



**UNIVERSIDAD MICHOACANA  
DE SAN NICOLAS DE  
HIDALGO**



**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**ANALIZADOR GRAFICO DE EVENTOS PROPORCIONADOS POR  
RELEVADORES MICROPROCESADOS MULTIFUNCIONALES**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTA**

**FRANCISCO OSORNIO ROMERO**

**ASESOR**

**M.C. JOSE ALBERTO AVALOS GONZALEZ**

**MORELIA, MICHOACAN, JULIO DE 2007**

# **Agradecimientos**

**Agradezco las facilidades prestadas por todos y cada uno de los maestros que me impartieron clases durante todos los años de estudio que requirió mi licenciatura.**

**Agradezco al Maestro Alberto Avalos por su atención y su apoyo en asesoramiento.  
Por su disponibilidad y franqueza.**

**También deseo extender mi agradecimiento al Ingeniero Nabucodonosor Solís por su respetuoso y afectivo compañerismo.**

**Agradezco a esta gran casa de estudio que es la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo que me proporcionó un conocimiento que valoro y sabré utilizar.**

**Sobre todo agradezco a mis padres por la libertad y confianza de elección para mi desarrollo profesional, por la gran confianza que depositaron en mí.**

## **DEDICATORIA**

**A MI ABUELO CLEMENTE.**

**A MIS HERMANOS LETICIA, ESBEIDE, NANCY,  
CLEMENTE.**

**A MIS PADRES FRANCISCO Y JOSEFINA.**

**A VIRGILIO Y ELIZABETH.**

## RESUMEN

La necesidad de contar con una mayor confiabilidad y seguridad de los Sistemas Eléctricos ha llevado a incrementar la utilización de relevadores microprocesados, quienes además de permitir una detección rápida y oportuna de las fallas presentadas en los Sistemas Eléctricos cuentan con características multifuncionales, las cuales sin embargo, en gran parte de sus aplicaciones están siendo subutilizadas. Una de las características importantes es la capacidad para almacenar registros de los eventos que se presentan en la red protegida.

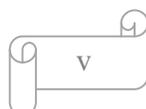
En esta tesis se describe el desarrollo de un software que, mediante el uso de los voltajes y corrientes registrados por el relevador SEL-321, visualiza gráficamente y de manera interactiva, entre otros aspectos, la trayectoria de la impedancia de falla hacia las zonas de operación del relevador, así como la resistencia de falla y la localización de la misma.

Se describe de manera breve el relevador microprocesado multifuncional SEL-321, observando la capacidad de generar los archivos empleados por el visualizador gráfico, el funcionamiento y algunos ajustes, así como la estructura de los registros grabados en el archivo de evento proporcionado (extensión .eve)

Se incluye teoría de protecciones para fundamentar el programa diseñado, especialmente sobre la protección de distancia, dado que es el tipo de protección que se implementa en esta etapa de desarrollo del software.

# Contenido

	<i>Pag.</i>
Resumen. . . . .	<i>iv</i>
Contenido. . . . .	<i>v</i>
Lista de Figuras. . . . .	<i>vii</i>
Lista de Tablas . . . . .	<i>ix</i>
Lista de Símbolos y Abreviaciones . . . . .	<i>x</i>
<b>Capítulo 1. Introducción . . . . .</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción. . . . .	1
1.2. Visualización del programa . . . . .	1
1.3. Objetivos . . . . .	2
1.4. Justificación. . . . .	3
1.5 Descripción de la teoría de protecciones . . . . .	4
1.6 Contenido de la tesis. . . . .	6
<b>Capítulo 2. Teoría de protecciones . . . . .</b>	<b>7</b>
2.1. Conceptos básicos y terminología . . . . .	7
2.2. Fallas y regímenes anormales en sistemas eléctricos de potencia. . . . .	12
2.2.1 Naturaleza y causa de las fallas . . . . .	13
2.2.2 Tipos de fallas. . . . .	14
2.2.3 Consecuencias de las fallas . . . . .	14
2.2.4 Regímenes de operación . . . . .	15
2.3 Protección de los sistemas eléctricos de potencia . . . . .	15
2.3.1 Función de la protección . . . . .	16
2.3.2 Propiedades de la protección. . . . .	16
2.3.3 Métodos de discriminación. . . . .	17
2.3.4 Clasificación de las protecciones. . . . .	23
2.3.5 Clasificación de los relevadores. . . . .	24



2.3.6	Relevadores de distancia . . . . .	25
2.4	Conclusiones. . . . .	30
		Pag.
	<b>Capítulo 3. El relevador SEL-321.</b> . . . . .	31
3.1	Introducción. . . . .	31
3.2	El relevador SEL-321 . . . . .	31
3.3	Rasgos del relevador. . . . .	32
3.3.1	Características de distancia mho y cuadrilateral. . . . .	32
3.3.2	Invasión de carga. . . . .	34
3.3.3	Elementos de distancia de tierra. . . . .	34
3.3.4	Contactos de entrada salida . . . . .	35
3.3.5	Reporte de evento . . . . .	36
3.4	Informe de evento . . . . .	36
3.4.1	Descripción. . . . .	36
3.4.2	Tipos de informes de evento. . . . .	38
3.4.3	Descripción de la estructura del reporte de evento. . . . .	39
3.5	Conclusiones. . . . .	44
	<b>Capítulo 4. Descripción del analizador gráfico.</b> . . . . .	45
4.1	Introducción. . . . .	45
4.2	Preámbulo al desarrollo del graficador. . . . .	45
4.2.1	Elementos a considerar. . . . .	46
4.3	Descripción del analizador gráfico. . . . .	47
4.4	Cálculo de la impedancia aparente. . . . .	50
4.4.1	Descripción del método para la medición de fasores. . . . .	51
4.4.2	Cálculo de las impedancias . . . . .	53
4.4.3	Distancia de falla, resistencia de falla y evolución de la impedancia. . . . .	55
4.4.4	Característica de invasión de carga. . . . .	58
4.5	Caso de estudio. . . . .	58
4.5.1	Visualización de la impedancia aparente (uso del analizador gráfico). . . . .	62

4.5.2	Visualización de la impedancia aparente (uso de la opción multievento). . .	63
4.6	Conclusiones . . . . .	69
	<b>Capítulo 5. Conclusiones.</b> . . . . .	71
	<b>Bibliografía.</b> . . . . .	73

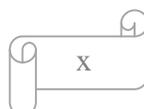
# Lista de Figuras

	Pag.
2.1 Traslape de las zonas de operación. . . . .	8
2.2 Transformador de integración. . . . .	10
2.3 Red de secuencia cero. . . . .	11
2.4 Red de secuencia con fase negativa: a) corrientes de secuencia positiva ;b) corrientes de secuencia negativa. . . . .	12
2.5 Alimentador principal tipo anillo: a) con relevadores no direccionales; b) con relevadores direccionales y no direccionales. . . . .	18
2.6 Esquema de protección unitaria: a) protección con corriente circulante; b) protección con voltajes balanceados. . . . .	19
2.7 Relevador de secuencia cero. . . . .	21
2.8 Relevador de secuencia negativa. . . . .	22
2.9. Efecto de la resistencia de falla en la impedancia vista por el relevador. . . . .	22
2.10 Característica escalonada de tiempo de la protección de distancia. . . . .	26
2.11 Característica de protección tipo impedancia. . . . .	27
2.12 Característica de protección tipo mho o admitancia. . . . .	28
2.13 Característica de protección tipo impedancia-ángulo. . . . .	29
2.14 Característica de protección elíptica. . . . .	29
2.15 Característica de protección cuadrilateral. . . . .	30
3.1 Características de distancia mho de fase y tierra. . . . .	32
3.2 Característica de distancia de tierra cuadrilateral. . . . .	33
3.3 Característica de invasión de carga (load encroachment) . . . . .	35
4.1 Pantalla principal del graficador de impedancias. . . . .	47
4.2 Muestreo a 4 muestras por ciclo. . . . .	50
4.3 Cálculo de fasores a partir de las muestras. . . . .	52
4.4 Fasores de voltaje y corriente de secuencia. . . . .	53
4.5. Trazo de impedancia aparente. . . . .	54

	Pag.
4.6. Localización y resistencia de falla. . . . .	56
4.7 Submenú ANALYSE, opciones especiales de análisis. . . . .	56
4.8 Diferentes valores simultáneos en un evento. . . . .	57
4.9 Característica <i>load encroachment</i> : a) Ventana principal, b) Subventana multieventos. . . . .	58
4.10 Representación del sistema de potencia de estudio modelado en ATPDraw	59
4.11 Simulación de ATP-EMTP de falla de fase “A” a tierra con $R_f = 0$ ohms al 50% de la L-73160. a) Señales de corriente y b) Señales de voltaje. . . . .	60
4.12. Oscilografía del relevador SEL-321 ante falla fase A-tierra con $R_f = 0$ ohms al 50% de la L-73160. . . . .	61
4.13 Falla en la primera mitad de la línea L-73160 con resistencia de falla de 0 ohms. . . . .	62
4.14 Falla en la primera mitad de la línea L-73160 con resistencia de falla de 10.0 ohms. . . . .	63
4.15 Falla en la primera mitad de la línea L-73160 con resistencias de falla de 0.0, 2.0, 5.0, 8.0 y 10.0 ohms. . . . .	64
4.16 Falla en la segunda mitad de la línea L-73310 con resistencias de falla de 0.0, 2.0 y 5.0 ohms. . . . .	64
4.17 Efecto de la conexión y desconexión del banco de capacitores con resistencia de falla de 0 ohms. . . . .	65
4.18 Efecto de la conexión y desconexión del banco de capacitores con resistencia de falla de 5 ohms. . . . .	66
4.19 Trazo de impedancia con y sin fuente en el extremo remoto con $R_f=0$ ohms. . .	67
4.20 Trazo de impedancia con (1) y sin (2) fuente en el extremo remoto con resistencia de falla de 5 ohms. . . . .	67
4.21 Efecto de la ausencia de la fuente en el extremo remoto (Sistema Radial) con resistencia de falla constante variando la ubicación de la falla. . . . .	68
4.22 Efecto de la presencia de la fuente en el extremo remoto (Sistema en anillo cerrado) con resistencia de falla constante variando la ubicación de la falla. . .	69

# Lista de Tablas

	Pag.
2.1 Efecto de la integración en los valores de ajuste para entrar en operación	10
3.1 Parámetros de ajuste de las características mho y cuadrilateral. ....	34
3.2 Parámetros de la característica de invasión de carga. ....	34
3.3 Columnas denominadas “Elementos del relevador”. ....	39
3.4.- Informe entregado por el relevador. ....	40
4.1 Ejemplo de registro de 4 muestras por ciclo. ....	50
4.2 Ejemplo de registro de 16 muestras por ciclo. ....	51
4.3 Ecuaciones de Falla. ....	53



# Lista de Símbolos y Abreviaturas

$\delta$	Ángulo
$j_{sm}$	Ángulo máximo de sensibilidad
$j_r$	Angulo entre $V_r$ e $I_r$
$\Omega$	Ohms
ATP	<i>Alternative Transient program</i>
ca	Corriente alterna
cd	Corriente directa
COMTRADE	<i>(Common Format for Transient Data Exchange)</i>
CTR	relacion de transformacion del transformador de corriente
EMTP	<i>Electromagnetic transient program</i>
ia	Corriente en la fase a
ib	Corriente en la fase b
ic	Corriente en la fase c
<i>in</i>	Del inglés, dentro
$I_r$	Corriente del relevador
kv	Kilo-Volts
L	Longitud
max.	Máximo
°	Grados
<i>out</i>	Del inglés, fuera
PTR	Relación de transformación del transformador de potencial
R	Parte real de la impedancia, o resistencia
r	Valor residual ( $I_r$ es corriente residual)
$R_{arco}, R_{falla}$	resistencia de arco resistencia de falla
s	Segundos
S.E.	Subestación
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SEP	Sistemas eléctricos de potencia

T, t	Tiempo
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
v	Volts
va	Voltaje en la fase a
vb	Voltaje en la fase b
vc	Voltaje en la fase c
Vr	Voltaje del relevador
X	Parte imaginaria de la impedancia, o reactancia
X	Del plano rectangular, la ordenada
Xar	reactancia de arranque
Y	Del plano rectangular, la abcisa
Z	Impedancia
Z0	Nombre dado a la impedancia de secuencia cero
Z1, z+	Impedancia de secuencia positiva
Z2, z-	Impedancia de secuencia negativa
Zar	Impedancia de arranque
Zr	Impedancia vista por el relevador

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1 Introducción

Los algoritmos aplicados en la protección de sistemas eléctricos de potencia (SEP), han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años debido a las posibilidades que brinda la base electrónica disponible para el desarrollo de nuevos tipos de relevadores, dando lugar a los relevadores microprocesados, los cuales se caracterizan por su alta fiabilidad, elevada sensibilidad, consumo pequeño de potencia, elevada precisión, tamaño reducido, alta velocidad de operación, entre otras ventajas.

Los relevadores microprocesados son totalmente compatibles con la tecnología digital que se va introduciendo en los sistemas de potencia para la realización de funciones de medición, comunicación y control. Una ventaja importante de estos relevadores es su flexibilidad para realizar distintas funciones adicionales a las de protección y su capacidad para comunicarse con otras computadoras [Altuve, 2002].

Aquí se contempla la teoría de protección de distancia en líneas de transmisión en los SEP con la finalidad de sustentar el software diseñado. Se describe el programa diseñado, su funcionamiento y sus características particulares. A su vez, con el fin de mostrar la potencialidad de análisis que brinda el programa y su flexibilidad de uso, se analiza la respuesta del relevador de distancia microprocesado ante diferentes condiciones de falla mediante la visualización de la trayectoria de la impedancia aparente en el plano complejo R-X.

### 1.2 Visualización del programa

En esta tesis se muestra el desarrollo de un programa (visualizador gráfico interactivo) que permite, mediante la manipulación de los registros de voltajes y corrientes obtenidos de los relevadores, graficar entre otras cosas ante la presencia de una falla la trayectoria de la impedancia de falla hacia las zonas de operación del relevador, así como mostrar aspectos como la resistencia de falla involucrada y la localización de la misma en el trayecto de la

línea protegida. Adicionalmente, se muestran de forma gráfica y tabular los registros de voltajes y corrientes, que son elementos auxiliares para el cometido. También se encuentran disponibles visualmente las entradas y salidas digitales del relevador, haciendo énfasis en aquellas que se activaron ante el evento de falla presentado.

Los elementos situados en la interfaz del programa están justificados por los objetivos del mismo. Éste, tiene la finalidad de presentar la evolución de la falla o evento presentado en el sistema protegido. La resistencia de falla, así como la distancia de falla, y la trayectoria de la impedancia de falla se consideran elementos esenciales para el análisis de la falla en un SEP.

Se usan los registros de un relevador microprocesado Marca SEL Modelo SEL-321. En los registros proporcionados por los relevadores microprocesados se obtienen, adicionalmente a las muestras de corriente y voltaje, los parámetros de ajuste de los mismos [Roberts y Schweitzer, 1989]. Los ajustes primordiales para el relevador analizado son:

- Longitud de la línea protegida.
- Relaciones de transformación de transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP).
- Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero de la Línea.
- Alcance de cada zona de protección establecida.

El programa utiliza los ajustes del relevador que son necesarios para calcular y estimar los parámetros a visualizar. Es el caso en la graficación de las zonas de protección cuyos límites se definen en el relevador, y éste los muestra en el registro proporcionado. Para la trayectoria de la impedancia, se emplean las muestras de voltaje y corriente en el tiempo que igualmente se describen en el registro de manera vertical respecto al tiempo, pero que deben ser dos fasores permitiendo con ello representar la impedancia en términos del plano complejo(R - X).

### 1.3 Objetivo

El objetivo es facilitar el análisis de fallas y regímenes anormales de operación ocurridos en las líneas de transmisión de los SEP usando los registros obtenidos con un relevador microprocesado mediante el desarrollo de una herramienta sencilla y efectiva que

muestre resultados inmediatos, conduciendo a decisiones rápidas y eficientes para el control de falla y la respuesta del relevador mismo verificando los ajustes establecidos mostrando los elementos mínimos necesarios para un análisis detallado pero sin resultar una interfaz confusa y/o difícil de manejar. Además, si se usa con fines de estudio o investigación no debe implicar manipulación o estudios extras para lograr un manejo eficiente del programa.

El objetivo específicamente es obtener una herramienta con las diferentes opciones necesarias para el análisis de un evento registrado por el relevador que permitan deducir una solución, al contar con gráficos y valores que visualicen instantáneamente el comportamiento de la falla o evento, permitiendo una acción efectiva y rápida. A su vez, es posible trabajar con problemas simulados computacionalmente al inyectar al relevador un evento generado por ejemplo en ATP/EMTP por medio de un archivo COMTRADE que será inyectado por medio de una fuente al relevador, de tal manera que el relevador responda físicamente a la falla simulada.

## 1.4 Justificación

El seguimiento del comportamiento de la impedancia ante una falla en el sistema eléctrico facilita el análisis y deducción tanto del tipo de falla como el origen del evento, induciendo a pensar que un apoyo donde se obtenga de una manera eficaz y rápida una visualización de la trayectoria de impedancia hacia la falla en cuestión facilitará de forma significativa la forma, rapidez y certeza de tomar una decisión para la solución y prevención de eventos de esa naturaleza. Logrando así incrementar la confiabilidad y seguridad en la operación de los SEP, permitiendo a su vez un mejor cumplimiento de los compromisos de suministro contraídos con los clientes por parte de la empresa eléctrica.

El desempeño de los esquemas de protección de distancia se ha visto mejorado con algoritmos más rápidos y certeros para la detección de las fallas así como con la versatilidad del registro y almacenamiento de eventos que brindan los relevadores microprocesados para el posprocesamiento de la información. Esta información se ha empleado para realizar análisis, detectar condiciones y ajustes inadecuados así como interpretar el comportamiento de los parámetros durante fallas y disturbios en los SEP entre otros aspectos [Roberts y Schweitzer, 1989].

Analizando el entorno computacional para el análisis de fallas donde se muestran las características requeridas, SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories*) mismo proporciona una herramienta interactiva importante para el análisis, sin embargo no se muestran las trayectorias de impedancia ni de resistencia y ubicación de falla así como la posibilidad de analizar múltiples eventos simultáneamente, algunos de estos aspectos debido a cuestiones de ventaja competitiva ante otras marcas. Por lo tanto, se concluye la necesidad del software diseñado, motivando de esta manera, la elaboración de éste trabajo.

## 1.5 Descripción de la teoría de protecciones de distancia

En el proceso de explotación de los SEP pueden aparecer fallas y regímenes anormales en sus distintos elementos los cuales pueden conducir a averías, éstas, con las consecuentes alteraciones del régimen normal de operación de todo el sistema o bien en partes del mismo, acompañadas de interrupciones del servicio a los consumidores, reducción de la calidad de la energía e incluso provocando daños en los equipos.

El origen de las fallas presentadas en las líneas de transmisión en los SEP puede ser por deterioro del aislamiento, daño debido a hechos impredecibles (pájaros, serpientes, ramas, etc.), por variaciones ocasionadas por la operación de interruptores en la energización o desenergización de líneas, bancos de capacitares, entre otros, o bien debido a descargas atmosféricas las cuales pueden llegar a provocar la ruptura del aislamiento en diferentes puntos de la red eléctrica.

Los tipos fundamentales de fallas en SEP son: cortocircuitos, contactos monofásicos con tierra en redes con neutro aislado o aterrizamiento resonante, fases abiertas, etc. Un elemento que debe considerarse al analizar la operación de las protecciones, y al calcular sus parámetros de ajuste, es la resistencia de falla, la cual si no se discrimina engañará al relevador en aspectos tanto de falla en su operación como en la ubicación de la falla.

Los regímenes anormales de operación son las alteraciones de los parámetros del sistema que ocurren en ausencia de fallas, como por ejemplo: sobrecorrientes, exceso de consumo de reactivos, bajos márgenes de seguridad en la operación del SEP, etc., fenómenos que eventualmente desencadenarán eventos que finalizarán en fallas. [Russell, 1990]

*Protección de los sistemas eléctricos de potencia*

La función principal de la protección es provocar la desconexión automática del elemento del sistema que ha experimentado una falla o régimen anormal de operación para reducir los daños del elemento y del resto del sistema así como para minimizar el número de usuarios afectados por la interrupción del servicio.

Para lograr un funcionamiento adecuado de la protección, ésta debe tener determinadas propiedades que están muy relacionadas entre sí: selectividad, estabilidad de funcionamiento y fiabilidad. Esta última puede subdividirse en fiabilidad del equipamiento y de explotación.

Un esquema de protección completo formado por un grupo de relevadores, ajustados y programados adecuadamente permiten detectar condiciones anormales tales como fallas en los circuitos eléctricos y, en forma automática, los interruptores funcionan para aislar con la mayor rapidez el equipo afectado del sistema. Esto limita el daño al lugar en que se localiza la falla e impide que sus efectos se propaguen hacia el resto del sistema. La función de los relevadores de protección acoplados a los interruptores, consisten entonces en minimizar las consecuencias que provocan las fallas sobre los equipos. El interruptor debe poder interrumpir tanto las corrientes normales como las corrientes de falla. También, el relevador de protección tiene que reconocer una condición anormal en el sistema de potencia, y actuar adecuadamente para eliminarla con seguridad y así evitar al máximo la perturbación en la operación normal, a su vez, debe ser capaz de discriminar entre condiciones anormales de corta duración de aquellas que lleven al colapso del sistema como lo son por ejemplo las oscilaciones de potencia entre otras.

De acuerdo con el método aplicado para lograr la selectividad para fallas externas a la zona protegida, las protecciones pueden dividirse en dos tipos: las que poseen selectividad absoluta y las que poseen selectividad relativa. A este último pertenecen las protecciones de sobrecorriente, las direccionales de sobrecorriente, y las de distancia.

La protección de sobrecorriente responde a la corriente del elemento protegido y cuando esa corriente es mayor a cierto valor preestablecido ordena la apertura del interruptor.

