



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**T E S I S**  
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO**

**“APLICACIÓN DEL RELEVADOR NUMÉRICO  
DE DISTANCIA P442 PARA LA PROTECCIÓN  
DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN”**

PRESENTAN:

**FLORES GARCÍA PAMELA**

**MARTÍNEZ NORMANDIA SARA ELENA**

DIRECTOR:

**ING. ARMANDO GRANDE GONZÁLEZ**

CODIRECTOR:

**ING. JESÚS MARTÍNEZ RODRÍGUEZ**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2008

## AGRADECIMIENTOS

**A MIS PAPÁS**, esta tesis es por y para ustedes: por su amor, por su apoyo, por sus consejos, por su motivación, por sus regaños, por todas sus enseñanzas.

**PAPI**, gracias por darme la vida, gracias por ser mi motivación, gracias por tus consejos, gracias por transmitirme tus conocimientos, gracias por apoyar mis decisiones, gracias por regalarme la dicha de ser una profesionalista, gracias por todo lo que me has dado... no tengo palabras para agradecerte.

**MAMI**, gracias por darme la vida, gracias por estar con mis hermanas y conmigo siempre, gracias por tu incondicional protección, por inculcarme principios y valores, por motivarme a ser alguien en la vida, por permitirme ser una profesionalista... gracias por todo.

Para mis hermanas: **LETICIA, CARMEN, EDITH...**

Con todo mi amor,

**SARA ELENA MARTÍNEZ NORMANDIA.**

## AGRADECIMIENTOS

**A MIS PAPÁS**, a quienes doy gracias por todo su esfuerzo, sus sacrificios y su amor, pues a ustedes debo cada uno de mis logros y la persona que soy.

**A VALERIA E INGRID**, mis hermanas, por su amor y apoyo incondicional.

**A PABLO**, quien fue clave importante a lo largo de esta carrera, gracias por todo tu apoyo, tú sabes lo difícil que fue llegar hasta aquí.

Gracias de todo corazón a cada uno de ustedes  
que forman parte importante de mi vida, y a quienes  
dedico esta tesis.

**PAMELA FLORES GARCÍA**

## AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a la compañía **AREVA T&D**, por la donación del Relevador MICOM P442 a nuestra Facultad de Ingeniería, especialmente al **Ing. Juan Luis Arellano Téllez**, por su apoyo para la realización de esta tesis

Al **Ing. Jesús Martínez Rodríguez**, por su gran apoyo y enseñanza a lo largo de la realización de este trabajo.

Al **Ing. Armando Grande González**, por su tiempo y dedicación.

**PAMELA FLORES GARCÍA.**

**SARA ELENA MARTÍNEZ NORMANDIA.**

# ÍNDICE

## PRÓLOGO

### **CAPÍTULO I.** Filosofía General de Aplicación de Relevadores de Protección en un Sistema Eléctrico de Potencia.

Objetivo	19
1. Definiciones Generales	20
1.1 Sistemas Eléctricos de Potencia	20
1.1.1 Generación	22
1.1.2 Transmisión	22
1.1.3 Distribución en Media Tensión	23
1.1.4 Distribución en Baja Tensión	23
1.1.5 Seccionadores e Interruptores	23
1.1.6 Disyuntor o Interruptor Automático	24
1.1.7 Transformadores de Medida y de Protección	24
1.1.8 Transformadores de Medida y de Protección	24
1.1.9 Fusibles	24
1.1.10 Transformador	25
1.1.11 Transformador Trifásico	25
1.2 Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia	28
1.2.1 Configuración de un Sistema de Potencia	29
1.2.2 Naturaleza y Causa de las Fallas	30
1.2.3 Consecuencia de las Fallas	31
1.2.4 Estadística de Fallas	31
1.2.5 Cualidades Esenciales de la Protección	35
1.2.6 Protección Primaria y de Respaldo	37
1.2.7 Principio Básico de la Operación del Sistema de Protección	40
1.2.8 Zonas de Protección	40
1.2.9 Tipos de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia	43

### **CAPÍTULO II.** Evolución Tecnológica en el Desarrollo de Relevadores de Protección.

Objetivo	57
2. Evolución Tecnológica en el Desarrollo de los Relevadores de Protección	58
2.1 Relevadores Electromecánicos	59
2.1.1 Indicadores de Funcionamiento	60
2.2 Relevadores Estáticos	60
2.3 Relevadores Digitales	62
2.4 Relevadores Numéricos	63

2.4.1	Ventajas de los Relevadores Numéricos	65
2.4.2	Arquitectura de Hardware	67
2.4.3	El software del Relevador	69
2.4.4	Características de los Relevadores de Distancia Numérico	70
2.4.5	Comparación de Amplitud y Fase	71
2.4.6	Característica de Impedancia	71
2.4.7	Característica Cuadrilateral	72

### **CAPÍTULO III. Protección de Distancia Aplicada a Líneas de Transmisión**

	Objetivo	75
3.	Protecciones de Distancia Aplicada a Líneas de Transmisión	
3.1	Protecciones de Distancia	76
3.1.1	Conexiones y Simbología de las protecciones de Distancia	77
3.1.2	Ajustes de las Zonas de Medida	77
3.1.3	Resumen	81
3.1.4	Elección de las Magnitudes de Medida	82
3.1.5	Medida de Falla Bifásica	83
3.1.6	Medida de Falla Bifásica a Tierra	85
3.1.7	Medidas de Fallas Trifásicas	86
3.1.8	Medida de Falla Monofásica	86
3.1.9	Representación en el Plano de Impedancia R-X	88
3.2	Características de Medida y Localización de Falla	
3.2.1	Características de Medida	89
3.2.2	Zonas de Medida	91
3.2.3	Localización de Fallas	94
3.3	Funciones de Protección Complementarias	
3.3.1	Sobrecorriente Direccional a Tierra	96
3.3.2	Tensión y Corriente	98
3.3.3	Fase Abierta	99
3.3.4	Circuitos Mixtos	100
3.3.5	Falla de Interruptor	100
3.4	Recierre y Comprobación de Sincronismo	
3.4.1	Recierre	107
3.4.2	Verificación de Sincronismo	114
3.5	Causas de la Medición Incorrecta de Impedancia	118
3.5.1	Infeed	118
3.5.2	Acoplamiento entre Circuitos	121

## **CAPÍTULO IV. Descripción General del Relevador P442**

Objetivo		125
4.	Descripción General del Relevador P442	
4.1	Descripción de los Sistemas del Relevador	126
4.1.1	Descripción del Hardware	126
4.1.2	Descripción del Software	128
4.1.3	Sistema de Operación en Tiempo Real	128
4.1.4	Sistemas de Servicios del Software	128
4.1.5	Plataforma del Software	128
4.1.6	Software de Protección y Control	128
4.1.7	Registrador de Disturbios	129
4.2	Descripción de las Funciones de Protección	129
4.3	Descripción de las Funciones de Control	130
4.3.1	Configuración del Relevador	130
4.4	Descripción de las Formas de Acceso al Relevador	130
4.4.1	Parte Frontal del Relevador	131
4.4.2	Parte Trasera del Relevador	131
4.5	Descripción y uso del Software MICOM S1 para acceder a la Configuración y a los Ajustes de Protección del Relevador.	132
4.5.1	Software de Ajustes del MICOM PX40 (S&R Courier)	133
4.6	Descripción y Uso del Software para acceder a la lógica del relevador.	143
4.7	Descripción y Uso del Software para acceder a la medición en tiempo real.	147
4.8	Para extraer información registrada en el Relevador (eventos, Disturbios, medición)	148

## **CAPÍTULO V. Aplicación del Relevador P442.**

Objetivo		153
5.	Aplicación del Relevador P442 para Líneas de Transmisión	
5.1	Descripción de la Línea de Transmisión que será utilizada para ejemplificar a Aplicación del Relevador de Distancia P442	154
5.2	Cálculo de los Ajustes de la Línea de Transmisión	154
5.2.1	Ajuste del Alcance en la Dirección de la Línea de las Zonas de Disparo	155
5.2.2	Compensación de Secuencia de los Elementos para Fallas a Tierra	156

5.3 Utilización del Equipo de Prueba	157
5.3.1 General	157
5.3.2 Desarrollo Histórico	157
5.3.3 Aparatos de Prueba Modernos	158
5.3.4 Equipo de Prueba	158
5.3.5 Condiciones de Partida y Actuaciones Previas	159
5.3.6 Metodología para Realizar las Pruebas de Inyección	159
5.3.7 Pruebas	160
5.4 Pruebas de Simulación para Evaluar el Desempeño del Relevador de Distancia P442	161
5.4.1 Ajustes del Relevador de Distancia P442	161
5.4.2 Pruebas de Simulación	163
5.5 Desempeño del Relevador P442 durante una Falla Real en una línea de Transmisión de 230kV	171
5.6 Datos de la Línea de Transmisión	171
5.7 Descripción del Evento	171
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>173</b>
<b>APÉNDICE I</b>	<b>177</b>
<b>APÉNDICE II</b>	<b>183</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>191</b>



## PRÓLOGO

La tesis que a continuación presentamos pretende ser una guía para la aplicación de relevadores numéricos de distancia en la protección de líneas de transmisión. Esta investigación fue desarrollada debido a que no se disponía de un texto de referencia que presentara el tema en forma adecuada para los estudiantes.

Nuestro país necesita Ingenieros especialistas en Protecciones, pero desgraciadamente no se cuenta actualmente con información necesaria para documentarse sobre este tema, y mucho menos existe un material explicativo que permita conocer no sólo los principios básicos sino también, las aplicaciones de relevadores numéricos en la protección de líneas de transmisión, los cuales, en la actualidad, representan tecnología de punta en todo el mundo. Para ejemplo práctico en esta tesis utilizamos el relevador numérico de distancia MICOM P442 (Desarrollado y fabricado por AREVA T&D-Automation)

Nuestra investigación no sólo pretende ser de utilidad y ayuda para los estudiantes de ingeniería, también será útil para profesores e ingenieros que ya trabajen con relevadores, ya que, contiene la información necesaria para la aplicación de relevadores numéricos de distancia en líneas de transmisión. Los ejemplos de aplicaciones que presentamos, están constituidos con datos de líneas de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad, por lo que, ejemplifican la importancia de la Protección de un Sistema Eléctrico de Potencia (PSEP).

Esta tesis se compone de cinco capítulos. Los dos primeros dedicados a la introducción de PSEP. En el primer capítulo se encuentran los conceptos básicos y las funciones de protección necesarias para el desarrollo de aplicaciones en la PSEP. El segundo capítulo demuestra la importancia y las ventajas de la aplicación de relevadores numéricos para la PSEP, puntualizando las características de todas las tecnologías existentes en la construcción de relevadores.

En el capítulo tres se describen los fundamentos de la protección de distancia, así como las funciones de protección aplicadas a líneas de transmisión, que son indispensables para comprender el funcionamiento del relevador de distancia.

El capítulo cuatro tiene un objetivo eminentemente práctico, ya que se enfoca a la operación del relevador MICOM P442 (AREVA T&D-Automation): descripción y manipulación del hardware, uso del software, configuración de ajustes y lógica del relevador. Así mismo el capítulo cinco tiene como objetivo facilitar la aplicación de las protecciones de distancia a dos casos concretos, verificando: ajuste, pruebas y análisis de su comportamiento en cada uno de ellos. En especial, al describir el procedimiento de dichas aplicaciones, se ha buscado una exposición didáctica, que explique como se realizan sin perder de vista el concepto técnico.

Esta tesis pretende ser un instrumento útil que aclare conceptos y se convierta en un texto de referencia, como ayuda en la formación de ingenieros en este campo de la Ingeniería Eléctrica, tan interesante y complejo como es la ciencia de la protección.

# CAPÍTULO I

## **FILOSOFÍA GENERAL DE APLICACIÓN DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**



## **OBJETIVO**

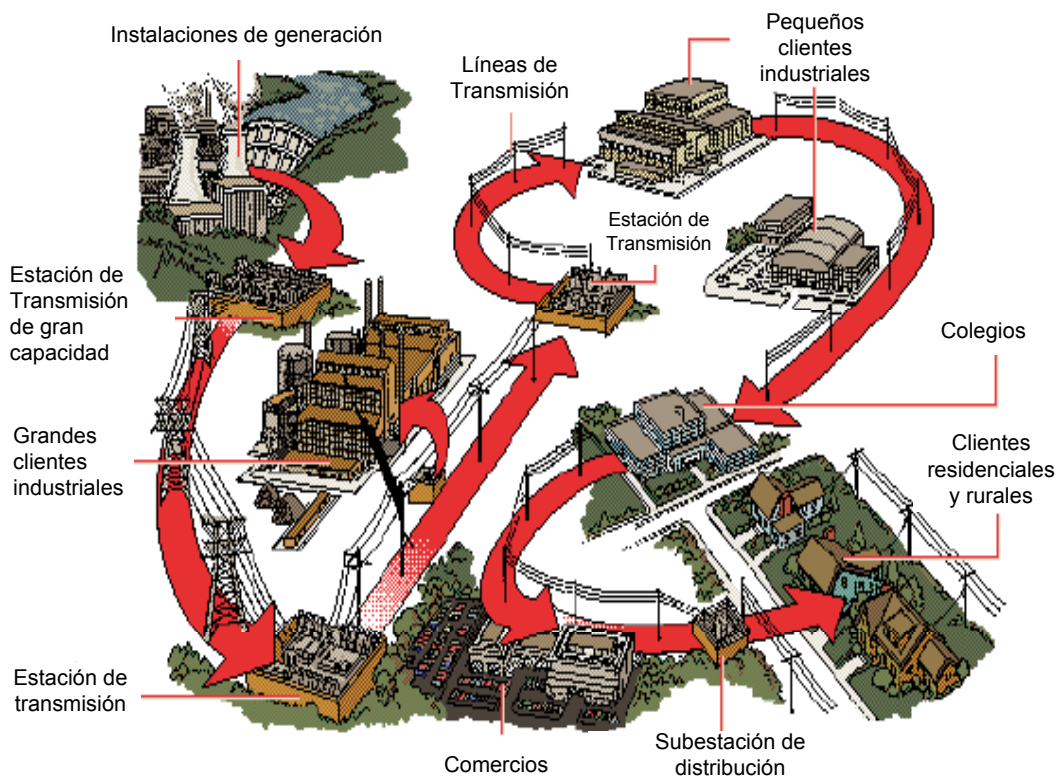
Proporcionar un sustento teórico que permita al Ingeniero Eléctrico-Electrónico dominar conceptos y funciones de protección necesarios para el desarrollo de aplicaciones en la Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.

## 1. DEFINICIONES GENERALES

### 1.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), se define como las Instalaciones de generación, transmisión y distribución, físicamente conectadas entre sí, operando como una unidad integral, bajo control, administración y supervisión.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia se estructuran en las partes o niveles de Generación, Transmisión y Distribución (*Figura 1.1*). La interconexión de esos niveles se realiza en las subestaciones y centros de transformación, donde, además, se localizan los dispositivos de maniobra y protección del sistema.



**Figura 1.1 Esquema general de un Sistema Eléctrico de Potencia**

En la *Figura 1.1* se muestra una central hidroeléctrica, el agua que cae de una presa hace girar turbinas que impulsan generadores eléctricos. La electricidad se transporta a una estación de transmisión, donde un transformador convierte la corriente de baja tensión en una corriente de alta tensión. La electricidad se transporta por cables de alta tensión a las subestaciones de distribución, donde se reduce la tensión mediante transformadores hasta niveles adecuados para los usuarios. Las líneas primarias pueden transmitir electricidad con tensiones de hasta 500,000 [V] o más. Las líneas secundarias que van a las viviendas tienen tensiones de 220 o 110 [V].



**Figura 1.2 Algunos Elementos que conforman un Sistema Eléctrico**

En la *Figura 1.2*, se observan algunos elementos que conforman un SEP. Izquierda: Torre de transmisión que soporta los cables de alta tensión. Derecha: Instalaciones de una subestación. Al fondo: Planta Generadora (Termoeléctrica).

El propósito de un Sistema Eléctrico de Potencia comienza desde la generación hasta el suministro de ésta a los consumidores. El sistema debe estar dirigido para entregar energía confiable y económica. Una interrupción severa al suministro de energía, provoca muchos daños en los consumidores, es por ello que se debe poner énfasis en el aumento de la confiabilidad y seguridad del suministro. Es necesario generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica desde los centros de generación, ubicados con base a la disponibilidad de fuentes primarias de energía, como son el gas, el carbón, el agua o la energía nuclear, hasta los centros de consumo, considerando en todo momento restricciones económicas, de seguridad, de confiabilidad y de calidad del servicio.

Una interrupción de servicio eléctrico puede deberse a distintas causas, como un cortocircuito, la caída de estructuras de alta o media tensión, errores en la operación y control del sistema eléctrico. Sin importar la causa, es evidente, que no es posible que un SEP sea totalmente inmune a estas situaciones, debiéndose aceptar las interrupciones del servicio eléctrico como una situación normal, aunque no deseable. Por lo tanto, es necesario reducir los tiempos durante los cuales se pierde el suministro de energía eléctrica, sin importar la causa y restaurar el Sistema a su condición previa.

### 1.1.1 GENERACIÓN

La producción de energía eléctrica tiene lugar en las centrales que, dependiendo el tipo de energía primaria utilizada, pueden ser hidráulicos, térmicos o nucleares por mencionar algunas. La generación de energía eléctrica se realiza mediante la máquina eléctrica denominada alternador trifásico, con frecuencia de 50 Hz en Europa y 60 Hz en gran parte de América. Las tensiones en terminales (tensiones de línea o entre fases, mientras no se diga lo contrario) de los generadores están entre los 6 y los 25 kV. Las potencias de los generadores son muy variables, en nuestro país los valores van desde 1 MW y hasta 675 MW, éste último es el caso de los generadores más grandes instalados en México en la central nuclear "Laguna Verde".

### 1.1.2 TRANSMISIÓN

Cuando se inició el desarrollo de los sistemas de energía eléctrica, a finales del siglo XIX y principios del XX, era típica la estructura en la que uno o varios generadores se conectaban directamente a una instalación de consumo. En la actualidad, dadas las grandes cantidades de energía que se manejan, una estructura de ese tipo presentaría una fiabilidad crítica, ya que una avería en el generador o en la línea que conecta la generación con el consumo deja a este sin suministro. Se ve que una forma de atenuar el problema es la creación de una red interconectada, con un elevado número de nodos y de conexiones entre ellos, a la que se une por una parte un gran número de generadores y por otra un gran número de consumidores. De esta forma el equilibrio entre la generación y el consumo, que debe mantenerse en todo momento, puede conseguirse a pesar de la existencia de pequeñas variaciones que pueden producirse en cualquiera de las partes que entran en juego (variación en la generación, pérdida de alguna línea, variación de la demanda, etc.)

Con el fin de disminuir la sección de los conductores de las líneas de transmisión y las pérdidas por efecto Joule es necesario elevar las tensiones obtenidas en los generadores. De esta forma, para una misma potencia a transportar la corriente es menor y, por tanto, se reducen las pérdidas anteriormente citadas. Esta operación de elevación de la tensión se lleva a cabo mediante la máquina eléctrica denominada transformador y tiene lugar en los parques de transformación situados junto a las centrales de producción.

Desde la red de transporte la tensión se reduce en las subestaciones transformadoras a valores reglamentarios. A estas tensiones funcionan las líneas denominadas redes de reparto, de subtransporte o de distribución primaria, que rodean a los grandes núcleos urbanos e industriales, de longitudes más reducidas.

Aunque la transmisión de energía eléctrica se realiza normalmente en corriente alterna trifásica, se han realizado instalaciones en corriente continua. Para ello la energía eléctrica del generador producida en forma de corriente alterna es convertida en corriente continua mediante sistemas electrónicos, denominados rectificadores. Una vez la energía eléctrica en forma de corriente continua llega a su destino se convierte nuevamente en corriente alterna, esta vez mediante sistemas electrónicos denominados inversores, para proceder a su distribución. Esto es necesario por cuanto que la reducción de la tensión (lo mismo que la elevación) ha de hacerse mediante los transformadores cuyo funcionamiento es posible sólo en corriente alterna.

### **1.1.3 DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN**

El nivel de tensión de las líneas de transmisión se reduce en las subestaciones de distribución a los niveles reglamentarios. Las longitudes de estas líneas generalmente denominadas de media tensión, no suelen sobrepasar los 25 km. Normalmente con líneas aéreas se abastece a ciertos consumidores industriales y se realiza la electrificación rural. Para la distribución en algunas ciudades, se emplean cables aislados subterráneos, llegando hasta ellos centros de gravedad de las áreas de consumo, donde se reduce la tensión correspondiente al nivel inferior en los llamados centros de transformación.

Las redes de distribución rurales, construidas casi siempre con líneas aéreas, suelen tener estructura radial, lo que significa que la energía puede fluir en un solo sentido desde el principio de una línea (subestación) hasta el final (centro de transformación).

En los núcleos urbanos e industriales, con objeto de aumentar la fiabilidad y seguridad del suministro, las redes de distribución, casi siempre subterráneas, suelen tener estructura de malla. Las redes de estructura de malla suelen hacerse funcionar como radiales, manteniendo cada bucle o anillo de la red, abierto en algún punto del mismo.

### **1.1.4 DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN**

Esta red está formada por las líneas (normalmente subterráneas o aéreas con cables aislados), con longitudes del orden de 1 km, que parten de los centros de transformación y efectúan la entrega de energía a la mayoría de los usuarios comerciales, domésticos e industriales que utilizan la energía eléctrica en baja tensión, esto es, en niveles por debajo de los 1 000 V. La mayor parte de los consumidores domésticos son monofásicos, por lo que la conexión de sus instalaciones a esta red se efectúa conectándose entre dos fases o entre fase y neutro, según proceda. La estructura de estas redes suele ser radial o de malla con funcionamiento normalmente radial.

### **1.1.5 SECCIONADORES E INTERRUPTORES**

En lo que se refiere a los dispositivos destinados a cortar el paso de la corriente eléctrica en un circuito, hay que tener en cuenta el hecho de que para alta tensión y elevadas corrientes la operación de romper la continuidad de un circuito eléctrico se convierte en una operación técnicamente complicada. En efecto, cuando empiezan a separarse los contactos de un dispositivo destinado a cortar la corriente, la densidad de corriente (la corriente eléctrica por unidad de superficie) va aumentando a medida que la superficie mutua de contacto va disminuyendo, alcanzándose una temperatura tan elevada en esa zona, que da lugar a la emisión de electrones del metal, los que, acelerados por el intenso campo eléctrico entre los contactos (función de la tensión del circuito), producen la ionización del aire circundante. Si este proceso de ionización por choques supera el proceso de recombinación, aparecerá lo que denomina arco eléctrico (descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados en el seno de una atmósfera gaseosa enrarecida, normalmente a baja presión, o al aire libre). El camino del arco entre los contactos es un espacio conductor, por lo que la corriente en el circuito en cuestión no cesa aunque los contactos mantengan una separación física, a menos que dicho arco sea extinguido. Ello se consigue abriendo los contactos muy rápidamente y/o realizando la apertura en un medio con rigidez dieléctrica



(tensión para la cual se produce la ionización, en determinadas condiciones) mayor que la del aire, como el aceite mineral o un gas de extendido uso para esta función como es el exafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ).

#### **1.1.5.1 SECCIONADOR**

Dispositivo que no está diseñado para cortar corriente alguna. Su misión es la de aislar o separar (además de forma visible) dos partes de un circuito, siempre y cuando la corriente a través del dispositivo seccionador haya cesado, por ejemplo de la actuación de otro dispositivo.

#### **1.1.5.2 INTERRUPTOR**

También denominado interruptor en carga, es un dispositivo diseñado para poder cerrar y abrir un circuito eléctrico por el que circula la corriente normal o nominal del mismo. Cuando en la posición de apertura cumple las especificaciones de seccionador, es decir, aísla o separa de forma visible, recibe el nombre de interruptor –seccionador.

#### **1.1.6 DISYUNTOR O INTERRUPTOR AUTOMÁTICO**

Dispositivo diseñado para cerrar y abrir un circuito eléctrico por el que circula una corriente anormalmente elevada, como consecuencia, por ejemplo, de un cortocircuito.

#### **1.1.7 TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y DE PROTECCIÓN**

Estos transformadores son los utilizados para reducir las magnitudes tensión y corriente en un determinado punto a valores bajos, del orden (por ejemplo) de 100 V y 5 A respectivamente, con objeto de efectuar la medida de las magnitudes correspondientes, así como para proporcionar las señales de entrada a los relevadores (relés).

#### **1.1.8 RELEVADORES**

Dispositivos que dan las órdenes de apertura o cierre a los interruptores automáticos en función de los valores de las variables medidas a través de los transformadores de medida. En la mayoría de los casos sobre todo en alta tensión, los relevadores se ubican en lugar separado de los dispositivos a los que mandan las órdenes. También se conocen como relés.

#### **1.1.9 FUSIBLES**

La función básica de los fusibles es censar las condiciones actuales del Sistema, interrumpir una falla rápidamente y coordinar con otros dispositivos de protección.

### 1.1.10 TRANSFORMADOR

Máquina estática de inducción en la cual la energía eléctrica es transformada en sus dos factores: tensión y corriente. Cualquiera que sea el uso que se haga del transformador, se llama primario el circuito que recibe la energía y secundario el que la suministra a los aparatos receptores. A ellos se debe la obtención, de modo fácil, de tensiones elevadísimas, y por éstas ha sido posible llevar a cabo los grandes trasportes de energía.

El transformador es el elemento encargado de la interconexión de los diferentes niveles de tensión existentes en un sistema de energía eléctrica de corriente alterna. En éste sentido su relación de transformación es fija o puede ser variada en un estrecho margen para, en último término, mantener el valor eficaz de la tensión en terminales de los receptores dentro de límites reglamentarios. La modificación de la relación de transformación (en módulo y/o en fase) permite también la variación del flujo de potencia activa y/o reactiva a través de una línea de transmisión.

### 1.1.11 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

El transformador (o el autotransformador, variante económica sin aislamiento galvánico entre primario y secundario) es la máquina eléctrica destinada a la función de transformar la tensión desde un nivel a otro. Los utilizados en los sistemas de energía eléctrica son o bien del tipo trifásico, formados por un núcleo de tres o de cinco columnas, o bien del tipo banco de transformadores monofásicos, formados por la conexión de tres transformadores monofásicos independientes. En este último caso al conjunto se le denomina también simplemente banco de transformadores; la ventaja de esta disposición proviene del hecho de que la inversión en máquina reserva (un monofásico) es del orden de un tercio del valor del conjunto. En general, los tres arrollamientos primarios (denominación dada a los arrollamientos por los que entra potencia activa a la máquina) por un lado y los tres arrollamientos secundarios (denominación dada a los arrollamientos por los que sale potencia activa), por otro, se conectan en estrella, en delta o en zig-zag, dando lugar a las distintas combinaciones o tipos de conexión. Los de mayor tensión reciben el nombre de arrollamientos o devanados o lados de alta tensión; los de menor, de baja tensión. Por supuesto, los conceptos lado de alta y lado de baja no coinciden, necesariamente con los correspondientes a lados primario y secundario.



Figura 1.3 Transformadores Trifásicos

#### 1.1.11.1 TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN

En plantas de energía eléctrica, subestaciones e instalaciones comerciales o fábricas, suele ser necesario medir altos valores de tensión, corrientes elevadas o potencias grandes. En vez de llevar los altos valores a medidores de diseño especial, se utilizan transformadores especiales para llevar la tensión o la corriente a una proporción fija más pequeña de los valores originales altos. Estos transformadores especiales se conocen como transformadores de instrumentación. Son de dos tipos: transformadores de potencial para reducción de tensión y transformadores de corriente para reducción de corriente.



Figura 1.4 Transformador de Medición

#### 1.1.11.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Son aparatos en los cuales la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Sus secundarios están casi siempre proyectados para conectarse a uno o más voltímetros de 150 V. Los factores de transformación se proyectan ordinariamente para una tensión nominal de secundario de 120 V. Una línea de 9 600 V nominales emplearía por tanto un transformador de potencial con una relación de tensiones de  $9600/120=80$ , o de 80 a 1. Se suministran relaciones normalizadas para todos los voltajes (tensiones) de línea de uso normal hasta el más alto que se puede encontrar. En la situación antes mencionada, para un voltímetro normal de 150 V su desviación se multiplicaría por la relación de voltajes de 80 para leer el alto voltaje en cuestión. Una instalación permanente tendría la relación del transformador de potencial que se debe usar anotada en la carátula del voltímetro correspondiente. En este caso, el voltímetro estaría marcado en el intervalo de alto voltaje. Estos transformadores están disponibles en especificaciones de baja

capacidad (volt-amperes) como de 40 a 100 VA, puesto que puede requerir que trabajen con varios instrumentos y quizás con entradas de potencial para sistemas de medición y control. El secundario siempre está conectado a tierra en un punto para reducir los efectos de la electricidad estática y minimizar el peligro. En la Figura 1.5 se observa un circuito representativo de transformadores para instrumentos usando un transformador de potencial.

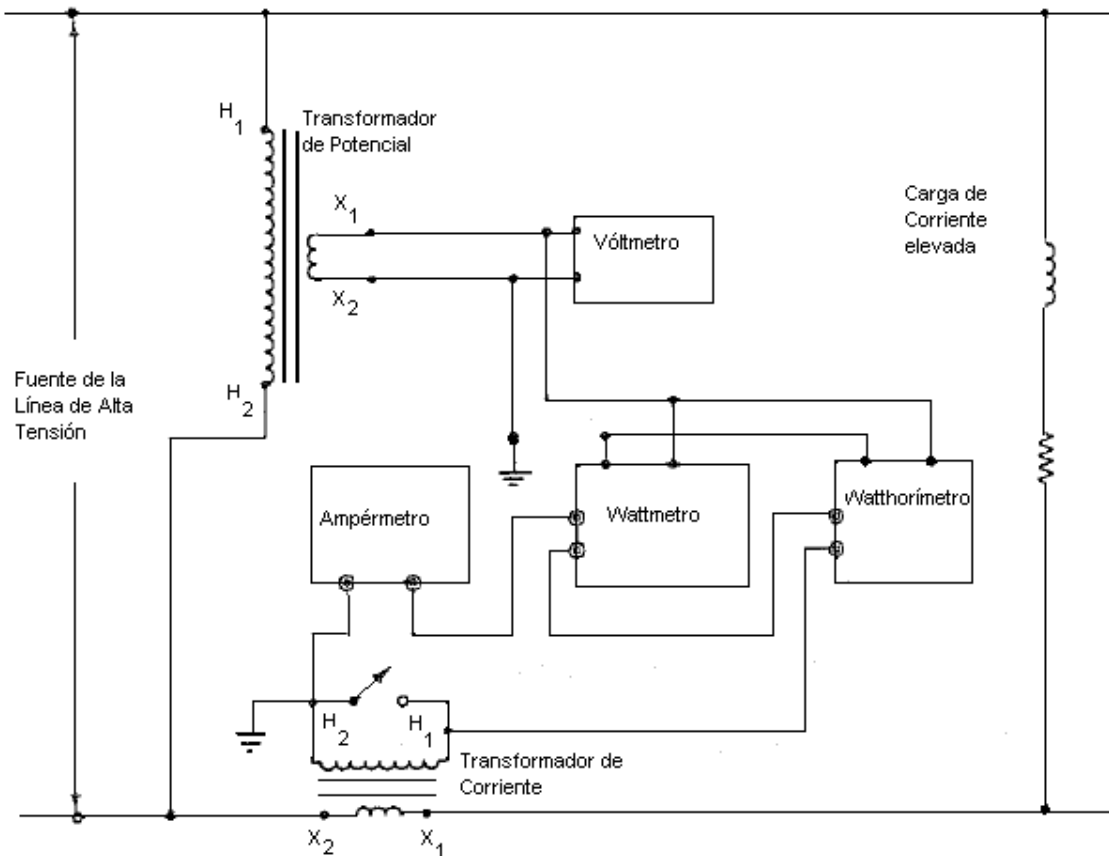


Figura 1.5 Circuitos de transformadores de instrumento

### 1.1.11.1.3 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

La medición de corriente en líneas de alta tensión y corriente elevada se facilita mediante transformadores de corriente. Estos transformadores tienen un primario de tamaño suficiente para transportar la elevada corriente en cuestión. Para corrientes mayores, la línea correspondiente se puede sólo acoplar a través de un núcleo toroidal sin vuelta alguna. El secundario se proyecta casi siempre para un máximo de 5 A.

El transformador tendrá entonces, cualquiera de varias de las relaciones de corriente normalizadas. Las relaciones comunes se expresan como 100:5, por ejemplo, que significa una relación de corriente de 20:1. Esto, a su vez, significa una relación de voltajes (o tensiones) o relación de vueltas de 1:20. Para conseguir una alta precisión con un núcleo de tamaño razonable, un transformador de corriente nunca debe trabajar con

un secundario abierto. El nivel de flujo de magnetización de cualquier transformador debe fluctuar para permitir que varíe el voltaje inducido  $E_1$ . Este voltaje debe seguir de cerca al voltaje cíclico del primario  $V_1$ . En este tipo de servicio, la corriente del primario  $I_1$  no es función de la corriente de carga  $I_2$ . Está controlada por la carga en la línea de alta tensión sujeta a medición. Como consecuencia, el nivel de flujo en el núcleo puede hacerse demasiado alto en condiciones de circuito secundario abierto. Si el núcleo se satura, se pierde la exactitud final. Los transformadores de corriente están dotados por lo general de un interruptor de cortocircuito en las terminales del secundario, el cual se debe cerrar antes de retirar el instrumento indicador. La pérdida de las ampere-vueltas del secundario es lo que puede permitir que el flujo en el núcleo alcance niveles altos indeseables. También en este caso, como en el de los transformadores de potencial, el circuito secundario siempre se conecta a tierra por seguridad. En la Figura 1.15 se muestra un circuito representativo en el que interviene un transformador de corriente.

## 1.2 PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Un Sistema Eléctrico de Potencia debe asegurar que toda carga conectada al mismo disponga ininterrumpidamente de energía. Cuando dicho suministro se extiende a poblaciones distantes, el sistema cuenta con varios miles de kilómetros de líneas de distribución. Las líneas de transmisión de alta tensión que conducen energía para grandes cargas, pueden extenderse hasta por varios centenares de kilómetros. Debido a que por lo general todas estas líneas son aéreas o elevadas y están expuestas a la intemperie, la probabilidad de que se interrumpa su operación por causas tales como tormentas, caídas de objetos externos, daño a los aisladores, etc, es muy grande. Estas pueden ocasionar no sólo daños mecánicos, sino también fallas eléctricas. Una de las principales causas de interrupción del suministro continuo, es la falla en derivación o cortocircuito, que ocasiona un cambio súbito y a veces violento en la operación del Sistema.

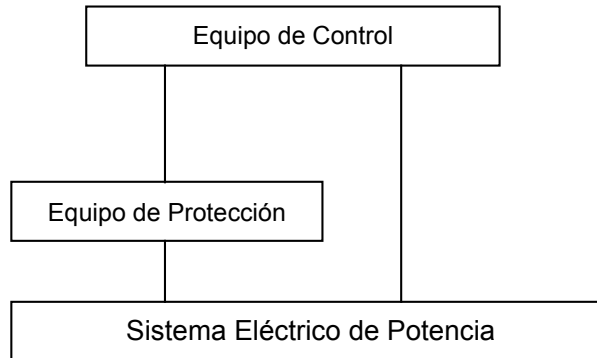
Los relevadores de protección y los sistemas de relevadores detectan condiciones anormales tales como las fallas en los circuitos eléctricos y, en forma automática, los interruptores funcionan para aislar con la mayor rapidez el elemento con falla del Sistema. Esto limita el daño al lugar en el que se localiza la falla e impide que sus efectos se propaguen al Sistema. La función de los relevadores de protección acoplados a los interruptores, consiste, en prevenir las consecuencias de las fallas. 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 SEP y actuar adecuadamente para eliminarla con seguridad y así evitar al máximo la perturbación en la operación normal.

Un sistema eléctrico se encarga de producir, transmitir y distribuir la energía eléctrica.

La etapa de control se encarga de mantener la frecuencia y voltaje dentro de una banda de límites establecidos en todos los puntos de la red, cuidando la seguridad y economía del sistema completo.

El equipo de protección se distingue por su velocidad de operación, éste actúa para abrir o cerrar interruptores que modifican la estructura del sistema eléctrico. El equipo de control actúa continuamente para modificar variables tales como la frecuencia, la tensión y los flujos de potencia.

Aunque esta distinción tiende a traslaparse con la aplicación de esquemas de protecciones digitales y el control computarizado de subestaciones; puede pensarse que en general la acción del equipo de protección conduce al cambio de topología de la red eléctrica.



**Figura 1.6 Estructura Funcional del Sistema Eléctrico de Potencia**

### 1.2.1 CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA DE POTENCIA

La forma en que se interconectan los diversos elementos del Sistema tiene un impacto notable sobre el diseño del esquema de protección.

Sistema Radial es aquel en el cual una sola fuente alimenta un conjunto de cargas. Dado que en estos sistemas la corriente solamente fluye en una dirección, la protección de un sistema radial es más sencilla que en un sistema en anillo.

Un sistema en Anillo tiene múltiples fuentes y cargas, en estos sistemas se tiene mayor flexibilidad para mantener el servicio a clientes ante fallas, y la pérdida de un generador o línea tiene un impacto limitado sobre la confiabilidad de suministro. Un Sistema mallado es aquel que está constituido por uno o más anillos.

Debido a la existencia de fuentes a ambos lados de una falla en un sistema en anillo, se deben tener en cuenta las contribuciones a la falla de ambos lados para diseñar el esquema de protección, además, la pérdida de elementos afecta las magnitudes de corriente que contribuyen a la falla.

La función de los esquemas de protección es sacar de servicio rápidamente cualquier elemento que empieza a funcionar de manera anómala.

Un sistema de protección será definido como confiable si opera correctamente para todas las fallas para las que fue diseñado, además será seguro si no opera indebidamente para cualquier falla.

A medida que aumenta la cantidad de fallas que puede liberar el esquema, la seguridad en su operación se degrada. Sin embargo siempre se prefiere garantizar la desconexión de elementos fallados sobre la posibilidad de operaciones incorrectas; en otras palabras,

se prefiere desconectar equipos de más que mantener una falla conectada en un tiempo largo. Esta filosofía no se aplica en casos en que se tiene un número de alternativas limitadas para transferir potencia en un sistema, como es el caso de un sistema radial o un sistema operando en estado de emergencia.

### 1.2.2 NATURALEZA Y CAUSA DE LAS FALLAS

Una falla es simplemente una condición anormal que ocasiona una reducción de la resistencia del aislamiento básico ya sea entre los conductores de las fases, entre los conductores de las fases y la tierra, o entre cualquiera de las mallas a tierra que rodeen a los conductores. En realidad, la reducción del aislamiento no se considera como falla, hasta que produce algún efecto en el Sistema, es decir, hasta que provoca un exceso de corriente o la reducción de la impedancia de carga mínima normal para el circuito.

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 una falla o una condición anormal en las líneas de energía es mayor simplemente porque, su longitud y exposición a la atmósfera, son mayores.

Es conveniente clasificar las fallas en función de su origen:

a) Voltaje normal a causa de:

- i) El deterioro del aislamiento
- ii) El daño debido a hechos impredecibles: grandes aves sobre las líneas, los cortocircuitos accidentales ocasionados por serpientes, cuerdas de cometas, etc.

b) Voltajes anormales, ya que el aislamiento sólo puede soportar el voltaje normal. Esto sucede ya sea:

- i) Por variaciones ocasionadas por los interruptores.
- ii) Por variaciones causadas por rayos

En la actualidad se provee un alto nivel de aislamiento, que va de 3 a 5 veces el valor nominal de la tensión. Sin embargo, la resistencia de dicho aislamiento disminuye con la acumulación de contaminantes sobre una fila de aisladores que, por ejemplo en las áreas industriales, se origina por el depósito de hollín o de polvo de cemento, y por la sal que deposita la brisa en las áreas costeras. Inicialmente, esta disminución en la resistencia del aislamiento sólo ocasiona pequeñas fugas de corriente, pero a la larga esto acelera el deterioro. Otra causa de falla de los aislamientos, es la formación de huecos en los aislamientos de los cables subterráneos. Este deterioro se debe a que los cambios de temperatura provocan que dichos cables se dilaten y contraigan de manera irregular.

El aislamiento en las líneas y de los aparatos puede estar sujeto a sobretensiones transitorias debido al funcionamiento de los interruptores. La tensión que se eleva con rapidez, puede alcanzar un valor máximo de aproximadamente el triple de la tensión entre

fase y neutro. En estos casos, se provee inicialmente un nivel de aislamiento más alto. Un SEP podrá soportar estas sobretensiones, si los niveles de aislamiento han sido seleccionados adecuadamente y no han sido alterados por alguna de las causas descritas (inciso a). Sin embargo, si por alguna causa del aislamiento se ha debilitado, es de esperarse que ocurra alguna falla en el momento que los interruptores empiecen a funcionar.

En los SEP los rayos producen una variación de tensión del orden de millones de voltios, y en estas circunstancias no es factible proveer un aislamiento que pueda soportar tal anomalía. En los circuitos de energía, éstos viajan prácticamente a la velocidad de la luz, siendo los factores limitadores: la variación de las impedancias características y la resistencia de la línea.

### 1.2.3 CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS

El fuego es la consecuencia más grave de una falla mayor no eliminada, ya que puede no sólo dañar la parte en que se originó, sino extenderse al Sistema y ocasionar su destrucción parcial o total. El tipo de falla más común, y también la más peligrosa, es el cortocircuito, el cual puede provocar:

- Gran reducción de la tensión de la línea en una parte importante del Sistema. Esto conduce a la interrupción del suministro eléctrico a los consumidores y puede ocasionar fugas en la producción.
- Daños a uno o a varios componentes eléctricos del Sistema.
- Daños a otros aparatos del Sistema, debido a sobrecalentamiento y a fuerzas mecánicas anormales.
- Perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico, que incluso puede ocasionar un colapso total del sistema de potencia.
- Considerable reducción en la tensión de alimentadores en buen estado conectados a la red con falla. Esto puede ocasionar ya sea que los motores absorban cantidades anormales de energía o que entren en funcionamiento las bobinas del voltaje nulo o “no voltaje” de los mismos. En este último caso, habrá una pérdida considerable de la producción industrial, ya que el funcionamiento de los motores debe ser reestablecido.

### 1.2.4 ESTADÍSTICA DE FALLAS

Conviene tener una idea de la frecuencia de incidencia de las fallas en los diferentes equipos de un sistema de potencia. Esta información es útil cuando se consideran los problemas de diseño e instalación de la protección. La *tabla 1.1* da una idea de la forma en que están distribuidas las fallas en las diversas secciones de un sistema de potencia.

Es interesante observar que las fallas que ocurren en las líneas aéreas constituyen casi la mitad del número total de fallas. Por tanto, es conveniente analizar la naturaleza de las fallas de dichas líneas. En un sistema trifásico, las fallas del aislamiento entre una de las



fases y tierra, es conocida como falla de línea o falla de tierra de una fase o monofásica; la falla del aislamiento entre dos cualesquiera de las fases, es conocida como falla de línea a línea; la falla del aislamiento entre dos fases y la tierra es conocida como doble falla de línea a tierra y a la falla del aislamiento entre las tres fases se le conoce como falla trifásica. Por lo tanto, es evidente que la falla de línea a tierra ocurre más comúnmente en las líneas aéreas. Por fortuna, un gran número de estas fallas es de naturaleza transitoria y puede desaparecer después de unos cuantos ciclos, como sucede, por ejemplo, cuando se “acerca” una rama de un árbol a una de las fases.

<b>EQUIPO</b>	<b>% DEL TOTAL</b>
Líneas aéreas	50
Cables subterráneas	10
Interruptores	15
Transformadores de Potencia	12
Transformadores de potencial y de corriente	2
Equipo de Control	3
Otros	8

**Tabla 1.1 Frecuencia de la ocurrencia de diferentes tipos de falla en un Sistema Eléctrico de Potencia**

Las fallas de línea a tierra son muy comunes y pueden ser causadas en distintas formas, no así como la falla trifásica cuyo principal origen son los errores humanos.

La *Figura 1.7* muestra el inicio de una falla en una línea aérea. El poder de destrucción de una falla de arco genera corrientes muy grandes; puede quemarse a través de los conductores de cobre, avanzar a las laminaciones y coraza en un transformador, lo que provocaría que la máquina en un periodo muy corto (algunos diez o centenares de milisegundos) incluso lejos del arco de la falla, los valores altos de corrientes de falla pueden causar daño a la misma planta si ésta persiste algunos segundos más. La disposición de la protección adecuada de detectar y de los elementos de la desconexión del sistema de energía en el ámbito de la falla es, por lo tanto, una parte integral del diseño del sistema de energía.

Solamente proporcionando un sistema de protección adecuado podemos conservar al SEP, en condiciones seguras. La *Figura 1.8* proporciona una ilustración de las consecuencias de la falta de proporcionar la protección apropiada.

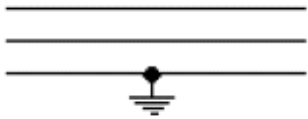

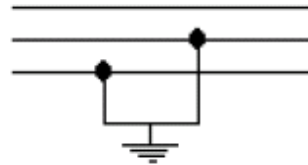

Tipo de falla	Representación	Ocurrencia [%]
L-G		85
L-L		8
L-L-G		5
L-L-L		<2

Tabla 1.2 Distribución de ocurrencia de fallas de cortocircuito en las líneas de transmisión



**Figura 1.7** Comienzo de una Falla en una línea aérea



**Figura 1.8** Posible consecuencia de un inseguro sistema de protección



**Figura 1.9** Ejemplo de lo que sucedió por un descuido en la configuración de un relevador, esto es solo el interruptor del tablero tipo Metal, cuando los daños al propio tablero también tuvieron grandes proporciones

Los criterios principales para detectar fallas y condiciones anormales de operación de sistemas de potencia eléctrica se listan en la *Tabla 1.3*

No.	CLASE DE FALLAS	VARIABLE USADA PARA DETECTAR
1	Fallas entre fases en general	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corriente de fase</li> <li>• Diferencia de corriente</li> <li>• Diferencia de ángulo de fase en la corriente</li> <li>• Tensión de la Fase</li> <li>• Dirección de Potencia</li> <li>• Impedancia</li> </ul>
2	Fallas asimétricas (a tierra, entre fases y fase-fase-tierra)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corriente de fase</li> <li>• Diferencia de corriente</li> <li>• Diferencia de ángulo de fase en la corriente</li> <li>• Tensión de la Fase</li> <li>• Dirección de Potencia</li> <li>• Impedancia</li> <li>• Componentes de secuencia cero y negativa de la corriente, de tensión y las direcciones de la potencia.</li> </ul>
3	Fallas a tierra	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Componentes de secuencia cero de:</li> <li>• Corriente</li> <li>• Tensión</li> <li>• Dirección de Potencia</li> </ul>
4	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corriente de fase</li> <li>• Temperatura</li> </ul>
5	Configuración asimétrica Carga asimétrica Conductor abierto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Componente de secuencia negativa</li> </ul>
6	Déficit de potencia real	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frecuencia</li> <li>• Tasa de cambio de la frecuencia</li> </ul>
7	Exceso de potencia real	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frecuencia</li> </ul>

**Tabla 1.3 Clases principales para detectar fallas en un SEP y las variables del sistema (criterios) utilizados para detectarlos**

### 1.2.5 CUALIDADES ESENCIALES DE LA PROTECCIÓN

Todo sistema de protección que aisle un elemento en condición de falla, debe cumplir cuatro requisitos básicos:

1. Confiabilidad
2. Selectividad
3. Rapidez de operación
4. Discriminación

Sin confiabilidad y selectividad, la protección sería completamente inefectiva e incluso podría convertirse en un peligro.

### **1.2.5.1 CONFIABILIDAD**

Confiabilidad es un término cualitativo. Cuantitativamente, puede expresarse como la probabilidad de falla. La falla puede ocurrir no solo por el sistema de protección, sino que también puede deberse a fallas en los disyuntores. Por lo tanto, todo componente y circuito relacionados con la eliminación de una falla deben considerarse como fuentes potenciales de falla. Las fallas pueden reducirse a un pequeño riesgo calculando mediante diseños inherentemente confiables respaldados por un mantenimiento regular y completo. Al considerar la confiabilidad, no debe omitirse la calidad del personal porque las equivocaciones de éste se encuentran entre las causas más frecuentes de falla. Las precauciones en la manufactura y en el ensamble reducen la probabilidad de falla. A los componentes se les debe dar un tratamiento que prevenga su contaminación.

Las estadísticas indican que el orden de los elementos en los que es más probable que ocurra alguna falla es el siguiente: relevadores, disyuntores, conductores, transformadores de corriente, transformadores de tensión y baterías. Cuando se trata de relevadores con transistores, la probabilidad de falla aumenta aún más.

### **1.2.5.2 SELECTIVIDAD**

Esta es la propiedad por medio de la cual sólo se aísla el elemento del sistema que se encuentra en condición de falla, quedándose intactas las restantes secciones en buen estado. La selectividad es absoluta si la protección responde sólo a las fallas que ocurren dentro de su propia zona y relativa si se obtienen graduando los ajustes de la protección de diversas zonas que puedan responder a una falla dada.

Los sistemas de protección que en principio son absolutamente selectivos, se conocen como sistemas unitarios. Los sistemas en que la selectividad es relativa son los sistemas no unitarios. Ejemplo de los primeros es la protección diferencial y de los segundos, la protección de distancia.

### **1.2.5.3 RAPIDEZ DE OPERACIÓN**

Se requiere que los relevadores de protección sean de acción rápida, por las siguientes razones:

- No debe rebasarse el tiempo crítico de eliminación
- Los aparatos eléctricos pueden dañarse si se les hace soportar corrientes de falla durante un tiempo prolongado.
- Una falla persistente hace bajar la tensión y ocasiona el arrastre o lento avance y la consiguiente sobrecarga en las transmisiones industriales.

Mientras más breve sea el tiempo en que persiste una falla, mas carga podrá transmitirse entre puntos dados del sistema de potencia, sin que haya pérdida sincrónica.

#### 1.2.5.4 DISCRIMINACIÓN

La protección debe ser lo bastante sensitiva como para operar confiablemente en condiciones mínimas de falla, si ésta ocurre dentro de su propia zona y debe permanecer estable bajo carga máxima o persistentes condiciones de falla. Un relevador debe poder diferenciar una falla de una sobrecarga. En el caso de los transformadores, la llegada violenta de corriente magnetizante puede ser comparable a la corriente de la falla, al ser de 5 a 7 veces la corriente a carga total y el relevador no debe operar con tales corrientes. En los sistemas interconectados no hay oscilaciones de la energía, que también deben ser ignoradas por el relevador. Esta discriminación entre las fallas y las sobrecorrientes puede ser una característica inherente del relevador, o bien, puede lograrse conectando dispositivos auxiliares como el relevador de voltaje mínimo. Se debe notar que a veces la palabra discriminación se emplea para incluir a la selectividad.

#### 1.2.6 PROTECCIÓN PRIMARIA Y DE RESPALDO

Los Sistemas Eléctricos de Potencia se dividen por zonas de protección y cada zona tiene sus propios relevadores protectores para determinar la existencia de una falla en esa zona y disyuntores para desconectar dicha zona del Sistema.

Por lo general, los relevadores operan debido a corrientes y tensiones derivadas de transformadores de corriente o de potencial, o bien de dispositivos de potencia.

En caso de que falle uno de estos elementos, 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 para efectuar lo mejor posible el siguiente paso. En primer término, esto significa eliminar automáticamente la falla completa, si es posible, aun cuando se requiera desconectar una gran parte del Sistema. Las medidas que se toman para proporcionar la protección de respaldo varían dependiendo del valor y de la importancia de la instalación así como las consecuencias de la falla.

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 tan discriminativa como la protección principal.

La protección principal de una zona protegida es llamada sistema de protección primaria, la cual definiremos como la protección que actúa como primera línea de defensa contra la falla.

Los respaldos generalmente operan más lentamente y desconectan más elementos que el esquema de protección primaria. Los esquemas de respaldo se pueden conectar localmente (en la misma subestación), o remotamente.

