

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**“ANALISIS DE FALLAS EN EL SISTEMA DE
TRANSMISION DE ETECEN UTILIZANDO
REGISTRADORES ELECTRONICOS DE
EVENTOS TRANSITORIOS”**

INFORME DE INGENIERIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JUAN ERNESTO VELASQUEZ SEVILLANO

PROMOCION 1991-I

LIMA - PERU

2000

Este trabajo esta dedicado a mis padres y a mi esposa, quienes en todo momento me brindaron el apoyo necesario para concluirlo.

SUMARIO

La obligación de brindar un servicio confiable en el Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica de ETECEN, hace necesario que las desconexiones de las líneas de transmisión debido a la operación de sus sistemas de protección, sean analizadas con la finalidad de determinar si estos siguen operando en forma correcta.

En el presente estudio se explica la manera en que se realiza el análisis de fallas en el Sistema de Transmisión de ETECEN, suministrando la teoría necesaria para entender las fallas, la forma en que trabajan los equipos de protección y los registradores de eventos transitorios instalados en el Sistema de Transmisión de ETECEN.

Se concluye que el análisis de las fallas utilizando los registradores de fallas en el sistema de Transmisión de ETECEN, es de mucha importancia, pues con ello se ha logrado mejorar el comportamiento del sistema de protección de ETECEN brindando una mayor confiabilidad del suministro. Por otro lado, esta importancia se ve incrementada por la capacidad de estos equipos de operar como localizadores de falla, lo cual se refleja como un beneficio económico inmediato al ahorrar tiempo al personal de mantenimiento ante las fallas de carácter permanente, las cuales por su naturaleza necesitan ser reparadas en el menor tiempo posible.

**ANALISIS DE FALLAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISION DE ETECEN
UTILIZANDO REGISTRADORES ELECTRONICOS DE EVENTOS
TRANSITORIOS**

INDICE

	Página
PROLOGO	1
CAPITULO I	
FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	3
1.1 Introducción	3
1.2 Tipos y causas de fallas	3
1.3 Características de las fallas	5
1.3.1 Angulo de falla	5
1.3.2 Aterramiento del sistema	5
1.3.3 Resistencia de falla	6
1.3.4 Distorsión de las fases durante las fallas	6
1.4 Cálculo de fallas mediante la teoría de componentes simétricos	8
1.4.1 Componentes simétricos	8
1.4.2 Red de secuencia positiva	9
1.4.3 Red de secuencia negativa	10
1.4.4 Red de secuencia cero	12
1.4.5 Ecuaciones y conexiones de red para diversos tipos de fallas	12
CAPITULO II	
PROTECCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	21

2.1	Introducción	21
2.2	Filosofía de protección de una línea de transmisión	21
2.3	Relé de distancia	22
2.3.1	Principio de operación del relé de distancia	23
2.3.2	Aplicación del relé de distancia	24
2.3.3	Filosofía de operación del relé de distancia - Esquema PUTT	25
2.3.4	Tipos de relés de distancia	29
2.3.5	Fenómenos que afectan la operación del relé de distancia	31
2.4	Relé de reconexión automática	35
2.5	Relé direccional de tierra	35

CAPITULO III

REGISTRADOR DE EVENTOS TRANSITORIOS	37	
3.1	Introducción	37
3.2	Definición de términos	38
3.3	Descripción del sistema registrador de eventos transitorios	39
3.3.1	Estación maestra	41
3.3.2	Subestación controladora	41
3.3.3	Sistema registrador de fallas	41
3.3.4	Fuentes de alimentación	42
3.3.5	Medios de comunicación	42
3.4	Funciones que realizan el registrador de eventos transitorios y el ECIP ...	42
3.5	Descripción del hardware del registrador de eventos transitorios	43
3.5.1	TR-1640	43
3.5.2	TR-1626	45

3.6	Descripción del software del registrador de eventos transitorios	45
3.6.1	Desq View 386	45
3.6.2	TR-1625	46
3.6.3	Software de cálculos trifásicos en a.c.	49
3.6.4	Software de localización de fallas..	51
3.7	Manejo del registrador de eventos transitorios	52
3.7.1	Manejo desde el panel frontal	52
3.7.2	Manejo desde la subestación controladora	53
3.7.3	Manejo desde la estación maestra	53
3.8	Operación del registrador de eventos transitorios	54
3.8.1	Velocidad de muestreo	54
3.8.2	Medición de las señales y resolución de la conversión análoga digital	60
3.8.3	Detección del disparo	61
3.8.4	Almacenamiento de los datos muestreados y longitud del registro	62
3.8.5	Tiempos del evento	63

CAPITULO IV

SISTEMA ELECTRICO DE ETECEN	64	
4.1	Introducción	64
4.2	Descripción del sistema eléctrico de ETECEN	64
4.3	Filosofía de operación de los equipos de protección de línea	73
4.3.1	Filosofía de operación de los equipos de protección de línea “Zona A”	75
4.3.2	Filosofía de operación de los equipos de protección de línea “Zona B”	75
4.3.3	Filosofía de operación de los equipos de protección de línea “Zona C”	76
4.3.4	Filosofía de operación de los equipos de protección de línea “Zona D”	76

4.3.5	Filosofía de operación de los equipos de protección de línea “Zona E”	77
4.4	Instalación del registrador de fallas	77
4.4.1	Configuración de las entradas analógicas	78
4.4.2	Configuración de las entradas digitales	81
4.5	Problemas, diagnósticos y soluciones de tipo general ocurridos con los registradores de eventos transitorios marca RiS	83
4.5.1	Sincronización de tiempos entre registradores	83
4.5.2	Registradores en modo DISARMED debido al método de almacenamiento de registros en memoria utilizado	83
4.5.3	Errores de conexión de los circuitos de tensión y corriente	84
4.5.4	Pérdida de registros en la computadora de la Subestación controladora debido a virus informáticos	85
4.5.5	Operaciones sucesivas originadas por modificación del nivel de referencia cero de los canales analógicos	85
4.5.6	El registrador no operaba a tiempo ante fallas de alta impedancia	86
4.5.7	Mal funcionamiento del localizador de fallas por error en el ingreso de la capacitancia de línea	86
4.5.8	Mal funcionamiento del localizador de fallas y del programa de cálculos en A.C. debido a errores en los datos de la relación de transformación de corriente	87
4.5.9	Pérdida de comunicación del registrador con las computadoras de la Subestación controladora y la Estación maestra por falla del ECIP	87
4.5.10	Aparición de señales de ruido mezcladas con las ondas de tensión y corriente	87

4.5.11 Problemas, diagnósticos y soluciones de tipo particular ocurridos con los registradores de eventos transitorios marca RiS	88
---	----

CAPITULO V

ANALISIS DE FALLAS	91
5.1 Introducción	91
5.2 Análisis de falla	91
5.2.1 Identificación de las fases falladas.	91
5.2.2 Determinación del tiempo de falla.	95
5.2.3 Secuencia de operación de los equipos de maniobra	96
5.2.4 Uso del software de cálculos trifásicos en A.C.	98
5.2.5 Uso del software de cálculo de distancia a la falla	110
5.3 Aplicación a casos reales	111
5.3.1 Falla en la línea L-207 - 27 de Enero de 1998 - 10:21 horas	111
5.3.2 Falla en la línea L-232 - 09 de Enero de 1995 - 10:35 horas	115

CAPITULO VI

EVALUACION ECONOMICA	119
6.1 Introducción	119
6.2 Costo del proyecto	119
6.2.1 Costo inicial del proyecto	119
6.2.2 Costo de operación y mantenimiento de los equipos	119
6.3 Beneficios Obtenidos	120
6.3.1 Ahorros debido al análisis de falla con registrador	120
6.3.2 Ahorros debido a la localización de falla con registrador	121
6.4 Relación Beneficio/Costo	121

CONCLUSIONES	122
ANEXO A	
TEORIA DE COMPONENTES SIMETRICOS	125
ANEXO B	
CORTOCIRCUITOS	133
ANEXO C	
CALCULOS RELACION BENEFICIO/COSTO	145
BIBLIOGRAFIA	153

PROLOGO

El presente trabajo tiene como finalidad, mostrar como se analiza en ETECEN, el comportamiento del conjunto protección-interruptor ante la aparición de fallas en su sistema eléctrico, utilizando para ello los datos de tensión y corriente obtenidos durante las fallas mediante registradores electrónicos.

Se ha realizado un análisis teórico de las fallas, la descripción de los equipos de protección de línea y del registrador de eventos transitorios, la descripción del sistema de transmisión donde se encuentran instalados, la forma en que se analizan las fallas, su aplicación al sistema de ETECEN y los beneficios obtenidos con este equipo.

En el capítulo I “Teoría de Fallas”, se detalla en forma matemática el comportamiento de un sistema eléctrico ante los diferentes tipos de fallas.

En el capítulo II “Protección de Líneas de Transmisión Eléctrica”, se explica el comportamiento de los sistemas de protección existentes en un sistema de transmisión eléctrico, tales como relés de distancia y direccionales de tierra, frente a las fallas.

En el capítulo III “Registrador de Eventos Transitorios”, se hace una exposición de los principios básicos de operación del registrador de eventos transitorios, explicando además los datos que son posibles de obtener con el software asociado al registrador de eventos transitorios.

En el capítulo IV “Sistema Eléctrico de ETECEN”, se explica la configuración del

sistema eléctrico de ETECEN, realizando una descripción del sistema de transmisión y los equipos de protección y registradores instalados en sus subestaciones, describiendo además, la filosofía de operación de los equipos de protección, la forma en que han sido configurados y las señalizaciones que se pueden obtener de los mismos. Se muestra también la forma en que se han instalado los registradores de eventos transitorios en ETECEN.

En el capítulo central “Análisis de Fallas”, se indica la forma en que se analizan los datos para determinar las fases falladas, la distancia a la falla, la influencia de la falla en el comportamiento de los equipos de protección y la secuencia de operación de los equipos de maniobra, brindando ejemplos de aplicación utilizando casos de fallas reales que se han presentado en ETECEN.

En el capítulo VI “Evaluación Económica”, se concluye que el uso de los registradores de fallas en el Sistema de Transmisión de ETECEN es rentable, debido a que con los mismos, se pueden analizar las fallas en un tiempo mucho menor, del que tomaría hacerlo en un sistema eléctrico que no cuente con ellos y también porque ahorran tiempo en ubicar la distancia a la que se encuentra la falla.

CAPITULO I

FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.1 Introducción

En condiciones normales de operación (condición de estado estable), se considera que un Sistema Eléctrico de Potencia es una red trifásica perfectamente balanceada, sin embargo, cuando ocurre una falla (condición de estado transitorio), esta simetría desaparece y en su lugar aparecen tensiones y corrientes desbalanceadas. La falla trifásica es la excepción a esta regla, siendo descrita como una falla simétrica debido a que involucra por igual a las tres fases en el mismo punto.

Utilizando la teoría de componentes simétricos y el concepto de reemplazo de todas las fuentes del sistema por una fuente equivalente en el punto de falla (Teorema de Thevenin), es posible analizar estas condiciones de falla.

1.2 Tipos y causas de fallas

Las fallas son producidas por diversas causas, tales como, bajo aislamiento, rotura de conductores (por sobrecargas, vibraciones del conductor, esfuerzos físicos), cercanía de árboles, quema de caña, descargas atmosféricas, fallas de pararrayos, etc. . En la tabla 1.1 se presenta un resumen de los tipos y causas más comunes de las fallas.

Tipo	Causa
Aislamiento	Errores de diseño Fabricación inadecuada Instalación inadecuada Envejecimiento del aislamiento Contaminación
Eléctrico	Sobretensiones por descargas atmosféricas Sobretensiones de maniobra Sobretensiones dinámicas
Térmico	Falla del medio refrigerante Sobrecorriente Sobretensiones Temperatura ambiente
Mecánico	Fuerzas electrodinámicas por cortocircuitos Terremotos Impacto de objetos foráneos Hielo o nieve

Tabla 1.1 Tipos y causas más comunes de las fallas

Los cortocircuitos más frecuentes son del tipo monofásico y los menos frecuentes son del tipo trifásico, como ejemplo, en la tabla 1.2 y en la figura 1.1 se presenta un resumen de los tipos de fallas ocurridos en el sistema eléctrico de ETECEN en el año 1997.

TIPO DE FALLA	PORCENTAJE DE OCURRENCIA
MONOFASICAS	70.73%
BIFASICAS	14.63 %
BIFASICAS A TIERRA	09.76 %
TRIFASICAS	04.88 %
TOTAL	100.00 %

Tabla 1.2 Porcentaje de ocurrencia de fallas

Fallas en líneas de transmisión

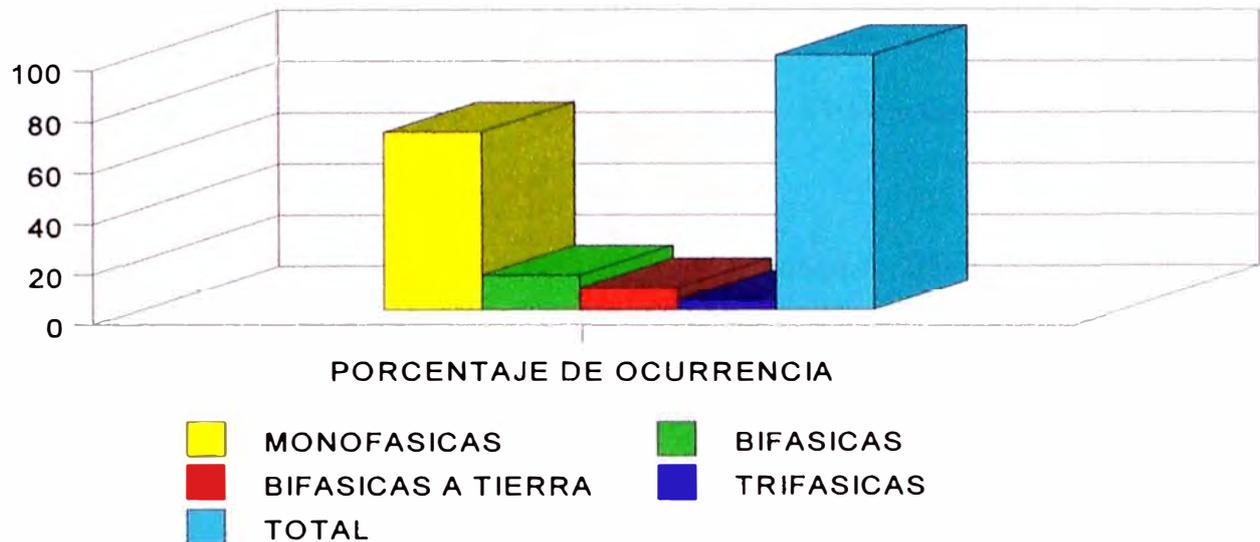


Fig. 1.1 Porcentaje de ocurrencia de fallas

1.3 Características de las fallas

1.3.1 Angulo de falla

El ángulo de la corriente de falla, para fallas fase-fase, está determinado por la naturaleza de la fuente y el circuito conectado hasta el punto de falla; para fallas monofásicas se debe considerar además, el tipo de aterramiento del sistema. Para el caso del sistema de transmisión de ETECEN, el ángulo de falla típico es de 80° en atraso.