La protección de distancia tiene direccionalidad, realiza la función de protección contra cortocircuitos entre fases y en ocasiones contra cortocircuitos a tierra. Responde a la

impedancia vista por el relevador. Pueden tener distintas características de tiempo de operación en función de la distancia hasta el punto de cortocircuito. La más utilizada es la de tiempo escalonado con tres zonas, sin embargo, la tendencia actual es la de desaparecer la tercera zona.

La primera zona de protección de distancia es de operación instantánea brinda protección primaria, protegiendo hasta un 80% de la línea. La segunda zona de protección protege de forma primaria el resto de la línea y parte de la línea contigua. La tercera zona respalda a las protecciones primarias. [Russell, 1990]

Los tipos de relevadores de distancia, atendiendo a la forma de su característica en el plano complejo son:

- Relevador tipo impedancia.
- Relevador tipo mho o admitancia.
- Relevador tipo impedancia-ángulo.
- Relevador con característica elíptica.
- Relevador con característica cuadrilateral

La característica cuadrilateral es la que mayor éxito ha tenido en su aplicación ya que abarca la mayor parte de las condiciones de falla posibles.

## 1.6 Contenido de la tesis

En el capítulo 1, se maneja un resumen de los diferentes aspectos tratados en esta tesis, los objetivos, fundamentos, justificación así como un breve resumen

En el capítulo 2, se muestra la teoría básica sobre el tema de protecciones en los SEP, su clasificación, y funcionamiento.

En el capítulo 3, se describe de manera breve el esquema del relevador microprocesado multifuncional SEL-321, su funcionamiento y de manera especial, su funcionalidad con el registro de eventos.

En el capítulo 4, se muestra el diseño del programa interactivo, se explica la capacidad de análisis que brinda en las diferentes opciones de su interfaz gráfica describiendo algunos casos de estudio.

En el capítulo 5, se dan las conclusiones sobre el trabajo, las ventajas que se visualizan y posibles trabajos futuros.

## Capítulo 2

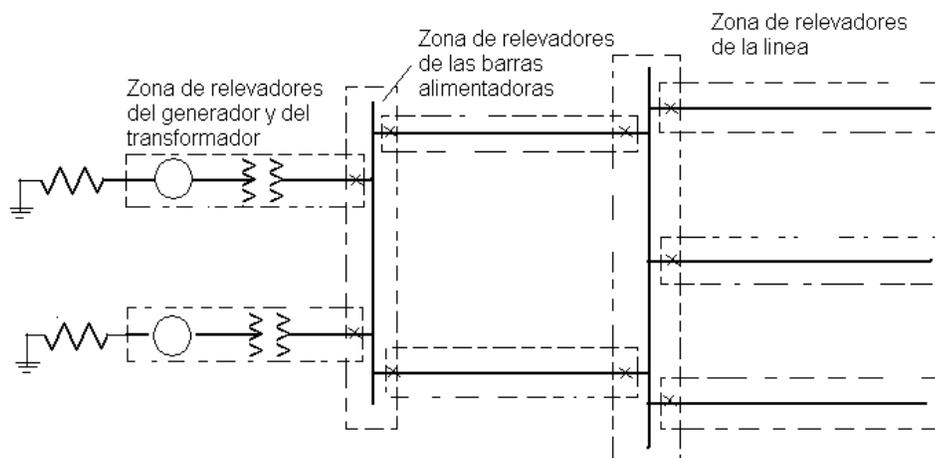
# Teoría de protecciones

La evolución de los SEP hacia sistemas cada vez más robustos ha traído consigo requisitos de estabilidad, calidad y continuidad del servicio más exigentes. Esto, genera la necesidad de contar con elementos de manejo y control de mayor capacidad, confiabilidad y precisión con el fin de evitar en lo posible un funcionamiento anormal del sistema de potencia, y además prevenir fallas que, de no proveerse, pueden ocasionar severos daños a los equipos involucrados en el sistema, adicionalmente es necesario reducir los tiempos de corte de energía al usuario por falla minimizando los tiempos de restablecimiento del sistema.

### 2.1 Conceptos básicos y terminología.

- **Relevador de protección.**- Es un dispositivo de origen electromecánico o electrónico diseñado para ordenar la desconexión de una parte de una instalación eléctrica o para operar una señal de alarma en condiciones anormales de operación o durante una falla.
- **Unidad o elemento.**- Una unidad de un relevador es un elemento que se encuentra combinado con una o más unidades relevadoras para cumplir funciones complejas de protección, por ejemplo unidades direccionales combinadas con una unidad de sobrecorriente da una unidad direccional de sobrecorriente.
- **Cantidad característica.**- Es una cantidad para la cual se diseña la respuesta de un relevador, por ejemplo, la corriente es la cantidad característica de un relevador de sobrecorriente; la impedancia, en un relevador de impedancia; el ángulo en un relevador direccional, etc.
- **Ajuste.**- Es el valor característico de la cantidad de energización para la cual se diseña un relevador que debe operar en distintas condiciones.
- **Consumo de potencia.**- Es la potencia consumida por los circuitos del relevador a plena corriente o a pleno voltaje, según el caso. Si es en corriente alterna (ca) se expresa en volt-ampères y si es de corriente directa (cd) se expresa en watts.

- Disparo.- Un relevador dispara cuando cambia de la posición FUERA (*out*) a la posición DENTRO (*in*); así el valor de la cantidad característica al ocurrir este cambio se denomina el valor de disparo, y por ejemplo, en un relevador de sobrecorriente, el valor al cual opera se reconoce como corriente de disparo.
- Tiempo de operación. Es el tiempo que transcurre entre el instante de aplicación de la cantidad característica del relevador hasta alcanzar su valor de disparo y el instante en que operan sus contactos.
- Angulo característico.- Es el ángulo de fase al cual se establece la operación de un relevador.
- Relevador primario.- Se denomina así al relevador que se encuentra conectado directamente al circuito protegido.
- Relevador secundario.- Se denomina así al relevador que se encuentra conectado al circuito por proteger a través de transformadores de potencial o de corriente.
- Relevador de respaldo.- Es un relevador que opera por lo general con un cierto retardo en el tiempo con respecto al relevador primario cuando este no opera para accionar el interruptor.
- Zonas de protección. La zona protegida es aquella parte de un sistema de potencia resguardada por una cierta protección, y por lo general contiene como máximo dos elementos del sistema. Las zonas se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección. La Figura 2.1 muestra una disposición típica de zonas de protección traslapadas.



**Figura 2.1.-** Traslape de las zonas de operación.

- Protección primaria y de respaldo. Cada relevador tiene su propia zona de influencia o protección para determinar la existencia de una falla en esa zona así como los interruptores para desconectar dicha zona del sistema. En caso de que falle uno de los elementos del esquema de protección, la falla en una zona dada no se elimina por medio del esquema de protección primaria, por lo cual es necesario contar con alguna forma de protección de respaldo, esto significa eliminar automáticamente la falla completa, aun cuando se requiera desconectar una gran parte del sistema. Normalmente, la protección de respaldo es diferente de la protección principal y debe ser de preferencia, del tipo no unitario, por ejemplo, protección por sobrecorriente o de distancia. Por razones económicas, por lo general, ésta no es tan rápida ni discriminativa como la protección primaria.

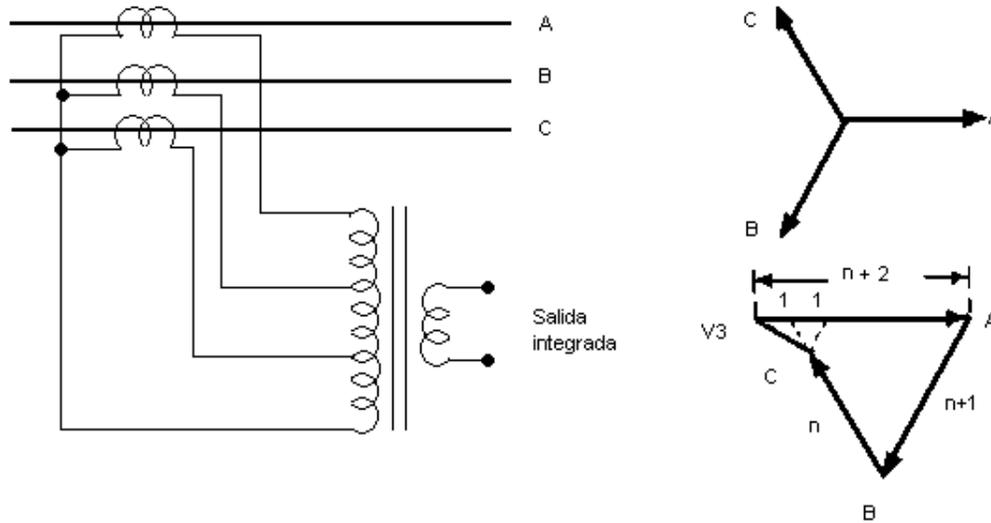
#### *Derivación de una cantidad monofásica a partir de cantidades trifásicas*

En ocasiones, para transmitir información de un extremo de una línea al otro se emplean canales de comunicación auxiliares o hilos piloto. Para un sistema trifásico normal, se requerirían ordinariamente tres hilos pilotos, lo cual resultaría evidentemente muy costoso sobre todo para los circuitos de gran longitud. Por supuesto, sería preferible contar con un medio para derivar una cantidad monofásica que, tanto en condiciones normales como anormales, fuera representativa de las condiciones trifásicas. Por ello se hace necesario segregar las corrientes o voltajes requeridos a partir de las corrientes o voltajes de línea correspondientes, con el fin de simplificar el esquema de protección.

Son dos los métodos comúnmente usados para derivar una cantidad monofásica de un sistema trifásico, los transformadores de integración y las componentes de secuencia.

#### *Transformadores de suma o integración*

Los transformadores de corriente (TC) de tres líneas se conectan al primario de un transformador auxiliar de corriente (transformador de integración), como se ilustra en la Figura 2.2. Cada TC de línea energiza un número diferente de vueltas del primario y se obtiene una salida monofásica del secundario. Así, para el caso típico que se ilustra en la Figura 2.2, la salida es proporcional al vector suma ilustrado en la expresión 2.1.



**Figura 2.2.-** Transformador de integración.

$$(n + 2)I_A + (n + 1)I_B + nI_{Cb} \tag{2.1}$$

También es posible regular en forma independiente las salidas para fallas de tierra y fallas de fase. Por lo tanto, el ajuste de la operación de entrada puede expresarse en función de combinaciones de  $n$  y 1 para las diversas fallas.

La tabla 2.1 muestra la corriente de salida para una magnitud de corriente de falla dada, en cada tipo de falla y en función de la corriente nominal del TC.

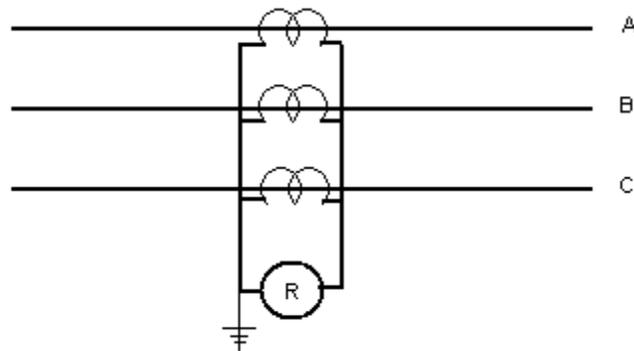
**Tabla 2.1.-** Efecto de la integración en los valores de ajuste para entrar en operación.

Tipo de falla	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
Vueltas del TC de integración	$(n + 2)$	$(n + 1)$	$n$	1	1	2	$\sqrt{3}$
Corriente para entrar en operación	14 %	16.5 %	20 %	90 %	90 %	45 %	52 %

**Redes de secuencia.**

En algunos casos es conveniente hacer que la protección responda en particular a una componente de secuencia de fase del sistema trifásico de corrientes o voltajes. En la protección de sistemas de potencia con frecuencia se usan redes de secuencia cero y de secuencia negativa.

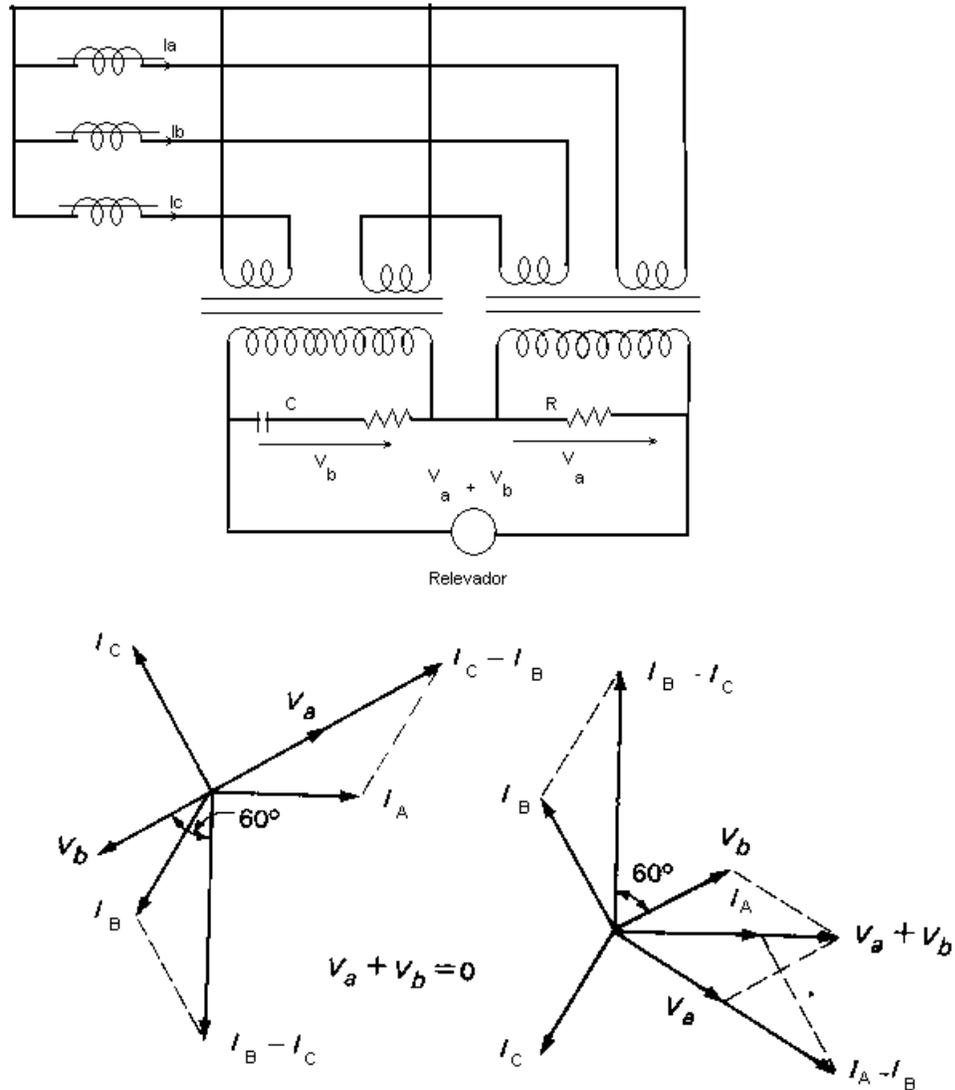
Las redes de secuencia cero se utilizan principalmente para la protección contra fallas a tierra. En la figura 2.3 se ilustran las conexiones de estas redes. Durante la operación normal y para las fallas trifásicas y de fase a fase, la corriente que pasa por el relevador es nula. Cuando ocurre una falla de tierra, sencilla o doble, fluye por el relevador la corriente de secuencia cero.



**Figura 2.3.-** Red de secuencia cero.

Para condiciones desbalanceadas o fallas asimétricas, se emplean las redes de secuencia de fase negativa. En la figura 2.4 se ilustra una red simple de secuencia negativa. Los valores de  $r$  y  $C$  son tales que dan un defasamiento de  $60^\circ$ . En los diagramas fasoriales puede verse que, para las corrientes de secuencia positiva, el voltaje de salida  $V_a + V_b$  aplicado al relevador es cero, mientras que, para las corrientes de secuencia negativa, el voltaje de salida  $V_a + V_b$  es de magnitud considerable para operar al relevador.

Sin embargo en la práctica la protección que responde a las componentes de secuencia de fase positiva no se usa por si sola, ya que cuando hay fallas asimétricas, tal protección tiene menos sensibilidad debido a que la componente de secuencia positiva es solo una parte de la corriente de falla.



**Figura 2.4.-** Red de secuencia con fase negativa: a) corrientes de secuencia positiva ;b) corrientes de secuencia negativa.

## 2.2 Fallas y regímenes anormales en líneas de transmisión en sistemas eléctricos de potencia

Un SEP debe asegurar el suministro ininterrumpido de energía a toda carga conectada al mismo. Hay situaciones de suministro de energía donde las líneas de distribución son de una gran longitud, como es el caso para poblaciones distantes. Las líneas de transmisión de alta tensión pueden extenderse hasta por varios cientos de kilómetros especialmente aquellas conectadas a grandes cargas. Debido al hecho de que por lo general todas estas

líneas son aéreas y están expuestas a la intemperie, la probabilidad de que se interrumpan por causas naturales, tales como tormentas, caídas de objetos externos (árboles), daño a los aisladores, etc., es muy grande. Estas causas pueden ocasionar daños mecánicos que llevan finalmente a fallas eléctricas. Una de las principales causas de interrupción del suministro continuo, es el cortocircuito, éste ocasiona un cambio súbito y a veces violento en la operación del sistema.

### 2.2.1 Naturaleza y causa de las fallas

Es inevitable que en una red tan grande como lo es un SEP constituido por generadores, interruptores, transformadores, circuitos de transmisión y de distribución, no ocurra alguna falla. La probabilidad de que se presente alguna falla o una condición anormal en las líneas de energía es mayor simplemente por que, como ya se mencionó su longitud y exposición a la atmósfera son mayores.

Algunas de las causas más comunes que producen fallas en las instalaciones eléctricas son las que se mencionan a continuación:

- Fallas en los aislamientos de las máquinas, aparatos y cables producidas por envejecimiento, calentamiento y corrosión.
- Fallas de aislamiento en el aire o en los materiales y aparatos debido principalmente a sobretensiones de origen atmosférico, por maniobras de interruptores o contaminación a tensiones a la frecuencia de operación del sistema.
- Efecto de la humedad en el terreno en el medio ambiente.
- Fallas mecánicas en las máquinas, fallas en las líneas de transmisión por efecto del viento, caída de árboles o ramas de árbol en los conductores, etc.
- Errores humanos en las maniobras como apertura de cuchillas con carga, falsas maniobras, etc.
- Sobrecarga en transformadores, generadores y líneas de transmisión.
- Accidentes provocados por animales como son pájaros en las líneas de transmisión, roedores en cables y tableros, etc.

Este tipo de fallas y algunas otras de la misma naturaleza se pueden agrupar como sigue:

- Sobrecargas.
- Cortocircuitos.
- Caída de tensión.
- Elevación de la tensión.

### 2.2.2 Tipos de fallas

Los tipos fundamentales de fallas que se presentan en SEP son: cortocircuitos, contactos monofásicos con tierra en redes con neutro aislado o aterrizamiento resonante y fases abiertas. Son posibles fallas complejas, aquellas formadas por combinaciones de los distintos tipos de fallas, así por ejemplo, pueden ocurrir cortocircuitos acompañados de fases abiertas debido a la rotura y caída a tierra de un conductor de una línea, o la apertura incompleta de un interruptor durante un cortocircuito que provocará la no extinción de la falla. En ocasiones durante el proceso de una falla se originan transiciones de un tipo a otro. Los cortocircuitos son las fallas más violentas y peligrosas.

La distribución cuantitativa aproximada de los distintos tipos de cortocircuitos es:

- Monofásicos a tierra 64%.
- Bifásicos 10%.
- Bifásicos a tierra y doble a tierra 20%.
- Trifásicos 5%.

### 2.2.3 Consecuencias de las fallas

El fuego es la consecuencia más grave de una falla, ya que puede no solo dañar la parte en que se originó, sino extenderse a diversos equipos y ocasionar su destrucción total. El tipo de falla más común, y también el más peligroso, es el cortocircuito, el cual puede ocasionar cualquiera de las siguientes fallas:

- 1) Reducción, en gran medida, del voltaje de la línea en una parte importante del sistema, conduciendo a la interrupción del suministro eléctrico a los usuarios.
- 2) Daño a los elementos eléctricos del sistema.
- 3) Daño a otros aparatos del sistema, debido a sobrecalentamiento y a esfuerzos mecánicos anormales.

- 4) Perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico, que pueden ocasionar inclusive un paro completo en el funcionamiento del mismo.

#### **2.2.4 Regímenes de operación**

Los regímenes anormales de operación son las alteraciones de los parámetros del sistema que ocurren en ausencia de fallas. Los tipos que deben considerarse a los efectos de la protección son: sobrecorrientes, oscilaciones de potencia, pérdidas de sincronismo, valores transitorios elevados de la corriente de magnetización de transformadores, corriente de autoarranque o de restablecimiento eléctrico después de una interrupción, etc.

Las sobrecorrientes someten a los equipos a un régimen de calentamiento excesivo que puede dañarlos. Pueden deberse a sobrecargas, en cuyo caso no se recomienda provocar la desconexión automática del elemento, sino tomar medidas para reducir la carga paulatinamente, o a cortocircuitos externos al elemento protegido, en que ha fallado la protección primaria que debería operar; en este último normalmente es necesaria la desconexión automática del elemento sometido a la sobrecorriente.

Las oscilaciones de potencia entre los generadores de un SEP se originan, por lo general como consecuencia de la desconexión tardía de un cortocircuito, o por la desconexión de una línea de enlace o una planta generadora por sobrecarga u otros eventos. En los casos más graves puede llegarse a la pérdida de sincronismo entre los generadores. Estos regímenes también se presentan cuando se utilizan en el sistema dispositivos de recierre automático asíncrono de interruptores.

### **2.3 Protección de las líneas de transmisión de un sistema eléctrico de potencia**

La protección es una parte fundamental del sistema de automatización contra averías del SEP y su importancia radica en que sin ella no es posible la operación ininterrumpida de los SEP. La protección de los mismos se logra mediante varios aspectos a tomar en cuenta como es la discriminación y el cumplimiento de varias propiedades como es la confiabilidad y la estabilidad.

