} = \frac{97.39 \Omega}{\cos(80.1^\circ - 80.1^\circ)} = 97.39 \Omega_{\text{prim}} \text{ a lo largo de MTA}$$

Para el relevador en el interruptor 3:

$$Z2\% = 120.0$$

5.3.3.10 Ajuste de la zona 3 (Z3%)

Los elementos de retardo de tiempo de la zona 3 pueden servir como un respaldo remoto para fallas del otro lado del Bus.

Para el relevador en el interruptor 3:

$$Z3\% = 150.0$$

5.3.3.11 Retardos de tiempo de la zona 2 de fase y tierra (Z2DP, Z2DG)

Los elementos de la zona 2 deben coordinar con los elementos de la zona 1, mas el tiempo de operación del interruptor, mas un pequeño margen de seguridad. El tiempo de retardo de la zona 2 para los elementos de fase y tierra es seleccionado dentro del intervalo de 3 – 2000 ciclos de retardo.

Para el relevador en el interruptor 3:

$$Z2DP = 30.00$$

$$Z2DG = 30.00$$

5.3.3.12 Retardo de tiempo de la zona 3 de fase y tierra (Z3D)

El tiempo de retardo de la zona 3 debe coordinarse con el tiempo de operación de la zona 2 del relevado. Para este ejemplo se seleccionaron 40 ciclos de tiempo de retardo.

$$Z3D = 40.00$$

5.3.3.13 Duración del temporizador de disparo (Trip) (TDUR)

El relevador permite de 0 – 2000 ciclos de retardo para el ajuste TDUR. Un ajuste típico para este tiempo es de 150 mseg. 0 9 ciclos.

$$TDUR = 9.00$$

5.3.3.14 Ajuste del elemento de sobre corriente residual y de fase (50NG)

Para el relevador el interruptor 3 de nuestro ejemplo, la condición dominante de falla, es una falla de fase a tierra en el bus D. El estudio de esta falla revela una

corriente de $I_A = 425 A_{\text{prim}}$ y $I_R = 410 A_{\text{prim}}$. Para asegurar el pick up de los elementos 50N y 50G en el calculo de corrientes de falla, se selecciona algún valor de corriente debajo de los 410 amperes de corriente residual en el ajuste 50NG. Este ajuste considera la resistencia de arco y errores en el estudio del cálculo de fallas. En este ejemplo, el valor seleccionado para el ajuste 50NG es 250A, aproximadamente el 60% de la mínima corriente de falla.

$$50NG = 250.00$$

5.3.3.15 Elemento de sobre corriente de ajuste bajo (50P)

Este elemento proporciona una supervisión en la detección de fallas de los elementos de distancia de fase. El ideal ajuste para el elemento 50P es por encima de la carga pero por debajo de la mínima falla; función para la falla a fase mas remota que debe ser detectada por la zona 3 del interruptor.

En nuestro ejemplo, la condición dominante de falla es una falla de fase-fase en el bus D. El estudio de fallas revela que la corriente mínima de falla es $620 A_{\text{prim}}$. Para asegurar el pick up del elemento 50P en el calculo de corrientes de falla, se selecciona para el ajuste 50P algún valor de corriente por debajo de los $620 A_{\text{prim}}$ calculados. Este ajuste considera la resistencia de arco y errores en el estudio del cálculo de fallas. Es valor de ajuste seleccionado en este ejemplo es de 370 A, aproximadamente el 60% de la corriente mínima de falla.

$$50P = 370.00$$

5.3.3.16 Elemento de sobrecorriente de ajuste alto (50H)

El elemento 50H esta destinado para usarse como un ajuste alto no-direccional en la detección de sobre corrientes de fase. Típicamente su ajuste es del 50-70% del valor de la falla trifásica severa en el bus local.

En este ejemplo la corriente de falla trifásica severa en el bus B es de 2180 A, entonces para garantizar un rápido libramiento de esta falla, damos un ajuste al elemento 50H de 1500 A.

$$50H = 1500.00$$

5.3.3.17 Elementos de tiempo-sobre corriente residual (51NP, 51NC, 51NTD, 51NTC)

CAPITULO 5

PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN Y AJUSTES DEL
RELEVADOR SEL 121F

Estos elementos proveen un tiempo de retardo para el libramiento de fallas a lo largo de la línea protegida y una protección de respaldo para terminales remotas.

Para el relevador de nuestro ejemplo, una falla de una fase a tierra en el bus C dicta la sensibilidad requerida para el pick up de tiempo-sobre corriente residual.

La magnitud de corriente residual para esta falla es de $540 A_{prim}$. Para tener en cuenta la resistencia de falla a tierra, un valor del 50% de los 540 A es seleccionado para el pick up del elemento tiempo-sobre corriente residual.

La selección del pick up del elemento 51NP, la palanca de tiempo 51NTD y la familia de curvas 51NG; son asumido para coordinar con los elementos tiempo-sobre corriente restantes del sistema.

51NC	=	2
51NTC	=	Y

5.3.3.18 Elemento 67NP de sobre corriente residual (67NP, 67NTC)

El relevador SEL-121F provee un elemento instantáneo de sobre corriente residual. Se puede hacer que el elemento de sobre corriente mire hacia delante por medio del ajuste $67NTC = Y$. El relevador usa una secuencia negativa en el elemento direccional para el control del torque del elemento 67N cuando $67NTC = Y$.

El ajuste del pick up para este elemento debe ser siempre mayor que el máximo nivel de corriente de falla a tierra al final de la línea protegida. Un típico ajuste para el elemento 67NP es el 120% de la corriente de esta falla.

La máxima corriente residual medida en el interruptor 3 para una falla en el bus C es de 545 A. Para asegurar que el elemento instantáneo no sobre alcance al bus C, el ajuste del 67NP sería de 650 A (el 120% de los $545 A_{prim}$)

67NP	=	650.00
67NTC	=	Y

R1 =13.90	X1 =79.96	R0=41.50	XO=248.57	LL=100.00
CTR =200.00	PTR=2000.00	SPTR=2000.00	MTA=80.10	
790I=40.00	79RS=240.00			
PSVC=S	27VL0=26.60	59VHI=106.2	25DV=53.12	SYNCP=A
25T=300.00	VCT =30.00			
A1TP=0.00	A1TD=0.00			
Z1% =80.00	Z2% =120.00	Z3%=150.00		
Z2DP=30.00	Z2DG=30.00	Z3D=40.00	TDUR=9.00	
50NG=250.00	50P =370.00	50H=1500.00		
51NP=270.00	51NTD=3.00	51NC=2	51NTC=Y	
67NP=650.00	67NTC=Y	52BT=30	REJOE=N	LOPE=Y
TIME1=5	TIMER2=0	AUTO=2	RINGS=7	

5.3.3.19 Prueba de localización de falla

Esta prueba se realizo usando las corrientes y los voltajes mostrados en la tabla 1. Estos voltajes se introducirán en el simulador AMS, asumiendo en los ajustes de nuestro relevador de la localización de falla, teniendo en cuenta que nuestra línea tiene una longitud de 100 millas (160Km) y es de tipo radial.

Localizacion	Tipo	VA	VB	VC	IA	IB	IC	Unidades
75 millas 120 Km	AG	33.5 0.00	74.93 -129.2	74.81 129.2	3.23 -80.4	0.00 0.00	0.00 0.00	V or A Grados
	BC	67.00 0.00	44.32 -139.1	44.32 139.1	0.00 0.00	4.77 -170.1	4.77 9.9	V or A Grados
85 millas 136 Km	AG	35.59 0.00	74.39 -128.6	74.27 128.7	3.03 -80.4	0.00 0.00	0.00 0.00	V or A Grados
	BC	67.00 0.	45.52 -137.4	45.52 137.4	0.00 0.00	4.47 -170.1	4.47 9.9	V or A Grados
135 millas 217Km	AG	43.07 0.00	72.49 -126.7	72.39 126.8	2.31 -80.4	0.00 0.00	0.00 0.00	V or A Grados
	BC	67.00 0.00	50.14 -131.9	50.14 131.9	0.00 0.00	3.4 -170.1	3.40 9.9	V or A Grados

Tabla 1 Prueba de localización de falla

Las fallas en 75 millas (120Km) ocurren dentro de la zona 1 y esta tiene un alcance del 80% de la longitud total 100 millas (160Km), la localización de la falla en 85 millas (136 Km) ocurre más allá de la zona 1 pero dentro de el 120% de ajuste dado para la zona 2.

Mientras que para la localización de falla en 135 millas (217Km) ocurre más allá de la zona 1 y 2 pero dentro del alcance del 150% en zona 3.

Localizacion	Tipo	Disparo del relevador	TARGET LED							
75 millas 120 Km	AG	TRIP, A3	=>>>OTARGET							
			EN	PH1	G1	PH2	G2	PH3	G3	51N
	BC	TRIP, A3	1	0	1	0	0	0	0	0
			1	1	0	0	0	0	0	0
85 millas 136 Km	AG	TRIP, A3	=>>>OTARGET3							
			EN	PH1	G1	PH2	G2	PH3	G3	51N
	BC	TRIP, A3	1	0	0	0	1	0	0	0
			1	0	0	1	0	0	0	0
135 millas 217Km	AG	TRIP, A4	=>>>OTARGET3							
			EN	PH1	G1	PH2	G2	PH3	G3	51N
	BC	TRIP, A4	1	0	0	0	0	0	1	0
			1	0	0	0	0	0	0	0



TARGET LED

=>>OTARGET

EN	PH1	G1	PH2	G2	PH3	G3	51N
1	0	1	0	0	0	0	0
1	1	0	0	0	0	0	0



=>>OTARGET3

EN	PH1	G1	PH2	G2	PH3	G3	51N
1	0	0	0	1	0	0	0
1	0	0	1	0	0	0	0



=>>OTARGET3

EN	PH1	G1	PH2	G2	PH3	G3	51N
1	0	0	0	0	0	1	0
1	0	0	0	0	0	0	0



Tabla 2 de Resultados

El tipo de falla localizada corresponde a lo registrado en la tabla de TARGET LED que es cuando operó el relevador, mientras que el contacto de salida A3 se cierra cuando comienzan las condiciones de falla. El contacto de salida A4 se cierra cuando hay condiciones para cancelar. Por la condición de simulación el relevador SEL-121F lo usamos como un localizador de fallas.

Cuando se inicia con la incorporación de los microprocesadores en funciones de protección uno de los objetivos principales perseguidos era minimizar la respuesta de disparo que cumpliera con toda la filosofía de protecciones eficazmente, al mismo tiempo se busca la disminución física del relevador, captar y almacenar información que pudiera ser utilizada posteriormente en programas de mantenimiento de los equipos del sistema eléctrico, se sumo también la comunicación local y remota.

La capacidad de poder tomar decisiones correctoras, hacer cambios en los niveles de operación y elaborar diagnósticos. Conduciendo todo ello a que las técnicas digitales pudieran replantear la forma de manejar los fenómenos producidos por las diferentes perturbaciones que se producen en la red, para diseñar y aplicar con mayor rigor a los sistemas de protección actuales. Las protecciones digitales están en plena vigencia y el pronóstico actual favorece en aspectos como protección, control y monitoreo, a los sistemas eléctricos de potencia.

CAPITULO 6

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA PARA LA PROTECCIÓN

DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN

VALLE DE MÉXICO (VAE) - LA MANGA (LMG) Y MEZCALA (MZC) - MOCTEZUMA (MCT)

CON EL RELEVADOR DÍGITAL SEL 121



6.1 Implementación práctica para la protección de las líneas de transmisión Valle de México (VAE)- La Manga (LMG), y Mezcala (MZC) – Moctezuma (MCT) con el relevador SEL 121F.

En este capítulo mostramos dos ejemplos de aplicación reales para proteger una línea de transmisión con el relevador SEL 121F.

En el primer ejemplo se protegió la línea L1 Valle de México (VAE) de 230 kV a la Manga (LMG) L2, y la línea L3 que va al Sauz (SAU) en un sistema radial, como se observa en el diagrama Unifilar 6.1. Se realizaron los ajustes necesarios para las tres Zonas correspondientes, para la Zona 1 su alcance en protección es del 80%, en la Zona 2 se tiene el 100% de la Zona 1 más el 50% de la Zona 2 y en la Zona 3 será el 100% de la Z1 más el 100% de la Z2.

Con el programa simulador ASPEN se verificaron los tiempos de operación del relevador para una falla de fase a tierra, este simulador nos proporciona un diagrama MHO el cual determina como se comportará el relevador ya en práctica, haciendo las maniobras correspondientes para usar el relevador y dando los ajustes necesarios a este se verifico su operación para un tipo de falla de fase a tierra, los resultados de disparo esperados se justifican usando una plantilla de simulación (ISA) que nos permitió observar el comportamiento del relevador.