1.3.2 Aterramiento del sistema

El tipo de aterramiento afecta la magnitud y el ángulo de las fallas a tierra. Existen tres clases de aterramiento: no aterrado (neutro aislado), aterramiento mediante impedancia (resistencia o reactancia) y puesto efectivamente a tierra (neutro sólidamente conectado a tierra), en el sistema de transmisión de ETECEN, se utiliza el neutro sólidamente a tierra.

1.3.3 Resistencia de falla

A menos que la falla fuera franca, aparecerá un arco a través del aire, cuya resistencia varía con su longitud y con su corriente de falla. Diversos estudios indican que para corrientes encima de los 100 A, la tensión a través del arco se mantiene casi constante en un promedio de 1,440 V/m.

La resistencia de arco no es un factor importante en fallas fase-fase, pero si lo es para fallas a tierra, debido a los grandes arcos que pueden ocurrir para estos casos.

1.3.4 Distorsión de las fases durante las fallas

Los diagramas fasoriales mostrados en la figura 1.2, ilustran el efecto que producen las fallas en las tensiones y corrientes de un sistema de potencia puesto efectivamente a tierra. En todos los casos, el triángulo con líneas punteadas representa las tensiones en la fuente (el generador) y el triángulo con líneas sólidas representa las tensiones en el punto de falla. La tensión entre el punto de falla y la fuente estará entre estos límites.

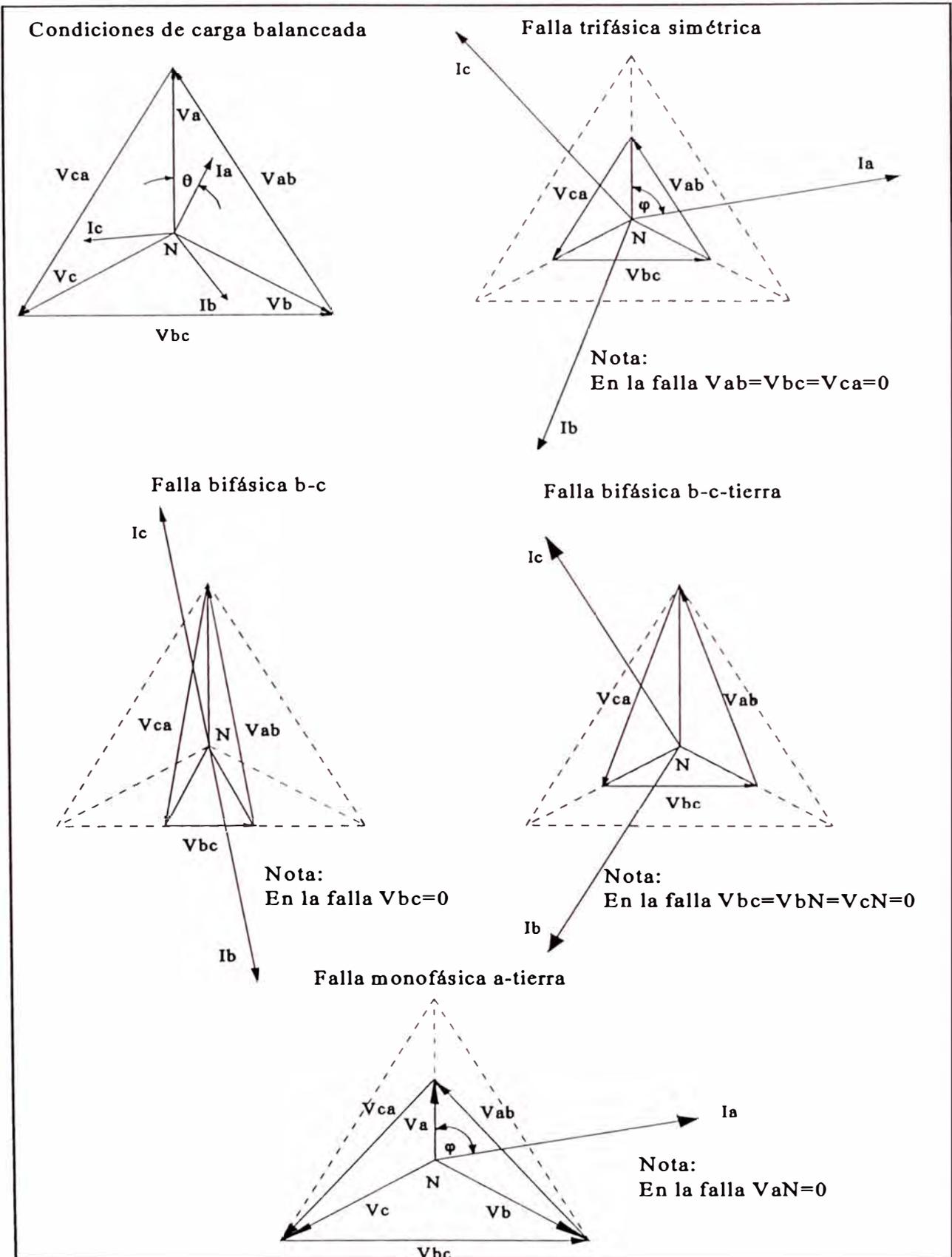


Fig. 1.2 Diagramas fasoriales para diversos tipos de fallas en un sistema de potencia con neutro sólidamente a tierra

1.4 Cálculo de fallas mediante la teoría de componentes simétricos

En este subcapítulo se realizan los cálculos de la corriente de falla para fallas monofásicas a tierra, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas, el método de cálculo se basa en los componentes simétricos de las impedancias del sistema.

1.4.1 Componentes simétricos

Cualquier sistema de corrientes o tensiones trifásicos desbalanceados puede ser expresado como una combinación lineal de tres componentes de secuencia simétricos: La secuencia positiva, la secuencia negativa y la secuencia cero (ver el anexo A sobre componentes simétricos), las ecuaciones para realizar esas transformaciones son:

Ecuaciones para componer un sistema trifásico a partir de sus componentes simétricos.

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \\ V_c &= a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} \end{aligned} \quad (\text{A.3})$$

Ecuaciones para descomponer un sistema trifásico en sus componentes simétricos

$$\begin{aligned} V_{a0} &= \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \\ V_{a1} &= \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \\ V_{a2} &= \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

1.4.2 Red de secuencia positiva

En condiciones normales de operación sólo existen tensiones y corrientes de secuencia positiva en el sistema por lo que la red de impedancia también será de secuencia positiva.

Cuando ocurre una falla la corriente en la rama fallada cambia de 0 a I_1 y la tensión de secuencia positiva en la falla cambia de V a V_1 ; si reemplazamos la rama fallada por una fuente igual al cambio de tensión y si cortocircuitamos las otras fuentes en el sistema, obtendremos una corriente ΔI que circulará en el sistema, así tendremos:

$$\Delta I = \frac{(V - V_1)}{Z_1} \quad (1.1)$$

Donde Z_1 es la impedancia de secuencia positiva del sistema vista desde el punto de falla. Como antes que ocurriera la falla no existía ninguna corriente en el punto de falla se concluye que I_1 la corriente de falla que circula en el sistema debe ser igual a $-\Delta I$, por lo tanto:

$$V_1 = V - I_1 Z_1 \quad (1.2)$$

Es la relación entre las tensiones y corrientes de secuencia positiva en la rama fallada durante una falla.

En la fig. 1.3, se muestra un pequeño sistema, las caídas de tensión $I_1' Z_1'$ e $I_1'' Z_1''$ son iguales a $(V - V_1)$, donde I_1' e I_1'' son las corrientes que ingresan a la falla por la izquierda y derecha respectivamente y Z_1' y Z_1'' son las impedancias totales del

sistema vistas de cada lado de la rama fallada. La tensión V usualmente es igual a la tensión de circuito abierto en el sistema y por lo general $V \approx E' \approx E''$. Por lo tanto la tensión de secuencia positiva debido a la falla es mayor en la fuente, tal como se muestra en el diagrama de gradiente.

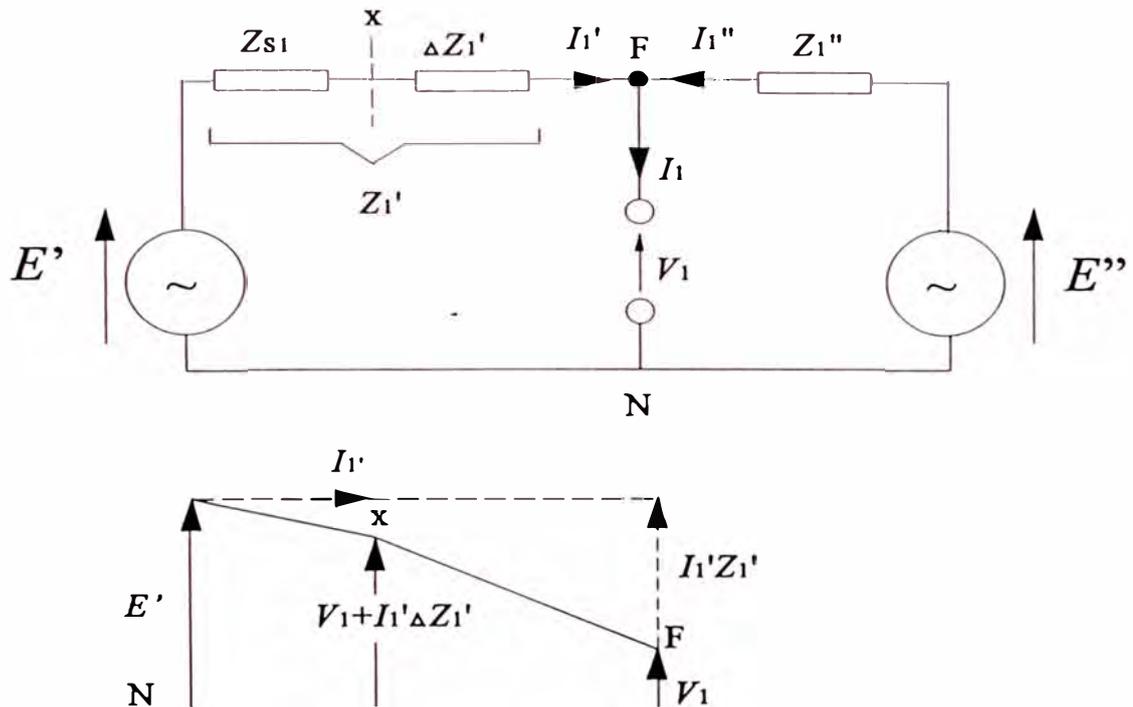


Fig. 1.3 Diagrama y gradiente de secuencia positiva de un sistema con una falla en el punto F

1.4.3 Red de secuencia negativa

Considerando que en condiciones normales del sistema solo puede haber cantidades de secuencia positiva, entonces las cantidades de secuencia negativa sólo pueden existir durante una falla desbalanceada.

Como las cantidades de secuencia negativa no están presentes en las ramas falladas antes de la falla, entonces cuando esta ocurra el cambio de tensión será V_2 y la corriente resultante I_2 que fluye de la red hacia la falla será:

$$I_2 = - \frac{(V_2)}{Z_2} \quad (1.3)$$

$$V_2 = - I_2 Z_2$$

Las impedancias en la red de secuencia negativa generalmente son iguales a las de la red de secuencia positiva.

El diagrama de secuencia negativa mostrado en la fig. 1.4, es similar al diagrama de secuencia positiva con dos diferencias importantes, en primer lugar no existen fuentes antes de la falla y en segundo lugar la tensión de secuencia negativa V_2 es mayor en el punto de falla.

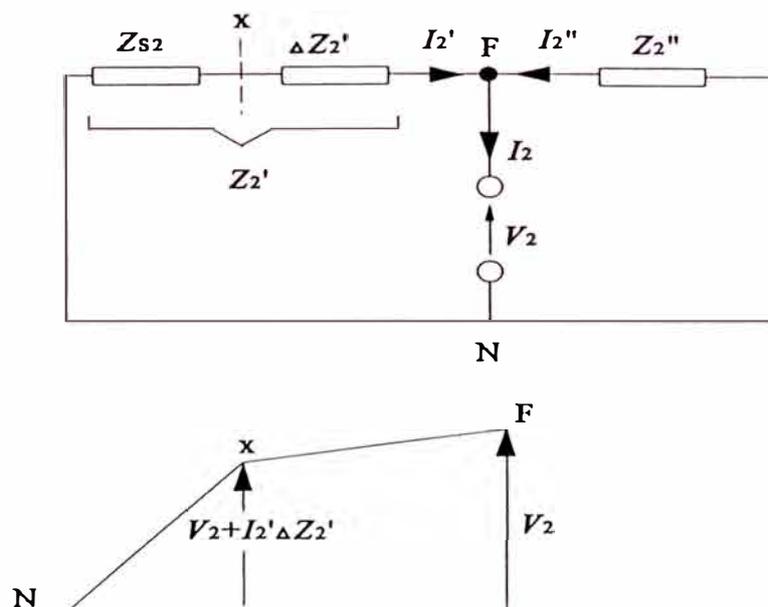


Fig. 1.4 Diagrama y gradiente de secuencia negativa de un sistema con una falla en el punto F

1.4.4 Red de secuencia cero

Las mismas relaciones entre tensiones y corrientes que se aplican en la red de secuencia negativa durante una falla también son aplicadas a la red de secuencia cero, así:

$$V_0 = - I_0 Z_0 \quad (1.4)$$

También el diagrama de secuencia cero es similar al mostrado en la fig. 1.4 cuando se sustituye I_2 por I_0 .

Las corrientes y las tensiones en la red de secuencia cero son cofasales, esto significa que todas tienen el mismo ángulo de fase, por lo que para una corriente de secuencia cero fluya en un sistema debe existir una conexión de retorno ya sea a través de un conductor neutro o por tierra. Por otro lado generalmente $Z_1 \neq Z_0$ y el valor de Z_0 varía de acuerdo al tipo de instalación, el arreglo de los devanados y el método de aterramiento.

1.4.5 Ecuaciones y conexiones de red para diversos tipos de fallas

Los más importantes tipos de fallas son los siguientes:

- a) Falla monofásica a tierra
- b) Falla bifásica
- c) Falla bifásica a tierra
- d) Falla trifásica (con o sin tierra)

Determinando las condiciones que experimentan las tensiones y corrientes en el punto de falla es posible definir los diferentes tipos de falla mediante la conexión de las

redes de secuencia de tal manera que se represente la condición de falla.

Debe notarse que para cualquier tipo de falla existirán tres ecuaciones las cuales definirán las condiciones de falla.