Para lograr tal fin se aplican diferentes tipos de relevadores dependiendo de la ubicación y de la situación del esquema a proteger.

### 2.3.1 Función de la protección

El correcto funcionamiento de un esquema de protección contra las fallas consideradas en el esquema, consiste en la operación de la protección para fallas internas y en la no operación para fallas externas, o para regímenes normales y anormales de la operación del sistema eléctrico.

La función principal de la protección es provocar la desconexión automática del elemento del sistema que ha experimentado una falla o régimen anormal de operación, con el objetivo primordial de reducir los daños de ese elemento y evitar que afecte la operación normal del resto del sistema, minimizando así el número de usuarios afectados y el tiempo de interrupción del servicio.

Una segunda función de la protección es dar información sobre el tipo y localización de la falla o régimen anormal que ha ocurrido, con el objetivo de facilitar al personal de servicio su rápida localización y eliminación.

### 2.3.2 Propiedades de la protección

El cumplimiento de las funciones del esquema de protección en el proceso de explotación puede afectarse debido a errores en sus componentes, o a rotura de sus elementos, esto caracteriza los fallos de funcionamiento, que pueden subdividirse en fallos de operación (cuando se requiere operación de la protección y no se origina) y operaciones incorrectas (para fallas que no están dentro del área de influencia de la protección o que no requieren operación), originando así sobrealcances de la protección.

Para lograr un funcionamiento adecuado de la protección, esta debe tener determinadas propiedades que están muy relacionadas entre sí.

- La primera, es proteger totalmente el elemento contra todos los tipos falla limpia, esto es, para fallas entre fases o de fase a neutro sin algún elemento intermedio como ramas o animales; la velocidad de operación es una propiedad fundamental de la protección para cortocircuitos internos. La selectividad de la protección incluye también su capacidad de no operar para fallas externas o cuando no hay fallas.
- Una segunda es su estabilidad de funcionamiento. En ella se incluye la estabilidad de operación para fallas internas y la estabilidad de no operación para fallas externas o ausencia de fallas. La estabilidad de operación para cortocircuitos

internos está caracterizada por la sensibilidad de la protección, que resulta difícil de lograr en las condiciones de los SEP actuales. También en este caso hay que considerar la estabilidad de la velocidad de operación para fallas internas, sobre todo para las protecciones sin retardo de tiempo.

- Una tercera es su fiabilidad, que es la propiedad de cumplir su función en determinadas condiciones de explotación, y que puede subdividirse en fiabilidad del equipamiento y de explotación.

Se requiere además, que la protección sea de acción rápida, por las siguientes razones:

- a) No debe rebasarse el tiempo crítico de eliminación.
- b) Los aparatos eléctricos pueden dañarse si se le hace pasar corrientes mayores a la nominal durante tiempo prolongado.
- c) Una falla persistente provoca la caída del voltaje y ocasiona el arrastre(o lento avance) y la consiguiente sobrecarga en las transmisiones industriales.

Las condiciones anteriores sobre las propiedades de la protección contra cortocircuitos son en general también aplicables a las protecciones contra regímenes anormales de operación, y a aquellas protecciones contra determinadas fallas, para las cuales se permite la operación del sistema durante cierto tiempo con la falla presente, como es el caso de la protección de respaldo.

### 2.3.3 Métodos de discriminación

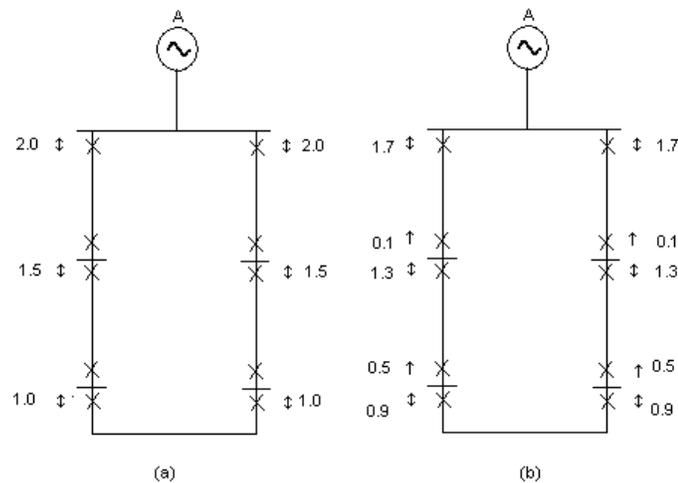
Los métodos de discriminación de falla son los que hacen que funcione únicamente el dispositivo de interrupción apropiado. Estos métodos son básicamente de dos tipos:

- a) Los que discriminan para la localización de la falla y
- b) Los que discriminan con respecto al tipo de falla.

#### Métodos de discriminación para la localización de la falla

Básicamente se busca aislar en el menor tiempo posible la sección del sistema en que se localiza la falla. Los métodos comprendidos en esta categoría son aquellos en los que el comportamiento de la protección depende de su ubicación dentro del sistema con respecto al punto de falla.

- a) Discriminación por tiempo. Se suman las características de atraso a los relevadores de control de un cierto número de interruptores, logrando el disparo del interruptor que se encuentre más cerca de la falla, antes de que lo hagan otros de manera innecesaria.
- b) Discriminación por magnitud de la corriente. Ésta depende de las magnitudes de la corriente tomando en cuenta que ésta varía con la ubicación de la misma.
- c) Discriminación por tiempo y dirección. En el caso de un anillo principal que forma un círculo cerrado, la sección en que se localiza la falla no puede aislarse con ayuda del tiempo solamente, entonces se introduce una característica direccional. De esta manera se aísla en forma discriminatoria la falla sin pérdidas de suministro. Véase la figura 2.5



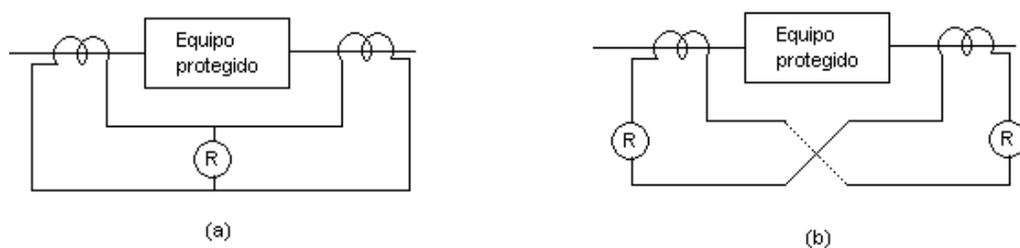
**Figura 2.5.-** Alimentador principal tipo anillo: a) con relevadores no direccionales; b) con relevadores direccionales y no direccionales.

- d) Discriminación por medición de la distancia. La medición de la distancia se realiza por medio de los relevadores de distancia.
- e) El tiempo como complemento de la discriminación por magnitud de corriente o por distancia. La combinación del tiempo con la discriminación por magnitud de corriente y con la distancia, da una dimensión práctica a la protección.
- f) Discriminación por equilibrio de corrientes. Esta forma de discriminación se basa en uno de los principios siguientes: a) principio de la corriente circulante; b) principio

del voltaje opuesto o del voltaje desequilibrado. Estos requieren de una forma de discriminación cuyo alcance esté a un elemento del sistema y que logre el aislamiento de este elemento únicamente en el caso de que ocurra la falla en el elemento mismo, sin responder a ninguna otra falla externa a dicho elemento, ni aun cuando la corriente de falla pase a través de él. A dicha protección se le conoce como protección unitaria o de unidades

El principio de la corriente circulante compara las corrientes que pasan en los dos extremos de la sección protegida y se ilustra en la figura 2.6a. La diferencia entre las magnitudes de las dos corrientes es la corriente que pasa por el relevador. Para una falla externa no se altera el equilibrio de las corrientes y, por lo tanto, no se aísla la sección o equipo, mientras que para una falla que ocurra dentro del equipo o dentro de la sección protegida, se altera el equilibrio de las corrientes y el relevador dispara los interruptores de los dos extremos y aísla completamente la sección.

En la figura 2.6b se ilustra el principio de la protección por voltaje equilibrado. En este caso, la polaridad relativa de los transformadores de corriente situados en los dos extremos es tal, que no hay corriente piloto para las condiciones de carga o para una falla externa. Los voltajes secundarios de los transformadores de corriente se desequilibran y se origina una corriente que pasa por los relevadores, entonces, estos disparan los interruptores situados en los dos extremos.



**Figura 2.6.-** Esquema de protección unitaria: a) protección con corriente circulante; b) protección con voltajes balanceados.

- g) Discriminación por comparación de la dirección de la potencia. En este caso se hace comparación de la dirección de la potencia de la falla en los dos extremos de la sección protegida, por medio de relevadores direccionales. En condiciones de falla externa. La dirección de la potencia de falla es hacia afuera en uno de los extremos

de la sección protegida. En condiciones de falla interna, la potencia de falla se suministra solamente a la sección, ya sea por uno o por ambos extremos, dependiendo de que la fuente de alimentación de potencia se encuentre en los dos o en uno solo de los lados de la sección protegida

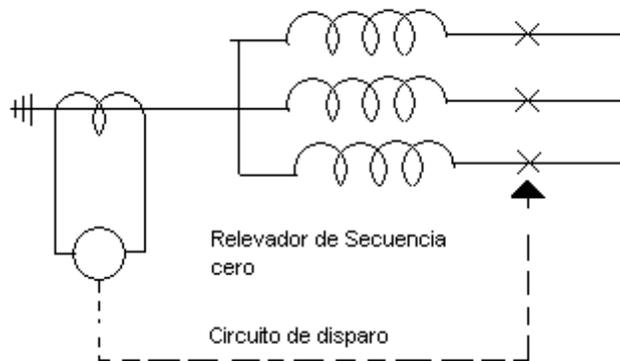
Considerando un solo extremo de la línea, y suponiendo que por éste pasa la potencia hacia la línea, en este momento se creará una de las tres condiciones siguientes:

1. La potencia pasa y sale por el otro extremo, lo cual significa que existen ya sea condiciones de carga o condiciones de falla externa; por lo tanto debe evitarse el disparo.
  2. También hay flujo de potencia en el otro extremo, lo cual significa que existe una condición de falla interna y que ambos interruptores deben dispararse.
  3. No hay flujo de potencia ni hacia adentro ni hacia fuera en el otro extremo, lo cual significa que no existe fuente alguna en el otro extremo y, en consecuencia, si el flujo de potencia es de suficiente magnitud, se debe a alguna falla en la sección y el interruptor local se disparará de dicho lado.
- h) Discriminación por comparación de fase, esta es otra forma de protección de líneas portadoras de energía. En este caso se compara el ángulo de fase de la corriente en los dos extremos de la sección protegida y dicha comparación indica si la falla es interna o externa. La información relativa al ángulo de fase de la corriente primaria se transmite al otro extremo sobre la línea portadora.

### **Métodos de discriminación para el tipo de falla**

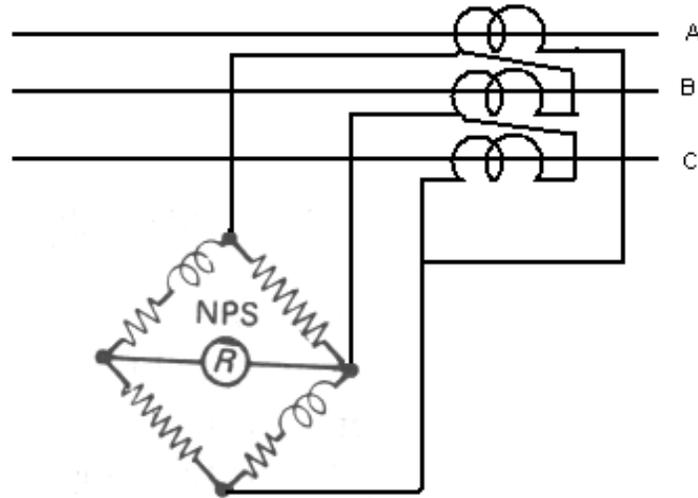
Existen casos en los que las corrientes de falla pueden no ser muy altas o diferir muy poco en magnitud de las corrientes de carga, debido a ello, la detección de la magnitud de la corriente no señala tal falla. Sin embargo, la corriente de falla tiene cierta peculiaridad que la distingue de las corrientes normales de carga. Por ejemplo, en un sistema trifásico, las corrientes y los voltajes pueden descomponerse en sus secuencias de fase, que darían en última instancia cierta idea con respecto a la naturaleza de las corrientes o voltajes presentes.

- a) Redes de secuencia cero. Estas redes se emplean comúnmente para la detección de fallas de tierra. Instalando un relevador en un lugar en el que se energice solo con las corrientes de secuencia cero, se obtiene indicación de una falla de tierra, como se ilustra en la figura 2.7 este relevador no detectará las corrientes de carga o los cortocircuitos de fase a fase. Por lo tanto, el ajuste del relevador no tendrá apoyo alguno en los valores de la corriente de carga, lo cual es a menudo esencial para la discriminación y aún para la protección adecuada cuando son limitadas las corrientes a tierra.



**Figura 2.7.-** Relevador de secuencia cero.

- b) Redes de secuencia de fase negativa. La presencia de una corriente de secuencia negativa representa un caso de condición desbalanceada, tal como las fallas de fase a fase diferentes de las fallas trifásicas simétricas, las de conductores rotos, etc., en la figura 2.8 se ilustra una red típica de secuencia negativa

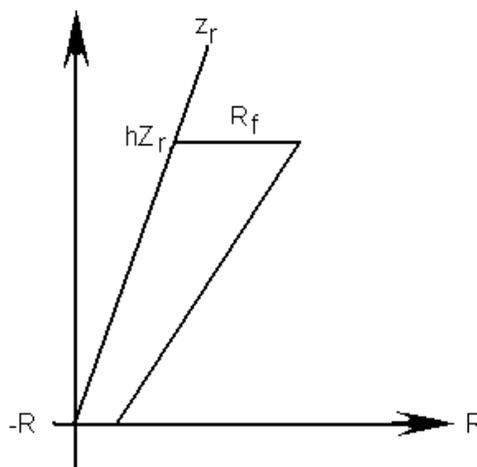


**Figura 2.8.-** relevador de secuencia negativa.

**Resistencia de falla**

Un elemento que debe considerarse al analizar la operación de las protecciones así como al calcular sus parámetros de ajuste, es la resistencia de falla. En los cortocircuitos entre fases la resistencia de falla está prácticamente determinada por lo general por el arco eléctrico. Esta resistencia es de carácter no lineal y varía con el tiempo; la corriente en ella es aproximadamente sinusoidal, pero la onda del voltaje del arco sufre deformación.

El efecto de la resistencia de falla durante un evento o falla provoca un cambio en la impedancia vista por el relevador, y con ello, en el cálculo de la distancia de la falla moviendo el punto de impedancia localizado en el plano complejo Z, hacia la derecha del mismo, esto se visualiza en la figura 2.9.



**Figura 2.9.-** Efecto de la resistencia de falla en la impedancia vista por el relevador.

Las investigaciones de carácter experimental han demostrado que para corrientes de cortocircuitos del orden de los cientos de amperes como mínimo, el gradiente de voltaje en el arco prácticamente no depende de la corriente. Por tanto para el cálculo del valor de la resistencia de arco  $R_a$  en ohms puede utilizarse la fórmula empírica [Russell, 1990].

$$R_a = 1050 \frac{l_a}{I_a} \quad (2.2)$$

Donde:

$I_a$ : Valor eficaz de la corriente en el arco (A).

$l_a$ : Longitud (m).

### 2.3.4 Clasificación de las protecciones

De acuerdo con el método aplicado para lograr la selectividad para fallas externas a la zona protegida, las protecciones pueden dividirse en dos tipos:

- Las que poseen selectividad absoluta. En este tipo de protecciones pueden compararse los valores instantáneos de las corrientes (protección diferencial de corriente), o solamente sus fases, y también los signos de las potencias (protección direccional).
- Las que poseen selectividad relativa. Las protecciones con selectividad relativa, pueden operar tanto para cortocircuitos dentro de la zona protegida (protección primaria), como en los elementos adyacentes (protección de respaldo). A este grupo pertenecen las protecciones de corriente, las direccionales de corriente, y las de distancia.

— Protección de sobrecorriente. Las protecciones de sobrecorriente son aquellas con selectividad relativa que responden a la corriente del elemento protegido y que operan cuando esa corriente es mayor a cierto valor preestablecido. La protección de sobre corriente es la más económica pero a la vez la más complicada en su aplicación, incluidos un número mayor de ajustes ante modificaciones del sistema. La protección de sobrecorriente se utiliza en los circuitos radiales de distribución de industrias (de bajo y medio

voltaje), también en los SEP y en las redes de 34.5 kV. La selectividad de las protecciones de sobrecorriente puede lograrse por dos métodos: por tiempo y por corriente.

- Protección de distancia. La protección de distancia es aquella con selectividad relativa que tiene direccionalidad. Las protecciones de distancia se utilizan como regla general en líneas de transmisión de 110 kV y voltajes superiores, realizando la función de protección contra cortocircuitos entre fases y en ocasiones contra cortocircuitos a tierra.

### 2.3.5 Clasificación de los relevadores

Son varios los tipos de relevadores que se emplean en la protección de los SEP's. Normalmente, la cantidad que entra en acción es una señal eléctrica, aunque a veces se utiliza la presión o la temperatura. Los relevadores de protección del tipo eléctrico pueden clasificarse de diversas maneras.

- 1) Según la función que desempeñan en el esquema de protección. En este punto, los relevadores pueden dividirse en: principales, auxiliares y de señal.
  - Los relevadores principales son los elementos protectores que responden a cualquier cambio en la cantidad actuante, ya sea corriente, voltaje, potencia, etc.
  - Los relevadores auxiliares son aquellos que efectúan alguna función auxiliar, tal como la introducción de un atraso de tiempo, el aumento del número de contactos, el aumento de las acciones de contacto o interrupción de los contactos de otro relevador, etc.
  - Los relevadores de señal 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 naturaleza de la cantidad actuante a la cual responde el relevador (corriente, voltaje, potencia, reactancia, impedancia, frecuencia) y a la dirección del cambio al que responde. En este caso, los relevadores se diferencian como sobre-relevadores y sub-relevadores.

Los relevadores que responden a la cantidad actual cuando esta rebasa un valor predeterminado, son los sobre-relevadores y si operan cuando el valor de la cantidad actuante desciende abajo de un valor predeterminado, se conocen como sub-relevador. Por lo tanto, un relevador de sobrecorriente es aquel que opera cuando el valor de la corriente rebasa a un valor predeterminado y un sub-relevador de voltaje es aquel que opera cuando el voltaje desciende abajo de un cierto nivel en particular.

- 3) De acuerdo a la conexión del elemento sensor. Habiendo dos tipos en este punto, los relevadores primarios, y los relevadores secundarios.

Los relevadores primarios son aquellos cuyos elementos sensores están conectados directamente en el circuito o elemento al que protegen, y los relevadores secundarios son aquellos cuyos elementos sensores están conectados a través de un transformador de corriente o de voltaje. Normalmente, los relevadores secundarios se emplean en la protección de los sistemas de potencia debido a los altos valores de voltajes y de corrientes de línea.

- 4) Atendiendo al método por medio del cual los relevadores actúan sobre el interruptor. En esta clasificación se derivan dos tipos de relevadores: relevadores de acción directa, que son aquellos cuyo elemento de control actúa mecánicamente para operar un interruptor, y en relevadores de acción indirecta, que son aquellos cuyo control hace la interrupción en la fuente auxiliar de energía, que opera el interruptor.

### 2.3.6 Relevadores de distancia

Los relevadores de distancia son elementos de medición de dos señales de entrada (o más) que responden a la impedancia vista por el relevador ( $Z_r$ ). En términos de las señales de entrada de los relevadores, responden al cociente de voltaje del relevador ( $V_r$ ) y corriente del relevador ( $I_r$ ) a ellos aplicados.

$$Z_r = \frac{V_r}{I_r} \quad (2.3)$$

donde

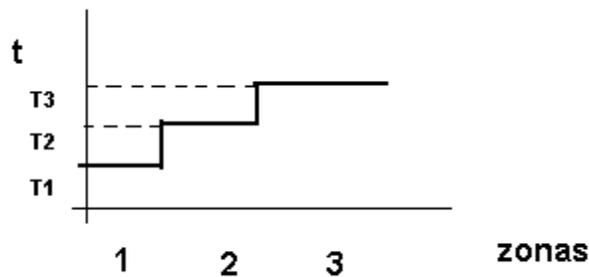
$Z_r$  = Impedancia vista por el relevador

$V_r$  = Voltaje visto por el relevador

$I_r$  = Corriente vista por el relevador

Al ocurrir el cortocircuito la corriente aumenta y el voltaje disminuye por lo que  $Z_r$  tiende a disminuir; debido a esto los relevadores de distancia son por lo general, elementos de mínima, es decir, operan cuando  $Z_r$  disminuye.

Por lo general es posible lograr que la impedancia  $Z_r$  sea proporcional a la longitud de la sección de línea comprendida desde el punto de ubicación del relevador hasta el punto de ubicación del cortocircuito. De esto se deriva el nombre de este tipo de relevador. Las protecciones de distancia son protecciones con selectividad relativa. Pueden tener distintas características de tiempo de operación en función de la distancia hasta el punto de cortocircuito. La más utilizada es la de tiempo escalonado con tres zonas (figura 2.10) [Altuve, 2002].



**Figura 2.10.-** Característica escalonada de tiempo de la protección de distancia.

La primera zona de protección de distancia es de operación instantánea y tiene por finalidad brindar protección primaria a la línea propia, hasta un 80% de la longitud de la misma, y su tiempo de operación depende fundamentalmente del correspondiente al relevador de distancia y es del orden de 0.02 a 0.05 s.

La segunda zona de protección tiene como objetivo principal proteger de forma primaria el resto de la línea. Debe tener un retardo de tiempo para que coordine con la primera zona de protección del relevador de la línea adyacente y demás de protecciones instantáneas existentes en la subestación.

La tercera zona tiene como objetivo respaldar a las protecciones primarias (primeras y segundas zonas) de las líneas que salen de la subestación.