La *Figura 1.10* muestra la protección primaria. La primera observación es que los interruptores están localizados en las conexiones de cada elemento del sistema de potencia. Esta provisión hace posible desconectar sólo el elemento fallado. A veces puede omitirse un interruptor entre dos elementos adyacentes, en cuyo caso ambos elementos deben desconectarse si hay una falla en cualquiera de los dos.

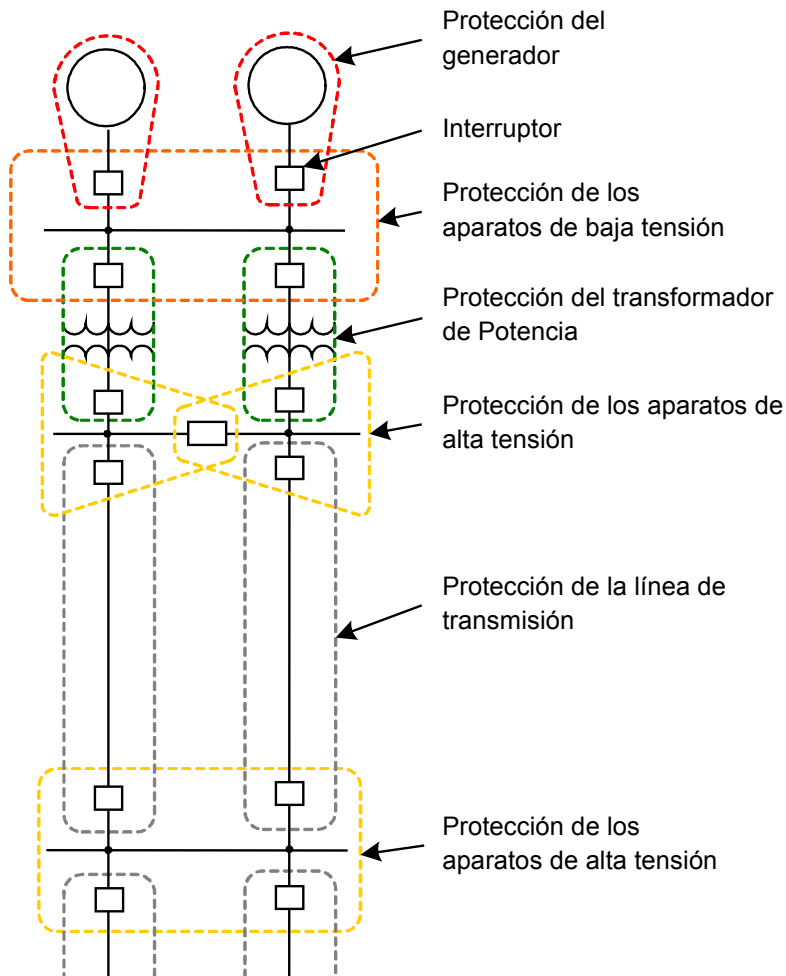


Figura 1.10 Diagrama unifilar de una parte de un sistema eléctrico de potencia que muestra la protección primaria

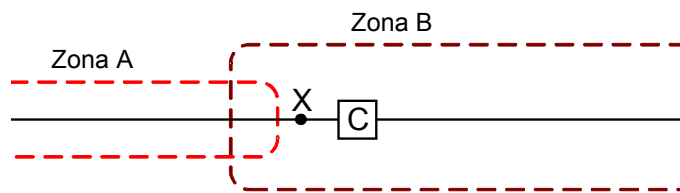


Figura 1.11 Superposición de zonas adyacentes de protección sobre un lado del interruptor

La segunda observación es que, se establece una zona de protección separada alrededor de cada elemento del sistema. El significado de esto es que cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada originará el disparo (la apertura) de todos los interruptores dentro de esa zona y de sólo esos interruptores.

Es evidente que en caso de fallas en la región donde superponen dos zonas adyacentes de protección, se dispararán más interruptores que el mínimo necesario para desconectar el elemento fallado. Pero si no hubiera superposición, una falla en una región entre zonas no estaría situada en ninguna de las dos zonas y, por lo tanto, no se abrirían los interruptores. La extensión de ésta es pequeña relativamente y la probabilidad de falla en dicha región es baja, por lo mismo, el disparo (apertura) de dos o más interruptores será casi nulo.

Un relevador de disparo es un relé operado eléctricamente y de reposición manual o eléctrica que funciona para dejar fuera de servicio un equipo cuando aparecen condiciones anormales de funcionamiento.

Finalmente, se observa que las zonas adyacentes de protección de la *Figura 1.10* se superponen alrededor de un interruptor. Esta es la práctica preferida, porque en caso de fallas en todas las partes, excepto en la región de superposición, es necesario que se disparen el número mínimo de interruptores. Cuando se desee, por razones económicas o de espacio, superponer sobre el lado de un interruptor, como sucede con frecuencia en aparatos blindados, el equipo de protección de la zona que superpone el interruptor debe arreglarse para que dispare no sólo los interruptores de esta zona sin también uno o más interruptores de la adyacente para desconectar completamente ciertas fallas.

En la *Figura 1.11*, puede verse que para un corto circuito en X, los interruptores de la zona B, que incluyen al interruptor C, se dispararán; pero dado que el cortocircuito está fuera de la zona A, el equipo de protección de la zona B debe disparar también ciertos interruptores en la zona A si esto fuera necesario para interrumpir el flujo de la corriente de cortocircuito de la zona A a la falla. Esta es una desventaja si hay una falla en X, pero los mismos interruptores se dispararán innecesariamente en la zona A para otras fallas en la zona B a la derecha del interruptor C. Si este disparo innecesario es objetable dependerá de la aplicación particular.

La protección de respaldo se emplea sólo para protección de cortocircuitos. Debido a que éstos son el tipo preponderante de falla del sistema de potencia, hay más posibilidades de que falle la protección primaria en caso de cortocircuitos. La experiencia ha mostrado que la protección de respaldo no es justificable económicamente para caso distintos de los cortocircuitos.

Es necesaria una clara comprensión de las causas posibles de fallas de la protección primaria, para una mejor apreciación de las prácticas comprendidas en la protección de respaldo. Cuando decimos que la protección primaria puede fallar, entendemos cualquiera de las diversas cosas que pueden suceder par impedir a la protección primaria que origine la desconexión de una falla del sistema de potencia. La protección primaria puede no operar adecuadamente debido a una falla en cualquiera de los siguientes puntos:

- a) Corriente o tensión de alimentación a los relevadores
- b) Ausencia de la tensión de alimentación de CD
- c) Relevadores de protección
- d) Circuito de disparo o mecanismos del interruptor
- e) Interruptor

Es muy deseable que la protección de respaldo esté dispuesta de tal manera que cualquier cosa que pueda originar la falla de la protección primaria no origine también la



falla de la protección de respaldo. Es evidente que este requisito se satisface completamente si los relevadores de respaldo están localizados de tal manera que no empleen o controlen cualquier cosa en común con los relevadores primarios que vayan a ser respaldados.

Otra función de la protección de respaldo es, proporcionar protección primaria cuando el equipo que debería ocuparse de esto se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o reparación.

Cuando funciona la protección de respaldo, se desconecta una parte mayor del Sistema que cuando funciona correctamente la protección primaria. Esto es inevitable si la protección de respaldo va a hacerse independientemente de aquellos factores que pueden originar que falle la protección primaria. Sin embargo, esto enfatiza la importancia del segundo requisito de la protección de respaldo, que debe funcionar con suficiente acción retardada como para que se dé a la protección primaria tiempo suficiente para funcionar si es capaz de hacerlo. En otras palabras, cuando ocurre un cortocircuito, ambas protecciones, primaria y de respaldo, inician normalmente su funcionamiento; pero se espera que la protección primaria dispare los interruptores necesarios para retirar el elemento en cortocircuito del Sistema y la protección de respaldo se repondrá sin haber tenido tiempo de completar su función.

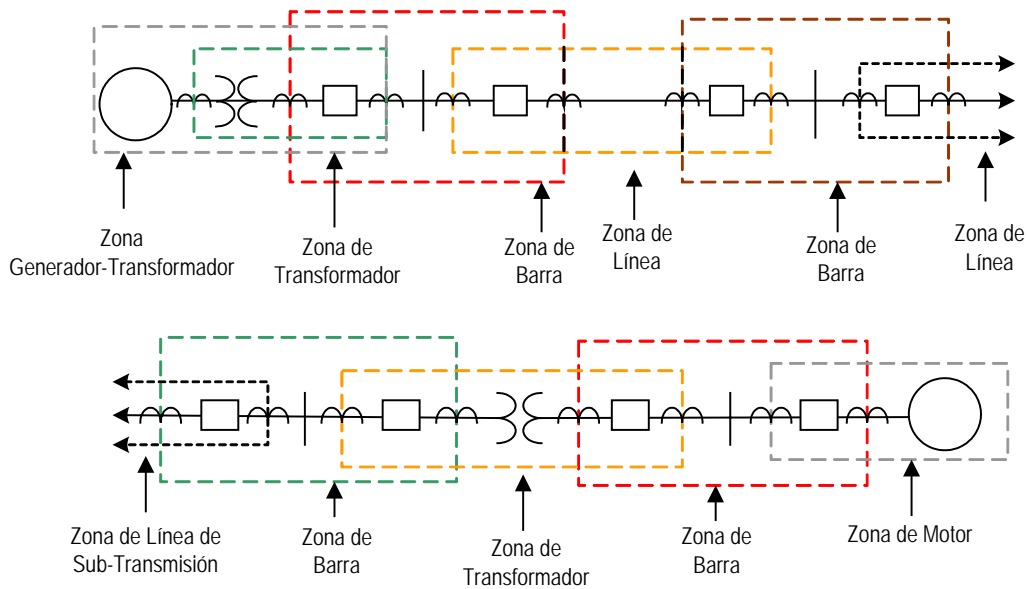
Cuando un conjunto de relevadores proporciona protección de respaldo a diversos elementos adyacentes del Sistema, la protección primaria más lenta de cualquiera de aquellos elementos adyacentes determinará la acción retardada necesaria para la protección de respaldo.

### **1.2.7 PRINCIPIO BÁSICO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN**

En un esquema de protección, cada relevador realiza una función específica y responde en forma también específica a cierto tipo de cambio en las magnitudes del circuito. Por ejemplo, un tipo de relevador puede operar cuando la corriente aumenta más allá de una cierta cantidad, mientras que otro puede comparar la corriente y la tensión cuando la relación sea menor que un valor dado. Al primero se le conoce como relevador de sobrecorriente y al segundo como relevador de baja impedancia. De modo semejante, puede hacerse varias combinaciones de estas cantidades eléctricas según las necesidades de una determinada situación, porque para cada tipo de ubicación de la falla, existe alguna diferencia distintiva entre estas cantidades. Existen diversos tipos de equipos de relevadores de protección disponibles, cada uno de los cuales está diseñado para identificar una diferencia en particular y operar en respuesta a ella.

### **1.2.8 ZONAS DE PROTECCIÓN**

La zona protegida es aquella parte de un Sistema Eléctrico de Potencia resguardada por una cierta protección y por lo general contiene uno o 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 1.12* muestra un ejemplo de la disposición de zonas de protección traslapadas.



**Figura 1.12 Zonas de Protección de un SEP**

Cuando por razones económicas o de ahorro de espacio resulta conveniente hacer el traslape a un lado del interruptor quedan regiones ciegas (sin proteger) como se ilustra en la *Figura 1.11*

Puede verse que, para una falla que ocurra en X, se dispararán los disyuntores de la zona B e inclusive el disyuntor C; sin embargo, esto no interrumpirá el paso de la corriente de falla procedente de la zona A; el relevador de la zona B también debe disparar ciertos disyuntores en la zona A.

Todo esto está correcto para la falla localizada en X, pero para las fallas que ocurran en la zona B, a la derecha del disyuntor C, no será útil la operación de los disyuntores de la zona A. La determinación del grado en que pueda tolerarse esta operación innecesaria, dependerá de la aplicación de que se trate.

Por ejemplo, en la *Figura 1.13* la falla en F, haría la protección de la barra de distribución funcionar y abrir el interruptor pero la falla puede continuar siendo alimentado a través del alimentador. La protección del alimentador, no operará, puesto que la falla está fuera de su zona.

El punto de conexión de la protección con el Sistema de Potencia define la zona y corresponde generalmente a la localización de los transformadores corrientes. La protección del tipo de la unidad dará lugar al límite que es un lazo cerrado claramente definido. La *Figura 1.14* ilustra un arreglo típico de zonas traslapadas.

Alternativamente la zona puede estar sin restricción; el comienzo será definido pero el grado (o el "alcance") dependerá de la medida del Sistema y por lo tanto estará sujeto a variación, debido a cambios en condiciones de Sistema y errores de medida.

La función de los sistemas de protección es la de aislar la falla del SEP lo más rápidamente posible. El objetivo es salvaguardar la continuidad facilitando y removiendo cada disturbio antes de que éste conduzca a la pérdida de sincronismo y del derrumbamiento consiguiente del SEP.

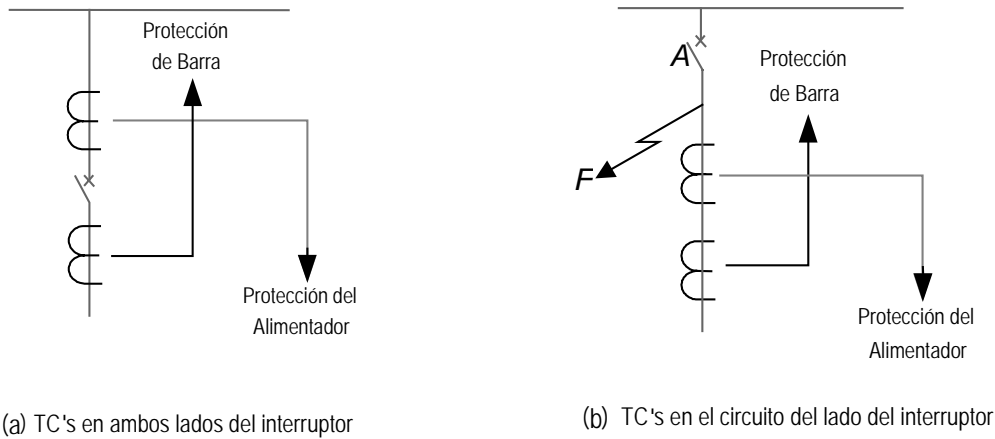


Figura 1.13 Localización de los TC's

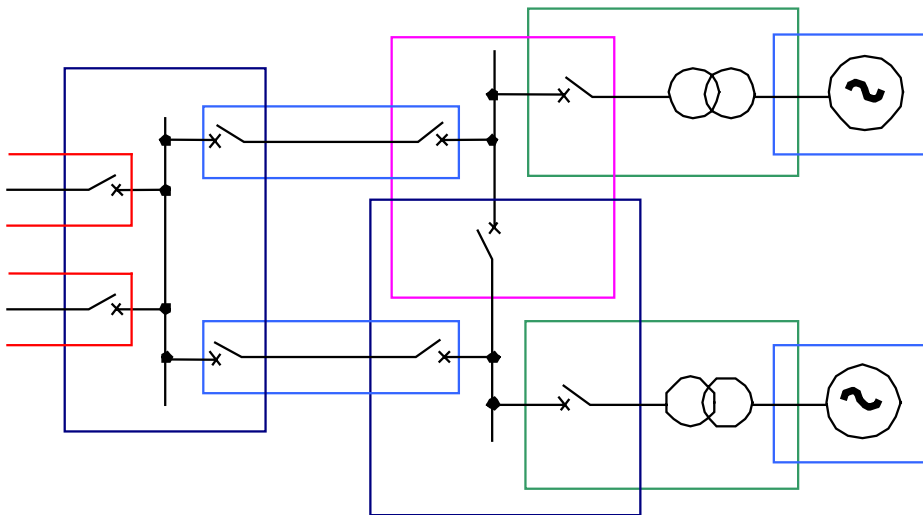


Figura 1.14 Zonas de Traslape en un Sistema de Protección

## 1.2.9 TIPOS DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

### 1.2.9.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Se denominan protecciones de sobrecorriente a aquellas con selectividad relativa que responden a la corriente del elemento protegido y que operan cuando esa corriente es mayor que cierto valor preestablecido. Esta protección se dispone, por lo general, de modo que cada protección es primaria para la línea propia y respaldo para la o las líneas adyacentes.

La selectividad de las protecciones de sobrecorriente puede lograrse por dos métodos posibles: por tiempo o por corriente. En el primer método, las protecciones primaria y de respaldo son sensibles al cortocircuito, pero tienen tiempos de operaciones diferentes; los tiempos de operación de las protecciones de respaldo de cada línea son mayores que los de su protección primaria. En el segundo método el alcance de cada protección se determina sobre la base de la corriente; este método se fundamenta en el hecho de que en sistemas radiales el valor de la corriente de cortocircuito disminuye a medida que la falla se aleja de la fuente de generación.

En las protecciones de sobrecorriente pueden utilizarse los cuatro tipos de dispositivos:

- Relevadores (que actúan sobre interruptores)
- Fusibles
- Interruptores automáticos
- Restauradores automáticos

Para esta investigación solamente nos compete la primera variante. En este caso, los relevadores se conectan al sistema primario a través de transformadores de corriente.

Es conveniente definir algunos parámetros básicos de las protecciones de sobrecorriente:

La corriente de arranque de la protección  $I_{AP}$  es la mínima corriente en las fases de una línea para la cual la protección opera.

La corriente de arranque del relevador  $I_{AR}$  es la mínima corriente en el relevador de sobrecorriente para la cual éste operará. Estas dos corrientes de arranque difieren debido a que la relación de transformación de los transformadores de corriente es distinta de la unidad, y además, en algunos casos, el esquema de conexión de esos transformadores y los relevadores puede ser tal, que son diferentes las corrientes que circulan por los secundarios de los transformadores y por los relevadores:

Esto se puede expresar matemáticamente de la forma siguiente:

$$I_{AR} = I_{AP} K_{ES} / N_{TC},$$

donde,  $N_{TC}$ , es la relación de transformación de los transformadores de corriente y  $K_{ES}$  es el factor de esquema dado por:

$$K_{ES} = I_R / I_S$$

Donde  $I_R$  e  $I_S$  son, respectivamente, las corriente del relevador y del secundario del transformador. En realidad en el caso general los valores de  $K_{ES}$  difieren no solo para los diferentes esquemas de conexión, sino también para los distintos tipos de cortocircuito.

La corriente de reposición de la protección  $I_{RP}$  es la máxima corriente en las fases de la línea para la cual la protección se reposiciona.

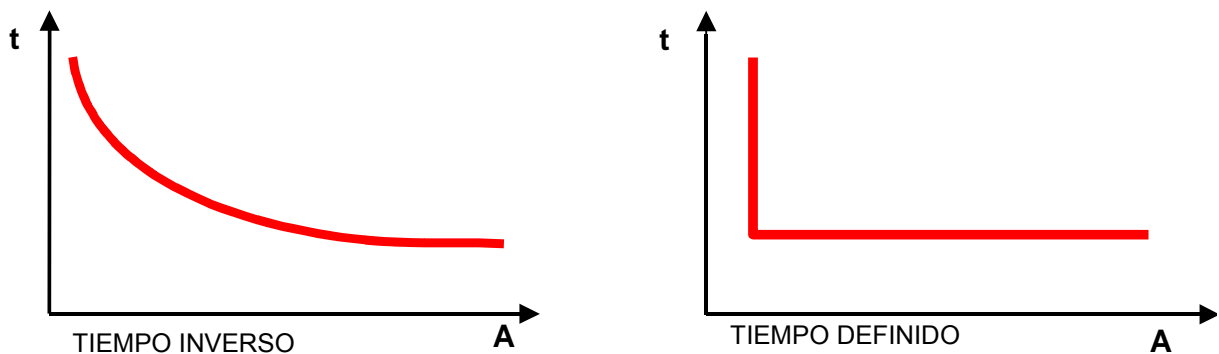
La corriente de reposición del relevador  $I_{RR}$  es la máxima corriente en el relevador de sobrecorriente para la cual éste se reposiciona (retorna a su posición inicial).

El coeficiente de reposición del relevador  $K_R$  es la relevación por corriente entre las corrientes de reposición y de arranque del relevador

$$K_R = I_{RR} / I_{AR}$$

Por lo general  $K_R$  tiene un valor ligeramente inferior a la unidad por razones constructivas de los relevadores de sobrecorriente.

Por sus características de tiempo de operación, los relevadores de sobrecorriente pueden ser instantáneos o con retardo de tiempo. Estos últimos se subdividen en dos tiempos, atendiendo a la relación funcional existente entre el tiempo de operación  $t$  del relevador y la corriente de entrada al mismo. Esta relación funcional puede expresarse como  $t = f(I_R)$  o como  $t = f(I)$ , donde  $I$  es la corriente del relevador expresada en unidades relativas a su corriente de arranque ( $I = I_R / I_{AR}$ )



**Figura 1.15 Características tiempo-corriente de relevadores de sobrecorriente**

En sistemas radiales la corriente de cortocircuito se reduce a medida que la falla se aleja de la fuente de generación, por lo que existe también una relación funcional  $t=f(I)$  entre el tiempo de operación  $t$  y la distancia desde el punto de ubicación de la protección hasta el punto de falla.

En las protecciones de sobrecorriente de las líneas de transmisión se combinan, por lo general, los relevadores instantáneos con los de tiempo definido de retardo. Esto hace que existan dos tipos fundamentales de protecciones de sobrecorriente: de tiempo constante y de tiempo inverso.

### 1.2.9.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

Se denomina protección direccional de sobrecorriente a aquella que responde al valor de la corriente y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de su ubicación. La protección opera si la corriente sobrepasa el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida. Se compone de una protección de sobrecorriente con selectividad relativa, complementada con un órgano de medición que determina la dirección de la potencia de cortocircuito, que es el denominado relevador direccional.

La protección direccional de sobrecorriente es aplicable en redes con alimentación bilateral o en lazo, tanto para cortocircuitos entre fases, como a tierra. La necesidad de la direccionalidad puede mostrarse a partir de la red con alimentación bilateral mostrada en la *Figura 1.16*. Para lograr la selectividad por tiempo entre las protecciones de sobrecorriente 2 y 3 de esta red, la protección 2 debe ser más rápida que la 3 para falla  $F'$  y mas lenta que ella para la falla  $F''$ , lo cual es imposible de cumplir. La protección 3 no responde al cortocircuito  $F'$  y la protección 2 no opera para el cortocircuito  $F''$ , por lo que no existe la necesidad de su coordinación en tiempo. También mejora la sensibilidad de los primeros segundos, que solo responden a la corriente que fluye en su sentido de disparo.

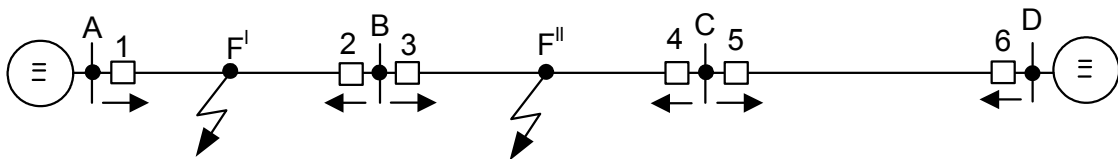
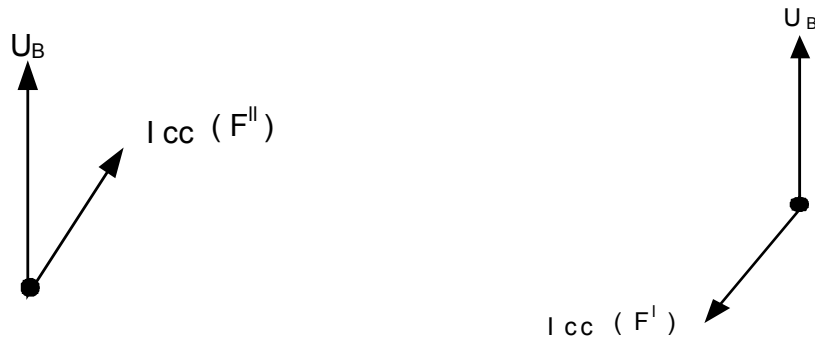


Figura 1.16 Red con alimentación bilateral

De acuerdo con su direccionalidad, las protecciones de la red de la *Figura 1.16* se dividen en dos grupos: 2,4,6 y 5,3,1. Las protecciones del primer grupo pueden operar solamente para cortocircuitos que ocurran a la izquierda de su punto de ubicación, mientras que las del segundo grupo lo hacen para cortocircuitos a su derecha. Esto da la posibilidad de seleccionar los parámetros de ajuste en forma independiente para las protecciones de cada grupo, como si estuvieran instaladas en una red radial.



**Figura 1.17 Diagramas fasoriales para cortocircuitos en dos puntos**

La dirección de la potencia del cortocircuito se caracteriza por los ángulos de desfase entre las corrientes y las tensiones, así por ejemplo, para la protección 3 de la *Figura 1.17*, la tensión en la barra B no cambia apreciablemente su ángulo de fase para las fallas F' y F'' (en cada caso se calcula como la Fuerza Electromotriz de una de las fuentes de generación, menos la caída de tensión por impedancia hasta el punto de la falla), mientras que la corriente que pasa por la protección tiene ángulos de fases que difieren aproximadamente en 180° para ambas fallas, como se aprecia en la *Figura 1.17*. Por lo tanto, un relevador direccional ubicado en la protección 3, que responda al ángulo de fase entre el voltaje (tensión) VB y la corriente de cortocircuito, discrimina entre las fallas en la línea protegida BC y las fallas AB, sobre la base de las diferentes direcciones de la potencia de cortocircuito en uno y otro caso.

La potencia aparente que fluye a través del punto de ubicación de la protección puede expresarse en términos de voltajes (tensiones) y corrientes totales de fase, según:

$$\underline{S} = V_{-a}I_{-a}^* + V_{-b}I_{-b}^* + V_{-c}I_{-c}^*$$

En función de las componentes simétricas de voltaje y corriente, la potencia aparente de cortocircuito también puede expresarse como:

$$\underline{S} = 3 (V_{-a1}I_{-a1}^* + V_{-a2}I_{-a2}^* + V_{-a0}I_{-a0}^*)$$

Las ecuaciones anteriores sugieren la posibilidad de conectar los relevadores direccionales a los voltajes y corrientes totales (lo que se hace para la protección contra las fallas trifásicas y entre dos fases), o a los voltajes y corrientes de una determinada componente de secuencia (la conexión más común es a los voltajes y corrientes de secuencia cero, para la protección contra fallas a tierra)

Para cortocircuitos trifásicos simétricos solamente fluye potencia de secuencia positiva  $\underline{S}_{-1CC}$ , dirigida hacia el punto de falla.

Para cortocircuitos entre dos fases aparecen componentes de secuencias positivas  $\underline{S}_{-1CC}$  y negativas  $\underline{S}_{-2CC}$  en la potencia. Por otra parte, en todos los neutros del Sistema es  $\underline{S}_{-2CC}=0$ . Por lo tanto, en este tipo de cortocircuitos  $\underline{S}_{-1CC}$  fluye de la barra hacia el punto de falla, mientras que  $\underline{S}_{-2CC}$  fluye del punto de falla hacia todos los neutros del sistema.

Para cortocircuitos a tierra aparecen componentes de las tres secuencias. En el punto de falla es  $\underline{S}_{-2CC} + \underline{S}_{-0CC} = \underline{S}_{-1CC}$ . La potencia de secuencia cero, como la de secuencia negativa, fluye del punto de falla hacia aquellos neutros del sistema con los que hay conexión eléctrica en la red de secuencia cero.

En resumen, puede considerarse para las fallas asimétricas la potencia de secuencia positiva está dirigida de las fuentes de alimentación hacia el punto de falla; una parte de esa potencia continua hacia los neutros de las cargas, y el resto se transforma en el punto de falla en potencias de secuencias negativa y cero, que se dirigen, respectivamente, del punto de falla hacia los neutros en la red de secuencia negativa y hacia los neutros aterrizados en la red de secuencia cero.

Las consideraciones anteriores deben tenerse en cuenta al seleccionar el tipo de relevador direccional y su conexión para cada aplicación. Así por ejemplo, para la protección contra cortocircuitos trifásicos y entre dos fases el relevador direccional debe operar cuando la potencia total (al igual que la de secuencia positiva) está dirigida hacia la línea protegida; por el contrario, para la protección contra cortocircuitos a tierra la operación debe ocurrir cuando la potencia de secuencia cero fluye de la línea protegida hacia el punto de ubicación de la protección. No obstante, para simplificar las explicaciones, en lo sucesivo se considera como dirección de disparo de la protección direccional la del flujo de potencia hacia la línea protegida, ya que con la conexión del relevador se resuelve lo referente a la particularidad de la dirección de cada componente simétrica de la potencia.

### 1.2.9.3 PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Las protecciones de distancia encuentran su aplicación principalmente en el Sistema de transporte en alta tensión y muy especialmente en la protección de sus líneas, que forman un sistema de mallado.

La protección del sistema de mallado de transporte y distribución, no solamente busca la mera protección de los elementos primarios de la red, sino, de forma muy especial, garantizar la estabilidad del propio Sistema de potencia cuando se produce una falla en el mismo. En distribución (45... 66kV) no suelen presentarse problemas de estabilidad aunque sí de selectividad dado el carácter mallado de algunos de estas redes.





**Figura 1.18 Líneas de Transmisión**

Para ello, cuando se produce una falla en un elemento de la red, las protecciones de distancia deben detectarla y disparar lo antes posible los interruptores que enlazan el elemento con falla del resto de la red sana.

El sistema de protección debe garantizar unos tiempos máximos de disparo independiente de la potencia de cortocircuito existente. Esta condición no puede ser satisfecha por los relevadores de sobrecorriente de tiempo independiente, tan ampliamente utilizados en la protección de las redes radiales, cuyo tiempo de disparo es función de la corriente de falla, y por tanto, de la potencia de cortocircuito y de la resistencia de falla.

La protección de distancia dispara en un tiempo dado, en función de la impedancia (o reactancia) del tramo de línea existente ente su emplazamiento y el punto de falla. El punto de disparo es relativamente independiente del valor de la intensidad de cortocircuito siempre que ésta supere un mínimo. Como estas protecciones se utilizan fundamentalmente en líneas, donde la impedancia de la línea es proporcional a su longitud, es por lo que estos equipos reciben indistintamente el nombre de protecciones (o relevadores o relés) de impedancia o de distancia. Con dicho principio de funcionamiento, solucionan en gran medida el problema indicado en el párrafo anterior permitiendo incluso el disparo de líneas con fallas cuya corriente sea del mismo orden de magnitud o incluso más baja que la corriente máxima de carga cosa que evidentemente no puede hacerse con relevadores de sobrecorriente.

#### **1.2.9.3.1 RELEVADOR NUMÉRICO DE DISTANCIA MICOM P442**

Los relevadores numéricos de distancia MiCOM P442 (*ver descripción del relevador numérico en el Capítulo II de este trabajo*) proporcionan protección y monitoreo flexible y confiable de las líneas de transmisión. Los relevadores de protección de distancia MiCOM se pueden aplicar a una amplia gama de líneas de transmisión aéreas y cables subterráneos en sistemas de alta y extra alta tensión.

Con base en un algoritmo patentado y comprobado, con más de dos décadas, el relevador P442 proporciona una combinación incomparable de velocidad, seguridad y selectividad para cualquier tipo de falla del Sistema de potencia.

La amplia gama de opciones de comunicación ayuda a conectar muy fácilmente el relevador a cualquier sistema de control digital o SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). El poderoso esquema gráfico lógico programable, permite desarrollar esquemas y soluciones de protección definidos por el usuario.

#### **1.2.9.3.2 APLICACIÓN DEL RELEVADOR NUMÉRICO DE DISTANCIA MICOM P442**

Los relevadores de distancia numéricos MiCOM P442 proporcionan una completa protección para diferentes aplicaciones como: líneas, cables, líneas con derivaciones, líneas con múltiples fuentes de secuencia cero, líneas no homogéneas, líneas compensadas en serie y líneas paralelas.

Los relevadores numéricos son aquellos que miden muestras secuenciales de corriente alterna, convirtiéndola en datos numéricos. Un microprocesador realiza operaciones matemáticas y/o lógicas en los datos para tomar decisiones sobre los disparos.

Los MiCOM P442, están equipados con una librería de esquemas lógicos de canal asistido, protecciones suplementarias y de respaldo. Proporcionan protección completa (4 grupos alternativos de configuración) para sistemas sólidamente aterrizados desde niveles de tensión de distribución hasta los de transmisión.

Disparo trifásico con indicación de falla de fase, está disponible en todas las funciones de protección. Los modelos P442 admiten disparo monofásico para la protección de distancia y la protección de falla a tierra direccional de canal asistido (67N) Los relevadores de distancia P442 están equipados con múltiples funciones de protección según se describe en la *tabla 1.4*.

#### **1.2.9.3.3 FUNCIONES DE GESTIÓN**

Para complementar la amplia gama de modos de protección que se incluyen en la tabla 1.4, los relevadores P442 tienen las siguientes funciones de medición, control, monitoreo, análisis después de falla y de autodiagnóstico.

- Localizador de falla
- Despliegue de valores instantáneos medidos y derivados
- Control de interruptores, monitoreo de estado y condición.
- Supervisión del circuito de disparo y de la bobina
- 4 grupos de parámetros alternativos
- Esquemas lógicos programables
- Distribución programable de entradas y salidas digitales
- Secuencia de registro de eventos
- Registro integral de perturbaciones (captura de la forma de onda)
- LEDs configurables por el usuario
- Puertos de comunicación local y remota

- Múltiples protocolos de comunicación y opciones de interfaz
- Sincronización de tiempo
- Textos de menú completamente personalizables
- Protección mediante contraseña de nivel múltiple
- Recursos para hacer pruebas
- Diagnósticos a la puesta en marcha/ y automonitoreo continuo del relevador
- Herramienta de configuración y análisis amigable al usuario (MiCOM S1)

<b>RELEVADOR NUMÉRICO DE DISTANCIA MARCA AREVA MODELO MICOM P442</b>	
<b>ANSI <sup>1</sup></b>	<b>RESUMEN DE FUNCIONES</b>
21P	Protección de distancia de fase
21G	Protección de distancia de tierra
50/51/67	Sobrecorriente de fase direccional /no direccional
50N/51N/67N	Falla a tierra direccional /no direccional
67N	Protección de falla a tierra direccional de canal aislado
32N	Protección de potencia de secuencia cero
67/46	Sobrecorriente de secuencia negativa direccional
68	Bloqueo por oscilación de potencia y disparo de fallo de sincronización
85	Esquema de canal aislado
49	Protección de sobrecarga térmica
79	Auto recierre (4 intentos)
25	Verificación de sincronismo
46BC	Conductor roto (puente abierto)
50ST	Protección Falla Terminal
50FI	Falla del Interruptor

<sup>1</sup> Ver Apéndice I (Funciones de Protección ANSI)

VTS	Supervisión del TP (detección de falla de fusible de 1, 2 y 3 fases)
CTS	Supervisión del TC
27	Baja Tensión
59	Sobretensión

**Tabla 1.4 Resumen de Funciones del Relevador de Distancia P442**

#### 1.2.9.3.4 OPERACIÓN DEL RELEVADOR DE DISTANCIA P442

La operación del relevador de distancia se basa en el uso combinado de dos algoritmos de detección de falla.

- Cálculo de los valores de corriente y de tensión por superposición, que son una característica de la falla (algoritmos Delta).
- Medición de valores de impedancia (algoritmos convencionales). Este algoritmo dual ofrece detección confiable de todo tipo de fallas en la red. Los cálculos de impedancia se realizan por cada muestra para los seis lazos AN, BN, CN, AB, BC y CA, haciendo de éste, un verdadero relevador numérico para un esquema de distancia completo.

A partir de componentes transitorios, el algoritmo Delta es una técnica patentada con casi dos décadas de experiencia en varios relevadores. Utiliza señales que por superposición aparecen durante las fallas, para detección, selección de fase y determinación de dirección. El elemento direccional usa la señal de la energía calculada de  $\Delta V$  y  $\Delta I$  para decidir la dirección de la falla.

- Para una falla hacia adelante  $\Delta V$  y  $\Delta I$  son polaridad opuesta (signo de energía: Negativo)
- Para una falla hacia atrás  $\Delta V$  y  $\Delta I$  son de polaridad (signo de energía: Positivo).

Los elementos direccionales y de selección de fase cambiarán su decisión si se requiere, por ejemplo durante fallas evolutivas.

El algoritmo convencional, usa el criterio de medición de impedancia con características en forma cuadrilateral. La selección de fase está mejorada para fallas de alta corriente utilizando selección de corriente de fase. Se usa la impedancia con base en la selección si la corriente de falla es baja.

Ambos algoritmos trabajan en paralelo, monitorean el sistema de manera independiente, miden los lazos de impedancia y calculan continuamente los valores Delta.

Cinco zonas cuadrilaterales configurables de forma independiente, se suministran cada una para fallas de fase y de tierra. Se proporcionan cuatro coeficientes de compensación residual, de falla a tierra para la protección de líneas no homogéneas o para la protección de respaldo de transformadores.

La distancia para la medición de falla es inmune a la resistencia de la falla y a la corriente de carga. Se usa un método mínimo-cuadrático para lograr que los algoritmos converjan rápidamente.

### 1.2.9.3.5 DIAGRAMA DE IMPEDANCIA R-X

El relé de distancia responde al valor de la impedancia de la línea entre el punto de instalación del relé y el punto donde se produce la falla. La impedancia es una magnitud compleja que para definirla se requiere especificar su módulo y argumento ( $Z, \theta$ ) o bien sus componentes rectangulares de resistencia y reactancia ( $R, X$ ). Debido a esto, el diagrama R-X se presta muy bien no sólo para el análisis de la respuesta de la protección de distancia sino también para representar sobre el mismo las características del sistema de potencia protegido.

Para comprender la representación del diagrama de impedancia R-X utilizaremos el siguiente ejemplo:

Una línea de 110kV presenta una impedancia de secuencia positiva (valores primarios) de  $Z_{JK} = 3+6j \Omega$ . Podemos calcular la impedancia de la línea referida al secundario, sabiendo que los transformadores de tensión son de relación 11000/110 V/V y los de corriente son de relación 800/5 A/A.

$$k_j = 800/5 = 160$$

$$k_v = 100000/110 = 1000$$

$$\text{Factor de conversión } k_j/k_v = 1620/1000 = 0.16$$

$$Z_{JKs} = Z_{JK}(k_j/k_v) = 3(3+6j)(0.16) = 0.48+j0.96\Omega \text{ referidos al secundario.}$$

Si el alcance de la primera zona se ajustara al 80% de la impedancia de línea, su valor, en este caso sería:  $Z_{Im} = 0.8(0.48+j0.96) = 0.384 + j0.768\Omega$  secundarios o el valor l más próximo que permita la gama de ajustes del relé.

La impedancia que "ve" la protección puede representarse en el plano complejo R-X como se muestra en la *Figura 1.19*

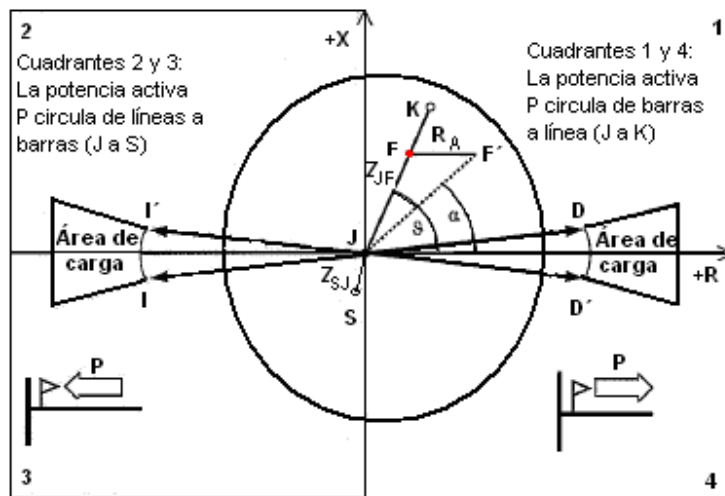


Figura 1.19 Representación de Impedancias en el plano R-X

La protección está situada en el centro del sistema de coordenadas (punto J). Si la intensidad que entra en la línea, desde la barra J, se toma como fasor de referencia (eje horizontal positivo) y de valor unitario, la impedancia coincidente entonces con el fasor de tensión fase-tierra de la misma fase. En la dirección +R el desfase entre la tensión y la corriente es cero y en la dirección +X el fasor de tensión en barras JJ avanza  $90^\circ$  respecto al fasor de la corriente que entra en la línea. En los cuadrantes 1 y 2 el factor de potencia es inductivo (potencia reactiva inductiva Q circulando desde J hacia K, es decir en la dirección de disparo) mientras que en los cuadrantes 3 y 4 el factor de potencia es capacitivo.

Si la tensión en la barra J y la corriente de la línea se mantienen constantes en módulo pero se varía el ángulo de fase de la corriente, el vector impedancia describe un círculo como el mostrado en la *Figura 1.19*. Cuanto menor sea la carga de la línea, mayor es el radio del círculo.

En las condiciones usuales de explotación de un sistema mallado, el factor de potencia es sensiblemente constante y cercano a la unidad y la energía circula de barras a línea o de líneas a barras. En condiciones de máxima carga, los vectores de impedancia ocupan las posiciones entre JD y JD' cuando la potencia activa circula de barras a línea y entre JI y JI' cuando circula en sentido opuesto. Con cargas menores (impedancias mayores), el vector de impedancia se adentra en las zonas identificadas como "área de carga".

Si la falla se estableciera a través de un arco eléctrico aparecería en serie con el trayecto de la corriente de falla una resistencia de arco, en el punto de falla, de valor  $R_A$  y la impedancia vista por la protección en J sería el vector  $Z_{JF}$  con argumento  $\alpha$  menor que el ángulo de línea donde  $\alpha = \arctan [X_{JF}/(R_{JF}+R_A)]$ .

Si la línea se desconectara en el extremo K pero sigue alimentada en el extremo J (línea de vacío), la única corriente que circula es la pequeña corriente capacitiva de la propia línea que daría lugar a un punto en el diagrama R-X que estaría muy lejos del origen GFJ y en la dirección negativa del eje X (no mostrado en la *Figura 1.19*).

En la diagrama R-X también se ha representado la impedancia  $Z_{Sj}$  que vería la protección *m* en J hacia sus espaldas con un argumento que, en general, será superior al ángulo de la línea.

# CAPÍTULO II

## EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA EN EL DESARROLLO DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN





## **OBJETIVO**

Demostrar la importancia y las ventajas de la aplicación de relevadores numéricos para la Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, puntualizando las principales características de todas las tecnologías existentes en la construcción de relevadores.

## 2. EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA EN EL DESARROLLO DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

El desarrollo de nuevos principios, sistemas y equipos de protección ha estado favorecido por los avances de la base electrónica disponible. La aplicación de dispositivos electrónicos de mediano nivel de integración que en la época de 1960-70 representó un impulso considerable al desarrollo de los relevadores estáticos de protección, quedó relegada con el surgimiento del microprocesador y su utilización para realizar funciones de protección. A ello se suman en la actualidad las posibilidades que brinda la optoelectrónica para desarrollo de canales de comunicación de gran capacidad con buen aislamiento eléctrico e inmunidad a las interferencias electromagnéticas.

En los últimos treinta años se han visto enormes cambios en la tecnología de los relevadores. Los relevadores electromecánicos, en todas sus distintas formas han sido reemplazados sucesivamente por los relevadores estáticos, digitales y numéricos; cada cambio ha traído reducciones de tamaño y mejoras en su funcionalidad.

Al mismo tiempo, los niveles de confiabilidad se han mantenido o mejorado, y la disponibilidad ha aumentado significativamente con relación a los relevadores más antiguos. Esto representa un gran avance para todos los relacionados en el diseño y manufactura de los relevadores.

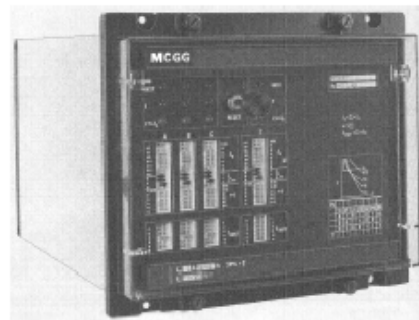
Relevador Electromecánico



Relevador Estático



Relevador Microprocesado



Relevador Numérico



Figura 2.1 Evolución de la Tecnológica de los Relevadores de Protección

Podemos clasificar los relevadores según su tipo de construcción como relevadores:

- Electromecánicos
- Estáticos
- Microprocesados
- Numéricos

## 2.1 RELEVADORES ELECTROMECAÑICOS

Estos fueron los primeros tipos de relevadores usados para la protección de Sistemas de potencia, datan de cerca de 100 años.

En realidad sólo hay dos principios de funcionamiento fundamentalmente diferentes:

- 1) Atracción electromagnética
- 2) Inducción electromagnética

Los primeros funcionan en virtud de un émbolo que es atraído dentro de un solenoide o una armadura que es atraída por los polos de un electroimán. Dichos relevadores pueden ser accionados por magnitudes de corriente directa o corriente alterna. Los relevadores de inducción electromagnética utilizan el principio del motor de inducción por medio del cual el par se desarrolla por inducción en un rotor; este principio de funcionamiento se aplica sólo a relevadores accionados por corriente alterna y son conocidos simplemente como relevadores tipo inducción.

El movimiento mecánico del mecanismo de accionamiento es impartido a una estructura de contacto para cerrar y abrir contactos. Cuando decimos que un relevador funciona entendemos que cierra o abre sus contactos (cualquiera que sea la acción requerida por las circunstancias). La mayoría de los relevadores tienen un resorte de control o están restringidos por gravedad, de tal manera que éstos asumen una posición dada cuando están completamente sin alimentación.



Figura 2. 2 Relevadores de Protección Electromecánicos

### 2.1.1 INDICADORES DE FUNCIONAMIENTO

En general, un relevador de protección electromecánico está provisto con un indicador que muestra cuándo ha funcionado el relé para disparar un interruptor. Dichos indicadores de funcionamiento son elementos coloreados de un modo característico y son accionados ya sea mecánicamente por el movimiento del mecanismo de accionamiento del relevador o eléctricamente por el flujo de la corriente de contacto y sale a la vista cuando funciona el relevador. Están dispuestos para reponerse manualmente después de que se ha notado su indicación y están listos para el siguiente funcionamiento. Los indicadores accionados eléctricamente dan una seguridad definida de que hubo un flujo de corriente en el circuito del contacto. Los indicadores accionados mecánicamente pueden utilizarse cuando el contacto de cierre del relevador completa siempre el circuito de disparo donde dicho disparo no depende del cierre de algún otro contacto en serie. Puede utilizarse un indicador mecánico con un circuito en serie que comprende contactos de otros relevadores cuando se desee atender la indicación de que un relevador particular ha funcionado, aunque el circuito puede no haberse completado por los otros contactos.

### 2.2 RELEVADORES ESTÁTICOS

Un relevador estático es aquel cuyo principio de operación no está relacionado con el desplazamiento de elementos móviles. El caso más común es el de los relevadores electrónicos, sobre todo a base de elementos semiconductores de distintos niveles de integración. Un relevador estático para la protección es aquel en el que la medición o la comparación de las cantidades eléctricas, se realiza por medio de una red estática diseñada para dar una señal de salida en la dirección del disparo cuando se pasa una condición crítica. La señal de salida opera un dispositivo de disparo que puede ser electrónico, semiconductor o electromagnético.

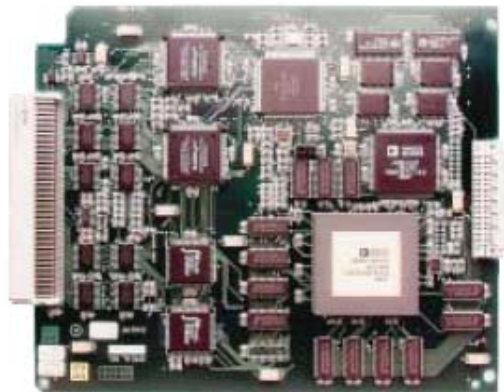


Figura 2.3 Relevadores de Protección Estáticos

La introducción a los relevadores estáticos se dio a principio de los años 60. Su diseño está basado en el uso de dispositivos eléctricos análogos en vez de bobinas e imanes. Las últimas versiones utilizan dispositivos discretos como transistores y diodos en conjunto con resistores, capacitores, inductores, etc. pero los avances en la electrónica hizo posible el uso de circuitos integrados digitales y lineales en versiones recientes para el procesamiento de señales y la implementación de funciones lógicas.

Debido a la gran expansión en los sistemas eléctricos de transmisión y distribución durante la década de los 60 y con el advenimiento de centrales eléctricas mucho más grandes con sistemas más complejamente interconectados; el servicio impuesto a los sistemas de protección se volvió cada vez más severo. Como los relevadores, tenían que realizar funciones mucho más complicadas, la tendencia era a volverse más complejos mecánicamente y por lo tanto, más costosos y difíciles de probar y mantener.

La base de la llamada relevación estática la constituye el empleo de circuitos y de componentes para lograr la variedad de funciones y características de operación que, con fines de protección, tradicionalmente se obtenían mediante dispositivos electromecánicos. La confiabilidad, siempre importante, fue objeto de especial atención al aumentar los niveles de las corrientes de falla, la capacidad de los circuitos y la complejidad de las conexiones. La reducción de los tiempos de operación se convirtió en un factor esencial para preservar la estabilidad dinámica, al aproximarse el carácter y la carga de los sistemas a los límites del diseño.



**Figura 2.4 Tarjeta del Circuito Fundamental de un Relevador Estático**

El cumplimiento de tales requisitos dejó poco potencial para posibles mejoras en los relevadores electromecánicos convencionales. El mercado de los relevadores estuvo dominado por el empleo de elementos electromecánicos. Cada uno de estos elementos, cualesquiera que sean sus características básicas; por ejemplo el elemento de inducción de ley cuadrada tiene un comportamiento dinámico especial exclusivo de ese elemento y la libertad de diseño la restringen, consecuentemente, factores tales como los requisitos contrapuestos de sensibilidad y robustez mecánica. Dichos requisitos fueron satisfechos con los relevadores estáticos.

Un gran número de problemas de diseño tuvieron que ser resueltos para los relevadores estáticos. En particular, los relevadores generalmente requieren una fuente confiable de corriente directa y mediciones para prevenir el daño a los circuitos electrónicos vulnerables que tiene el dispositivo. Las subestaciones son particularmente hostiles a los

diseños de circuitos electrónicos debido a la interferencia eléctrica de varias formas que se encuentran comúnmente.

Para prevenir una mala operación o destrucción de los dispositivos electrónicos durante las fallas o u operaciones de cierres y aperturas, la sensibilidad del circuito tendría que estar protegida de daños comunes y de interferencia radiada.

Los dispositivos también pueden ser sensibles a cargas estáticas y requieren precauciones espaciales durante su manejo, el daño por esta causa puede no ser aparente de inmediato, sin embargo puede que aparezca después como falla prematura del relevador.

### 2.3 RELEVADORES DIGITALES

La protección Digital introdujo un gran paso en la tecnología. Los microprocesadores y microcontroladores reemplazaron a los circuitos análogos utilizados en los relevadores estáticos para implementar las funciones del relevador. Los primeros relevadores de este tipo se pusieron en servicio alrededor de 1980.

En comparación con los relevadores estáticos, los digitales introducen conversión A/D (analógica/digital) para todas las medidas análogas y usa el microprocesador para implementar el algoritmo de protección. El microprocesador puede usar alguna técnica de conteo o usar una transformada discreta de Fourier para implementar el algoritmo. De cualquier forma el microprocesador típico tiene un proceso de capacidad y memoria limitados, comparados con los que proveen los relevadores numéricos. La funcionalidad tiende por lo tanto, a ser limitada y restringida a lo largo de la función de protección.

Otra función adicional que brindan en comparación con los relés electromecánicos o estáticos es la forma de comunicación por un amplio rango y una mejor precisión.