En la segunda aplicación observamos al relevador localizar fallas de dos fases a tierra y trifásica en la línea Mezcala (MZC) – Moctezuma (MCT)

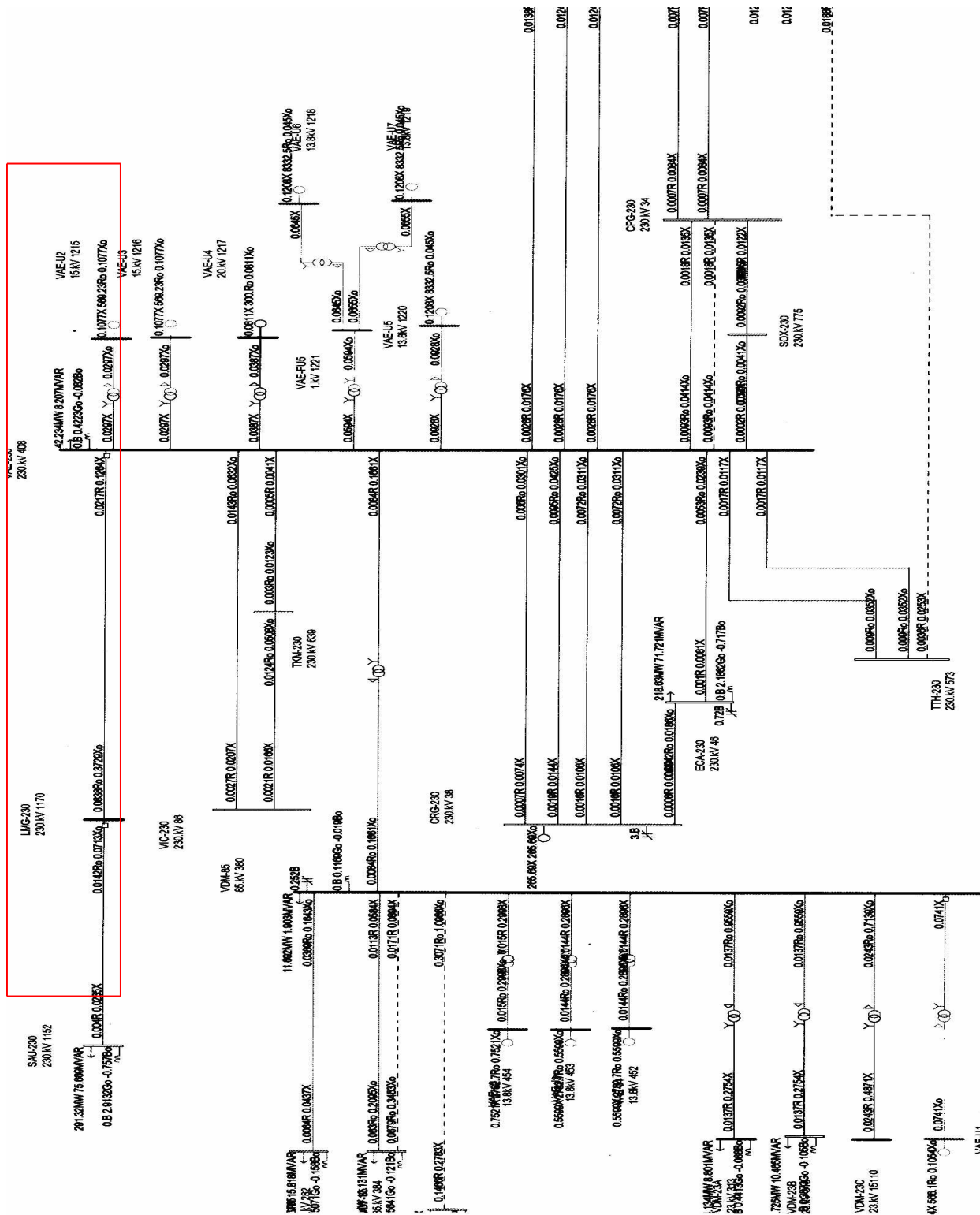


Figura 6.1 Diagrama Unifilar de la línea a proteger VAE - LMG

6.2 Aplicación del relevador SEL 121F para proteger la Línea de Transmisión Valle de México (VAE) - La Manga (LMG).

6.2.1 Objetivo

Realizar y analizar los ajustes necesarios para la protección de la línea Valle de México-La Manga, aplicarlos al relevador SEL 121F digital y estudiar su operación en un sistema radial como unidad individual.

6.2.2 Conceptos básicos

- Magnitudes de influencia I, V.
- Tres Zonas de Alcance:

Zona 1 80% a 90%, en esta primera zona se ajusta en base a la impedancia de sec + entre el relevador y la falla es la zona que se conoce como protección primaria.

Zona 2 100% a 120%, el propósito principal de la segunda zona es proporcionar protección para el resto de la línea más allá del alcance de la primera zona, deberá ajustarse de tal manera que sea capaz de funcionar aún en fallas en el extremo de la línea, en condiciones de sobre alcance máximo, deberá ser bastante corto para ser selectivo con las segundas zonas de las secciones en las líneas adyacentes más cortas.

Zona 3 100% a 200%, esta zona es básicamente para protección de respaldo.

- Elementos del relevador, entradas.

21G Unidades de Distancia para detectar fallas a tierra, se observará el comportamiento del relevador ante una falla de fase a tierra.

50P Unidades de sobre corriente de fase.

51N Unidad de sobre corriente residual temporizada.

50NG Unidad sensible de sobre corriente residual o de fase

27S Bajo voltaje en el circuito de sincronización será necesario para coordinar con los otros elementos.

- Salidas del relevador

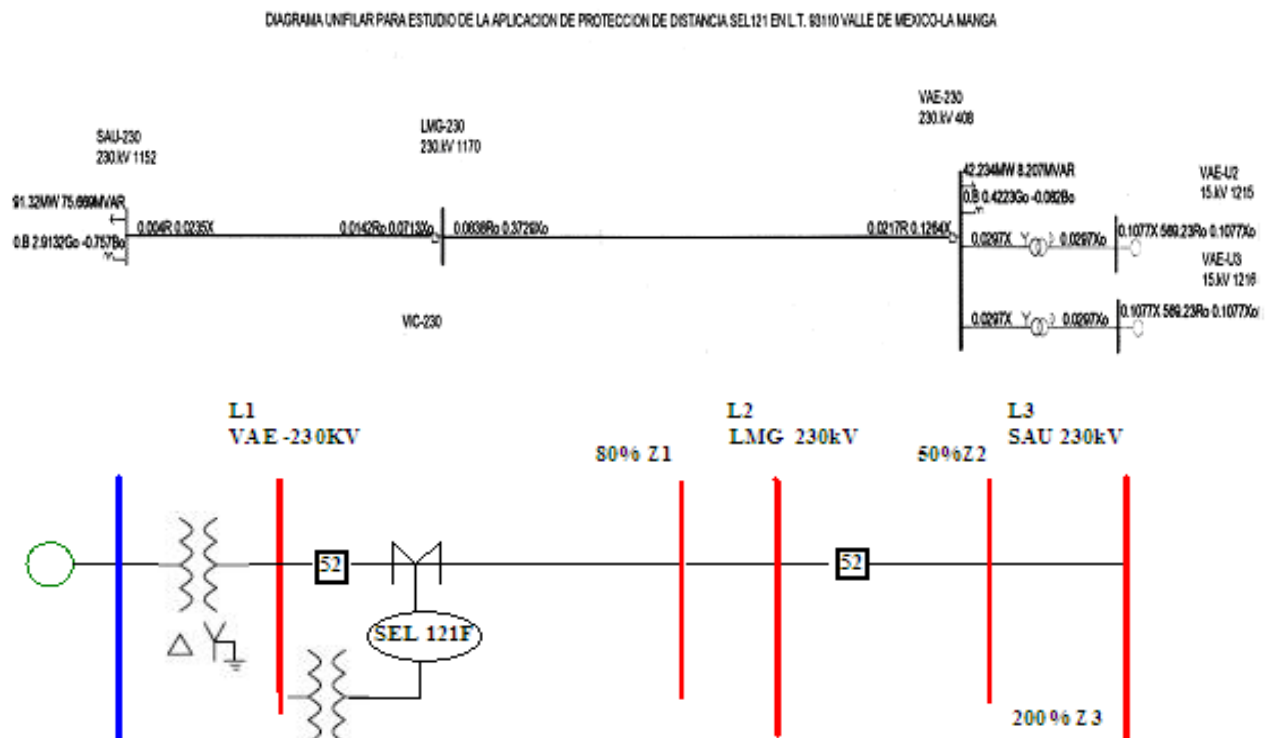
TP Salida de disparo

- Ángulo de par máximo es el tomado en la conversión cartesiana polar de la primera línea
- Factor de Compensación residual K_0 = El cual compensa la corriente de fase para el acoplamiento mutuo entre la fase fallada y las fases no falladas.
- Relay Word, es aquel en donde se realiza la correspondiente programación entre las salidas de disparo programables y las mascarar lógicas para realizar la falla que se desee y en que zona se quiera.
- Reporte de Evento, será la información que arrojará la operación del relevador para dar un análisis de localización exacta, magnitud y duración de la falla entre otros.
- En este relevador se alcanza con mayor exactitud el Nivel de protección 3 que se refiere a:

-Detección de falla
 -La dirección
 -La distancia de falla.

De acuerdo al diagrama unifilar mostrado en la figura 6.1 observamos la línea que se pretende proteger Valle de México –La Manga con los valores de impedancia necesarios para el cálculo de ajustes que en seguida son presentados.

En la siguiente figura 6.2 hacemos un acercamiento de la línea a proteger.



6.2.3 Principio de Funcionamiento

El relevador SEL 121F las unidades de impedancia instantánea, de tiempo y direccional están embebidas en este relevador funcionan en base a programación lógica. Para mayor detalle de el principio de funcionamiento de este relevador acudir al capítulo 4 sección 4.1.

6.3 Características externas y propiedades del sistema

- Sistema Tipo Radial
- Nivel de Tensión. 230kV_B y 100MVA_B
- Longitud de la línea = 134km , se trata de una línea media, tipo torre.
- Temperatura 55°C
- Frecuencia 60 Hz .
- Ubicación de la línea (origen) = Planta Valle de México Estado de México.
- Conductor calibre 1113 Tipo ASCR, 2 circuitos y 2 conductores por fase.
- Relación de transformación para los transformadores de Corriente y de Potencial $T'_{cs} = 1200/5 = 240$ y $T'_{ps} = 238,700/69 = 2000$

Datos de Impedancia de la línea a proteger.

Los valores de Impedancia para $\text{sec}(+)$ y $\text{sec}(0)$ de la línea L1 Valle de México (VAE) y L2 la Manga (LMG) y L3 Sauz (SAU) son los siguientes:

L1 – L2

$$\begin{aligned} Z_{1\text{ VAE-LMG}} &= R_1 + jX_1 \\ &= (0.02175 + j0.12637) = 0.128 \angle 80.237^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{0\text{ VAE-LMG}} &= R_0 + jX_0 \\ &= (0.0838 + j0.3729) = 0.382 \angle 77.33^\circ \end{aligned}$$

L2 – L3

$$\begin{aligned} Z_{1\text{ LMG-SAU}} &= R_1 + jX_1 \\ &= (0.00404 + j0.02351) = 0.024 \angle 80.249^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{0\text{ LMG-SAU}} &= R_0 + jX_0 \\ &= (0.01421 + j0.07128) = 0.073 \angle 78.72^\circ \end{aligned}$$

6.3.1 Ajuste de las zonas de protección

Analizaremos los ajustes necesarios que se implementaron para proteger la línea de transmisión.

$$Z_1 = 80\% Z_{L1}$$

$$Z_2 = 100\% Z_{L1} + 50\% Z_{L2}$$

$$Z_3 = 100\% Z_{L1} + 100\% Z_{L2}$$

Como el relevador SEL 121F maneja ohms primarios los valores de impedancia en sec(+) se multiplicaran por la Impedancia Base.

$$Z_B = \frac{(kV_B)^2}{MVA_B} = \frac{(230)^2}{100} = 529\Omega$$

L1 -L2

$$Z_{1 \text{ VAE-LMG}} = 0.128 \angle 80.237^\circ (Z_B) = 0.128 \angle 80.237^\circ (529) = \mathbf{67.712 \angle 80.237^\circ (\Omega_P)}$$

$$\mathbf{Z_{1 \text{ VAE-LMG}} = 11.482 + 66.73i}$$

$$Z_{0 \text{ VAE-LMG}} = 0.382 \angle 77.33^\circ (Z_B) = 0.382 \angle 77.33^\circ (529) = \mathbf{202.078 \angle 77.33^\circ (\Omega_P)}$$

$$\mathbf{Z_{0 \text{ VAE-LMG}} = 44.322 + 197.15i}$$

L2 - L3

$$Z_{1 \text{ LMG-SAU}} = 0.024 \angle 80.249^\circ (Z_B) = 0.024 \angle 80.249^\circ (529) = \mathbf{12.696 \angle 80.249^\circ (\Omega_P)}$$

$$Z_{0 \text{ LMG-SAU}} = 0.073 \angle 78.72^\circ (Z_B) = 0.073 \angle 78.72^\circ (529) = \mathbf{38.617 \angle 78.72^\circ (\Omega_P)}$$

Obteniendo el correspondiente factor de los transformadores de corriente y de potencia se tiene:

$$\text{Factor} = \frac{RTC}{RTP} = \frac{\frac{1200}{5}}{\frac{238,700}{69}} = \frac{240}{2000} = 0.12$$

Multiplicando este factor por los valores correspondientes a dichos ajustes tenemos.