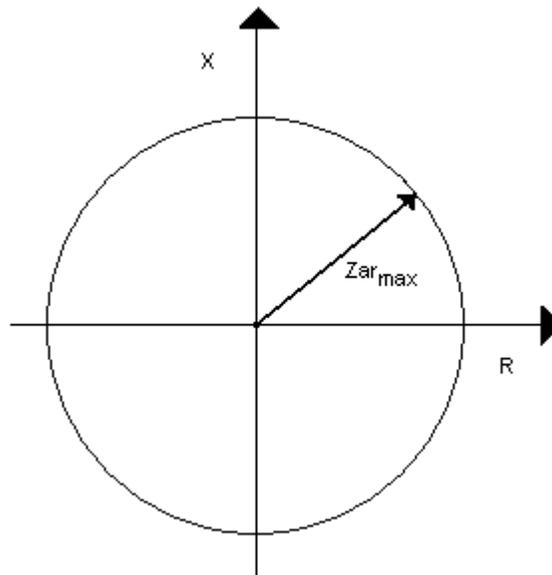
El atraso entre las distintas zonas se escoge de acuerdo con el principio de escalonamiento (el valor usual de este atraso es de 0.5 s por paso). Obviamente, esta es una protección de alta velocidad.

Las características básicas con que cuentan los relevadores de distancia son:

- Medición de la impedancia o de la reactancia de la línea.
- Dirección.
- Control de tiempo.

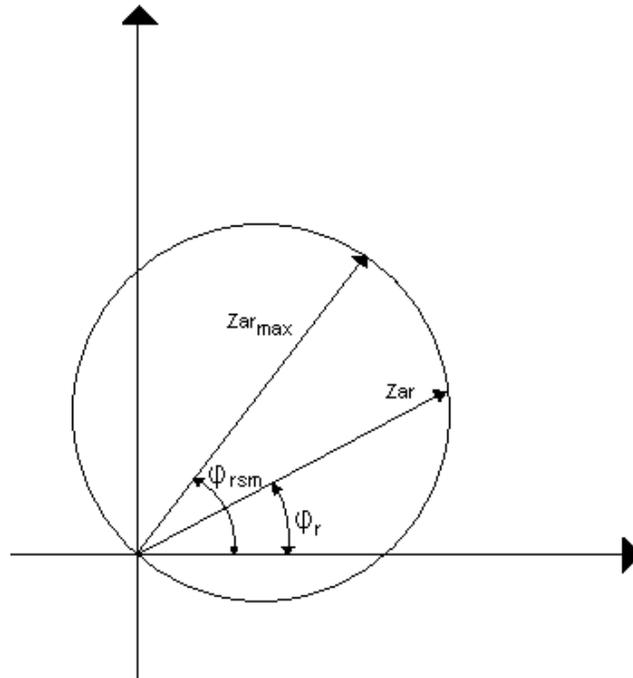
Atendiendo a la forma de su característica en el plano complejo  $Z$ , la clasificación de los relevadores de distancia son: tipo mho, tipo impedancia, de característica elíptica, y de característica cuadrilateral.

— Relevador tipo impedancia. Su característica es una circunferencia con centro en el origen de coordenadas (figura 2.11). Carece de direccionalidad debido a que su impedancia de arranque ( $Z_{ar}$ ) es independiente del ángulo entre  $V_r$  e  $I_r$  ( $j_r$ ). Además,  $Z_r$  es el único parámetro de ajuste.



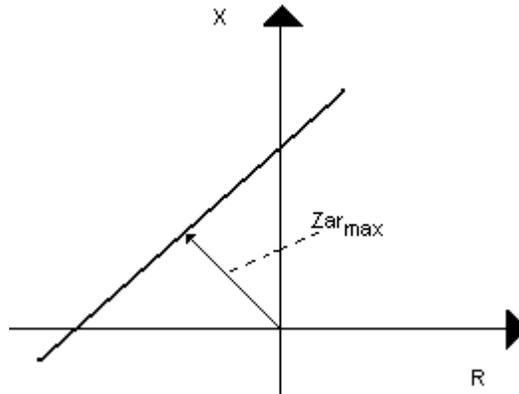
**Figura 2.11.-** Característica de protección tipo impedancia.

- Relevador tipo mho o admitancia. Su característica es una circunferencia que cruza por el origen de coordenadas (figura 2.12). No responde a cortocircuitos situados detrás del relevador, por lo que es un órgano con direccionalidad. Los parámetros de ajuste del relevador son el diámetro de la circunferencia  $Z_{ar,max}$  y el ángulo máximo de sensibilidad ( $\psi_{sm}$ ).



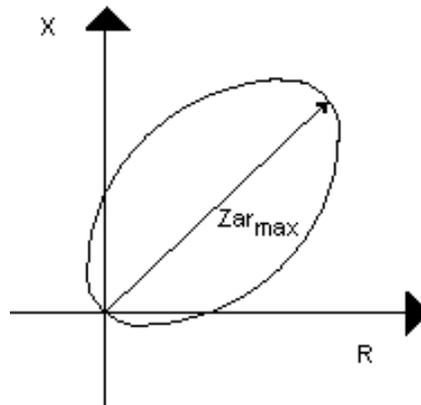
**Figura 2.12.-** Característica de protección tipo mho o admitancia.

- Relevador tipo impedancia-ángulo. Su característica es una línea recta que no cruza por el origen de coordenadas (figura 2.13). Este órgano se utiliza como complemento de otros tipos de relevadores. El parámetro de ajuste del relevador es la reactancia de arranque  $X_{ar}$ . Debido a que solo responde a la componente reactiva de la impedancia, es poco afectado por la resistencia de falla. No tiene direccionalidad.



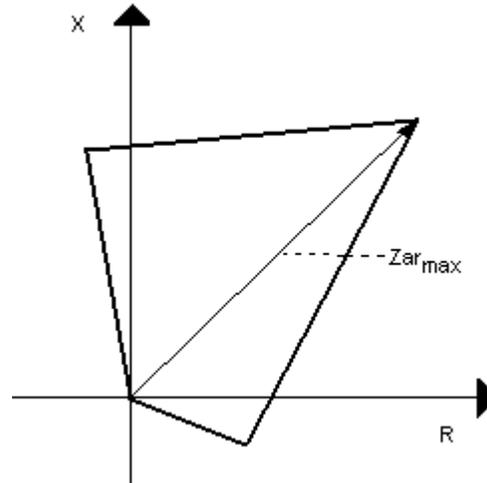
**Figura 2.13.-** Característica de protección tipo impedancia-ángulo.

- Relevador con característica elíptica. La característica de este relevador es de forma elíptica y puede o no cruzar el origen de coordenadas (figura 2.14). Es poco afectado por los regimenes severos de carga y las oscilaciones de potencia.



**Figura 2.14.-** Característica de protección elíptica.

- Relevador con característica cuadrilateral. Este tipo de protección requiere ajustes para cada lado de forma independiente, además de poder desplazar la característica definida con los ajustes, especialmente en la tercera zona. Esta característica se muestra en la figura 2.15.



**Figura 2.15.-** Característica de protección cuadrilateral.

A su vez, es posible mezclar las características para obtener una cobertura más amplia de las zonas a proteger por el relevador

## 2.4 Conclusiones

La protección en los sistemas eléctricos de potencia, sin duda, es un elemento indispensable para la existencia de éstos; por ello se incluye este capítulo a manera de referencia dado que el programa motivo de esta tesis es enfocado a ese punto. Se manejan las zonas de traslape que se han de controlar con las características de protección de los relevadores, éstas, son los elementos mho y cuadrilaterales como claro ejemplo. Sin embargo la tarea de proteger no es exclusiva de los relevadores, éstos necesitan elementos que hacen llegar la información necesaria como voltajes y corrientes (TP y TC) y elementos que efectúan las ordenes del relevador ante una contingencia (interruptor). Puntos muy importantes a tomar en cuenta en una protección son los tipos de fallas y su naturaleza y con ello definir los elementos a utilizar.

Estos elementos se tocan en un grado ligero en mayor o menor porción durante el desarrollo de todo el presente capítulo, cuyo objetivo como se mencionó es proveer una referencia sobre las protecciones.

## Capítulo 3

# El relevador SEL-321

### 3.1 Introducción

Un relevador contiene elementos de protección, entradas, salidas, elementos programables, registro de eventos y otras funciones.

En este capítulo se describen los rasgos principales del relevador SEL-321 que influye directamente en el funcionamiento del programa y la presentación de éste. Se describen los reportes que proporciona el relevador; reportes que básicamente son la materia prima del programa; éste, contiene las muestras de voltaje y corriente por cada fase así como los estados de las diferentes entradas y salidas digitales. También se describen los diferentes formatos disponibles y la manera de obtenerlos; se describe la manera en que se pueden manejar los datos del reporte de acuerdo al manual del fabricante (la manera de obtener los valores rms) manipulando las muestras de voltaje o corriente proporcionadas en los registros de eventos.

La descripción de los elementos que son esenciales para el funcionamiento del programa y todos aquellos que influyen y afectan su desarrollo y presentación visual es parte importante para la comprensión del mismo.

Comprender la estructura del registro reportado por el relevador es indispensable para la aplicación y programación del software siendo necesario definir la ubicación de cada elemento registrado (cada voltaje, corriente, salida digital, etc.) para lograr este objetivo, además de la descripción de cada elemento del registro que lógicamente resulta indispensable.

### 3.2 El relevador SEL-321

El relevador SEL-321 protege, controla y monitorea EHV (extra alto voltaje), HV (alto voltaje), y líneas de subtransmisión; éste, contiene elementos de protección y lógica de control para proteger cualquier falla en la línea protegida. Es un paquete de protección completo para esquemas piloto y no piloto, algunas características sobresalientes del relevador son:

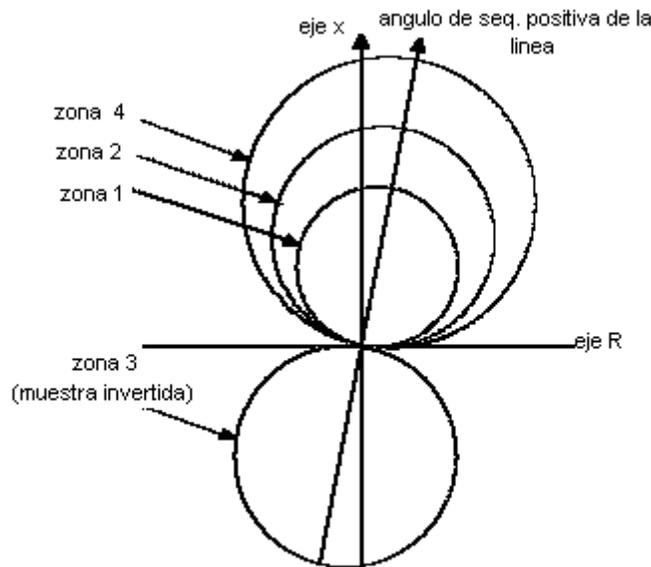
- Cuatro zonas de protección de fase y tierra
- Cronómetro accesible por el usuario para los retardos en las zonas 2,3 y 4 de los elementos de fase y tierra para su coordinación con relevadores en cascada.
- Cualquier zona puede configurarse hacia adelante o invertida.
- La distancia de tierra puede ser seleccionada para la característica mho, cuadrilateral o ambas.
- La característica cuadrilateral en elementos de distancia de tierra incrementa la sensibilidad para alta resistencia de falla, compensa para flujo de carga sobrealcance y un corto alcance.
- La polarización de memoria de secuencia positiva proporciona amplia cobertura resistiva para fallas de fase y tierra.
- Reporte de eventos.

### 3.3 Rasgos del relevador

#### 3.3.1 Característica de distancia mho y cuadrilateral

##### *Característica de distancia mho*

El relevador SEL-321 incluye características mho para protección de distancia de fase y tierra, pudiendo configurar cada zona mho en sentido normal o invertido. La figura 3.1 ilustra las características de impedancia de elementos de distancia de fase y tierra.

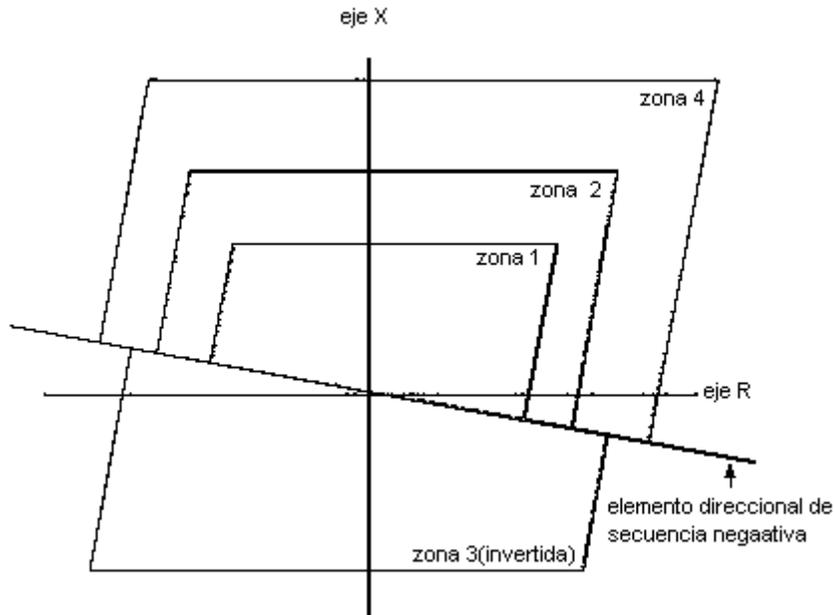


**Figura 3.1.-** Características de distancia mho de fase y tierra

Todos los elementos mho usan polarización de memoria de secuencia positiva, eso proporciona seguridad en la operación para cierre en fallas en proporción a la impedancia de la fuente.

**Característica de distancia cuadrilateral**

El relevador también maneja la característica cuadrilateral de tierra (figura 3.2).



**Figura 3.2.-** Característica de distancia de tierra cuadrilateral

Ambos elementos cuadrilateral de distancia y mho de tierra, pueden ser utilizados simultáneamente. La línea superior de la característica cuadrilateral compensa el flujo de carga a un sub-alcance y sobre-alcance.

**Parámetros de ajuste de las características mho y cuadrilateral**

En la tabla 3.1 se muestran los parámetros de ajuste para las características de protección mho y cuadrilateral. En la columna izquierda se muestra el nombre del ajuste, y en la fila superior las diferentes zonas de protección. Cada celda restante muestra el nombre designado al ajuste correspondiente en el relevador y de la zona señalada por la columna respectiva.

### 3.3.2 Invasión de carga

La invasión de carga conocida también como *load encroachment*, es un rasgo de operación preventivo de los elementos de distancia de fase para condiciones de baja-carga y sobre-carga. Este es el único rasgo predefinido de carga que puede entrar al área de la característica de distancia de fase sin ocasionar un disparo de acuerdo a los parámetros de ajuste de impedancias y ángulos descritos en la tabla 3.2. que se encuentra estructurada de la misma manera que la tabla 3.1

**Tabla 3.1.-** Parámetros de ajuste de las características mho y cuadrilateral

Ajuste	Zona1	Zona2	Zona3	Zona4
Alcance mho	X1MG	X2MG	X3MG	X4MG
Reactancia cuadrilateral.	XG1	XG2	XG3	XG4
Resistencia cuadrilateral	RG1	RG2	RG3	RG4
Supervisión sobrecorriente de Fase	50L1	50L2	50L3	50L4
Supervisión de sobrecorriente Residual	50G1	50G2	50G3	50G4
Magnitud de k0	K0M	K01M	K01M	K01M
Angulo de k0	K0A	K01A	K01A	K01A

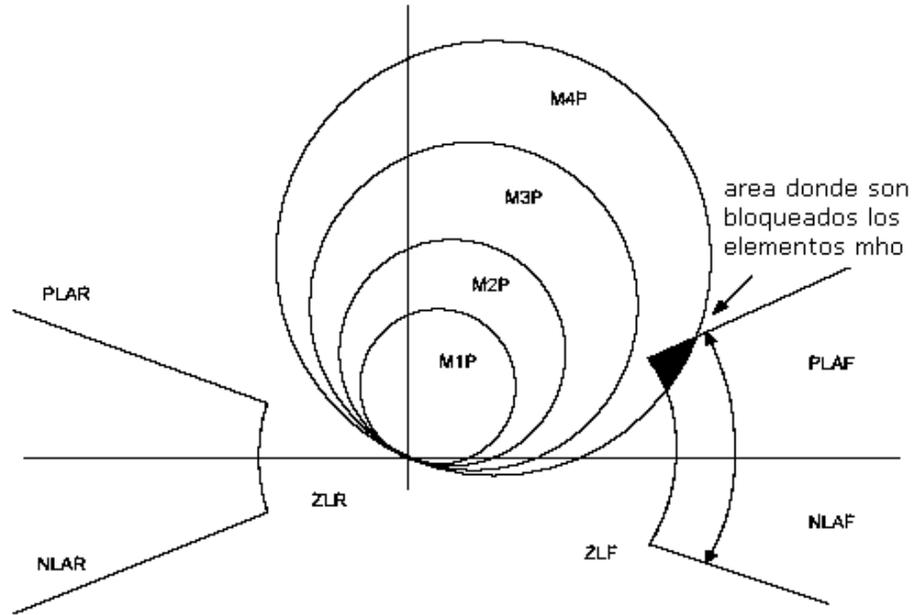
**Tabla 3.2.-** Parámetros de la característica invasión de carga

Ajuste	Carga fuera de la región	Carga dentro de la región
Impedancia de carga mínima	ZLF	ZLR
Angulo de carga limite	PLAF(-90 A +90) NLAF(-90 A +90)	PLAR(90 A +270) NLAR(90 A +270)

La figura 3.3 muestra la característica de invasión de carga.

### 3.3.3 Elementos de distancia de tierra

El elemento de distancia de tierra incluye dos factores de compensación de secuencia cero (K01 Y K0). Este, permite compensación para fallas remotas cuando existen fuentes intermedias o corrientes de secuencia cero, tal como líneas con bancos de transformadores con una configuración estrella aterrizada.



**Figura 3.3.-** Característica de invasión de carga.

El elemento de distancia de tierra de la zona 1 tiene dedicado el factor de compensación de secuencia cero  $k_0$ , y las zonas restantes de protección de distancia de tierra usan por separado el factor de compensación  $k_0$ .

El factor de compensación de secuencia cero es definido usando la ecuación 3.1 [Roberts, 1993]:

$$k_0 = \frac{(Z_0 - Z_1)}{3 * Z_1} \tag{3.1}$$

Donde:

$Z_0$  = Impedancia de secuencia cero

$Z_1$  = Impedancia de secuencia positiva

### 3.3.4 Contactos de entrada y salida

Las series de relevador SEL-321 proveen ocho contactos de entrada y dieciséis contactos de salida en la tarjeta de entrada/salida versión uno. La tarjeta versión dos dispone de 16 contactos de entrada y 32 contactos de salida. Los contactos de entrada se pueden asignar para funciones de control, lógica supervisoria, e indicaciones generales.

Excepto para salidas dedicadas a alarmas, cada contacto de salida es independiente y programable usando las ecuaciones de control SELogic.

### 3.3.5 Reporte de evento

Cuando se presentan fallas u otros eventos en el sistema, el relevador toma lecturas analógicas de corrientes y voltajes así como lecturas del estado de las entradas y el rendimiento de todos los elementos involucrados. El resultado es un registro guardado de cómo ocurrió la falla y cómo respondió el sistema eléctrico. El relevador genera un informe de once ciclos después de cada disturbio o evento detectado en el sistema. Estos datos se dividen en dos partes, cuatro ciclos de prefalla y siete ciclos de postfalla. Los datos en cada reporte incluyen voltajes, corrientes, estado o comportamiento de los elementos del relevador, y las entradas y salidas del relevador; el reporte también incluye cálculo de localización de falla, fecha y hora del reporte.

Esta información simplifica el análisis postfalla y mejora el entendimiento y la operación de los esquemas de protección simples y complejos.

Son disponibles dos formatos de informes de evento; el primero, el informe de evento por defecto el cual permite una revisión rápida de una rutina de operación del relevador, este informe incluye los elementos importantes de voltaje, corriente, estado de los elementos de protección, y el estado de los contactos de entradas y salidas en incrementos de 1/4 de ciclo. El segundo, es el informe de formato largo disponible en registro hexadecimal ASCII, este segundo formato contiene todos los datos capturados por el relevador en incrementos de 1/16 de ciclo.

## 3.4 Informe de evento

### 3.4.1 Descripción

Las perturbaciones detectadas por el relevador generan informes de esos eventos, gracias a esto se pueden guardar reportes de fallas con propósitos específicos como la posibilidad de analizar eventos en prefalla, falla y postfalla con diversas longitudes de datos y muestras por ciclo dependiendo si son o no previamente filtrados digitalmente.

Se estructuran informes de evento en formato de texto ASCII en archivos que se leen verticalmente desplegando los datos en columnas donde cada fila horizontal representa un conjunto de valores particulares para cada instante de tiempo.

La selección del formato del reporte depende de la resolución de datos que se requiera, estos formatos son:

- Sumario (*Summary*). Revisión rápida de información de falla para personal operativo.
- Por defecto (*Default*). Resolución de  $\frac{1}{4}$  de ciclo por dato, para una revisión rápida de operación de rutina del relevador.
- Largo (*Long*). Resolución de  $\frac{1}{16}$  de ciclo por dato para una revisión detallada.
- Computarizado (*Computer*). Se utiliza con el programa *SEL-5601* para una revisión detallada junto con una grafica de oscilación.

#### *Localizador de fallas*

Con capacidad de proporcionar una estimación de la localización de falla, este relevador calcula esa distancia a partir de los datos generador por el reporte.

Si el relevador no se encuentra configurado para calcular y proporcionar esta información o bien si no fue posible identificarla por el algoritmo interno del relevador, éste reporta para estos casos “\$\$\$\$\$\$” como localización de la falla.