**Figura 2.5 Relevadores Digitales de Protección**

La corriente limitada de los microprocesadores utilizados en los relevadores digitales, restringen el número de muestreos en la onda, que puede ser medida por ciclo. Esto, limita la velocidad de operación del relevador para ciertas aplicaciones.

Por lo tanto, un relevador digital para una determinada función de protección debe tener un largo tiempo de operación comparado con un estático.

## 2.4 RELEVADORES NUMÉRICOS

La distinción entre el relevador digital y el relevador numérico descansa sobre los puntos del fino detalle técnico y raras veces es encontrada en otras áreas distintas a la Protección. Típicamente éstos usan un procesador especial, denominado Procesador Digital de Señal - DSP (por sus siglas en inglés Digital Signal Processor) como el hardware computacional, juntos con las herramientas de software asociados.

Las señales analógicas de entrada son convertidas en una representación digital y procesadas según el algoritmo matemático apropiado. El proceso digital de señales en tiempo real requiere un gran poder del microprocesador.

Además, la reducción continua de costo en los microprocesadores y dispositivos digitales relacionados (memoria, I/O, etc.) naturalmente conduce a que un solo hardware se utilice para proporcionar una gama de funciones (“una caja, una solución”). Usando múltiples microprocesadores para proporcionar un funcionamiento computacional que proporcione una gran cantidad de funciones, las cuales, anteriormente se ponían en ejecución en distintos hardware (distintos relevadores), ahora pueden estar incluidas dentro de un solo relevador.

La *Figura 2.6* muestra relevadores numéricos típicos. En la *Figura 2.7* muestra una tarjeta de circuitos para un relevador numérico. La *Figura 2.8* muestra un esquema resumido de las funciones disponibles en relevadores numéricos (datos obtenidos del relevador AREVA MICOM P442). La *Figura 2.9* proporciona una ilustración de los ahorros en el espacio posible para la protección de un alimentador de alto voltaje con un relevador de tecnología numérica, comparado con un tablero de relevadores electromecánicos.

Un relevador numérico puede poner en ejecución múltiples funciones que requeriría varios relevadores estáticos o electromecánicos, funciones como falla a tierra o falla de interruptor, son ahora elementos del relevador, de modo que un relevador numérico contiene varias funciones (un solo hardware) y puede ejecutar estas mismas funciones usando varios elementos del relevador. Cada elemento del relevador será una rutina o rutinas del software.

La experiencia práctica ha demostrado que los relevadores numéricos son por lo menos tan buenos, como los relevadores de tecnologías anteriores, esto debido a la experiencia ganada con los relevadores estáticos y digitales, la mayoría de los mecanismos del hardware que hoy en día son utilizados tienen un diseño muy cuidadoso y de mucha precaución en las distintas etapas. Los problemas de programación son reducidos al mínimo por el riguroso uso de las técnicas de diseño del software.



Figura 2.6 Relevadores Numéricos de Protección

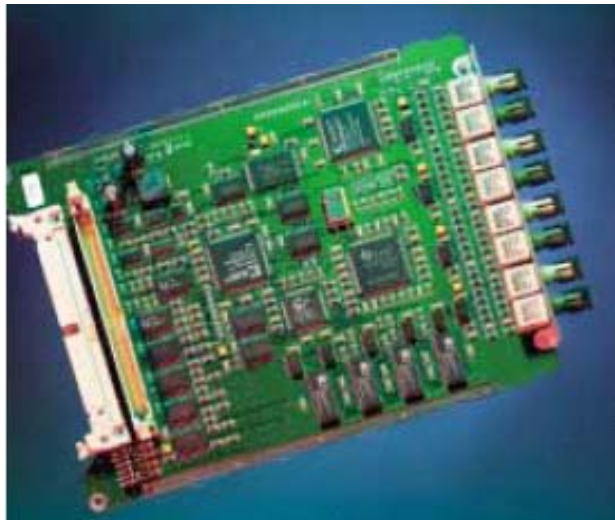
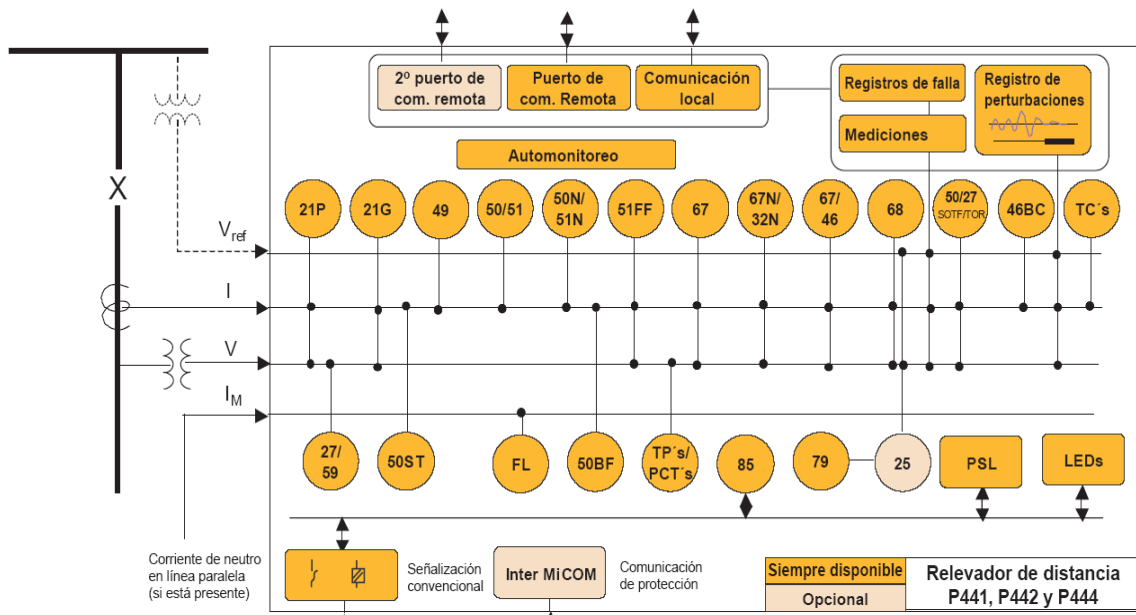


Figura 2.7 Tarjeta del Circuito Fundamental de un Relevador Numérico





**Figura 2.8 Resumen Esquemático de Funciones<sup>1</sup> contenidas en el Relevador de Distancia MICOM P442**

### 2.4.1 VENTAJAS DE LOS RELEVADORES NUMÉRICOS

- El tamaño y peso de los relevadores es considerablemente reducido.
- Estos relevadores de avanzada tecnología, construidos a base de microprocesadores, proporcionan funciones de protección, control, medición, monitoreo y comunicación, integradas en un solo dispositivo.
- Esquemas de protección estructurados con una sencilla lógica programable mediante el uso de compuertas lógicas AND, OR y temporizadores. Dicha lógica controla las entradas y salidas de los relevadores y de los LED's para señalización.
- Grupos de Ajustes múltiples e independientes.
- Comunicación Remota para detección de fallas internas
- Entradas y Salidas, Digitales y Analógicas
- Monitoreo del circuito de disparo del interruptor
- LED's configurables

<sup>1</sup> Ver Apéndice I (Funciones de Protección ANSI)

- Registrador de disturbios
- Funciones de protección auxiliar (conductor roto, secuencia negativa, localizador de fallas a distancia, etc)
- Lógica Programable por el usuario
- Tiempos de operación sumamente reducidos
- Sistema de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos (SCADA)
- Monitoreo del estado y condición del interruptor.
- Recierres programables
- El procesador de comunicaciones realiza las siguientes funciones:
  - Recuperación de datos en tiempo real
  - Una conexión transparente para acceso de ingeniería, para configuración, visualización y ajustes de los relevadores digitales en forma remota.
  - Sincronización de los relevadores de protección con la señal del reloj satelital.
  - Recuperación de la oscilografía para el análisis posterior del evento.



**Figura 2.9** Espacio requerido para diferentes tecnologías de relevadores y misma Funcionalidad. Izquierda: Relevadores electromecánicos. Derecha: Relevador numérico

## 2.4.2 ARQUITECTURA DE HARDWARE

La arquitectura típica de un relevador numérico se muestra en la *Figura 2.9*. Consiste en unos o más DSP microprocesados, una cierta memoria, digital, entradas y salidas analógicas (I/O) y una fuente de alimentación. Cuenta con múltiples procesadores, regularmente uno de ellos se dedica a ejecutar los algoritmos de protección del relevador, mientras que el resto implementa o ejecuta alguna lógica asociada y otros manejan la Interfaz Humano-Máquina (HMI). Las entradas-salidas se organizan en enchufes dentro de una tarjeta de circuito impreso PCB's (Printer Circuit Boards) adicionando I/O hasta los límites que el hardware y software puedan permitir. El bus de comunicaciones interno une el hardware y por lo tanto es el componente crítico en el diseño.

Esto debe trabajar a altas velocidades, usando niveles de bajo voltaje y aún ser inmune a la interferencia conducida y radiada del ruido eléctrico en la subestación. Por lo tanto se requiere proteger excelentemente las áreas relevantes. Las entradas digitales son óptimamente aisladas para prevenir transitorios, siendo transmitido al circuito interno. Las entradas análogas son aisladas usando transformadores de precisión para mantener la exactitud de medida quitando transitorios peligrosos.

Señales análogas son convertidas a la forma digital usando un convertidor analógico-digital. El método más barato es usar un convertidor analógico-digital, precedido por un multiplexor (*circuito usado para el control de un flujo de información que equivale a un conmutador*) para unir cada una de las señales de entrada al convertidor.

Las señales al principio pueden ser introducidas a un número de muestreo y retención simultáneo antes de la multiplexación (*combinación de dos o más canales de información en un solo medio de transmisión usando un dispositivo llamado multiplexor*) o deben conocer la relación de tiempo entre muestras sucesivas si la relación de fase entre señales es importante. La alternativa es proveer cada entrada con un convertidor analógico-digital y la lógica para asegurar que todos los convertidores realizan la medida simultáneamente.

La frecuencia de muestreo debe ser considerada cuidadosamente, como el criterio Nyquist aplica:

$$f_s \geq 2 * f_h$$

donde:

$f_s$  = frecuencia de muestreo

$f_h$  = la frecuencia más alta de interés

Si se escoge una frecuencia de muestreo demasiado baja, puede ocurrir "aliasing" en la señal de entrada (*Figura 2.10*), causando altas frecuencias que aparecen como la parte de señal en la gama de frecuencia de interés. Entonces obtendremos resultados incorrectos.

Aliasing es el efecto que causa que señales continuas distintas se tornen indistinguibles cuando se les muestrea digitalmente. Cuando esto sucede, la señal original no puede ser reconstruida de forma unívoca a partir de la señal digital. El aliasing es un motivo de preocupación mayor en lo que concierne a la conversión analógica-digital, el muestreo

incorrecto de señales analógicas puede provocar que señales de alta frecuencia presenten dicho aliasing con respecto a señales de baja frecuencia.

Se le llama “antialiasing” a los procesos que permiten minimizar el aliasing cuando se desea representar una señal de alta resolución en un sustrato de más baja resolución. En la mayoría de los casos, el antialiasing consiste en la eliminación de la información de frecuencia demasiado elevada para poder ser representada.

La solución es aplicar un filtro de antialiasing, acoplado con una opción apropiada de frecuencia de muestreo, a la señal analógica, como a los componentes de frecuencia que podrían causar el aliasing son eliminados mediante el filtro. El seno digital y filtros de coseno son usados (Figura 2.12), con una respuesta en frecuencia, mostrada en la Figura 2.10, para extraer los componentes reales e imaginarios de la señal.

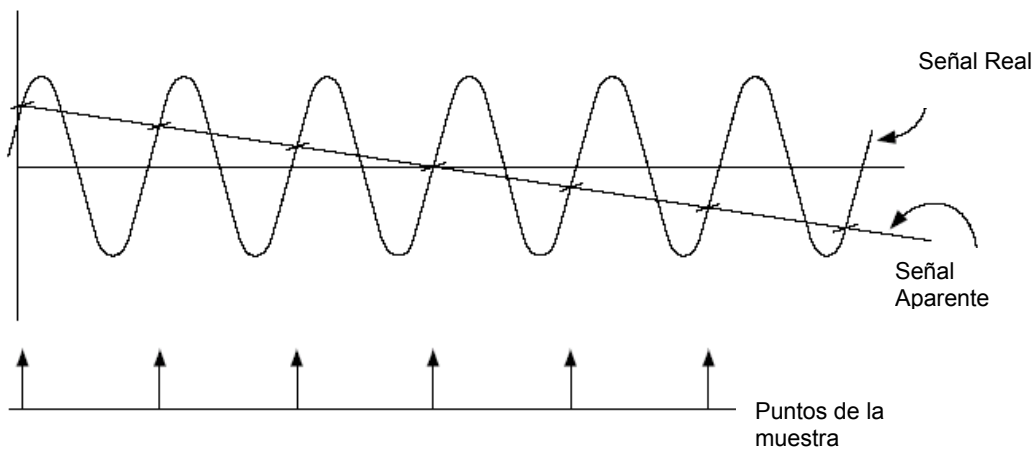


Figura 2.10 Problema de aliasing de la señal

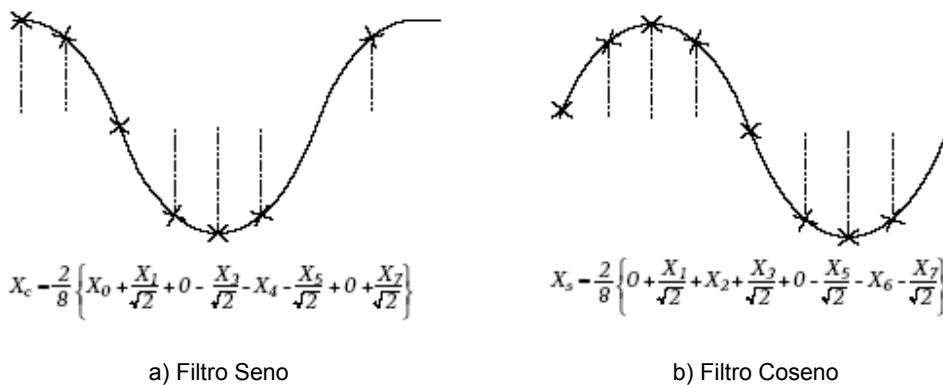


Figura 2.11 Filtros Digitales

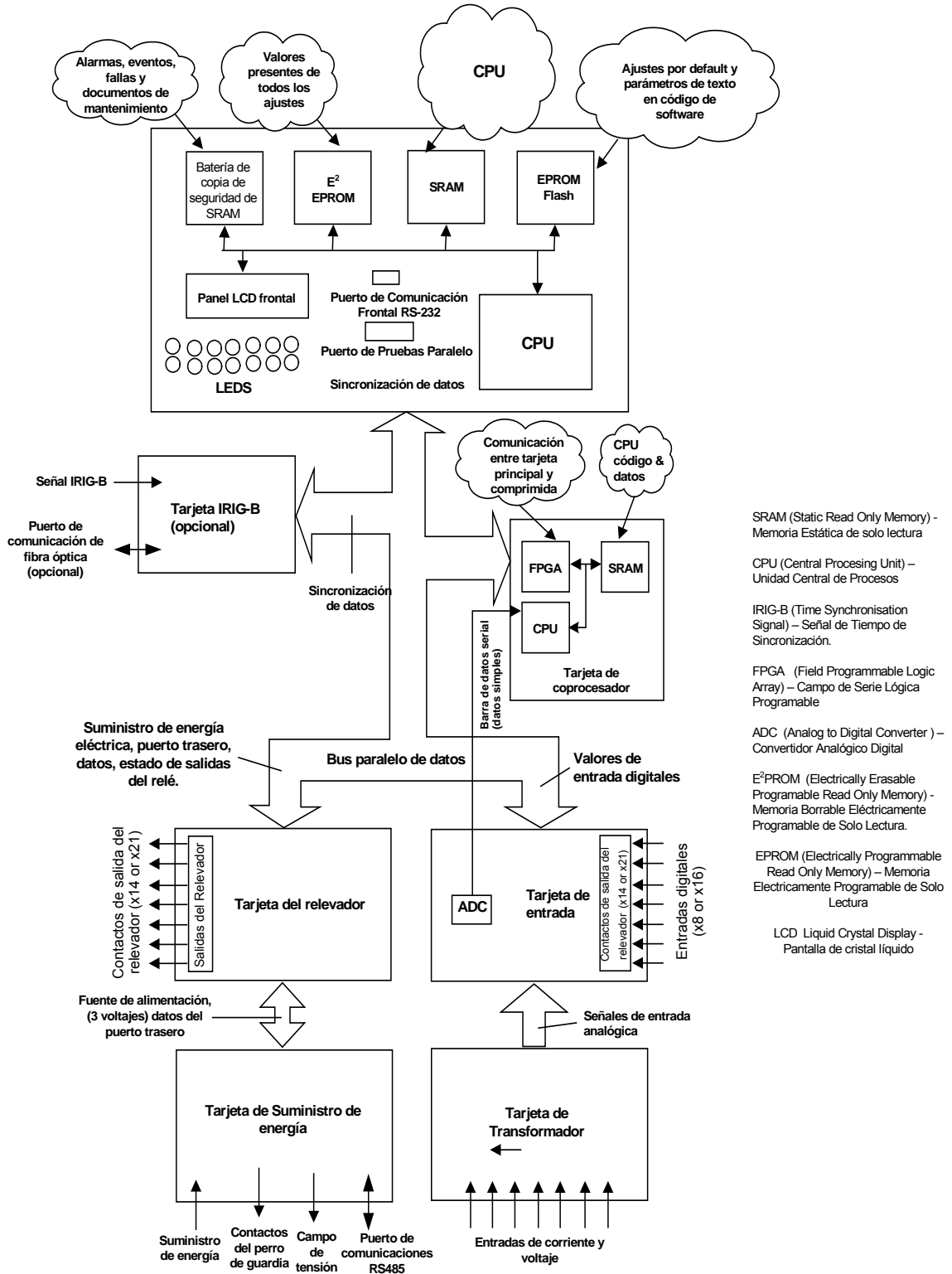


Figura 2.12 Módulos del Relevador y Flujo de Información

El rastreo de la frecuencia de las señales de entrada es aplicado para ajustar la frecuencia de muestreo de modo que el número deseado de muestras/ciclo siempre sea obtenido. Un relevador moderno numérico puede probar cada cantidad de entrada análoga entre 16 y 24 muestras por ciclo.

Todo el proceso de señal subsecuente es realizado digitalmente en el software, las salidas finales digitales usan relevadores para proporcionar el aislamiento o son enviadas mediante vías de comunicación externa a otros dispositivos.

### **2.4.3 EL SOFTWARE DEL RELEVADOR**

El software proporcionado comúnmente es organizado en una serie de tareas, que operan en tiempo real. Un componente esencial es el Sistema Operativo en Tiempo Real (RTOS), cuya función es asegurar que otras tareas sean ejecutadas como y cuando se requiera, en una base prioritaria.

Otro software de tarea proporcionado naturalmente variará según la función del relevador específico, pero puede ser generalizado así:

- a. El software de servicios de sistema - esto es semejante al BIOS de un ordenador personal ordinario, y controla la entrada - salida de bajo nivel para el relevador (conductores para el hardware de relé, la secuencia de autoarranque encima de, etc.)
- b. HMI el software de interfaz - el software de alto nivel para comunicarse con un usuario, vía panel delantero es controlado por un enlace de transmisión a otro ordenador que controla el software conveniente, el almacenaje de datos que se brindan, etc.
- c. El software de aplicación - este es el software que define la función de protección del relevador.
- d. Funciones auxiliares - el software para poner en práctica otras características que brinda el relevador - a menudo estructurado como una serie de módulos para reflejar las opciones ofrecidas a un usuario por el fabricante.

### **2.4.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS RELEVADORES DE DISTANCIA NUMÉRICOS**

Algunos relevadores numéricos miden la impedancia de falla absoluta y entonces, determinan cuándo la operación es requerida de acuerdo a los límites de impedancia definidos en el diagrama R-X.

Los relevadores de distancia tradicionales y los relevadores numéricos que emulan la impedancia de los elementos de los relevadores tradicionales no miden la impedancia absoluta.

Ellos comparan la falla de voltaje medido con una réplica de la tensión derivada de la corriente de falla y de los ajustes de la zona Impedancia para determinar si la falla se encuentra dentro o fuera de la zona. La impedancia de los relevadores de distancia, comparadores o algoritmos que imitan a los comparadores tradicionales se clasifican de acuerdo a sus características polares, el número de señales de entrada que tienen, y el método por el cuál se comparan las señales.

Los tipos comunes comparan a la amplitud relativa o la fase de dos cantidades de entrada para obtener las características de operación que son líneas rectas o círculos cuando se trazan en un diagrama R-X.

En cada etapa de la evolución del diseño del relevador de distancia, el desarrollo de las formas de la característica de operación de la impedancia y sofisticación ha sido gobernado por la tecnología disponible y costo aceptable.

#### 2.4.5 COMPARACIÓN DE AMPLITUD Y FASE

Los elementos de medición del relevador cuya funcionalidad se basa en la comparación de dos cantidades independientes son esencialmente comparadores ya sea de amplitud o fase. Para los elementos de impedancia de un relevador de distancia, las cantidades que se comparan son la tensión y corriente medidas por el relevador. Hay numerosas técnicas disponibles para realizar la comparación en función de la tecnología utilizada. Ellas varían del haz equilibrado (Comparación de amplitud) y la tasa de inducción (Comparación de fase) de los relevadores electromagnéticos, a través los comparadores, diodo y amplificador operacional en los relevadores de tipo estáticos, a la comparación de secuencias digitales en relevadores digitales y a la de los algoritmos utilizados en relevadores numéricos.

Cualquier tipo de característica de impedancia obtenible con un comparador también es obtenible con el otro. La suma y resta de las señales de un tipo de comparador produce las señales requeridas para obtener una característica similar utilizando el otro tipo.

#### 2.4.6 CARACTERÍSTICA IMPEDANCIA

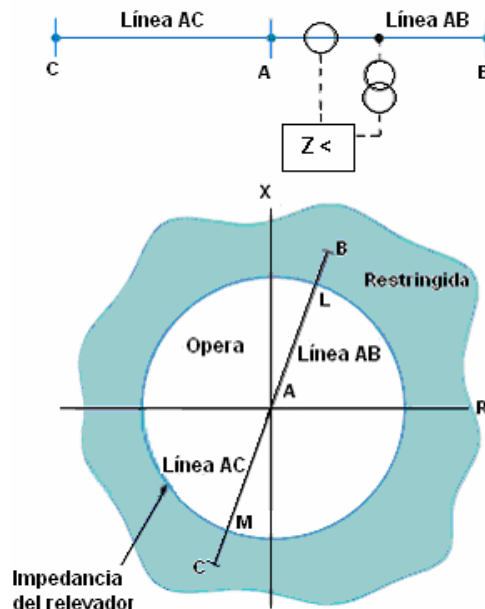
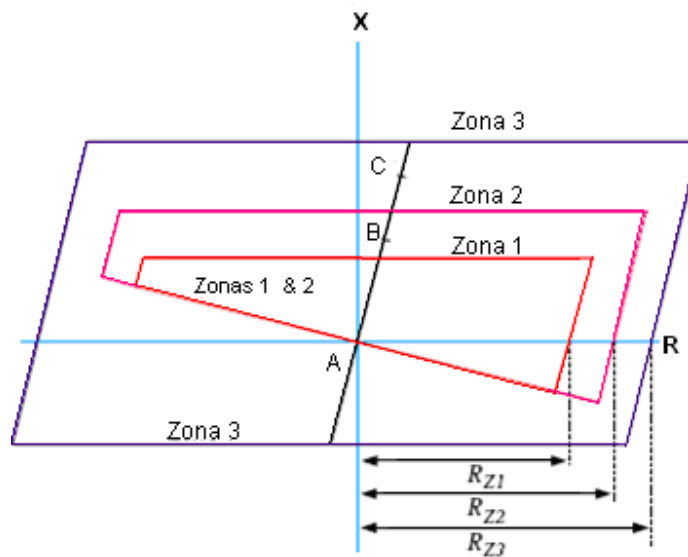


Figura 2.13 Característica de Impedancia No Direccional

Esta característica no toma en cuenta el ángulo de fase entre la corriente y el voltaje que se le aplica; por esta razón su característica de impedancia cuando se trazan en un diagrama  $R / X$  es un círculo con su centro en el origen de la coordinación y de radio igual a sus ajustes en ohmios. La operación ocurre para todos los valores de impedancia menores a la establecida en los ajustes, es decir, para todos los puntos dentro del círculo. La característica del relevador, mostrada en la *Figura 2.13* es, por lo tanto, no direccional, y en esta forma de operar para todas las fallas a lo largo del vector  $AL$  y también para todas las fallas detrás de la barras de central hasta una impedancia  $AM$ .

### 2.4.7 CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL

Esta forma de característica de impedancia poligonal se muestra en la *Figura 2.14*. La característica esta provista de un alcance delantero y un alcance de ajustes resistivos que son ajustables independientemente. Por lo tanto, proporciona una mejor cobertura resistiva que cualquier característica de tipo  $mho$  para líneas cortas. Esto es especialmente cierto para fallas a tierra en la impedancia medida, donde el arco resistivo y la resistencia de falla a tierra contribuyen a los valores más altos de la falla resistiva. A fin de evitar los errores excesivos en la zona con alcance preciso, es común imponer un máximo alcance resistivo en términos del alcance de la zona de impedancia.



**Figura 2.14 Característica Cuadrilateral**

Los elementos cuadrilaterales con alcance en las líneas de reactancia pueden llegar a presentar problemas para las fallas resistivas a tierra donde el ángulo de la falla de corriente total difiere del ángulo de la corriente medida por el relevador. Este será el caso donde los vectores y fases de la fuente de voltaje local y remota cambian respecto a los demás debido a la prefalla del flujo de potencia. Esto puede ser superado mediante la selección del uso de una alternativa de una corriente de fase para la polarización del alcance de la línea de reactancia. Las características de Impedancia Poligonal son muy flexibles en términos de Impedancia de falla, tanto para la cobertura de la fase y fallas a tierra. Por esta razón, la mayoría de los Relevadores de distancia digitales y numéricos, ofrecen ahora este tipo de característica.



# CAPÍTULO III

## PROTECCIÓN DE DISTANCIA APLICADA A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN



## **OBJETIVO**

Describir los fundamentos de la protección de distancia, así como las funciones de protección complementarias aplicadas a líneas de transmisión.

### 3.1 PROTECCIONES DE DISTANCIA

Las protecciones de distancia encuentran su aplicación principalmente en el sistema de transporte en alta tensión y muy especialmente en la protección de sus líneas que forman un sistema de malla.

La protección del sistema de malla de transporte y distribución no solamente busca la protección de los elementos primarios de la red, sino, de forma muy especial, garantizar la estabilidad del propio sistema de potencia cuando se produce una falla en el mismo. En distribución (45... 66 kV) no suelen presentarse problemas de estabilidad aunque si de selectividad dado el carácter mallado de algunas de estas redes.

Para ello, cuando se produce una falla en un elemento de la red, las protecciones de distancia deben detectarla y disparar lo antes posible los interruptores que enlazan el elemento con falla del resto de la red sana.

El sistema de protección debe garantizar tiempos máximos de disparo independiente de la potencia de cortocircuito existente. Esta condición no puede ser satisfecha por los relevadores de sobrecorriente de tiempo independiente, tan ampliamente utilizados en la protección de las redes radiales, cuyo tiempo de disparo es función de la corriente de falla, y por tanto, de la potencia de cortocircuito y de la resistencia de falla.

La protección de distancia dispara en un tiempo dado, en función de la impedancia (o reactancia) del tramo de línea existente entre su emplazamiento y el punto de falla. El punto de disparo es relativamente independiente del valor de la intensidad de cortocircuito siempre que ésta supere un mínimo. Debido a que estas protecciones se utilizan fundamentalmente en líneas donde la impedancia de las mismas es proporcional a su longitud, estos equipos reciben indistintamente el nombre de protecciones (relevadores o relés) de impedancia o de distancia. Con dicho principio de funcionamiento, solucionan en gran medida el problema indicado en el párrafo anterior permitiendo incluso el disparo de líneas con fallas cuya corriente de falla sea del mismo orden de magnitud o incluso más baja que la corriente máxima de carga, cosa que evidentemente no puede hacerse con relevadores de sobrecorriente.

Para realizar su función, la protección recibe la corriente de falla  $I$  y la tensión de línea  $V$  y a partir de ellas determina la impedancia o reactancia. Cada línea tal como la JK está dotada de dos protecciones,  $m$  y  $n$ , una en cada extremo, (Figura 3.1)

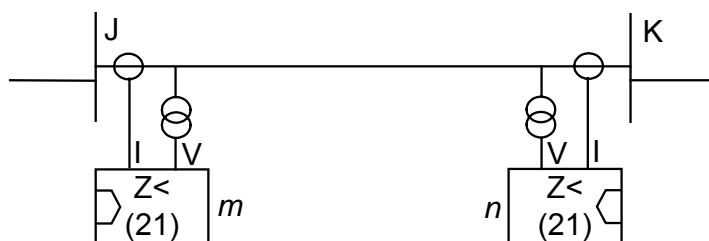


Figura 3.1 Línea equipada con protección de distancia

### 3.1.1 CONEXIONES Y SIMBOLOGÍA DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA

Las protecciones de distancia se alimentan de un juego de tres transformadores de medida de tensión y de tres transformadores de medida de intensidad, uno por fase (como se observa en la *Figura 3.2*) Los transformadores de tensión, cuyo primario está conectado entre cada fase y tierra, pueden estar en el lado barras o en el lado línea, es decir, después del interruptor de potencia (no mostrado en la Figura) Las protecciones disponen de 3 elementos de medida para las corrientes de fase ( $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ ) o de cuatro cuando también miden la corriente de neutro ( $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ ,  $I_N$ ) Los equipos con 3 entradas de medida calculan internamente la corriente de neutro como suma vectorial de las tres corrientes de fase.

En los esquemas unifilares se utilizarán indistintamente cualquiera de los símbolos que aparecen en la parte inferior de la *Figura 3.2*. El símbolo central muestra solamente el interruptor y los transformadores de intensidad pero en todos los símbolos se sobreentiende que lo que se pretende representar es todo el conjunto (protección de distancia  $m$  así como sus transformadores de medida y el propio interruptor de potencia de su posición).

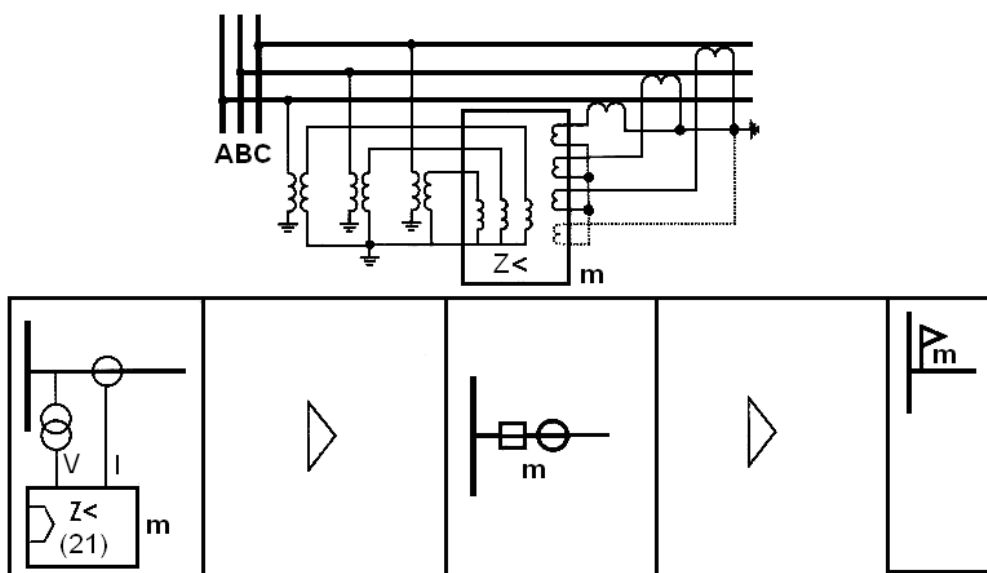


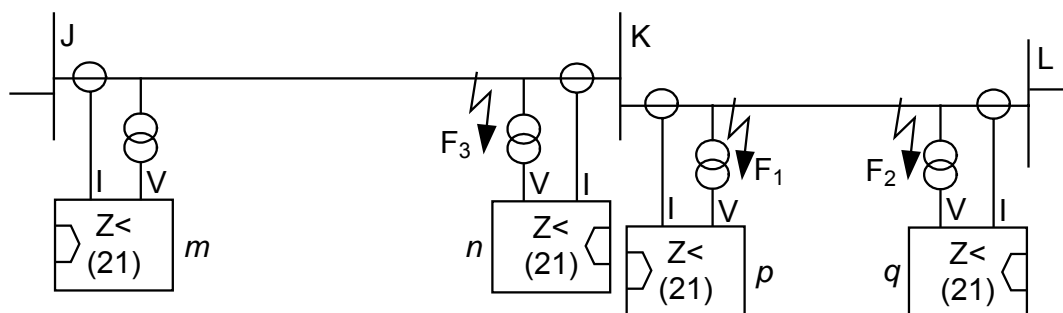
Figura 3.2 Conexiones y simbología de protecciones de distancia

### 3.1.2 AJUSTES DE LAS ZONAS DE MEDIDA

#### 3.1.2.1 CRITERIOS BÁSICOS

Se considerará en primer lugar, el caso mas simple de red en anillo en el que tanto el "infeed" (ver punto 3.5), como los acoplamiento mutuos (ver punto 3.5) entre líneas no existan o puedan despreciarse y que las protecciones de distancia trabajen autónomamente sin canales de comunicación que las enlacen.

Una línea de alta tensión tal como la JK o KL (*Figura 3.3*), se protegen con dos relevadores de distancia (o mínima impedancia  $Z<$ ), uno en cada extremo de la línea. Los relevadores son direccionales y cada uno “mira” hacia la línea.



**Figura 3.3 Comportamiento de las protecciones según la posición de la falla**

En cada extremo el relevador de distancia compara la tensión y la corriente local. De forma simplificada, si se produce un cortocircuito franco en un extremo de la línea protegida, la tensión que mide el relevador del otro extremo es la caída de tensión  $I Z_L$  a lo largo de la línea siendo  $I$  la corriente de falla y  $Z_L$  la impedancia por fase de la línea; por tanto, el relevador remoto “ve” una impedancia  $I Z_L / I = Z_L$ . Si la falla ocurre en otro punto de la línea, la impedancia vista por el relevador será la impedancia de la línea que exista entre el emplazamiento de la protección y el punto de falla. Por lo tanto, el relevador “sabe” que la falla está dentro de la línea si la impedancia que mide es menor que  $Z_L$ . En caso contrario, la falla está fuera de la línea.

Cualquier tipo de falla en la línea KL debe ser despejada por las protecciones  $p$  y  $q$  que delimitan la línea con falla, manteniéndose la línea sana JK en servicio. Lo ideal sería que cada relé de distancia pudiera vigilar la totalidad de la longitud de la línea que protege y dispara, de forma instantánea, para cualquier tipo de falla que ocurriera en ella. Sin embargo, en la práctica hay que tener en cuenta una serie de factores que hacen inaplicables las condiciones ideales antes mencionadas a no ser que se empleen protecciones de distancia con esquemas de teleprotección u otro tipo de protecciones tales como las diferenciales longitudinales. Entre estos factores están:

- Datos de la línea (longitud e impedancia) no se conocen, en general, con mucha exactitud. En la práctica una línea puede estar formada por diversos tramos de conductores diferentes que aunque sean similares en cuanto a capacidad térmica pueden presentar distinta reactancia unitaria.
- La protección de distancia se alimenta a través de formadores de tensión y de la intensidad que tienen errores inevitables.
- La protección de distancia también presenta sus propios errores de medida.
- Las condiciones de utilización pueden variar lo que puede originar nuevas causas de error.

El conjunto de errores anteriores puede llegar a ser del orden del 10%.

Por lo indicado anteriormente, si la protección  $m$  (Figura 3.4) se ajustara a un alcance de exactamente la longitud de la línea a proteger ( $Z_L$ ) podría ocurrir, en el peor de los casos, que no disparara para la falla  $F_1$  o bien, que disparara para la falla  $F_2$  en la línea adyacente.

Para que lo indicado anteriormente no ocurra, la protección de una distancia se ajusta por zonas de medida, de forma que cada zona cubra una parte de la línea. Una protección debe tener al menos 2 zonas de medida debido a la imposibilidad de determinar exactamente si una falla en las proximidades de la barra remota (barra K de la Figura 3.4) está dentro de la sección de la línea a proteger (falla  $F_1$ ) o al comienzo de la línea siguiente (falla  $F_2$ ) Normalmente se emplean tres zonas ZI, ZII, ZIII mirando hacia la línea y en ocasiones una cuarta zona ZR mirando hacia las barras.

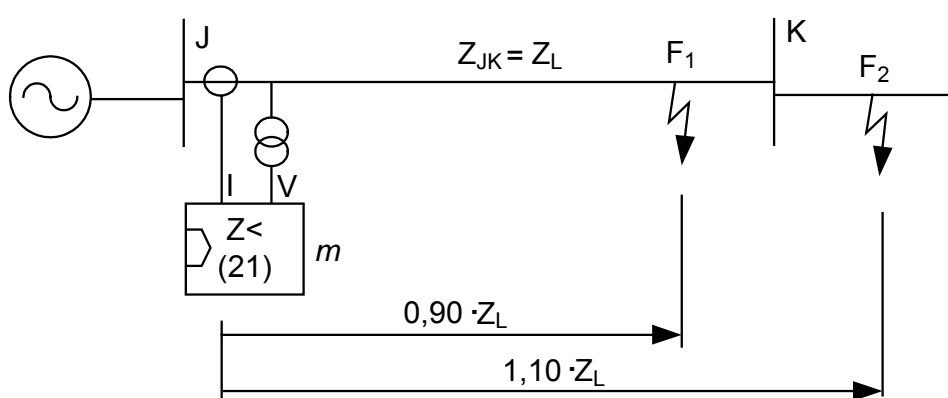


Figura 3.4 Incertidumbre de la posición de la falla cerca del extremo

La zona I es la de alcance más corto aunque debería cubrir la máxima longitud de la línea posible (cerca del 90% de  $Z_L$ ) y todas las fallas dentro de ella deben despejarse instantáneamente (es decir, sin retardo intencionado). Si ocurre la falla  $F_1$  en la línea KL cerca de K (Figura 3.3) deben disparar instantáneamente la protección  $p$  (en su zona I) La protección  $m$  también ve esa falla pero no debe disparar instantáneamente, es decir su zona I no debe cubrir esa falla. De esta forma se da oportunidad a la protección  $p$  que es la línea con la falla para que dispare de forma inmediata. La zona I de la protección  $m$  no debe alcanzar hasta la barra K sino como máximo tener un alcance del 90% de la impedancia de la línea JK y para trabajar además con un cierto margen de seguridad el alcance que usualmente se le da a la zona I de una protección de distancia es de aproximadamente el 80% de la impedancia de la línea que protege. De esta manera se garantiza que disparen primero la protección más cercana a la falla (protección  $p$ ) limitando la interrupción a la sección de línea con falla, pero a costa de que en caso de falla en el último 20% de la línea JK (falla  $F_3$ ) no se tendría un disparo instantáneo de la protección  $m$ . Este último tramo de la línea debe quedar entonces cubierto por la zona II de la protección  $m$  (temporizada usualmente a 0.4 s) y desde luego por la zona I (instantánea) de la protección de distancia  $n$ .

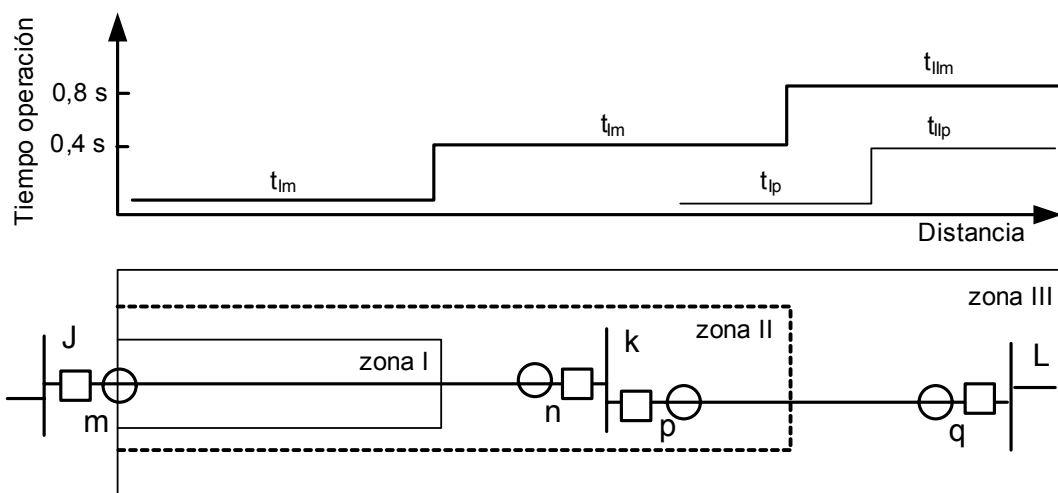
Para tener la seguridad de que cubra la totalidad de la línea JK, el ajuste del alcance de la zona II, teniendo de nuevo en cuenta los errores indicados y adoptando un margen de seguridad razonable, debe ser del orden del 120% de la impedancia de la línea JK. Con este criterio de ajustes, la zona II de la protección  $m$  actúa también como respaldo remoto,

para despejar la falla F1 en la línea KL, en caso de fallo de la protección  $p$  o de su interruptor.

Cuando la línea KL es muy corta en comparación con la línea JK, existe el riesgo de que la zona II de la protección  $m$  se traslape parcialmente con la zona II de la protección  $p$ . Esta situación debe evitarse ya que para una falla tal como  $F_2$  en la zona de traslape, además de disparar la protección  $p$  podría disparar también (indebidamente) la protección  $m$  ya que la temporización de las zonas II de ambas protecciones se ajusta al mismo valor. Para evitar esta situación, el alcance de la zona II de  $m$  no debería sobrepasar el 70% de la impedancia de la línea KL y cuando se requiera un margen de seguridad más amplio, habida cuenta de errores, se ajusta para que no sobrepase el 50% de KL.

Si de las barras K parten varias líneas, dicho 50%... 70% conviene que sea de la más corta de ellas (línea KL de la *Figura 3.6*) No obstante, en este caso, al existir otras aportaciones intermedias a la falla se produce una reducción del alcance de la zona II de la protección  $m$  con lo que se disminuye la probabilidad de traslape con la zona II de la protección  $p$ . En caso necesario, podría incluso ajustarse el alcance de la zona II de  $m$  a un valor aún más bajo del recomendado con carácter general para evitar traslape. Cuando sea imposible evitar el traslape citado, habrá de ajustarse el tiempo de disparo de la zona II de la protección  $m$  a un valor superior al de la zona II de la protección  $p$  o bien prescindir de la zona II de  $m$ .

La zona III, con un tiempo de retardo de unos 0.8s, se emplea normalmente para que actúe como respaldo global para las líneas adyacentes. Usualmente su alcance se ajusta del 100...120% de la impedancia resultante de la propia línea que protege y de la línea más larga que parta de la subestación remota.



**Figura 3.5 Alcances zonas de medida protección m y tiempos de operación de m y p**

En la *Figura 3.5* se muestra una representación simplificada del escalonamiento de los tiempos de operación de las protecciones  $m$  y  $p$  así como las zonas de medida de la protección  $m$ . Obsérvese que el límite común de las zonas de medida está situado sobre los transformadores de corriente.



### 3.1.3 RESUMEN

En la *Figura 3.6* y *Tabla 3.1* se resumen los criterios de ajuste en condiciones ideales, es decir, infeed y acoplamiento mutuos entre líneas no existen o son tan pequeños que pueden despreciarse. En cualquier caso, se trata de recomendaciones generales aproximadas, pudiendo darse casos concretos que requieran un tratamiento especial.

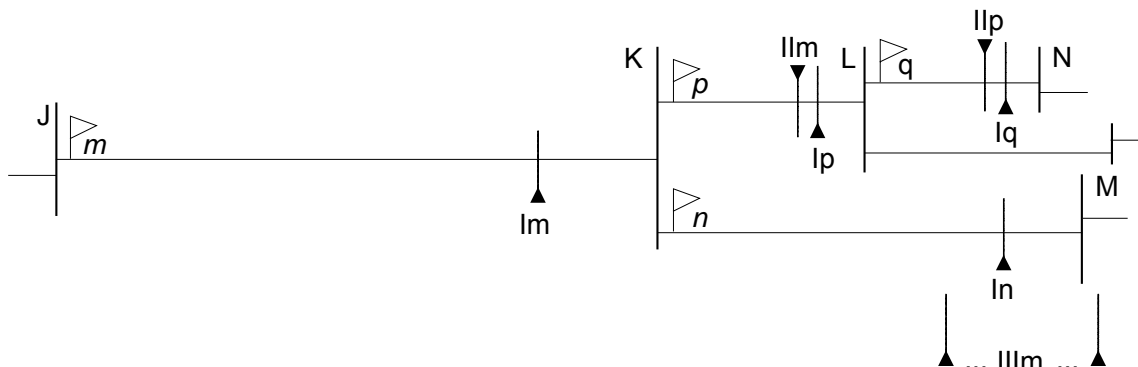


Figura 3.6 Ajuste de los alcances de las zonas de medida

Zona	Ajuste Tiempo [s]	Ajuste alcance zonas de medida	
		Valor aproximado	Valor límite
I	0	$Z_{lm} = 0.8 Z_{JK}$	
		$Z_{ln} = 0.8 Z_{KM}$	
		$Z_{lp} = 0.8 Z_{KL}$	
		$Z_{lq} = 0.8 Z_{LN}$	
II	0.4	$Z_{llm} = 0.8 Z_{JK}$	$Z_{llm} \leq Z_{JK} + KZ_{lp} (*)$ ob $Z_{llm} \leq Z_{JK} + 0.5 Z_{KL}$
		$Z_{llp} = 0.8 Z_{KL}$	$Z_{llp} \leq Z_{KL} + KZ_{lp} (*)$ o $Z_{llp} \leq Z_{KL} + 0.5 Z_{LN}$
III	0.8	$Z_{llm} = 0.8 + Z_{KM} (**)$	$Z_{llm} \leq Z_{JK} + KZ_{llp} (***)$

(\*)  $Z_{lp}$  y  $Z_{lq}$  son las primeras zonas de las líneas más cortas que parten de las barras K y L respectivamente.  
(\*\*)  $Z_{KM}$  es la primera impedancia de la línea más larga que parte de la parte de las barras K.  
(\*\*\*)  $Z_{llp}$  es la segunda zona de la línea más corta que parte de las barras K.  
El factor K debe elegirse entre 0.8 y 0.9.

Tabla 3.1 Criterios de Ajuste de Protección de distancia en condiciones ideales

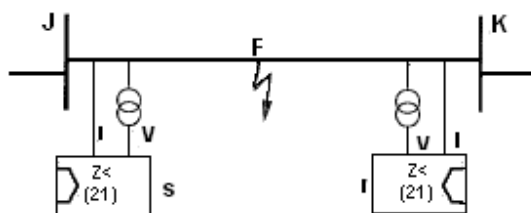
### 3.1.4 ELECCIÓN DE LAS MAGNITUDES DE MEDIDA

Una sola línea trifásica puede verse sometida a los siguientes tipos de fallas:

- a) Bifásica (A-B, B-C, C-A)
- b) Bifásica a tierra (A-B-E, B-C-E, C-A-E)
- c) Trifásicas (A-B-C o A-B-C-E)
- d) Monofásicas (A-E, B-E, C-E)

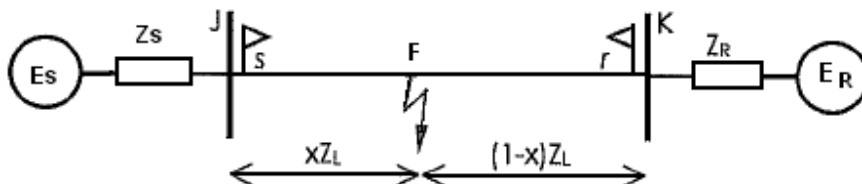
Para la determinación de la impedancia (o reactancia) hasta el punto de falla, la protección recibe la corriente de falla  $I$  y la tensión de la línea  $V_a$  y a partir de ellas determina la impedancia. Ahora bien, la protección debe responder siempre a la impedancia de secuencia positiva para todo tipo de fallas (fallas entre fases o fallas entre fase a tierra); es decir si en la línea JK (*Figura 3.7*) se produce una falla en  $Z_{JF}$  independientemente de que la falla sea fase-tierra o entre fases. Para que esto ocurra hay que aplicar a los elementos de medida de la protección los valores adecuados de intensidad y de tensión que analizaremos en los próximos apartados.

Como se verá, la medida de todos los tipos de fallas no pueden realizarse con un único elemento de medida y lo usual es emplear tres elementos (relevadores o relés) de medida para las fallas monofásicas y otros tres para fallas entre fases o algoritmo que haga la función equivalente.



**Figura 3.7** Las protecciones s y r deben responder siempre a las impedancias directas  $Z_{JF}$  y  $Z_{KF}$  respectivamente, independientemente del tipo de falla.

El esquema unifilar de la línea JK de impedancia de secuencia positiva  $Z_L$ , alimentada por ambos extremos puede representarse como un circuito de dos generadores según la *Figura 3.8*



**Figura 3.8** Circuito equivalente de la línea de la *Figura 3.7* de sus alimentaciones.

Se analizarán las tensiones y corrientes que recibe la protección s para los diferentes tipos de fallas.

Para cualquier tipo de falla, son aplicables las siguientes relaciones tomando la fase A como fase de referencia:

Tensiones fase-tierra  $V_A$ ,  $V_B$ ,  $V_C$  en el extremo J en función de sus componentes de secuencia cero, secuencia positiva y secuencia negativa  $V_{J0}$ ,  $V_{J1}$ ,  $V_{J2}$  respectivamente:

$$\begin{aligned} V_A &= V_{J0} + V_{J1} + V_{J2} \\ V_B &= V_{J0} + a^2 V_{J1} + a V_{J2} \\ V_C &= V_{J0} + a V_{J1} + a^2 V_{J2} \end{aligned} \quad [E1.1]$$

Intensidades de línea  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  en el emplazamiento de la protección s en función de sus componentes de secuencia cero, secuencia positiva y secuencia negativa  $I_{S0}$ ,  $I_{S1}$ ,  $I_{S2}$  respectivamente:

$$\begin{aligned} I_A &= I_{S0} + I_{S1} + I_{S2} \\ I_B &= I_{S0} + a^2 I_{S1} + a I_{S2} \\ I_C &= I_{S0} + a I_{S1} + a^2 I_{S2} \end{aligned} \quad [E1.2]$$

Siendo  $a$  y  $a^2$  vectores unitarios con argumentos de  $120^\circ$  y  $240^\circ$  respectivamente ( $a = 1 \angle 120^\circ$  y  $a^2 = 1 \angle 240^\circ$ )

Redes de secuencia (ver Figuras 3.9 y siguientes):

$$\begin{aligned} \text{Secuencia positiva:} & \quad V_{J1} = V_{F1} + I_{S1} xZ_L \\ \text{Secuencia negativa:} & \quad V_{J2} = V_{F2} + I_{S2} xZ_L \\ \text{Secuencia cero:} & \quad V_{J0} = V_{F0} + I_{S0} xZ_{L0} \end{aligned} \quad [E1.3]$$

Se buscarán los valores de intensidad y de tensión que hay que aplicar al elemento de medida de la protección para que con cualquier tipo de falla en el punto F, separando la distancia  $x$  pu (por unidad) del extremo J, la protección s vea siempre la impedancia de secuencia positiva de línea desde su emplazamiento hasta el punto de falla  $xZ_L = Z_{JF}$ .

### 3.1.5 MEDIDA DE FALLA BIFÁSICA

Para una falla bifásica, tal como la B-C, sólo intervienen las redes de secuencia positiva y secuencia negativa que están conectadas en paralelo en el punto de falla según la *Figura 3.9* y no existen componentes de secuencia cero al no circular corriente por tierra.