Zona 1

$$Z_1 = 80\% Z_{L1}$$

$$0.8 (\mathbf{67.712 \angle 80.237^\circ}) = (54.1696 \angle 80.237^\circ) (0.12)$$

$$Z_1 = 6.50 \angle 80.237^\circ (\Omega_P)$$

Zona 2

$$Z_2 = 100\% Z_{L1} + 50\% Z_{L2}$$

$$1(67.712 \angle 80.237^\circ) + 0.5 (12.696 \angle 80.249^\circ)$$

$$Z_2 = 67.712 \angle 80.237^\circ + 6.335 \angle 80.249^\circ = (74.047 \angle 80.237^\circ) (0.12)$$

$$Z_2 = 8.88 \angle 80.273^\circ (\Omega_P)$$

Zona 3

$$Z_3 = 100\% Z_{L1} + 100\% Z_{L2}$$

$$1(67.712 \angle 80.237^\circ) + 1(12.696 \angle 80.249^\circ)$$

$$Z_3 = (80.408 \angle 80.237^\circ) (0.12)$$

$$Z_3 = 9.648 \angle 80.240^\circ (\Omega_P)$$

6.3.2 Alcances de las Zonas 1, 2 y 3

En este caso no se atiende el efecto “INFEED” (se tienen fuentes generadoras de corrientes residuales); puesto que no existen generadores en los buses de intersección con la línea.

Para el alcance en la Zona 1 solo se requiere tomar en cuenta el 80% que se quiere proteger como zona primaria.

$$Z_1 \% = 80$$

Para la Zona 2 y 3 con una regla de tres y tomando en cuenta los valores de las impedancias en Ω primarios (sin multiplicarlos por el factor 0.12) obtenemos.

$$Z_2 \% = \frac{Z_1}{100} \times \frac{Z_2}{x} = \frac{67.712}{100} \times \frac{74.047}{X} = 109.35$$

$$Z_3 \% = \frac{Z_1}{100} \times \frac{Z_3}{x} = \frac{67.712}{100} \times \frac{80.408}{X} = 118.75$$

Factor de Compensación Residual

Para la Constante de compensación Residual K_0 que es necesaria para compensar la corriente de fase y lograr un acoplamiento mutuo entre la fase fallada y las fases no falladas.

Los valores de impedancia para este caso serán tomados en magnitudes rectangulares de las impedancias Z_0 y Z_1 , correspondientes a la primera línea VAE – LMG así:

$$Z_{1 \text{ VAE-LMG}} = 67.712 \angle 80.237^\circ = \mathbf{11.440 + 66.73i}$$

$$Z_{0 \text{ VAE-LMG}} = 202.078 \angle 77.33^\circ = \mathbf{44.322 + 197.15i}$$

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} = \frac{(44.322 - 11.440) + (197.15 - 66.73)i}{3(11.440 + 66.73i)} = \frac{32.88 + 130.42i}{34.32 + 200.19i} = \frac{134.50}{203.110}$$

$$K_0 = \mathbf{0.662}$$

6.3.3 Retardos para las zonas de operación

Lo siguiente es necesario para evitar tener sobre alcances en la operación del relevador y evitar problemas con la correcta operación del relevador.

Estos retardos se realizan teniendo en cuenta que 1 ciclo es igual a 16.6ms hacemos la siguiente operación para los dos primeros retardos, cabe señalar que el valor de 300 y 600ms son los tiempos elegidos para que opere el relevador en las correspondientes zonas de operación y estos son igualados con el simulador ASPEN.

Z2DP, Z2DG Estos retardos de las zona 2 de fase y neutro se estiman de acuerdo a criterios de estabilidad del sistema y para obtener selectividad con esquemas de protección en el bus remoto.

$$Z2DP, Z2DG = 300\text{ms} / 16.6\text{ms} = 18.07$$

Z3D Este retardo tiene la limitante de selectividad (coordinación) con esquemas de protección en buses adyacentes y coadyacente.

$$Z3D = 600\text{ms} / 16.6\text{ms} = 36.01$$

Para completar nuestros ajustes se presenta el siguiente cuadro.

Elemento	Explicación
R1 =11.44 , X1 =66.73 R0 = 44.32, X0 =197.15	Son los valores de impedancia de sec+ y sec0 de la línea a partir de la conversión polar – cartesiana.
LL=134.00	Longitud de la línea.
CTR =240	Relación de transformación para el Transformador de corriente.
PTR =2000	Relación de transformación para el Transformador de potencia.
SPTR = 2000	Valor tomado de acuerdo al voltaje de operación de donde están conectado (s) los TP's.
MTA = 80.273	Ángulo de par máximo se selecciona en base al ángulo de la impedancia de secuencia positiva de la línea o a un valor similar a este.
79OI =0.00	Tiempo muerto de recierre, como en este caso esta sujeto a la estabilidad del sistema se toma este valor.
79RS =60.00	Tiempo de reposición del recierre, se tomo este valor con el fin de proteger la vida del interruptor evitando demasiados recierres en caso de fallas repetitivas.
PSVC =N	Depende de las condiciones de sincronización y polarización.
27VLO=30.00	Ajuste del umbral de bajo voltaje, depende de efectos de inducción de circuitos paralelos
59VHI=106.20	Ajuste del umbral de voltaje pleno depende de los criterios de operación.
25DV =53.12	Diferencia permitida entre los voltajes de polarización y sincronización.
SYNCP=A	Esta es la fase (A) a la que esta conectado el TP que alimenta el voltaje a sincronizar.
25T =300.00	Con este ajuste dependerá la frecuencia de deslizamiento entre los dos sistemas a sincronizar.
VCT =30.00	Tiempo mínimo el cual debe permanecer desenergizada una de las partes (bus o línea) a reconectar.
A1TP =0.00, A1TD =0.00	Ajuste del retardo de pickup.
Z1% =80.00	Alcance en zona 1

Z2% =109.35	Alcance en zona 2
Z3% =118.75	Alcance en zona 3

Z2DP =18.00, Z2DG =18.00	Retardos de las Zonas 2 de fase y neutro
Z3D =36.01	Retardo con una limitante de coordinación.
50NG =250.00	Elemento que supervisa las unidades de distancia de neutro, se ajusta el pickup para fallas a tierra o entre fases.
50P =753.00	Este valor es tomado para supervisar a las unidades de distancia de fases
50H =8756.00	Este valor tiene la finalidad de sobre corriente de ajuste alto no direccional, de alta velocidad cuya finalidad es aislar fallas severas.
51NP =312.00	Este valor es de respaldo remoto su alcance deberá cubrir por lo menos los buses adyacentes.
51NTD=1.08 seg.	Valor de la palanca del elemento de respaldo remoto, según la curva seleccionada “moderadamente inversa” por tratarse de una línea de transmisión.
51NC =2	Este valor es de acuerdo a la característica de operación de la curva “corriente - tiempo”
51NTC= Y	Como la corriente de falla excede 0.25 veces la mínima corriente de falla, se tendrá que habilitar.
67NP=2410.00	Como analizaremos una falla de fase a tierra, este pickup de sobre corriente residual se eligió para aislar fallas severas, cercanas a la localización del relé, este ajuste se dio en base de condiciones de generación máx.
67NTC= Y	Se siguió un criterio similar a la direccionalidad del elemento 51N y debido al exceso de falla de un bus a otro (0.25 veces +) se habilita.
52BT =10	Este retardo esta influido por , el tiempo que le toma a la línea muerta llegar a su voltaje nominal , ya que este contacto (52B) esta tomando parte en el esquema “línea muerta”
REJOE=N	No es habilitado, porque no se requiere un disparo instantáneo para fallas más allá del alcance de la Zona 1 y como no se dispone de canales de comunicación como: hilo piloto y PLC.
LOPE =N	La perdida de potencial no es habilitada para evitar corrientes indeseadas.

TIME1=5 ,TIME2, AUTO= 3 RINGS=3	Tiempo después de los cuales se pierde la comunicación con los puertos 1,2, selección del Puerto que recibirá mensajes automáticamente y el número de llamadas después de las cuales contestará automáticamente el MODEM.

Cuadro de Ajustes Finales

R1 =11.44	X1 =66.73	R0 = 44.32	X0 =197.15
LL =134.00	CTR =240.00	PTR =2000.00	SPTR =2000.00
MTA =80.273	79OI =0.00	79RS =60.00	PSVC =N
27VLO=30.00	59VHI=106.20	25DV =53.12	SYNCP = A
25T =300.00	VCT =30.00	A1TP =0.00	A1TD =0.00
Z1% =80.00	Z2% =109.35	Z3% =118.75	
Z2DP=18.00	Z2DG =18.00	Z3D =36.01	
TDUR =9.00			
50NG =250.00	50P =753.00	50H =8756.00	
51NP =312.00	51NTD=1.08	51NC =2	51NTC= Y
67NP =2410.00	67NTC=Y	52BT =10	REJOE = N LOPE =N
TIME1=5	TIME2=0	AUTO =3	RINGS =3

6.4 Ajustes Lógicos

Aquí ilustramos la manera en como se seleccionan las Mascaras para los ajustes lógico.

MTU Mascara para disparo incondicional Ajuste

Z1P	Z1G	Z2PT	Z2GT	Z3	Z3T	3P21	32Q	
1	1	1	1	0	1	0	0	F4
67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO	
0	0	1	0	0	0	0	0	20
LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC	
0	0	0	0	0	0	0	0	00

MA1 Mascara de salida Programable No 1 Ajuste

Z1P	Z1G	Z2PT	Z2GT	Z3	Z3T	3P21	32Q	
0	1	0	1	0	1	0	0	54
67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO	
0	0	0	0	0	0	0	0	

LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC	
0	0	0	0	0	0	0		
MA2 Mascara de salida Programable No 2								Ajuste
Z1P	Z1G	Z2PT	Z2GT	Z3	Z3T	3P21	32Q	
1	1	1	1	0	1	0	0	F4
67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO	
0	0	0	0	0	0	0	0	
LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC	
0	0	0	0	0	0	0	0	
MA3 Mascara de salida Programable No 3								Ajuste
Z1P	Z1G	Z2PT	Z2GT	Z3	Z3T	3P21	32Q	
0	0	0	0	0	0	0	0	
67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO	
0	0	0	0	0	0	0	0	
LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC	
1	0	0	0	0	0	0	0	80
MA4 Mascara de salida Programable No 4								Ajuste
Z1P	Z1G	Z2PT	Z2GT	Z3	Z3T	3P21	32Q	
1	1	1	1	0	0	0	0	F0
67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO	
0	0	0	0	0	0	0	0	
LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC	
0	0	0	0	0	0	0	0	

Ajustes lógicos:

MTU	MPT	MTB	MTO	MA1	MA2	MA3	MA4	MRI	MRC
F4	00	00	00	54	F4	00	F0	00	00
20	00	00	00	00	00	00	00	00	00
00	00	00	00	00	00	80	00	00	00

En el siguiente diagrama Figura 6.3 obtenido con el simulador ASPEN observamos el comportamiento mho de el relevador SEL 121F en donde para una falla de fase a tierra su operación dentro de los ajustes calculados para las tres Zonas son los indicados en el diagrama R- X , además el tiempo de operación de el relevador se marca también .