Todas las tensiones y corrientes son valores fase-neutro en el punto de falla, se asume que no hay corriente de carga y que la falla se realiza a través de una impedancia de valor cero, si se quieren realizar los cálculos considerando una impedancia de falla distinta de cero se debe tomar en cuenta cuando se escriban las ecuaciones; por ejemplo: para una falla monofásica a tierra a través de una impedancia de falla Z_f las condiciones de falla vendrían dadas por:

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

$$V_a = I_a Z_f$$

1.4.5.1 Falla monofásica a tierra (A - E)

Condiciones de falla :

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0 \quad (1.5)$$

$$V_a = 0$$

Considerando una falla definida por la ecuación 1.5 y utilizando la ecuación A.8 para obtener sus componentes simétricos tendremos:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1}{3} I_a \quad (1.6)$$

$$V_1 = -(V_2 + V_0) \quad (1.7)$$

Sustituyendo V_1 , V_2 y V_0 de las ecuaciones 1.2, 1.3 y 1.4 en la ecuación 1.7.

$$V - I_1 Z_1 = I_2 Z_2 + I_0 Z_0$$

Pero de la ecuación 1.6 $I_1 = I_2 = I_0$ por lo que:

$$V = I_1 (Z_1 + Z_2 + Z_0) \quad (1.8)$$

Las restricciones impuestas por la ecuación 1.8 indican que el circuito equivalente para una falla monofásica puede ser obtenido mediante la conexión en serie de las redes de secuencia tal como se muestra en la fig. 1.5

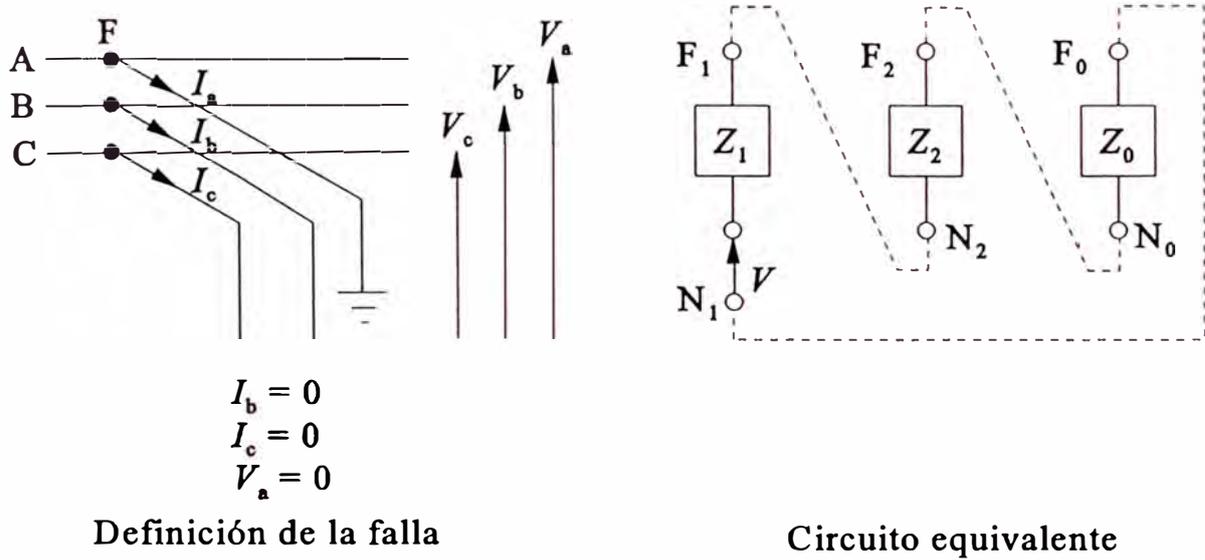


Fig. 1.5 Falla monofásica a tierra (A-Tierra)

1.4.5.2 Falla bifásica (B - C)

Condiciones de falla :

$$\begin{aligned} I_a &= 0 \\ I_b &= -I_c \\ V_b &= V_c \end{aligned} \quad (1.9)$$

De la ecuación 1.9 y utilizando la ecuación A.8 tendremos:

$$I_1 = -I_2 \quad (1.10)$$

$$I_0 = 0 \quad (1.11)$$

$$V_1 = V_2 \quad (1.12)$$

De las ecuaciones de red 1.2 y 1.3 la ecuación 1.12 puede reescribirse:

$$V = I_1 Z_1 - I_2 Z_2$$

Y sustituyendo I_1 por I_2 según la ecuación 1.10 obtendremos:

$$V = I_1 (Z_1 + Z_2) \quad (1.13)$$

Las restricciones impuestas por las ecuaciones 1.11 y 1.13 indican que en el circuito equivalente de una falla bifásica no existe conexión con la red de secuencia cero

y que las redes de secuencia positiva y negativa deben conectarse en paralelo tal como se muestra en la fig. 1.6.

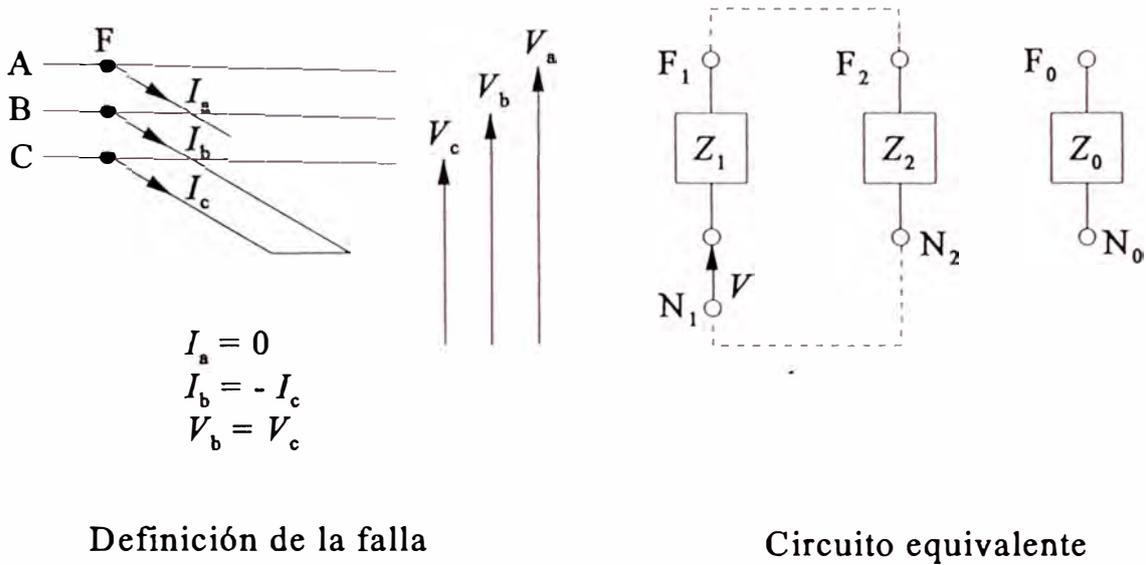


Fig. 1.6 Falla bifásica (B-C)

1.4.5.3 Falla bifásica a tierra (B - C - E)

Condiciones de falla :

$$\begin{aligned}
 I_a &= 0 \\
 V_b &= 0 \\
 V_c &= 0
 \end{aligned}
 \tag{1.14}$$

En forma similar a las anteriores descomponiendo las ecuaciones 1.14 en sus componentes simétricos mediante la ecuación A.8 tenemos,

$$I_1 = - (I_2 + I_0)
 \tag{1.15}$$

Y

$$V_1 = V_2 = V_0 \quad (1.16)$$

Sustituyendo los valores de V_2 y V_0 de las ecuaciones de red 1.3 y 1.4 en 1.16.

$$I_2 Z_2 = I_0 Z_0$$

Y reemplazando en 1.15

$$I_0 = - \frac{Z_2 I_1}{Z_0 + Z_2} \quad (1.17)$$

$$I_2 = - \frac{Z_0 I_1}{Z_0 + Z_2} \quad (1.18)$$

Ahora igualando V_1 y V_2 y utilizando la ecuación 1.2,

$$V - I_1 Z_1 = - I_2 Z_2$$

ó

$$V = I_1 Z_1 - I_2 Z_2$$

Sustituyendo I_2 de la ecuación 1.18,

$$V = \left[Z_1 + \frac{Z_0 Z_2}{Z_0 + Z_2} \right] I_1$$

Asumiendo que la falla incluye tierra, entonces de la ecuación 1.20 y A.8 se llega

a:

$$\begin{aligned} V_0 &= V_a \\ V_1 &= 0 \\ V_2 &= 0 \end{aligned} \quad (1.21)$$

e

$$I_0 = 0 \quad (1.22)$$

Sustituyendo $V_2 = 0$ en la ecuación 1.3 resulta:

$$I_2 = 0 \quad (1.23)$$

Y reemplazando $V_1 = 0$ en 1.2

$$\begin{aligned} 0 &= V - I_1 Z_1 \\ V &= I_1 Z_1 \end{aligned} \quad (1.24)$$

Además dado que en la ecuación 1.22 $I_0 = 0$ se deduce de la ecuación 1.4 que $V_0 = 0$ cuando Z_0 es finito. La conexión de secuencia equivalente para una falla trifásica es representada solo por la red de secuencia positiva tal como se muestra en la fig. 1.8.

CAPITULO II PROTECCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

2.1 Introducción

Como se explicó en el capítulo 1, un sistema eléctrico de potencia está expuesto a fallas (cortocircuitos), las cuales, son extremadamente peligrosas debido a que las mismas producen cambios repentinos y violentos en la operación del sistema, las corrientes que circulan hacia la falla pueden causar incendios en el punto de falla y daños mecánicos en todo el sistema, especialmente a los devanados de los generadores y transformadores. Si la zona fallada es desconectada en forma rápida entonces se minimizarán los daños y perturbaciones ocasionados al sistema. Esta desconexión es ordenada por el sistema de protección el cual al detectar la falla envía la orden de abrir al o los interruptores asociados al circuito en falla.

En este capítulo describiremos el sistema de protección de una línea de transmisión y los problemas que pueden ocurrir en la detección de las fallas

2.2 Filosofía de protección de una línea de transmisión

Cuando se produce una falla en una línea de transmisión ésta debe desconectarse de los generadores con la finalidad de eliminar las fuentes que alimentan al cortocircuito y de esta manera provocar que la falla se extinga. En el caso de que la línea tenga generación en ambos extremos es necesario que ambos sean desconectados, como en la mayoría de casos la falla producida no es permanente, es conveniente que en estas circunstancias la línea de transmisión se vuelva a conectar luego de un pequeño intervalo

de tiempo (del orden de milisegundos) necesario para que se des-ionice el aire en el punto de falla.

Si la falla fuera transitoria, tal como ocurre en el caso de descargas atmosféricas, al reconectar la línea la falla habrá desaparecido y la línea seguirá transportando energía eléctrica en forma normal.

Si la falla fuera permanente, tal como ocurre en el caso de conductores caídos, al reconectar la línea, nuevamente encontrará la falla volviendo a desconectar la línea, pero esta vez en forma definitiva; bajo estas condiciones es conveniente que la línea de transmisión quede fuera de servicio para su inspección.

Puede presentarse el caso, en que la falla no se encuentra en la línea de transmisión protegida sino en un circuito vecino; si esto ocurriera la línea no debería desconectarse del sistema a menos que la falla dure demasiado tiempo, lo cual indicaría que la falla no fue eliminada apropiadamente en el circuito donde se produjo, debiendo desconectar la línea no fallada para eliminar la falla.

Esta forma de operación es lograda mediante los equipos de protección de línea los cuales básicamente están compuestos por relés de distancia, de reconexión y direccional de tierra.

2.3 Relé de distancia

Se conoce con este nombre a una familia de relés que mediante la comparación de las tensiones y corrientes provenientes de una línea de transmisión pueden determinar si la falla está en la línea o fuera de ella; esto es posible debido a que existe una relación entre las tensiones y corrientes y la impedancia de la línea y al ser esta última una medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de transmisión, origina el nombre dado a este grupo de relés.

En forma más general el término “relé de distancia” se aplica a los relés que operan cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito protegido varía fuera de límites prefijados.

2.3.1 Principio de operación del relé de distancia

Para explicar el principio de operación del relé de distancia podemos remitirnos a la figura 2.1 (b) en la cual se muestra una varilla horizontal con un pivote en el centro, un contacto de operación (el cual al cerrar provoca la desconexión de la línea), una bobina accionada por tensión en un extremo y una bobina accionada por corriente en el otro, las bobinas han sido conectadas a una línea de transmisión a través de un transformador de tensión y otro de corriente respectivamente; tal como se muestra en la figura 2.1 (a), de tal manera que los valores obtenidos sean proporcionales a los existentes en la línea.

Supongamos que ocurre una falla franca en la línea a una distancia $nZ_L \Omega$ del relé, dado que la tensión en el punto de falla es cero, la tensión V_R en el relé será igual a la caída de tensión $I_R nZ_L$.

La tensión V_R provoca que la bobina de tensión desarrolle una fuerza magnética que atrae el extremo izquierdo de la varilla provocando que el contacto de operación se abra, a su vez la corriente I_R provoca que la bobina de corriente desarrolle una fuerza magnética que atrae el extremo derecho de la varilla provocando que el contacto de operación se cierre. Por esta razón se conoce a la tensión como la fuerza de restricción V_R y a la corriente como la fuerza de operación I_R .

Si para la falla en mención, la fuerza de operación I_R es ajustada igual a la fuerza de restricción V_R , la varilla estará equilibrada y permanecerá en posición horizontal, lo cual quiere decir que el punto de equilibrio estará dado a la distancia $nZ_L \Omega$ del relé,

esto es:

$$\frac{V_R}{I_R} = \frac{I_R n Z_L}{I_R} = n Z_L \quad (2.1)$$

Si ocurriera una falla entre el relé y la distancia nZ_L , es decir a $(nZ_L - \Delta Z_L)$ Ω del relé, entonces la fuerza de restricción $I_R(nZ_L - \Delta Z_L)$ Ω será menor que la fuerza de operación I_R dando como resultado que la varilla se incline al extremo derecho cerrando el contacto. Si la falla estuviera mas allá de la distancia nZ_L es decir a $(nZ_L + \Delta Z_L)$ Ω del relé, la fuerza de restricción V_R será mayor que la fuerza de operación I_R y la varilla se inclinará al extremo izquierdo y el contacto no cerrará.