De la *Figura 3.9* se obtienen las magnitudes que afectan a la protección s, en el extremo J, teniendo en cuenta que, para los equipos estáticos (no rotativos) del sistema de potencia tales como transformadores y líneas, la impedancia de secuencia negativa tiene el mismo valor que la secuencia positiva  $Z_{JF2} = Z_{JF1} = Z_{JF} = xZ_L$ .

Para este tipo de falla se cumple:

$$\begin{aligned} V_{J0} = V_{F0} &= 0 && \text{(No existen tensiones secuencia cero)} \\ I_{S0} &= 0 && \text{(No existen intensidades secuencia cero)} \\ V_{F1} = V_{F2} & && \text{(las redes de secuencia positiva y secuencia negativa están en paralelo en el punto F)} \end{aligned}$$

De las ecuaciones E1.3 se obtiene:

$$V_{J1} - V_{J2} = (I_{S1} - I_{S2}) \times Z_L$$

$$xZ_L = (V_{J1} - V_{J2}) / (I_{S1} - I_{S2}) \quad [E1.4]$$

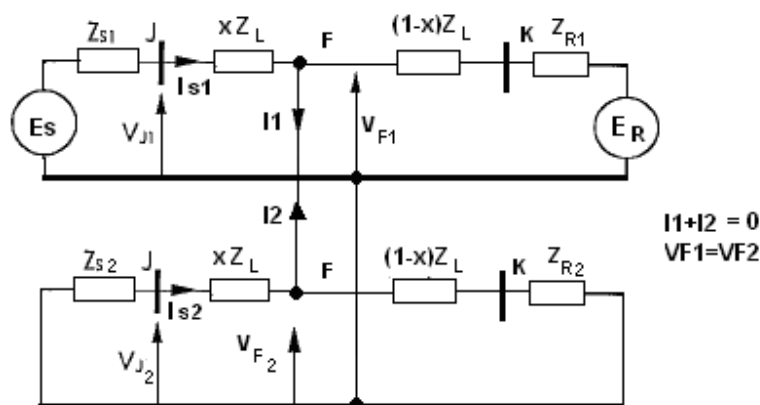


Figura 3.9 Interconexión redes de secuencia para una falla bifásica en el punto F.

De las ecuaciones E1.1 se obtiene para las tensiones:

$$V_B - V_C = (a^2 - a) V_{J1} + (a - a^2) V_{J2} = (a^2 - a) V_{J1} - (a^2 - a) V_{J2}$$

$$V_B - V_C = (a^2 - a) (V_{J1} - V_{J2})$$

$$V_{J1} - V_{J2} = (V_B - V_C) (a^2 - a) \quad [E1.5]$$

De las ecuaciones E1.2 se obtiene para las intensidades:

$$I_B - I_C = (a^2 - a) (I_{S1} - I_{S2})$$

$$I_{S1} - I_{S2} = (I_B - I_C) / (a^2 - a) \quad [E1.6]$$

Sustituyendo E1.5 y E1.6 en E1.4 se tiene:

$$xZ_L = (V_B - V_C) / (I_B - I_C) \quad [E1.7]$$

Es decir, para medir correctamente la impedancia en una falla B-C, el elemento de medida de la protección debe recibir las magnitudes:

$$V = V_B - V_C$$

$$I = I_B - I_C$$

Para las otras fallas bifásicas deben aplicarse las magnitudes correspondientes como se indica en la *tabla 3.2*

FALLA	MAGNITUDES A APLICAR A LOS ELEMENTOS DE MEDIDA	
	Tensión V	Corriente I
A-B	$V_A - V_B$	$I_A - I_B$
B-C	$V_B - V_C$	$I_B - I_C$
C-A	$V_C - V_A$	$I_C - I_A$

Tabla 3.2 Magnitudes a aplicar a los elementos de medida.

### 3.1.6 MEDIDA DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Para una falla bifásica a tierra, tal como la B-C-E, interviene la red de secuencia positiva (que está presente en todo tipo de fallas), la red de secuencia negativa (por tratarse de una falla que origina un desequilibrio) y la red de secuencia cero (porque la falla da origen a la circulación de una corriente por tierra)

Las tres redes de secuencia están conectadas en paralelo en el punto de falla según la *Figura 3.10*. Esto equivale a decir que en el punto de falla F, las tensiones secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero son iguales ( $V_{F1} = V_{F2} = V_{F0}$ )

En este caso, las componentes de secuencia cero, en general, no son nulas ( $V_{J0} \neq 0$  e  $I_{S0} \neq 0$ ); sin embargo, al tener el mismo valor en cada una de las tres fases, su efecto queda cancelado al hallar la diferencia entre las tensiones de fases y la diferencia entre las intensidades de fase y por tanto siguen siendo válidas las expresiones E1.5, E1.6 y E1.7 anteriores por lo que para este tipo de fallas también se aplican las ecuaciones de la *Tabla 3.2*.

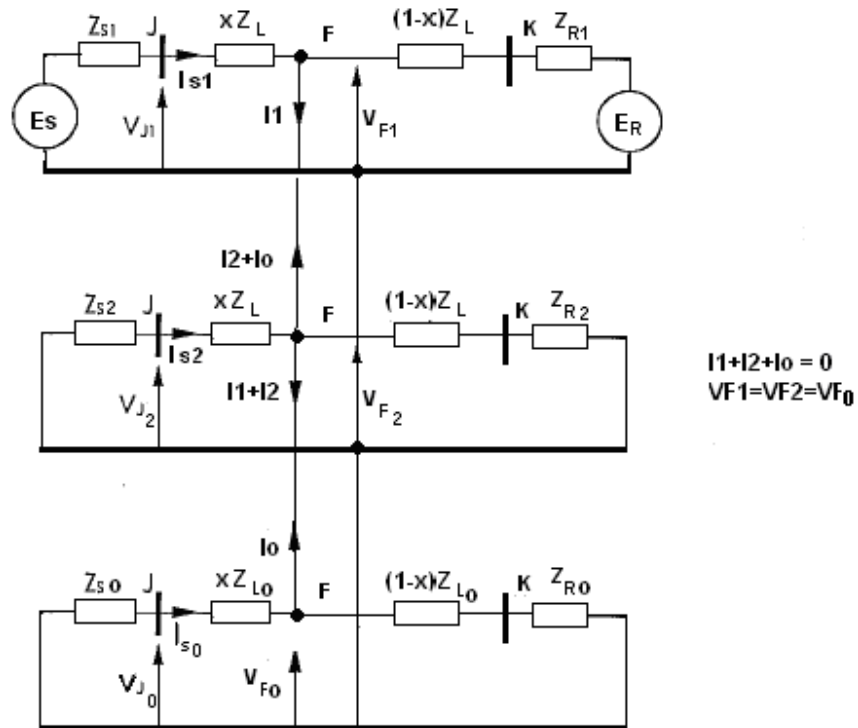


Figura 3.10 Interconexión redes de secuencia para una falla bifásica a tierra en el punto F

### 3.1.7 MEDIDAS DE FALLAS TRIFÁSICAS

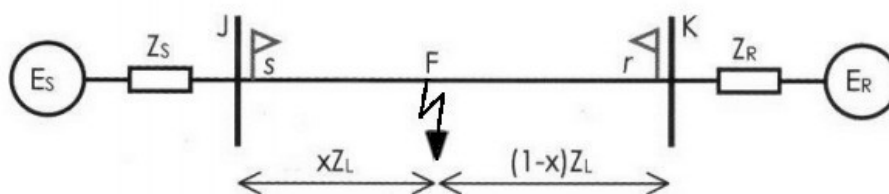
Para una falla trifásica (es indiferente que tenga o no contacto a tierra ya que en ambos casos la intensidad de secuencia cero es prácticamente cero) sólo interviene la red de secuencia positiva (*Fig. 3.11*)

Para una falla franca de este tipo, como la indicada en la Figura, se cumple:

$V_{J0}=V_{F0}=0$	(No existen tensiones de secuencia cero)
$I_{S0}=0$	(No existen intensidades de secuencia cero)
$V_{F1}=V_{F2}=0$	(No existen tensiones secuencia negativa)
$I_{S2}=0$	(No existen intensidades de secuencia negativa)
$V_{F1}=0$	(falla franca en F)

De las ecuaciones E1.3 y de la *Figura 3.11* se tiene:

$$V_{J1}=I_{S1} \times Z_L$$



**Figura 3.11 Red de secuencia positiva para una falla trifásica A-B-C O A-B-C-E.**

De la relación anterior y de las ecuaciones E1.2 y E1.3 se obtiene:

$$(V_A - V_B) / (I_A - I_B) = (V_B - V_C) / (I_B - I_C) = (V_C - V_A) / (I_C - I_A) = V_{J1} / I_{S1} = xZ_L$$

Es decir, para este tipo de falla también es aplicable la *tabla 3.2*

Por consiguiente, un elemento de medida verá siempre la impedancia de secuencia positiva desde el emplazamiento de la protección hasta el punto de falla, para todo tipo de falla polifásica (A-B, B-C, C-A, A-B-E, B-C-E, C-A-E, A-B-C o A-B-C-E) si se alimenta con las magnitudes indicadas en al *Tabla 3.2*.

### 3.1.8 MEDIDA DE FALLA MONOFÁSICA

En una falla monofásica intervienen las tres redes de secuencia positiva, secuencia negativa y de secuencia cero que quedan conectadas en serie en el punto de falla (*Figura 3.12*)

Las ecuaciones E1.3 se pueden poner en la forma:

$$\begin{aligned} V_{F1} &= V_{J1} - I_{S1} \times Z_L \\ V_{F2} &= V_{J2} - I_{S2} \times Z_L \\ V_{F0} &= V_{J0} - I_{S0} \times Z_{L0} \end{aligned}$$

Para una falla monofásica franca en la fase A, como la mostrada en la *Figura 3.12*, si se suman las tres ecuaciones anteriores, se tiene:

$$V_{F1} + V_{F2} + V_{F0} = 0 = V_{J1} + V_{J2} + V_{J0} - (I_{S1} + I_{S2}) xZ_{L0} - I_{S0} xZ_L$$

De acuerdo con E1.1 y E1.2, la expresión anterior se puede escribir así:

$$0 = V_A - I_A xZ_L - I_{S0} (xZ_{L0} - xZ_L)$$

$$V_A = I_A xZ_L + I_{S0} (xZ_{L0} - xZ_L) = I_A xZ_L + 3 I_{S0} (xZ_{L0} - xZ_L) / 3$$

El valor  $3 I_{S0}$  es la corriente de tierra del extremo J de la línea JK que llamaremos  $I_E$

$$V_A = I_A xZ_L + I_E (xZ_{L0} - xZ_L) / 3 = xZ_L [I_A + I_E (Z_{L0} - Z_L) / (3Z_L)] \quad [E1.8]$$

Sin embargo, si al elemento de medida se le aplica una corriente de valor

$$I = I_A + I_E (Z_{L0} - Z_L) / (3Z_L) \quad [E1.9]$$

Entonces la impedancia que ve la protección s coincide exactamente con la impedancia de secuencia positiva del tramo de línea hasta el punto de falla ( $xZ_L$ ) como puede comprobarse fácilmente dividiendo  $V_A$  (expresión E 1.8) por dicha corriente I.

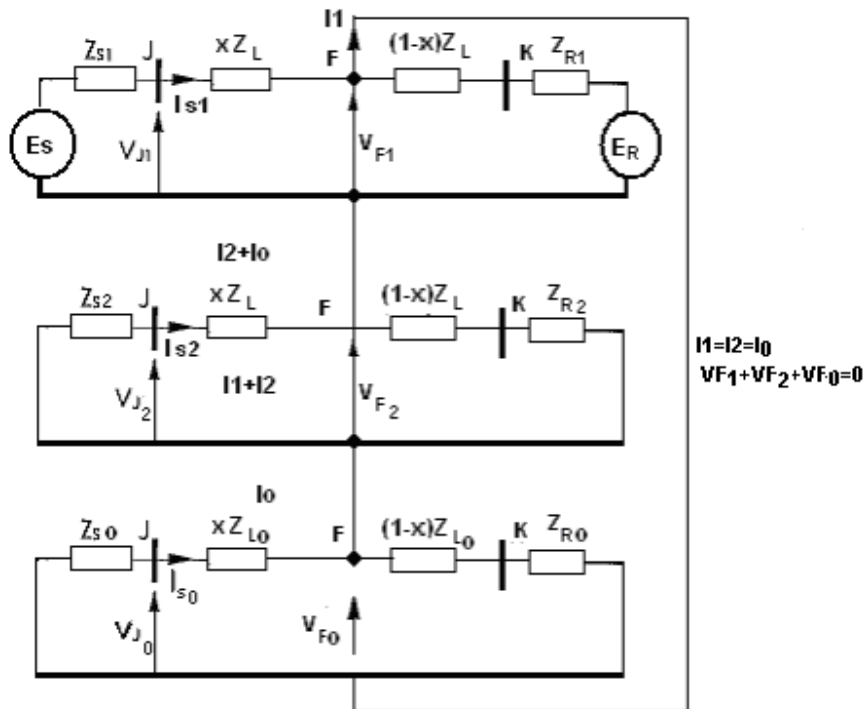


Figura 3.12 Interconexión de las redes de secuencia para una falla fase a tierra.

$$V_A / I = V_A / [ I_A + I_E (Z_{L0} - Z_L) / (3Z_L) ] = xZ_L \quad [E1.10]$$

El factor

$$K_0 = (Z_{L0} - Z_L) / (3Z_L) \quad [E1.11]$$

Recibe el nombre de factor de compensación de secuencia cero (o factor de compensación residual) e indica la fracción de la corriente de tierra del circuito protegido que debe sumarse (vectorialmente) a la corriente de fase con falla para constituir la corriente de medida  $I$  de la protección para fallas monofásicas. Para una determinada configuración de la línea y una resistividad dada del terreno, el factor  $K_0$  es constante y su valor típico es de aproximadamente 0.5 para líneas de 132 kV y de 1 para líneas de 33 kV. Es habitual expresar la corriente compensada  $I$  en función de  $K_0$  así:

$$I = I_A + K_0 I_E \quad [E1.12]$$

El valor de la impedancia vista por la protección se puede obtener de la ecuación E1.10 que se puede escribir también en función de  $K_0$ .

$$xZ_L = Z_{JF} = V_A / (I_A + K_0 I_E)$$

Para fallas a tierra en las otras fases se aplican las magnitudes correspondientes, como se resume en la *Tabla 3.3*

FALLA	MAGNITUDES A APLICAR A LOS ELEMENTOS DE MEDIDA	
	Tensión V	Corriente I
A – E	$V_A$	$I_A + K_0 I_E$
B – E	$V_B$	$I_B + K_0 I_E$
C – E	$V_C$	$I_C + K_0 I_E$

**Tabla 3.3 Magnitudes a aplicar a los elementos de medida.**

### 3.1.9 REPRESENTACIÓN EN EL PLANO DE IMPEDANCIA R-X

El relevador de distancia responde al valor de la impedancia de la línea entre el punto de emplazamiento del relevador y el punto donde se produce la falla. La impedancia es una magnitud compleja que para definirla se requiere especificar su módulo y argumento ( $Z, \theta$ ) o bien, sus componentes rectangulares de resistencia y reactancia ( $R, X$ ). Debido a esto, el diagrama R-X se presta muy bien no sólo para el análisis de la respuesta de la protección de distancia sino también para representar sobre el mismo las características del sistema de potencia protegido.

La *Figura 3.13* representa la línea JK con su protección de distancia en el extremo J y el límite del alcance de la zona I en  $l_m$ . El generador equivalente del sistema de potencia que alimenta el extremo J presenta una impedancia interna (impedancia de fuente) de valor  $Z_{Sj}$ . En el punto F se supone que se produce una falla. La protección  $m$ , como es sabido, deberá responder a la impedancia de línea  $Z_{JF} = R_{JF} + jX_{JF}$ . Estos valores se expresan en ohmios primarios.

No obstante, al estar la protección alimentada a través de transformadores de tensión de relación de transformación  $kV = V_p/V_s$  y de transformadores de intensidad de relación



$k_j = I_p/I_s$  los valores de los alcances de las zonas de medida, con los que se ajustan la protección, se expresan en ohmios referidos al secundario. La conversión de valores óhmicos primarios a secundarios se hace teniendo presente las siguientes igualdades:

Impedancia primaria de la línea vista desde J:  $Z_P=V_P/I_P$

Impedancia secundaria que ve la protección:

$$Z_S = V_S/I_S = (V_P/k_P) / (I_P/k_i) = (V_P/I_P) (k_i / k_v) \quad [E1.14]$$

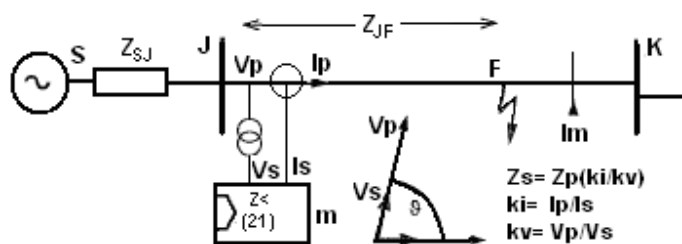


Figura 3.13 Valor de impedancia por la protección m referida al secundario

## 3.2 CARACTERÍSTICAS DE MEDIDA Y LOCALIZACIÓN DE FALLA

### 3.2.1 CARACTERÍSTICAS DE MEDIDA

Para que un relevador de distancia cumpla su función debe poder disparar para todas las fallas que se produzcan en la línea protegida teniendo en cuenta que en el punto de falla puede sumarse, a la impedancia de línea, una componente resistiva de falla; esta componente puede deberse a la existencia de arco eléctrico en la falla o a la resistencia de puesta a tierra de los apoyos metálicos en el caso de fallas a tierra o a ambas causas. Por tal motivo, para asegurar el disparo, el vector de impedancia aparente total, visto desde el emplazamiento del relé, debe caer dentro de la característica de medida (también llamada de operación o de disparo) de la protección de distancia. Esta característica de medida, cuando se representa en el diagrama R-X, está definida por un contorno, generalmente cerrado, que envuelve la zona de impedancia de línea y de la posible resistencia de falla, con unos márgenes de seguridad y excluye lógicamente la zona de impedancia de carga con objeto de evitar disparos incorrectos en situaciones de puntas de carga.

En el punto 3.1.9 se comentó la utilidad del diagrama R-X porque sobre el mismo diagrama se pueden representar conjuntamente las características de la línea y de la falla, la carga de la línea y la característica de medida de la protección de distancia. Para que dicha representación sea válida es conveniente tener en cuenta lo siguiente:

- 1) Definir las impedancias tanto para el Sistema de potencia como para la protección en términos de las magnitudes reales de tensión e intensidad que recibe el elemento de medida de la protección en estudio. Es decir, utilizar para las fallas polifásicas diferencias de tensión y diferencias de intensidad de fase (por ejemplo  $V_B-V_C$  e  $I_B- I_C$  para el elemento de medida B-C mientras que para las fallas

monofásicas deberán utilizarse la tensión entre fase y tierra y la corriente compensada de la fase con falla (por ejemplo la tensión  $V_A$  y la corriente  $I_A + k_0 I_E$  para el elemento de medida A-E. Ambos tipos de fallas quedarán representadas por el mismo punto en el diagrama R-X si se producen en el mismo punto físico de la línea eléctrica.

- 2) Expresar todas las impedancias en la misma base. Si se utilizan valores óhmicos deben estar todos referidos al primario o al secundario. Muchas veces es más práctico utilizar el sistema relativo (porcentual, % o por unidad, pu). Cuando se representen características circulares es conveniente utilizar la misma escala para los ejes R y X a fin de no provocar deformaciones visuales de la característica de medida.

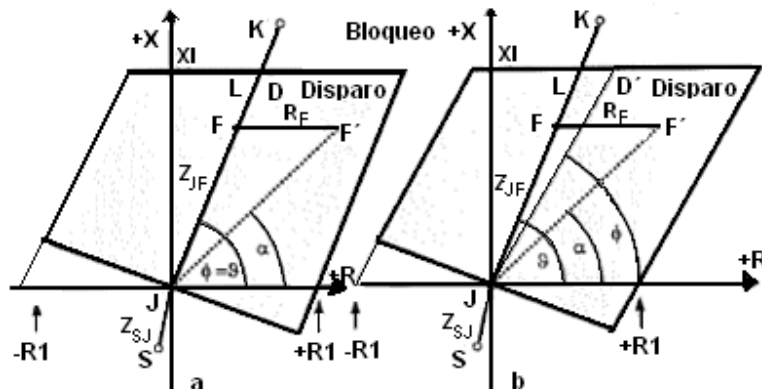
Las características de medida comúnmente empleadas tienen forma circular o poligonal. Muchos de los relevadores de impedancia electromecánicos presentaban característica circular pero la introducción posterior de los relevadores estáticos y más recientemente de los relevadores numéricos ha hecho posible la obtención de nuevas características más flexibles como las de tipo poligonal.

Cada tipo puede decirse que tiene su propio campo de aplicación y en determinadas aplicaciones es posible utilizar cualquiera de ellos indistintamente. No obstante, para la detección de fallas a tierra es aconsejable, como se verá, utilizar la característica poligonal.

### 3.2.1.1 CARACTERÍSTICA POLIGONAL

Esta característica es la más versátil y aunque puede presentar diversas formas, una muy común es la de tipo cuadrilateral (*Figura 3.14*). La característica cuadrilateral encuentra un buen campo de aplicación en la protección contra fallas a tierra y fallas polifásicas en líneas donde es de temer elevadas resistencias de falla.

En la *Figura 3.14* se muestra la zona I del relevador de distancia situado en J que protege el tamo JL de la línea JK. En la parte a) el ángulo característico del relevador,  $\phi$ , se ha ajustado al mismo valor que el ángulo de la línea,  $\vartheta$ . La parte b) muestra la misma característica con la diferencia que el ángulo  $\phi$  se ha ajustado a un valor inferior a  $\vartheta$ .



**Figura 3.14 Característica Cuadrilateral**

resistivo)  $R_l$  de la zona. A diferencia de la característica circular en la que hay interdependencia entre el ajuste del alcance y el de la resistencia límite, en la característica cuadrilateral la resistencia límite puede ajustarse independientemente del alcance. Esta flexibilidad es muy útil cuando se tienen que proteger líneas cortas frente a fallas con alto valor de resistencia de falla,  $R_F$ . En contraste con la característica circular, la característica cuadrilateral variante a) admite el mismo valor de resistencia de falla en cualquier punto de la línea y dicho valor coincide con el ajuste de la resistencia límite. Si se ajustara  $\vartheta < \phi$ , la característica sería todavía más tolerante a la resistencia de falla a medida que el punto de falla se encuentra más cerca del extremo remoto con el mismo ajuste de la resistencia límite, como se observa en la parte b) de la Figura 3.14. Sin embargo, como la resistencia de falla no depende de la longitud de la línea, si el valor ajustado de  $R_l$  es adecuado para las proximidades del extremo J también lo será para puntos cercanos a L por lo que en principio con la característica cuadrilateral no será necesario ajustar su ángulo a un valor inferior al ángulo de línea.

Es aconsejable que la protección de distancia permita ajustes diferentes de la resistencia límite para fallas a tierra y para fallas polifásicas (normalmente la resistencia de falla es superior en fallas a tierras ya que no solamente hay que contar con la posible resistencia de arco sino también con la resistencia de puesta a tierra de los apoyos de línea).

### 3.2.2 ZONAS DE MEDIDA

Las protecciones de distancia disponen, al menos, de tres zonas de medida (Zonas I, II y III) en la dirección de la línea (Figura 3.15). Además, muchas protecciones disponen de una zona adicional en la dirección de la línea y de una zona mirando hacia atrás. Las protecciones que incorporan la función de detección de Oscilación de potencia están dotadas de una zona auxiliar que envuelve la zona más externa.

En la Figura 3.15 se muestran las tres zonas de medida de la protección  $m$  de la JK.

Para las zonas homólogas de ambas características se han elegido aproximadamente los mismos alcances para una más fácil comparación.

En ambas, se ha representado una falla hacia el centro de la línea con resistencia de falla  $R_{IF}$  que queda cubierta por la zona I de los dos tipos de características aunque, este mismo valor de resistencia de falla no lo admite la zona I de la característica circular cerca del límite de su alcance.

Dentro de la línea, de la zona II y cerca del extremo K, se ha representado otra falla con la resistencia máxima de falla  $R_{IIF}$  admitida por la zona II de la característica cuadrilateral. La misma resistencia de falla se ha superpuesto sobre la característica circular para mostrar la forma cualitativa con esta característica, esta falla sería despejada por la protección en tiempo de zona III, en lugar de en tiempo de zona II.

En la Figura 3.15, donde puede estimarse que está el límite del desfase máximo de la impedancia de carga, se ha representado también el vector de impedancia JP correspondiente a la zona más externa de la protección (Zona III en este caso). La impedancia JP debe ser inferior, con un margen de seguridad, a la impedancia que corresponde a la carga máxima de la línea.

Las protecciones AREVA de la serie MICOM familia P440 disponen de características cuadrilateral que aunque es más completa que la de la *Figura 3.16* no obstante el contenido de los párrafos siguientes, basado en dicha figura, puede aplicarse específicamente a dichas protecciones.

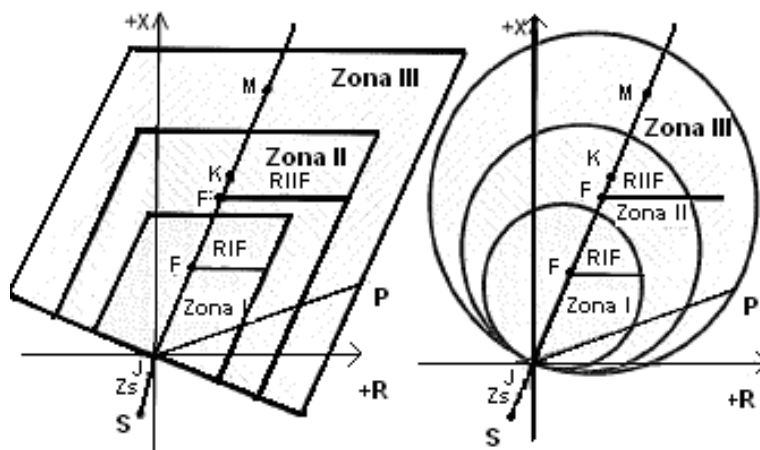


Figura 3.15 Zonas de Medida

### 3.2.2.1 ALCANCE RESISTIVO

De las diferentes características analizadas, el único tipo que permite un ajuste del alcance resistivo (o resistencia límite) independientemente del alcance en la dirección de la línea es la característica cuadrilateral (*Figura 3.16*).

El alcance resistivo de una zona de medida define la máxima resistencia de falla que puede sumarse (vectorialmente) a la impedancia de la línea para la cual dicha zona disparará prescindiendo de la localización de la falta dentro de a zona. Las protecciones de la familia P440 permiten ajustar diferentes valores del alcance resistivo  $R_I$ ,  $R_{II}$ ,  $R_{III}$  paralelas a diferentes zonas de medida (Zona I, II, y III) aunque la zona IV, no representada en la Figura, comparte el ajuste de la zona III. Salvo casos especiales, los ajustes se realizarán en forma que se cumpla  $R_I < R_{II} < R_{III}$ .

Aunque hay impedancia, dentro de amplios límites entre el alcance resistivo y el alcance en la dirección de la línea, no obstante para mantener un nivel bueno de precisión en la medida, conviene que, en cualquier zona, se cumpla que su alcance resistivo no supere a 10 veces su alcance en la dirección de la línea.

Como se aprecia en la *Figura 3.16*, las protecciones permiten también, para una misma zona, ajustar a diferentes valores el alcance resistivo para fallas polifásicas y para fallas a tierra.

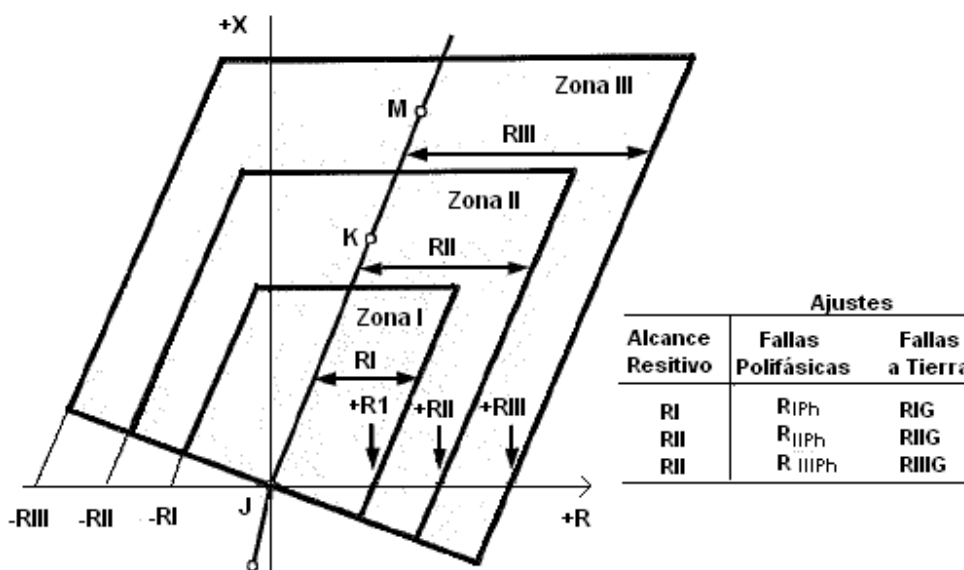


Figura 3.16 Zonas de medida con sus alcances resistivos.

Cualquier tipo de falla (polifásica o fase – tierra) puede desarrollarse a través de un arco eléctrico. La resistencia de arco,  $R_A$ , puede calcularse por la fórmula de Warrington según la ecuación:

$$R_A = 28710 \lambda / I_F^{1,4}$$

Siendo:

- $R_A$  Resistencia del arco [ $\Omega$ ]
- $\lambda$  Separación máxima entre fases para fallas polifásicas o separación entre fases y el apoyo metálico para fallas monofásicas [m]
- $I_F$  Intensidad mínima de la corriente de falla [A]

Separación [m]	Tensión [kV]	Resistencia al arco, $R_A$ [ $\Omega$ ]		
		$I_F=1A$	$I_F=5kA$	$I_F=10kA$
2	33	3.6	0.4	0.2
5	110	9.1	1.0	0.4
8	220	14.5	1.5	0.6

Tabla 3.4 Valores típicos para  $R_A$

La resistencia de arco puede tener una importancia significativa en líneas cortas ya que su valor puede superar varias veces la impedancia de la línea (la impedancia unitaria típica de una línea aérea es del orden de 0.48  $\Omega$ /km a 60 Hz).

En las fallas a tierra, para cubrir el caso más desfavorable, a la resistencia de arco  $R_A$  debe sumarse la resistencia máxima previsible de puesta a tierra  $R_{pat}$  de los apoyos de la línea.

Zona	Fallas Polifásicas	Fallas monofásicas
Cualquiera	$R_X > R_A$	$R_X > 40 \Omega$
	$R_X \leq 10 X_X$	
La más extrema	$R_X < 0.8 LZ$	
Siendo: $R_X$ el alcance resistivo de la zona X $X_X$ el alcance inductivo de la zona X		

**Tabla 3.5 Resumen de los criterios a tener en cuenta para el ajuste del alcance resistivo**

### 3.2.2.2 ALCANCE INDUCTIVO

El ángulo de inclinación de la característica de medida (ángulo característico del relevador) es ajustable para adaptarlo a la línea a proteger. En el caso de la característica para fallas monofásicas, hay que ajustar también el factor de compensación de secuencia cero  $K_0$  [E1.11]. Es conveniente que el relevador permita ajustar más de un valor del factor  $K_0$  según la zona de medida. Esto es útil cuando la configuración de la línea adyacente es diferente de la línea propia. En las protecciones AREVA familia P440 dicho factor se puede ajustar independientemente para las siguientes zonas de disparo:

- KZ1 Para la zona I (y zona I extendida)
- KZ2 Para la zona II
- KZ3/4 Para las zonas III y IV (ajuste compartido)
- KZp Para la zona P (zona programable hacia delante o hacia atrás)

Normalmente para lo que es propiamente la función de protección de distancia no hay que adoptar medidas correctivas especiales bastando con evaluar los errores de medida para conocer su magnitud y signo en las condiciones más desfavorables y hacer los correspondientes retoques en el ajuste de los alcances de las zonas de medida. No obstante, en el caso de los Localizadores de Fallas (independientes o integrados en el equipo de protección de distancia), el efecto del acoplamiento mutuo de secuencia cero con líneas paralelas cercanas debe compensarse, siempre que sea posible, si se pretende tener una medida correctora de la impedancia a la falla. Como se verá a continuación, esto requiere que el equipo disponga de una entrada analógica especial para este cometido y del "software" necesario para procesarla. No habrá más remedio que asumir esta pequeña complicación si se requiere tener una información fiable de la distancia a la falla.

### 3.2.3 LOCALIZACIÓN DE FALLAS

#### 3.2.3.1 GENERAL

Cuando se produce una falla permanente en una línea, ésta debe quedar desconectada del resto del Sistema en ambos extremos durante el mínimo tiempo que permita localizar el punto físico de la línea donde ha ocurrido la falla y enviar personal a dicho punto para su reparación de forma que la línea pueda entrar de nuevo en servicio. Dado que las líneas son elementos de la red de transporte y de distribución que se extienden a lo largo de

varios o muchos kilómetros y en ocasiones por terrenos de difícil acceso es muy útil para los Servicios de Mantenimiento de las Empresas Eléctricas conocer, de forma rápida, el punto de la línea donde se ha producido la falla para acelerar el proceso de normalización de la red evitando tener que recorrer la línea hasta localizar el punto con falla por inspección visual. En el pasado, esto se ha hecho instalando en algunas líneas equipos específicos Localizadores de Fallas (LF) alimentados de las mismas tensiones y corrientes que recibían las protecciones de distancia. No obstante, con la aparición en el mercado de las protecciones de distancia de tecnología numérica ha sido posible integrar en dichas protecciones la función de LF con un costo adicional mínimo o nulo. Aunque para las líneas más críticas pueda preferirse la opción del Localizador de Fallas independizado de las protecciones de distancia, lo cierto es que el resto de las líneas es de gran ayuda que dicha funcionalidad la incorpore la propia protección de distancia.

La información de la localización de falla también es muy útil en el caso de fallas transitorias, porque aunque en este caso la normalización de la línea se haga inmediatamente, sin intervención humana, tras un recierre automático, sin embargo, una repetición de fallas en el mismo punto kilométrico de la línea puede ser indicio de un punto crítico (cadena de aisladores en mal estado, proximidad a un árbol, etc.)

Aunque las funciones de Localización de Fallas y de Protección de Distancia estén integradas en el mismo "hardware", no obstante requisitos de una y otra función son bastante diferentes. Así la función de Protección de Distancia debe disponer del resultado de su decisión en un tiempo breve (milisegundos o décimas de segundo) mientras que la información del punto kilométrico podría esperar segundos o incluso algún minuto sin causar ningún problema. Por el contrario, la precisión que se requiere en la medida de la localización de fallas debe ser superior a la requerida para la función de protección de distancia. Sin embargo, un requisito común a ambas funciones es que la captación de la información que requiere para obtener el resultado que se espera de ellas deben hacerla en un tiempo breve: desde que se inicia la falla hasta que abre el interruptor.

La mayoría de los LF en servicio utilizan las magnitudes (tensiones) y corrientes de sólo un extremo de la línea.

La función LF debe ser también insensible a la componente aperiódica de la corriente de cortocircuito.

La función LF que utiliza solamente las magnitudes de un extremo de la línea sólo puede responder bien a las fallas que se originan en la propia línea. Si en la *Figura 3.17* se produce la falla  $F_1$  en cualquier punto de la línea JK, la función LF, incorporada en la protección  $m$ , deberá medir bien la distancia  $JF_1$ . Sin embargo, en general, puede que cometa errores de medida para las fallas tales como la  $F_2$  que se originen en las líneas adyacentes aunque dichas fallas hayan sido detectadas y despejadas por la protección  $m$ . El motivo, es que, la impedancia aparente hasta la falla vista desde  $m$  es superior a la real debido a la caída de tensión adicional, en el tramo de línea  $KF_2$ , que produce la corriente aportada a la falla a través de la línea LK.

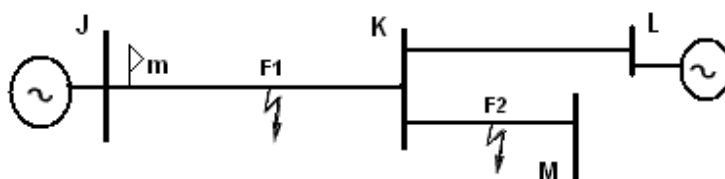


Figura 3.17 La función LF de  $m$  sólo responderá bien a las fallas en la línea JK.

Las protecciones AREVA de la serie MICOM familia P440 llevan integrada la función de LF con un algoritmo que contempla los factores indicados. Lo que sigue es de aplicación a la función LF de dichas protecciones.

Las señales analógicas de tensión y corriente de la línea se muestrean continuamente y las muestras se van guardando en una memoria circular, de forma que dicha memoria contiene siempre las muestras más recientes de las ondas de tensión e intensidad hasta el momento en que se detecta una condición de falla. A partir de las muestras de prefalla, la función LF realiza el cálculo de la distancia a la falla y presenta el resultado en la pantalla de la protección aparte de guardarlo en el registro interno de fallas junto con los resultados de los últimos 5 disparos. Esta capacidad de almacenamiento de los datos permite retener la información de cada uno de los disparos en una falla, en la que se ha producido una secuencia de disparo y recierres, junto con los datos de, al menos, la falla previa.

El punto de localización de la falla, que puede expresarse en ohmios, kilómetros, millas o porcentaje de longitud de línea, a elección del usuario, puede transmitirse al Despacho de Explotación o a un Centro de Protecciones, según la organización de la Empresa Eléctrica, dado que estos equipos son comunicables. De esta manera los Servicios de Mantenimiento disponen, al momento de la información sobre el punto de localización de la falla permitiéndoles tomar las acciones correctivas apropiadas.

### 3.3 FUNCIONES DE PROTECCIÓN COMPLEMENTARIAS

#### 3.3.1 SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL A TIERRA

Cuando la falla a tierra es muy resistiva (caída de un conductor de fase sobre un terreno de alta resistividad, contacto con árboles, etc.), es posible que la resistencia de falla supere el alcance resistivo de la protección de distancia y ésta no vea dicha falla. Para prevenir esta contingencia, tradicionalmente se han utilizado relevadores de sobrecorriente direccional de tierra (67N) independientes de las protecciones de distancia. La magnitud de operación de estos relevadores es la corriente residual (o corriente de tierra) de la línea con la falla,  $I_{RES} = 3I_0$ . Como esta corriente puede proceder de cualquier fase, para obtener una respuesta direccional, dicha corriente debe compararse con otra magnitud con la cual esté relacionada. Es decir, para reconocer si la dirección de la corriente de falla es hacia la línea (dirección de disparo) o hacia la barra local (dirección de bloqueo o contradirección), debe utilizarse una magnitud auxiliar como referencia, llamada comúnmente magnitud de polarización contra la cual se compara angularmente la magnitud de operación.



### 3.3.1.1 UNIDAD DE SOBRECORRIENTE

La función de sobrecorriente se puede considerar conceptualmente compuesta por dos unidades de medida: la unidad de control direccional (CD) y la unidad de sobrecorriente ( $I>$ ). Esta última debe arrancar sólo cuando se ha sobrepasado su ajuste de corriente ( $I_{arrI>}$ ) de arranque y además recibe permiso de la unidad CD, situación que ocurre cuando la falla está en la dirección de disparo. En la *Figura 3.18* se muestra gráficamente lo indicado aplicado a la función 67N polarizada por tensión residual en la que se ha supuesto una unidad de sobrecorriente  $I>$  con característica inversa.

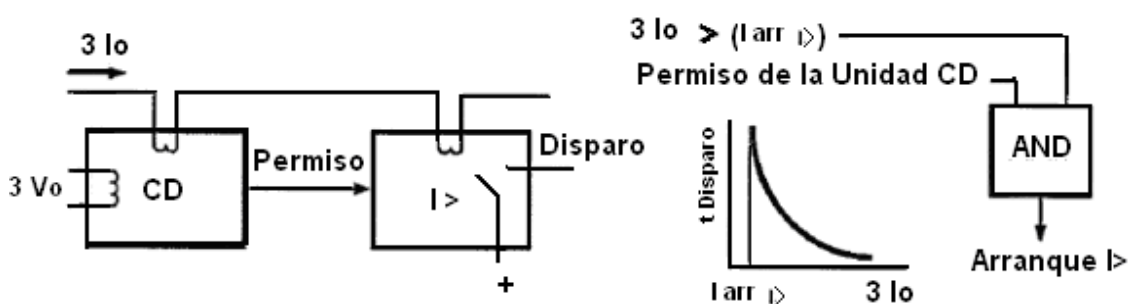


Figura 3.18 La unidad CD controla a la unidad  $I>$

En condiciones normales puede existir un cierto valor, aunque generalmente pequeño, de la tensión  $3V_0$ . Esta tensión residual, en ausencia de falla a tierra, puede deberse a desequilibrios de las componentes fundamentales de las tensiones fase a tierra o a la presencia de tercera armónica en dichas tensiones. Esta última causa de error no suele crear problemas si la entrada de tensión de la unidad CD dispone de un filtro que atenúe suficientemente la tercera armónica. En cualquier caso, es conveniente que el umbral de detección de la tensión residual para la unidad CD sea ajustable dentro del margen de varios voltios secundarios. De esta manera pueden evitarse disparos incorrectos, por ejemplo cuando se manipulan los circuitos secundarios de corriente si, por error se abre momentáneamente la corriente de una fase.

El umbral mínimo de la corriente de la unidad CD para la correcta detección de la direccionalidad debería ser menor que el mínimo ajuste de la corriente de arranque de la unidad  $I>$ .

El valor de  $3I_0$  es prácticamente despreciable, incluso en condiciones de carga, por lo que el ajuste de la corriente de arranque de  $I>$  puede ser bastante bajo, incluso inferior a la corriente de carga nominal de la línea.

Si se dan las condiciones para el arranque de la unidad  $I>$ , ésta disparará al cabo de un cierto tiempo, siguiendo una característica de tiempo independiente o de tiempo dependiente de la corriente. Dentro de este último tipo, la característica muy inversa se presta muy bien para la protección de líneas en los sistemas mallados de transporte y distribución.

### **3.3.2 TENSIÓN Y CORRIENTE**

#### **3.3.2.1 PROTECCIÓN DE TENSIÓN**

En condiciones normales, la tensión en un sistema de potencia debe mantenerse dentro de ciertos límites (por ejemplo +10%.....-10%). Sin embargo, pueden darse ciertas causas que hagan que la tensión se salga de la banda tolerada creando situaciones de subtensión o de sobretensión.

Entre las causas responsables de la subtensión están:

- 1) Disparo de Centros de Generación.
- 2) Aumento de la Carga del Sistema.
- 3) Fallas en el Sistema de Potencia.

Entre las causas responsables de la sobretensión pueden citarse:

- 1) Desconexión de un bloque importante de carga.
- 2) Fallas a tierra en el Sistema de potencia que pueden dar lugar a la elevación de tensión de las fases sanas.

Cuando la causa es una falla transitoria, normalmente no se toma ninguna acción ya que la tensión se normaliza cuando se despeja la falla. Cuando la causa tiene un carácter más permanente, los equipos de regulación automática que existen en la red, se encargan de corregir la tensión llevándola al interior de la banda tolerada. No obstante, como en caso de falla en estos equipos, la tensión se quedaría fuera de límites, se crearían situaciones peligrosas para los receptores conectados o para la seguridad de la propia red por lo que es necesario disponer de protecciones de subtensión y sobretensión para desconectar la parte afectada una vez que ha transcurrido el tiempo requerido por los reguladores para realizar la corrección de la tensión y no se haya conseguido.

En el caso de los equipos del relevador de distancia P442 de AREVA, cuenta con las funciones de sobre/bajo tensión que disponen de dos etapas independientes de medida que pueden habilitarse o deshabilitarse. Pueden configurarse para medida de tensión fase-fase o fase-tierra.

#### **3.3.2.2 PROTECCIÓN DE CORRIENTE**

Se distingue la protección de sobrecarga de la protección de sobrecorriente.

##### **3.3.2.2.1 PROTECCIÓN DE SOBRECARGA**

Esta protección, como su nombre lo indica, se destina a evitar sobrecargas prolongadas de forma que no supere la capacidad térmica del elemento protegido. Suele aplicarse a cables subterráneos por la dificultad que tienen en disipar el calor generado por la sobrecarga y por los altos costos de las reparaciones e indisponibilidad de los mismos. Salvo casos especiales, esta protección no se utiliza para líneas aéreas. Como la sobrecarga es un fenómeno trifásico, basta utilizar un relevador alimentado de una fase

cualquiera del cable pero con disparo tripolar. Normalmente su principio de medida está basado en disponer internamente de una imagen térmica del cable a proteger.

### **3.3.2.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE**

Por el contrario, la protección de sobrecorriente es una protección contra cortocircuitos especialmente los polifásicos (los cortocircuitos monofásicos quedan cubiertos por la protección de sobrecorriente direccional de tierra). Como el cortocircuito puede afectar a cualquier fase, esta protección debe disponerse en cada una de las fases, es decir debe ser una protección trifásica emitiendo disparo tripolar. Esta función de protección es complementaria a la función de protección de distancia pudiendo ser direccional o no direccional.

Esta última opción retardadora de la reposición puede ser útil en los casos en que haya instalados relevadores de sobrecorriente electromecánicos cuyos tiempo de reposición son inherentemente mayores de cero con objeto de mantener la coordinación con ellos. También puede ser de utilidad para reducir el tiempo de despeje de fallas en los casos de fallas intermitentes tales como las que pueden producirse en líneas aéreas muy cargadas y en ocasión sometidas a fuertes vientos transversales o en cables con aislamiento de plástico en los que la energía de la falla puede originar la fusión y posterior resellado del aislante con lo que se extingue la falla. Este proceso suele repetirse dando lugar a una sucesión de pulsos de corriente de falla, cada vez de mayor duración, con intervalos entre ellos cada vez menores hasta que la falla se transforma en permanente.

La opción de retardo de la reposición no debe utilizarse en el caso de líneas (aéreas) dotadas de recierre rápido.

### **3.3.3 FASE ABIERTA**

Los equipos de protección están básicamente pensados en hacer frente a la mayoría de las fallas del Sistema de potencia que son las que se presentan como fallas del aislamiento entre fases y tierra o entre fases (fallas derivación o fallas "shunt"). La falla del aislamiento tiene su origen en diversas causas entre las cuales se encuentran sobretensiones de origen atmosférico, sobretensiones de maniobra, aves en líneas aéreas, árboles cercanos a líneas aéreas, daño mecánico producido por excavadoras, etc. Por lo general, estas fallas dan lugar a aumentos importantes de la corriente por lo que son fácilmente detectables.

En una línea también pueden presentarse otro tipo de anomalías tales como los desequilibrios producidos cuando se interrumpe una fase en un circuito trifásico (falla serie) aunque no haya falla de aislamiento respecto a tierra ni entre fases. Esta anomalía puede deberse a diferentes causas tales como rotura de un conductor de fase, falla de un polo de un seccionador o interruptor, fusión de un fusible en líneas de media tensión, etc. Por lo general, estas fallas no dan lugar a aumentos de la corriente de las fases sanas que sean detectables por relevadores normales de sobrecorriente por lo que la forma más segura de detectarlas es por medio de elementos de medida de las corrientes de secuencia inversa de las fases ( $I_2$ ) la cual es generada en este tipo de fallas.

Ahora bien, como en condiciones normales hay que contar con un desequilibrio inevitable debido a errores de los transformadores de corriente, los propios desequilibrios de la carga, etc., un relevador basado exclusivamente en la medida de la componente inversa debería ajustarse muy por encima de los desequilibrios que se presentan a plena carga para evitar disparos incorrectos en condiciones de red sana. Si la rotura de la fase se produce en estas condiciones, la componente inversa resultante será superior al desequilibrio inicial y el relevador detectará sin problemas la condición de fase abierta del Sistema de potencia. Sin embargo, si la rotura de fase ocurre en condiciones de baja carga en la línea, la componente inversa de las corrientes de fase podría ser del orden del ajuste del relevador o incluso inferior por lo que el relevador podría no actuar y no cumpliría así su cometido.

En la *Figura 3.19* se muestra el esquema unifilar de la línea JK de la impedancia de secuencia positiva  $Z_L$  e impedancia de secuencia negativa  $Z_{LO}$  alimentada por ambos extremos, con la fase "a" abierta entre los puntos P y Q. Para este caso simple, la zona de rotura puede estar situada en cualquier parte de la línea sin que varíen los resultados.

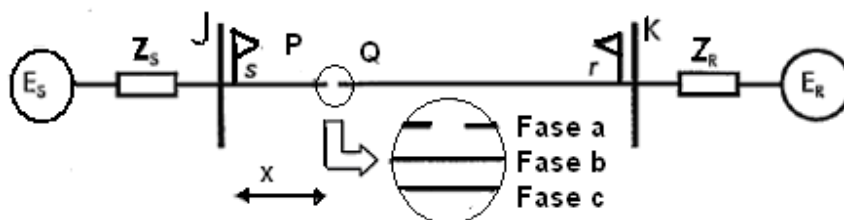


Figura 3.19 Rotura del Conductor de la fase "a", entre P y Q de la línea JK.

### 3.3.4 CIRCUITOS MIXTOS

En ocasiones las protecciones de distancia deben proteger un circuito mixto formado por un tramo de cable subterráneo y uno de línea aérea. No existe un criterio único a seguir, por lo que estos casos deben ser analizados uno a uno teniendo en cuenta ciertos aspectos diferenciadores entre líneas y cables y buscando casi siempre una solución de compromiso.

### 3.3.5 FALLA DE INTERRUPTOR

#### 3.3.5.1 PROTECCIÓN DE RESPALDO

Para el caso donde varias líneas concurren en una barra y ocurre una falla en una de las líneas, como se muestra en la *Figura 3.20* en tal caso las protecciones p y q de dicha línea deben disparar sus respectivos interruptores para despejar la falla en el tiempo más corto posible. Supongamos que ocurre una falla y el interruptor del extremo p no interrumpe la corriente de falla. Con el interruptor p cerrado y sin posibilidad de abrirse, el incidente tiene que tratarse como si la falla estuviera en la barra k. Esto obliga a disparar todos los interruptores necesarios para interrumpir la corriente de falla de forma que inevitablemente se producirá un "cero" en dichas barras. Existen dos alternativas para despejar la falla:

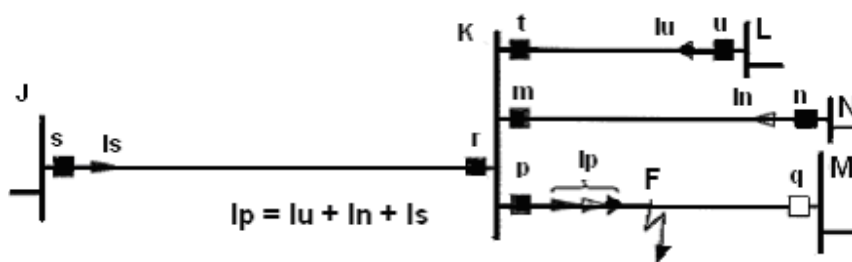


Figura 3.20 Falla a al apertura del interruptor p.

- 1) Disparar los interruptores remotos s, n, u (respaldo remoto)
- 2) Disparar los interruptores locales t, m, r (respaldo local)

La alternativa 1 es la más simple cuando en las terminales remotas hay protecciones de distancia y se basa en confiar la eliminación de la corriente de falla a la actuación de dichas protecciones que dispararán sus respectivos interruptores en tiempos de segunda o tercera zona (del orden de 0.4 o 0.8 seg. respectivamente). El respaldo remoto está siempre presente porque lo ofrecen de manera natural las zonas Z2 y Z3 de las protecciones de distancia aunque en ocasiones no es suficiente. Presenta ventajas e inconvenientes.