Para la Zona 1 se tiene un tiempo de operación en su disparo de: $T = 0.01s$ instantáneo

Para la Zona 2 Se tiene un tiempo de operación en su disparo de: $T = 0.30s$

Para la Zona 3 El tiempo de disparo es de $T = 0.60s$

Estos tiempos fueron usados para ajustar las zonas de retardo Z2DP, Z2DG y Z3D

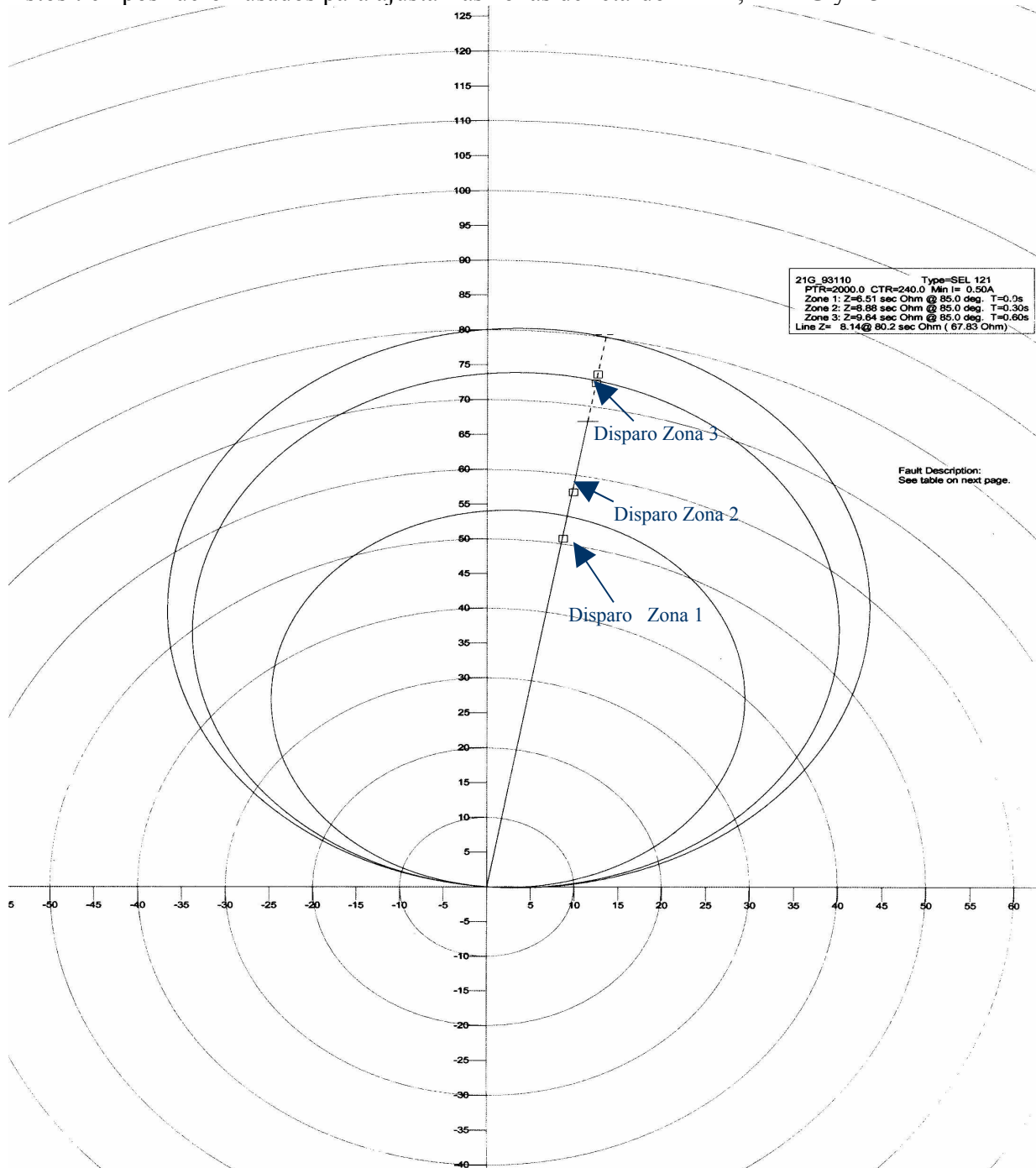


Figura 6.3 Diagrama MHO del relevador SEL 121F obtenido con el simulador ASPEN

Mostramos también un diagrama tipo mho (Figura 6.4) con los disparos dados por el relevador haciendo énfasis en los disparos (22,23 y 24) que corresponden al MTA (80.273°) donde los valores de impedancia obtenidos con los ajustes efectuados se muestran en ohms primarios, y también volvemos a verificar que los valores de tiempo de operación de dicho relevador son muy similares a los obtenidos con el simulador ASPEN para ello es usada una plantilla (ISA) de simulación en tiempo real.

Comparación en Tiempos de disparo

Simulador ASPEN	Zona de disparo	Plantilla de respuesta ISA	Zona de disparo
T = 0.0s	1	T = 0.016	1
T = 0.30s	2	T = 0.330	2
T = 0.60s	3	T = 0.631	3

Tabla 3 Comparación de tiempos obtenidos con el simulador y la plantilla

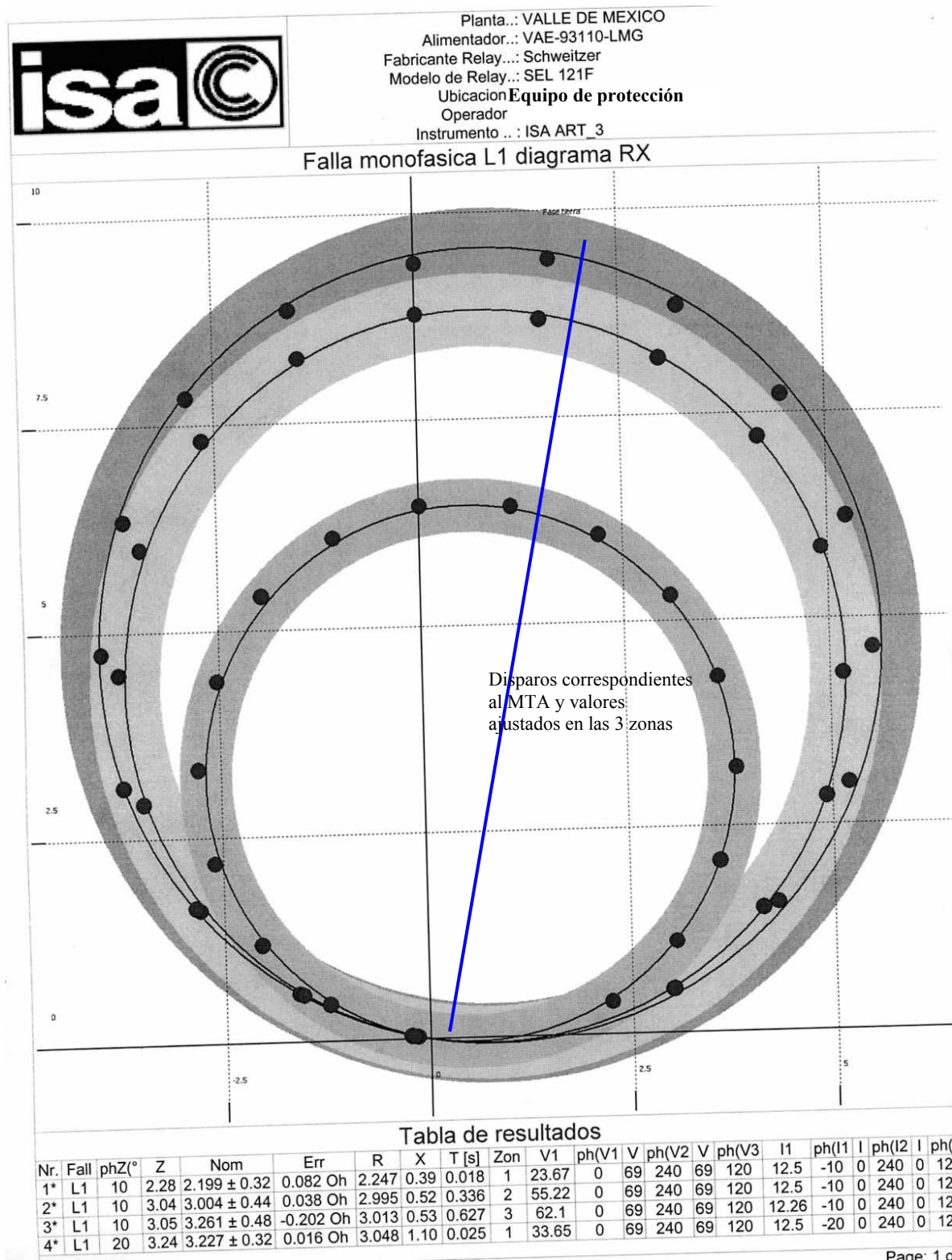


Figura 6.4 Diagrama MHO con sus respectivos disparos

Planta...: VALLE DE MEXICO
Alimentador...: VAE-93110-LMG
Fabricante Relay...: Schweitzer
Modelo de Relay...: SEL 121F
Ubicación...: Equipo de protección
Operación...:
Instrumento...: ISA ART_3

Falla monofasica L1 diagrama RX

Tabla de resultados

Nr.	Falla	phZ(°)	Z	Nom	Err	R	X	T [s]	Zon	V1	ph(V1)	V	ph(V2)	V	ph(V3)	I1	ph(I1)	I	ph(I2)	I	ph(I3)
5*	L1	20	4.38	4.409 ± 0.44	-0.029 Oh	4.116	1.49	0.328	2	62.1	0	69	240	69	120	9.814	-20	0	240	0	120
6*	L1	20	4.57	4.786 ± 0.48	-0.212 Oh	4.298	1.56	0.629	3	62.1	0	69	240	69	120	8.356	-20	0	240	0	120
7*	L1	30	4.15	4.158 ± 0.32	-0.005 Oh	3.597	2.07	0.018	1	43.08	0	69	240	69	120	12.5	-30	0	240	0	120
8*	L1	30	5.67	5.681 ± 0.44	-0.002 Oh	4.919	2.84	0.329	2	62.1	0	69	240	69	120	7.609	-30	0	240	0	120
9*	L1	30	6.00	6.167 ± 0.48	-0.163 Oh	5.2	3.00	0.630	3	62.1	0	69	240	69	120	6.404	-30	0	240	0	120
10	L1	40	4.98	4.962 ± 0.32	0.025 Oh	3.82	3.20	0.021	1	51.74	0	69	240	69	120	12.5	-40	0	240	0	120
11	L1	40	6.73	6.78 ± 0.444	-0.044 Oh	5.16	4.33	0.334	2	62.1	0	69	240	69	120	6.382	-40	0	240	0	120
12	L1	40	7.21	7.36 ± 0.482	-0.149 Oh	5.524	4.63	0.626	3	62.1	0	69	240	69	120	5.365	-40	0	240	0	120
13	L1	50	5.62	5.616 ± 0.32	0.011 Oh	3.617	4.31	0.019	1	58.37	0	69	240	69	120	12.5	-50	0	240	0	120
14	L1	50	7.64	7.672 ± 0.44	-0.026 Oh	4.915	5.85	0.329	2	62.1	0	69	240	69	120	5.637	-50	0	240	0	120
15	L1	50	8.13	8.329 ± 0.48	-0.194 Oh	5.229	6.23	0.626	3	62.1	0	69	240	69	120	4.741	-50	0	240	0	120
16	L1	60	6.13	6.099 ± 0.32	0.031 Oh	3.065	5.30	0.023	1	62.1	0	69	240	69	120	12.20	-60	0	240	0	120
17	L1	60	8.32	8.332 ± 0.44	-0.003 Oh	4.165	7.21	0.332	2	62.1	0	69	240	69	120	5.175	-60	0	240	0	120
18	L1	60	8.91	9.045 ± 0.48	-0.128 Oh	4.458	7.72	0.629	3	62.1	0	69	240	69	120	4.338	-60	0	240	0	120
19	L1	70	6.44	6.397 ± 0.32	0.052 Oh	2.206	6.06	0.023	1	62.1	0	69	240	69	120	11.60	-70	0	240	0	120
20	L1	70	8.70	8.739 ± 0.44	-0.03 Ohm	2.979	8.18	0.330	2	62.1	0	69	240	69	120	4.936	-70	0	240	0	120
21	L1	70	9.38	9.487 ± 0.48	-0.105 Oh	3.209	8.81	0.627	3	62.1	0	69	240	69	120	4.136	-70	0	240	0	120
22	L1	80	6.53	6.5 ± 0.325	0.033 Oh	1.134	6.43	0.016	1	62.1	0	69	240	69	120	11.45	-80	0	240	0	120
23	L1	80	8.82	8.88 ± 0.444	-0.058 Oh	1.532	8.68	0.330	2	62.1	0	69	240	69	120	4.873	-80	0	240	0	120
24	L1	80	9.56	9.64 ± 0.482	-0.077 Oh	1.661	9.41	0.631	3	62.1	0	69	240	69	120	4.07	-80	0	240	0	120
25	L1	90	6.45	6.406 ± 0.32	0.052 Oh	0	6.45	0.017	1	62.1	0	69	240	69	120	11.58	-90	0	240	0	120
26	L1	90	8.77	8.751 ± 0.44	0.024 Oh	0	8.77	0.334	2	62.1	0	69	240	69	120	4.911	-90	0	240	0	120
27	L1	90	9.39	9.5 ± 0.482	-0.106 Oh	0	9.39	0.63	3	62.1	0	69	240	69	120	4.118	-90	0	240	0	120
28	L1	100	6.18	6.117 ± 0.32	0.069 Oh	-1.07	6.09	0.019	1	62.1	0	69	240	69	120	12.09	260	0	240	0	120
29	L1	100	8.40	8.357 ± 0.44	0.049 Oh	-1.46	8.27	0.330	2	62.1	0	69	240	69	120	5.127	260	0	240	0	120
30	L1	100	8.99	9.072 ± 0.48	-0.073 Oh	-1.56	8.86	0.629	3	62.1	0	69	240	69	120	4.299	260	0	240	0	120
31	L1	110	5.75	5.642 ± 0.32	0.117 Oh	-1.97	5.41	0.022	1	59.75	0	69	240	69	120	12.5	250	0	240	0	120
32	L1	110	7.77	7.708 ± 0.44	0.07 Ohm	-2.66	7.30	0.333	2	62.1	0	69	240	69	120	5.527	250	0	240	0	120
33	L1	110	8.32	8.368 ± 0.48	-0.041 Oh	-2.84	7.82	0.634	3	62.1	0	69	240	69	120	4.646	250	0	240	0	120
34	L1	120	5.06	4.996 ± 0.32	0.072 Oh	-2.53	4.38	0.024	1	52.58	0	69	240	69	120	12.5	240	0	240	0	120
35	L1	120	6.93	6.825 ± 0.44	0.105 Oh	-3.46	6.00	0.334	2	62.1	0	69	240	69	120	6.236	240	0	240	0	120
36	L1	120	7.32	7.409 ± 0.48	-0.083 Oh	-3.66	6.34	0.629	3	62.1	0	69	240	69	120	5.248	240	0	240	0	120
37	L1	130	4.33	4.198 ± 0.32	0.14 Ohm	-2.78	3.32	0.021	1	45.01	0	69	240	69	120	12.5	230	0	240	0	120
38	L1	130	5.85	5.735 ± 0.44	0.124 Oh	-3.76	4.48	0.332	2	62.1	0	69	240	69	120	7.337	230	0	240	0	120
39	L1	130	6.19	6.226 ± 0.48	-0.031 Oh	-3.98	4.74	0.63	3	62.1	0	69	240	69	120	6.207	230	0	240	0	120
40	L1	140	3.40	3.273 ± 0.32	0.131 Oh	-2.60	2.18	0.023	1	35.31	0	69	240	69	120	12.5	220	0	240	0	120
41	L1	140	4.53	4.471 ± 0.44	0.068 Oh	-3.47	2.91	0.332	2	62.1	0	69	240	69	120	9.419	220	0	240	0	120
42	L1	140	4.85	4.853 ± 0.48	0.006 Oh	-3.72	3.12	0.626	3	62.1	0	69	240	69	120	7.961	220	0	240	0	120
43	L1	150	2.36	2.248 ± 0.32	0.119 Oh	-2.05	1.18	0.022	1	24.55	0	69	240	69	120	12.5	210	0	240	0	120
44	L1	150	3.23	3.071 ± 0.44	0.164 Oh	-2.80	1.61	0.329	2	58.11	0	69	240	69	120	12.5	210	0	240	0	120
45	L1	150	3.29	3.333 ± 0.48	-0.038 Oh	-2.85	1.64	0.628	3	62.1	0	69	240	69	120	11.45	210	0	240	0	120
46	L1	160	1.30	1.154 ± 0.32	0.154 Oh	-1.22	0.44	0.027	1	13.56	0	69	240	69	120	12.5	200	0	240	0	120
47	L1	160	1.70	1.577 ± 0.44	0.126 Oh	-1.6	0.58	0.334	2	31.23	0	69	240	69	120	12.5	200	0	240	0	120
48	L1	160	1.65	1.712 ± 0.48	-0.062 Oh	-1.55	0.56	0.338	3	33.39	0	69	240	69	120	12.5	200	0	240	0	120
49	L1	170	0.24	0.026 ± 0.32	0.218 Oh	-0.24	0.04	0.146	1	2.535	0	69	240	69	120	12.5	190	0	240	0	120
50	L1	170	0.16	0.036 ± 0.44	0.13 Ohm	-0.16	0.02	0.178	2	3.349	0	69	240	69	120	12.5	190	0	240	0	120
51	L1	170	0.21	0.039 ± 0.48	0.172 Oh	-0.20	0.03	0.069	3	3.903	0	69	240	69	120	12.5	190	0	240	0	120