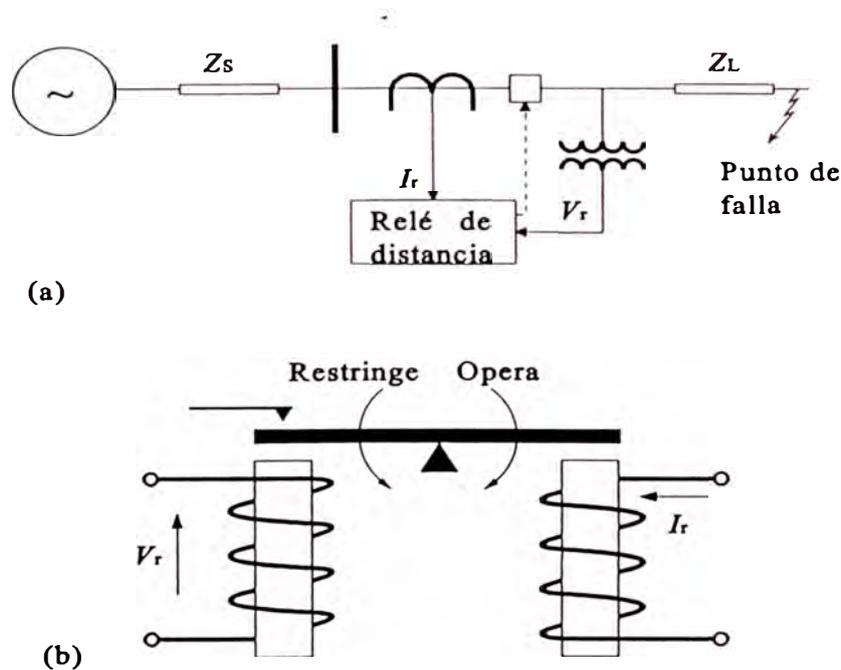


Fig. 2.1 Principio de operación de un relé de distancia

2.3.2 Aplicación del relé de distancia

La mayor ventaja del relé de distancia radica en que su zona de operación sólo es función de la impedancia de la línea protegida, la cual es una constante fija y es relativamente independiente de las magnitudes de tensión y corriente tal como se deduce

de la fórmula 2.1. De esta manera el relé de distancia puede usarse para proteger una zona fija.

Una línea de transmisión en un sistema de potencia puede representarse como se muestra en la figura 2.2 (a). En esta figura Z_L es la impedancia de la línea a ser protegida desde la barra G hasta la barra H, Z_S es la impedancia fuente equivalente hasta la barra G y Z_U es la impedancia fuente equivalente hasta la barra H.

Con propósitos didácticos consideraremos que el relé de distancia está ubicado en la barra G, entonces se puede dibujar el sistema en un diagrama de impedancias R-X (donde R representa la parte resistiva y X la parte reactiva), tal como se muestra en la figura 2.2 (b).

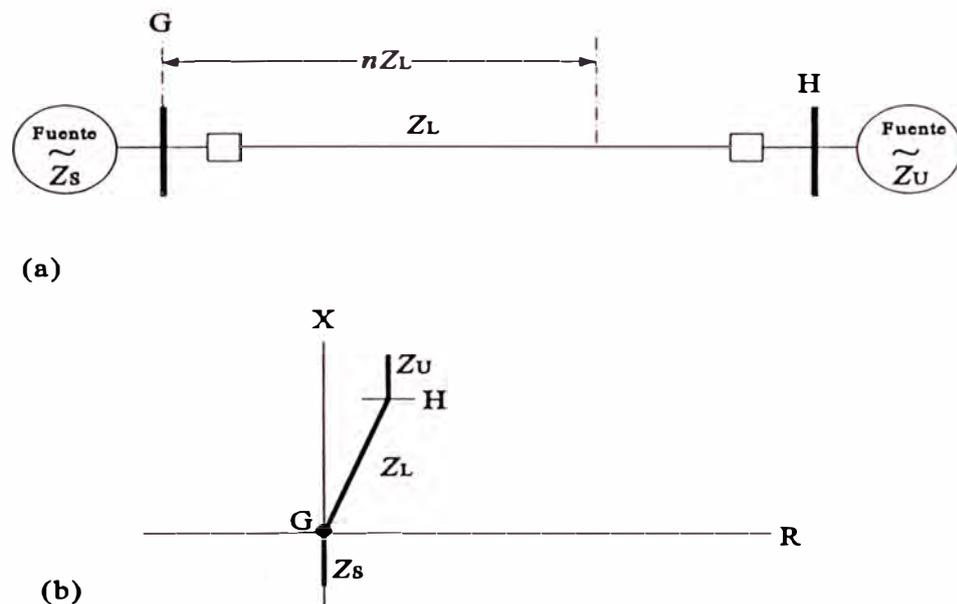


Fig. 2.2 Representación de la línea y el diagrama R-X

2.3.3 Filosofía de operación del relé de distancia - Esquema PUTT

Se conoce como filosofía de operación de un sistema de protección a la forma en que este se comporta ante la ocurrencia de una falla. Para el caso del relé de distancia pueden utilizarse diversos esquemas de operación cuya implementación depende de las

características del sistema a proteger y de la cantidad de recursos que se quiera invertir.

En esta sección se explicará como funciona el esquema de **Subalcance con Transferencia de Disparo Permisivo** (también conocido por sus siglas en inglés como PUTT), ya que es el esquema que está implementado en la mayoría de líneas del Sistema de Transmisión de ETECEN.

En este esquema el cálculo del ajuste de los relés de distancia se realiza en función de las impedancias de secuencia positiva y cero de la línea, estas impedancias o las distancias correspondientes son conocidas como “alcances” del relé, las cuales definen los límites máximos (al ángulo de línea) de las zonas de operación del mismo.

La práctica consiste en ajustar el alcance de la primera zona del relé entre 80% y 90% de la longitud de la línea. El tiempo de operación de esta zona se dice que es “instantáneo” pero puede variar entre 8 ms y 40 ms según el tipo de relé que se utilice y la distancia a la falla .

El alcance de la segunda zona se ajusta para proporcionar protección al resto de la línea que no ha sido incluida en el ajuste de la primera zona y debe considerar además los efectos de la resistencia de falla, las fuentes de corriente intermedias, los errores de parámetros de la línea, los errores de los transformadores de corriente y tensión y los errores del relé. Se acostumbra ajustar la segunda zona al 100% de la línea protegida más aproximadamente 50% de la sección de línea adyacente más corta. El tiempo de operación de la segunda zona se dice que es “temporizado” y su valor oscila entre 400 ms y 600 ms.

La tercera zona es una protección de respaldo de las líneas adyacentes y se ajusta al 100% de la línea protegida más el 100% de la línea más larga más aproximadamente el 25% de la línea más corta. El tiempo de operación de la tercera zona también es

”temporizado” y su valor oscila entre 800 ms y 1200 ms.

En la fig. 2.3a se presenta un ejemplo de los alcances de las zonas de protección de un relé de distancia y como puede observarse la primera zona protege gran parte de la línea en forma “instantánea”, sin embargo el resto de la línea estará expuesta a la falla durante el tiempo que demoren en operar la segunda o tercera zona (entre 400 y 1200 milisegundos).

Para proteger esta parte de línea en forma “instantánea” el relé de distancia produce un disparo “instantáneo” al recibir una señal enviada por el relé del extremo opuesto (la cual es transmitida comúnmente a través del sistema de onda portadora), siempre y cuando la zona 2 (en algunos casos la zona 3) del relé a acelerar esté detectando la falla.

En la fig. 2.3b se presenta un esquema simplificado de la lógica de operación del esquema PUTT.

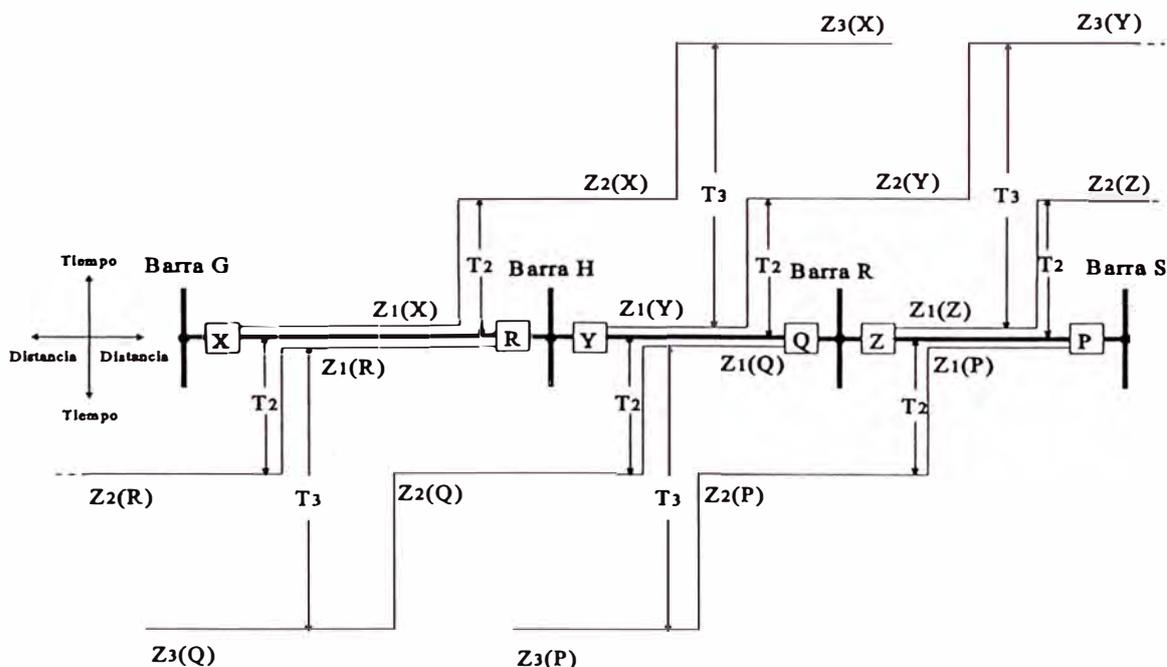


Fig. 2.3a Zonas de operación de la protección de distancia

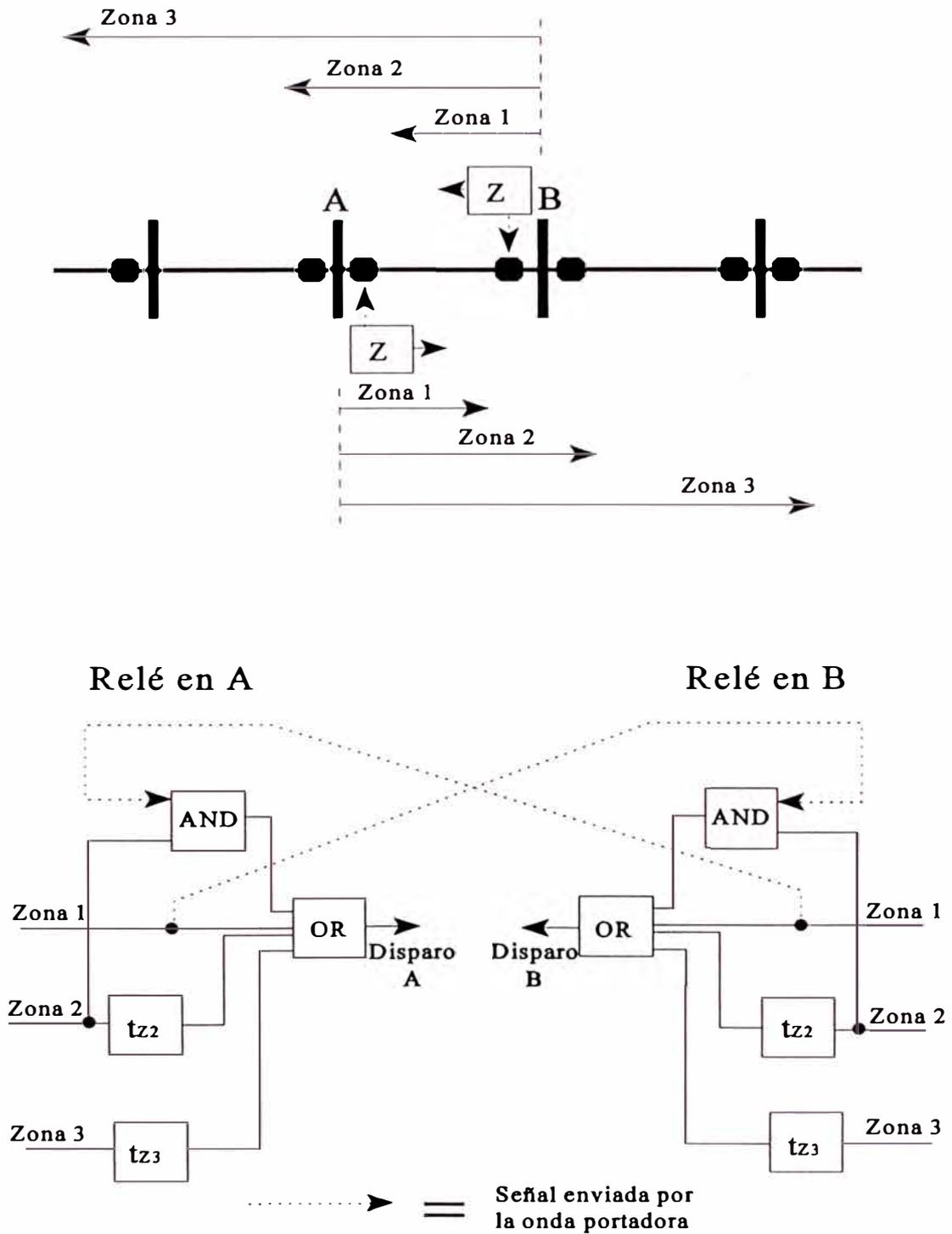


Fig. 2.3b Lógica de operación del esquema PUTT

2.3.4 Tipos de relés de distancia

Existen diversos tipos de relés de distancia cada uno de los cuales tiene una aplicación de acuerdo a sus características de funcionamiento y al sistema de transmisión en el que se aplica. Entre los más conocidos tenemos:

- Relé de distancia tipo impedancia
- Relé de distancia tipo admitancia o mho
- Relé de distancia tipo reactancia
- Relé de distancia tipo poligonal

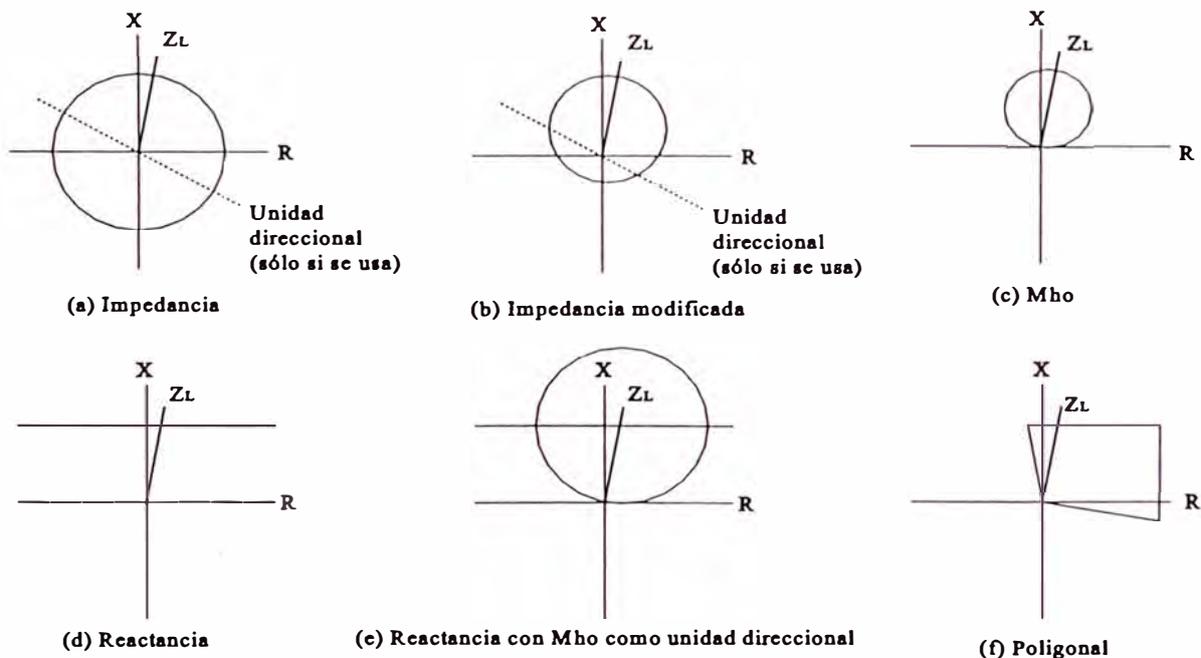


Fig. 2.4 Tipos de relés de distancia

2.3.4.1 Relé de distancia tipo impedancia

Este es un relé en el cual el par producido por el elemento de corriente (fuerza de operación I_R) está equilibrado con el par producido por el elemento de tensión (fuerza de restricción V_R), es decir un relé de impedancia está en el límite de funcionamiento a

un valor constante prefijado de la relación V_R a I_R la cual puede expresarse como una impedancia. La característica de funcionamiento de este relé se muestra en la figura 2.4 (a) en el cual se representa un círculo con centro en el origen del eje de coordenadas R-X y con radio igual a la impedancia Z a proteger, el relé sólo operará para valores de impedancia menores a Z (interior del círculo). Se debe notar que este relé no posee direccionalidad es decir operará siempre que existan fallas sin importar si están sobre la línea o detrás de ella, es por esa razón que para utilizarlo como protección de líneas de transmisión se le coloca una unidad direccional en serie con el circuito de operación (representada por una recta con líneas punteadas en el mismo dibujo).