La ventaja fundamental es que como los interruptores s, n y sus equipos de protección asociados están físicamente situados en subestaciones diferentes de aquella donde se ha producido la falla, la probabilidad de que presente simultáneamente la misma falla es prácticamente nula.

Entre los inconvenientes del respaldo remoto cabe citar:

- Tiempo largo de disparo. En algunas redes no es admisible mantener la falla 0.4 o 0.8 segundos debido a que no podría garantizarse la estabilidad del Sistema
- Insuficiente sensibilidad. En la configuración de la *Figura 3.20* el caso peor se da cuando la falla ocurre cerca del extremo M en que la impedancia aparente hasta la falla vista desde s, n, u podría ser tan alta que existiera el riesgo que alguna protección no vea inicialmente la falla y se acabe en una secuencia de disparos en cadena con un tiempo final de eliminación total de la falla todavía mayor que el indicado en el punto anterior.
- Si alguna de las líneas JK, NK o LK dispone de tomas intermedias de carga, el disparo de las protecciones remotas s, n, u deja sin alimentación dichas tomas.

Cuando alguna de las condiciones anteriores no sea asumible, debe recurrirse al empleo de la alternativa 2 (respaldo local) siendo la solución más práctica dotada a cada interruptor de una Protección de Falla de interruptor PFI (en inglés CBF). En la práctica la PFI puede existir como una unidad independiente o como una función integrada en otra protección (por ejemplo, los equipos de protección de la familia P440 de AREVA incorporan la función de falla de Interruptor).

### **3.3.5.2 PROTECCIÓN DE FALLA DE INTERRUPTOR (PFI)**

#### **3.3.5.2.1 JUSTIFICACIÓN Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO**

Cuando un interruptor debe operar para eliminar una corriente de falla y no lo hace puede ser debido a diversas causas:

- Falla de la protección principal o de sus elementos de medida (TPs, TCs).
- Falla de los circuitos de disparo (cableado y/o bobina de disparo).
- Falla mecánica del propio interruptor (no inicia la apertura, se queda a medio camino, etc.)
- Falla de la batería de corriente directa de la subestación (es la falla más crítica ya que imposibilita la actuación de las protecciones y de los interruptores).

Las PFI no actúan cuando la causa de falla está en la protección principal porque necesitan, para su arranque, la orden de disparo de ésta última. No obstante, el problema es menor si la protección principal es numérica, ya que al estar dotada de un sistema de autodiagnóstico capaz de detectar la mayor parte de sus anomalías; éstas pueden ser corregidas a tiempo antes de que una falla en la red obligue a la protección a disparar. Además cuando la protección principal está constituida por dos protecciones independientes (normalmente con principios de funcionamiento diferentes), cualquiera de ellas hace la función de respaldo local de la otra, reduciéndose extraordinariamente la probabilidad de falla a la apertura del interruptor motivada por la falla de protección.

#### **3.3.5.2.2 FUNCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR DE EQUIPOS DE LA FAMILIA P440**

##### **1) Número de Temporizadores**

La función de Falla de Interruptor del equipo MICOM P442 dispone de dos temporizadores que se pueden habilitar/inhabilitar independientemente. Cuando están habilitados, arrancan a la vez en el instante que reciben la orden de disparo de la protección principal. Los dos temporizadores suelen utilizarse donde los interruptores disponen de dos bobinas de disparo (por regla general, este caso corresponde a los interruptores de tensión igual o superior a 220 kV y los nuevos de 110 y 132kV). En estos casos, si el disparo de la protección principal no ha abierto el interruptor, entonces cuando se llega al final del tiempo ajustado en el primer temporizador, la PFI envía una orden de disparo a la segunda bobina del mismo interruptor que ha fallado. Si el interruptor sigue sin cortar la corriente de falla, entonces cuando actúa el segundo temporizador (300...400ms), la PFI envía orden de disparo a todos los interruptores asociados al mismo sector de barras al que pertenece el interruptor que ha fallado.

##### **2) Criterios de reposición de los temporizadores.**

Si antes de que concluya el tiempo por parte de los temporizadores, se detecta que el interruptor ha abierto, los temporizadores deben reponerse inmediatamente para evitar un disparo indebido de los interruptores de la barra.

Los equipos de la familia P440 ofrecen al usuario diferentes opciones, para establecer el criterio de reposición de los temporizadores, teniendo en cuenta que protección principal

genera la orden inicial de disparo. A estos efectos, se distinguen tres tipos de protecciones principales:

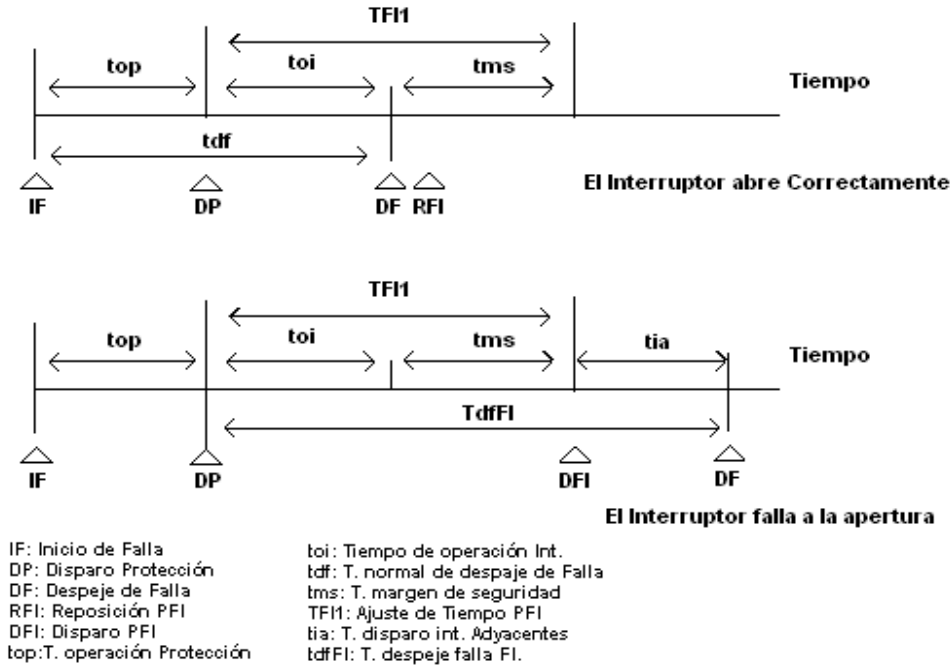
- Las que para su funcionamiento utilizan la corriente (Relevadores: 21, 46, 50, 51, etc.).
- Las que no utilizan la corriente (Relevadores: 27, 59, 81, Buchholz, etc.) o son protecciones externas.

### 3) Ajuste de las Unidades de Corriente $I <$

Aunque la señal  $I <$ , dentro de las consideradas, sea la más fiable para detectar el estado abierto/cerrado del interruptor, no obstante, hay que tener en cuenta que la resistencia eléctrica del arco cebado en el interior de las cámaras, en el caso que el interruptor no completara su ciclo de apertura, puede dar lugar a una reducción significativa de la corriente de falla. Esto puede “engañar” a las unidades  $I <$  haciéndolas creer que el interruptor ha abierto cuando en realidad no se ha extinguido la corriente de falla. Por ello, el umbral de mínima corriente debe ajustarse a un valor suficientemente bajo. La gama de ajuste de los equipos de la familia P440 va de  $0.05 I_n$  a  $3.2 I_n$  en escalones de  $0.01 I_n$ .

### 4) Ajuste del Tiempo

En la *Figura 3.21* se da una idea aproximada del escalonamiento de tiempos que ocurre cuando un interruptor despeja una falla correctamente y cuando falla a la apertura y son los interruptores adyacentes los que tienen que despejar la falla.



**Figura 3.21 Secuencia Simplificada de Tiempos**

Los ajustes del primer temporizador TFL1, dependen del método de reposición utilizado. En la *tabla 3.6* siguiente se indican, de manera orientativa, los valores mínimos que podría conseguirse.

Reposición	Retardo de Tiempo	Valor [ms]
ROD	Tiempo de Operación del interruptor, $t_{oi}$	50
	Tiempo de Reposición de la protección principal	50
	Margen de Seguridad, tms	50
	Ajuste Temporizador, TFI1	150
CAI	Tiempo Apertura/Cierre contactos auxiliares interruptor	50
	Margen de Seguridad, tms	50
	Ajuste Temporizador, TFI1	100
I <	Tiempo de Operación del interruptor, $t_{oi}$	50
	Tiempo de Operación de las unidades I <	13
	Margen de Seguridad, tms	50
	Ajuste Temporizador, TFI1	113

**Tabla 3.6 Valores de Ajustes mínimos del Temporizador**

### 3.3.5.2.3 SUPERVISIÓN DE TP (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL)

El sistema trifásico equilibrado de tensiones secundarias que recibe en condiciones normales un relevador de distancia, puede sufrir una alteración en una o en varias de sus tensiones simples; bien porque ocurra una falla en el Sistema de potencia o por una anomalía en los circuitos secundarios que enlazan los transformadores de tensión con la protección de distancia. Para distinguir entre estas dos situaciones, las protecciones de distancias modernas suelen incorporar una función de supervisión de tensiones.

Si en el extremo de la línea protegida por un relevador de distancia, la potencia circula de barras a líneas y si, en estas condiciones, el relevador de distancia pierde accidentalmente una o más de sus tensiones de medida, el relevador de distancia tendrá la tendencia a mandar disparo. Lo mismo ocurrirá si el relevador tiene activada la zona inversa  $Z_R$  y el sentido de la potencia es contrario al supuesto. Como en estos casos la pérdida de tensión secundaria no se debe a una falla en el Sistema de potencia sino a una anomalía de los circuitos secundarios, la función de supervisión debe detectar con prontitud esa situación antes que los elementos de medida de la función de protección emitan una orden de disparo no deseada.

Los arrollamientos secundarios de los TPs que alimentan los circuitos de tensión de los equipos de protección están protegidos por un interruptor o por fusibles. La pérdida accidental de la tensión secundaria puede deberse a diferentes causas:

- Falla de derivación o fuerte sobrecarga en el circuito secundario que de lugar al disparo del interruptor o a la fusión de uno o más fusibles.
- Falla de serie en una o varias fases (deterioro de un polo del magnetotérmico o falso contacto en una de sus terminales o en los fusibles) que no provoca disparo de ni fusión de fusibles.
- Falla interna en un transformador de tensión.



- Apertura involuntaria del o los fusibles cuando se están realizando trabajos en circuitos secundarios con la instalación en servicio.
- Olvido de la reposición de los fusibles o del magnetotérmico tras un trabajo de mantenimiento.

Los equipos de protección de la familia P440 incorporan la función de supervisión de tensiones secundarias distinguiendo tres casos principales:

- 1) Pérdida de una o dos tensiones de fase.
- 2) Pérdida de las tres tensiones de fase bajo condiciones de carga.
- 3) Ausencia de las tres tensiones de fase al energizar la línea.

En todos los casos, cuando el equipo de protección identifica la pérdida parcial o total de la tensión secundaria como una anomalía en el circuito de tensiones secundarias, se activa la función de supervisión de tensiones lo que conlleva el bloqueo inmediato del disparo de la función protección de distancia y la emisión de una alarma al cabo de un tiempo ajustable.

#### **3.3.5.2.4 SUPERVISIÓN DE TC (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE)**

Las anomalías en el circuito secundario de corrientes son menos frecuentes que en el circuito de tensiones. Estas anomalías pueden deberse a diversas causas:

- Interrupción de una Corriente Secundaria. Esta anomalía además de comprometer la correcta actuación del relevador de distancia es también potencialmente peligrosa, por las elevadas tensiones que pueden aparecer en el punto de interrupción lo que conlleva problemas de seguridad tanto para el personal como para el transformador de corriente (TC) cuyo secundario ha resultado accidentalmente abierto.
- Conexión a tierra en más de un punto del Circuito Secundario. Esta anomalía es más bien propia de una instalación nueva y se descubre en la puesta en servicio.
- Polaridad cambiada de una o dos Corrientes de Fase. Como en el caso anterior, esta anomalía es más bien propia de una instalación nueva y se descubre en la puesta en servicio.

En cualquiera de estos casos, la función de protección de distancia y cualquiera de sus funciones complementarias que estén basadas en la medida de la corriente no están en condiciones de medir correctamente. Por consiguiente, el equipo de protección debe incorporar una función de supervisión de las corrientes secundarias. Esta función se puede habilitar/inhabilitar.

Los equipos de protección de la familia P440 incorporan la función de supervisión de corrientes secundarias que está basada en lo siguiente:

La función se activa tan pronto la corriente residual supere un umbral ajustable siempre que la tensión residual esté por debajo de otro umbral también ajustable. Al cabo de un tiempo ajustado se genera la señal de alarma.

Estos umbrales deben ajustarse de forma que la función no se active en condiciones de red sana.

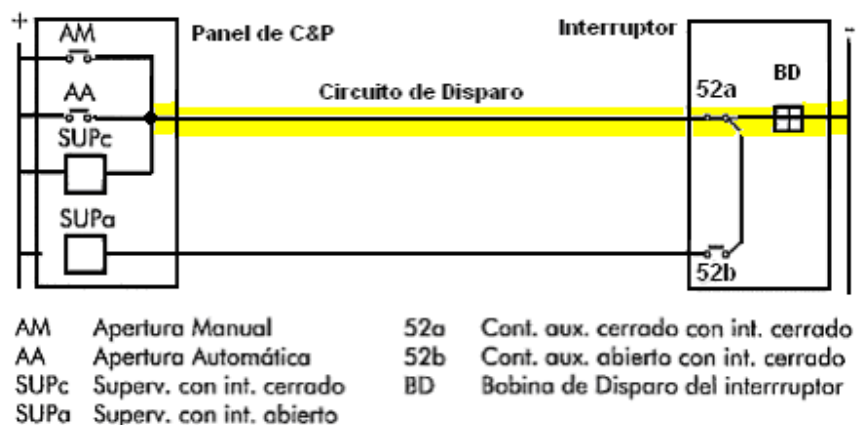
La función de supervisión de las corrientes secundarias tampoco debe activarse en condiciones de falla a tierra en el Sistema de potencia. Si en este caso pudiera darse una tensión residual muy baja, entonces debería inhabilitarse la citada función para evitar el bloqueo del disparo para una falla a tierra.

### 3.3.5.2.5 SUPERVISIÓN DE CIRCUITO DE DISPARO

Cada vez es más usual vigilar la continuidad del circuito de disparo, especialmente en instalaciones en que los equipos de protección están separados de los interruptores de potencia y por ello el cableado de enlace entre protección e interruptor está más expuesto a averías. Esta supervisión llega a ser importante en las instalaciones críticas de la red de alta tensión. También es conveniente disponer de esta supervisión en aquellas otras instalaciones en que la falla a la apertura de un interruptor origine el disparo de otros interruptores que comprometan la estabilidad del Sistema o afecten a la continuidad del suministro a clientes.

Esta función de supervisión la llevan incorporada hoy en día los equipos numéricos de protección asignando una o varias entradas digitales para este fin. El equipo supervisará, al menos, la continuidad del circuito de disparo del interruptor cuando éste se encuentra en posición de cerrado. Algunos usuarios pueden también desear la supervisión de dicho circuito cuando el interruptor está en posición de abierto, aunque esta supervisión es mucho menos importante que la anterior.

En la *Figura 3.22* se pueden ver ambas posibilidades indicando con la zona sombreada la parte de circuito de disparo supervisada con el interruptor cerrado.



**Figura 3.22** Esquema de principio de la supervisión del circuito de disparo

En cualquier caso, si la función de supervisión detecta una falla, emitirá una alarma de "Anomalía Circuito de Disparo" al cabo de un tiempo largo ajustable (del orden de varios segundos o minutos). Esta alarma se hace llegar al centro de control para que se ordene la reparación del circuito de disparo.

## **3.4 RECIERRE Y COMPROBACIÓN DE SINCRONISMO**

### **3.4.1 RECIERRE**

#### **3.4.1.1 FALLAS EN LÍNEAS Y JUSTIFICACIÓN DEL RECIERRE**

Las fallas en líneas suelen clasificarse en permanentes, semipermanentes y transitorias. Solamente del 1 al 20% de las fallas que se originan en las líneas aéreas se pueden considerar permanentes o semipermanentes

Las fallas permanentes son normalmente debidas a roturas de conductores o a fallas en tramos de cable que pueden formar parte de la línea. Este tipo de fallas corresponde con averías que hay que localizar y reparar antes de poder restablecer el suministro eléctrico.

Las fallas semipermanentes se pueden eliminar retirando transitoriamente la tensión de la línea varias veces. Un ejemplo típico de falla semipermanente puede ser el contacto con una pequeña rama de árbol que ha caído sobre la línea; en este caso, con el disparo inmediato de los interruptores no se conseguirá la eliminación de la falla, sino que será necesario que la rama arda y se desprenda posteriormente.

El hecho de que la mayoría de las fallas en líneas aéreas sean transitorias quiere decir que si tras la falla, se interrumpe rápidamente la corriente de falla, abriendo los interruptores de la línea y se deja un pequeño tiempo sin tensión (varias décimas de segundo suelen ser suficientes) para que, en la zona en la que se desarrolló el arco eléctrico, la renovación del propio aire disperse el aire ionizado y el arco eléctrico se auto extinga. Hay una alta probabilidad de que al volver a cerrar los interruptores y dar tensión a la línea, no se produzcan reencendidos del arco, la falla haya desaparecido completamente y la línea reanude el servicio tras la breve interrupción indicada.

Es este hecho están basados los equipos de recierre o reconexión automática, RA (función ANSI 79<sup>1</sup>) que se asocia a los equipos de protección para trabajar conjuntamente con ello. Esto ha permitido una mejora sustancial en la continuidad del suministro a los consumidores.

Las fallas que se originan en cables subterráneos son, por el contrario, de carácter permanente (averías) y por ello en cables no se utiliza el recierre automático.

#### **3.4.1.2 DEFINICIONES DE TÉRMINOS**

Se indican las definiciones de los términos más habituales empleados en relación con el recierre.

##### **3.4.1.2.1 ANTIBOMBEO DE INTERRUPTORES**

Sistema incorporado a un interruptor o a la función de recierre por el cual se evita, en caso de falla permanente, los cierres incontrolados y repetidos de un interruptor si la orden de cierre se mantiene durante un tiempo superior a la suma del tiempo de operación de la protección y del tiempo de apertura del interruptor.

---

<sup>1</sup> Ver Apéndice II (Funciones de Protección ANSI)

#### **3.4.1.2.2 TIEMPO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR**

Tiempo transcurrido entre el instante en que se energiza la bobina de cierre del interruptor hasta el instante en que los contactos de potencia se tocan físicamente.

#### **3.4.1.2.3 TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR**

Tiempo transcurrido entre la recepción de la orden de apertura en el circuito de disparo y la separación física de los contactos de potencia del interruptor.

#### **3.4.1.2.4 TIEMPO DE EXTINCIÓN DEL ARCO DEL INTERRUPTOR (ARCING TIME)**

Tiempo que transcurre entre el instante en que empiezan a separarse los contactos de potencia del interruptor y el instante de extinción total del arco.

#### **3.4.1.2.5 TIEMPO DE OPERACIÓN DEL INTERRUPTOR**

Tiempo transcurrido entre la recepción de la orden de apertura en el circuito de disparo y la extinción total del arco dentro del interruptor. Es decir, en un interruptor, el tiempo de operación es la suma del tiempo de apertura y del tiempo de extinción del arco.

#### **3.4.1.2.6 TIEMPO MUERTO DEL INTERRUPTOR**

Tiempo desde el instante en que se extingue el arco entre contactos del interruptor y el instante en que el medio extintor recupera sus propiedades dieléctricas (si el interruptor se cerrara en este último instante sería capaz de interrumpir nuevamente la corriente de falla).

#### **3.4.1.2.7 TIEMPO DE DESIONIZACIÓN**

Tiempo necesario para asegurar la dispersión del aire ionizado tras el disparo por una falla con arco en una línea aérea. Este tiempo será tal que se garantice que un recierre no reencienda el arco.

#### **3.4.1.2.8 TIEMPO DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN**

Tiempo transcurrido ente la aparición de la falla y el cierre de los contactos de disparo de la protección.

#### **3.4.1.2.9 TIEMPO MUERTO DE RECIERRE**

Este concepto se denomina también “tiempo de recierre” o “pausa de recierre”. Tiempo desde el arranque del recierre hasta que éste energiza el circuito del cierre del interruptor.

Normalmente, el recierre arranca cuando, estando cerrado el interruptor, recibe un pulso de disparo de la protección y el interruptor pasa al estado abierto.

#### **3.4.1.2.10 DURACIÓN DEL IMPULSO DE CIERRE**

Tiempo durante el cual el recierre mantiene el impulso de cierre al interruptor.

#### **3.4.1.2.11 TIEMPO DE REPOSICIÓN (RECLAIM TIME)**

También llamado tiempo de seguridad o tiempo de bloqueo. Tiempo transcurrido entre el instante en que el recierre energiza el circuito de cierre del interruptor y el momento en que tras una nueva falla el recierre inicia otro ciclo de recierre.

#### **3.4.1.2.12 RECIERRE ÚNICO**

Modalidad en la cual está permitido un sólo intento de recierre.

#### **3.4.1.2.13 RECIERRE MÚLTIPLE**

Modalidad en la cual están permitidos varios intentos de recierre.

#### **3.4.1.2.14 RECIERRE UNIPOLAR O MONOFÁSICO**

Maniobra de recierre aplicada a un solo polo de un interruptor. Exige por lo tanto mando unipolar del interruptor y disparo segregado fase a fase en las protecciones.

#### **3.4.1.2.15 LÍNEAS DE SISTEMAS MALLADOS**

Son las típicas de la red de transporte (110...400 KV) y como es sabido, se trata de líneas como la JK (*Figura 3.23*) que disponen de dos interruptores (s, r) uno en cada extremo y de dos fuentes equivalentes de energía que inyectan corriente a la falla a través de dichos interruptores. Por tanto, para asegurar la extinción del arco en el punto de la falla F es necesario que los equipos de protección disparen ambos interruptores. Como además se desea que el tiempo de interrupción sea lo más corto posible, es también conveniente que los disparos de los dos interruptores sean simultáneos en la medida de lo posible. De esta manera, las funciones de recierre automático de cada extremo arrancarán prácticamente a la vez y ordenarán el recierre de su respectivo interruptor, al cabo de unas décimas de segundo para dar tiempo a que se haya extinguido el arco, restableciéndose en la mayoría de los casos el suministro a través de la línea. Se dice que el recierre es secuencial, cuando el interruptor en un extremo de la línea cierra primero y unos 100 ms después cierra el interruptor del extremo remoto. La diferencia de tiempo entre un interruptor y otro es para prever que la falla pudiera ser permanente. En este caso, la protección que manda el recierre primero al detectar la falla, adicional de mandar abrir tripolarmente el interruptor correspondiente, envía una señal a la protección del extremo

opuesto para indicarle que no efectuó el recierre sino que mande el disparo tripolar de su interruptor.

Lo usual en este tipo de líneas es utilizar un solo intento de recierre. La utilización de más de un intento, especialmente si los niveles de corriente de falla son altos, podría comprometer la estabilidad del Sistema y podría ser más perjudicial que el hecho de no aplicar el recierre.

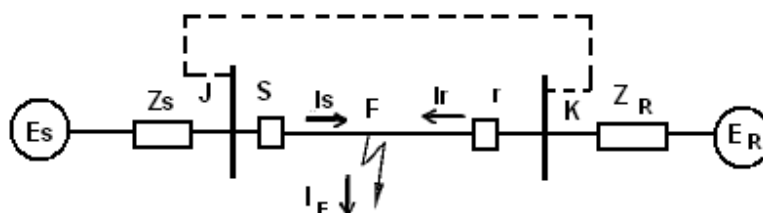


Figura 3.23 Línea de un Sistema Mallado

Por ello, en los pocos casos en que la falla sea permanente, los equipos de protección volverán a disparar (esta vez siempre de forma tripolar) los interruptores tras el recierre; los interruptores ya se quedarán abiertos y los equipos de protección emitirán la señal de Disparo Definitivo de forma que la función de recierre no provoque un nuevo intento de reconexión. La situación descrita pudiera corresponder a una avería que debe ser localizada y reparada antes de que el suministro pueda ser reestablecido a través de de la línea.

Cuando, durante la pausa de recierre, los interruptores  $s$  y  $r$  de la línea están abiertos, los subsistemas a cada lado de la línea representados por las máquinas (o fuentes) equivalentes  $E_s$  y  $E_R$  no quedan, en general aislados ya que se encuentran interconectados a través de otras líneas y subestaciones simbolizadas conjuntamente por la línea a trazos (Figura 3.23). Por dicho motivo, la frecuencia de ambos subsistemas será esencialmente la misma, aunque podrá acentuarse la diferencia entre las tensiones de las fuentes  $E_s$  y  $E_R$  tanto por variación de sus módulos como por aumento del desfase entre ellas.

En los sistemas mallados de tensiones iguales o mayores de 110 kV, se conectan rígidamente a tierra todos o algunos de los neutros de los arrollamientos de alta tensión de los transformadores de potencia de las subestaciones.

### 3.4.1.2.16 LÍNEAS RADIALES

Este tipo de líneas se encuentra básicamente en el ámbito de distribución y sus tensiones de servicio suelen estar comprendidas entre 6 y 30 kV. En una línea radial, sólo existe un interruptor de cabecera y una fuente de energía por encima de dicho interruptor de manera que cuando, por una falla en la línea, el interruptor dispara, los clientes alimentados por esa línea sufren un corte de suministro.

Por este motivo, el recierre automático de estas líneas es vital. Mientras que en un sistema mallado el beneficio fundamental del recierre automático es el mantenimiento de la estabilidad y sincronismo del Sistema de potencia, en una red radial el beneficio es la

mejora de la calidad de servicio para los consumidores reduciendo los tiempos de interrupción del suministro a los mínimos posibles. En este tipo de líneas, se utilizan exclusivamente protecciones e interruptores con disparo tripolar y dado que las pocas fallas semipermanentes que se dan en las líneas suelen ocurrir más bien en estos niveles de tensión se utilizan varios intentos de recierre.

Como sólo existe un extremo con fuente de energía, para cerrar el interruptor no se requiere comprobación de sincronismo ya que la situación es siempre la misma: en barras, la tensión será prácticamente normal (barra viva) y en el lado de línea la tensión será prácticamente cero (línea muerta) por lo que tras el disparo y una vez transcurrido el tiempo de recierre se puede volver a cerrar el interruptor sin ninguna comprobación adicional.

En caso de que existan autogeneradores conectados a la línea deben tomarse precauciones especiales para realizar el recierre

### **3.4.1.3 RECIERRE EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

#### **3.4.1.3.1 GENERAL**

La finalidad principal del recierre en la red de transporte es el mantenimiento de la estabilidad del Sistema.

Los tiempos de recierre deberán ser lo suficientemente largos para permitir la desionización del aire en el punto de falla pero lo suficientemente cortos para que cuando se emita la orden de recierre la diferencia angular entre las máquinas equivalentes de los subsistemas no supere un determinado ángulo. El intervalo de tiempos de recierre suele clasificarse en dos zonas:

- Recierre Rápido (tiempo de recierre igual o inferior a 1s)
- Recierre Lento (tiempo de recierre superior a 1s).

#### **3.4.1.3.2 RECIERRE RÁPIDO**

Para la correcta aplicación del recierre rápido es necesario conocer los tiempos críticos de eliminación de fallas así como la respuesta de las protecciones e interruptores involucrados.

##### **a) Características de Protección**

Es fundamental la utilización de protecciones rápidas (tiempo de operación 50ms). De esta manera se evita, por un lado, que los efectos térmicos de la corriente de falla provoquen daños y por otro que la falla tienda a perseverar.

##### **a) Desionización del Arco Eléctrico**

Es fundamental garantizar la desaparición del arco eléctrico en el punto de falla antes del recierre a fin de evitar el reencendido del mismo en el momento de reaplicar la tensión a la línea.

El tiempo de extinción del arco depende del nivel de tensión de la red, distancias de aislamiento, nivel de corriente de falla, duración de la falla, humedad ambiental, velocidad del aire y acoplamiento capacitivo con conductores en tensión que discurren paralelamente y próximos.

El factor más influyente es el nivel de tensión, habiéndose establecido la correspondencia indicada en la *tabla 3.7* que da una guía aproximada para el caso de fallas despajadas tripolarmente de forma instantánea (tiempos de disparo inferiores a 0.1s)

Nivel de Tensión (kV)	Tiempos de Extinción del Arco (s)
66	0.10.....0.15
110;132	0.15.....0.20
220	0.25.....0.50
400	0.40.....0.70

**Tabla 3.7 Guía para fallas despajadas tripolarmente de forma instantánea**

a) Características del Interruptor

El recierre rápido impone restricciones importantes a los interruptores, tanto en tiempos de operación como en características de corte, debiendo cumplir el ciclo de servicio definido.

En la *Figura 3.24* se muestran, los diversos tiempos que hay que considerar en un interruptor, para una secuencia de disparo y recierre. Los valores numéricos que se dan como ejemplo, corresponden a un interruptor de aire comprimido para 400 kV.

Es fundamental que el medio de corte del interruptor sea capaz de recuperar sus características dieléctricas durante su tiempo muerto con el fin de asegurar el éxito del siguiente disparo si el recierre se realizara sobre la falla.

a) Elección del Tiempo (muerto) de Recierre

En el caso de apertura simultánea de los dos interruptores de la línea, el tiempo de recierre ha de ser superior, con un cierto margen de seguridad, al mayor de los valores siguientes:

- a) Tiempo Muerto del interruptor (*Figura 3.24*)
- b) Tiempo de desionización del arco eléctrico en el punto de falla (*tabla 3.7*)

En redes de tensión igual o superior a 220 kV, el mínimo tiempo de recierre vendrá normalmente impuesto por el tiempo de desionización del arco. El tiempo (muerto) de recierre ha de ser suficiente para asegurar el éxito del recierre. No hay que olvidar que un recierre sin éxito puede ser más dañino para el Sistema de potencia que la ausencia de recierre.

En líneas con protecciones de distancia sin teleprotección ni extensión de la Zona I, para fallas cerca de uno de los extremos, el interruptor más lejano a la falla disparará en tiempo



de Zona II (aproximadamente 0.40s) por lo que este tiempo se ha de añadir al tiempo de recierre anteriormente obtenido para obtener el tiempo de recierre total en esas condiciones (alrededor de 1s o algo superior).

Salvo el caso indicado, no se aplica recierre de ningún tipo para fallas despejadas en Zonas II y III independientemente del tipo de esquema empleado.

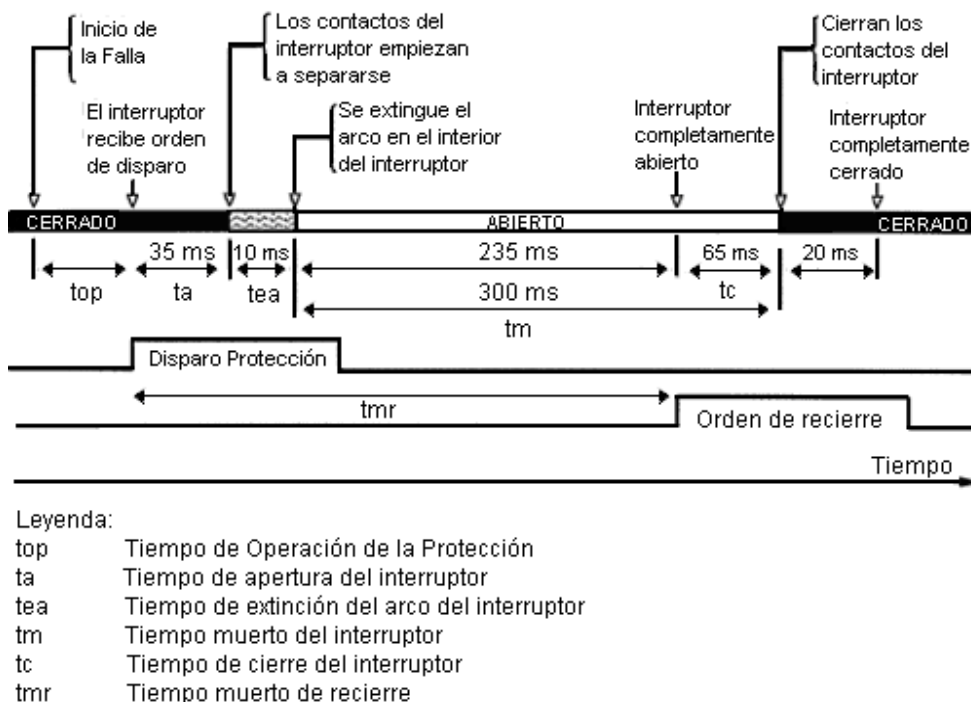


Figura 3.24 Tiempos de interruptor en una secuencia de disparo y recierre

#### a) Extensión de la Zona I

Cuando se emplean protecciones de distancia sin canales de comunicaciones entre extremos, se utiliza, en algunos casos, un sistema denominado de "Extensión de la Zona I" y que se basa en lo siguiente:

- La idea fundamental es extender la Zona I un poco más allá de la terminal remota a fin de asegurar el disparo instantáneo para fallas en la última parte de la línea.
- En las protecciones de distancia que incorporan esta funcionalidad, se ajusta la Zona I (instantánea) por ejemplo al 110...120% de la impedancia de la línea en lugar de al 80...90%. Si existe una falla en cualquier punto de la línea, la protección dispara instantáneamente, arrancando el recierre. Un poco antes de que se produzca la orden de recierre, éste proporciona a la protección de distancia, una señal que le obliga a reducir el alcance de la Zona I al valor estándar (80...90%). Si la falla era transitoria, el recierre habrá tenido éxito. Si no, se producirá un nuevo disparo pero esta vez existiendo selectividad entre la Zona I y II. Cuando el recierre está bloqueado o fuera de servicio, el alcance de la Zona I

se mantiene siempre al valor estándar para tener un despeje selectivo de las fallas desde el primer disparo.

- El principal inconveniente de este esquema, es que para fallas al principio de la línea siguiente, disparan instantáneamente sin selectividad tanto el interruptor local como el interruptor de la línea con falla, aplicando el recierre posteriormente a ambos. Si la falla era transitoria el recierre habrá tenido éxito, pero si la falla era permanente sólo disparará ésta vez el interruptor de la línea con falla ya que ahora la protección de distancia local tiene su Zona I acortada viendo la falla en su Zona II.

#### a) Número de intentos de Recierre

En transporte sólo se utiliza un intento de recierre ya que las fallas semipermanentes, que son las que requieren varios intentos, suelen ocurrir, por lo general, en la red de distribución. Además, en transporte varios intentos afectarían gravemente a la estabilidad del Sistema por los altos niveles de potencia de cortocircuito existentes.

#### a) Recierre cerca de Centrales

Debe tenerse cuidado con el recierre cerca de estaciones de generación con grandes turboalternadores ya que una falla permanente próxima podría someterlos a solicitaciones inadmisibles. En este caso se utiliza el recierre secuencial, cerrando primero en el extremo remoto y si hay éxito en el extremo en el que se ubica la central. En el caso en que hay centrales generadoras en ambos extremos de la línea, deberá analizar en que extremo conviene primero llevar a cabo el recierre considerando los siguientes factores: nivel de corto circuito, antigüedad de la central, entre otros.

### 3.4.1.3.3 APLICACIÓN DEL RECIERRE LENTO

Los recierres lentos que se aplican en la práctica emplean tiempos de recierre en torno a 1 minuto. Comparados con este tiempo, los tiempos muertos de los interruptores y los tiempos de extinción del arco de falla son tan pequeños que no tienen ninguna significación.

Este tipo de recierre no se utiliza extensivamente y más que recierre habría que considerarlo como una reposición automática del servicio tras una falla. Se trata más bien de una ayuda a la labor del operador.

### 3.4.2 VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO

Siempre que tiene que cerrarse tripolarmente un interruptor, sea por orden de recierre o por cierre voluntario (manual o automático) debe verificarse previamente que las condiciones eléctricas a ambos lados del interruptor sean compatibles con la maniobra de cierre. El cierre está permitido en los siguientes casos:

- a) Existe tensión normal a ambos lados del interruptor abierto (tensión en barras VB y tensión en línea VL) y las diferencias entre las magnitudes de las tensiones,

ángulos de fase y frecuencias son inferiores a unos valores preestablecidos, es decir,

$$\begin{aligned}\Delta V &= V_L - V_B \geq v1 \\ \Delta \Phi &= \Phi(V_L) - \Phi(V_B) \leq v2 \\ \Delta f &= f(V_L) - f(V_B) \leq v3\end{aligned}$$

Hay relevadores que utilizan la diferencial vectorial de tensiones mientras que otros responden a la diferencia escalar. Ambos principios de medida se vienen utilizando desde hace tiempo con buen resultado.

- b) Hay tensión en barras pero no hay tensión en línea (barra viva y línea muerta)
- c) Hay tensión en línea pero no hay tensión en barras (línea viva y barra muerta).

Se considera que existe tensión cuando el valor medido es superior a un umbral ajustable.

De las tres condiciones anteriores, sólo la a) es propiamente la condición de sincronismo porque es la única en la que existe tensión, próxima a la nominal, en ambos lados del interruptor; cuando el interruptor cierra, por cumplirse esta condición, acopla los dos subsistemas. Si un interruptor se cerrará sin cumplirse esta condición, el impacto podría dar lugar a desestabilizar el Sistema de potencia e incluso producir daños en máquinas, ya que esto representa prácticamente la ocurrencia de un corto circuito trifásico.

Las otras dos condiciones son de energización de línea o de barra; la condición b) es de comprobación de línea muerta (cuando se cumple, el interruptor cierra y energiza la línea o envía tensión a la línea) mientras que la c) es de verificación de barra muerta (cuando se cumple, el interruptor cierra y energiza la barra o recibe tensión de la línea).

La verificación del cumplimiento de las condiciones anteriores se confía a los equipos que genéricamente se llaman de Comprobación de Sincronismo, CS. Hasta hace poco, estos equipos eran independientes de las protecciones de distancia y de los recierres automáticos, aunque desde hace un tiempo esta funcionalidad también se encuentra formando parte integrante de los modernos equipos numéricos de protección y recierre.

Para ver la coordinación del funcionamiento de los equipos CS de ambos extremos de una línea supongamos que como consecuencia de una falla en la línea JK, los interruptores s y r han disparado (*Figura 3.25*).

Si el equipo CS del interruptor s está programado para enviar (condición b) y determina que se cumple dicha condición, cerrará su contacto de salida permitiendo que la orden de reconexión del recierre automático (RA) recierre el interruptor dando la tensión de la línea. El equipo de CS del otro extremo (interruptor r), programado para acoplar, comprobará que la tensión de la línea y la tensión de barras (*Figura 3.26*) estén en sincronismo (condición a); cuando esto ocurra cerrará su contacto de salida haciendo posible que la orden de reconexión del recierre local cierre el interruptor.

En la *Figura 3.26*,  $\omega_J = \omega_K$  si se mantienen en otros enlaces en servicio en paralelo con la línea disparada. Si se pierden dichos enlaces, se obtendrá en general  $\omega_J \neq \omega_K$ .

Para entender como los equipos miden la diferencia de frecuencia de las tensiones a ambos lados del interruptor, es útil pensar en los dos fasores de tensión  $V_B$  y  $V_L$  como si

uno estuviese parado (referencia) mientras el otro gira con la diferencia de la velocidad angular  $\Delta\omega = \omega_J - \omega_K$ . Para asegurar el cierre cuando la diferencia de frecuencias sea inferior a un cierto valor basta comprobar que le fásor giratorio barre el ángulo permitido de cierre en un tiempo determinado (Figura 3.27).

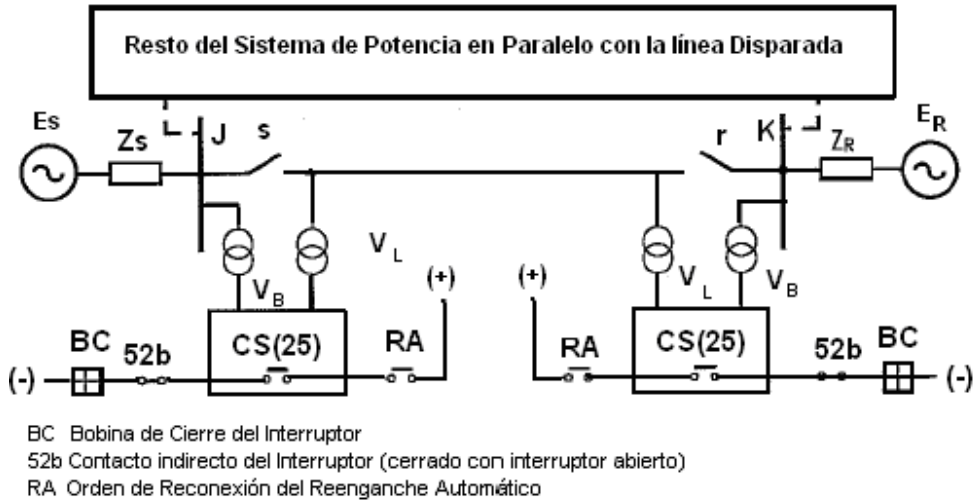


Figura 3.25 Esquema de Principio de Comprobación de Sincronismo

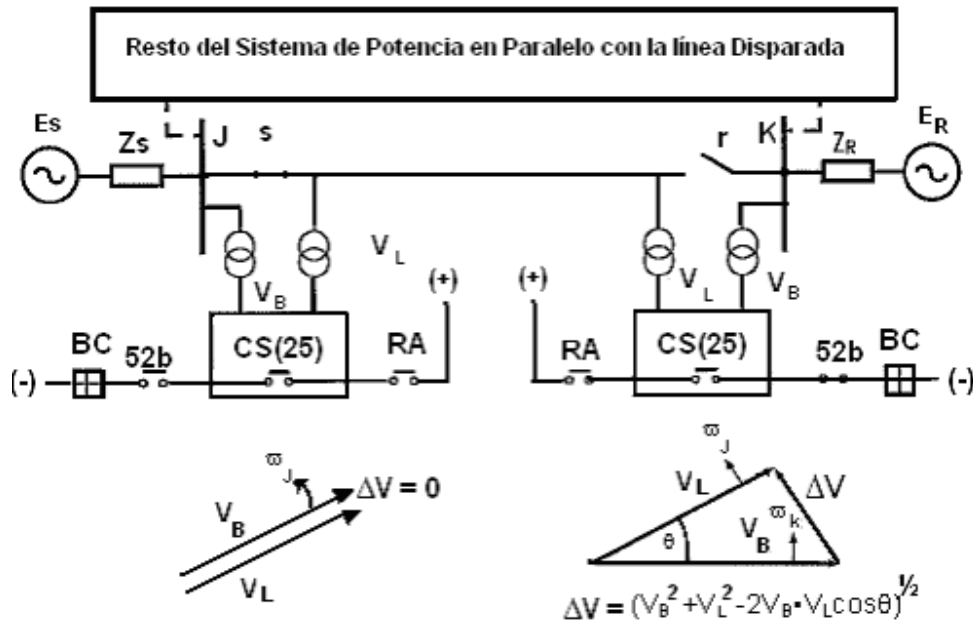
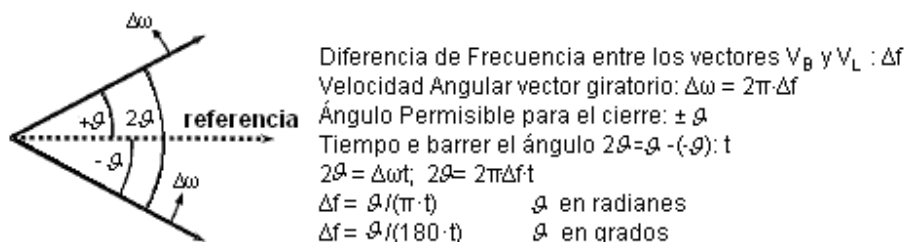


Figura 3.26 Magnitudes para verificar la condición de sincronismo



**Figura 3.27 Medida de la Diferencia de Frecuencia**

De la *Figura 3.27* se desprende que la diferencia de frecuencia vale:

$$\Delta f = \varphi / (180 t) \quad (\varphi \text{ en grados; } t \text{ en segundos; } \Delta f \text{ en Hz})$$

En términos relativos, referida a la frecuencia  $f$  del sistema, vale:

$$\Delta f (\%) = 100(\Delta f/f) = \varphi / (1.8tf)$$

Cuando la función de CS está incluida en las protecciones de distancia, se requiere, aparte de las tres tensiones fase-tierra normales, una tensión más procedente del otro lado del interruptor.

Los equipos de la familia P442 de AREVA, incorporan la función de CS presentando las siguientes características específicas:

Dichos equipos permiten que la tensión adicional del otro lado del interruptor pueda tomarse entre fase y tierra o entre fases, debiendo indicarse, en el menú de configuración, cuál de ellas se utiliza (AE, BE, CE, AB, BC, CA). Asimismo, se debe indicar de donde procede el juego trifásico de tensiones normales (lado barras o lado línea).

Si la función interna de Supervisión de TTs se activa, quiere indicar que hay algún problema en el sistema trifásico de tensiones de medida del equipo; en estas condiciones no está garantizado el funcionamiento correcto de la función CS por lo que ésta se inhibe.

Estos equipos permiten también que para el cierre voluntario del interruptor se pueda utilizar, si se desea, un juego diferente de ajustes que para el recierre automático.

Para el control de la diferencia de frecuencia existe un ajuste que podríamos llamar directo y otro indirecto a partir del ángulo de desfase permisible y el tiempo  $t$ . Hay que procurar que éste último no sea más restrictivo que el primero.

### 3.5 CAUSAS DE LA MEDICIÓN INCORRECTA DE IMPEDANCIA

En el punto 3.1.2 de este capítulo se indicaron algunas de las causas que motivan errores en la medición de la impedancia de línea hasta la falla. En este punto se describe con más detalle:

- Infeed
- Acoplamiento mutuo

#### 3.5.1 INFEED

Para que la protección pueda medir correctamente la impedancia a la falla es necesario que la tensión que reciba dependa exclusivamente de la corriente local. Pero muchas configuraciones de la red pueden dar lugar a que esto no se cumpla. Un caso típico se muestra en la *Figura 3.28* en la que la tensión  $V$  que recibe el relé  $s$  además de depender de su propia corriente local de falla  $I_s$  depende también de la corriente  $I_L$  aportada a la falla por el sistema en el extremo remoto a través de la línea  $LK$  y que evidentemente no pasa por el relé  $s$ . La aportación  $I_L$  en el extremo remoto es una inyección extra de corriente de falla, que tiene lugar dentro de las zonas II y III de  $s$  y que se conoce en la terminología anglosajona como “infeed”, que podemos traducir como: Aportaciones intermedias en el extremo remoto.

Si se supone una falla trifásica franca en el punto  $F$  de la línea  $KM$ , se tiene:

Impedancia real de línea entre el relé  $s$  y la falla  $F$ :

$$Z_{\text{real}} = Z_{JK} + Z_{KF} = Z_{JF}$$

Tensión medida por el relé  $s$ :

$$V_J = I_s Z_{JK} + (I_s + I_L) Z_{KF} = I_s (Z_{JK} + Z_{KF}) + I_L Z_{KF}$$

Es decir, la tensión que ve el relé se compone de dos caídas de tensión; la primera,  $I_s(Z_{JK} + Z_{KF})$ , depende de la corriente local  $I_s$  que atraviesa el relé mientras que la segunda,  $I_L Z_{KF}$ , que no depende de  $I_s$ , es la caída de tensión originada en el tramo de línea  $KF$  por la corriente  $I_L$  aportada a la falla a través de la línea  $LK$ . Este último sumando representa un término de error.

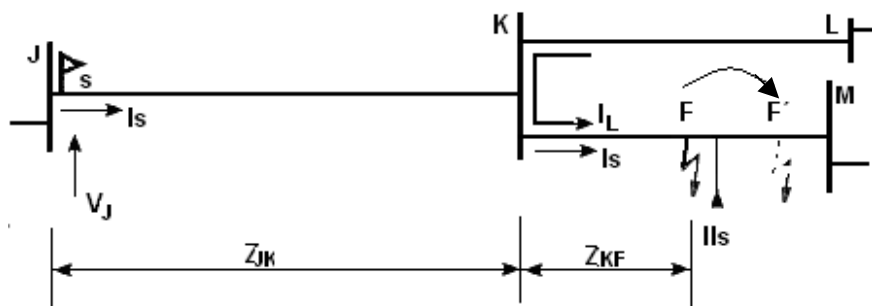


Figura 3.28 Subalcance del relé  $s$  en caso de “infeed”

Impedancia medida por el relé s:

$$Z_S = V_J/I_S = (Z_{JK} + Z_{KF}) + (I_L/I_S) Z_{KF}$$

$$Z_S = Z_{JK} + (I_L/I_S) Z_{KF}$$

Es decir,

$$Z_S = Z_{\text{real}} + (I_L/I_S) Z_{KF} \quad [E 1.15]$$

Por lo tanto, el error absoluto de la medida vale:

$$\text{Error} = Z_S - Z_{\text{real}} = (I_L/I_S) Z_{KF}$$

Este error da lugar a que, bajo estas circunstancias, deje de ser cierta la simple relación lineal de proporcionalidad entre la impedancia que mide el relé y la distancia a la falla.

El citado error, que es variable puede llegar a ser importante cuando la relación  $I_L/I_S$  es elevada y la falla ocurre cerca del extremo M. Como  $I_L$  e  $I_S$  estará prácticamente en fase, este error es siempre positivo; es decir el relé mide una impedancia aparentemente variable pero siempre superior a la real o dicho de otro modo, el relé "ve" la falla más lejos (punto F') que donde realmente está (punto F).

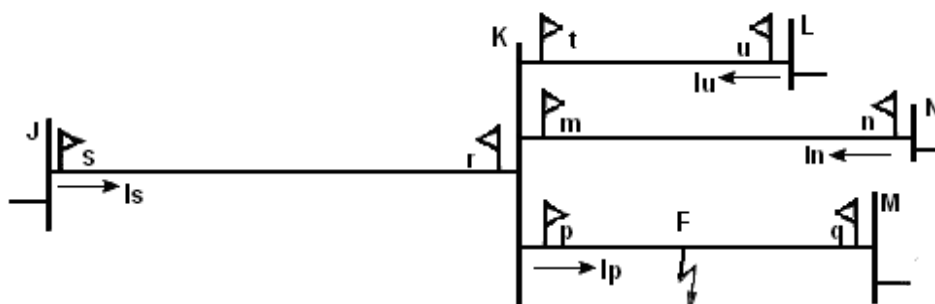
Supongamos que el sistema está en condiciones ideales (sin "infeed") y que el límite de la zona II de la protección s, está en el punto  $I_S$ . Si ocurre la falla F, el relé disparará en zona II para dicha falla. Sin embargo, sin variar el ajuste de la protección pero en condiciones de infeed, la protección disparará en zona II para la misma falla F debido a que ve la falla más lejos (fuera de la zona II). Lo indicado anteriormente es equivalente a decir que el infeed da lugar a una reducción efectiva del alcance de la zona II. Este hecho también se describe diciendo que el relé subalcanza. En general, no es prudente ajustar el alcance de la zona II a un valor superior para compensar el efecto del infeed ya que podrían darse casos de sobrealcanza cuando las aportaciones de otros circuitos desaparecen o disminuyen como consecuencia de cambios en las condiciones de explotación del sistema.

Evidentemente no existe el error indicado cuando  $I_L = 0$  (no hay aportaciones intermedias) o cuando la impedancia  $Z_{KF} = 0$  (la falla no ocurre en la línea KM, o sea la falla ocurre en las barras K o dentro de la línea JK). Es decir, este error afecta exclusivamente a las zonas II y III pero no afecta a la zona I. Incluso en el caso de la zona II, por muy grande que sea el infeed nunca podrá impedir que dicha zona cumpla su función principal que es la de cubrir la barra remota (barra K de la *Figura 3.28*).