Figura 6.4 Continuación Diagrama MHO con sus respectivos disparos

Page: 2 of

6.4.1 Circuito de Prueba y diagrama de conexiones

Para realizar las pruebas con el relevador se cuenta con el SEL-RTS (Sistema de prueba para el relevador). El sistema consiste del SEL-AMS (Fuente Multicanal Adaptativa) y el SEL-5401 (Software de pruebas).

Recursos del SEL-AMS (Fuente Multicanal Adaptativa)

- Salidas Analógicas: Cuenta con doce canales de salida analógicas (± 5 volts pico) pueden simular voltajes y/o corrientes. Se puede probar un relevador o dos relevadores simultáneamente.
- Sensores de entrada y Contactos de salida: Cuenta con seis sensores de entrada, diez contactos de salida están disponibles para operaciones de medición, simulación de circuitos abiertos y esquemas de comunicación.
- Panel frontal de led's: Estos indican el estado de cada sensor de entrada y salida de contactos
- Adaptadores de Monitoreo en el Panel frontal: Adaptadores de 25 pines c/u hacen disponibles 12 salidas analógicas y 16 contactos de entrada/salida para monitorear y grabar.
- Un adaptador de puerto serial para comunicación con la PC
- Fuente de energía CD. Dos salidas de 125Vdc y dos de 24 Vdc. Y se suministra 50VA.

Recursos del SEL-5401 (Software de prueba)

- Estados de prueba: Los datos de prueba son creados simultáneamente para crear un archivo. Con ello se pueden analizar los estados de prefalla, falla y postfalla, con sus elementos de corriente, voltaje, operación del interruptor (52A) y el disparo, para cada estado.
- Programación del tiempo de prueba: Selector de periodos de tiempo en estados de prueba individual desde 0.5ms hasta días.
- Estados Programables: Planeación de una secuencia de pruebas usando el menú correspondiente
- Escala Automática de señales para el tipo de relevador seleccionado.
- Frecuencia: Selector de frecuencia en un rango 10.0 Hz a 300Hz.

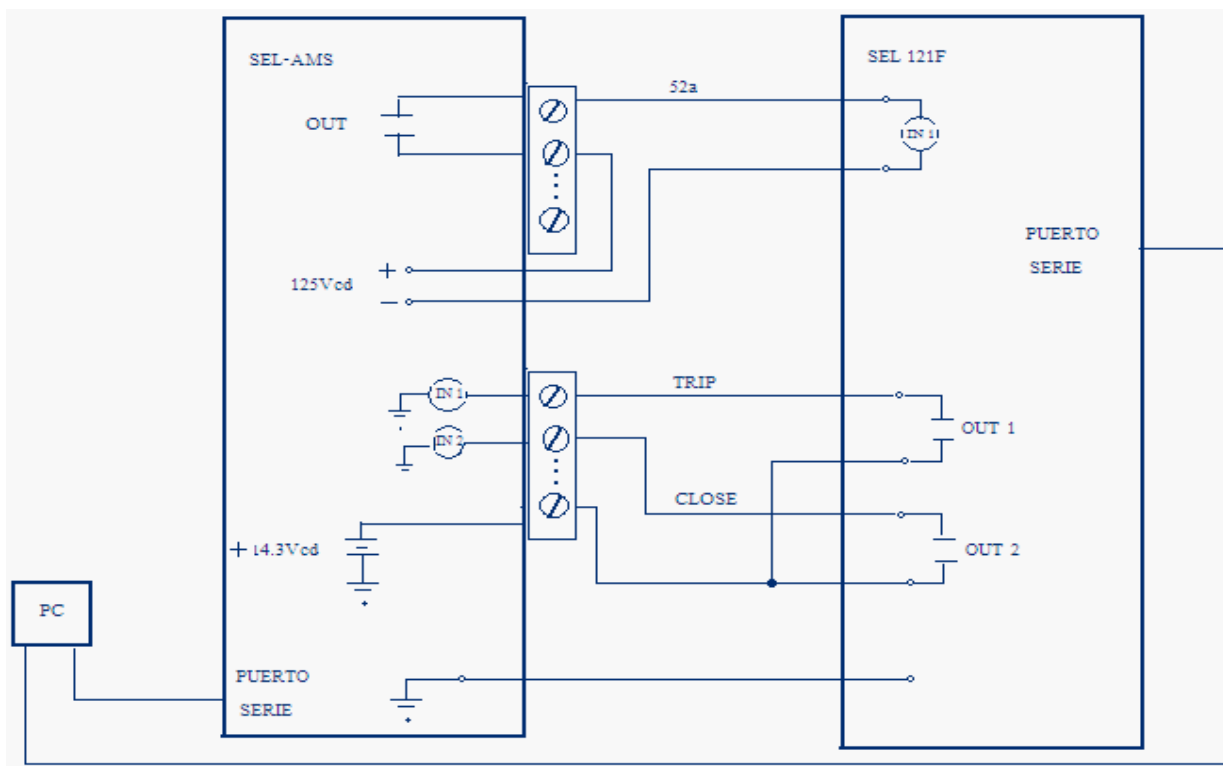


Diagrama de conexión entre la PC, el SEL-AMS y el SEL-121F

Diagrama de conexión del relevador SEL 121F

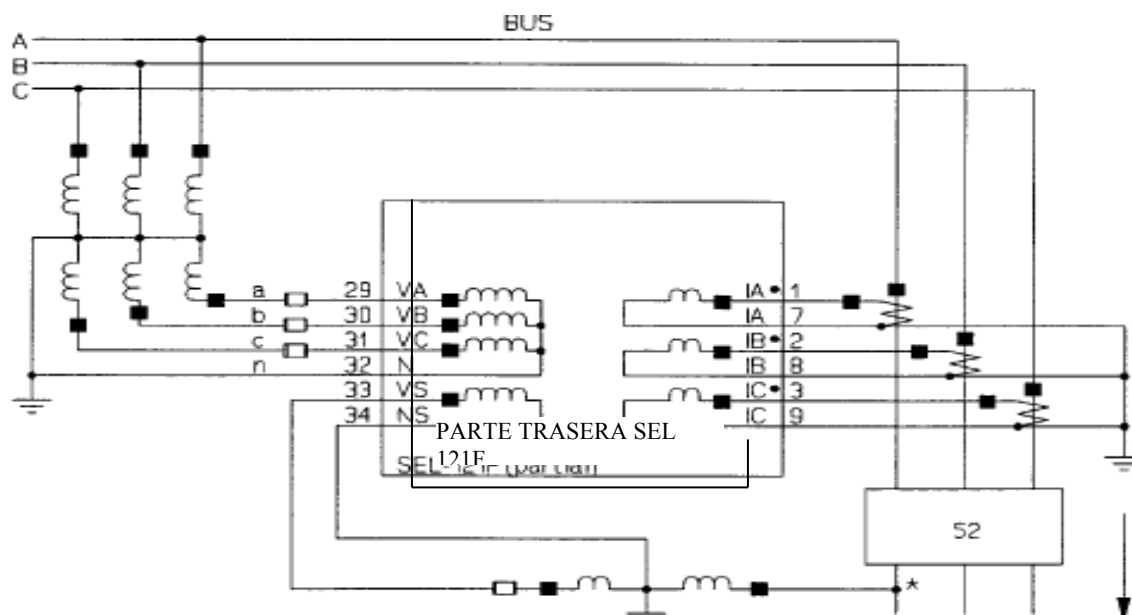


Figura 6.5 Diagrama de conexiones

6.4.2 Recursos de la prueba

- Terminal de computadora puerto 1 ó 2, con el cable RS 232C para interconectar a la PC.
- SEL-RTS (Sistema de prueba para el relevador)
- Cables para interconectar las terminales de el relevador

6.5 Ejecución de la prueba, Análisis y Comentarios acerca del Reporte de Eventos.

Para ello se analizaron los cinco primeros disparos y con ello se mostraron datos de prefalla, falla y postfalla, posteriormente se analizan estos datos.

Ingreso de los datos de falla en el SEL-AMS

The screenshot displays the SEL 5401 software interface, titled "SEL 5401 --- Untitled (SEL-121F)". The interface includes a menu bar (File, Edit, Run, Result, Configuration, Help) and a toolbar with various icons. The main window is divided into three panels, each representing a different state (State No. 1, State No. 2, and State No. 3). Each panel contains a table of analog data and contact outputs.