Existe una variante de este relé al cual se le conoce como tipo impedancia modificado en el cual la característica de funcionamiento se desplaza del origen tal como se muestra en la fig. 2.4 (b).

2.3.4.2 Relé de distancia tipo admitancia o mho

Es un relé direccional con tensión de retención el cual sigue una característica circular que pasa por el origen del eje de coordenadas R-X y que es prácticamente independiente de la tensión o la corriente, es decir sólo depende de la impedancia y del ángulo de máximo torque prefijados. Su característica de funcionamiento se muestra en la fig. 2.4 (c), el relé sólo funciona para valores de impedancia que estén dentro del círculo y como el mismo se encuentra sobre la característica de la línea protegida se dice que posee direccionalidad, es decir detecta fallas en dirección de la línea.

2.3.4.3 Relé de distancia tipo reactancia

Es un relé de sobrecorriente con retención direccional, donde el elemento direccional está diseñado para desarrollar su par máximo cuando la corriente se atrasa

90° de la tensión. En la fig. 2.4 (d) se muestra su característica de funcionamiento donde se observa que la misma es una línea recta paralela al eje de las R por encima de la cual el relé no operará, siendo de esta manera sensible sólo a la parte reactiva de la impedancia medida.

Debe notarse que el relé operará inclusive para valores de reactancia negativos por lo que es necesario colocarle una unidad direccional de tipo mho la cual restringe los valores medidos a los que están en la dirección de la línea protegida tal como se muestra en la fig. 2.4 (e), con esto los valores de operación del relé estarán dentro de la región formada por la intersección de las características de reactancia y mho .

2.3.4.4 Relé de distancia tipo poligonal

Son relés que tienen su característica de funcionamiento en forma de polígono (por lo general es un cuadrilátero) tomando como límites la máxima resistencia de falla y la reactancia de la línea a proteger, en la fig. 2.4 (f) se muestra la característica de funcionamiento de este tipo de relés.

2.3.5 Fenómenos que afectan la operación del relé de distancia

La teoría de operación para el relé de distancia ha sido realizada para un sistema ideal en el cual la impedancia de falla es proporcional a la distancia de falla y donde además la línea protegida está sola entre dos fuentes con generadores ideales, sin embargo en condiciones reales de operación el funcionamiento del relé de distancia se ve influenciado por la configuración del sistema, características de la falla, u oscilaciones del sistema, tal como se explica a continuación.

2.3.5.1 Fuentes de corriente intermedias

Una fuente de corriente intermedia es una fuente de corriente de cortocircuito entre la ubicación del relé de distancia y una falla. Si nos referimos a la fig. 2.5 veremos que

la impedancia de falla que debe medir el relé es $Z_A + Z_B$, pero cuando fluye la corriente intermedia I_2 , la impedancia que se presenta al relé de distancia es $Z_A + Z_B + (I_2/I_1)Z_B$.

En otras palabras el efecto de la fuente de corriente intermedia hace que la falla parezca estar más alejada.

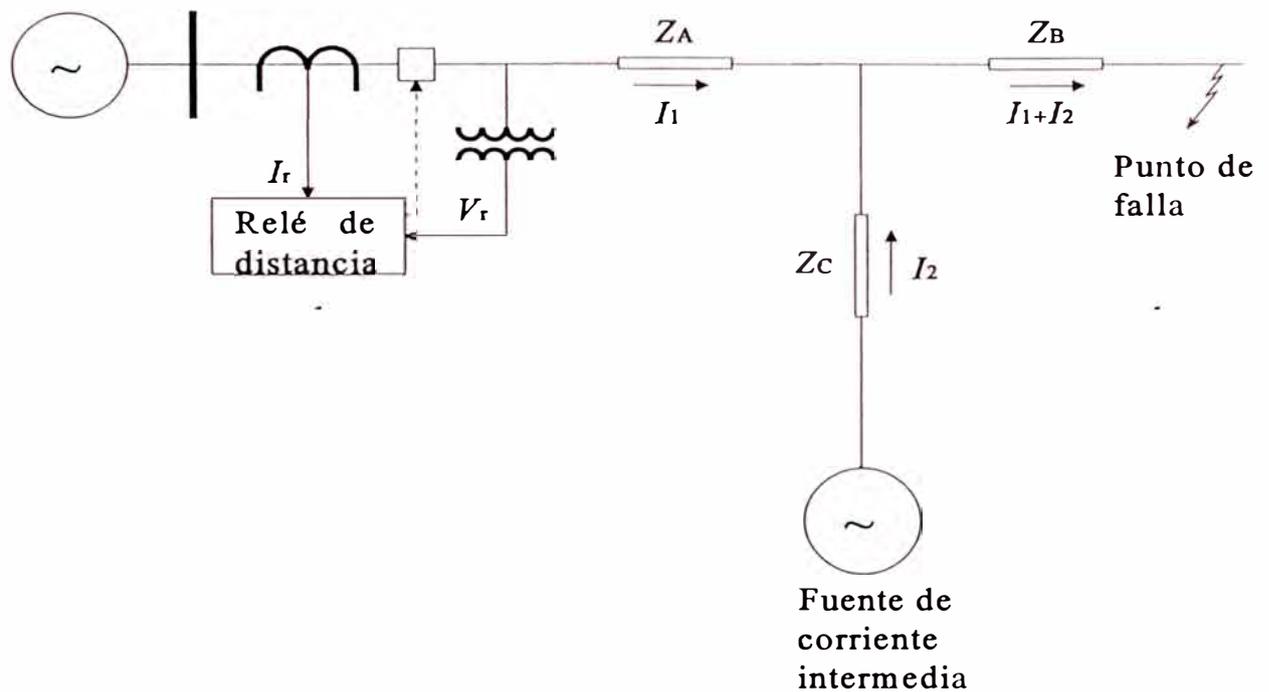


Fig. 2.5 Efecto de la fuente de corriente intermedia

2.3.5.2 Resistencia de falla

Durante una falla a tierra aparte de la impedancia de la línea existe además un conjunto de resistencias las cuales son la resistencia de pie de torre, la resistencia de retorno por tierra y la resistencia de arco.

El efecto de las mismas es desplazar la impedancia en la dirección positiva del eje de las R tal como se muestra en la fig. 2.6. Esto hace que el punto de falla salga fuera de la zona de operación del relé haciendo que opere en forma inadecuada.

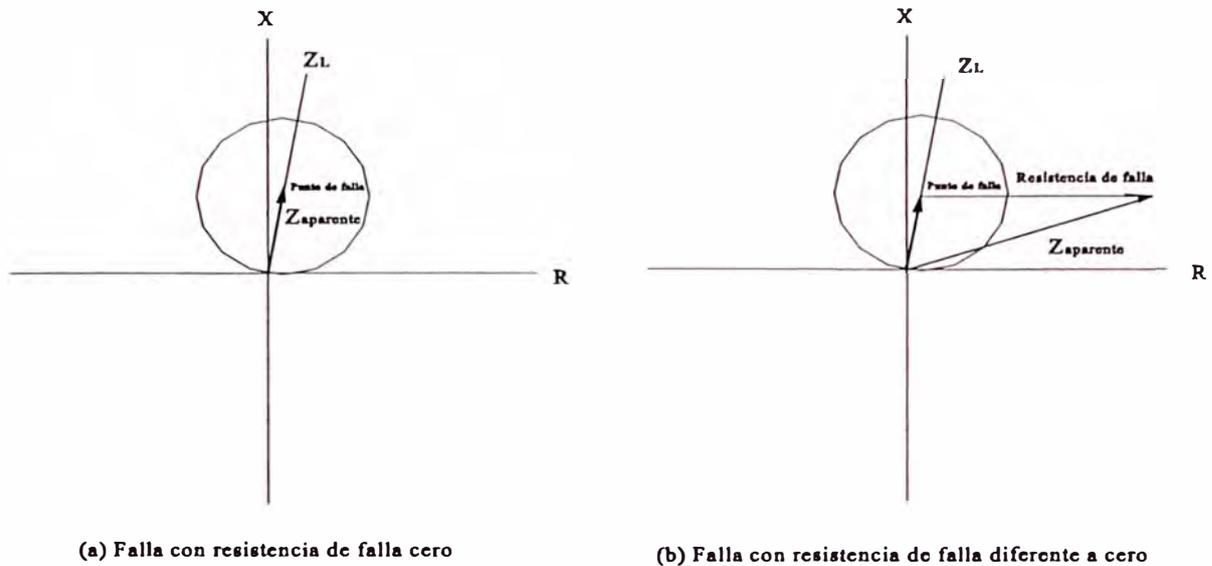


Fig. 2.6 Efecto de la resistencia de falla

2.3.5.3 Impedancia mutua de secuencia cero

La inducción mutua de una línea paralela afecta el alcance de los relés de distancia ante fallas monofásicas.

Cuando la corriente de la línea paralela circula en la misma dirección que la corriente de falla el efecto de la inducción mutua aumenta el valor de impedancia que “mira” el relé y en consecuencia la falla parece estar más alejada.

Cuando la corriente de la línea paralela circula en dirección opuesta a la corriente de falla el efecto de la inducción mutua disminuye el valor de impedancia que “mira” el relé y en consecuencia la falla aparenta estar más cercana.

2.3.5.4 Barra con alimentación débil

Es una barra cuya fuente no suministra suficiente corriente para que operen los relés de protección de distancia para fallas en la línea. Esta situación puede ocurrir para

fallas fase-fase (secuencia positiva), monofásicas (secuencia cero) o ambas. La barra puede ser débil sólo durante algunos periodos de operación y ser fuerte o tener sólo carga en otros.

2.3.5.5 Oscilación de potencia

Se conoce con este nombre a la oscilación que se presenta entre las máquinas síncronas de un mismo sistema debido a cambios en la carga, maniobras de equipos o fallas la cual en algunos casos es lo suficientemente severa como para causar que las máquinas pierdan el sincronismo.

Este fenómeno se presenta en las tres fases simultáneamente y hace que las amplitudes de tensión y corriente aumenten y disminuyan en forma periódica. La impedancia resultante puede entrar en la zona de operación del relé de distancia simulando ser una impedancia de falla tal como se ilustra en la fig. 2.7, lo cual produciría el disparo del interruptor.

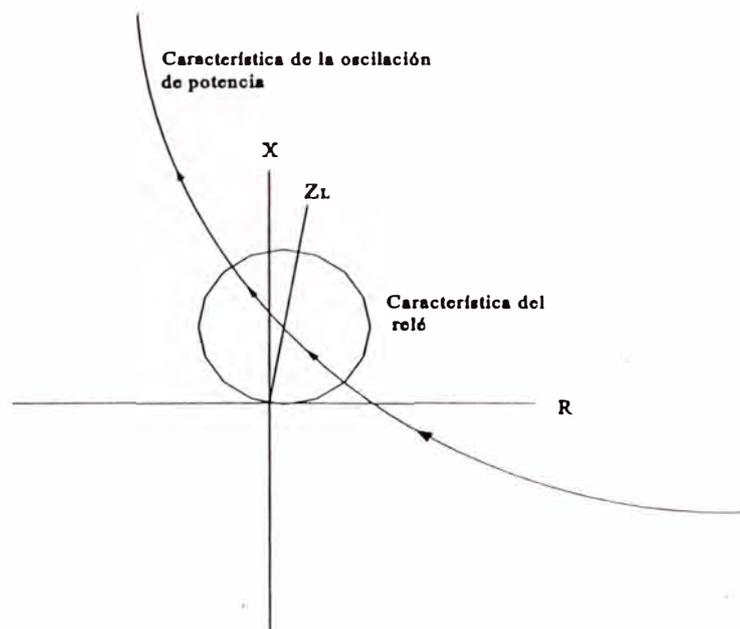


Fig. 2.7 Efecto de la oscilación de potencia

2.4 Relé de reconexión automática

Es un relé que funciona en coordinación con el o los relés de distancia ordenando el cierre del interruptor aproximadamente unos 400 ms después que el relé de distancia envió la orden de abrir el interruptor (este proceso es conocido como recierre), con la finalidad de que si la falla ha sido eliminada el sistema recupere sus condiciones normales de operación.

Por lo general las líneas protegidas por relés de distancia interconectan fuentes de generación, en consecuencia el problema que surge es asegurarse de que ambos extremos estén en sincronismo antes del recierre, si el recierre es monofásico esto queda resuelto debido a que sincronismo se conserva por las otras dos fases que todavía siguen unidas. Si en el momento de la reconexión la falla persiste entonces el relé de distancia manda abrir las tres fases del interruptor sin opción a un nuevo recierre.

2.5 Relé direccional de tierra

Es un relé de sobrecorriente a tierra con característica direccional el cual se considera un complemento de la protección de distancia para fallas monofásicas con corrientes muy pequeñas o resistencias de falla muy altas como para ser detectadas por el relé de distancia.

Se utiliza en dos configuraciones la primera es con ayuda de un canal de comunicación con el extremo opuesto (vía onda portadora) donde existe otro relé direccional que confirma si la falla está dentro de la línea, en esta configuración el tiempo de operación puede fijarse a un valor mayor que la primera zona del relé de distancia para permitir la operación de reconexión (entre 400 ms y 1000 ms).