Lo que si puede impedir una proporción fuerte de infeed es que se lleva a cabo correctamente la función de respaldo remoto de la protección s para las líneas adyacentes (KM o KL) a causa de la fuerte reducción del alcance de las zonas II y III de s que se produciría en tales condiciones. En tal caso habría que recurrir a esquemas de teleprotección o bien aceptar disparos secuenciales de las protecciones. Cuando lo primero no sea posible y lo segundo no sea aceptable habrá de disponerse de protecciones de respaldo local.

El concepto de *disparo secuencial* se ilustra en la *Figura 3.29*. Supongamos que ocurre la falla  $F$  en la línea  $KM$  y falla la protección  $p$  (o su interruptor). Esta falla, que se supone puede ocurrir en cualquier punto de la línea  $KM$ , también la deben detectar la protecciones  $s$ ,  $n$  y  $u$  que deben actuar como respaldo remoto en caso de fallo de  $p$ . Esta exigencia puede llegar a ser muy difícil de cumplir cuando el punto de falla  $F$  se encuentra próximo al extremo  $M$  y/o existen muchas líneas que inyectan corriente de falla en la barra  $K$  ya que, en dichas condiciones la protecciones  $s$ ,  $n$  y  $u$  deberían disparar aún viendo una impedancia muy alta. Esto quiere decir que podrían también disparar para casos de cargas elevadas, sin falla en las líneas, lo que evidentemente debe evitarse.

¿Cómo puede hacerse compatible el respaldo remoto para fallas a lo largo de toda la longitud de la línea  $KM$  sin correr el riesgo de disparos indeseados en caso de puntas elevadas de carta en las terminales  $s$ ,  $n$  y  $u$ ?



$$I_p = I_s + I_n + I_u \quad \text{con todos los interruptores cerrados aportando corriente a la falla}$$

**Figura 3.29 Respaldo remoto**

En ocasiones, puede resolverse el conflicto indicado recurriendo al disparo secuencial de las protecciones  $s$ ,  $n$  y  $u$ . Supongamos que la protección  $n$  puede detectar fallas a lo largo de toda la línea  $KM$  con el interruptor  $s$  abierto. Para que esto ocurra, la protección  $n$  debe ser capaz de detectar una falla de valor

$$Z_n = Z_{NF} + Z_{KF} (I_u/I_n)$$

Una vez detectada la falla y disparado su interruptor  $n$ , la única protección que queda por disparar es la protección  $u$  que, al no existir ya condición de infeed en el sistema, basta que tenga un ajuste de  $Z_u = Z_{LF}$  para ver fallas en la totalidad de la línea  $KM$ . Una vez disparado su interruptor  $u$  quedan desconectadas todas las fuentes que tributan a la falla por su lado izquierdo (se supone naturalmente que la protección  $q$  ordenó la apertura de su interruptor oportunamente).

La desventaja principal del disparo secuencial es el mayor tiempo total requerido para el despeje de fallas.



### 3.5.2 ACOPLAMIENTO ENTRE CIRCUITOS

Por razones económicas y por limitaciones administrativas con objeto de proteger el medio ambiente, se tienen que tender en muchas ocasiones, dos o más líneas con trazados paralelos y próximos e incluso varios circuitos trifásicos sobre los mismos apoyos. Esta situación se da con más frecuencia en áreas con una fuerte densidad de población.

El paralelismo y proximidad entre circuitos origina errores de medida en sus protecciones de distancia (y localizadores de fallas) básicamente cuando se producen fallas a tierra, a causa de la impedancia de acoplamiento mutuo homopolar  $Z_{MO}$  que aparecen entre ellos debida al flujo magnético común que enlaza a los circuitos. En estos casos deja de ser cierta la simple relación lineal de proporcionalidad entre impedancia y distancia a la falla.

Cuando en uno de los circuitos se producen fallas entre fases, sin contacto con tierra, solo intervienen corrientes de secuencia positiva y negativa, siendo, en estos casos, los errores de medida moderados ya que la impedancia de acoplamiento mutuo, para estas secuencias, es baja (como del orden del 5% de la impedancia de secuencia positiva).

Por el contrario, cuando se producen fallas a tierra en un circuito aparecen también intensidades homopolares y no debe olvidarse que, en estas condiciones, la impedancia mutua homopolar  $Z_{MO}$  entre circuitos puede ser del orden del 50...55% de la impedancia propia homopolar  $Z_{LO}$  de un circuito (en el caso de dos circuitos sobre los mismos apoyos en todo su recorrido puede llegar hasta el 70%). Este hecho debe tenerse en cuenta cuando tanto en el cálculo de las corrientes de falla como en la evaluación de los errores de medida, ya que éstos pueden ser elevados en determinadas configuraciones.

El paralelismo puede darse a lo largo de toda la longitud de los circuitos o sólo en una parte de los mismos. Los circuitos pueden pertenecer a redes de tensiones diferentes o trabajar a la misma tensión. En este último caso pueden estar eléctricamente únicos en un extremo o en ambos extremos.

# CAPÍTULO IV

## DESCRIPCIÓN GENERAL DEL RELEVADOR P442



## **OBJETIVO**

Comprender el funcionamiento y manejo del Hardware y Software del relevador MICOM P442.

## 4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DEL RELEVADOR

### 4.1.1 DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE

El hardware del relevador está basado en un diseño modular por lo que el relevador está compuesto de varios módulos diseñados para una gama estándar. Algunos módulos son esenciales mientras otros son opcionales dependiendo de lo que requiera el usuario.

Los distintos módulos que pueden ser presentados en un relevador son:

- **Módulo de Fuente de Poder**  
Este módulo provee una fuente de poder a todos los otros módulos en el relevador, a tres diferentes niveles de tensión. La tarjeta de la fuente de poder también provee la conexión eléctrica RS485 para el puerto trasero de comunicación. En una segunda tarjeta el módulo de la fuente de energía contiene los relevadores que proporcionan los contactos de salida.
- **Tarjeta de Procesador Principal**  
La tarjeta procesadora realiza la mayor parte de los cálculos para el relevador (fijos y esquema lógico programable, funciones de protección distintas a la protección de distancia) y controla la operación de todos los otros módulos dentro del relevador. La tarjeta procesadora también contiene y controla las interfaces de usuario (LCD, LEDs, teclado numérico e interfaces de comunicación). La tarjeta procesadora esta localizada directamente detrás de la parte frontal del relevador que permite el LCD y los LEDs ser montados en la tarjeta procesadora junto con el puerto de comunicación frontal.
- **Tarjeta Coprocesadora**  
La tarjeta coprocesadora dirige la adquisición de las cantidades análogas, sus filtros y cálculos, también calculan los datos requeridos por las funciones de protección. Esta también procesa los algoritmos de distancia.
- **Módulo de Entrada**  
El módulo de entrada convierte la información contenida en señales de entrada análogas y digitales a un formato conveniente para la tarjeta coprocesadora. El módulo de entrada estándar consiste en dos tarjetas: una transformadora que provee aislamiento eléctrico y una tarjeta de entrada principal la cual hace la conversión analógica digital y el aislamiento de entradas digitales.
- **Tarjetas de Entrada y Salida**
- **Tarjeta IRIG-B (Inter-Range Instrumentation Group; señal B000)**  
Esta tarjeta, que es opcional, puede ser usada donde se disponga de una señal de IRIG-B para brindar un tiempo exacto de referencia para el relevador. Esta tarjeta también tiene como opción un puerto trasero de fibra óptica.

Todos los módulos están conectados mediante datos paralelos y bus direccional que permiten a la tarjeta procesadora enviar y recibir información requerida de y hacia otros módulos. También está separada por un bus de datos seriales para transportar datos de la muestra del módulo de entrada al procesador.

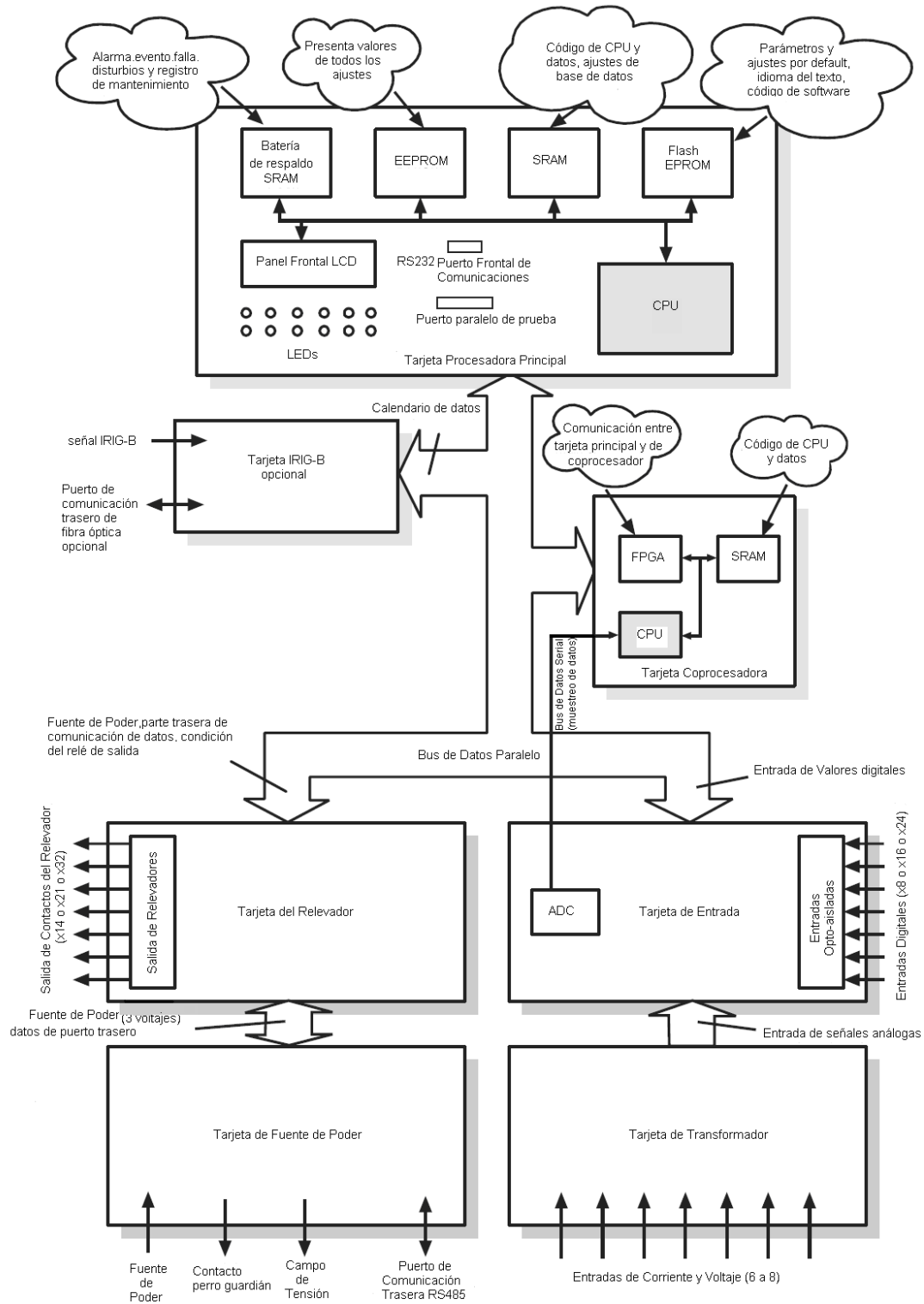


Figura 4.1 Módulos del relevador y flujo de información

#### **4.1.2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE**

El software para el relevador puede ser conceptualmente dividido en cuatro elementos: sistema de operación en tiempo real, sistemas de servicio de software, la plataforma del software y el software de protección y control. Estos cuatro elementos no son distinguibles al usuario y todos están procesados por la misma tarjeta procesadora.

#### **4.1.3 SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

El sistema de operación en tiempo real es usado para proveer un sistema a las diferentes partes del software del relevador para operar internamente. Con este fin el software es dividido en tareas. El sistema de operación en tiempo real es responsable del tiempo del proceso de estas tareas, así que ellos deben llevarse a cabo en el tiempo permitido y en el orden deseado.

El sistema de operación también es responsable del intercambio de información entre las tareas en forma de mensajes.

#### **4.1.4 SISTEMA DE SERVICIOS DEL SOFTWARE**

El sistema de servicios del software provee el bajo nivel de control del hardware del relevador. Proporciona una capa de interfaz entre el control del hardware del relevador y el resto del software del relevador.

#### **4.1.5 PLATAFORMA DEL SOFTWARE**

La plataforma del software trabaja con la dirección del ajuste de relevador, las interfaces usadas y reporte de acontecimientos, alarma, falla y expedientes del mantenimiento. Todos los ajustes del relevador se almacenan en una base de datos dentro del relevador que provee la compatibilidad directa con el medio de comunicación.

Para todas las otras interfaces la plataforma del software convierte la información de la base de datos al formato requerido. La plataforma del software notifica al software de protección y control de todos los cambios en los ajustes y datos de registros según lo especificado por el software de protección y control.

#### **4.1.6 SOFTWARE DE PROTECCIÓN Y CONTROL**

El software de protección y control desempeña los cálculos para todos los algoritmos de protección del relevador. Esto incluye el procesamiento de señales digitales así como el filtro de Fourier y tareas auxiliares tales como las mediciones. Por tal motivo, tiene que comunicarse con el sistema de servicios del software y con la plataforma del software, así como organizar sus propias operaciones. El software de protección tiene mayor prioridad sobre cualquier tarea del software del relevador, con el fin de proporcionar una respuesta más rápida de protección.

#### 4.1.7 REGISTRADOR DE DISTURBIOS

Mediante el software de registrador de disturbios se transmiten los valores de la muestra analógica y señales lógicas de la protección y del software de control.

Este software comprime los datos para permitir que un mayor número de expedientes sean almacenados. Las interfaces de software de la plataforma al registrador del disturbio permite la extracción de los expedientes almacenados.

#### 4.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN

El relevador P442 tiene 5 zonas de protección de falla.

Los elementos de la *Zona 1* de un relevador de distancia deben proteger a la línea tanto como sea posible, permitiendo el disparo instantáneo para las fallas detectadas. La mayoría de las aplicaciones del alcance de la zona 1 (Z1) no debe responder a las fallas que están más allá de la línea protegida. Para la aplicación del subalcance de la zona 1 se debe por lo tanto fijar para explicar cualquier error de sobre alcance posible. Estos pueden deberse al relevador, a los TPs y TCs o a los datos inexactos de la impedancia de la línea. Por lo tanto se recomienda que el alcance de los elementos de distancia de la zona sea restringido a 80-85% de la impedancia de la línea protegida, con los elementos de la zona 2 se cubre el 20% final de la línea.

Los elementos de la *Zona 2* deben cubrir el 20% de la línea no cubierta por la zona 1. Permisible para los errores de subalcance, el alcance de la zona 2 debe exceder el 120% de la impedancia de la línea protegida para todas las condiciones de falla.

Donde se utilizan esquemas de disparo, se requiere la rápida operación de los elementos de la zona 2. Es por lo tanto beneficioso poner el alcance de la zona 2 lo más lejos posible, tal que las fallas en la línea protegida queden dentro del alcance. Una exigencia que contrasta es que, donde sea posible, la zona 2 no llegue más allá del alcance de la zona 1 de la protección de la línea adyacente.

Donde esto no sea posible, es necesario dar cierto grado de tiempo a los elementos de la zona 2 del relevador sobre las líneas adyacentes. Por esta razón el alcance de la zona 2 debe cubrir el  $\leq 50\%$  de la impedancia de línea adyacente más corta, si es posible. Cuando ajustamos los elementos de falla a tierra de la zona 2 en circuitos paralelos, los efectos de secuencia cero de acoplamiento mutuo tendrán que ser considerados.

Los elementos de la *Zona 3* son comúnmente utilizados para brindar protección a los circuitos adyacentes. Por lo tanto el alcance de la zona 3 es de aproximadamente 120% de impedancia combinada de la línea protegida con la línea adyacente más larga.

La *Zona P* es una zona direccional reversible. El ajuste escogido para esta zona, si es usada por completo, depende de su aplicación. Como aplicaciones típicas se encuentran el proporcionar tiempo adicional a la zona retrasada o como zona de retraso por encima de la zona de protección de las barras y transformadores.

La zona P es empleada como una zona adicional de protección avanzada y puede ser requerida por algunos usuarios para levantar la línea con cualquier práctica existente con el uso de más de tres zonas avanzadas de protección de distancia.



Los elementos de la *Zona 4* suelen proporcionar una protección de respaldo para la barra local, donde el alcance de compensación está al 25 % del alcance de la zona 1 del relevador para líneas cortas o del 10 % del alcance de la zona 1 para líneas largas. Donde se utiliza la zona 4 se proporciona direccionalidad inversa para los esquemas de sobrealcance de bloqueo permisivo, la zona 4 debe tener un alcance mayor hacia atrás del relevador que la zona 2 para el relevador remoto.

### **4.3 DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE CONTROL**

#### **4.3.1 CONFIGURACIÓN DEL RELEVADOR**

El relevador es un dispositivo multifuncional que brinda diferentes características de protección, control y comunicación. Con el fin de simplificar el ajuste del relevador, hay una columna de ajustes de configuración que puede ser usada para activar o desactivar muchas de las funciones del relevador. Los ajustes relacionados con la activación de alguna función son invisibles, es decir no se muestran en el menú, principal.

Para Desactivar una función relevante, lo hacemos en la columna de “configuración” en la parte de “Activar” a “Desactivar”.

La configuración de la columna de controles para seleccionar la activación de los cuatro grupos de ajustes de protección, se activa a través del elemento "Activar la configuración".

Un grupo de ajuste de protección puede ser deshabilitado en la columna de configuración, a condición de que esto no sea el grupo presente activo.

La columna también permite a todos los valores de ajustes en un grupo de ajustes de protección ser copiados a otro grupo.

### **4.4 DESCRIPCIÓN DE LAS FORMAS DE ACCESO AL RELEVADOR**

Para poder describir las formas de acceso al relevador es importante conocer los componentes principales del hardware de la parte frontal y de la parte posterior. A continuación se muestran gráficamente.

#### 4.4.1 PARTE FRONTAL DEL RELEVADOR

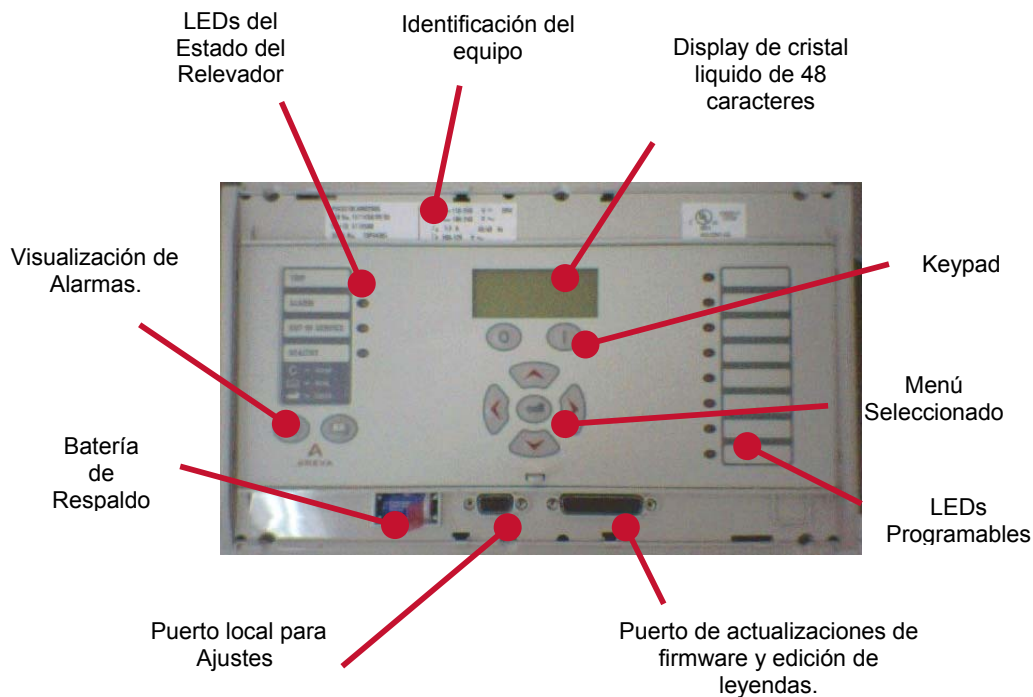


Figura 4.2 Parte Frontal Relevador P442

#### 4.4.2 PARTE TRASERA DEL RELEVADOR

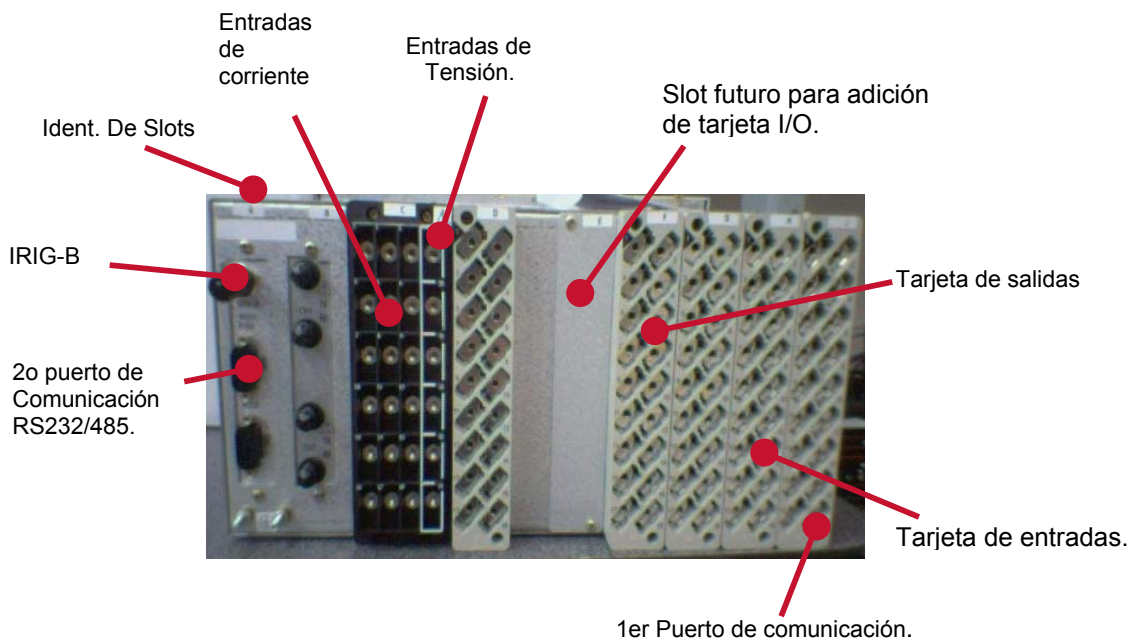


Figura 4.3 Parte Trasera del Relevador P442

Las interfaces de usuario son tres:

- Por la parte frontal del relevador con las teclas de navegación.
- Por el puerto frontal por medio del software S-1.
- Por el puerto posterior por medio del software o sistema.

Las opciones de ajuste por medio de las interfaces anteriores son:

- Visualización y modificación de todos los ajustes.
- Visualización / extracción de medidas.
- Extracción de eventos y oscilografías.
- Ajustes del esquema lógico programable.
- Borrado de eventos y oscilografías.
- Sincronización horaria.
- Órdenes de control

Existen 3 Niveles de acceso:

- Nivel 0: No se requiere contraseña para modificaciones de parámetros.
- Nivel 1: Se requiere de contraseña para modificar, órdenes de control, borrado de los eventos y oscilografías, modificación de ajustes.
- Nivel 2: Se requiere de una segunda contraseña para todos los demás ajustes.

Nota: La contraseña por default es "AAAA".

#### 4.5 DESCRIPCIÓN Y USO DEL SOFTWARE MICOM S1 PARA ACCESAR A LA CONFIGURACIÓN Y A LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN DEL RELEVADOR.

Como paso número 1 abrimos el programa MICOM S1, posteriormente seleccionamos la plataforma PX4X



Figura 4.4 Pantalla para seleccionar puerto comunicación

Al abrir la plataforma PX40 se muestra un menú, como el que se muestra a continuación:



Figura 4.5 Pantalla para seleccionar función del Panel Frontal

#### 4.5.1 SOFTWARE DE AJUSTES DEL MICOM PX40 (S&R-COURIER)

Si deseamos acceder a los ajustes del relevador, primero en el menú desplegado al abrir la plataforma Px40, seleccionamos el ícono de “Software de ajustes S&R-Courier”.



Seleccionamos “Dispositivo”, “Configurar Comunicaciones”

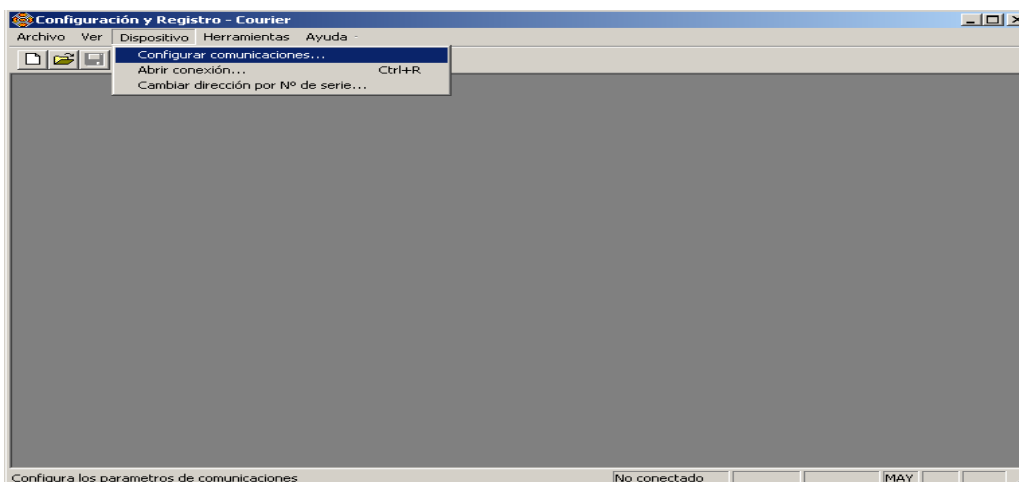


Figura 4.6 Selección para configurar comunicaciones

Seleccionamos el puerto de comunicación y luego se escoge el tipo de relevador que estamos utilizando.

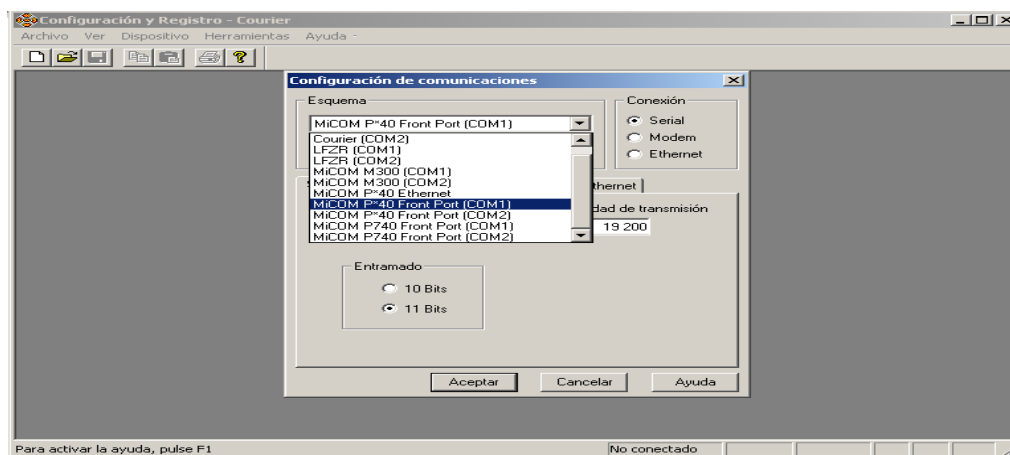
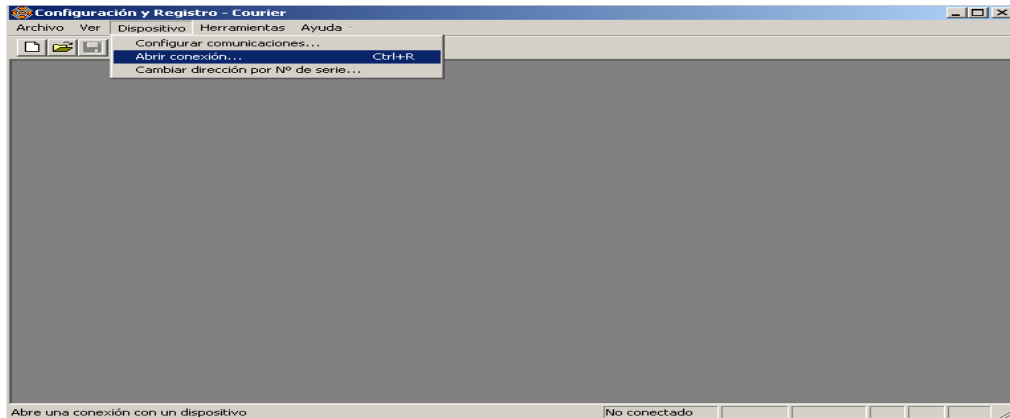


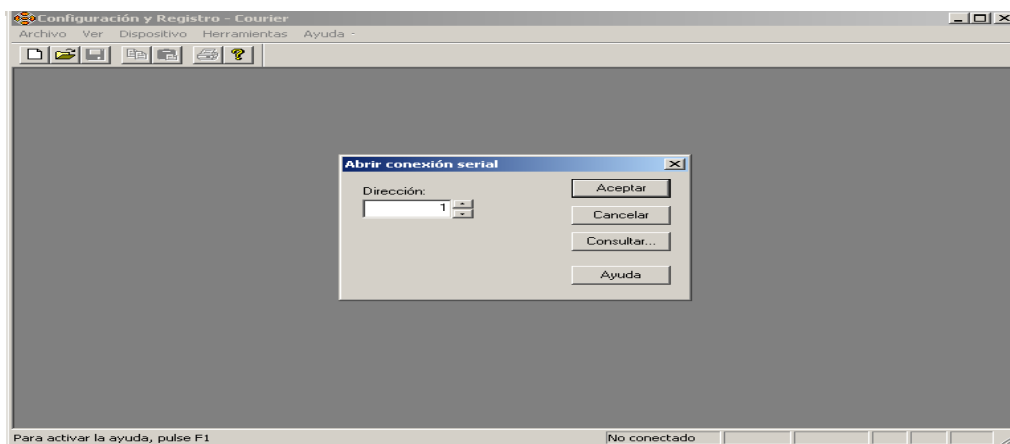
Figura 4.7 Seleccionamos relevador Px40

Ya que especificamos la configuración de comunicación y aceptamos la información, seleccionamos nuevamente “Dispositivo” y “Abrir conexión”



**Figura 4.8** Abrimos conexión con el relevador

Seleccionamos la dirección y password para poder conectarnos al relevador.



**Figura 4.9** Dirección y password

Posteriormente tendremos la siguiente ventana de conexión:

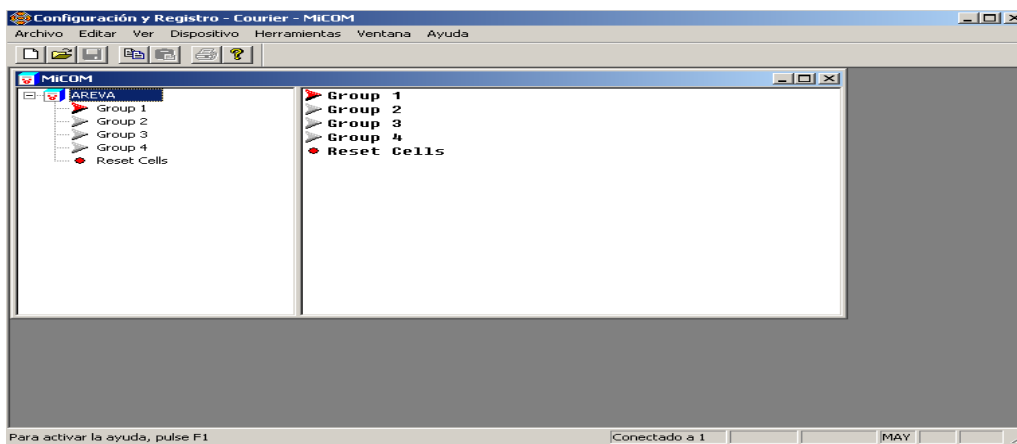


Figura 4.10 Ventana de Conexión

#### 4.5.1.1 PARÁMETROS DEL RELEVADOR

Para poder resetear los parámetros que tiene el relevador se selecciona “Reset Cells” y a continuación lo que deseamos resetear.

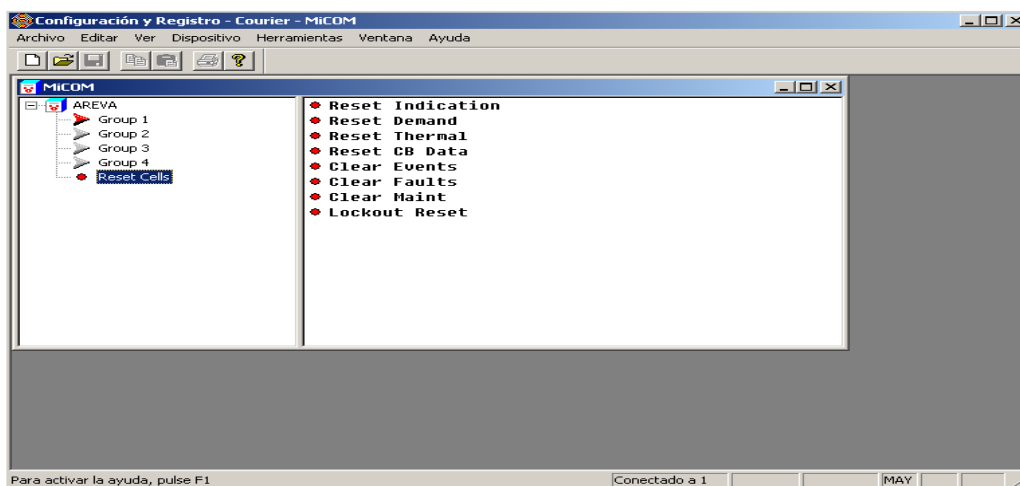


Figura 4.11 Opciones para Restablecer Datos

Si se requiere cambiar los parámetros del relevador, seleccionamos “Dispositivo” posteriormente seleccionamos “Cambiar” y escogemos el ítem que deseamos cambiar.

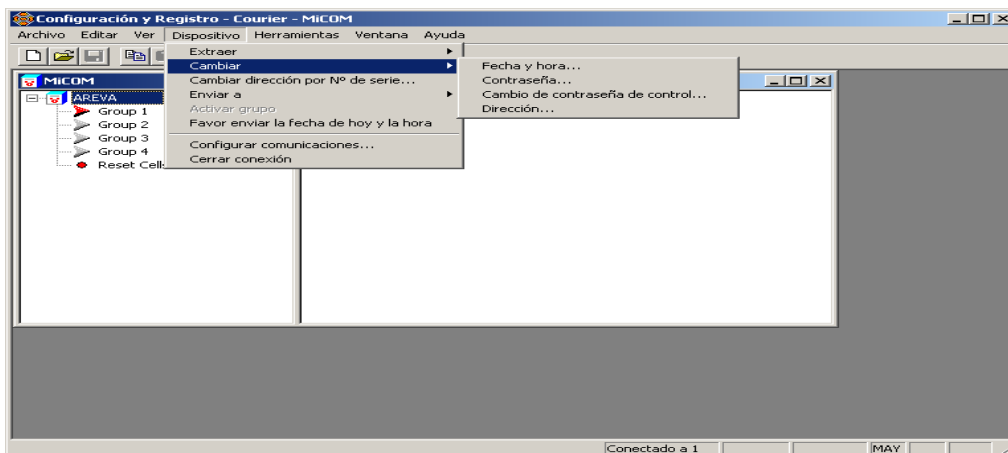


Figura 4.12 Módulos del relevador y flujo de información

#### 4.5.1.1.1 EXTRACCIÓN DE PARÁMETROS DEL RELEVADOR

Para poder extraer los parámetros del relevador seleccionamos dispositivo y luego extraer, posteriormente seleccionamos los parámetros que se desean extraer.

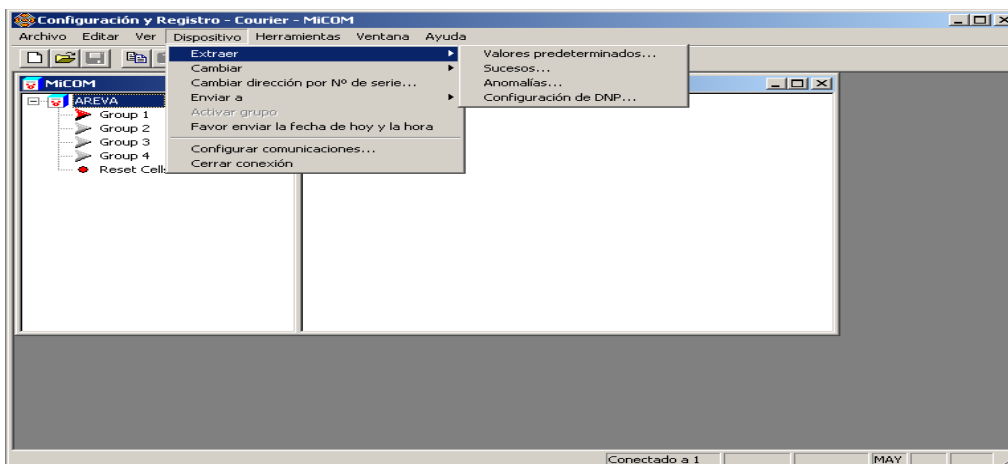


Figura 4.13 Extracción de parámetros



#### 4.5.1.2 CÓMO UTILIZAR EL COURIER DE AJUSTES Y REGISTROS ('S&R')

Aunque habrá ajustes distintos en cada uno de los dispositivos, este módulo presenta las celdas de manera estructurada y muestra, si es preciso, el intervalo admisible y el paso permitido, como se muestra a continuación.

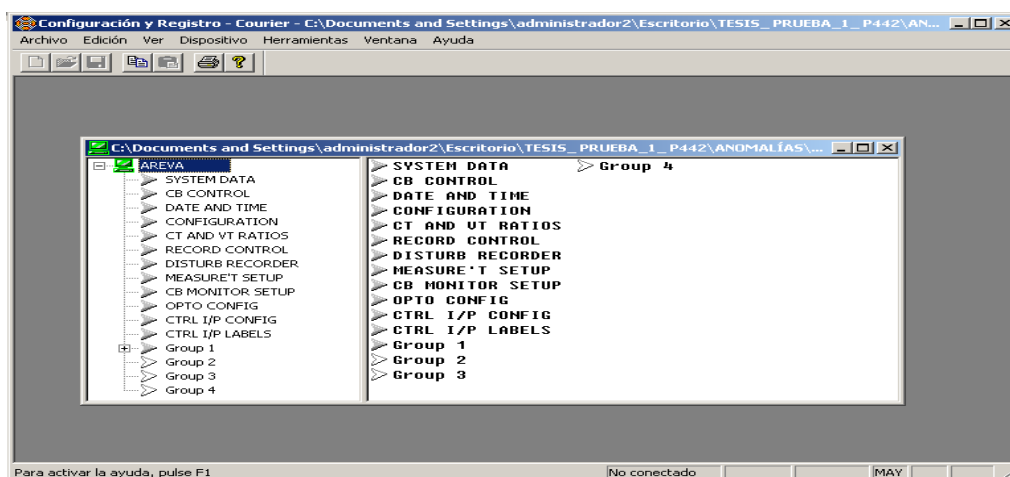


Figura 4.14 Courier de Ajustes y Registros

##### 4.5.1.2.1 EXTRAER, MODIFICAR Y DESCARGAR AJUSTES

- Abra el archivo de configuración necesario desde el disco o recupérela desde el dispositivo.

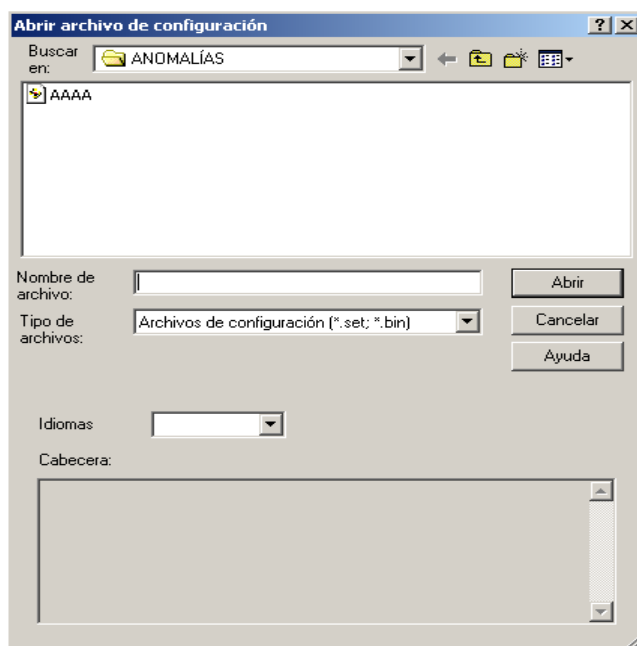


Figura 4.15 Extraer y guardar ajustes

- b) Haga clic en el grupo de ajuste de la ventana izquierda, que contiene el ajuste que debe modificarse. En el panel de la derecha se muestran los ajustes de este grupo.
- c) Haga doble clic en el ajuste que debe modificarse o resalte el ajuste y seleccione "Valores..." en el menú "Edición". Se mostrará el cuadro de diálogo apropiado para el tipo de ajuste.
- d) Modifique el ajuste según sus necesidades. Haga clic en el botón "Ayuda" para obtener ayuda específica según el contexto.
- e) Haga clic en "Aceptar" para admitir el nuevo valor. El ajuste muestra ahora una \* en la columna "Modificado", que indica el dato que ha sido modificado.
- f) Una vez modificados todos los ajustes, guarde el archivo de configuración.

Para guardar un archivo de configuración con el mismo nombre, seleccione "Guardar" en el menú "Archivo".

Para descargar archivos de configuración modificados en un IED:

- a) Prepare el archivo de configuración requerido mediante, ya sea:
  - Recuperando el archivo de configuración del dispositivo.
  - Abriendo un archivo de configuración del disco y, a continuación, editándolo correctamente.
- b) Abra una conexión con el dispositivo adecuado.
- c) Con ambas ventanas abiertas, la de sin conexión y la de conexión, como se muestra a continuación, envíe el archivo de configuración al relé.

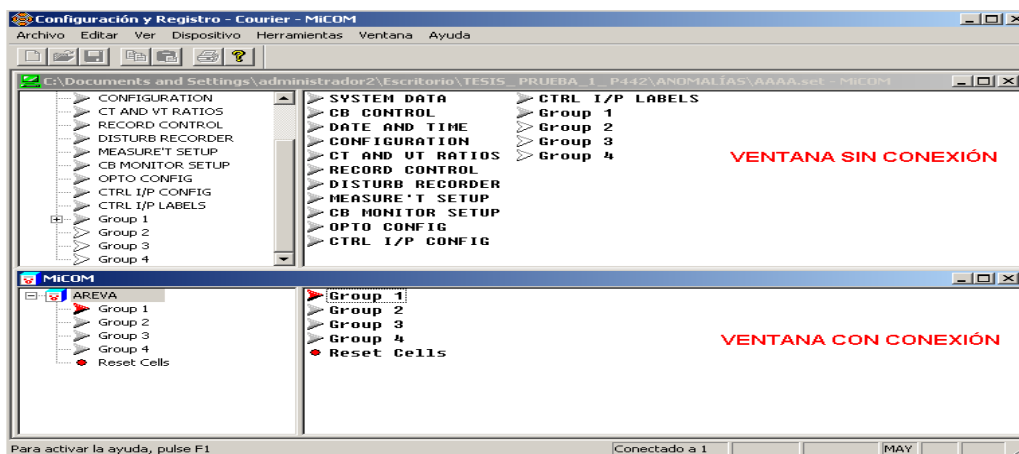


Figura 4.16 Ventana de Configuración del relevador

El archivo de configuración se puede enviar de cualquiera de las maneras siguientes:

- Haciendo clic y arrastrando el icono del dispositivo fuera de línea hasta el icono del dispositivo en línea.
- Haciendo clic con el botón derecho del ratón en el icono fuera-de-línea del equipo y seleccionando "Enviar a" [nombre del dispositivo] en el menú desplegable (donde [nombre del dispositivo] es el nombre del equipo apropiado)
- Seleccione 'Enviar a [nombre del dispositivo]' en el menú "Dispositivo"

#### 4.5.1.2.2 CREAR UN NUEVO ARCHIVO DE CONFIGURACIÓN

- Seleccione "Nuevo..." en el menú "Archivo". Se mostrará el cuadro de diálogo 'Nuevo archivo de configuración'.
- Seleccione el tipo de dispositivo necesario en la lista desplegable "Tipo de dispositivo". Se muestran los números de modelo de este tipo de dispositivo.
- Seleccione el número de modelo en la lista "Número de Modelo" o utilice el botón "Avanzado" para construir el número de modelo requerido.

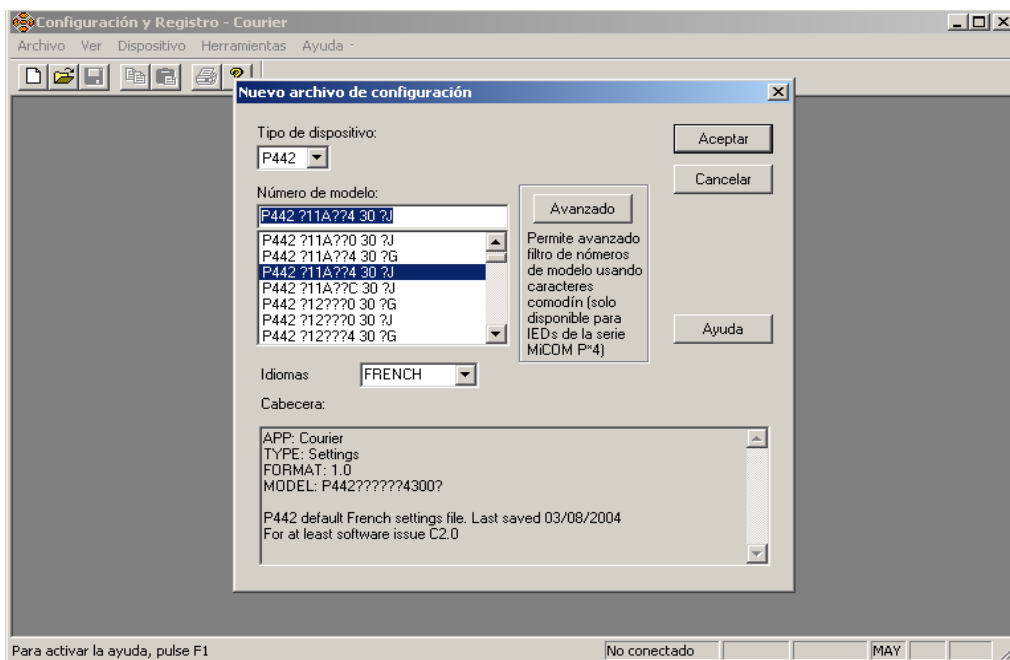


Figura 4.17 Crear Archivo Configuración

- Si se ofrece soporte para varios tipos de idioma, se activará el cuadro de botones de selección del Idioma. Seleccione el idioma.
- Haga clic en el botón "Aceptar". Se crea un nuevo archivo de configuración a partir del modelo seleccionado.

#### 4.5.1.2.3 CREAR UN ARCHIVO DE CONFIGURACIÓN DE IED

- Abrir una conexión con un IED
- Seleccione 'Extraer ajustes predeterminados' en el menú 'Dispositivo'.
- Escriba el nombre del archivo de configuración predeterminado que quiere crear en el campo 'Nombre de archivo'.
- Introduzca cualquier otra información relevante en el campo 'Cabecera'.
- Haga clic en el botón 'Guardar'.

Este proceso será más lento que otras operaciones para guardar un archivo de configuración ya que, en este caso, tanto los textos como los valores deben extraerse del dispositivo antes de guardarse.

#### 4.5.1.2.4 IMPRIMIR ARCHIVOS DE CONFIGURACIÓN DE IED

- a) Seleccione “Imprimir...” en el menú Archivo. Aparecerá el cuadro de diálogo “Imprimir” de Windows.
- b) Seleccione “Archivo / imprimir” o haga clic en el botón.
- c) Pulse [F1] ó el botón para obtener ayuda específica según el contexto

#### 4.5.1.2.5 CONFIGURAR UNA COMUNICACIÓN IED

- a) Seleccione “Configurar comunicaciones” en el menú “Dispositivo”. Aparecerá el cuadro de diálogo “Configuración de comunicaciones”.
- b) Si ya existe la configuración que quiere utilizar, selecciónela en la lista desplegable “Configuraciones de comunicación” y haga clic en el botón “Aceptar”.
- c) Si la configuración que quiere utilizar no existe, cree una nueva configuración de comunicación.

#### 4.5.1.2.6 EXTRAER, ABRIR Y FILTRAR REGISTROS DE EVENTOS

Para extraer registros de eventos de un IED

- a) Abra una conexión con el dispositivo adecuado.
- b) Seleccione “Extraer eventos” en el menú “Dispositivo”.
- c) Aparecerá el cuadro de diálogo “Guardar eventos”.
- d) Introduzca el nombre del archivo al que quiere extraer los registros de eventos y haga clic en el botón “Aceptar”. Se muestra el cuadro de proceso que indica el estado de la operación. Una vez guardado el registro, se visualiza el Registro de Eventos.

Para abrir registros de eventos IED

- a) Seleccione “Abrir” – “Archivo de sucesos” en el menú “Archivo”. Se mostrará el cuadro de diálogo “Abrir archivo de sucesos”.
- b) Acceda al directorio apropiado y seleccione el archivo necesario.
- c) Haga clic en el botón “Abrir”. Se muestra el archivo de eventos seleccionado.

Para filtrar registros de eventos IED

- a) Abra un archivo de eventos o extraiga los eventos desde un dispositivo.
- b) Seleccione “Filtro de eventos” en el menú “Edición”. Aparecerá el cuadro de diálogo “Filtro de eventos”.
- c) Este diálogo está predeterminado para seleccionar todos los tipos de eventos, de modo que deberá hacer clic en las casillas de selección para deseleccionar los eventos que no necesite visualizar.
- d) Haga clic en “Aceptar”. La ventana de eventos mostrará sólo los tipos de evento seleccionados.

#### 4.5.1.2.7 EXTRAER Y GUARDAR REGISTROS DE PERTURBACIONES

Para extraer registros de perturbaciones de un IED

- a) Abra una conexión con el dispositivo adecuado.
- b) Seleccione "Extraer perturbaciones" en el menú "Dispositivo". Aparecerá el cuadro de diálogo "Registros de perturbaciones", que muestra los registros de perturbaciones del dispositivo.
- c) Resalte el registro de perturbación que debe extraerse.
- d) Haga clic en el botón "Extraer". Aparecerá el cuadro de diálogo "Extraer registro de perturbación".
- e) Seleccione el directorio apropiado e introduzca el nombre que desee para el registro de perturbación en el campo "Nombre de archivo".
- f) Haga clic en el botón "Guardar". Una vez concluida la extracción, el número de identificación del registro se modifica, se renueva la lista de registros y vuelve a aparecer el cuadro de diálogo "Registros de perturbación".

Para grabar archivos de perturbación de IED en el disco duro del ordenador

- a) Abra una conexión con el dispositivo adecuado. Seleccione "Extraer perturbaciones" en el menú "Dispositivo".
- b) Aparecerá el cuadro de diálogo "Registros de perturbaciones", que muestra los registros de perturbaciones del dispositivo.
- c) Resalte el registro de perturbación que debe grabarse.
- d) Haga clic en el botón adecuado de "Formato COMTRADE", "1991" ó "Borrador 7".
- e) Haga clic en el botón "Guardar". Aparecerá el cuadro de diálogo "Guardar registro de perturbación".
- f) Seleccione el directorio apropiado e introduzca el nombre que desee para el registro de perturbación en el campo "Nombre de archivo".
- g) Haga clic en el botón "Guardar". Una vez guardado el registro, volverá a aparecer el cuadro de diálogo "Registros de perturbación".