State No. 1

Analog		
IA	0.00	0.00
IB	0.00	-120.00
IC	0.00	120.00
VA	67.00	0.00
VB	67.00	-120.00
VC	67.00	120.00
VS	0.00	0.00

Time	CYC	Contact Outputs:
60.00		1 ☐ OUT1
		2 ☐ OUT2
		3 ☐ OUT3
		4 ☐ OUT4
		5 ☐ OUT5
		6 ☐ OUT6

Sense Inputs:			
IN1	NOOP	0	F
IN2	NOOP	0	F
IN3	NOOP	0	F
IN4	NOOP	0	F

State No. 2

Analog		
IA	0.00	0.00
IB	0.00	-120.00
IC	0.00	120.00
VA	67.00	0.00
VB	67.00	-120.00
VC	67.00	120.00
VS	0.00	0.00

Time	CYC	Contact Outputs:
60.00		1 ☐ OUT1
		2 ☐ OUT2
		3 ☐ OUT3
		4 ☐ OUT4
		5 ☐ OUT5
		6 ☐ OUT6

Sense Inputs:			
IN1	NOOP	0	F
IN2	NOOP	0	F
IN3	NOOP	0	F
IN4	NOOP	0	F

State No. 3

Analog		
IA	104.00	0.00
IB	0.00	-120.00
IC	0.00	120.00
VA	67.00	0.00
VB	67.00	-120.00
VC	67.00	120.00
VS	0.00	0.00

Time	CYC	Contact Outputs:
10.00		1 ☐ OUT1
		2 ☐ OUT2
		3 ☐ OUT3
		4 ☐ OUT4
		5 ☐ OUT5
		6 ☐ OUT6

Sense Inputs:			
IN1	NOOP	0	F
IN2	NOOP	0	F
IN3	NOOP	0	F
IN4	NOOP	0	F

ANÁLISIS DEL REPORTE DE EVENTOS

VAR-93110-LMG ID. Del interruptor 26/06/07 Date: Time: 14:19:02

	DATE	TIME	TYPE	DIST (km)	DUR	CURR
1	11/3/6	14:18:06.241	3AGT	157.72	11.00	939.5
2	11/3/6	14:18:05.266	3AG	158.00	7.25	939.9
3	11/3/6	14:17:42.058	2AGT	147.55	6.00	1007.0
4	11/3/6	14:17:41.700	3AG	146.42	7.25	1011.4
5	11/3/6	14:17:27.141	1AG	107.07	3.50	1380.5
6	1/1/0	01:40:15.745	3AGT	157.88	11.00	938.2
7	1/1/0	01:40:14.750	3AG	158.46	7.25	935.3
8	1/1/0	01:40:00.908	3AGT	155.18	6.00	954.7
9	1/1/0	01:40:00.300	3AG	154.77	7.25	955.2
10	1/1/0	01:39:29.150	3AGT	159.66	11.00	929.5
11	1/1/0	01:39:28.145	3AG	157.95	7.25	938.2
12	1/1/0	01:38:53.766	5AGT	159.38	11.00	930.5

Reportes de eventos

=>EVE 5 Estado de los elementos del relevador

VAR-93110-LMG Date: 11/3/6 Time: 14:17:27.141

FID=SEL-121F-R506-V656kpssu2-D920317-E2

Currents (amps)			Voltages (kV)			Relays	Sync	Outputs	Inputs
IA	IB	IC	VA	VB	VC	VS			
0	0	0	88.9	46.5	-135.4	0.0		S...	
0	0	0	-105.2	129.8	-24.6	0.0		S...	
0	0	0	-88.9	-46.6	135.4	0.0		S...	
0	0	0	105.2	-129.7	24.6	0.0		S...	
0	0	0	88.9	46.6	-135.4	0.0		S...	
0	0	0	-105.2	129.7	-24.5	0.0		S...	
0	0	0	-88.8	-46.7	135.4	0.0		S...	
0	0	0	105.2	-129.7	24.4	0.0		S...	
0	0	0	88.8	46.7	-135.4	0.0		S...	
0	0	0	-105.2	129.7	-24.4	0.0		S...	
0	0	0	-88.8	-46.7	135.4	0.0		S...	
0	0	0	105.7	-129.7	24.4	0.0		S...	
189	0	0	85.6	46.7	-135.4	0.0		S...	
219	-4	-4	-102.5	129.7	-24.3	0.0	..G.P.	S...	
-732	4	0	-81.3	-46.8	135.4	0.0	..F.P.	S...	
-547	4	8	97.1	-129.6	24.3	0.0	..PPP.	S...	
1133	-4	0	80.1	46.8	-135.4	0.0	.3PPP.	S...	
676	-4	-8	-95.1	129.6	-24.3	0.0	.3PPP.	S...	
-1185	4	0	-79.9	-46.8	135.5	0.0	.3PPP.	S...	
-695	8	8	94.8	-129.6	24.3	0.0	.3PPP.	S...	
1193	-4	0	79.8	46.8	-135.5	0.0	.1PPP.	S...	T.12.4.
695	-8	-8	-94.8	129.6	-24.2	0.0	.1PPP.	S...	T.12.4.
-1193	0	0	-79.8	-46.8	135.4	0.0	.1PPP.	S...	T.12.4.
-695	8	8	94.7	-129.6	24.2	0.0	.1PPP.	S...	T.12.4.
1189	0	0	80.0	46.8	-135.5	0.0	.1PPP.	S...	T.12.4.
630	-8	-8	-95.6	129.6	-24.1	0.0	.3PPP.	S...	T.12.4.
-978	0	0	-83.5	-46.8	135.5	0.0	.3PPP.	S...	T.12.4.
-382	4	8	100.3	-129.6	24.1	0.0	.3PPP.	S...	T.12.4.
434	0	0	87.5	46.8	-135.5	0.0	..GPP.	S...	T.12.4.
94	0	-4	-104.6	129.7	-24.1	0.0	..G.P.	S...	T.12.4.
-57	0	0	-88.5	-46.9	135.5	0.0		S...	T.12.4.
-15	0	0	105.3	-129.6	24.1	0.0		S...	T.12.4.
8	0	0	88.6	47.0	-135.5	0.0		S...	T.12.4.
0	0	0	-105.4	129.5	-24.1	0.0		S...	T.12.4.

Datos de Prefalla

Momento de la falla

Punto De Medición

Datos de Postfalla

0	0	0	-88.7	-47.0	135.5	0.0		S...	T.....	
0	0	0	105.5	-129.5	24.1	0.0		S...	T.....	
0	0	0	88.6	47.0	-135.5	0.0		S...	T.....	
0	0	0	-105.5	129.5	-24.1	0.0		S...	T.....	
0	0	0	-88.5	-47.0	135.5	0.0		S...	T.....	
0	0	0	105.4	-129.5	24.1	0.0		S...	T.....	
0	0	0	88.5	47.1	-135.5	0.0		S...	T.....	
0	0	0	-105.5	129.5	-24.1	0.0		S...	T.....	
0	0	0	-88.4	-47.1	135.5	0.0		S...	T.....	
0	0	0	105.5	-129.5	24.0	0.0		S...	T.....	
Event : IAG Location : 107.07 km 6.49 ohms sec Duration: 3.50 Flt Current: 1380.5										
R1	-11.48	X1	-66.73	R0	-44.32	X0	-197.15	LL	-134.00	
CTR	-240.00	PTR	-2000.00	SPTR	-2000.00	MTA	-80.23			
79OI	-0.00	79RS	-60.00							
PSVC	-N	27VLO	-30.00	59VHI	-106.20	25DV	-53.12	SYNCP	-A	
25T	-300.00	VCT	-30.00							
A1TP	-0.00	A1TD	-0.00							
Z1%	-80.00	Z2%	-109.35	Z3%	-118.75					
Z2DP	-18.00	Z2DG	-18.00	Z3D	-36.01	TDUR	-9.00			
50NG	-250.00	50P	-753.00	50H	-8756.00					
51NP	-312.00	51NTD	-1.08	51NC	-2	51NTC	-Y			
67NP	-2410.00	67NTC	-Y	52BT	-10	REJOE	-N	LOPE	-N	
TIME1	-5	TIME2	-0	AUTO	-3	RINGS	-3			
Logic settings:										
MTU	MPT	MTB	MTO	MA1	MA2	MA3	MA4	MRI	MRC	
P4	00	00	00	54	P4	00	P0	00	00	
20	00	00	00	00	00	00	00	00	00	
00	00	00	00	00	00	80	00	00	00	

-Tipo de falla
-localización de falla
-Duración de la falla
-Corriente de falla

Cuadro de Ajustes

Mascaras Habilidadadas

6.5.1 Reporte de Eventos

En cuanto al estado de los elementos del relevador se indican en las seis columnas encabezadas con “Relays” y las tres encabezadas con “Sync”. La operación de estos elementos del relevador se indica con símbolos que van de acuerdo con la denominación de cada elemento, la no operación se indica con puntos en la columna correspondiente.

El estado de los contactos de entrada y salida se muestran en los dos grupos de columnas llamadas “Output” e “Input”.

Observamos que los primeros elementos en operar son los de sobre en las columnas 50P y 50NG corriente de fase ambos elementos de sobre corriente supervisan a las unidades MHO de distancia de fase y neutro, respectivamente, y su operación se indica con la P en el segundo cuarto de ciclo de el reporte.

En el renglón #17, opera la localización de falla en la Zona 3 del elemento mho de distancia para fallas a tierra según lo indica el “3” en la columna 21G, en el renglón #21 hay salida de disparo como lo indica, la “T” en la columna TP, porque el elemento Z1P está incorporado en la Mascara de Disparo Incondicional (MTU) en los ajustes lógicos mostrados en la parte inferior.

Como durante esta prueba no se energizó con potencial el circuito de sincronización del SEL 121F, en la columna VS no aparece nada y permanece operado el elemento de que detecta baja tensión de sincronización (27S) durante todo el evento, según lo indica la “S” en la columna 27S; esta condición equivale a tener línea muerta.

La condición de disparo en el laboratorio de protecciones se comportó de la siguiente manera para localizar una falla en la zona 3. Ahora este disparo no seria conveniente para verificar en que zona operó puesto que por principio de protección de distancia para un relevador microprocesado se debe dar un alcance pequeño en dicha zona para evitar el traslape de protección para líneas adyacentes, de esto se deriva que nuestro relevador esta localizando únicamente la falla.

El comportamiento de el relevador fue como localizador de falla en la zona tres como se verifica con el comando target.

=>>TARGET3

EN	PH1	G1	PH2	G2	PH3	G3	51N
1	0	0	0	0	0	1	0



6.5.2 Interpretación de Resultados

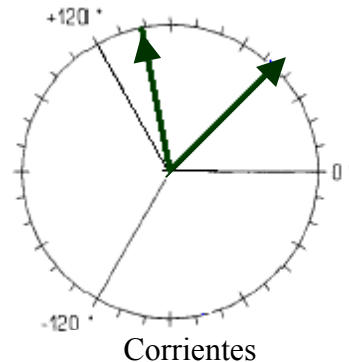
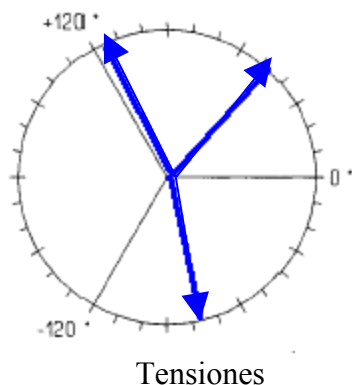
La información obtenida en el reporte de eventos es muy valiosa para poder analizar:

- la duración de la falla
- la respuesta de los elementos del SEL 121F, el tiempo de llegada de la señal de disparo transferido del extremo remoto, el tiempo de operación del relevador en la terminal local.

La señal de I y V pueden manipularse y representarse como fasores en forma cartesiana, analicemos el evento 5 para el momento de la falla.

Magnitudes vistas en la pantalla	I a	I b	I c	Va	V b	V c
1 ^{ra} línea ajustada (componente Y)	1189	0	0	80	46.8	-135.5
2 ^{da} línea ajustada (componente X)	630	-8	-8	-95.6	129.6	-24.1
Magnitud calculada $\sqrt{X^2 + Y^2}$	1345.59	8	8	124.65	137.79	137.62
Angulo Arctan Y/X	62.08	0	0	-39.923	19.85	79.91
Valor de Va en grados	-39.92	-39.92	-39.92	-39.92	-39.92	-39.92
Ángulos usados en los diagramas fasoriales	102	39.92	39.92	-79.84	59.77	119.83

Tabla4cuatro de Corrientes y Tensiones



En el reporte de el evento 5 la corriente de falla fue la más severa de **1380.5 Amperes primarios**. Si el valor de corriente al que se ajustó el equipo de prueba para condiciones de falla fue de (5.75amp), lo multiplicamos por la relación de TC's = 240, obtendremos un valor de corriente que concuerda perfectamente con el dado en dicho reporte.

La distancia a la que se pretendió situar la falla fue a un 80% de la longitud de la línea medio (134 km), en el reporte de eventos se marca una distancia de localización de falla de 107.20km lo que representa precisamente el 80% de alcance.

6.6 Aplicación del relevador SEL 121F para proteger la Línea de Transmisión Los Amates (AMT) - Moctezuma (MCT).

6.6.1 Objetivo

Realizar y analizar los ajustes necesarios para la protección de las tres Zonas de la línea larga Amates (AMT) a Moctezuma (MCT), y aplicarlos al relevador SEL 121F digital y evaluar su operación para fallas de dos fases a tierra y falla trifásica.

6.6.2 Conceptos básicos

- Magnitudes de influencia I, V.
- Tres Zonas de Alcance el objetivo de estas zonas es similar al que se persigue en el ejemplo anterior y se aplica de manera particular a todas las líneas que se quieran proteger.
- Elementos del relevador usados

Z2PT Esta zona se escogerá para el alcance para fallas entre fases (ajustada por Z2% y Z2DG).

Z3 Zona 3 para fallas entre fases y a tierra (salida instantánea ajustada por Z3%).

Z3T Zona 3 Para fallas entre fases y a tierra (ajustada por Z3% y Z3D)

3P21 Condición de falla trifásica detectada por los relevadores de distancia de fase.

50P Unidades de sobre corriente de fase, se espera que opere en un rango de bajo a medio (P,G)

51N Unidad de sobre corriente residual temporizada P.U del elemento (P)

50NG Unidad sensible de sobre corriente residual o de fase

27S Bajo voltaje en el circuito de sincronización será necesario para coordinar con los otros elementos.

- Salidas del relevador

TP Salida de disparo

A1, A2, A3 La salida total de la operación de cualquiera de las tres zonas puede observarse utilizando las salidas programables y ajustando la mascara lógica (MA1, MA2, MA3, o MA4 para seleccionar al elemento (zona) que se quiera observar.