#### *Interpretación de un cuarto de ciclo de datos de voltaje y corriente*

El relevador emplea valores secundarios presentados en las terminales de entrada del mismo pero los voltajes y corrientes son reportados en cantidades primarias. El valor en cada columna del reporte de evento por defecto es calculado y escalado como sigue:

- Ir            Valor calculado de corriente residual, multiplicado por la relación de transformación del transformador de corriente de instrumento usado (CTR).
- Ia, Ib, Ic    Valor filtrado de las corrientes de fase y multiplicadas por la CTR del transformador corriente de instrumento usado.
- Va, Vb, Vc   Valor filtrado de los voltajes de fase multiplicados por la relación de transformación del transformador de voltaje de instrumento usado (PTR).

Usando para esta descripción el caso de cuatro muestras por ciclo, equivalente al tipo de reporte *default* o por defecto, las líneas sucesivas del reporte de evento ocurren cada 90°. Respecto al valor actual muestreado, el valor previo es tomado un cuarto de ciclo antes, apareciendo como principal el valor actual o presente.

Los valores del reporte en cada cuarto de ciclo pueden ser usados para representar fasores:

- a) El valor previo es la componente Y, el valor actual es la componente X.
- b) Para la construcción del diagrama fasorial de voltajes y corrientes, se selecciona un par de renglones adyacentes del área de interés del reporte de evento con muestras cada cuarto de ciclo (renglones con  $\frac{1}{4}$  de ciclo de separación, útil esta especificación para reportes con mayor número de muestras por ciclo).
- c) En coordenadas cartesianas dibujar el renglón inferior (nuevo dato) como componente X, y el renglón superior (dato antiguo) como componente Y. La magnitud del fador es igual a la raíz cuadrada de la suma de sus cuadrados.

### 3.4.2 Tipos de informes de evento

- **Informe de evento “summary” (resumen).** Este reporte es transmitido automáticamente al puerto del relevador designado, indiferentemente al nivel de acceso. Este reporte incluye:
  - Identificador de Terminal línea.
  - Fecha y hora.
  - Tipo de falla y localización de falla.
  - Frecuencia del sistema en el tiempo del disparo.
  - Elementos de salida del relevador afirmados.
  - Magnitud y ángulo del voltaje de polarización de secuencia positiva.
- **Informe de evento “default” (por defecto).** Este reporte presenta 11 ciclos de duración y cuatro lecturas por ciclo. Cada reporte contiene corrientes, voltajes, entradas y salidas.
- **Informe de evento “long” (largo).** Este informe de evento muestra 11 ciclos de duración (similar al informe tipo *default*) pero con una resolución de 16 lecturas por ciclo.

- **Informe de evento “computer” (computadora).** Este formato proporciona datos completos usando una representación en hexadecimal de los elementos involucrados en el evento. La duración de este informe es de 11 ciclos con 16 lecturas por ciclo. Todas las entradas y salidas así como los elementos del relevador son mostrados en este tipo de reporte.
- **Informe de evento “unfiltered” (sin filtrar).** Informe idéntico al reporte de evento tipo *computer*, sólo que los datos analógicos no son filtrados digitalmente. Se usa el informe de evento sin filtrar para análisis mediante computadora.
- **Informe de un evento tipo “mirrored bits” (presentación en bits).** Se genera un evento de este tipo cuando los indicadores reemplazan las salidas y las entradas digitales. Con excepción del despliegue de las primeras ocho entradas y salidas, el resto del informe es igual.

### 3.4.3 Descripción de la estructura del reporte de evento

#### *Columnas de datos de los elementos del relevador*

El estado de todos los elementos del relevador es indicado en las columnas tituladas como “elementos del relevador”. El estado activo de varios elementos del relevador es indicado por símbolos designados que corresponden con los nombres de los elementos del mismo. El contenido de las columnas para activar elementos activos del relevador se muestra en la tabla 3.3.

**Tabla 3.3.-** Columnas denominadas “Elementos del relevador”.

Columna	Valor	Descripción
ZAB	.	- Si el elemento de distancia fase-fase AB no esta definido.
	1	-Si es definido el elemento de distancia de fase-fase BC en zona 1.
	2	- Si es definido el elemento de distancia de fase-fase AB en zona 2.
	3	- Si es definido el elemento de distancia de fase-fase AB en zona 3
	4	- Si es definido el elemento de distancia de fase-fase AB en zona 4.
ZBC	.	- Si el elemento de distancia fase-fase BC no es fijado.
	1	- Si se define el elemento de distancia de fase-fase BC en zona 1.
	2	- Si se define el elemento de distancia de fase-fase BC en zona 2.
	3	- Si se define el elemento de distancia de fase-fase BC en zona 3.
	4	- Si se define el elemento de distancia de fase-fase BC en zona 4.

ZCA	. 1 2 3 4	- Si el elemento de distancia fase-fase CA no esta definido. - Si se define el elemento de distancia de fase-fase CA en zona 1. - Si se define el elemento de distancia de fase-fase CA en zona 2. - Si se define el elemento de distancia de fase-fase CA en zona 3. - Si se define el elemento de distancia de fase-fase CA en zona 4.
ZAG	. 1 2 3 4	- Si el elemento de distancia mho o cuadrilateral AG no es afirmado. - Si el elemento AG de zona 1 es definido. - Si el elemento AG de zona 2 esta definido. - Si el elemento AG de zona 3 esta definido. - Si el elemento AG de zona 4 esta definido.
ZBG	. 1 2 3 4	- Si el elemento de distancia mho o cuadrilateral BG no es afirmado. - Si el elemento BG de zona 1 es afirmado. - Si el elemento BG de zona 2 es afirmado. - Si el elemento BG de zona 3 es afirmado. - Si el elemento BG de zona 4 es afirmado.
ZCG	. 1 2 3 4	- Si el elemento de distancia mho o cuadrilateral CG no es afirmado. - Si el elemento CG de zona 1 es afirmado. - Si el elemento CG de zona 2 es afirmado. - Si el elemento CG de zona 3 es afirmado. - Si el elemento CG de zona 4 es afirmado.
OOS	t B T	Cronometrando. Bloqueado. Disparo.
32	Q q .	Decisión del elemento direccional de secuencia negativa. Estos son dos elementos direccionales de secuencia negativa. Ambos elementos direccionales no pueden ser afirmados al mismo tiempo. Hacia delante. Hacia atrás. Ninguno.
51N	. P T	Sin condición Cronometrando. Disparo de este elemento.
51Q	. P T	Sin condición. Cronometrando. Disparo de este elemento.

**Tabla 3.3.-** Columnas denominadas “Elementos del relevador” (continuación).

51P	. P T	Sin condición. Cronometrando. Disparo de este elemento
50P	. L M H	Sin condición Elemento de sobrecorriente definida en termino lento Elemento de Sobrecorriente definida en termino medio Elemento de Sobrecorriente definida en termino rápido
67N	. 1 2 3 4	Sin elementos 67N en zona 1 67N en zona 2 67N en zona 3 67N en zona 4
67Q	. 1 2 3 4	Sin elementos 67Q en zona 1 67Q en zona 2 67Q en zona 3 67Q en zona 4
LOP	. *	Sin condición Condición LOP

*Columnas de los contactos de entradas y salidas*

Las columnas tituladas como entradas y salidas muestran los estados de las primeros ocho entradas y de las primeras ocho salidas. Esto es, entradas y salidas físicas o entradas y salidas presentadas como bits.

Las salidas y entradas son agrupadas en pares. Si una salida es afirmada en la primera columna, aparece un 1 ó 2 en la columna para indicar que la salida es afirmada. Si ambas entradas son afirmadas, una B aparece debajo de la columna asociada. Un punto indica desafirmación.

Las funciones más importantes de salida deben ser asignadas a los primeros ocho contactos de salida, pues estos son los que se muestran en el informe de evento. Las funciones asignadas después de los ocho contactos no se muestran en el informe de evento, pero son disponibles en el formato de reporte de evento *computer*.

Ejemplo de reporte de evento

La Tabla 3.5 muestra el informe entregado por el relevador SEL-321.

**Tabla 3.4.-** Informe entregado por el relevador.

BUS B, BREAKER 3							Date: 04/11/00	Time: 08:54:29.577		
FID=SEL-321-1-R424-V656112P-Z001001-D20000410							Código de identificación del firmware			
CURRENTS (pri)			VOLTAGES (kv pri)			RELAY ELEMENTS	OUT	IN		
IR	IA	IB	IC	VA	VB	VC	ZZZZZO	555566L	1357	1357
							ABCABCO	31110770	&&&&	&&&&
							BCAGGGS	2NQPPNPQ	2468	2468
-4	-447	320	123	-129.3	89.1	40.7			L	1
-2	-112	-328	438	-27.8	-98.5	125.8			L	1
3	447	-320	-124	129.3	-89.1	-40.7			L	1
-1	111	327	-439	27.8	98.4	-125.8			L	1
-6	-448	319	123	-129.3	89.1	40.7			L	1
-3	-113	-328	438	-27.8	-98.4	125.8			L	1
3	447	-320	-124	129.3	-89.1	-40.7			L	1
0	112	327	-439	27.8	98.4	-125.8			L	1
-5	-447	319	123	-129.3	89.1	40.7			L	1
-3	-113	-328	438	-27.8	-98.4	125.8			L	1
2	446	-320	-124	129.3	-89.1	-40.7			L	1
0	112	327	-439	27.8	98.4	-125.8			L	1
-6	-448	319	123	-129.3	89.1	40.6			L	1
-2	-112	-328	438	-27.9	-98.4	125.8			L	1
-582	-138	-320	-124	118.9	-93.4	-44.8			L	1
1345	1457	327	-439	21.3	95.3	-129.0			Opp. M.	1
810	368	319	123	-93.4	104.0	55.3			Opp. M.	1
-3301	-3411	-328	438	-14.7	-92.1	132.2			Opp. H.	B4. 1
-459	-15	-320	-124	78.4	-110.4	-61.6			Opp. H.	B4. 1
3905	4017	327	-439	14.7	92.0	-132.2			Opp. H.	B4. 1
456	14	319	123	-78.4	110.4	61.6			Opp. H.	B4. 1
-3907	-4017	-328	438	-14.7	-92.0	132.2			Opp. H.	B4. 1
-460	-15	-321	-124	78.3	-110.5	-61.6			Opp. H.	B4. 1
3904	4016	327	-439	14.7	92.0	-132.3			Opp. H.	B4. 1
459	16	320	123	-78.3	110.4	61.6			Opp. H.	B4. 1
-3907	-4017	-328	438	-14.8	-92.0	132.3			Opp. H.	B4. 1
126	479	-206	-147	80.1	-108.5	-46.7			Opp. H.	B4. 1
2555	2610	228	-283	35.0	82.3	-129.8			Opp. H.	B4. 1
-359	-489	45	85	-98.0	111.4	15.1			Opp. H.	B4. 1
-604	-602	-65	63	-61.5	-69.0	130.1			Opp. M.	B4. 1
0	1	-1	0	114.2	-116.3	1.5			Opp. M.	B. 1
-2	-1	-1	0	67.8	65.3	-132.8			Opp. M.	B. 1
-2	-2	0	0	-114.2	116.4	-1.5			B.	1
-1	0	0	-1	-67.8	-65.2	132.8			B.	1
1	2	-1	0	114.2	-116.4	1.5			B.	1
-1	-1	0	0	67.8	65.2	-132.8			B.	1
-4	-3	0	-1	-114.2	116.4	-1.6			B.	1
0	1	0	-1	-67.9	-65.2	132.8			B.	1
2	2	0	0	114.2	-116.4	1.6			B.	1
-3	-2	-1	0	67.8	65.2	-132.8			B.	1
-2	-2	0	0	-114.2	116.4	-1.6			B.	1
0	1	0	-1	-67.9	-65.2	132.8			B.	1
-1	1	-1	-1	114.2	-116.4	1.6			B.	1
-3	-2	-1	0	67.9	65.2	-132.8			B.	1

Etiqueta de fecha y hora correspondiente al 16 cuarto de ciclo del evento

Código de identificación del firmware

Un ciclo de datos

Entrada 1(1) energizada

50L afirmado

320F afirmado

51N afirmado, disparo

510 afirmado, disparo

50M afirmado

Zona 1 afirmada, fase A distancia fase-tierra

50H afirmado

Bit KEY afirmado

Ambas salidas OUT1 Y OUT2 afirmadas por el bit 3PT

Event: AG Location: +14.92 Frequency: 60.0

Targets: INST ZONE1 EN A G V1 Mem: 132.1 / 77

Falla de fase a 14.92, la frecuencia del sistema es de 60 Hz.

Panel frontal de la tarjeta, mag(kV) y ang en memoria V1 referenciado a la fase A al momento del disparo

GROUP 1  
 RELID =SEL-321 POTT  
 TRMID =BUS B, BREAKER 3  
 Z1MAG = 7.80 Z1ANG = 83.97 ZOMAG = 24.79 ZOANG = 81.46  
 LOCAT = Y LL = 100.00 CTR = 200.0 PTR = 2000.0

**Tabla 3.5.- Informe entregado por el relevador (continuación).**

PMHOZ = 3	GMHOZ = 3	QUADZ = 3		
DIR1 = F	DIR2 = F	DIR3 = R	DIR4 = F	
Z1P = 6.24	Z2P = 9.36	Z3P = 1.87		
50PP1 = 2.55	50PP2 = 2.22	50PP3 = 2.45		
Z1MG = 6.24	Z2MG = 9.36	Z3MG = 1.87		
XG1 = 6.24	XG2 = 9.36	XG3 = 1.87		
RG1 = 2.50	RG2 = 5.00	RG3 = 6.00		
50L1 = 0.90	50L2 = 0.90	50L3 = 1.30		
50G1 = 0.90	50G2 = 0.60	50G3 = 0.50		
K01M = 0.726	K01A = -3.69	KOM = 0.726	KOA = -3.69	T = 0.00
E00S = N				
ELE = Y	ZLF = 9.22	ZLR = 9.22		
PLAF = 30	NLAF = -30	PLAR = 150	NLAR = 210	
Z2F = 0.77	50QF = 0.5	Z2R = 5.45	50QR = 0.5	a2 = 0.07
E51P = N				
E51N = Y	51NP = 0.74	51NC = U3		
51NTD = 2.00	51NRS = Y	51NTC = 32QF		
E50N = N				
E51Q = Y	51QP = 2.20	51QC = U3		
51QTD = 2.00	51QRS = N	51QTC = 32QF		
E50Q = N				
EVOLT = N				
Z2PD = 20.00	Z3PD = 0.00			
Z2GD = 20.00	Z3GD = 0.00			
EPOTT = Y	Z3RBD = 5.00	EBLKD = 10.00		
ETDPU = 2.00	EDURD = 4.00			
EDCUB = N				
EZ1EXT = N				
EREJO = N				
ESOTF = Y	ENCLO = Y	CLOEND = 10.00	EN52A = N	
SOTFD = 30.00	50H = 11.25			
ELOP = Y	LOPD = 3.00	50M = 2.37	59QL = 14.00	59PL = 14.00
EPOLD = N	ESPT = N	ESPO = N		
3POD = 1.50	ESTUB = Y	50MFD = 20.00	TULO = 3	
TDURD = 9.00	TOPD = 0.00	TXPU = 0.00	TXDO = 0.00	
TYPU = 0.00	TYDO = 0.00	TZPU = 0.00	TZDO = 0.00	ITTD = 5.00

SELogi c group 1

V =NA			
W =NA			
X =NA			
Y =NA			
Z =NA			
MTCS =M2P + Z2G			
MTU =M1P + Z1G + M2PT + Z2GT + 51NT + 51QT + 50MF			
MTO =M1P + M2P + Z1G + Z2G + 50H			
MER =M2P + Z2G + 51NP + 51QP + 50H + LOP*52AA1			
OUT1 =3PT			
OUT2 =3PT			
OUT3 =CC			
OUT4 =KEY			
OUT5 =NA			
OUT6 =NA			
OUT7 =NA			
OUT8 =NA			
OUT9 =NA			
OUT10 =NA			
OUT11 =NA			
OUT12 =NA			
OUT13 =NA			
OUT14 =NA			
OUT15 =NA			
IN1 = 52A1	IN2 = PT	IN3 = CLOSE	IN4 = NA
IN5 = NA	IN6 = NA	IN7 = NA	IN8 = PTXFR
FP TIMEOUT= 5	TGR = 5		

### 3.5 Conclusiones

Se han mostrado los aspectos principales que permiten el manejo adecuado del relevador SEL-321, que describen su operación como un relevador de distancia, mostrando a su vez aplicaciones especiales como la invasión de carga.

También se ha mostrado una de las funciones importantes de relevador que es la generación de reportes de eventos de fallas, misma que con el enfoque especialmente dado, se logra apreciar un área de oportunidad en el mejoramiento de análisis post-falla, intentando lograr con esto una comprensión mas apegada al fenómeno de cada evento ocurrido dentro del área protegida por el relevador, permitiendo así a los ingenieros de campo contar con una herramienta de análisis de las posibles causas que originaron la falla, así como su ubicación para un rápido restablecimiento del servicio al usuario.

Los registros de eventos generados por el relevador son la base para el análisis de eventos por medio del programa desarrollado en este trabajo de tesis.

## Capítulo 4

# Descripción del analizador gráfico

### 4.1 Introducción

Las características multifuncionales con que cuentan actualmente los relevadores microprocesados permiten entre otras cosas obtener los registros de los eventos y manipularlos para identificar el comportamiento de la trayectoria de la impedancia a las zonas de operación fijadas en el relevador, lo anterior permite verificar y en su caso identificar la correcta selección de los ajustes fijados en el relevador. Aspectos adicionales como la estimación de la ubicación de la falla y de la resistencia de falla detectadas por el relevador, brindan una información importante de la evolución de la misma en un proceso de posprocesamiento de los registros del relevador.

El seguimiento del comportamiento de la impedancia ante una falla en el sistema facilita el análisis y deducción tanto del tipo de falla como el origen del evento, induciendo a pensar que un apoyo donde se obtenga de una manera rápida y eficaz una visualización de la impedancia en cuestión, facilitará de forma significativa la forma, rapidez y certeza de tomar una decisión para la solución y prevención de eventos de esa naturaleza. Logrando así incrementar la confiabilidad y seguridad en la operación de los Sistemas Eléctricos [Roberts y Schweitzer, 1989], permitiendo a su vez un mejor cumplimiento de los compromisos de suministro contraídos con los clientes por parte de las empresas eléctricas. [Codling et al, 1996]

### 4.2 preámbulo al desarrollo del graficador

Como se ha comentado previamente en esta tesis, se trabaja sobre el diseño de un programa que facilite el análisis de una falla ocurrida en una línea de transmisión en un sistema eléctrico de potencia cuya protección esté proporcionada por el relevador de distancia microprocesado SEL-321 que permite obtener un registro del evento. El software

se basa originalmente en la estructura del archivo que proporciona el relevador de cada evento registrado [Schweitzer, 2000].

#### 4.2.1 Elementos a considerar

Se considera para el diseño del programa el lenguaje de programación *VISUAL BASIC* dada su versatilidad y robustez para la programación. También se considera la disponibilidad para transportar el programa sin necesidad de tener instalado previamente un programa base, creando archivos ejecutables independientes.

Se selecciona como elementos obligatorios a incluir en la interfaz, el comportamiento de los voltajes y corrientes de fase con el tiempo. Como elemento primordial y que además ocupa un porcentaje mayor en el análisis de la protección de distancia es la trayectoria de la impedancia medida por el relevador en el punto de falla antes y durante la falla, siendo indispensable este elemento en el conjunto de gráficas. Como elemento de auxilio, cuyo contenido se procura no convierta la interfaz grafica en una presentación confusa, se encuentra la estimación de la resistencia de falla de manera independiente a la que puede proporcionar el relevador, dotándole este calculo al software la capacidad de mostrar la evolución de esta resistencia en el tiempo, pudiendo ayudar a definir de acuerdo a su comportamiento, el tipo de falla, el objeto que provoca la falla, y con repercutiendo además en la percepción de la distancia de falla. Este elemento es considerado importante al momento de coordinar una corrección de una falla en las líneas de transmisión y es la distancia a la cual ocurre la falla, por tanto, no debe excluirse de los elementos que deben mostrarse en el conjunto que debe estar disponible al momento de analizar un evento con el programa.

Elementos auxiliares usando el ratón, como mostrar valores y graficas de una sola fase, realizar acercamientos, identificar valores, etc., son ubicados en áreas estratégicas de acceso instantáneo pero cuidando no complicar demasiado el manejo del programa.

### 4.3 Descripción del analizador gráfico

El graficador presenta diferentes resultados estimados y registrados del evento reportado por el relevador, el cual presenta varios ciclos de prefalla, falla y postfalla, siendo éstos procesados por el graficador para mostrar las siguientes gráficas:

1. Gráfica de trayectoria de impedancia de falla.
2. Gráfica de voltajes y gráfica de corrientes en el tiempo.
3. Gráfica de localización de la falla y gráfica de resistencia de falla
4. Voltajes de secuencia y Corrientes de secuencia
5. Visualización tabular de registros de voltajes y corrientes proporcionados por el relevador.
6. Diagrama de tiempo que muestra los tiempos de detección de eventos del relevador así como de las acciones de disparo mandadas por el relevador
7. Selector de fase para graficar
8. Valor de muestra posicional
9. Todas las graficas permiten acercamientos mediante el ratón.

La Figura 4.1, muestra la pantalla principal del graficador con sus diferentes opciones.

#### *Gráfica de trayectoria de impedancia de falla.*

Este elemento permite la visualización de la trayectoria de la impedancia vista por el relevador durante la evolución de la falla o evento. La visualización se complementa con los elementos de protección usados por el relevador, en este caso, la característica tipo mho. Cuenta con características como ejes numéricos, también la capacidad de mostrar la característica de invasión de carga si ésta viene configurada en el relevador ya que es opcional en los ajustes del mismo.