La segunda no utiliza el canal de comunicación y por esto no puede determinar

con certeza si la falla está en la línea o fuera de ella, debido a esto el tiempo de operación de este relé se calibra a un valor mayor al tiempo de tercera zona del relé de distancia (entre 1500 ms y 2400 ms).

En la primera configuración si el canal de comunicación falla, la protección también falla, debido a esto algunos relés tienen incorporadas las dos configuraciones para utilizarse simultáneamente.

CAPITULO III REGISTRADOR DE EVENTOS TRANSITORIOS

3.1 Introducción

El registrador de eventos transitorios es un instrumento electrónico cuya función es monitorear en forma permanente el comportamiento de las ondas de tensión, corriente y algunas señalizaciones de equipos de protección en el sistema de potencia donde ha sido instalado.

Este monitoreo lo realiza a una velocidad de alta frecuencia (configurable desde 0.1 hasta 6 kHz), lo cual le permite capturar detalles de los transitorios (ondas de alta frecuencia) ocurridos en el sistema así como también armónicos de la red, como referencia la frecuencia utilizada en nuestra red eléctrica es de 60 Hz.

Si aparece un disturbio en el sistema de potencia tal como una sobretensión, sobrecorriente u operación de alguno de los equipos de protección el registrador recibe la orden para grabar durante un período de tiempo prefijado (del orden de milisegundos) todas las señales de tensión, corriente y señalizaciones de equipos que estuvieran presentes en ese instante. Esta orden es denominada “orden de disparo del registrador”.

Estas señales son registradas y almacenadas en una serie de datos en formato numérico los cuales pueden ser manejados por un programa de computador para obtener una reproducción del evento registrado, el cual es una representación de las magnitudes de tensión y corriente en función del tiempo (ondas).

Debido a que la ocurrencia y despeje de una falla en un sistema eléctrico de potencia tiene una duración típica de alrededor de 600 ms (incluido el recierre), es prácticamente imposible que una persona pueda darse cuenta de la forma exacta en que ésta ocurrió y si la operación de los equipos de protección fue o no la correcta. Como el conocimiento de esto último es imprescindible para obtener una buena confiabilidad en el suministro eléctrico, es necesario realizar una evaluación de su comportamiento.

De aquí resulta que el registrador de eventos transitorios es un instrumento completamente necesario ya que proporciona una gran ayuda en estos análisis, puesto que el mismo se convierte en testigo de los hechos ocurridos en esa pequeña fracción de tiempo.

3.2 Definición de términos

En el presente capítulo se utilizan algunos términos que necesitan ser explicados previamente, los mismos son:

Evento: Un registro realizado cuando ocurre una falla en el sistema de potencia, el mismo es transferido a la Subestación controladora o a la Estación maestra para su análisis ya sea directamente sobre la pantalla del computador o sobre una impresión en papel.

Disparo del registrador : Orden de grabación de un registro.

TR-1625: Software de configuración, comunicación y control de los equipos registradores TR-1640.

Parámetros: Datos que definen todas las características de operación del TR-1640.

Modo: Estado operativo del TR-1640, el modo normal de operación es AUTO-ARMED.

Descarga de parámetros: Enviar parámetros almacenados en la computadora de la Subestación controladora o la Estación maestra hacia el registrador.

ECUF: (Engineering Conversion Unit Factor) es un número utilizado por el programa TR-1625 para convertir los valores de entrada de tensiones y corrientes (en el lado de baja tensión) en valores de tensiones y corrientes en el lado de alta tensión.

3.3 Descripción del sistema registrador de eventos transitorios

El sistema está compuesto por

- a) Una Estación Maestra
- b) Una subestación controladora por instalación
- c) Un sistema registrador de fallas por instalación
- d) Fuentes de alimentación
- e) Medios de comunicación

En la figura 3.1 se presenta la forma en que se integran las diferentes partes del sistema registrador de eventos transitorios.

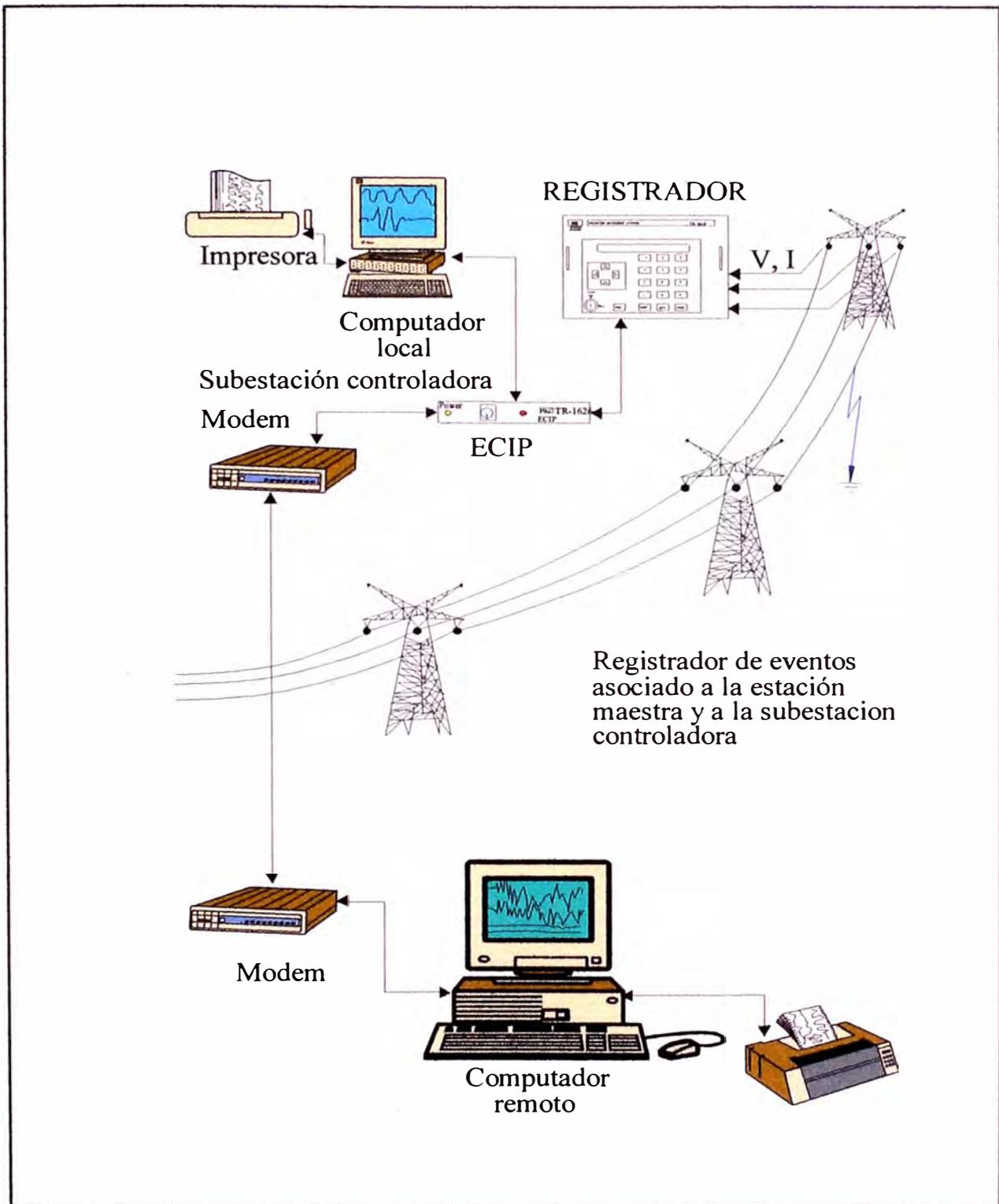


Fig 3.1 Sistema registrador de eventos transitorios

3.3.1 Estación maestra

Consiste en una computadora 486 DX 33 Mhz con pantalla a color, sistema operativo DOS 6.0, manejador de archivos “Desq View 386”, tres programas “TR-1625”, tres programas localizadores de fallas “EFL”, tres programas de cálculos trifásicos en a.c., un modem y una impresora a color desde la cual se puede acceder a todos los registradores del sistema con la finalidad de controlar y recuperar los registros de fallas en forma remota.

Puede estar instalada en cualquier lugar que cuente con los medios de comunicación apropiados para comunicarse con los registradores de todo el sistema, es decir una línea telefónica y una línea de onda portadora.

Pueden existir varias estaciones maestras pero debido al tiempo que toma comunicarse y obtener información de los registradores es recomendable que exista una sola.

3.3.2 Subestación controladora

Computadora 386 DX 25 MHz con pantalla a color, sistema operativo DOS 6.0, un programa “TR-1625”, un programa localizador de falla “EFL”, un programa de cálculos trifásicos en a.c. y una impresora, desde la cual se controla el registrador y se recupera registros de fallas en forma local.

3.3.3 Sistema registrador de fallas

Compuesto por un TR-1626, de uno a cuatro TR-1640 y un modem.

El TR-1626 es una interface de comunicación entre los TR-1640 y el computador, el TR-1640 es el registrador de transitorios y el modem es un equipo que permite la comunicación entre los registradores y la Estación Maestra.

Tanto el TR-1626 como el TR-1640 son de marca Rochester Instrument System (RiS), y el modem utilizado es el TELEBIT 1000.

3.3.4 Fuentes de alimentación

Para el caso del sistema registrador de fallas y la subestación controladora la alimentación viene dada por bancos de baterías de 48 V d.c. de los cuales se alimentan directamente los TR-1640 y el TR-1626, para la computadora, impresora y modem se utiliza un conversor d.c./a.c. de 48 V d.c. a 110 V a.c.

Para el caso de la Estación maestra la misma viene alimentada por un U.P.S.

3.3.5 Medios de comunicación

El sistema empleado consiste en las líneas telefónicas proporcionadas por la compañía de teléfonos ó una red de comunicación basada en trampas de onda, y ondas de alta frecuencia transmitidas por la línea de transmisión de energía eléctrica, conocida como onda portadora, también se puede utilizar un sistema de microondas.

3.4 Funciones que realizan el registrador de eventos transitorios y el ECIP

Las funciones que realiza el TR-1640 son las siguientes

Monitoreo y captura de las señales de tensión y corriente obtenidas desde los transformadores de tensión y corriente.

Monitoreo y captura de la frecuencia de la red mediante la utilización de un transductor externo de frecuencia/tensión.

Monitoreo y captura de las señales de operación de los relés de protección, las mismas que han debido ser conectadas al registrador.

- Registro de la fecha y hora hasta los milésimos de segundos en que ocurre el evento.

Las funciones que realiza el ECIP consisten en

Procesar la información de hasta cuatro registradores TR-1640 permitiendo que puedan compartir el mismo modem, computador e impresora.

Servir de interface entre los registradores y la Estación maestra o la Subestación controladora reduciendo el tiempo de transmisión de datos hasta en un 70% debido a que el ECIP trabaja con archivos comprimidos los cuales son descomprimidos en la Estación maestra o en la Subestación controladora sin pérdida de precisión en los datos.

3.5 Descripción del hardware del registrador de eventos transitorios

Esta descripción se refiere básicamente al registrador propiamente dicho y a la interface de comunicación.

3.5.1 TR-1640

En la fig. 3.2 se muestra al registrador de transitorios TR-1640, el cual es un equipo que puede montarse en un panel de 19 pulgadas, en la parte delantera tiene una pantalla de cristal líquido de cuarzo (LCD), un teclado frontal a través de los cuales se controla todo el sistema y una llave de seguridad con el propósito de prevenir modificaciones accidentales provocadas por personas no autorizadas.

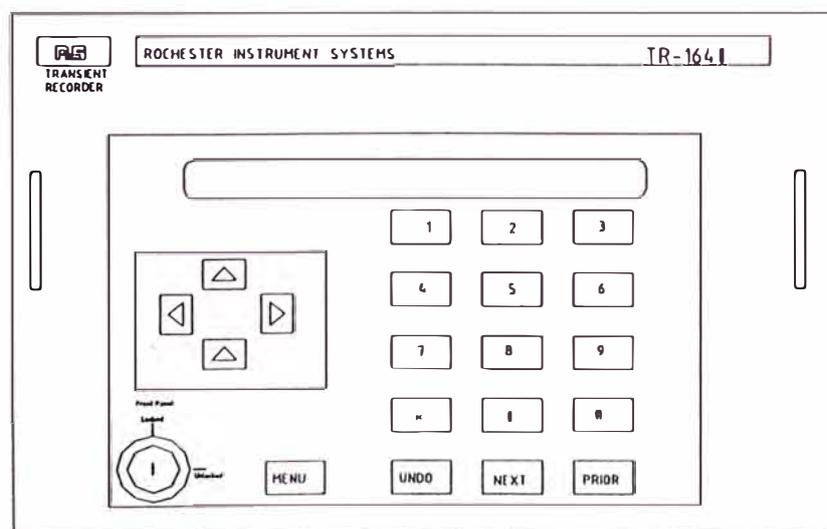


Fig. 3.2 Registrador de eventos transitorios TR-1640

En la parte posterior se encuentran los módulos de entrada (terminales para los transductores de corriente, tensión y contactos), la entrada de alimentación, puertos de comunicación para comunicarse con un ECIP, un modem, una impresora un disco duro de 20 MBytes y un decodificador de tiempo IRIG-B modulado.

El registrador puede tener 1 ó 2 módulos de entrada cada uno de los cuales incluye 8 entradas análogas (señales de corriente y tensión) y 16 entradas digitales (contactos de equipos de protección). Las señales que ingresan a estas entradas son de 3 tipos: de corriente (mediante shunts corriente/tensión), de tensión (las cuales se conectan directamente de los transformadores de tensión) y digitales (contactos que indican la operación de un equipo). Las entradas provenientes de transductores (como el de frecuencia por ejemplo) son conectadas en los canales de corriente.

Las señales de corriente son llevadas desde el devanado secundario de los transformadores de corriente de la línea a monitorear hasta los shunts de corriente, la salida de estos shunts es la que se conecta a los terminales del registrador. Los shunts tienen un valor nominal de 1/20 avo de la corriente máxima que puede soportar durante 1 segundo y están diseñados para producir un valor de 70.7 mV a la corriente nominal, estando su rango de salida entre 0 y 1.414 V rms.

Las señales de tensión son llevadas desde el devanado secundario de los transformadores de tensión de la línea a monitorear hasta los terminales del registrador, el rango de la tensión de entrada está entre 0 y 212 V rms

Las señales lógicas o digitales son conectadas desde los contactos de los equipos de protección (o en su defecto de los contactos de relés auxiliares) a los terminales del registrador. Estos contactos llevan una alimentación de 48 V d.c.

En el capítulo IV se muestran como están conectadas las señales analógicas y digitales al registrador TR-1640.

3.5.2 TR-1626

También conocido como ECIP (Enhanced Communications Interface Processor) en la parte frontal cuenta con dos LED's los cuales junto con una perilla selectora sirven para un sistema de diagnóstico del equipo, el led ambar también indica si el ECIP está en servicio o apagado, en la parte posterior cuenta con puertos de comunicación para registradores, modems, impresora y computador. En la fig. 3.3 se muestra un gráfico de las conexiones del ECIP.