#### 4.5.1.2.8 ESTABLECER UN GRUPO ACTIVO IED

- a) Abra una conexión con el dispositivo adecuado.
- b) Resalte el grupo que debe activarse.
- c) Seleccione "Activar grupo" en el menú "Dispositivo". El grupo resaltado se ha convertido en el grupo activo y aparecerá en color rojo hasta que se active otro grupo.

#### 4.5.1.2.9 FIJAR FECHA Y HORA EN UN IED

- a) Abra una conexión con el dispositivo adecuado.
- b) Seleccione "Cambiar fecha y hora" en el menú "Dispositivo". Aparecerá el cuadro de diálogo "Fijar fecha y hora".
- c) Introduzca o modifique el día, el mes y el año que aparecen en los campos "Fecha". Se comprueba cada campo al desplazar el cursor.
- d) Introduzca o modifique la hora, los minutos y segundos que aparecen en los campos "Hora". También se comprueba cada campo al desplazar el cursor.
- e) Haga clic en el botón "Aceptar" para validar la fecha y la hora y envíelas al dispositivo en línea.

Mediante la selección de “Enviar Fecha y Hora Actual” desde el menú del equipo también se logra lo mismo que antecede, enviando la fecha y hora visualizadas en el reloj del PC al IED conectado.

#### 4.5.1.2.10 MODIFICAR LA CONTRASEÑA DE IED

- a) Abra una conexión con el dispositivo adecuado.
- b) Seleccione “Cambiar contraseña” en el menú “Dispositivo”.
- c) Aparecerá el cuadro de diálogo “Cambiar contraseña”.
- d) Seleccione el nivel de la contraseña que debe modificarse, si es preciso.
- e) Introduzca la nueva contraseña en el campo “Nueva contraseña”. Las contraseñas deben ser de cuatro caracteres en mayúscula. Las contraseñas se muestran como asteriscos para mayor seguridad.
- f) Introduzca la nueva contraseña en el campo “Verificar nueva contraseña”.
- g) Haga clic en el botón “Aceptar”. La contraseña se modificará en el dispositivo.

La contraseña puede ser diferente para cada interfaz, esto es HMI, puerto delantero y puerto trasero.

#### 4.5.1.2.11 MODIFICAR LA DIRECCIÓN EN RED DE IED

- a) Abra una conexión con el dispositivo adecuado.
- b) Seleccione “Cambiar dirección” en el menú “Dispositivo”.
- c) Aparecerá el cuadro de diálogo “Cambiar dirección del dispositivo”. – Introduzca la nueva dirección del dispositivo en el campo “Nueva Dirección”. o: – utilice el diálogo “Examinar dispositivos disponibles” para seleccionar una dirección que esté libre.
- d) Haga clic en el botón “Aceptar” para asignar la nueva dirección al dispositivo.

### 4.6 DESCRIPCIÓN Y USO DEL SOFTWARE MICOM S1 PARA ACCESAR A LA LÓGICA DEL RELEVADOR.

Si deseamos acceder a la lógica del relevador, primero en el menú desplegado al abrir la plataforma Px40, seleccionamos el ícono de “Editor del Esquema Lógico Programable”.

**Editor del esquema lógico  
programable**



Cuando se desea acceder a la lógica del relevador primeramente se establece la conexión al relevador.

Se selecciona “Dispositivo” y posteriormente “Abrir conexión”

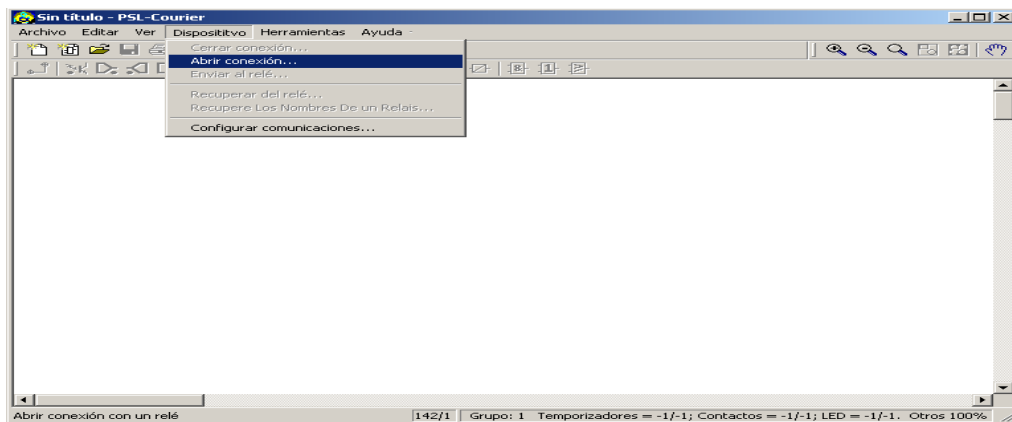


Figura 4.18 Abrimos conexión en Lógica del Relevador

Como siguiente paso damos la dirección y el password para así lograr la conexión con el relevador la cual se indica en una ventana como la siguiente:

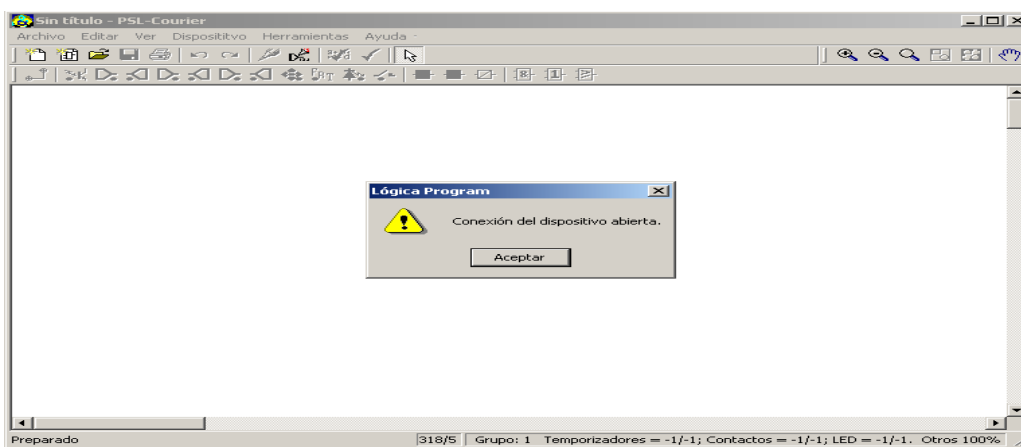


Figura 4.19 Ventana de Conexión con la Lógica del relevador

Para la extracción del archivo de lógicas, seleccionamos “Dispositivo” y “Recuperar del Relevador”

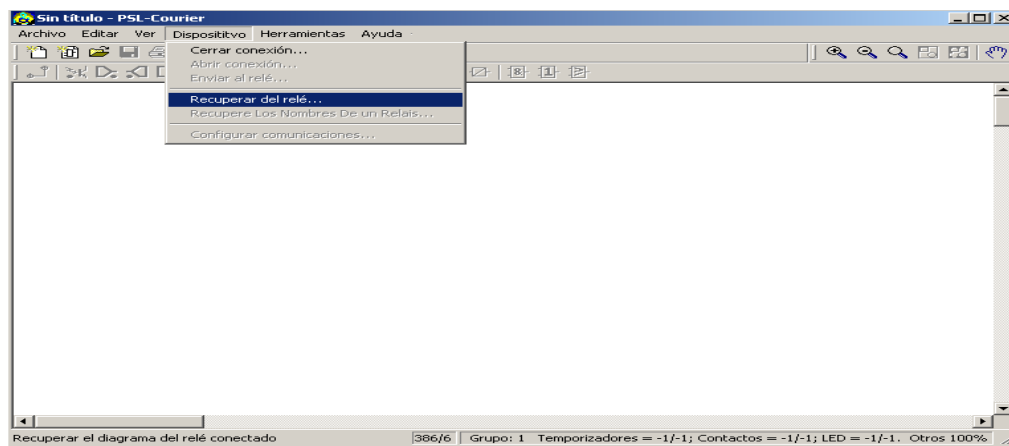


Figura 4.20 Extracción de archivo de lógicas

Donde aparecerá el siguiente mensaje preventivo, el cual previene para que guardes el archivo ya que si no se hace se puede perder la información de los esquemas.

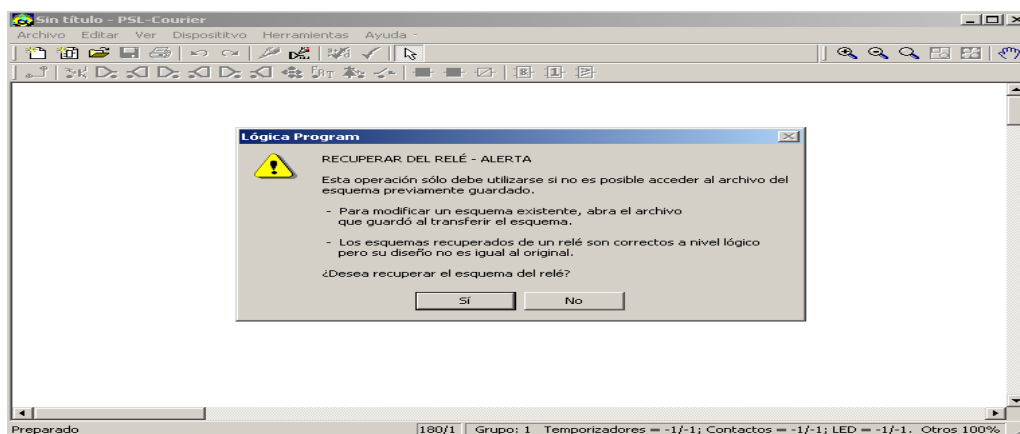


Figura 4.21 Pantalla de mensaje preventivo



Después se selecciona el grupo del cual se desea bajar los diagramas

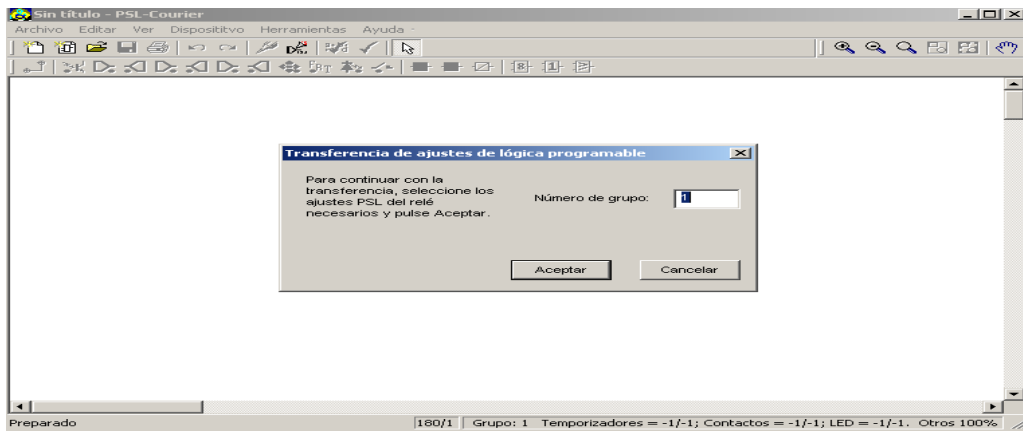


Figura 4.22 Seleccionamos grupo

Se extrae el esquema completamente

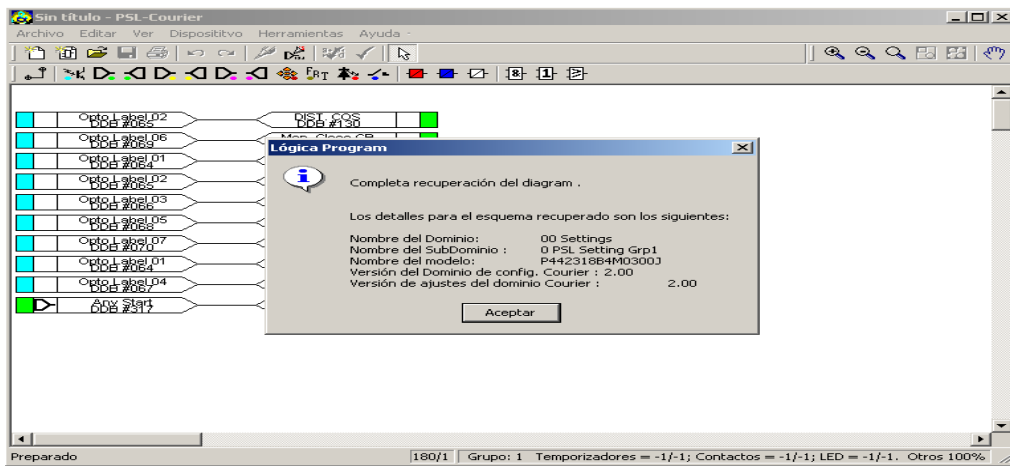


Figura 4.23 Extracción de Esquema

## 4.7 DESCRIPCIÓN Y USO DEL SOFTWARE MICOM S1 PARA ACCESAR A LA MEDICIÓN EN TIEMPO REAL.

Si deseamos acceder a las mediciones en tiempo real del relevador, primero en el menú desplegado al abrir la plataforma Px40, seleccionamos el ícono de “Visualizador de Medidas”.

Visualizador de medidas



Para extraer las mediciones primeramente se abre la conexión con el relevador

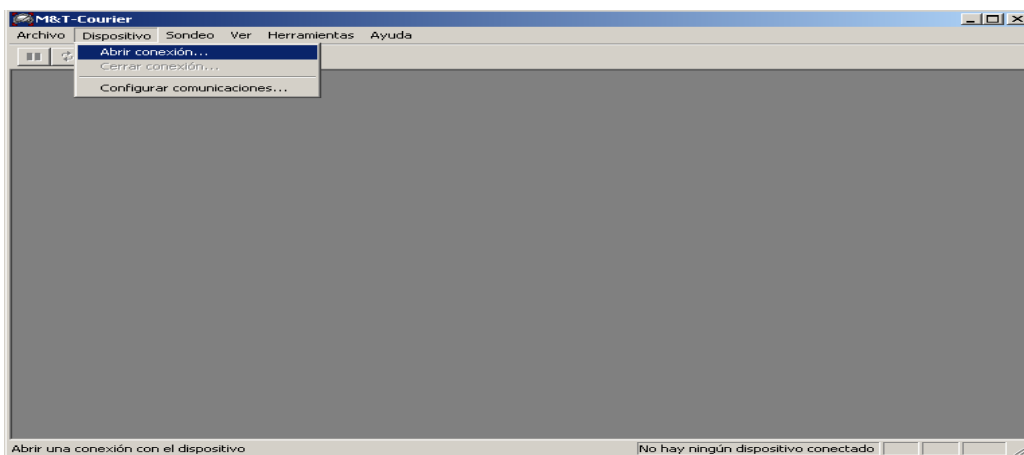


Figura 4.24 Abrimos Conexión en el visualizador de medidas

Mediciones por medio del software

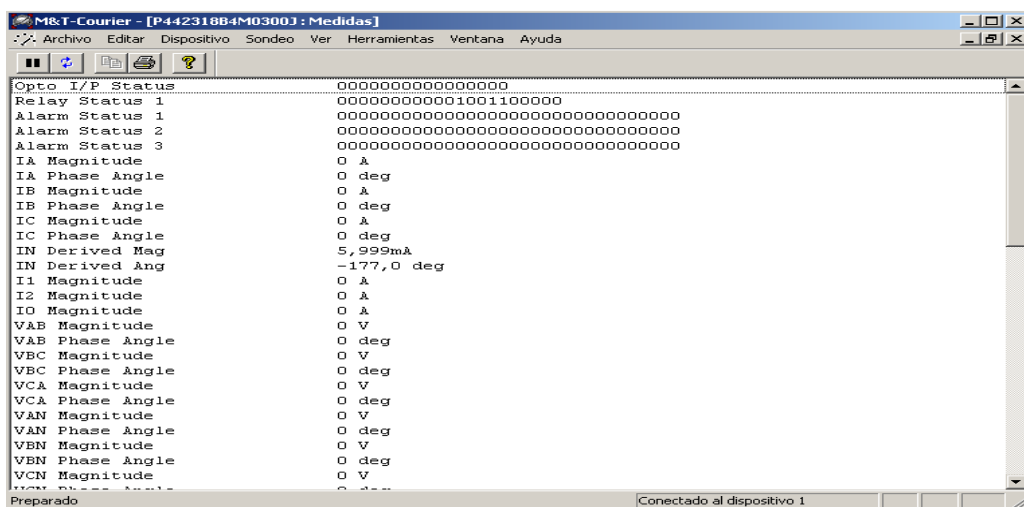


Figura 4.25 Pantalla de Mediciones

#### 4.8 DESCRIPCIÓN Y USO DEL SOFTWARE MICOM S1 PARA EXTRAER INFORMACIÓN REGISTRADA EN EL RELEVADOR (EVENTOS DISTURBIOS, MEDICIÓN).

Si deseamos extraer información registrada en el relevador, primero en el menú desplegado al abrir la plataforma Px40, seleccionamos el icono de “Software de ajustes”.

Software de ajustes  
S&R-Courier



Para la extracción de oscilografías, primero debemos extraer del dispositivo el registro de anomalías.

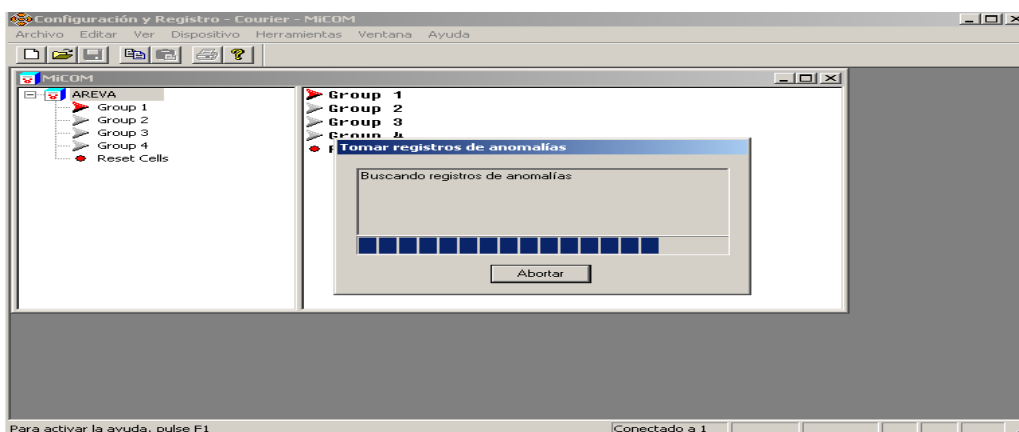


Figura 4.26 Extraer Registro de Anomalías

Cuando aparece el registro de anomalías, seleccione la fecha y hora de la anomalía que desea obtener.

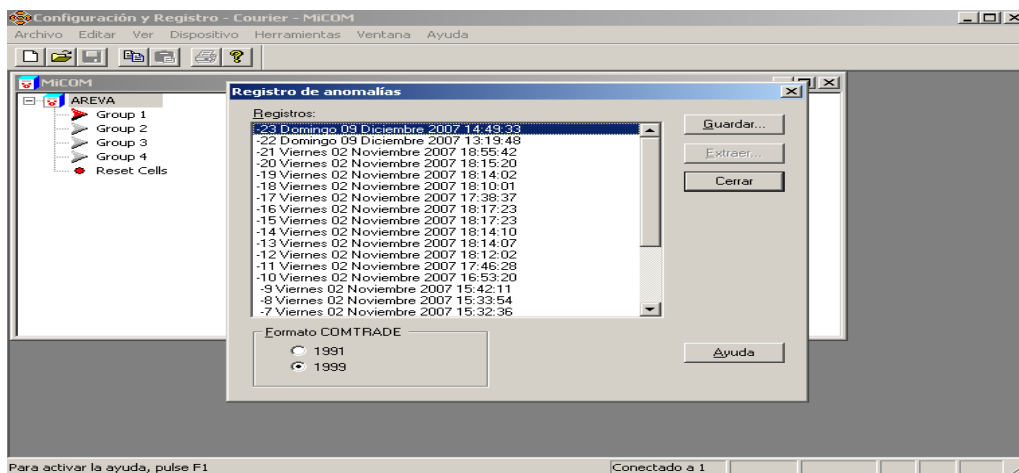


Figura 4.27 Pantalla con Fechas de Anomalías

Guardamos la anomalía seleccionada. Y posteriormente cerramos conexión.

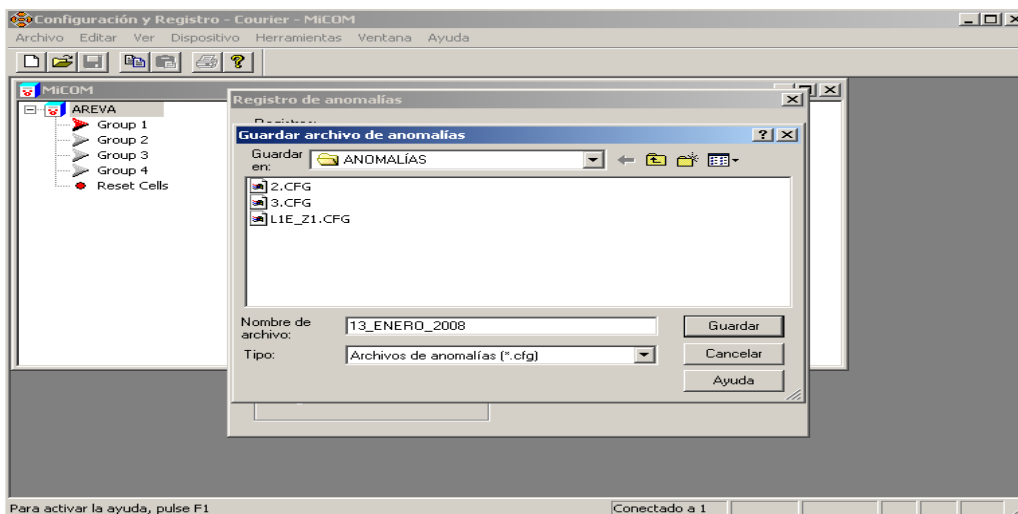


Figura 4.28 Guardar archivo de Anomalías

Regresamos al menú principal, y seleccionamos “Presentación y Análisis de datos de los registros oscilográficos con “WaveWin”

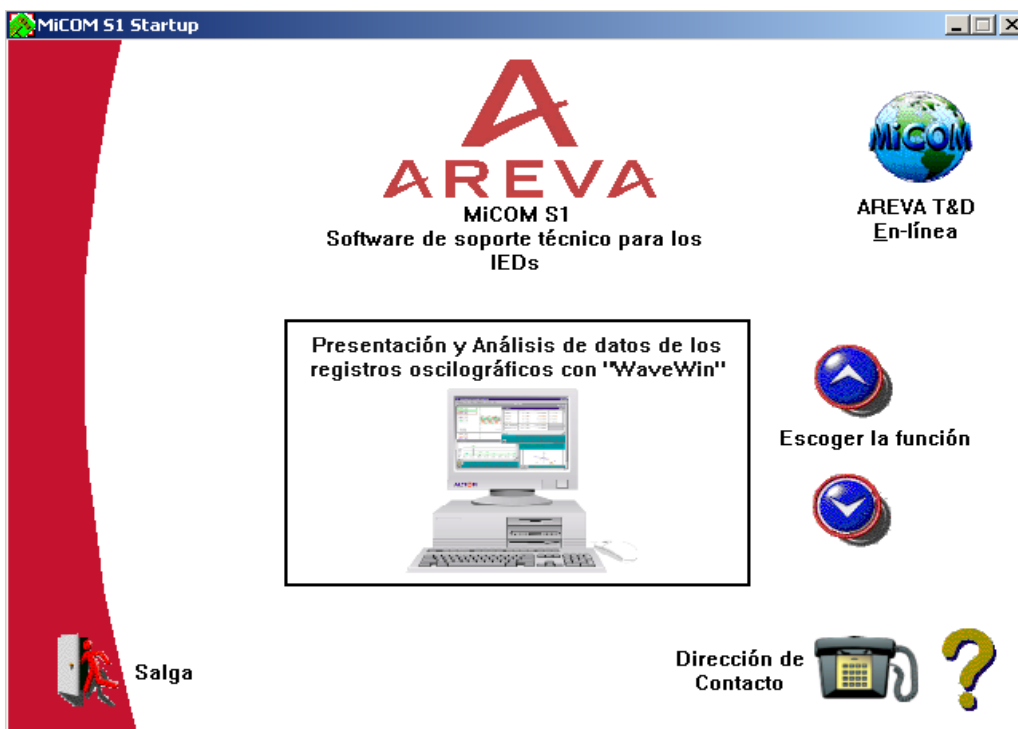


Figura 4.29 Pantalla de Menú Principal

Abriremos el archivo guardado y seleccionamos el que tenga terminación “.DAT”

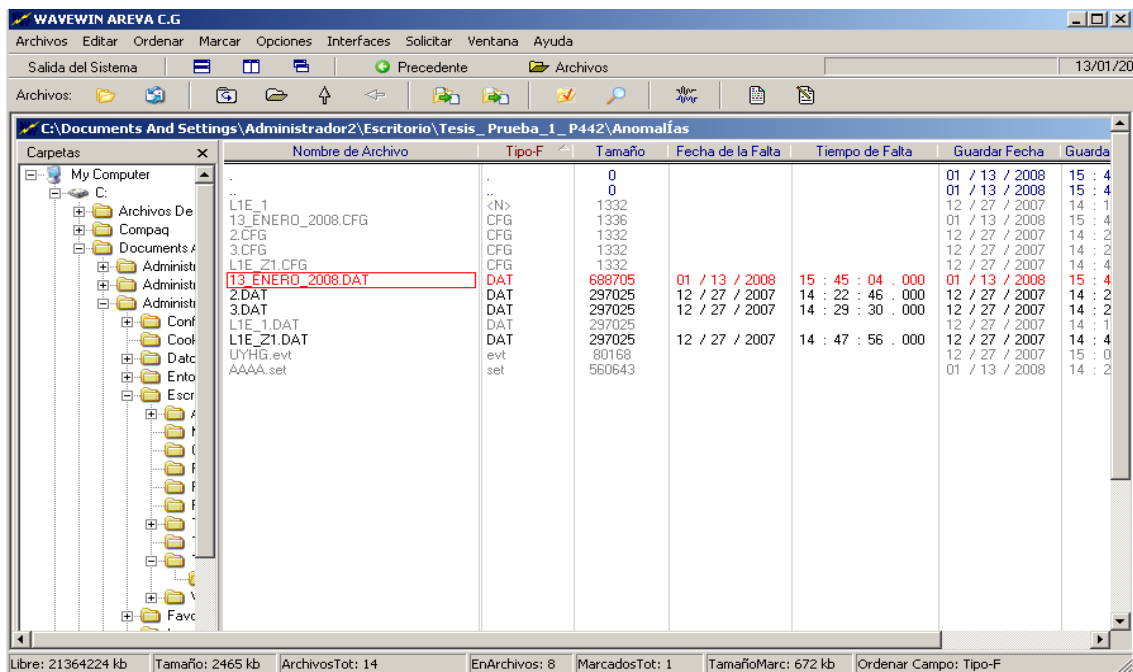


Figura 4.30 Pantalla de archivos en Wavewin

Se desplegará en la pantalla la oscilografía correspondiente a la falla seleccionada.

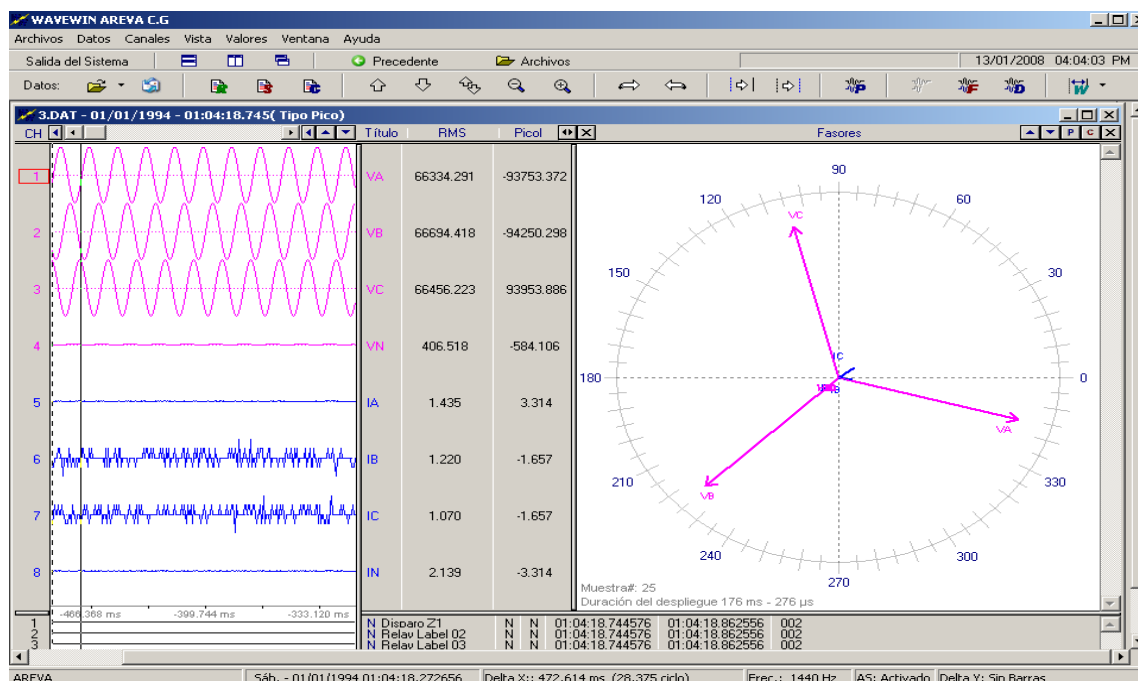


Figura 4.31 Pantalla de Oscilografía de la Falla

# CAPÍTULO V

## APLICACIÓN DEL RELEVADOR P442



## **OBJETIVO**

El propósito de este capítulo es mostrar la aplicación del relevador de distancia P442 en una línea de transmisión de 115 kV considerando tres aspectos:

- Cálculo de sus ajustes
- Utilización del equipo de prueba para verificar la respuesta del relevador
- Análisis de los registros obtenidos durante un evento real en el que se observa el desempeño del relevador de distancia



## 5. APLICACIÓN DEL RELEVADOR P442 PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

### 5.1 DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN QUE SERÁ UTILIZADA PARA EJEMPLIFICAR LA APLICACIÓN DEL RELEVADOR DE DISTANCIA P442

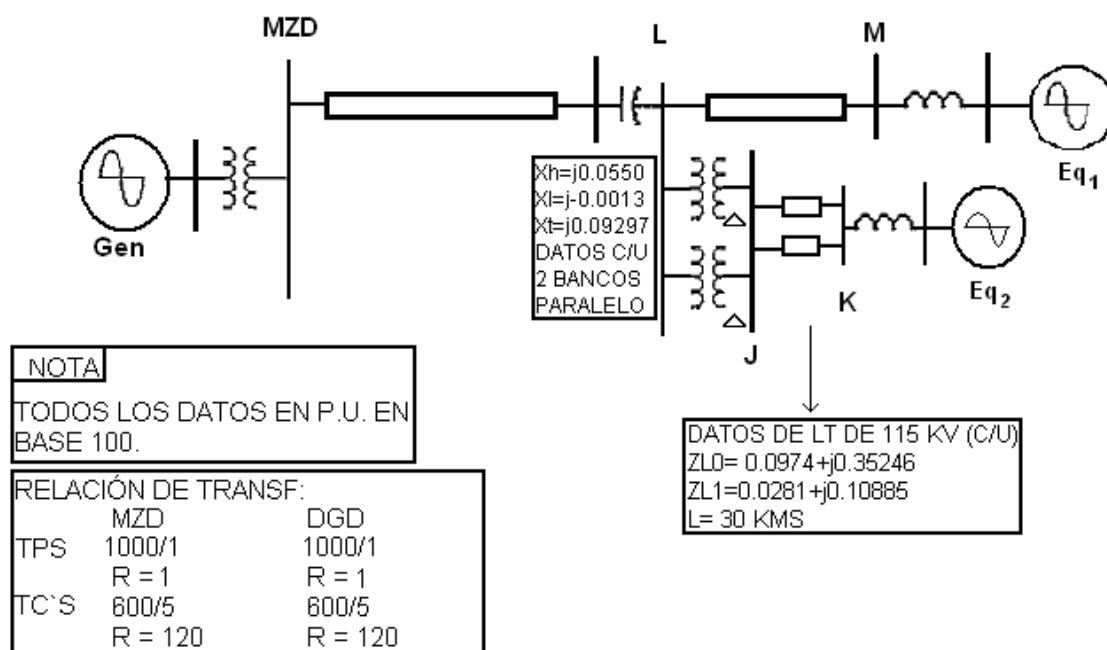


Figura 5.1 Sistema Eléctrico simplificado utilizado para visualizar la aplicación del Relevador Areva P442 en una LT de 115 kV . Los parámetros indicados están expresados en por unidad y referidos a 100 MVA.

### 5.2 CÁLCULO DE LOS AJUSTES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Tensión de servicio: 115 kV

Relación de transformación de Corriente: 600/5

Relación de tensión: 1000/1

Longitud de la Línea: 30 km

Longitud de la Línea paralela: 30 km

Impedancia unitaria de las líneas:

$$Z_{L1} = 0.0281 + j0.10885 = 0.112 \angle 75.52^\circ \Omega/\text{km}$$

$$Z_{L0} = 0.0974 + j0.35246 = 0.366 \angle 74.55^\circ \Omega/\text{km}$$

$$Z_{0M} = 0.0659 + j0.2346 = 0.244 \angle 74.31^\circ \Omega/\text{km}$$

$$\text{RTC/RTP} = 0.12$$

Impedancia de la Línea JK:

$$Z_{JK} = (30 \text{ km}) (0.112 \angle 75.52^\circ \Omega/\text{km}) (0.12)$$

$$Z_{JK} = 0.403 \angle 75.52^\circ \Omega_{\text{secundarios}}$$

Las protecciones del relevador P442 permiten ajustar el ángulo característico del relevador en la gama de  $-90^\circ$   $+90^\circ$  en escalas de un grado. Se elegirá para este caso el ángulo de  $76^\circ$ , por lo tanto, el ajuste de la impedancia y el ángulo de la línea quedará establecido en:

$$Z_{JK} = 0.403 \angle 76^\circ \Omega_{\text{secundarios}}$$

$$Z_{JK} = 0.097 + j0.391 \Omega_{\text{secundarios}}$$

### 5.2.1 AJUSTE DEL ALCANCE EN LA DIRECCIÓN DE LA LÍNEA DE LAS ZONAS DE DISPARO

#### ZONA 1

El alcance requerido de la Zona 1 es el 80% de la impedancia de la línea JK:

$$Z_1 = 0.80Z_{JK} = (0.80)(0.403 \angle 76^\circ \Omega/\text{km})$$

$$Z_1 = 0.322 \angle 76^\circ \Omega_{\text{secundarios}}$$

$$Z_1 = 0.078 + j0.312 \Omega_{\text{secundarios}}$$

#### ZONA 2

El alcance requerido de la Zona 2 es el 100% de la impedancia de la línea JK más el 50% de la impedancia de la línea paralela JK. La impedancia de la línea paralela es:

$$Z_{JK\text{paralela}} = (30 \text{ km})(0.403 \angle 76^\circ \Omega/\text{km})(0.12)$$

$$Z_{JK\text{paralela}} = 1.45 \angle 76^\circ \Omega_{\text{secundarios}}$$

$$Z_{JK\text{paralela}} = 0.351 + j1.407 \Omega_{\text{secundarios}}$$

$$Z_2 = Z_{JK} + 0.50 \cdot Z_{JK\text{paralela}} = 0.403 \angle 76^\circ + (0.50 \cdot 1.45 \angle 76^\circ)$$

$$Z_2 = 0.097 + j0.391 + (0.725 \angle 76^\circ) \Omega_{\text{secundarios}}$$

$$Z_2 = (0.097 + j0.391) + (0.175 + j0.703) \Omega_{\text{secundarios}}$$

$$Z_2 = 0.272 + j1.09 \Omega_{\text{secundarios}}$$

$$Z_2 = 1.13 \angle 76^\circ \Omega_{\text{secundarios}}$$

#### ZONA 3

Se ajustará al 100% de la impedancia de la línea JK y al 100% de la impedancia de la línea paralela.

$$Z_3 = (1.0)(Z_{JK} + Z_{JK\text{paralela}}) =$$

$$Z_3 = (1.0)(0.097 + j0.391 + 0.351 + j1.407) = (1.0)(0.448 + j1.78)$$

$$Z_3 = 0.448 + j1.78$$

$$Z_3 = 1.83 \angle 76^\circ \Omega_{\text{secundarios}}$$

## 5.2.2 COMPENSACIÓN DE SECUENCIA DE LOS ELEMENTOS PARA FALLAS A TIERRA

Teniendo los valores de impedancia de secuencia positiva y negativa:

$$Z_{L1} = 0.0281 + j0.10885$$

$$Z_{L0} = 0.0974 + j0.35246$$

$$Z_{0M} = 0.0659 + j0.2346$$

Obtenemos  $Z_{BASE}$

Considerando que los datos están en P.U. en base 100.

$$Z_{BASE} = V^2 / BASE$$

$$Z_{BASE} = (115 \text{ kV})^2 / 100_{BASE}$$

$$Z_{BASE} = 132.25$$

Obtenemos el valor de la Impedancia de secuencia positiva y negativa por  $Z_{BASE}$  :

$$Z_{L1} = 3.716 + j 14.39 = 14.86 \angle 75.52^\circ$$

$$Z_{L0} = 12.88 + j 46.612 = 48.35 \angle 74.55^\circ$$

$$Z_{0M} = 8.71 + j 31.02 = 32.22 \angle 74.31^\circ$$

Teniendo la compensación de secuencia de los elementos para fallas a tierra:

$$k_0 = (Z_{L0} - Z_{L1}) / (3 \cdot Z_{L1})$$

$$Z_{L0} - Z_{L1} = (12.88 + j46.61 - 3.71 + j14.39)$$

$$Z_{L0} - Z_{L1} = 9.16 + j32.22$$

$$Z_{L0} - Z_{L1} = 33.5 \angle 74.12^\circ$$

$$3 \cdot Z_{L1} = 3 \cdot (14.86 \angle 75.52^\circ)$$

$$3 \cdot Z_{L1} = 44.58 \angle 75.52^\circ$$

$$k_0 = (33.5 \angle 74.12^\circ) / 44.58 \angle 75.52^\circ$$

$$k_0 = 0.75 \angle -1.4^\circ$$

$$k_{0M} = Z_{0M} / 3Z_{L1}$$

$$k_{0M} = (32.22 \angle 74.31^\circ) / (3 \cdot 14.86 \angle 75.52^\circ)$$

$$k_{0M} = (32.22 \angle 74.31^\circ) / (44.58 \angle 75.52^\circ)$$

$$k_{0M} = 0.7227 \angle -1.21^\circ$$

**IMPORTANTE:**

- Estos cálculos deben ser configurados en el relevador mediante el Software del relé: MICOM S1.
- Empleando el MICOM S1 también se configura la lógica del relevador con las funciones de protección de distancia (como se vio en el Capítulo IV).

## 5.3 UTILIZACIÓN DEL EQUIPO DE PRUEBA

### 5.3.1 GENERAL

Las protecciones desempeñan un papel esencial en el mantenimiento de la seguridad y estabilidad del Sistema Eléctrico. Por ello, en su diseño y desarrollo se toman todas las precauciones posibles para obtener un producto fiable.

Las causas de las fallas son diversas: deficiencias de diseño, avería de componentes, insuficiente inmunidad a las perturbaciones electromagnéticas o perturbaciones que superan el nivel de inmunidad que establecen las normas, errores en la conexión, ajustes incorrectos, etc. Algunas de estas causas se pueden detectar mediante pruebas con lo que pueden corregirse antes de que se materialicen en la forma de una falla de protección.

Así, en función del objetivo que se persiga, se pueden distinguir las siguientes pruebas:

- 1) Pruebas de Tipo, para comprobar la conformidad del equipo a normas nacionales o internacionales, realizadas normalmente en laboratorios homologados independientes.
- 2) Pruebas Dinámicas, realizadas en laboratorio mediante simuladores, para comprobar el comportamiento dinámico de la protección ante determinados escenarios de falla.
- 3) Pruebas de Recepción, normalmente realizados en fábrica, previos a la aceptación de una partida de equipos y que suelen consistir en pruebas dieléctricas, y las pruebas funcionales pactadas entre usuario y fabricante.
- 4) Pruebas de puesta en servicio, realizadas en sitio, cuya finalidad es verificar que el relevador no ha sufrido daños durante el transporte o instalación, que la conexión es correcta, que la respuesta del relevador es conforme a los ajustes definidos por la oficina de protecciones de la empresa eléctrica, para aquella posición de la red, y que el relé dispara correctamente el interruptor correspondiente y genera las señalizaciones previstas.

### 5.3.2 DESARROLLO HISTÓRICO

Hace 50 años los equipos de pruebas del relevador estaban formados por un conjunto de fuentes de energía y frecuencia capaces de producir niveles de corriente rms y de tensión necesarias para las pruebas de relevadores contemporáneos, con estado de equilibrio para señales de corriente alterna (AC). Un estado de la técnica electromagnética del relevador habría sido una taza de dispositivos de inducción y principios de los relevadores estáticos con algunos diodos y transistores como parte de la investigación.

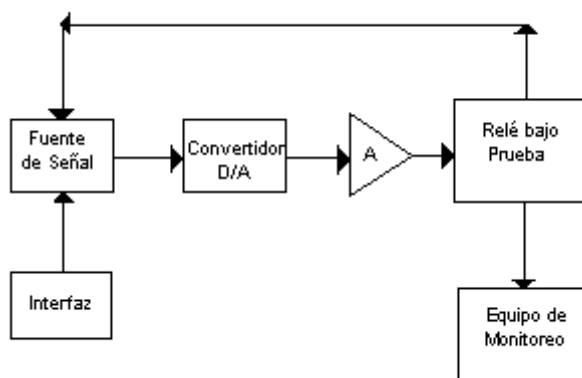
Como fueron pasando los años los avances respecto a las pruebas de los relevadores fueron notorios. Sin embargo, el cambio más importante se vio a finales de 1980, cuando llegaron los primeros simuladores digitales capaces de simular el funcionamiento de sistemas de potencia en tiempo real. Estos simuladores ofrecieron menor tamaño y costo en comparación con sus homólogos analógicos, pero también vinieron con el interfaz de uso fácil a través de gráficos en la pantalla de una estación de trabajo. Las pruebas de relevadores también se han equipado con interfaces de usuario, gráficas que han ido sustituyendo las perillas e interruptores que caracterizó los modelos anteriores.

### 5.3.3 APARATOS DE PRUEBA MODERNOS

La *Figura 5.2* muestra un circuito típicamente usado para conectar el relevador al equipo de prueba. La fuente de señal puede ser cualquiera de las siguientes:

- Un relé de prueba
- Un simulador de la reproducción digital
- Un verdadero simulador de tiempo digital

En la mayoría de los casos el convertidor D/A ya está incorporado en la fuente de la señal y la interfaz de usuario es a través de un PC conectado a un puerto serial. Los amplificadores acondicionados, A, por lo general son separados de la fuente de señal. La acción del disparo del relevador puede ser registrada, o usada, por el conjunto de pruebas, así como por los aparatos de monitoreo.



**Figura 5.2** Muestra un circuito típicamente usado para conectar el relevador al equipo de prueba

La típica prueba de un relevador moderno tendrá un máximo de 12 canales analógicos de bajo nivel ( $\pm 10$  V) adecuados para acondicionar amplificadores para así poder producir el nivel correcto de la señal de entrada para el relevador.

También habrá una serie de salidas digitales opto aisladas para simular, tales como la entrada de las señales piloto de señales desde un origen remoto. La configuración de los productos, se creará a través de una interfaz gráfica de usuario se ejecuta en un ordenador portátil conectado a, o que forman parte de la prueba.

### 5.3.4 EQUIPO DE PRUEBA

Las pruebas para la puesta en servicio de una protección de distancia suelen realizarse con ayuda de un equipo de pruebas portátil. En el mercado existen muchos modelos de tecnologías y prestaciones diferentes y la mayoría de los que se emplean hoy en día están basadas en microprocesadores disponiendo de software para diferentes aplicaciones. Estos equipos permiten realizar las pruebas de manera automatizada o de forma manual.

Para nuestros fines, basta suponer que el equipo de prueba es capaz de generar un sistema trifásico de tensiones y de corrientes sinusoidales, variables en magnitud, fase a

fase, con un desfase ajustable entre tensión e intensidad regulable entre 0° y 360° y que permite simular, al menos fallas monofásicas y bifásicas. El equipo puede tener un medidor de tiempo incorporado o medios para arrancar un cronómetro externo coincidiendo con la inyección de las magnitudes de falla a la protección bajo prueba. El cronómetro tanto si es externo como interno debe poder pararse con el cierre del contacto de disparo de la protección, obteniendo así el tiempo de disparo medido para las condiciones particulares de la falla simulada.

### 5.3.5 CONDICIONES DE PARTIDA Y ACTUACIONES PREVIAS

Suponemos que la protección de distancia está mecánica y eléctricamente instalada en su emplazamiento definitivo y que las conexiones están realizadas de acuerdo a los esquemas aprobados, En la puesta en servicio de nuevas instalaciones, es conveniente como mínimo, verificar:

- a) La continuidad del cableado desde la protección hasta los elementos primarios (interruptor, TCs, TPs, batería de acumuladores, etc.)
- b) Como los TCs de línea suelen incorporar arrollamientos secundarios para fines de medida y para fines de protección, se comprobará que los circuitos de medida de corriente del relé de distancia se alimentan de arrollamientos secundarios destinados a protección.
- c) La polaridad de los circuitos de medida de tensión e intensidad y de los TPs y TCs, cuando sea necesario.
- d) La polaridad del circuito de alimentación.
- e) Medida de la resistencia de aislamiento de todos los circuitos contra tierra y entre circuitos independientes, si no se hubiera realizado previamente.
- f) La existencia de una sola puesta a tierra en los circuitos secundarios de medida de intensidad y lo mismo en los de tensión.
- g) Los valores nominales de la corriente y de las tensiones de medida, así como el de la alimentación continua auxiliar de la instalación deben corresponder con los de protección.
- h) La frecuencia del sistema (50 o 60 Hz) debe corresponder con la frecuencia nominal de la protección.

### 5.3.6 METODOLOGÍA PARA REALIZAR LAS PRUEBAS DE INYECCIÓN

Antes de inyectar las magnitudes de falla, la protección ha de estar alimentada con tensiones y corrientes que sean propias de una red sana, es decir sistemas trifásicos de tensiones y corrientes aproximadamente equilibrados. Las tensiones serán próximas a la nominal mientras que las corrientes pueden ser cualesquiera entre cero y plena carga.

#### 5.3.6.1 CONDICIONES DE RED SANA

Para una red que utilice TCs y TPs con arrollamientos secundarios de 3x110V y 3x5A respectivamente, las siguientes condiciones pueden considerarse como red sana:

- a) Tensión trifásica fase- neutro comprendida entre 45 y 80 V secundarios
- b) Tensión residual, menor de 6 V
- c) Corriente Residual ( o de neutro) menor de 0.5 A

### 5.3.6.2 MANERA DE REALIZAR LA PRUEBA

- a) Determinación de las Impedancias de disparo de cada zona
  - Aplicar a la protección un sistema trifásico de tensiones que esté aproximadamente equilibrado, de unos 63 V de tensión simple, sin corriente.
  - Inyectar la corriente da falla con el ángulo de desfase requerido.
  - Bajar, mediante rampa, la tensión de la fase (o fases) con falla hasta que la protección dispare.
  - Interrumpir rápidamente la corriente de falla.
  - Restablecer las tensiones a las condiciones de red sana.
- b) Determinación de los tiempos de disparo de las Zonas.

Actuar de la misma forma anterior, pero bajando la tensión bruscamente.

### 5.3.7 PRUEBAS

Normalmente, las empresas eléctricas disponen en todas las subestaciones y centrales generadoras de un registrador de anomalías dotado de un reloj y una impresora donde queda reflejada cualquier incidencia de la red en la que intervienen equipos de dicha dependencia y el momento en que se produjo. El registrador está dotado del número de entradas digitales necesarias para recibir las señales de la dependencia que se tenga que vigilar, es programable para adaptarlo fácilmente a los cambios y ampliaciones y está conectado al centro de control donde se tiene la información del estado de la dependencia a través de un subconjunto seleccionado de las señales registradas. Las señales de disparo de las protecciones de distancia, entre otras, deben llevarse al registrador.

Asimismo, en muchas posiciones de la red, especialmente las de más compromiso, suelen instalarse osciloperturbógrafos (llamados comúnmente oscilos) que registran las formas de onda de las magnitudes analógicas y señales digitales durante un incidente. Estos equipos disponen de una memoria circular y están grabando permanentemente los valores instantáneos muestreados de las magnitudes analógicas que vigilan, de manera que, cuando reciben una señal de disparo de protección, conservan los últimos periodos grabados y continúan grabando las magnitudes durante el cortocircuito; de esta manera se dispone no solamente de las formas de onda durante el cortocircuito y posiblemente durante la apertura del interruptor sino también la forma de onda que había con la red sana en los instantes anteriores a la falla de forma que se puede "reconstruir" más fácilmente cómo y cuando surgió y de que manera evolucionó el incidente.

Las informaciones obtenidas del registrador y de los oscilos, constituyen la base para el análisis de incidentes, de ahí la importancia de verificar en las pruebas que todas las señales que estos equipos tienen que recibir de una protección realmente las reciben.

## 5.4 PRUEBAS DE SIMULACIÓN PARA EVALUAR EL DESEMPEÑO DEL RELEVADOR DE DISTANCIA P442.

### 5.4.1 AJUSTES DEL RELEVADOR DE DISTANCIA MICOM P442

Equipo en prueba - Ajustes del dispositivo

Nombre/descripción: Relevador de Distancia  
 Fabricante: AREVA /MiCOM  
 Tipo de dispositivo: P441/P442  
 No de serie:

Valores nominales:

$f_{nom}$ :	60 Hz	Número de fases:	3
$V_{nom}$ (secundario):	115 V	V primario:	115 V
$I_{nom}$ (secundario):	5 A	I primario:	5 A

Factores de tensión/corriente residuales:

VLN / VN:	1.732	IN / I nom:	1.000
-----------	-------	-------------	-------

Límites:

$V_{m\acute{a}x}$ :	125.00 V	I máx:	12.50 A
---------------------	----------	--------	---------

Equipo en prueba - Ajustes de distancia

Parámetros del sistema:

Longitud de la línea:	14.86 $\Omega$	Ángulo de línea:	75.50 °
Conexión TP:	en línea	Pto. de estrella TC:	hacia la línea

Tolerancias:

Tolerancia tiempo del relevador:	10.00 %		
Tolerancia tiempo abs. +:	100.0 ms	Tol. t abs. -:	100.0 ms
Tolerancia Z rel:	10.00 %	Tol. Z abs:	172.5 m $\Omega$



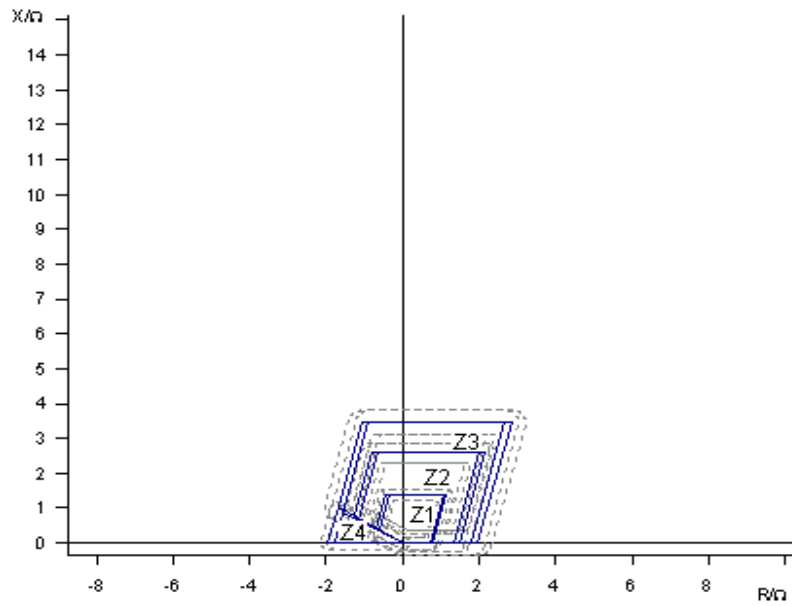


Figura 5.3 Gráfica de Zonas de Ajuste del Relé MICOM P442.