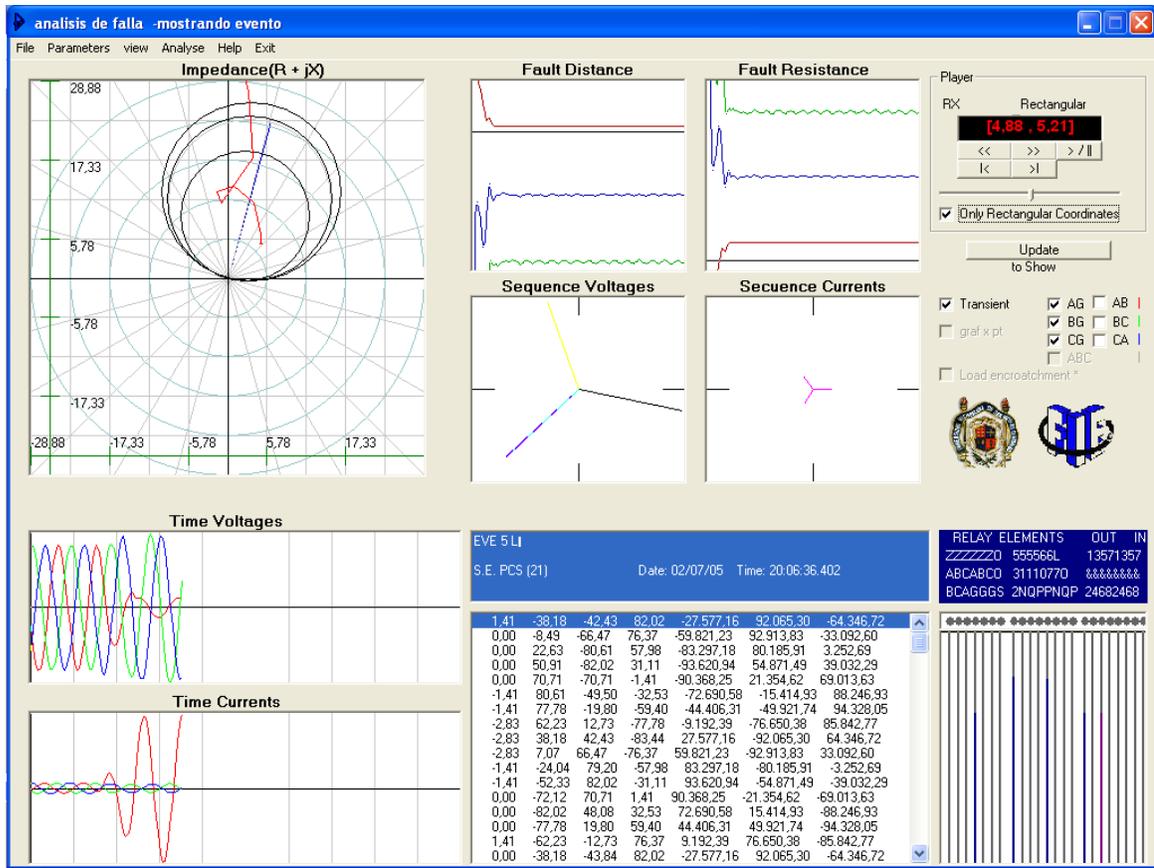


Figura 4.1.- Pantalla principal del graficador de impedancias.

*Gráfica de localización de la falla / Gráfica de resistencia de falla*

En estas gráficas, se proporcionan la estimación de la localización de la falla o distancia de falla, así como de la resistencia de falla. Los valores en un determinado momento se pueden obtener posicionando el raton sobre la gráfica, y en el display de valor de muestra posicional se ubicará el valor requerido.

*Gráfica de voltajes y corrientes.*

En este elemento se muestran los valores muestreados de manera gráfica de voltaje y corriente respectivamente. Por lo tanto, se obtiene una salida cuyo comportamiento se muestra en dos ejes donde uno de ellos es el tiempo, y la forma de la señal es senoidal.

*Voltajes de secuencia / Corrientes de secuencia*

Estas gráficas muestran los valores de componentes simétricas de voltaje y corriente respectivamente.

*Visualización tabular de los registros de voltajes y corrientes*

Recuadro que muestran valores numéricos registrados y proporcionados por el relevador en el archivo \*.eve.

*Salidas digitales*

Diagrama de tiempo que muestra los tiempos de detección de eventos del relevador así como de las acciones de disparo mandadas por el relevador

*Selector de fase para graficar*

Permite seleccionar cual de las fases ha de presentarse en las diferentes graficas. Permite realizar el cambio al presionar el botón con el identificador *update*.

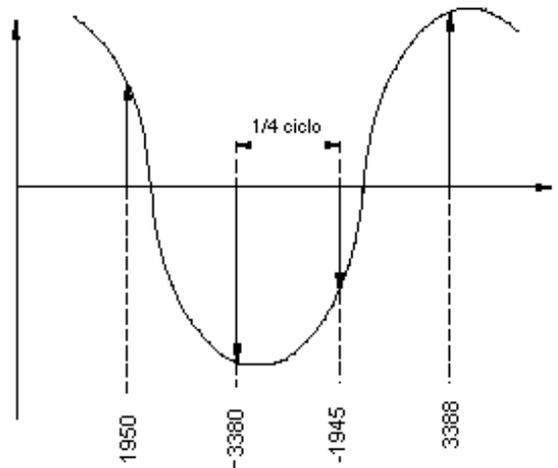
*Valor de muestra posicional*

Display que interactúa prácticamente toda la interfaz, presentando valores de la gráfica sobre la que se posiciona el ratón. Permite visualizar valores de los ejes involucrados en la gráfica en cuestión.

Un aspecto importante a considerar es la forma en que se manipulan los valores de voltaje y corriente proporcionados por el relevador para determinar los valores de impedancia a graficar, lo cual se muestra en el apartado siguiente.

### 4.4 Cálculo de la impedancia aparente

Los relevadores pueden proporcionar los registros de los eventos en dos formatos que constan de 4 y 16 muestras por ciclo, tanto en voltajes como en corrientes. La Figura 4.2 muestra un ejemplo de un muestreo de 4 muestras por ciclo, a su vez, las Tabla 4.1 y 4.2 muestran ejemplos de registros obtenidos en 4 y 16 muestras por ciclo de un relevador de distancia.



**Figura 4.2.-** Muestreo a 4 muestras por ciclo.

**Tabla 4.1.-** Ejemplo de registro de 4 muestras por ciclo

IR	IA	IB	IC	VA	VB	VC
-1	52	-22	-30	-52.0	63.3	-11.3
-1	-5	47	-43	-43.2	-23.4	66.5
0	-52	22	30	51.9	-63.3	11.4
0	5	-48	43	43.2	23.4	-66.5

La formulación empleada para el cálculo de la impedancia aparente vista por el relevador se muestra a continuación apoyada en la Figura 4.3. EL relevador proporciona en sus manuales la manera de obtener la magnitud y ángulo tanto de voltaje como de corriente

(fasores) mediante los registros proporcionados por el mismo, método que se describe en la siguiente subsección.

**Tabla 4.2.-** Ejemplo de registro de 16 muestras por ciclo.

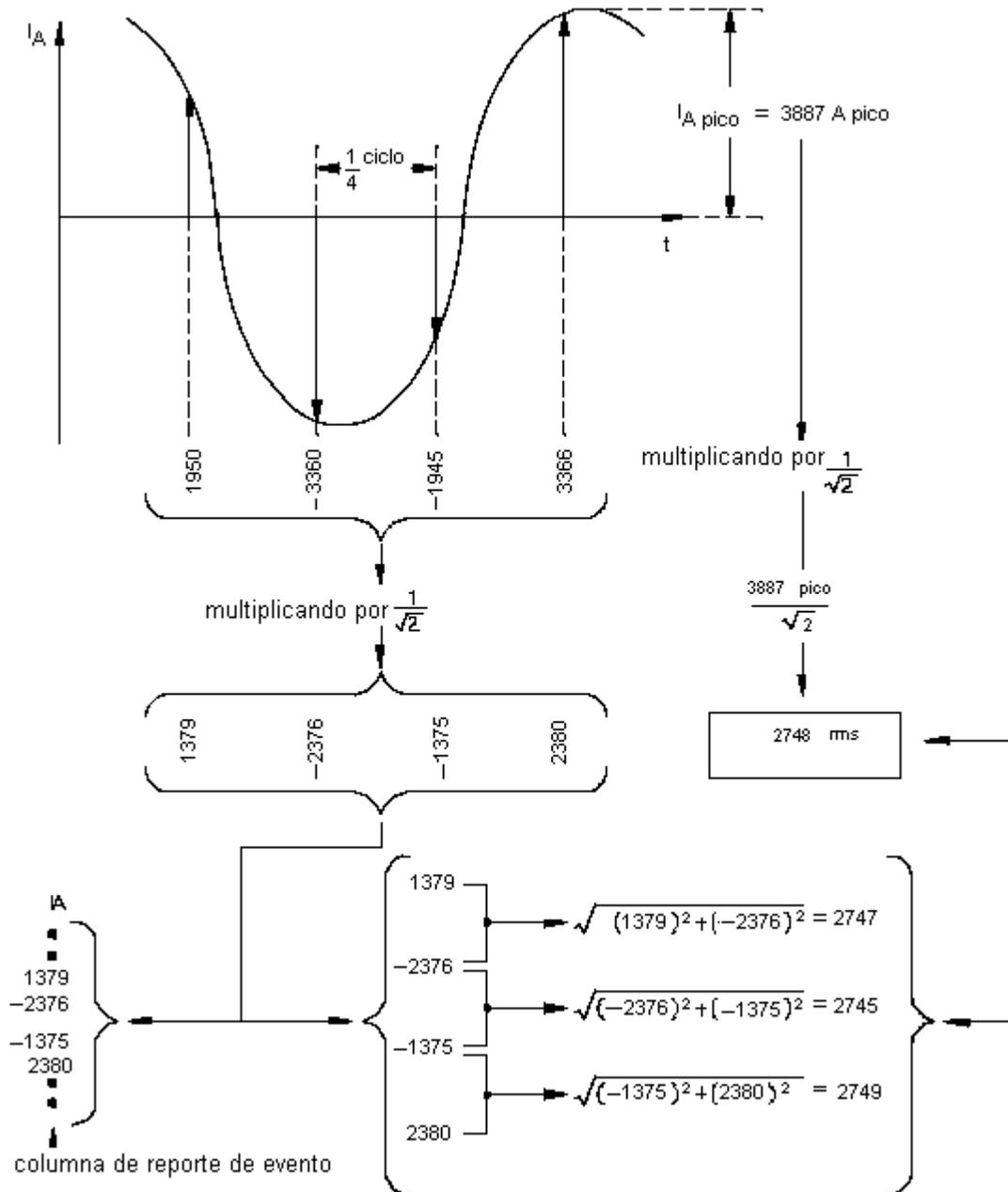
IA	IB	IC	IN	IG	VA	VB	VC
-0	0	0	0	-0	-39.1	25.6	13.4
-0	0	0	0	-0	-38.9	12.0	26.9
-0	0	-0	0	-1	-32.7	-3.4	36.1
-0	0	-0	0	-1	-21.6	-18.3	40.0
0	0	-0	0	-0	-7.2	-30.4	37.6
0	0	0	-0	0	8.3	-37.9	29.7
0	-4	1	-0	-3	22.9	-39.3	16.9
4	-2	1	-0	2	33.0	-35.8	1.4
5	0	-2	-0	3	38.9	-25.7	-13.0
3	1	-3	-0	2	38.7	-12.3	-26.7
3	3	-4	-0	2	32.7	3.2	-35.8
1	4	-5	-0	-1	22.0	18.4	-39.5
-2	5	-5	-0	-2	7.3	30.4	-37.3
-5	3	-4	0	-6	-7.7	38.4	-29.3
-5	2	-3	0	-7	-22.6	39.8	-17.1
-5	0	-1	0	-6	-33.3	35.8	-2.0

#### 4.4.1 Descripción del método para la medición de fasores

Se toma como valor X una muestra del registro proporcionado y como valor Y una muestra localizada un cuarto de ciclo antes de la muestra X; o sea, para el caso de cuatro muestras por ciclo, la muestra Y es la anterior a la tomada para X; para el caso de 16 muestras por ciclo, la muestra Y es aquella que esta localizada 4 posiciones antes de la muestra X. Identificados los valores X, Y se obtiene la magnitud y el Angulo en (4.1) y (4.2) [Costello, 2000] respectivamente.

$$|V| = \sqrt{X^2 + Y^2} \tag{4.1}$$

$$|\varphi| = \text{Atg}\left(\frac{Y}{X}\right) \tag{4.2}$$



**Figura 4.3.-** Cálculo de fasores a partir de las muestras.

De esta manera se obtiene el registro fasorial del comportamiento tanto de la corriente como del voltaje, una vez calculados los fasores de voltaje y corriente, se obtienen sus respectivos valores de secuencia y se grafican uno a uno como se muestra en la Figura 4.4.

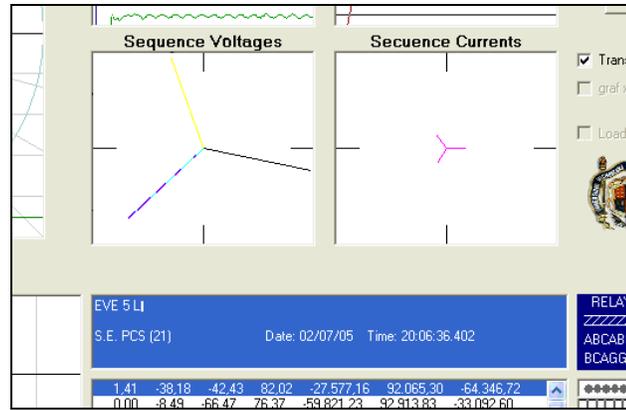


Figura 4.4.- Fasores de voltaje y corriente de secuencia.

#### 4.4.2 Cálculo de las impedancias

La manera de calcular la impedancia en base a estas muestras y los respectivos fasores para las diferentes fallas, se muestran en la Tabla 4. [Roberts, 1993].

Tabla 4.3.- Ecuaciones de Falla.

Falla	Ecuaciones
AG	$Z_{AG} = \frac{V_A}{[I_A + k_0 * I_R]}$
BG	$Z_{BG} = \frac{V_B}{[I_B + k_0 * I_R]}$
CG	$Z_{CG} = \frac{V_C}{[I_C + k_0 * I_R]}$
AB	$Z_{AB} = \frac{V_A - V_B}{[I_A + I_B]}$
BC	$Z_{BC} = \frac{V_B - V_C}{[I_B + I_C]}$
CA	$Z_{CA} = \frac{V_C - V_A}{[I_C + I_A]}$

Analizando el caso de la impedancia vista por la fase A se obtiene

$$Z_{AG} = \frac{V_A \angle f}{[I_A \angle q + k_0 * I_R \angle f_r]} \quad (4.3)$$

Donde:

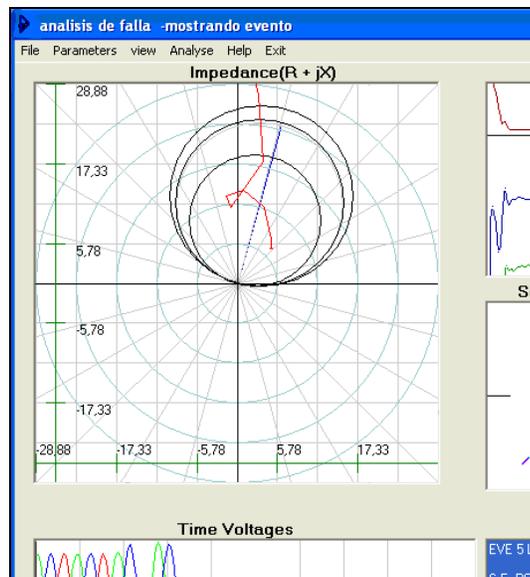
$I_r$ : Corriente residual

$$k_0 = \frac{Z_0 \angle f_{z0} - Z_1 \angle f_{z1}}{3(Z_1 \angle f_{z1})} \quad (4.4)$$

$$I_r = \frac{(I_A + I_B + I_C)}{3}$$

$Z_1, Z_0$ : Impedancia de secuencia (0) y (+) de la línea.

Obteniendo de esta manera los datos necesarios para la graficación del trazo de la impedancia punto a punto durante la evolución del evento. Se gráfica la trayectoria presentada por la impedancia hacia las zonas de operación del relevador, las cuales adicionalmente son graficadas en base a los ajustes definidos en el relevador como se muestra en la Figura 4.5, permitiendo así localizar certeramente los momentos críticos del evento registrado y en su caso el correcto funcionamiento del relevador.



**Figura 4.5.-** Trazo de impedancia aparente.

#### 4.4.3 Distancia de falla, resistencia de falla y evolución de la impedancia

Un aspecto importante a considerar como se ha mencionado, es la graficación de la distancia de la falla o localización de falla así como la resistencia de falla que se presenta como punto siguiente del desarrollo del programa presentado. Estos valores se calculan de acuerdo a (4.5) y (4.6) que parten de un análisis sencillo de las características propias de una línea respectivamente.

$$DF = IM(Z_{fase}) * \frac{l}{IM(Z_1)} \quad (4.5)$$

$$RF = RE(Z_1) - \frac{DF * RE(Z_1)}{l} \quad (4.6)$$

donde:

DF: Distancia de Falla

RF: Resistencia de Falla

$Z_{fase}$ : Impedancia correspondiente a la muestra en cuestión

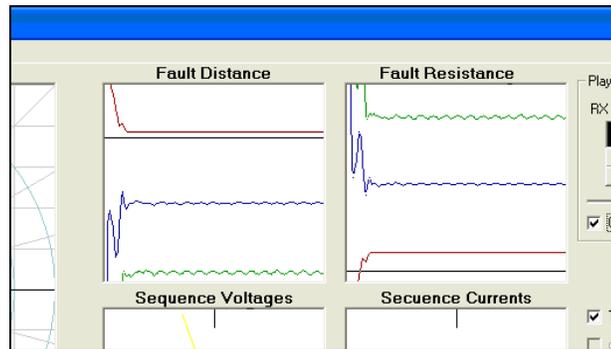
l: Longitud de la línea a proteger

$Z_1$ : Impedancia característica de la línea

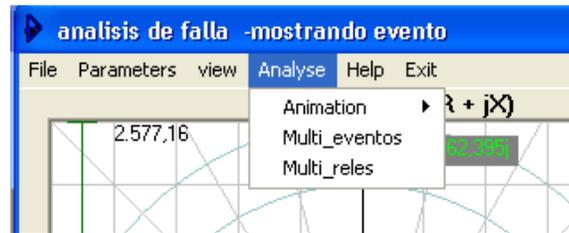
Debido a que ya se obtuvo la impedancia de cada muestra, y se obtiene del archivo correspondiente del registro la longitud de la línea a proteger, además de la impedancia característica ya se cuenta con todos los datos necesarios para el cálculo de la resistencia de falla así como de la distancia de falla. En la Figura 4.6, se muestra el resultado en la interfaz gráfica del comportamiento de estos puntos.

De esta manera se puede apreciar claramente un manejo sencillo del programa haciendo énfasis en el manejo de la gráfica de evolución de impedancia durante el evento de falla. Sin embargo, el programa consta de características más especiales sobre las gráficas específicamente sobre la evolución de la falla. Pulsando en el menú ANALYSE se

accede a tres herramientas de análisis adicionales que son: animación, múltiples eventos, múltiples relevadores, de acuerdo a la figura 4.7:



**Figura 4.6.-** Localización y resistencia de falla.



**Figura 4.7.-** Submenú ANALYSE, opciones especiales de análisis

### *Animation*

Esta alternativa de análisis provee capacidad de simular el evento en el tiempo con la finalidad de relacionar cada punto de cada una de las diferentes graficas y su evolución en el tiempo de manera simultánea. Se puede recrear y controlar esta característica de manera equivalente desde el recuadro *valor de muestra posicional* con las diferentes opciones (play/stop, forward, backward, end, start), con función de iniciar/parar la simulación, avanzar o retroceder un renglón, e ir al final o principio del reporte respectivamente.

En la figura 4.8 se puede apreciar un instante del proceso de corrido de un evento con esta opción, donde los puntos que se localizan en la gráfica son valores que ocurren simultáneamente, estos se han identificado con flechas para fines de identificación en la gráfica.

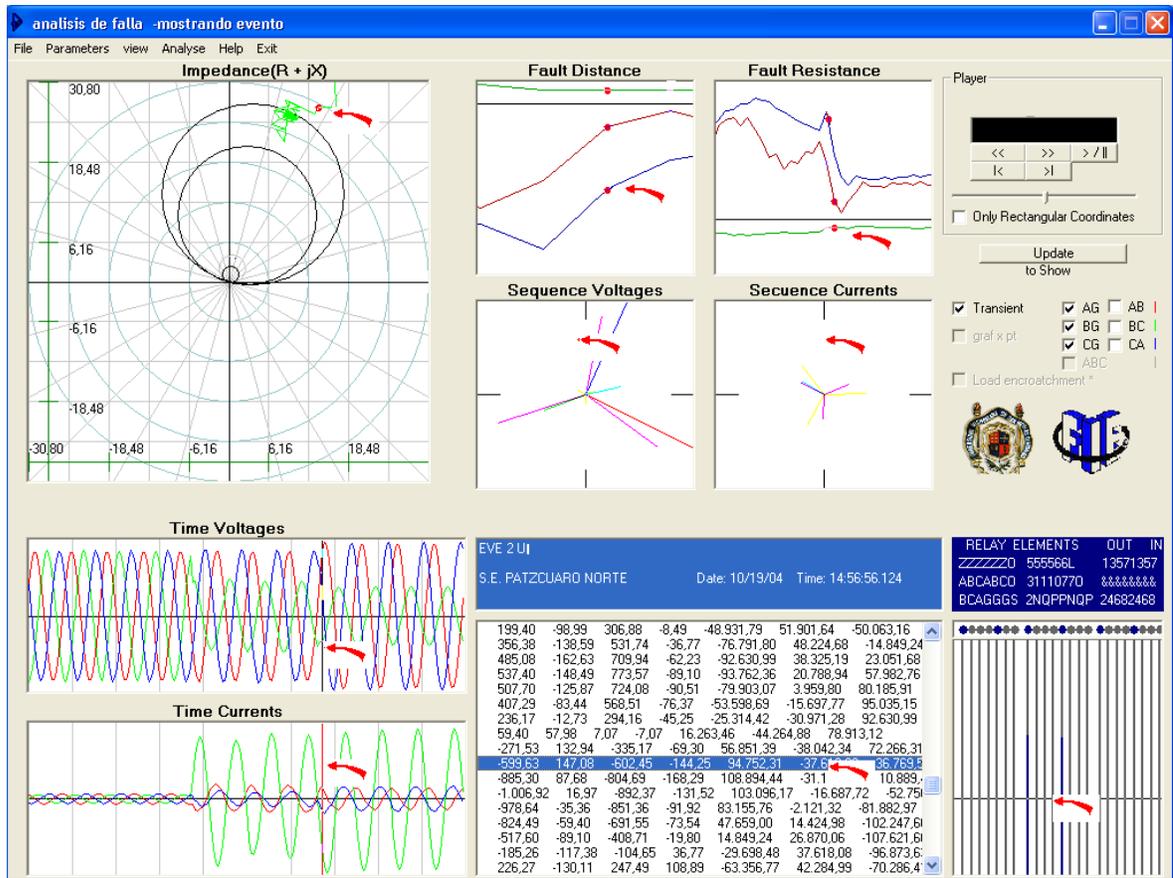


Figura 4.8.- Diferentes valores simultáneos en un evento.