- Ángulo de par máximo es el tomado en la conversión cartesiana polar de la primera línea.
- Factor de Compensación residual K_0 = El cual compensa la corriente de fase para el acoplamiento mutuo entre la fase fallada y las fases no falladas.
- Relay Word, es aquel en donde se realiza la correspondiente programación entre las salidas de disparo programables y las mascaras lógicas para realizar la falla que se desee y en que zona se quiera.
- Reporte de Evento, será la información que arrojará la operación del relevador para dar un análisis de localización exacta, magnitud y duración de la falla entre otros.
- En el SEL 121F se alcanza con mayor exactitud el Nivel de protección 3 que se refiere a:

-Detección de falla

-La dirección

-La distancia de falla.

Con el diagrama unifilar mostrado en la figura 6.6 Observamos la línea a proteger Amates (AMT) - Moctezuma (MCT); las características correspondientes a valores de impedancia necesarios para el cálculo de ajustes en seguida son presentadas.

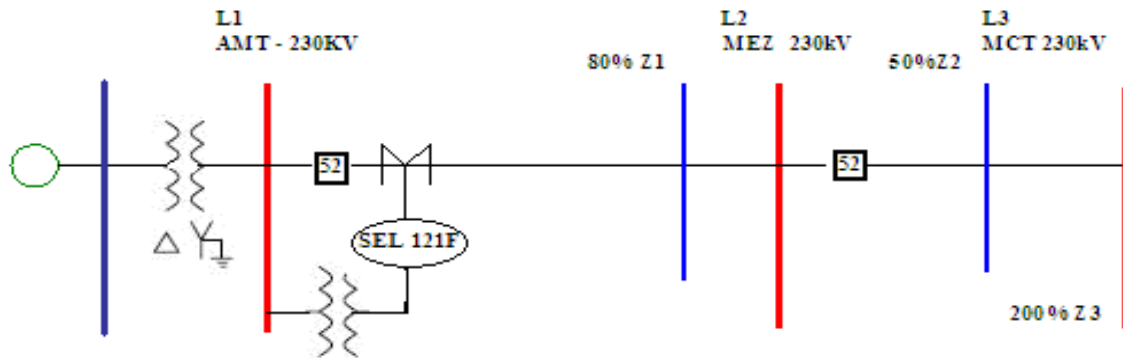


Figura 6.6 Diagrama unifilar de la línea a proteger

6.7 Características externas

- Sistema de Tipo Radial
- 230kV_B y 100 MVA_B
- Longitud de la línea = 250km., Temperatura 55 °C, Frecuencia 60 Hz
- Ubicación de la línea (origen) = Subestación Amates.
- Calibre 1113Tipo ASCR , 2 circuitos y 2 conductores por fase
- Relación de transformación de T'cs= 1200/5 = 240 y T'ps= 238,700/69 = 2000

Valores de Impedancia para sec (+) y sec (0) L1 y L2

L1 –L2

$$\begin{aligned} Z_{1 \text{ AMT-MEZ}} &= R_1 + X_1 \\ &= (0.02081 + 0.16191i) = 0.1632 \angle 82.67^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{0 \text{ AMT-MEZ}} &= R_0 + X_0 \\ &= (0.12856 + 0.49545i) = 0.5118 \angle 75.45^\circ \end{aligned}$$

L2 – L3

$$Z_{1 \text{ MEZ-MCT}} = R_1 + X_1$$

$$= (0.00809 + 0.06297i) = 0.06348 \angle 82.67^\circ$$

$$\begin{aligned} Z_{0 \text{ MEZ-MCT}} &= R_0 + X_0 \\ &= (0.04999 + 0.19268i) = 0.1991 \angle 75.45^\circ \end{aligned}$$

6.7.1 Ajustes de las zonas de protección

$$Z_1 = 80\% Z_{L1}$$

$$Z_2 = 100\% Z_{L1} + 50\% Z_{L2}$$

$$Z_3 = 100\% Z_{L1} + 100\% Z_{L2}$$

El relevador SEL 121F maneja ohms primarios los valores de impedancia en sec(+) se multiplicaran por la Impedancia Base.

$$Z_B = \frac{(kV_B)^2}{MVA_B} = \frac{(230)^2}{100} = 529\Omega$$

L1 –L2

$$Z_{1 \text{ AMT-MEZ}} = 0.1632 \angle 82.67^\circ (Z_B) = 0.1632 \angle 82.67^\circ (529) = \mathbf{86.33 \angle 82.67^\circ (\Omega_P)}$$

$$\mathbf{Z_{1 \text{ AMT-MEZ}} = 11.014 + 85.62i}$$

$$Z_{0 \text{ AMT-MEZ}} = 0.5118 \angle 75.45^\circ (Z_B) = 0.5118 \angle 75.45^\circ (529) = \mathbf{270.74 \angle 75.45^\circ (\Omega_P)}$$

$$\mathbf{Z_{0 \text{ AMT-MEZ}} = 68.016 + 262.05i}$$

L2 – L3

$$Z_{1 \text{ MEZ-MCT}} = 0.06348 \angle 82.67^\circ (Z_B) = 0.06348 \angle 82.67^\circ (529) = \mathbf{33.58 \angle 82.67^\circ (\Omega_P)}$$

$$Z_{0 \text{ MEZ-MCT}} = 0.1991 \angle 75.45^\circ (Z_B) = 0.1991 \angle 75.45^\circ (529) = \mathbf{105.32 \angle 75.45^\circ (\Omega_P)}$$

Con el correspondiente factor de los transformadores de corriente y de potencia se obtiene:

$$\text{Factor} = \frac{RTC}{RTP} = \frac{\frac{1200}{5}}{\frac{238,700}{69}} = \frac{240}{2000} = 0.12$$

$$Z_1 = 80\% Z_{L1} = 0.8 (86.33 \angle 82.67^\circ) = (69.064 \angle 82.67^\circ) \quad (0.12)$$

$$Z_1 = 8.287 \angle 82.67^\circ \quad (\Omega_P)$$

$$Z_2 = 100\% Z_{L1} + 50\% Z_{L2} = 1(86.33 \angle 82.67^\circ) + 0.5 (33.58 \angle 82.67^\circ)$$

$$Z_2 = 86.33 \angle 82.67^\circ + 16.79 \angle 82.67^\circ = 103.12 \angle 82.67^\circ \quad (0.12)$$

$$Z_2 = 12.34 \angle 82.67^\circ \quad (\Omega_P)$$

$$Z_3 = 100\% Z_{L1} + 100\% Z_{L2} = 1(86.33 \angle 82.67^\circ) + 1(33.58 \angle 82.67^\circ)$$

$$Z_3 = (119.91 \angle 82.67^\circ) \quad (0.12)$$

$$Z_3 = 14.38 \angle 82.67^\circ \quad (\Omega_P)$$

6.7.2 Alcances de las zonas 1,2 y 3

El efecto “INFEED” (fuentes generadoras de corrientes residuales se desconoce, puesto que no existen generadores en los buses de intersección con la línea.

$$Z_1 \% = 80$$

$$Z_2 \% = \frac{Z_1}{100} \times \frac{Z_2}{x} = \frac{86.33}{100} \times \frac{103.12}{X} = 119.44$$

$$Z_3 \% = \frac{Z_1}{100} \times \frac{Z_3}{x} = \frac{86.33}{100} \times \frac{119.91}{X} = 138.89$$

Calculamos la constante de compensación residual K_0 la cual compensará la corriente de fase para el acoplamiento mutuo entre la fase fallada y las fases no falladas.

Los valores de impedancia son obtenidos en magnitudes rectangulares de las impedancias Z_0 y Z_1 , correspondientes a la primera línea AMT – MCT así:

$$Z_{1 \text{ AMT-MCT}} = 86.33 \angle 82.67^\circ = 11.014 + 85.62i$$

$$Z_{0 \text{ AMT-MCT}} = 270.74 \angle 75.45^\circ = 68.016 + 262.05i$$

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} = \frac{(68.016 - 11.014) + (262.05 - 85.62)i}{3(11.014 + 85.62i)} = \frac{57.002 + 176.43i}{33.042 + 256.86i} = \frac{185.40}{258.97}$$

$$K_0 = 0.715$$

6.7.3 Retardos para las zonas de operación.

- Z2DP Retardo de la Zona 2 para fallas entre fases
 Z2DG Retardo de la Zona 2 para fallas a tierra
 Z3D Retardo de la Zona 3 para fallas entre fases y a tierra. Básicamente la limitante de este retardo es la selectividad (coordinación) con esquemas de protección existentes en los buses adyacente y co-adyacente.

Teniendo en cuenta que 1 ciclo es igual a 16.6ms hacemos la siguiente operación para los dos primeros retardos, cabe señalar que el valor de de 300 y 600 son los tiempos en que se espera que opere el relevador en la Zona 2 y Zona 3 y estos son los obtenidos en el simulador.

$$Z2DP, Z2DG = 300ms / 16.6ms = 18.07$$

$$Z3D = 600ms / 16.6ms = 36.01$$

Ingresando estos ajustes a nuestro relevador podemos analizar y evaluar su comportamiento de disparo SEL 121F como sigue:

R1 = 11.014	X1 = 85.62	R0 = 68.016	X0 = 262.05
LL = 250.00	CTR = 240.00	PTR = 2000.00	SPTR = 2000.00
MTA = 82.67	79OI = 0.00	79RS = 60.00	PSVC = N
27VLO = 30.00	59VHI = 106.20	25DV = 53.12	SYNCP = A
25T = 300.00	VCT = 30.00	A1TP = 0.00	A1TD = 0.00
Z1% = 80.00	Z2% = 119.44	Z3% = 138.69	
Z2DP = 18.00	Z2DG = 18.00	Z3D = 36.01	
TDUR = 9.00			
50NG = 250.00	50P = 753.00	50H = 8756.00	
51NP = 312.00	51NTD = 1.08	51NC = 2	51NTC = Y
67NP = 2410.00	67NTC = Y	52BT = 10	REJOE = N LOPE = N
TIME1 = 5	TIME2 = 0	AUTO = 3	RINGS = 3

Se deshabilita el LOPE (comando de pérdida de potencial) para evitar corrientes indeseadas.

Para la Zona 1 tiene un tiempo de operación en su disparo de: $T = 0.01s$ en instantáneo

Para la Zona 2 Se tiene un tiempo de operación en su disparo de: $T = 0.30s$

Para la Zona 3 El tiempo de disparo es de $T = 0.60s$

6.8 Ejecución de la prueba, Análisis y Comentarios acerca del Reporte de Eventos para una falla de dos fases a tierra .

AMT -93110- MEZ Date: 11/3/6 Time: 14:17:41.700

FID=SEL-121F-R506-V656kpssu2-D920317-E2

Currents (amps)			Voltages (kV)			Relays	Sync	Outputs	Inputs
IA	IB	IC	VA	VB	VC	VS	PGMNN G	22SV LR 77SS OE EPCC PJ Q	TCAAAA PL1234L NTTC2T 1 A
0	0	0	-49.7	-86.3	136.0	0.0		S...	
0	0	0	128.3	-107.4	-21.0	0.0		S...	
0	0	0	49.8	86.3	-136.0	0.0		S...	
0	0	0	-128.4	107.4	21.0	0.0		S...	
0	0	0	-49.8	-86.4	136.0	0.0		S...	
0	0	0	128.5	-107.3	-21.0	0.0		S...	
0	0	0	49.7	86.4	-136.0	0.0		S...	
0	0	0	-128.4	107.3	21.1	0.0		S...	
0	0	0	-49.7	-86.4	136.0	0.0		S...	
0	0	0	128.4	-107.3	-21.1	0.0		S...	
0	0	0	49.7	86.4	-136.0	0.0		S...	
0	0	0	-128.4	107.3	21.1	0.0		S...	T.12.4.
-34	0	0	-49.1	-86.5	136.0	0.0		S...	T.12.4.
-162	4	0	125.9	-107.3	-21.2	0.0		S...	T.....
408	-4	0	47.3	86.5	-136.0	0.0	..G.P.	S...	T.....
268	-8	-4	-119.9	107.3	21.2	0.0	..GPP.	S...	T.....
-853	8	0	-45.4	-86.5	136.0	0.0	..PPP.	S...	T.....
-204	8	8	116.2	-107.3	-21.2	0.0	..PPP.	S...	T.....
974	-8	0	44.7	86.5	-136.0	0.0	..3PPP.	S...	T.....
196	-4	-8	-115.7	107.2	21.2	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-993	4	4	-44.6	-86.5	136.0	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-193	4	4	115.7	-107.2	-21.2	0.0	..3PPP.	S...	T.....
993	-4	-4	44.4	86.5	-136.0	0.0	..3PPP.	S...	T.....
193	-4	-4	-115.7	107.2	21.2	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-993	4	4	-44.4	-86.5	136.0	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-193	4	4	115.7	-107.2	-21.3	0.0	..3PPP.	S...	T.....
993	-4	-4	44.4	86.5	-135.9	0.0	..3PPP.	S...	T.....
193	-4	-4	-115.7	107.2	21.3	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-993	4	0	-44.3	-86.6	135.9	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-193	4	8	115.7	-107.2	-21.3	0.0	..3PPP.	S...	T.....
993	-4	0	44.3	86.7	-135.9	0.0	..3PPP.	S...	T.....
193	-4	-8	-115.7	107.1	21.3	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-993	4	4	-44.3	-86.7	135.9	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-193	4	4	115.7	-107.1	-21.3	0.0	..3PPP.	S...	T.....
993	0	-4	44.3	86.7	-135.9	0.0	..3PPP.	S...	T.....
193	-8	0	-115.7	107.1	21.3	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-993	0	0	-44.3	-86.7	135.9	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-193	8	0	115.7	-107.1	-21.3	0.0	..3PPP.	S...	T.....
993	-4	0	44.3	86.7	-135.9	0.0	..3PPP.	S...	T.....
193	-4	-4	-115.7	107.1	21.4	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-993	4	0	-44.3	-86.8	135.9	0.0	..3PPP.	S...	T.....
-193	4	8	115.7	-107.0	-21.5	0.0	..3PPP.	S...	T.....