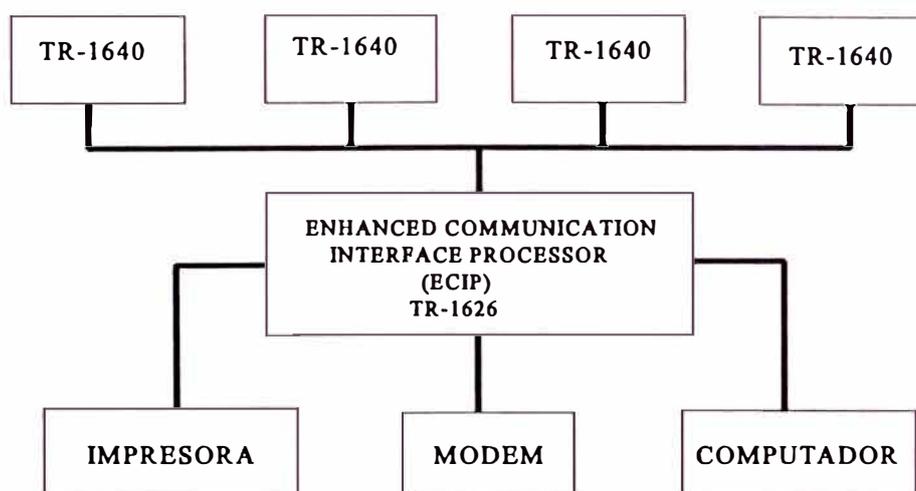


Fig. 3.3 Conexiones del ECIP

3.6 Descripción del software del registrador de eventos transitorios

Los softwares utilizados son el Desq View 386, el TR-1625, el programa de cálculos trifásicos en a.c. y el software de localización de fallas.

3.6.1 Desq View 386

Es un software utilizado sólo en la Estación maestra, el cual soporta tareas múltiples con él es posible trabajar mediante menús con los programas de análisis, recuperación automática de eventos y localización de fallas.

3.6.2 TR-1625

Es un software que permite la comunicación, visualización de ondas, análisis, impresión, y recuperación manual o automática de eventos.

Para la subestación controladora los directorios y subdirectorios son ordenados de la siguiente manera:

```
C:\TR1625 ─┬─ \EVENTS
              └─ \DATA
```

Y para la estación maestra:

```
C:\ ─┬─ \NORTE\TR1625 ─┬─ \EVENTS
      │                 └─ \DATA
      ─┬─ \SUR\TR1625 ─┬─ \EVENTS
      │                 └─ \DATA
      ─┬─ \CENTRO\TR1625 ─┬─ \EVENTS
      │                   └─ \DATA
```

En el directorio TR1625 se instala el programa TR-1625, en DATA se almacenan los archivos de configuración de los registradores y en EVENTS se guardan los archivos de eventos obtenidos durante las fallas.

Para el caso de la Estación maestra se han considerado tres subdirectorios (cada uno de los cuales contiene un programa TR-1625), C:\NORTE para los registradores del

norte, C:\SUR para los registradores del sur y C:\CENTRO para los registradores del centro (sierra del Perú), esto es así para facilitar el manejo de la información.

Con este programa es posible comunicarse con el registrador para cambiar sus parámetros, actualizar la hora, ordenar disparos de prueba, cambiar su modo operativo, recuperar eventos. También es posible escoger el tipo de impresora que utiliza la computadora, el tipo de modem, los subdirectorios donde se almacenan la data y los eventos, crear acceso a nuevos registradores y definir el modo de recuperación automático o manual. Asimismo también es posible escoger la forma en que se imprimirán o visualizarán en pantalla los eventos recuperados.

Las unidades de medida con las que trabaja el registrador están referidas a los valores aplicados en sus terminales (baja tensión), sin embargo para realizar el análisis del comportamiento del sistema eléctrico de potencia es conveniente conocer los valores referidos al circuito de alta tensión, esto es realizado mediante un multiplicador llamado ECUF (Engineering Conversion Unit Factor), el cual es un factor de conversión que al ser multiplicado por los valores obtenidos por el TR-1640 representa las magnitudes existentes en el sistema de potencia. Esto es realizado en forma automática por el software TR-1625.

Para las entradas de tensión el ECUF se define como la relación de transformación del transformador de tensión.

Para las entradas de corriente se tiene que considerar que el TR-1640 utiliza un shunt para convertir la corriente a tensión por lo que el ECUF es igual a la relación de transformación del transformador de corriente multiplicado por la ganancia del shunt, donde la ganancia del shunt viene dada por la relación de corriente nominal del shunt

dividido por su tensión nominal.

Para las entradas de tensión las unidades obtenidas son kV y para las de corriente kA, si se quiere obtener estos valores en V y A respectivamente debe multiplicarse el ECUF por 1000.

Ejemplo 1:

Una entrada de tensión de $(220,000\text{V}/\sqrt{3})/(100\text{V}/\sqrt{3})$

$$ECUF = \frac{\textit{Tensión del Primario}}{\textit{Tensión del Secundario}}$$

$$ECUF = \frac{220,000/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}}$$

$$ECUF = 2,200$$

Ejemplo 2:

Una entrada de corriente de 600A/1A y un shunt de corriente nominal 1 A y tensión nominal 0.0707 V.

$$ECUF = \frac{\textit{Corriente del Primario}}{\textit{Corriente del Secundario}} * \frac{\textit{Corriente Nominal del Shunt}}{\textit{Tensión Nominal del Shunt}}$$

$$ECUF = \frac{600}{1} * \frac{1}{0.0707}$$

$$ECUF = 8,486.563$$

3.6.3 Software de cálculos trifásicos en a.c.

Este programa trabaja dentro del programa TR-1625 aunque viene en archivos independientes, trabaja sobre una ventana de datos escogida sobre las ondas que presenta el programa TR-1625, como parámetros de entrada necesita información de los canales de tensión y corriente sobre los que se va a trabajar y la tensión y la potencia base, como salida presenta la frecuencia de la señal escogida, los armónicos presentes en las señales de corriente y tensión con valores pico y ángulos, la potencia activa, reactiva y total presentes en cada una de las fases incluyendo la dirección del flujo, también presenta los valores de secuencia positiva negativa y cero de las tensiones y corrientes en valores pico, rms y por unidad.

En las tablas 3.1 y 3.2 se presentan ejemplos de las salidas proporcionadas por el programa de cálculos trifásicos, en la primera se ha limitado la salida a la fase R pero se entiende que también se realiza el cálculo para las otras dos fases.

RiS/PTI AC Calculation package					
Channel Information					
Recorder Name	: SCHIM 131-132	Trigger Time	: 04/25 - 13:40:24.790		
Sample Rate (kHz.)	: 6.0	Window Start (msec.)	: -56.45		
Event Number	: 545	Window End (msec.)	: 56.45		
Channel Va Information - # 12 - L-A132 TENSION FASE R					
Analyzed 6 cycles (599 samples) at 60.008 Hz .					
Peak Value : -113.332 (kV) at 33.1 ms. after window start .					
Total Harmonic Distortion : 1.44%					
Harm .	Peak kV	Angle	Harm .	Peak kV	Angle
0	-0.261	0.0	1	113.682	0.0
5	1.489	133.5			
Channel Ia Information - # 4 - L-A132 CORRIENTE FASE R					
Analyzed 6 cycles (599 samples) at 60.008 Hz .					
Peak Value : -0.240342 (kA) at 73.8 ms. after window start .					
Total Harmonic Distortion : 1.79%					
Harm .	Peak kA	Angle	Harm .	Peak kA	Angle
0	-0.01518	0.0	1	0.21748	187.2
2	0.00167	328.1	3	0.00186	42.8
7	0.00140	90.1	11	0.00110	158.5

Tabla 3.1 salida del programa de cálculos trifásicos en A.C. - Información de los canales analógicos

El armónico de orden 1 se refiere a la frecuencia fundamental que en este caso es 60.008 Hz que es la frecuencia calculada por los cruces por cero de los datos muestreados.

RiS/PTI AC Calculation package			
Phase Information			
Recorder Name	: SCHIM 131-132	Trigger Time	: 04/25 - 13:40:24.790
Sample Rate (kHz.)	: 6.0	Window Start (msec.)	: -56.45
Event Number	: 545	Window End (msec.)	: 56.45
Phase A			
Apparent Power (MVA)	: 12.362	Real Power	: -12.265
Reactive Power (MVAR)	: 1.547	Power Factor	: 0.992 Lagging
Phase B			
Apparent Power (MVA)	: 12.203	Real Power	: -12.163
Reactive Power (MVAR)	: 0.987	Power Factor	: 0.997 Lagging
Phase C			
Apparent Power (MVA)	: 12.747	Real Power	: -12.691
Reactive Power (MVAR)	: 1.200	Power Factor	: 0.996 Lagging

Tabla 3.2 salida del programa de cálculos trifásicos en A.C. - Información de potencias

3.6.4 Software de localización de fallas.

Es un programa que calcula la distancia en que ocurrió la falla basándose en un algoritmo iterativo en el cual se considera las condiciones antes de la falla, durante la falla y después de la falla.

Utiliza un archivo de configuración de la línea monitoreada en valores por unidad, un archivo de la impedancia de la fuente vista en el extremo remoto de la línea y el archivo de configuración del registrador. Tanto estos archivos como el programa EFL deben estar en el directorio donde se encuentra el programa TR-1625.

En la tabla 3.3 se presenta una salida típica del programa localizador de fallas. Muestra los intervalos sobre los que se ha calculado la distancia y los resultados

obtenidos en cada uno de ellos, luego da como respuesta el promedio de todos ellos y su desviación estandar. Por razones de espacio se han retirado los intervalos desde el 4 hasta el 38.

Circuit name: L234TRUJ			
Data Window Selected : -79.33 to 82.66 mS			
Skip Factor for Data Compression : 6			
Faulted circuits and phases:			
Circuit # 1 Phase B			
Average Fault Location (kms) : 47.88			
Standard Deviation (kms) : 4.06			
SAMPLE #	SAMPLE INTERVAL	FAULT LOCATION	DATA CODE*
1	32.56 - 37.57	51.77	0
2	33.56 - 38.57	43.84	0
3	34.56 - 39.57	43.51	0
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
39	70.64 - 75.65	54.29	0
40	71.64 - 76.65	55.45	0
41	72.64 - 77.65	50.33	0
*CODE: 0 = CONVERGED			
1 = CALC. VALUE .GT. LINE LENGTH			
2 = ITER. LIMIT (20) EXCEEDED			
3 = ZERO DIVIDE CHECK POSITIVE			

Tabla 3.3 salida del programa de localización de falla EFL

3.7 Manejo del registrador de eventos transitorios

El registrador de eventos transitorios tiene 3 maneras de ser operado, la primera es desde su panel frontal, la segunda desde la Subestación controladora y la tercera desde la Estación maestra.

3.7.1 Manejo desde el panel frontal

La operación desde el frente del registrador se realiza mediante su teclado, el cual a medida que se va pulsando va mostrando una serie de menús con las funciones a realizar.

Estas funciones son: lectura de los eventos capturados indicando fecha, hora y estado de los canales en el momento de la grabación; la fecha, hora y estado actual del registrador, se puede provocar un disparo del registrador, variar la velocidad de muestreo, la cantidad de eventos a registrar, los límites de disparo, la fecha hora y estado del registrador, calibrar las entradas analógicas en función de porcentaje de plena escala, borrar eventos y habilitar o deshabilitar la operación de disparo de los canales.

3.7.2 Manejo desde la subestación controladora

Se realiza desde un microcomputador conectado directamente al ECIP el que a su vez está comunicado con el o los registradores. Con el programa TR-1625 es posible realizar las funciones listadas en 3.7.1 pero en este caso en lugar de la llave de seguridad se tiene niveles de seguridad en el acceso a las mismas. Se cuenta con 3 niveles “0”, “1” y “2” a los cuales se accede mediante “passwords”. El nivel de seguridad “0” bloquea todas las funciones del TR-1625, el nivel de seguridad “1” permite utilizar el registrador para recuperar y analizar los eventos, el nivel de seguridad “2” permite además modificar los parámetros de configuración del registrador. Como referencia se indica que por criterios de operación el software siempre se encuentra en el nivel de seguridad “1”, el nivel de seguridad “2” sólo se utiliza durante las tareas de mantenimiento.

Cuando el registrador captura uno o más eventos se debe utilizar el software TR-1625 para comunicarse con el mismo y recuperar la información contenida en la memoria RAM del registrador y almacenarla en el disco duro del computador, desde donde puede ser impresa y analizada.

3.7.3 Manejo desde la estación maestra

También se utiliza el software TR-1625 en forma similar a la realizada por la

Subestación controladora. La diferencia consiste en el medio de comunicación el cual es vía modem con opción de conmutar entre línea telefónica y onda portadora lo cual permite que desde la Estación Maestra se pueda tener acceso a todos los registradores TR-1640 del sistema (con excepción de las subestaciones Guadalupe, Callahuanca y Piura, debido a que existen problemas de comunicación).

3.8 Operación del registrador de eventos transitorios

3.8.1 Velocidad de muestreo

Se refiere a la cantidad de puntos por ciclo que se desea registrar, para ello es importante considerar cual es la máxima frecuencia de muestreo deseada para un registro (ancho de banda), el registrador toma muestras periódicas de las señales de entrada (las cuales son ondas continuas) y las graba como datos discretos; para que estos sean útiles deben estar lo suficientemente juntos para representar la onda. A mayor cantidad de puntos por ciclo, mejor será la representación de la onda.

Si la frecuencia de entrada se limita a la mitad de la frecuencia de muestreo entonces es posible determinar la frecuencia de ésta con 2 puntos muestreados, ésta es la llamada frecuencia de Nyquist. En el TR-1640 se usa un filtro pasabajos el cual reduce la amplitud de las frecuencias mayores a 3 kHz, con esto a la velocidad de muestreo de 6 kHz el ancho de banda del sistema es de 3 kHz.

A la velocidad de muestreo de 6 kHz una frecuencia de entrada de 3 kHz se representará por 2 puntos de muestreo, a menos de 6 kHz un transitorio de 3 kHz será grabado como un punto o ninguno.

En la práctica se necesitan 5 puntos como mínimo para observar la forma y frecuencia de la onda a una velocidad de muestreo dada, a una velocidad de muestreo

de 6 kHz se puede reconocer hasta un transitorio de 1.2 kHz (ver la figura 3.4). La misma figura puede representar un transitorio de 1 kHz a 5 kHz de velocidad de muestreo.

Considerando que con 5 puntos de muestra se puede representar una onda entonces una velocidad de muestreo de 3 kHz representará adecuadamente una onda de 600 Hz, una velocidad de muestreo de 4 kHz representará adecuadamente una onda de 800 Hz. El ancho de banda práctico depende del número de muestras por ciclo necesarios para representar en forma adecuada una entrada de frecuencia.