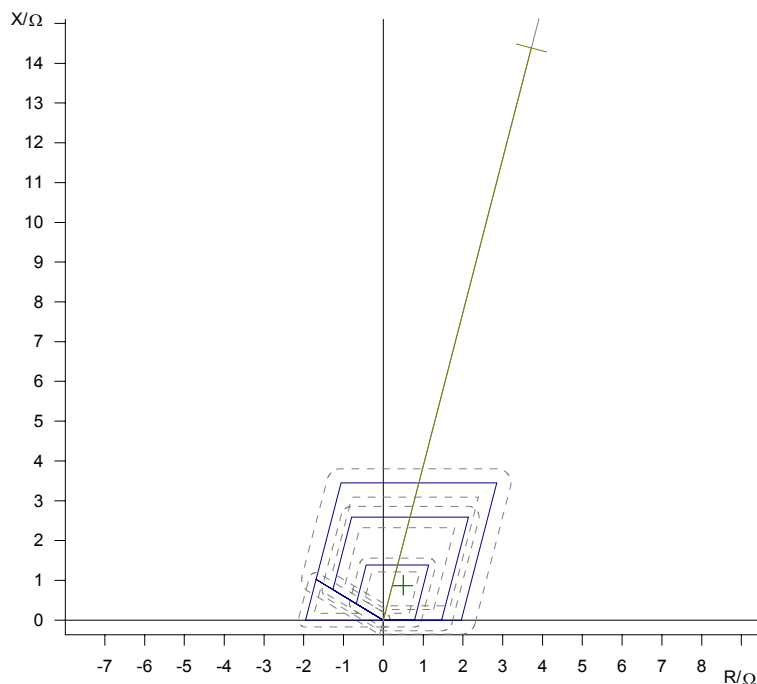
Ajustes de zona:

Etiqueta	Tipo	Bucle de falta	t disparo	Tol.t rel	Tol.t abs+	Tol.t abs-	Tol.Z rel	Tol.Z abs
Z1	Disparo	F-F	0.000 s	10.00 %	100.0 ms	100.0 ms	10.00 %	172.5 mΩ
Z1	Disparo	F-E	0.000 s	10.00 %	100.0 ms	100.0 ms	10.00 %	172.5 mΩ
Z2	Disparo	F-F	200.0 ms	10.00 %	100.0 ms	100.0 ms	10.00 %	172.5 mΩ
Z2	Disparo	F-E	200.0 ms	10.00 %	100.0 ms	100.0 ms	10.00 %	172.5 mΩ
Z3	Disparo	F-F	600.0 ms	10.00 %	100.0 ms	100.0 ms	10.00 %	172.5 mΩ
Z3	Disparo	F-E	600.0 ms	10.00 %	100.0 ms	100.0 ms	10.00 %	172.5 mΩ
Z4	Disparo	F-F	1.000 s	10.00 %	100.0 ms	100.0 ms	10.00 %	172.5 mΩ
Z4	Disparo	F-E	1.000 s	10.00 %	100.0 ms	100.0 ms	10.00 %	172.5 mΩ

### 5.4.2 PRUEBAS DE SIMULACIÓN

#### **PRUEBA No. 1. FALLA DE FASE “A” A TIERRA ( $F_{A-TIERRA}$ )**

En esta prueba, suponemos una falla en la Zona 1: de Fase “A” a Tierra, tal como se indica en la *Figura 5.4*. Debido a que la falla se encuentra dentro de una zona protegida, se espera es que el relevador actúe.



**Figura 5.4 Gráfica de Localización de Falla en  $Z_1$  de  $F_{A-TIERRA}$**

#### RESULTADOS DE LA PRUEBA 1

Prueba de disparo: tipo de falla  $F_{A-T}$

$ Z $	$\varphi$	$t_{nominal}$	$t_{real}$	$I_{prueba}$	Resultado
1.000 $\Omega$	60.00 °	0.000 s	27.00 ms	2.000 A	Correcta

Detalles de disparo:

Parámetros:

Tipo de falla:

	$F_{A-T}$			
$ Z $	1.000 $\Omega$		$\varphi$	60.00 °
R	500.0 m $\Omega$		X:	866.0 m $\Omega$
$I_{prueba}$	2.000 A			

Resultados:

$T_{real}$ :	27.00 ms	Evaluación	Correcta
$t_{nom}$ :	0.000 s		
$t_{min}$ :	-100.0 ms	$t_{max}$ :	100.0 ms

Magnitudes de falla (natural):

$V_{FA}$ :	3.528 V	0.00 °
$V_{FB}$ :	66.40 V	-120.00 °
$V_{FC}$ :	66.40 V	120.00 °
$I_{FA}$ :	2.000 A	-58.94 °
$I_{FB}$ :	0.000 A	n/a
$I_{FC}$ :	0.000 A	n/a
$V_{Falla}$ :	3.528 V	0.00 °
$I_{Falla}$ :	2.000 A	-58.94 °

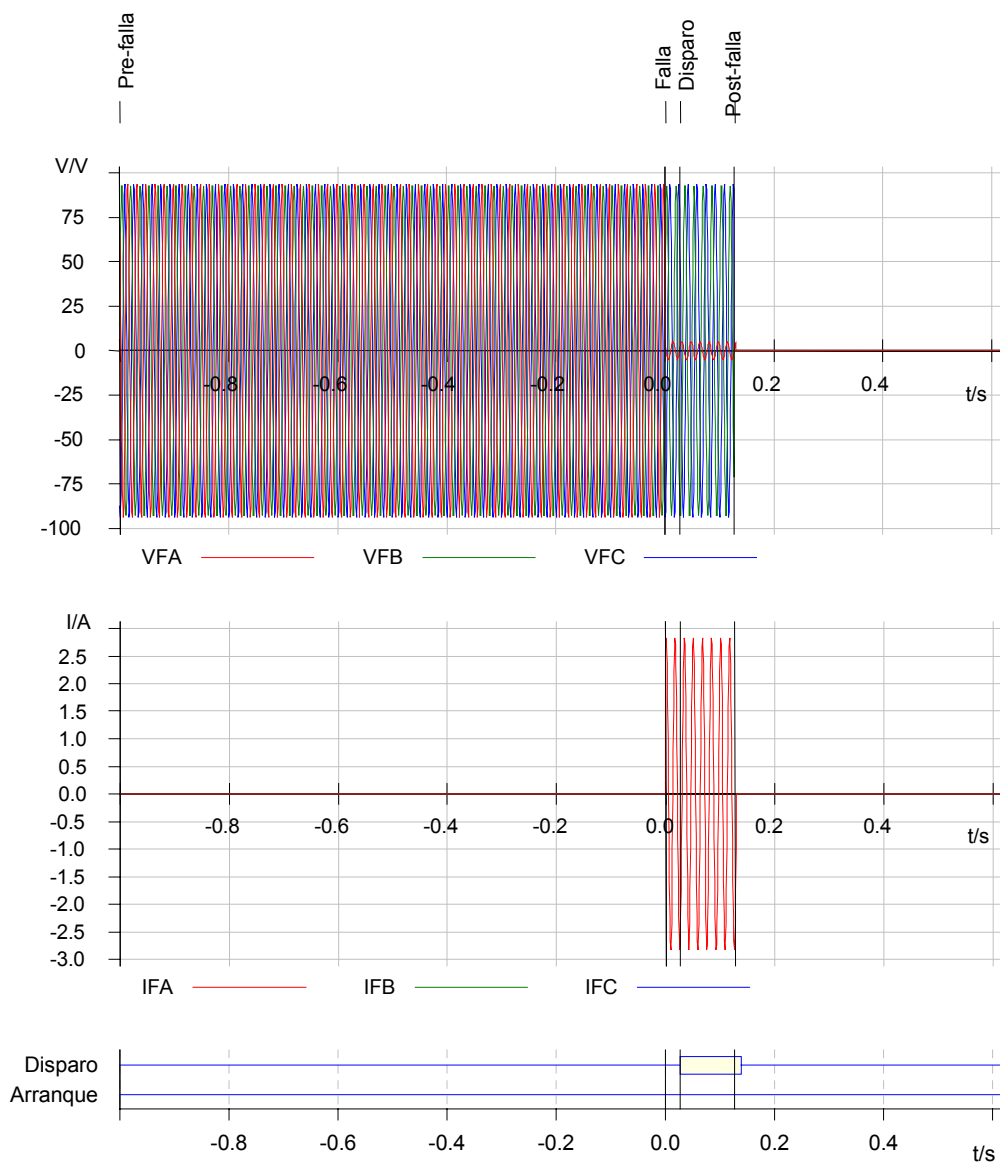
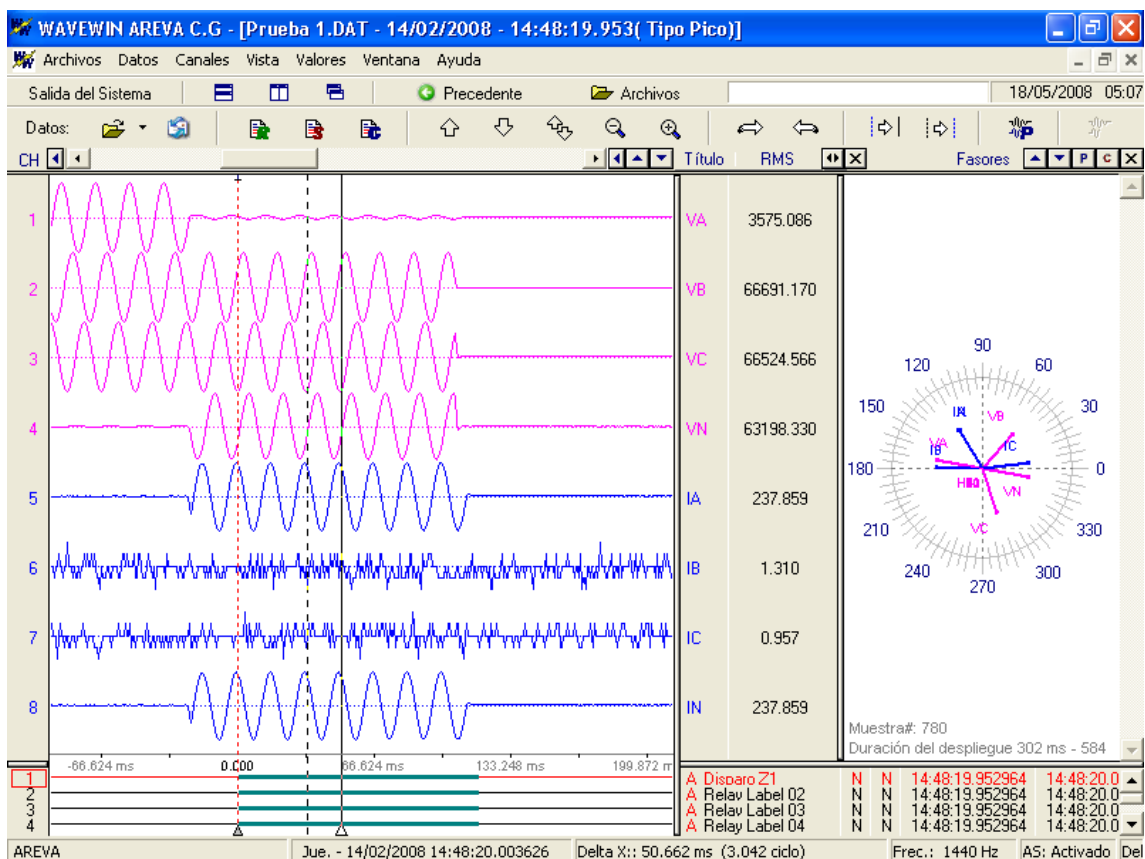


Figura 5.5 Gráfica de Resultados en equipo de prueba para una falla de  $F_A-T_{IERRA}$

La Figura 5.5 muestra la gráfica que proyecta el equipo de pruebas, se señala: el comportamiento de la tensión y las corrientes en cada fase dependiendo el tipo de falla aplicada, el tiempo de disparo del relevador: 27 [ms]. En la parte de Arranque y Disparo se observa que la falla se aplica cuando el tiempo es 0 [s]. El arranque ocurrió unos ms después, y posteriormente se presenta el Disparo. La Figura 5.6 muestra la gráfica que nos despliega el software del relevador (**MICOM S1**), extraída del relevador.

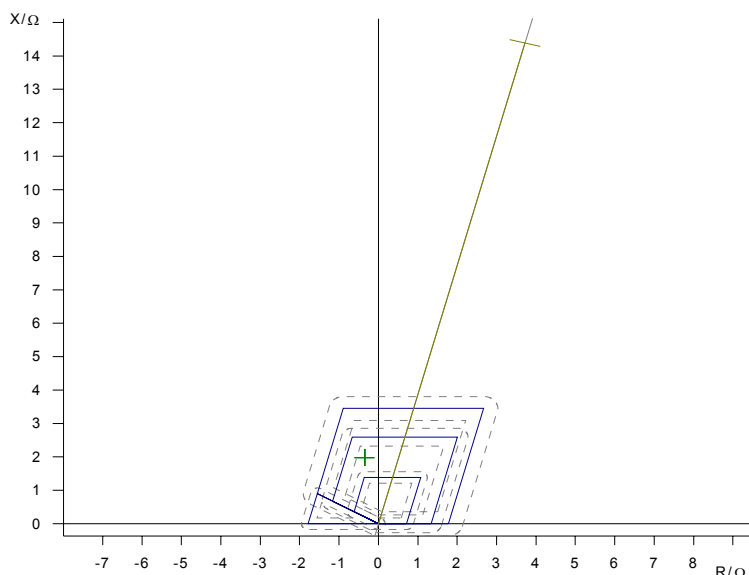


**Figura 5.6 Oscilografía en WAVEWIN MICOM S1 V2.14 (Software para los relevadores AREVA)**

En la *Figura 5.6* se puede observar que al no tener información de las señales de corriente  $I_B$  e  $I_C$  la señal que aparece en el oscilograma es “ruido”, dicho “ruido” aparece en virtud de que la falla simulada fue monofásica, y no se consideró corriente de carga en dichas fases en la simulación, cabe aclarar que el ruido, es una señal de alta frecuencia que no tiene influencia sobre el comportamiento del relevador, esto debido a que el relé opera con las componentes de frecuencia fundamental.

**PRUEBA No. 2 FALLA DE FASE “C” A FASE “A” (F<sub>C</sub>- F<sub>A</sub>)**

En la Prueba 3, se tiene una falla en la Zona 2 entre la Fase “C” y la Fase “A” como lo indica la *Figura 5.7*.



**Figura 5.7 Gráfica de Localización de Falla en Z<sub>2</sub> de F<sub>C</sub>-F<sub>A</sub>**

**RESULTADOS DE LA PRUEBA 2**

Prueba de disparo: tipo de falla F<sub>C</sub>-F<sub>A</sub>

$ Z $	$\varphi$	$t_{nom}$	$t_{real}$	$I_{prueba}$	Resultado
2.000 $\Omega$	100.00 °	200.0 ms	211.0 ms	2.000 A	Correcta

Detalles de disparo:

Parámetros:

Tipo de falla:	F <sub>C</sub> -F <sub>A</sub>		
$ Z $	2.000 $\Omega$	$\varphi$ :	100.00 °
R	-347.3 m $\Omega$	X:	1.970 $\Omega$
$I_{prueba}$	2.000 A		

Resultados:

$t_{real}$ :	211.0 ms	Eval.:	Correcta
$t_{nom}$ :	200.0 ms		
$t_{min}$ :	100.0 ms	tmax:	300.0 ms

Magnitudes de falla (natural):

$V_{FA}$ :	33.44 V	53.13 °
$V_{FB}$ :	66.40 V	-120.00 °
$V_{FC}$ :	33.44 V	66.87 °
$I_{FA}$ :	2.000 A	-130.00 °
$I_{FB}$ :	0.000 A	n/a
$I_{FC}$ :	2.000 A	-310.00 °
$V_{Falla}$ :	8.000 V	-210.00 °
$I_{Falla}$ :	2.000 A	-310.00 °

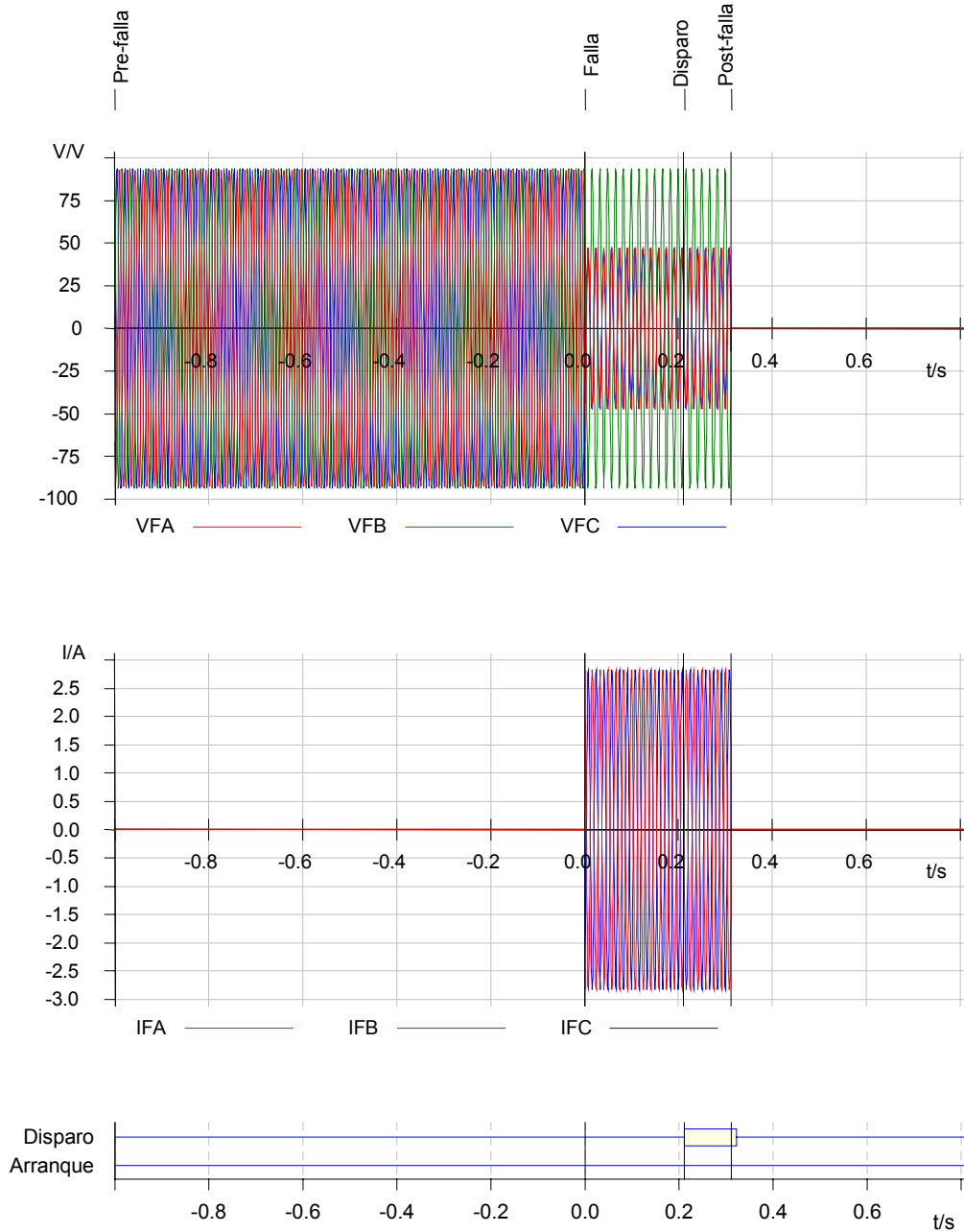


Figura 5.8 Gráfica de Resultados en Equipo de prueba para Falla en  $Z_2$  de  $F_C-F_A$

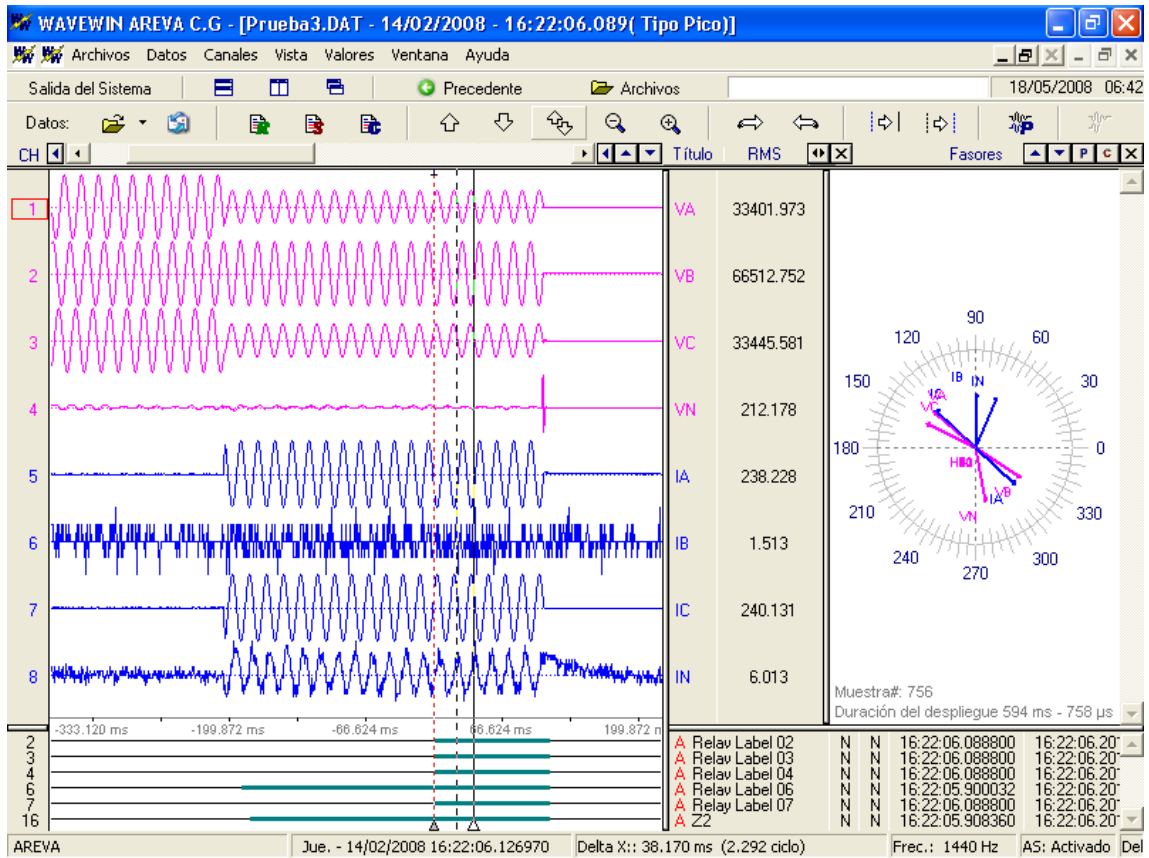
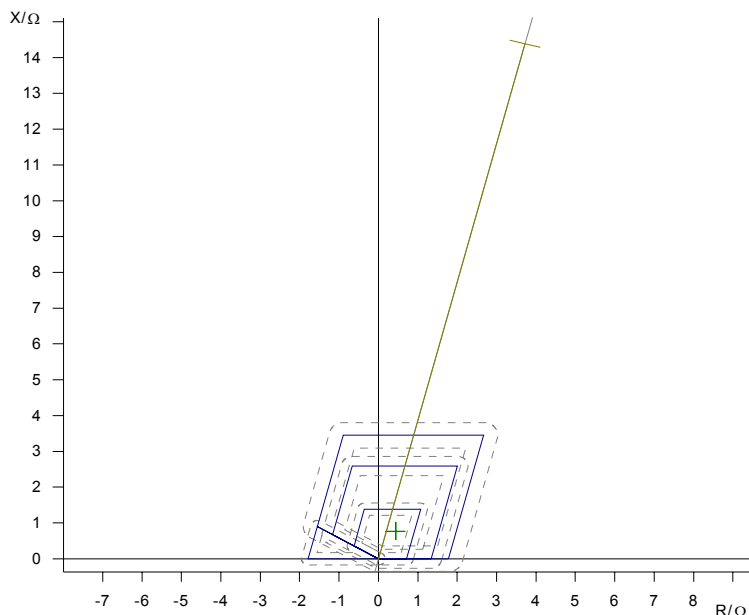


Figura 5.9 Oscilografía en WAVEWIN MICOM S1 V2.14

**PRUEBA No. 3 FALLA DE FASE "A" A FASE "B" (  $F_A - F_B$  )**

Para esta última prueba, se tiene una falla en la zona 1 entre las Fases A y B como se observa en la *Figura 5.10*.



**Figura 5.10 Gráfica de Localización de Falla en Z1 de  $F_A - F_B$**

RESULTADOS DE LA PRUEBA 3:

Prueba de disparo: tipo de falla  $F_A - F_B$

$ Z $	$\varphi$	$t_{nom}$	$t_{real}$	$I_{prueba}$	Resultado
885.5 mΩ	60.00 °	0.000 s	24.80 ms	2.000 A	Correcta

Detalles de disparo:

Parámetros:

Tipo de falla:	$F_A - F_B$	$\varphi$ :	60.00 °
$ Z $	885.5 mΩ	X:	766.9 mΩ
R	442.8 mΩ		
$I_{prueba}$	2.000 A		

Resultados:

$t_{real}$ :	24.80 ms	Eval.:	Correcta
$t_{nom}$ :	0.000 s		
$t_{min}$ :	-100.0 ms	tmax:	100.0 ms



Magnitudes de falla (natural):

$V_{F1}$ :	33.24 V	-56.95 °
$V_{F2}$ :	33.24 V	-63.05 °
$V_{F3}$ :	66.40 V	120.00 °
$I_{F1}$ :	2.000 A	-30.00 °
$I_{F2}$ :	2.000 A	150.00 °
$I_{F3}$ :	0.000 A	n/a
$V_{Falla}$ :	3.542 V	30.00 °
$I_{Falla}$ :	2.000 A	-30.00 °

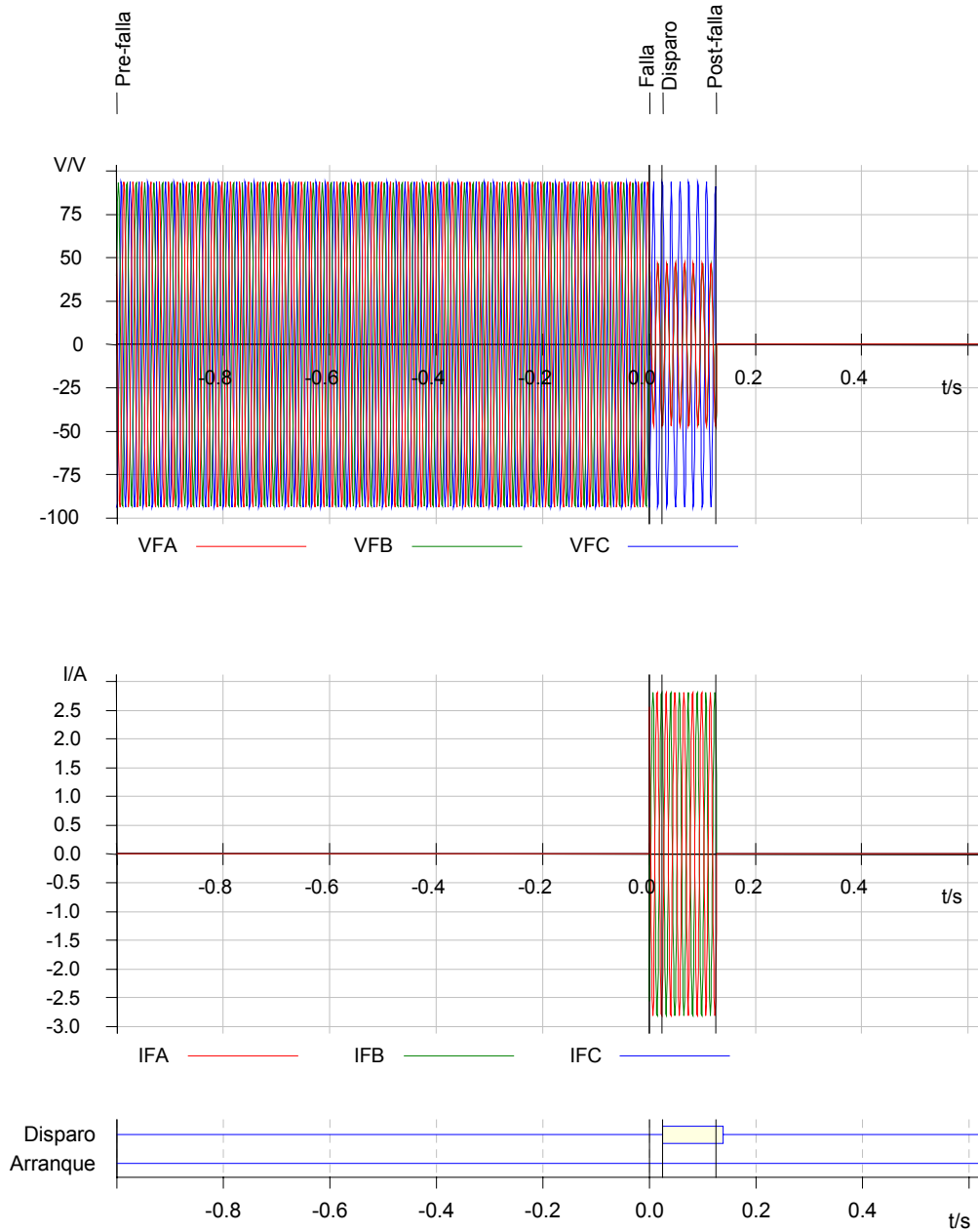


Figura 5.11 Gráfica de Resultados en Equipo de prueba para Falla en Z3 de  $F_A$ - $F_B$

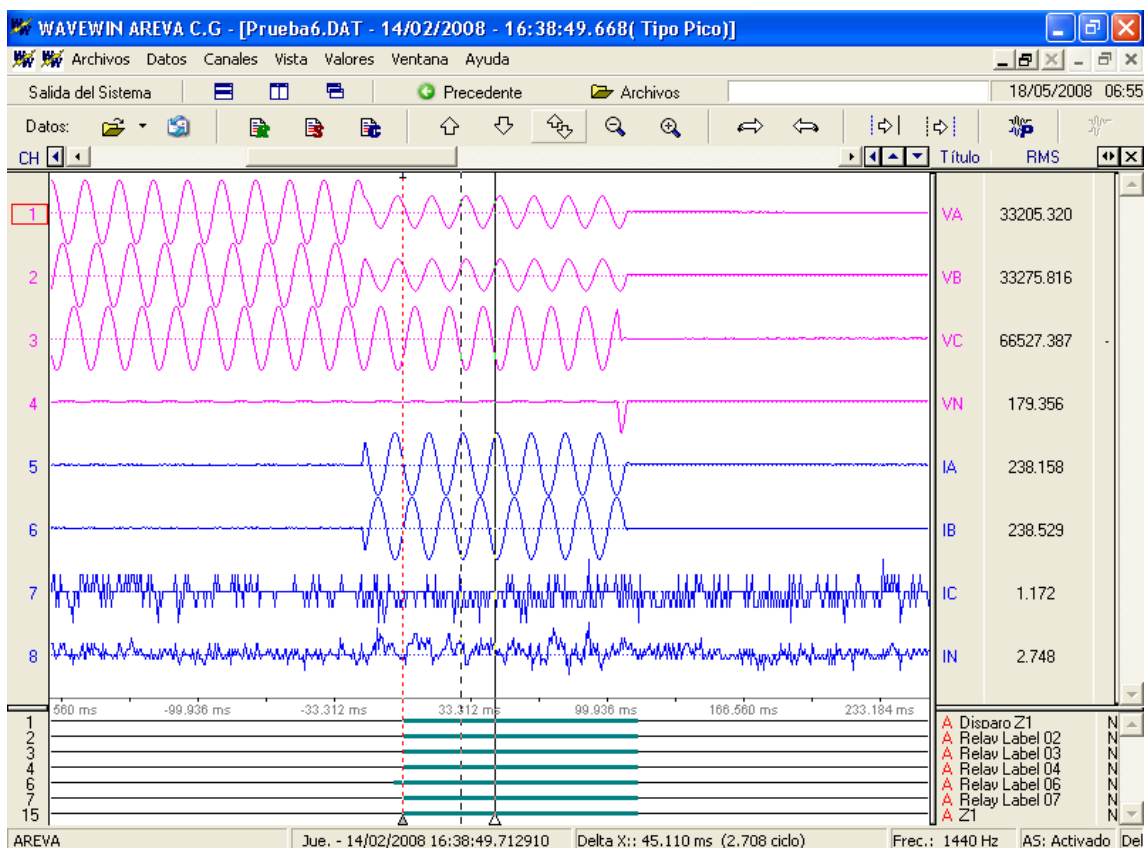


Figura 5.12 Oscilografía en WAVEWIN MICOM S1 V2.14

## 5.5 DESEMPEÑO DEL RELEVADOR P442 DURANTE UNA FALLA REAL EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 kV

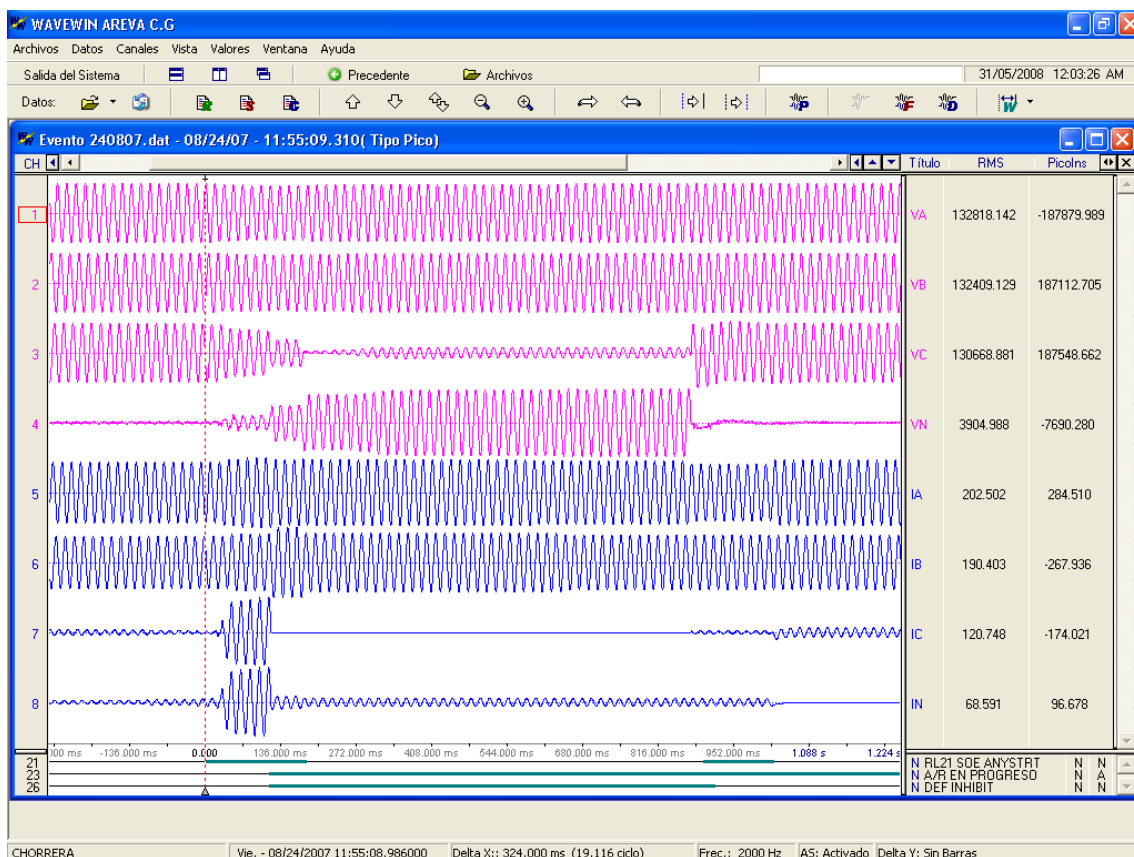
Con la finalidad de mostrar el excelente trabajo del relevador de distancia P442 durante una falla real; a continuación se describe el desempeño del relevador ante el acontecimiento de una falla transitoria de fase a tierra en una LT de 230 kV la cual opera con recierre monopolar.

## 5.6 DATOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Tensión. 230 kV  
 Longitud: 150 km  
 Operación: con recierre monopolar  
 Provista con Relevador Areva P442

## 5.7 DESCRIPCIÓN DEL EVENTO

Fecha: 25 de Noviembre de 2007  
 Tipo de falla: Fase a tierra  
 Fase fallada: C  
 Duración: 32 ms



**Figura 5.13 Oscilografía en WAVEWIN MICOM S1 V2.14**

El registro muestra que el relevador inició en 0.0 ms, la falla se libró a los 6.785 ciclos. Esto incluye, el tiempo de operación del relevador y la operación del interruptor (lo cual está en el rango de 2 a 4 ciclos para niveles de tensión de alto y extra alto voltaje) si utilizamos el valor máximo de operación del interruptor citado nos daría la indicación de que el relé operó en 2.785 ciclos. El recierre inició su operación al mismo tiempo que el interruptor abrió. Es decir, a los 6.785 ciclos, y el tiempo muerto fue de 44.899 ciclos (745.32 ms) momento en el que el recierre realiza su tarea satisfactoriamente, al cerrar la fase fallada y restablecer la continuidad del servicio.

En el oscilograma se observa también la operación de la inhibición de la función direccional de fallas a tierra (DEF) la cual se inicia desde el interruptor abrió (6.785 ciclos) y se repuso un poco después de haber transcurrido el ciclo de recierre (54.280 ciclos). Dicha inhabilitación de esta función fue debido a que por la condición de polo abierto iba a tener condición de corriente desbalanceada y podía operar en falso.

El análisis del evento mostrado nos señala que la falla presentada en la línea de transmisión fue monofásica, el relevador la detectó y la libró de manera igualmente monofásica, se obtuvo también la función de control de recierre la cual fue realizada exitosamente, por lo que se puede concluir que dicho equipo respondió de acuerdo a lo esperado.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



## CONCLUSIONES

Con base al desarrollo de nuestro trabajo de tesis, concluimos:

- Afortunadamente a nuestra solicitud e insistencia, se concretó la donación del Relevador Numérico de Distancia MICOM P442 por parte de la empresa AREVA T&D, a la Facultad de Ingeniería.
- Presentamos una guía con el cual se pueden conocer las diversas utilidades, ventajas y manejo tanto del hardware como del software de este tipo de equipo.
- Concretamos un sustento teórico para la comprensión del funcionamiento del relevador, así como en la aplicación del mismo.
- Demostramos la importancia y ventajas de la aplicación de relevadores numéricos.
- Centramos el estudio de las Protecciones de Líneas de Transmisión, en la Protección de Distancia (como función principal).
- Se validó el comportamiento adecuado del Relevador de distancia P442 en una línea de transmisión de 115 kV, mediante tres simulaciones: una de una falla monofásica, y dos más de fallas entre dos fases. Las tres simulaciones con buenos resultados en la operación del relevador, cabe señalar que fueron realizadas considerando tres aspectos: el cálculo de ajustes, utilización del equipo de prueba y el análisis de los registros obtenidos durante esas pruebas, permitiendo así el análisis del funcionamiento del relevador, y verificando que los ajustes calculados son funcionales para la línea que nos propusimos proteger.
- Mostramos las ventajas de la utilización del equipo de pruebas para realizar simulaciones con los ajustes predeterminados, ya que permite analizar el funcionamiento y la verificación de los ajustes calculados, antes de instalar el relevador en campo.
- Demostramos el buen comportamiento del relevador ante una falla real, dando como ejemplo el acontecimiento de una falla transitoria de fase a tierra en una línea LT de 230 kV, en la cual el relevador opera con recierre monopolar.
- Finalmente concluimos, que el relevador de distancia P442 tiene gran funcionalidad, precisión y capacidad para proteger líneas de transmisión, y que debido a dichas características se ha hecho un equipo indispensable para muchas de las grandes empresas eléctricas en México y el mundo. Es por esto, que consideramos importante que los Ingenieros Eléctricos de nuestra Facultad, dispongan del conocimiento de los relevadores de protección de última generación, así como de su utilización y ventaja sobre los equipos anteriores, para poder egresar de la carrera con conocimientos y avances recientes que les permitan ser más competitivos en el área laboral.

## RECOMENDACIONES

Es necesario tener en cuenta, las medidas necesarias de precaución antes de utilizar éste o cualquier otro equipo de tipo eléctrico.

Se recomienda que el departamento de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia de nuestra Facultad de Ingeniería, elabore las prácticas correspondientes para la utilización del relevador.

En esta tesis se investigó solamente sobre la utilización y aplicación del relevador numérico de distancia P442, sin embargo la descripción de sus conexiones y funciones internas podría ser el tema de otra investigación.

# APÉNDICE I

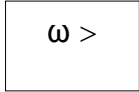
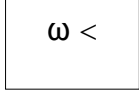
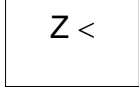
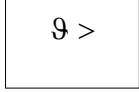
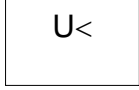
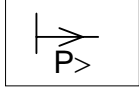


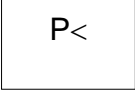
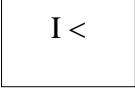
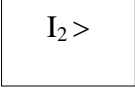
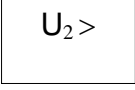
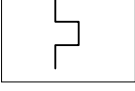
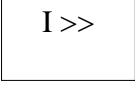
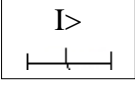


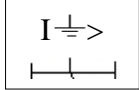
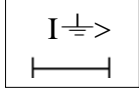

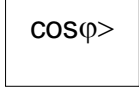
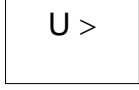
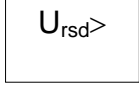
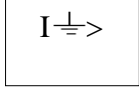
**APÉNDICE I**

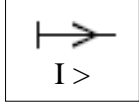
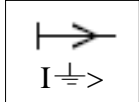

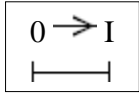
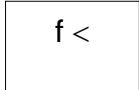
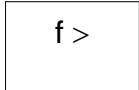
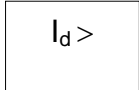
**FUNCIONES DE PROTECCIÓN**

La siguiente tabla incluye algunas de las funciones de protección más utilizadas, junto con el código numérico que le asigna la norma ANSI C37/2 y su símbolo equivalente según la Publicación CEI 60617.

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	NÚMERO ANSI	SÍMBOLO CEI
Máxima velocidad	12	
Mínima velocidad	14	
Distancia	21	
Sobretensión	26	
Sobretensión	27	
Potencia direccional	32	

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	NÚMERO ANSI	SÍMBOLO CEI
Mínima potencia	37	
Mínima corriente	37	
Secuencia negativa	46	
Tensión de secuencia negativa	47	
Térmico	49	
Sobrecorriente instantáneo	50	
Sobrecorriente tiempo inverso	51	

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	NÚMERO ANSI	SÍMBOLO CEI
Sobrecorriente de neutro a tiempo inverso	51G	
Sobrecorriente de neutro a tiempo definido	51N	
Sobrecorriente con frenado por tensión	51V	
Factor de Potencia	55	
Sobretensión	59	
Desplazamiento de neutro	59N	
Falla a tierra	64	

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	NÚMERO ANSI	SÍMBOLO CEI
Sobrecorriente direccional	67	
Direccional de neutro	67N	
Angulo de fase	78	
Recierre Automático	79	
Subfrecuencia	81U	
Sobrefrecuencia	81O	
Diferencial	87	

# APÉNDICE II.

**SEGURIDAD DEL PERSONAL  
Y  
MANIPULACIÓN DEL EQUIPO**



## 1. MANIPULACIÓN DE LOS EQUIPOS ELECTRÓNICOS <sup>2</sup>

Los movimientos normales de una persona producen fácilmente energía electrostática que pueden alcanzar miles de volts. La descarga de estas tensiones en dispositivos compuestos de semiconductores, durante la manipulación de los circuitos, puede provocar daños graves, que no siempre son visibles inmediatamente, pero que reducen la confiabilidad del circuito. Los circuitos electrónicos de los productos de AREVA T&D son inmunes a los niveles relevantes de descarga electrostática, cuando están alojados en sus cajas. No los exponga a ningún riesgo sacando inútilmente el módulo de su chasis. Cada módulo posee la mejor protección posible para sus dispositivos compuestos de semiconductores. Sin embargo, si tuviera que retirar un módulo de su chasis, se deben tomar las precauciones siguientes para preservar la amplia fiabilidad y duración de vida con los cuales ha sido diseñado y fabricado el equipo.

1. Antes de remover un módulo de su chasis, toque el chasis para equilibrar su potencial electrostático.
2. Para manipular el módulo, tómelo por su platina frontal, su marco o los bordes de la tarjeta de circuito impreso. Evitar de tocar los componentes electrónicos, el circuito impreso o los conectores.
3. No pasar el módulo a otra persona sin haberse previamente asegurado que ambos se encuentran al mismo potencial electrostático. Una forma de igualar los potenciales es estrecharse las manos.
4. Poner el módulo en una superficie antiestática o sobre una superficie eléctricamente conductora que tenga el mismo potencial que usted.
5. Almacenar o transportar el módulo, en una bolsa conductora.

Si mide los circuitos electrónicos internos de un equipo en servicio, póngase a tierra uniéndose a la caja mediante una banda conductora fija a su muñeca.

Las muñequeras deben presentar una resistencia con respecto a tierra de entre 500 k y 10M Ohms. Si no es disponible un brazaletes, deberá permanecer en contacto permanente con el chasis para evitar cualquier acumulación de energía estática. Los instrumentos utilizados para las mediciones deben ponerse a tierra en la caja cuando lo es posible.

AREVA T&D recomienda enfáticamente que las investigaciones detalladas o los trabajos de modificación sobre los circuitos electrónicos que sean necesarios, se lleven a cabo en un área de manipulación específica.

## 2. SECCIÓN DE SEGURIDAD

Para su seguridad lea cuidadosamente esta sección antes de empezar a trabajar o de realizar cualquier intervención con el equipo.

---

<sup>2</sup> “Technical Manual Numerical Distance Protection MICOM P441/P442/P443”, AREVA Versión B1.2.



## 2.1 HIGIENE Y SEGURIDAD

El propósito de las informaciones de la sección de seguridad de la documentación del producto es de asegurarse que los productos se encuentran correctamente instalados y manipulados para mantener condiciones de seguridad adecuadas. Cualquier persona directa o indirectamente afectada por la utilización de estos productos debe conocer estas consignas de seguridad.

## 2.2 EXPLICACIÓN DE SÍMBOLOS Y ETIQUETAS



### IMPORTANTE

Referente a la documentación del producto



### IMPORTANTE

Riesgo de electrocución



### PROTECCIÓN / SEGURIDAD A TIERRA



### TERMINAL FUNCIONAL DE TIERRA

NOTA: Este símbolo puede ser utilizado para la terminal protección/seguridad a tierra si esa Terminal es parte de un bloque de terminales o subensamblaje por ejemplo, la fuente de alimentación.

### 3. INSTALACIÓN, PUESTA EN SERVICIO Y MANTENIMIENTO

#### 3.1 CONEXIONES DEL EQUIPO



El personal encargado de la instalación, la puesta en servicio y el mantenimiento de este equipo debe conocer y aplicar los procedimientos de trabajo adecuados para garantizar la seguridad de utilización del equipo. Antes de instalar, poner en servicio o realizar el mantenimiento del equipo, es necesario consultar la documentación del producto.

Es posible que los bornes expuestos durante la instalación, la puesta en servicio y el mantenimiento presenten una tensión peligrosa, si no se efectúa el aislamiento eléctrico adecuado.

Si el acceso es libre en la parte trasera del equipo, el personal debe tener mucho cuidado para evitar los riesgos de electrocución, choque térmico y los peligros relacionados con la energía.

Las conexiones de tensión y de intensidad deben ser realizadas usando terminaciones prensadas aisladas para asegurarse de mantener las exigencias del aislamiento de seguridad del bloque terminal. Se debe usar el borne prensado y la herramienta adecuados para asegurarse que los hilos están correctamente terminados.

Antes de energizar el equipo, éste debe ser puesto a “tierra” mediante la toma de protección a “tierra” o la terminación adecuada del enchufe de alimentación en el caso de un equipo conectado por enchufe.

Si el equipo no es conectado a la tierra o es desconectado, esto puede resultar peligroso para la seguridad. La sección mínima recomendada para el cable de tierra es de 2,5 mm<sup>2</sup>, a menos de que sea estipulado diferentemente en la sección de los datos técnicos de la documentación del producto.

Antes de energizar el equipo, se debe controlar los siguientes elementos:

- Los valores nominales de tensión y la polaridad,
- Los valores nominales del circuito del transformador de intensidad (TC) y la integridad de las conexiones,
- La integridad de la conexión a tierra (*según el caso*)

### 4. CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO

El equipo debe funcionar dentro de límites eléctricos y ambientales específicos.

#### 4.1 CIRCUITOS TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD.

No abrir el circuito secundario de un TC vivo ya que la alta tensión producida puede ser mortal para el personal y dañar el aislamiento del equipo.

# BIBLIOGRAFÍA



- AREVA, "Technical Manual Numerical Distance Protection MICOM P441/P442/P443", Versión B1.2.
- ALSTOM, "Network Protection & Automation", Ed. ALSTOM, Francia 2002.
- CHAMORRO, Antonio, "Protecciones de Distancia", Ed. AREVA T&D-IBÉRICA, S.A., Madrid 2005.
- ALTUVE, Dr. J Hector, "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia", Ed. CFE-Departamento de Investigación CENACE", México, 1985.
- IEEE PowerSystem Relaying Committe, "Protective Relay Applications to Transmission Lines", Ed. IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, E.U.A. Agosto 1998.
- BERDY, John, "The protection of EHV Systems", Ed. "ELECTRIC UNITY SYSTEMS ENGINEERING DEPARTMENT GENERAL ELECTRIC COMPANY", New York, 2002.
- MASON, Russell C., "Art & Science of Protective Relaying" Ed. General Electric Company, Schenectady N.Y.
- HARPER, Enriquez Gilberto, "Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas" Ed. Limusa, México, 1980.
- BARRERO, González Fermín. "Sistemas de Energía Eléctrica", Ed. THOMSON, España, 2004.
- SIDHU, Tarlochan S., BALTAZAR, Sebastián David, "Curso Tutorial de Protección de Sistemas Eléctricos mediante Relevadores Microprocesados", IEEE Sección México, A.C., México, 2003.
- VIQUEIRA, Landa Jacinto, "Redes Eléctricas", Vol. I, Vol II, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, 2004.
- RAVINDRANATH, B. M. Chander, "Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores", 1ª. Edición, Ed. Limusa, México, 1980.

- HARPER, Enriquez Gilberto, "Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica", Vol. I y Vol II, Ed. Limusa, México, 1980.
- "Líneas de Transmisión", Ed. Agencia Federal de Aviación de los Estados Unidos de América. Centro Regional de Ayuda Técnica. Ed. Cultura, México, 1965.
- ZOPPETI Júdez Gaudencio, "Estaciones Transformadoras de Distribución", Ed. Gustavo Gili, México, 1982.