### Multi\_eventos

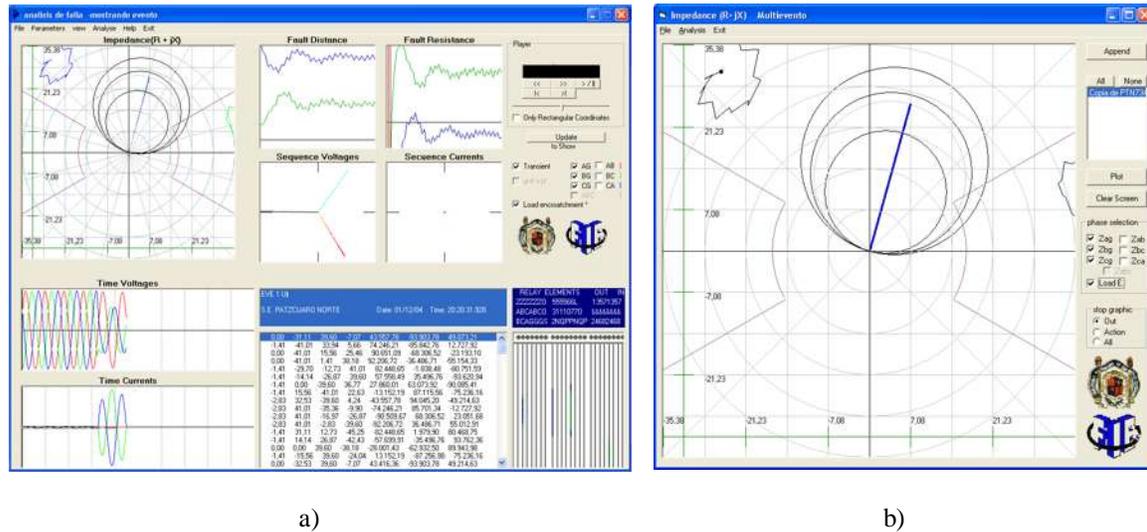
Esta opción ofrece la capacidad de sobreponer varios eventos a la vez y de esa manera realizar análisis del comportamiento para diferentes casos como por ejemplo un circuito al agregarle un banco de capacitores a la línea, comparar su respuesta con y sin él; o al incluir un cortocircuito mediante diferentes valores de resistencia de falla.

### Multi\_reles

De este submenú se desprende la opción de estudiar un evento originado en la línea pero vista desde dos puntos distintos de la misma por dos relevadores diferentes, y evaluar principalmente el comportamiento de los relevadores.

### 4.4.4 característica invasión de carga

Esta característica se incluye en la ventana principal del programa dentro de la gráfica de impedancia, así como dentro de la subventana de multieventos. Esta característica se muestra en la Figura 4.9.



**Figura 4.9.-** Característica invasión de carga: a) ventana principal, b) subventana multieventos.

En este ejemplo solo se muestra la presentación de la característica invasión de carga dentro de la interfaz del programa en las gráficas respectivas.

## 4.5 Caso de estudio

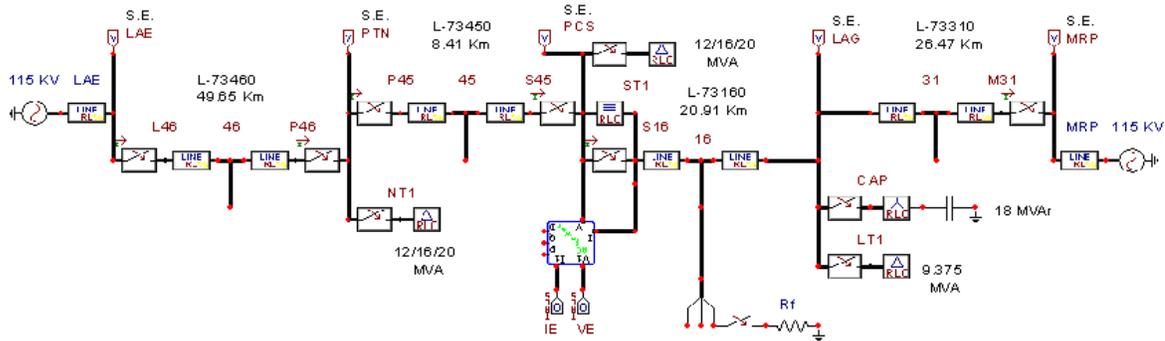
En esta etapa, se muestra un caso de estudio simulado por medio de ATP [Canadian/american, 1987] mediante el cual se generan los archivos COMTRADE y utilizando una fuente trifásica controlada se inyectan al relevador las diferentes fallas y se obtienen los registros del mismo para su análisis en el graficador.

### *Características del circuito*

El relevador que se estudia tiene los ajustes de protección de una línea de subtransmisión incluida en el sistema de 115 kV que se muestra en la Figura 4.10. Las

fallas que se analizan son de fase a tierra y se seleccionó la característica Mho del elemento de distancia.

La simulación consiste en la aplicación de una falla con diferentes valores de resistencia de falla, aplicada en el mismo punto.



**Figura 4.10.-** Representación del sistema de potencia de estudio modelado en ATPDraw.

La línea está compuesta de dos tramos: PCS-73160-LAG de 20.91 km y LAG-73310-MRP de 26.47 km y con tap central (S.E. LAG), carga y compensación reactiva shunt de 18 MVAR. La línea de 47 km tiene esquema de protección solamente en los extremos S.E. PCS y S.E. MRP.

La línea 73160 se modela con los valores de impedancia  $Z1=2.8064 + j10.0488 \Omega$  y  $Z0=9.0417 + j31.1343 \Omega$ . Para la línea 73310 se emplean los valores  $Z1=3.5526 + j12.7208 \Omega$  y  $Z0=11.446 + j39.413 \Omega$ .

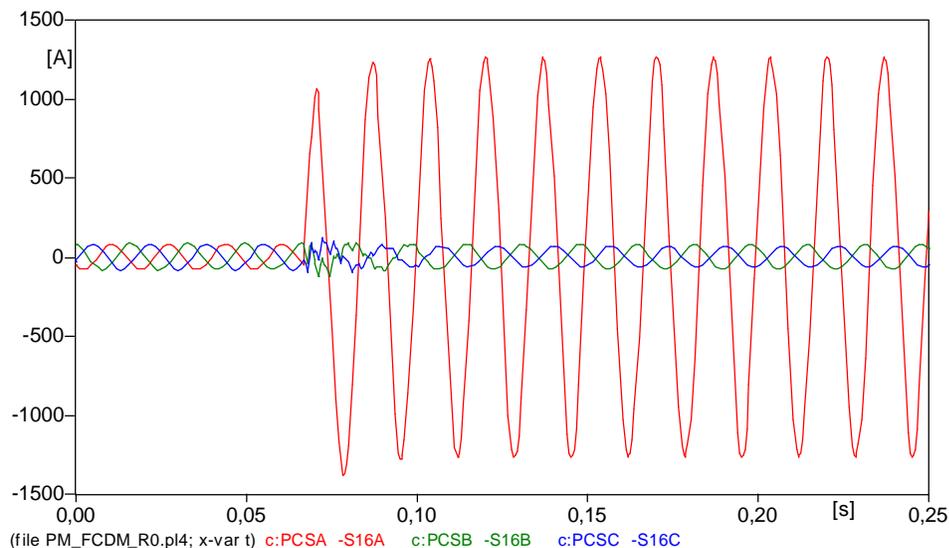
La carga del bus de la S.E. LAG, tiene valores tales que no representa un efecto considerable para la ubicación en el plano R-X, es decir, no se alcanzan valores de invasión de carga que pudieran provocar la operación del relevador.

*Generación de eventos en ATP/EMTP*

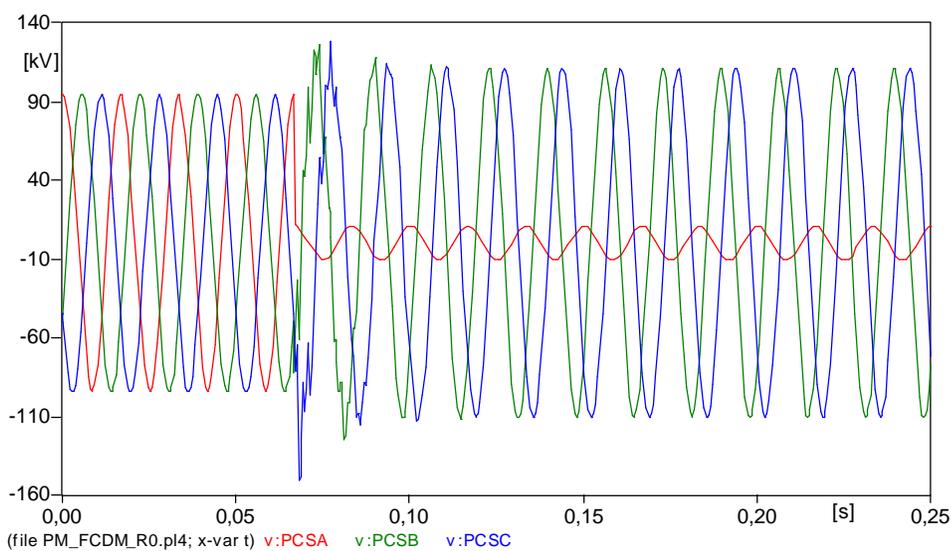
El modelado del sistema eléctrico se realiza en la interfaz gráfica ATPDraw [Prikler y Hoidale, 2000], se continúa con la generación de eventos (fallas simuladas) y se obtienen los archivos donde se visualizan los voltajes y corrientes con el programa PlotXY [Ceraolo, 1998] [Ceraolo, 2004] posteriormente se obtienen los archivos con formato \*.ADF o \*.PL4,

éstos son convertidos a formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*) [IEEE Standard 1999] para aplicarse al equipo de prueba de relevadores.

La Figura 4.11 es ilustrativa de las señales generadas con las simulaciones en ATP-EMTP. Aquí se puede observar que la duración de falla es determinante para activar la señal de disparo del relevador, es decir, de acuerdo a los ajustes de operación, se debe cumplir que ésta sea mayor a 0.3 segundos para fallas en zona 2.



a)



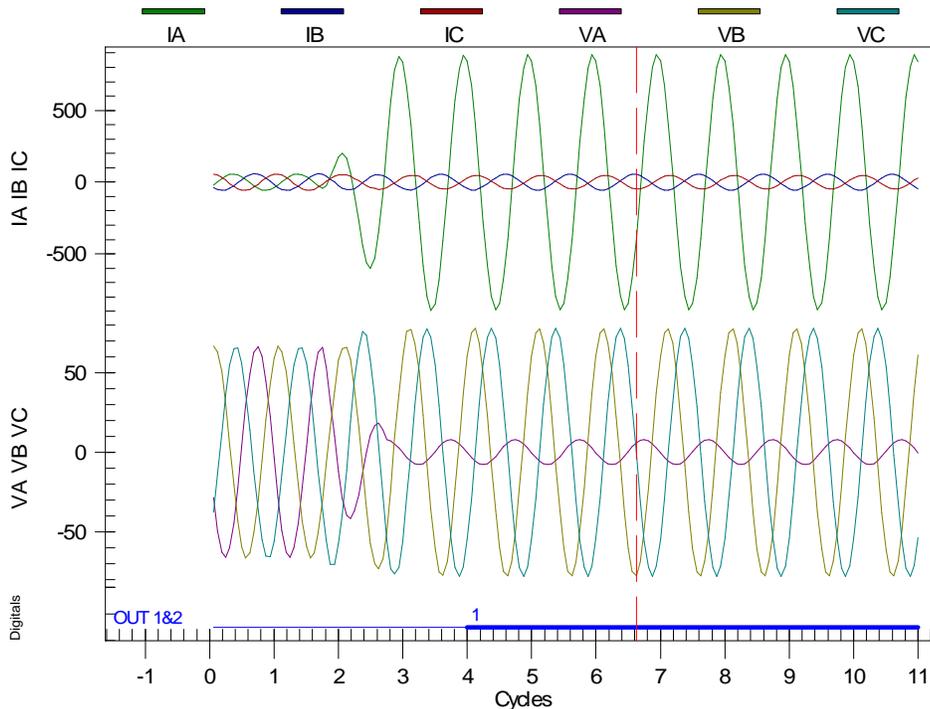
b)

**Figura 4.11.-** Simulación de ATP-EMTP de falla de fase “A” a tierra con  $R_f = 0$  ohms al 50% de la L-73160. a) Señales de corriente y b) Señales de voltaje.

*Aplicación de señales y extracción de registros*

La aplicación de estos eventos se realizó mediante la inyección al relevador a través del equipo *simulador de sistemas de potencia* de la marca *DOBLE* [Doble Engineering, 2000] al relevador de distancia microprocesado SEL-321. Las registros aplicados al relevador contienen 4 ciclos de prefalla, 11 y 30 ciclos de falla. El relevador proporciona registros de formato \*.EVE, en este caso con 16 muestras por ciclo y contienen además los parámetros de la línea y los ajustes de protección.

La figura 4.12, muestra la información gráfica que proporciona el relevador.



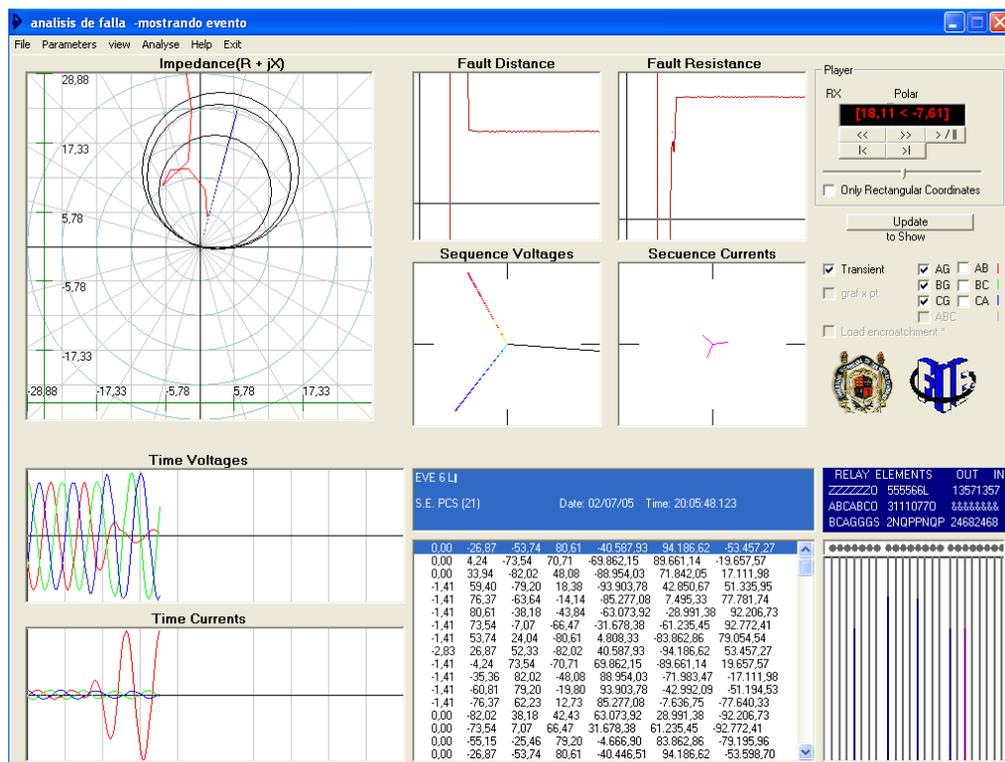
**Figura 4.12.-** Oscilografía del relevador SEL-321 ante falla de fase A-tierra con  $R_f = 0$  ohms al 50% de la L-73160.

### 4.5.1 Visualización de la impedancia aparente (uso del analizador gráfico)

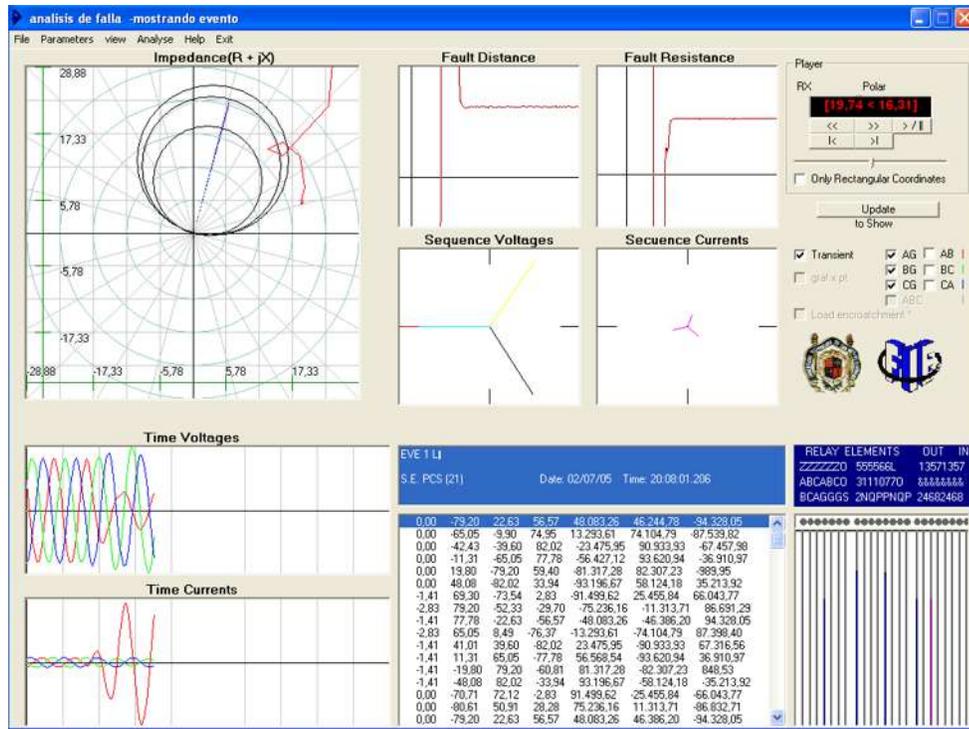
Finalmente se procesaron los registros emitidos por el relevador (procesamiento del archivo \*.EVE proporcionado por el relevador) en el programa desarrollado. Se hace notar el funcionamiento del programa la visualización de la impedancia aparente, la estimación de los valores de distancia y de resistencia de falla son los elementos que centran la atención.

La simulación se realiza con fallas ubicadas al 50% de la línea (L-73160) con valores de  $R_f$  de 0.0 y 10.0  $\Omega$ .

Los resultados se muestran en las Figuras 4.13 y 4.14 en donde se puede observar que el incremento del valor de la  $R_f$  repercute en un desplazamiento hacia la derecha de la impedancia vista por el relevador en el eje de las abscisas. La Figura 4.14, muestra que para el valor de  $R_f=10.0 \Omega$  no opera el relevador.



**Figura 4.13.-** Falla en la primera mitad de la línea L-73160 con resistencia de falla de 0.0 ohms.



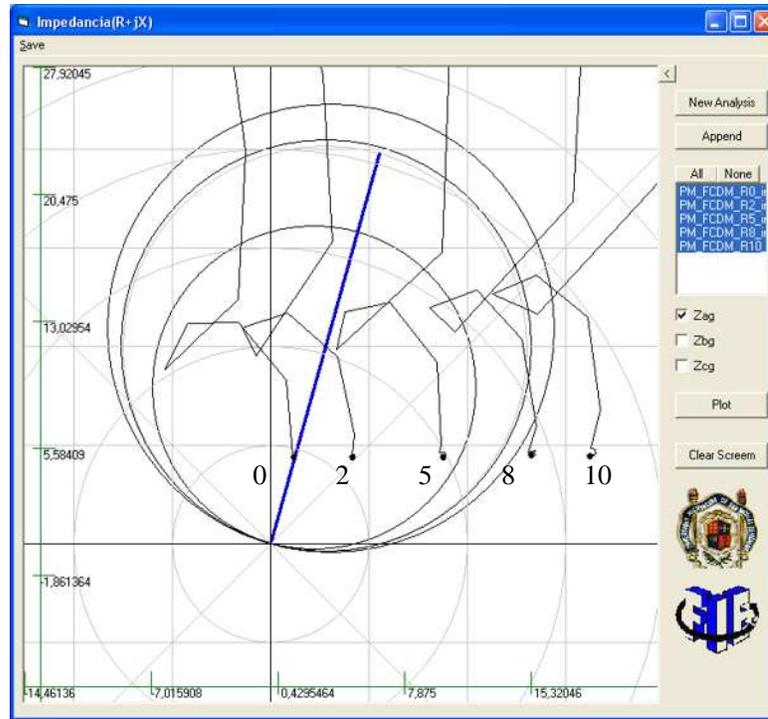
**Figura 4.14.-** Falla en la primera mitad de la línea L-73160 con resistencia de falla de 10.0 ohms.