Datos de Prefalla

Momento de la falla

Punto De Medición

Datos de Postfalla

Event : IBC Location : 146.42 km 8.88 ohms sec					
Duration: 7.25 Flt Current: 1011.4					
R1 -11.014	X1 -85.62	R0 -68.016	X0 -262.05	LL -250.00	
CTR -240.00	PTR -2000.00	EPTR -2000.00	MTA -80.23		
79OI -0.00	79RS -60.00				
PSVC -N	27VLO-30.00	59VHI=106.20	25DV -53.12	SYNCP-A	
25T -300.00	VCT -30.00				
ALTP -0.00	ALTD -0.00				
Z1% -80.00	Z2% -119.44	Z3% -138.69			
Z2DP -18.00	Z2DG -18.00	Z3D -36.01	TDUR -9.00		
SONG -250.00	SDP -753.00	SDH -8756.00			
51NP -312.00	51NTD=1.08	51NC -2	51NTC=Y		
67NP -2410.00	67NTC=Y	52BT -10	REJOE=N	LOPE -N	
TIME1=5	TIME2=0	AUTO -3	RINGS=3		

Logic settings:

MTU	MPT	MTB	MTO	MA1	MA2	MA3	MA4	MRI	MRC
F4	00	00	00	54	F4	00	F0	00	00
20	00	00	00	00	00	00	00	00	00
00	00	00	00	00	00	80	00	00	00

Cuadro de Ajustes

Mascaras Habilitadas

Observamos aquí que el comportamiento del relevador de distancia que esta por el voltaje de línea de las fases b y c, y por la diferencia de corrientes de estas fases, entonces se medirá la impedancia de secuencia positiva a la falla, cuando la falla ocurra entre estas fases.

6.8.1 Ejecución de la prueba, Análisis y Comentarios acerca del Reporte de Eventos para una falla trifásica.

ANLF-93110-MEZ Date: 11/3/7 Time: 14:17:41.700
FID-SEL-121F-R506-V656kpsru2-D920317-E2

Currents (amps)			Voltages (kV)			Relays	Sync	Outputs	Inputs
IA	IB	IC	VA	VB	VC	VS			
0	0	0	28.8	98.7	-127.7	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-130.6	89.9	40.7	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-28.8	-98.7	127.7	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	130.7	-89.9	-40.7	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	28.7	98.8	-127.7	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-130.6	89.9	40.8	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-28.6	-98.8	127.7	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	130.5	-89.8	-40.8	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	28.6	98.8	-127.7	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-130.6	89.8	40.9	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-28.6	-98.8	127.8	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	130.5	-89.4	-41.2	0.0		S..V ..	..1.....
35	-9	-22	26.6	99.1	-126.2	0.0		S..V ..	..1.....
365	277	-651	-115.2	69.6	45.7	0.0		S..V ..	..1.....
-925	497	431	-21.3	-79.0	100.6	0.0		S..V ..	..1.....
-522	-1192	1721	83.0	-46.4	-36.7	0.0		S..V ..	..1.....
2089	-1183	-906	15.9	53.2	-69.2	0.0		S..V ..	..1.....
286	1913	-2196	-63.9	42.4	21.5	0.0		S..V ..	..1.....
2425	1416	1007	-13.6	-47.2	60.9	0.0		S..V ..	..1.....
-255	-2004	2259	61.5	-42.2	-19.4	0.0		S..V ..	..1.....
2445	-1435	-997	15.3	46.0	-61.4	0.0		S..V ..	..1.....
-116	1737	-1417	-76.5	62.0	14.5	0.0		S..V ..	..1.....
-1557	953	595	-20.6	-66.0	85.9	0.0		S..V ..	..1.....
271	-821	544	108.6	-85.2	-23.6	0.0		S..V ..	..1.....
396	-271	-120	25.9	92.0	-118.2	0.0		S..V ..	..1.....
-35	104	-69	-127.8	89.2	38.9	0.1		S..V ..	..1.....
53	35	16	28.1	98.1	126.4	0.0		S..V ..	..1.....
9	-16	9	130.3	-89.5	-40.7	-0.1		S..V ..	..1.....
6	-3	-3	28.4	98.8	-127.5	0.0		S..V ..	..1.....
-3	3	0	-130.7	89.7	41.0	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-28.4	-98.9	127.7	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	130.7	-89.7	-41.0	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	28.4	99.0	-127.7	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-130.7	89.6	41.1	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-28.3	-99.0	127.6	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	130.7	-89.6	-41.2	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	28.3	99.0	-127.5	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-130.7	89.5	41.2	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-28.3	-99.0	127.5	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	130.7	-89.5	-41.2	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	28.3	99.0	-127.5	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-130.7	89.5	41.2	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	-28.3	-99.0	127.5	0.0		S..V ..	..1.....
0	0	0	130.7	-89.5	-41.2	0.0		S..V ..	..1.....

Datos de Prefalla

Momento de la falla

Punto De Medición

Datos de Postfalla

```

Event : IABC Location : 32.99 km 2.58 ohms sec
Duration: 2.25 Flt Current: 2469.3

R1 -11.014 X1 -85.62 R0 -68.016 X0 -262.05 LL -250.00
CTR -240.00 PTR -2000.00 SPTR -2000.00 MTA -80.23
79OI -0.00 79RS -60.00
PSVC -N 27VLO-30.00 59VHI-106.20 25DV -53.12 SYNCP-A
25T -300.00 VCT -30.00
A1TP -0.00 A1TD -0.00
Z1t -80.00 Z2t -119.44 Z3t -138.69
Z2DP -18.00 Z2DG -18.00 Z3D -36.01 TDUR -9.00
50NG -250.00 50P -753.00 50H -8756.00
51NP -312.00 51NTD-1.08 51NC -2 51NTC-Y
67NP -2410.00 67NTC-Y 52ET -10 REJOE-N LOPE -N
TIME1-5 TIME2-0 AUTO -3 RINGS-3

Logic settings:

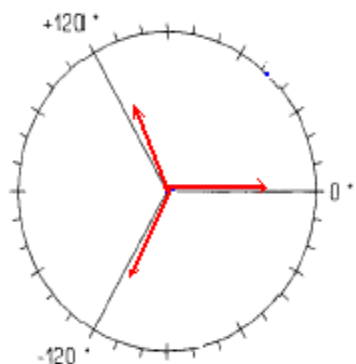
MTU MPT MTB MTO MA1 MA2 MA3 MA4 MRI MRC
F4 00 00 00 00 54 F4 00 F0 00 00
20 00 00 00 00 00 00 00 00 00
00 00 00 00 00 00 80 00 00 00

```

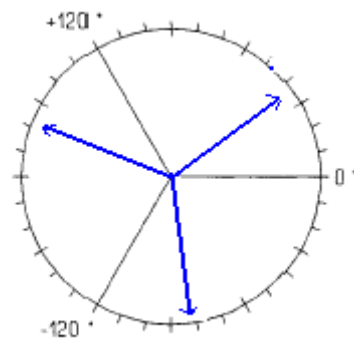
La señal de I y V pueden manipularse para representarse como fasores en forma cartesiana, analicemos este evento para el momento de la falla.

Magnitudes vistas en la pantalla	Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
1 ^{ra} línea ajustada (componente Y)	-255	-2004	2259	61.5	-42.2	-19.4
2 ^{da} línea ajustada (componente X)	2445	-1435	-997	15.3	46.0	-61.4
Magnitud calculada $\sqrt{X^2 + Y^2}$	2458.26	2464.80	2469.23	63.37	62.42	64.39
Angulo Arctan Y/X	-5.95	-125.61	113.81	76.03	-42.53	-162.47
Valor de Va en grados	76.03	76.03	76.03	76.03	76.03	76.03
Ángulos usados en los diagramas fasoriales	-81.98	158.37	37.78	0	-118.56	121.50

Tabla 5 cuadro de Corrientes y Tensiones



Tensión



Corriente

Para este tipo de falla se tiene la ausencia de las componentes de secuencia cero y secuencia negativa y solamente se tiene aportación de la componente de secuencia positiva.

Al energizar el relevador con voltajes y corrientes, estos medirán la impedancia de secuencia positiva ante fallas que involucren más de una fase. Es decir el relevador protege el sistema contra siete diferentes tipos de falla (tres doble fase, tres doble fase a tierra y la trifásica) para cualquiera de estas fallas el relevador medirá la impedancia de secuencia positiva a la falla, excepto para la falla trifásica en el que el relevador medirá la impedancia correcta.

CONCLUSIÓN

A medida que las redes eléctricas aumentan de tamaño y consecuentemente de complejidad, los esquemas de protección contra fallas ocasionadas por sobre corrientes, sobre tensiones o condiciones ambientales, hacen enfatizar la importancia de que nuevas tecnologías con mayores ventajas se utilicen para garantizar la calidad y eficiencia del servicio eléctrico.

En el presente trabajo se dio a conocer un panorama general del relevador digital de distancia SEL 121F, partiendo en base a su antecedente electromecánico que usa el mismo principio, solo que con elementos digitales que ofrecen mayores ventajas de acuerdo a la filosofía de protecciones.

El relevador digital SEL 121F es muy práctico desde su manejo hasta su diseño, gracias a la tecnología de microprocesadores, su lógica programable ofrece múltiples beneficios en comparación con otros relevadores por su forma de ingresar los ajustes, su alcance más preciso y confiable, la detección y localización de cualquier tipo de falla, tiene la posibilidad de analizar un reporte de eventos para cada falla, por contar con un sistema de comunicación hombre-máquina efectiva.

En las prácticas efectuadas con este relevador y con la ayuda del SEL AMS (equipo de pruebas) se muestra un panorama de mayor flexibilidad en cuanto a la realización de las mismas, además de mayor ventaja para analizar los datos salientes de la prueba.

Efectivamente se comprobaron todas estas ventajas a medida que se analizó y estudió dicho relevador. El objetivo de nuestra aportación es que los alumnos conozcan, interpreten y sepan manejar estas tecnologías ya aplicadas en el campo laboral y estén familiarizados, así como actualizar las prácticas en el laboratorio de protección.

BIBLIOGRAFÍA

CAPÍTULO I

C. Rusel Masón *Arte y ciencia en la protección con relevadores* Mac Graw Hill Pág. 230-245

José Raúl Martín *Diseño de Subestaciones Eléctricas* Segunda Edición Facultad de Ingeniería 2003.

Oriundo Barenetxa *Protección de Sistemas de Potencia* Editorial Universidad del Vasco, 2003 Pág.432-456

L.L Gigs by *The Electrical Power Engineering Hand Book* Editorial IEEE Pews 2000
Pág 345-400

CAPÍTULO II

Warrington *Protective Relays* Editorial Mac Graw Hill 1998 Pág. 231-235

Avindranath *Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores* Editorial Mac Graw Hill 1968, Pág 23-45, 67-89.

Eduardo Estrada García *Protección Digital de Líneas de Transmisión* DEPFI, UNAM, 1992 Pág. 345-367

Millán *Circuitos de Impulsos Digitales y de Conmutación* Primera Edición Editorial Mac Graw Hil Pág 234-256.

CAPÍTULO III

Tabú. *Circuitos digitales y microprocesadores* Primera Edición Editorial Mac Graw Hill 1999 Pág. 123-135

Floyd *Fundamentos de Sistemas Digitales* Segunda Edición Editorial Practice Hall 1999 Pág. 234-320

Richard C. Dorf *Electric Circuits* Editorial Mac Graw Hill Primera Edición 1997 Pág. 156-167

CAPÍTULO IV

Schweitzer Engineering Laboratories Manual del Relevador SEL 121F, 1992 Pág. 273.

Ingenieros en protección, SA DE CV, Manual práctico de uso para el Relevador SEL 121F, 1991 Pág. 210

CAPÍTULO V

Juan M. Gers, Edward J. Protection of Electricity Distribution Networks. 2da Edición Ed. IEE Power and Energy Serie 47, 2000 Pág. 196-214 334-338

Meliton Neri Martínez Manual de Protección de Distancia par líneas de transmisión Comisión Federal de Electricidad 1999 Pág.157.

CAPÍTULO VI

Altuve Ferrer H, Ingeniería en protección de Sistemas Eléctricos de Potencia , Instructivo para capacitación CENACE Pág 525.

Schweitzer Engineer Laboratories Manual del Relevador SEL AMS, 1992 Pág. 200

Equipo para la simulación práctica de ejemplos para la protección de líneas de Transmisión, Subestación Texcoco.