#### 4.5.2 Visualización de la impedancia aparente (uso de la opción multievento)

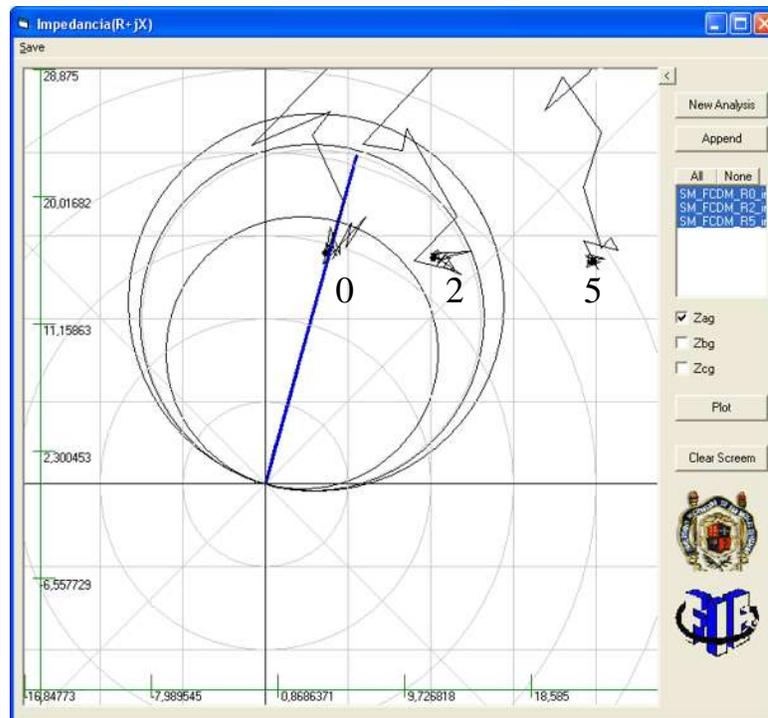
##### *Caso de estudio (Efecto de la Resistencia de Falla)*

La simulación se realiza con fallas ubicadas al 50% de ambas líneas (L-73160 y L-73310) con valores de  $R_f$  de 0.0, 2.0, 5.0, 8.0 y 10.0  $\Omega$ .

Los resultados se muestran en las Figuras 4.15 y 4.16, donde se puede observar que el incremento del valor de la  $R_f$  repercute en un desplazamiento hacia la derecha en el eje sobre el plano complejo. La Figura 4.16, muestra que para el valor de  $R_f = 5 \Omega$  no opera el relevador.



**Figura 4.15.-** Falla en la primera mitad de la línea L-73160 con resistencias de falla de 0.0, 2.0, 5.0, 8.0 y 10.0 ohms.

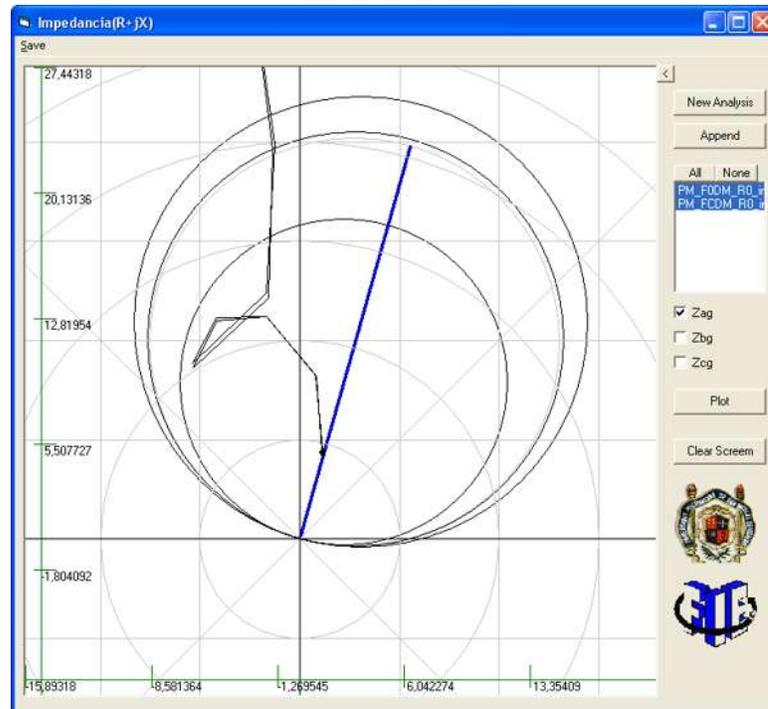


**Figura 4.16.-** Falla en la segunda mitad de la línea L-73310 con resistencias de falla de 0.0, 2.0 y 5.0 ohms.

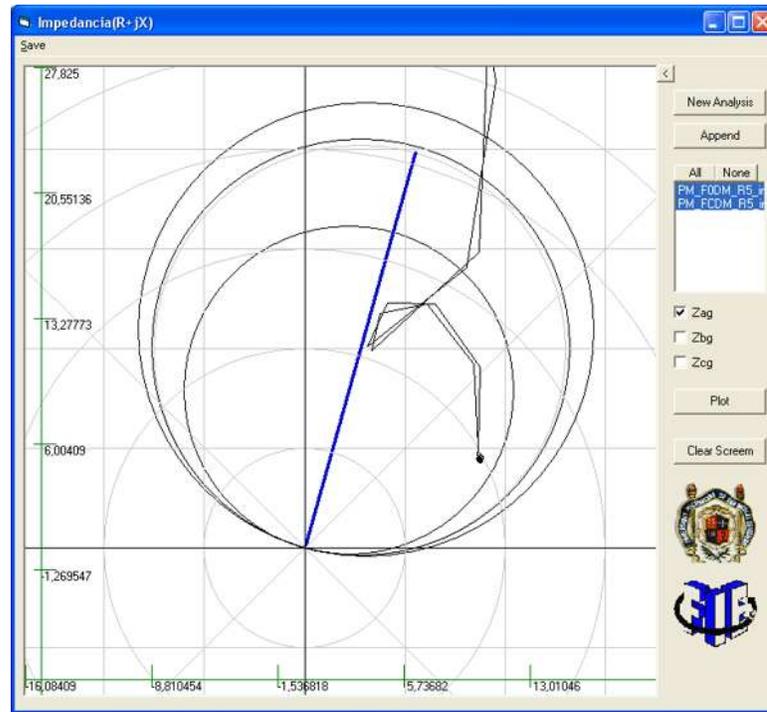
*Caso de estudio (Efecto Compensación Shunt)*

La simulación se realiza con fallas ubicadas al 50% de la línea L-73160 con valores de resistencia de falla de 0.0 y 5.0  $\Omega$ . Se trata de simulaciones en donde se considera la conexión y desconexión previa del banco de capacitores de 18 MVAR conectado en el bus de 115 kV de la S.E. LAG.

Los resultados se muestran en las Figura 4.17 y 4.18 en donde se puede apreciar que no existe influencia de la conexión o desconexión del banco de capacitores en la determinación final de la impedancia aparente.



**Figura 4.17.-** Efecto de la conexión y desconexión del banco de capacitores con resistencia de falla de 0 ohms.



**Figura 4.18.-** Efecto de la conexión y desconexión del banco de capacitores con resistencia de falla de 5 ohms.

*Caso de estudio (Efecto de la Fuente Remota)*

El principal efecto de la fuente remota se debe a la contribución de corriente en torno hacia la falla, lo que comúnmente se conoce como efecto *Infeed*. En este caso, al tratarse de una línea de dos terminales, es factible que se presente tal efecto.

Se simularon fallas con localización fija en la línea L-73160 y valores de  $R_f$  de 0.0 y 5.0  $\Omega$ . Las Figuras 4.19 y 4.20, muestran que al incrementarse el valor de la resistencia de falla, la presencia de la fuente remota se manifiesta en un incremento de la resistencia aparente vista por el relevador.

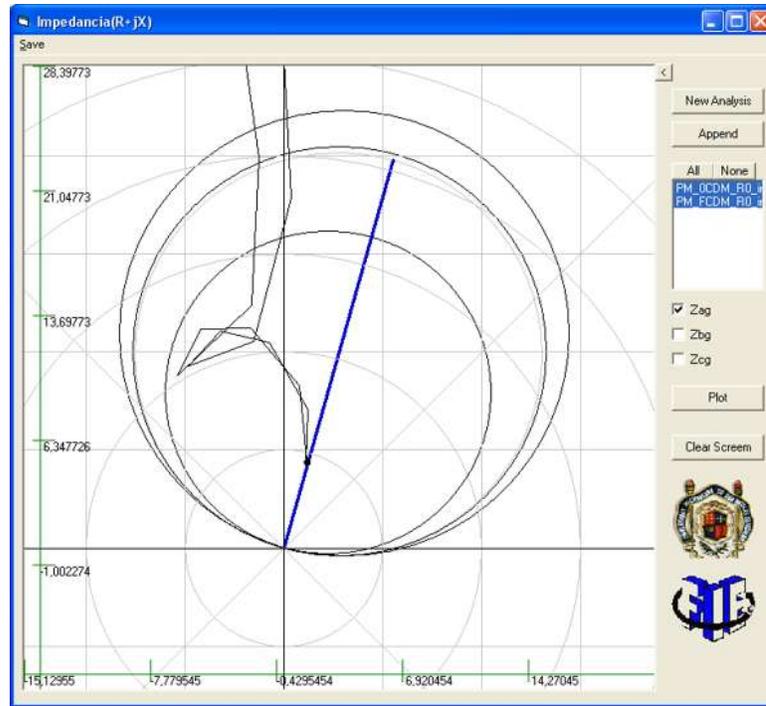


Figura 4.19.- Trazo de impedancia con y sin fuente en el extremo remoto con  $R_f=0$  ohms.

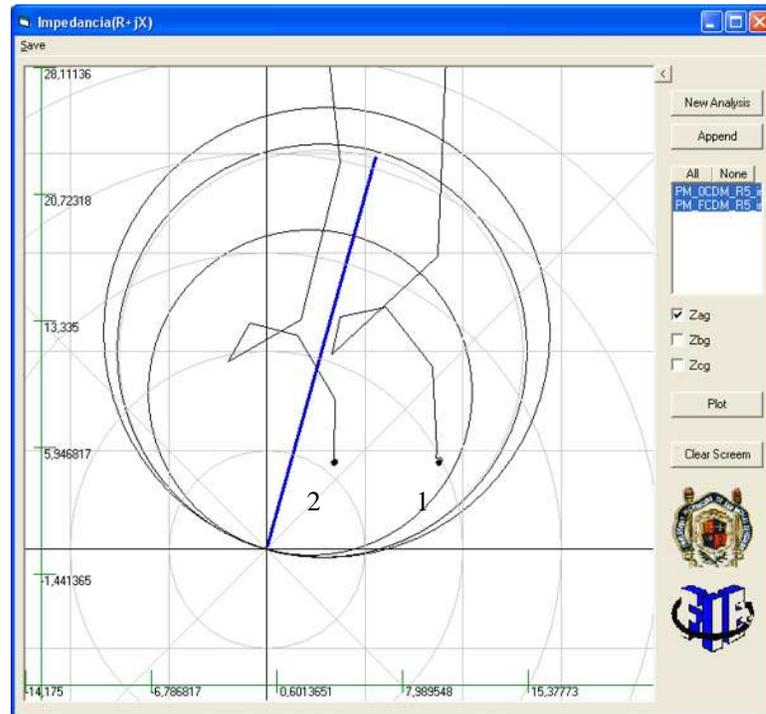
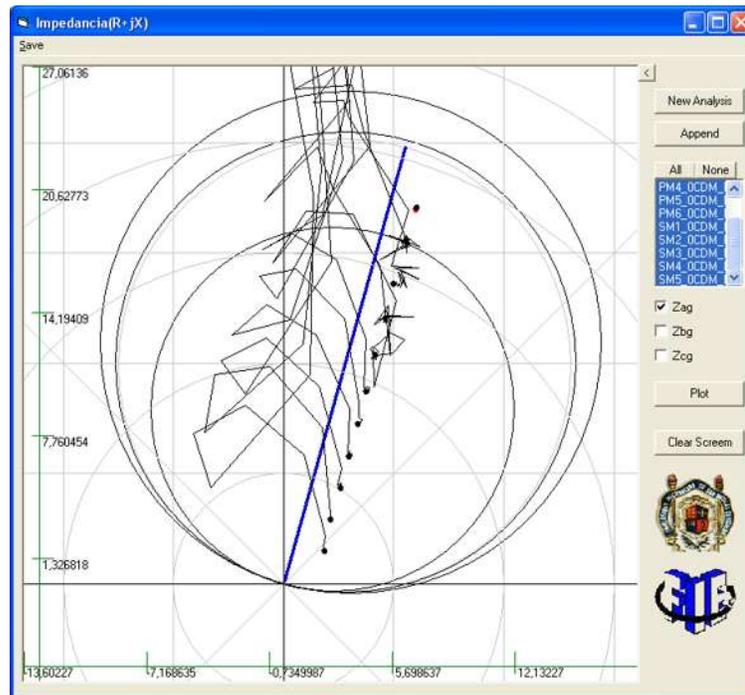


Figura 4.20.- Trazo de impedancia con (1) y sin (2) fuente en el extremo remoto con resistencia de falla de 5 ohms.

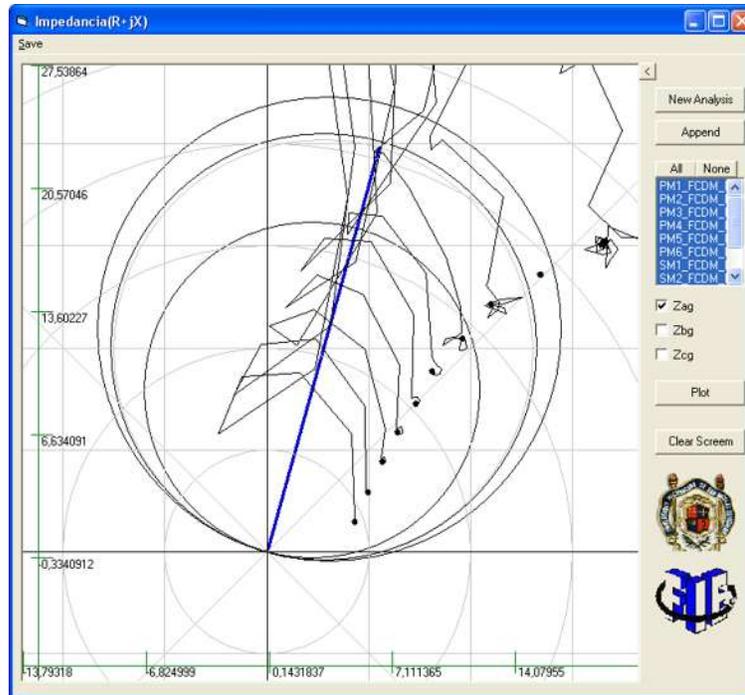
La evaluación del efecto *Infeed* en la determinación de la impedancia aparente, se llevó a cabo mediante simulación de fallas con  $R_f = 3.0 \Omega$ , en diferentes localizaciones con y sin fuente remota.

Los resultados se muestran en las Figuras 4.21 y 4.22, en donde es notorio que la resistencia aparente medida por el relevador se incrementa de manera no lineal con el incremento de la distancia a la falla.

Se dice que este fenómeno se debe a que la contribución de corriente del extremo remoto se incrementa rápidamente de manera proporcional conforme la contribución local de corriente disminuye [Apostolov et al, 2004].



**Figura 4.21.-** Efecto de la ausencia de la fuente en el extremo remoto (Sistema Radial) con resistencia de falla constante variando la ubicación de la falla.



**Figura 4.22.-** Efecto de la presencia de la fuente en el extremo remoto (Sistema en anillo cerrado) con resistencia de falla constante variando la ubicación de la falla.

#### 4.6 Conclusiones

La reproducción realizada con la inyección de archivos al relevador brinda un panorama de la potencialidad que esta herramienta de software representa para el área de protecciones de sistemas eléctricos de potencia, ya sea para evaluar ajustes o bien comprender fenómenos y/o factores que afectan la operación del relevador.

El visualizador gráfico representa una herramienta importante en el análisis de la evolución de la impedancia aparente de falla para validar los ajustes del relevador y brindar una mayor perspectiva de ajustes óptimos.

El empleo del programa EMTP/ATP ha sido de vital importancia en la reproducción de eventos para evaluar el comportamiento de relevadores. Utilidad que ha sido reconocida por la industria, con lo cual el archivo de salida \*.PLA se coloca como la base de pruebas funcionales de prototipos de los relevadores de protección.

Con esta información disponible el usuario tiene las herramientas necesarias para determinar si la respuesta del sistema de protección fue correcta para las condiciones del sistema dadas. Los datos y la información obtenida en estos informes son valiosos para

probar y analizar problemas, identificando deficiencias antes de que se causen más fallas en el futuro. La rapidez y precisión con que se analicen los datos pueden ahorrar dinero permitiendo soluciones a una gran variedad de problemas. Se analizar si la protección operó como se esperaba, además el análisis identifica si se instalaron todos los componentes asociados del sistema de la protección.

## Capítulo 5

# Conclusiones

El análisis y la planeación del funcionamiento, uso y operación de los sistemas eléctricos de potencia conllevan una ventaja que es la de optimización en cuanto a manejo de las redes y a control de las mismas ante condiciones tanto de uso normal como ante fallas.

En la actualidad el avance tecnológico es grande permitiendo aprovechar esa gran herramienta convirtiendo, diseñando y creando elementos que facilitan las tareas que requieren cada vez más sensibilidad y fidelidad en la salida del sistema controlado.

Bajo diferentes condiciones de operación anormales en los sistemas eléctricos que pueden ser originadas por eventos tales como la salida de uno o varios elementos del sistema por condiciones de falla o bien ante salidas programadas por mantenimiento u otras causas, se originan cambios en la topología de la red eléctrica provocando que los ajustes preestablecidos en algunas protecciones queden fuera de las zonas de protección requeridas, ocasionando con esto posibles casos de sobre alcances o sub alcances o bien nulificando los alcances de las protecciones de respaldo principalmente.

El graficador de impedancia aquí mostrado permite identificar directamente estos casos y verificar la correcta o incorrecta acción de la protección analizada.

El software diseñado es una herramienta gráfica interactiva que permite interactuar con los parámetros registrados por los relevadores microprocesados ante la presencia de eventos en las líneas de transmisión.

Es una herramienta que permite visualizar el comportamiento del trazo de impedancia ante las diferentes causas que originan las fallas en los sistemas eléctricos, lo cual permite hacer una clasificación en base al comportamiento del trazo de la impedancia y la causa de la falla.

El programa desarrollado permite analizar aspectos adicionales como la localización y la resistencia de falla, que en cuestión de eficiencia en corrección de fallas son de carácter importante.

## **TRABAJOS FUTUROS**

Esta herramienta computacional puede resultar muy útil en el análisis de eventos registrados por los diferentes tipos de relevadores microprocesados.

Además de incluir la capacidad de manejar eventos de diferentes relevadores microprocesados, lo cual se vislumbra como una excelente herramienta, se comenta la característica de realizar comparación de eventos en un mismo instante, logrando con ello una mayor capacidad de análisis e investigación.

Por último, un punto final de mejora que se prevé, es conectar directamente el software con el relevador mediante una computadora tanto para extraer los registros e inmediatamente realizar un análisis, guardarlos en la computadora, así como para modificar ajustes y parámetros del relevador en instante y tiempo instantáneos.

# Bibliografía

[Altuve, 2002]

Dr. Héctor Altuve Ferrer, “Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, Nuevo León, México, 2002.

[Anderson, 1999]

P. M. Anderson, “Power System Protection”, Mc Graw Hill, 1999.

[Apostolov et al, 2004]

A. P. Apostolov, D. Tholomier, and S. H. Richards, “Distance Protection and Dynamic Loading of Transmission Lines,” presented at the IEEE Power Engineering Society General Meeting 2004. IEEE/PES, paper PESGM2004-001065, Denver, Colorado, 6-10 Jun 2004.

[Avalos et al, 2005]

J. A. Avalos G., N. Solís R., S. Flores V. y F. Osornio R., “Analizador gráfico del trazo de la impedancia aparente a las zonas de operación de relevadores microprocesados”.

[Ceraolo, 1998]

M. Ceraolo, "PlotXY – a New Plotting Program for ATP," EEUG News, European EMTP-ATP Users Group, Vol. 4, Number 1-2, February-May, 1998.

[Ceraolo, 2004]

M. Ceraolo, "The Plotting Program PlotXY, Short Description and Operation Instructions,” (rel. September 2004).

[Codling et al, 1996]

J.D. Codling, S.A. House, J.H. Joice, K.M. Labhar J.R. Richards, J.E. Tenbush, M.D. Tullis, T.D. Wilkerson, N.Rostamkolaid. “Adaptive Relaying”. IEEE Potentials. Febrero-Marzo 1996 pp. 28-33.

[Costello, 2000]

David Costello, “understanding and analyzing event report information”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA USA, 2000.

[Doble Engineering, 2000]

F-6150 Instruction Manual, Doble Engineering Co. Inc. Boston, Massachusetts, 2000.

[IEEE Standard 1999]

IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE Standard C37.111-1991.

[IEEE Standard, 1999]

IEEE Guide for Protection Relay Applications to Transmission Lines, IEEE Standard C37.113-1999.

[Prikler y Hoidale,2000]

L. Prikler, H. K. Hoidalen, ATPDraw User's manual, version 3.5 for Windows 9x/NT/2000/XP, SINTEF Energy Research, Trondheim, Norway, August 2000.

[Ravindranath y Chander, 1989]

B. Ravindranath y M. Chander, “Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores”, Limusa, 1989.

[Roberts, 1993]

J. Roberts, A. Guzman and E. O. Schweitzer, III, “Z=V/I Does Not Make a Distance Relay”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, Wa. Presented before the 20th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 19-21, 1993.

[Roberts y Schweitzer, 1989]

J. Roberts and E. O. Schweitzer, III, “Analysis of Event Reports”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, Wa. Presented before the 16th Annual Western Protective Relay Conference

[Russell, 1990]

C. Russell Mason, “El arte y la ciencia de la protección por relevadores”, CECSA, 1990

[EMTP, 1987]

[Canadian/american, 1987]

Alternative Transients Program (ATP) Rule Book, Copyright 1987-99 by Canadian/American EMTP User Group.

[Schweitzer, 2000]

SEL-321 Instruction Manual, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, Wa., 2000.