En las figuras 3.5 a 3.10 se representa una onda de 60 Hz grabada a diferentes velocidades de muestreo y en las fig. 3.11 y 3.12 se muestra la misma onda con armónicos de orden 5 y 11, de estas se deduce la forma en que afecta la cantidad de puntos por ciclo a la representación de la onda.

En la tabla 3.4 se presenta las muestras por ciclo obtenidas al grabar una onda de 60 Hz a una frecuencia de muestreo dada.

Frecuencia de muestreo	Muestras por ciclo
6 kHz	100.00
5 kHz	83.33
4 kHz	66.67
3 kHz	50.00
2 kHz	33.33
1 kHz	16.67
300 Hz	5.00
200 Hz	3.33
100 Hz	1.67

Tabla 3.4 Muestras por ciclo obtenidas a diferentes frecuencias de muestreo

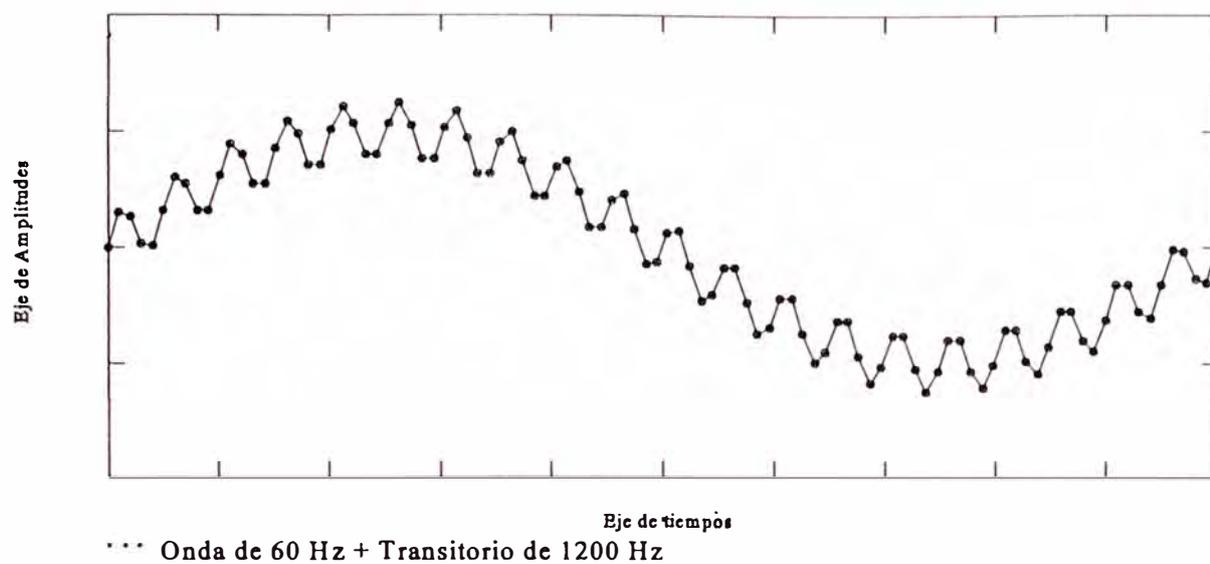


Fig. 3.4 Onda muestreada a 6 kHz

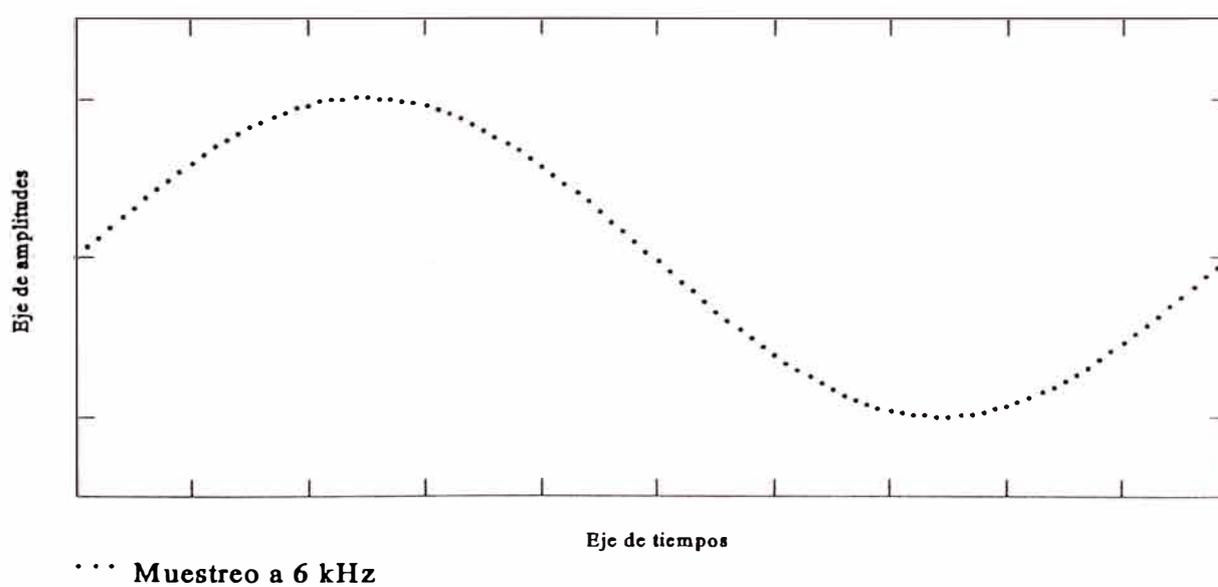


Fig. 3.5 Onda muestreada a 6 kHz

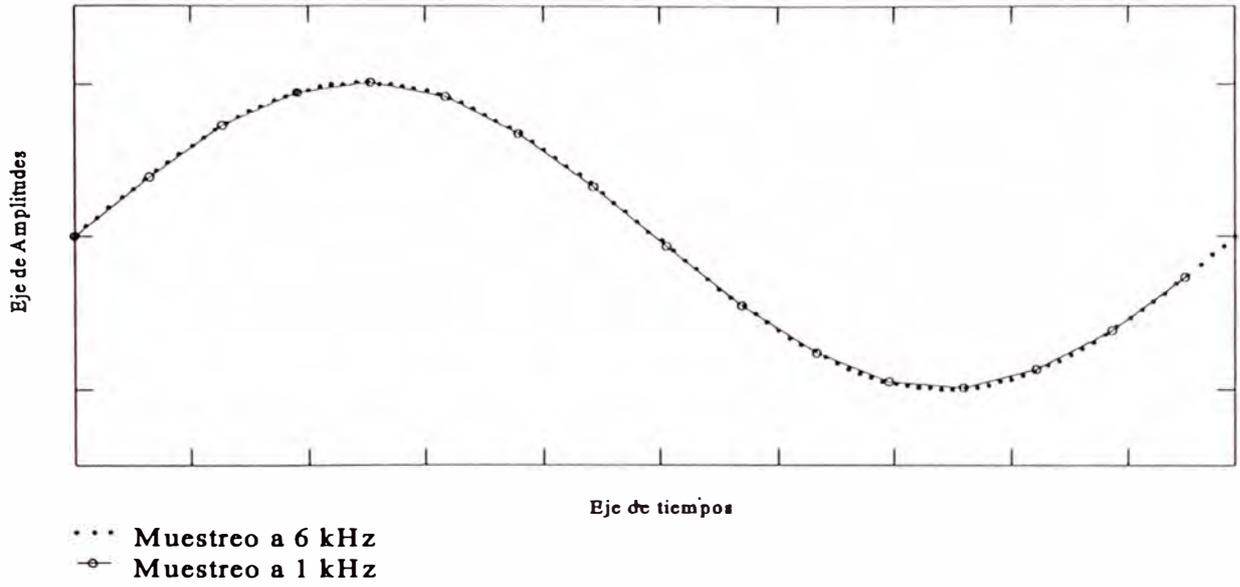


Fig. 3.6 Onda muestreada a 1 kHz

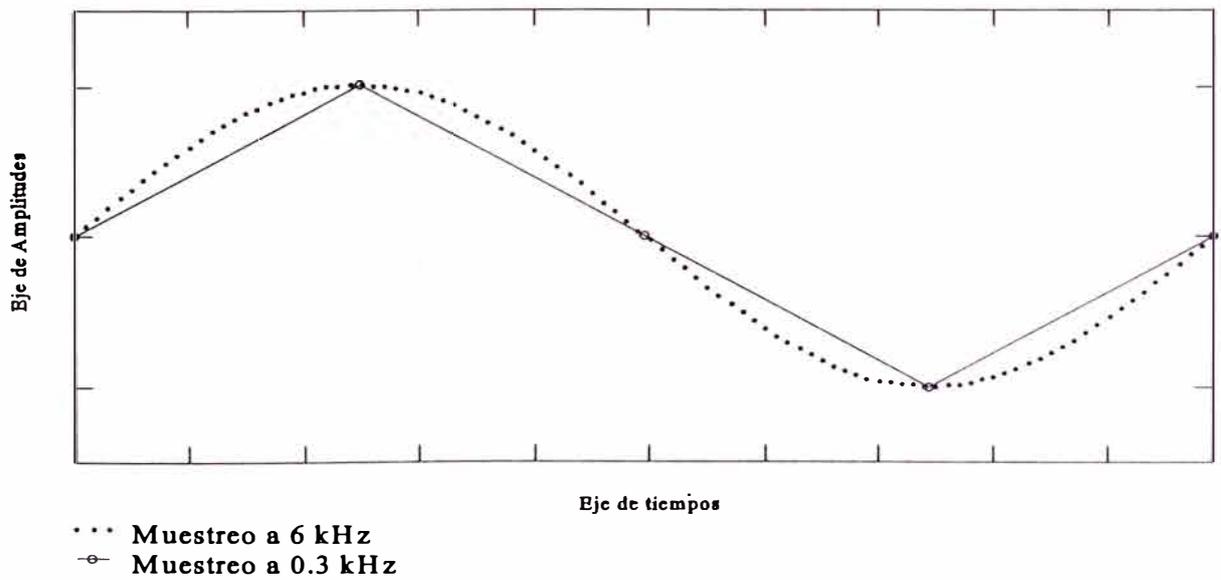


Fig. 3.7 Onda muestreada a 0.3 kHz

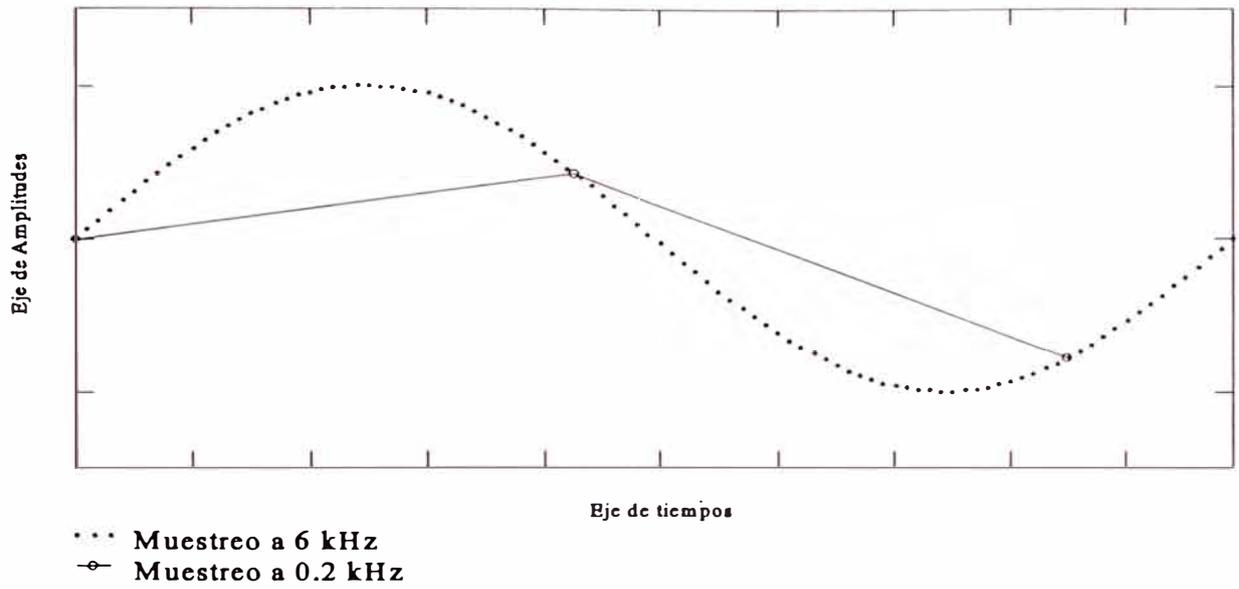


Fig. 3.8 Onda muestreada a 0.2 kHz

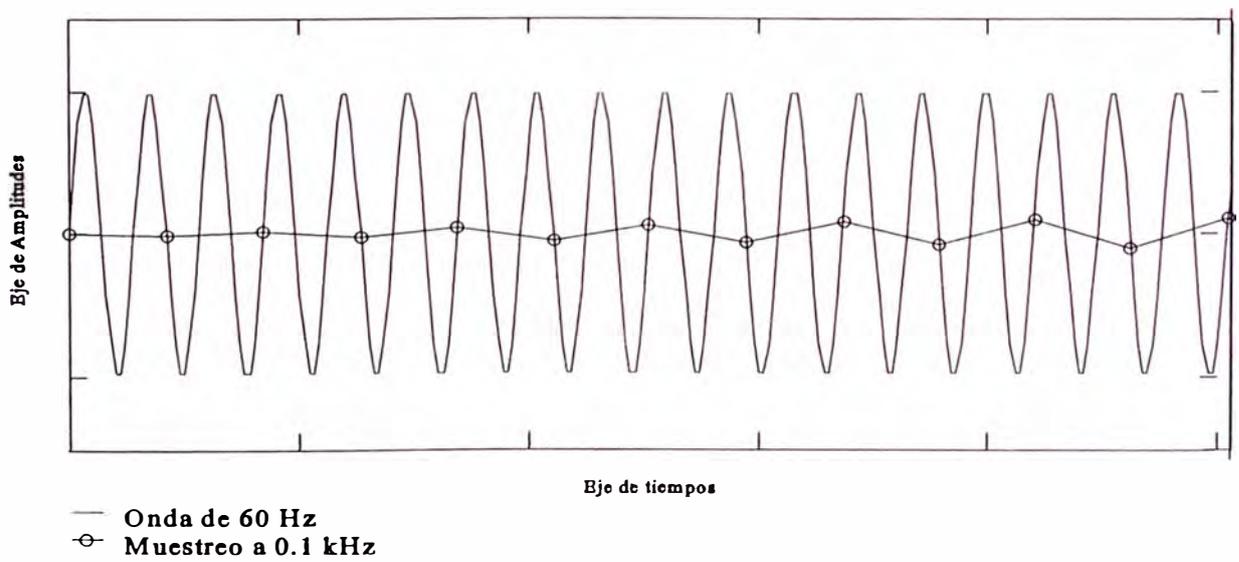


Fig. 3.9 Onda muestreada a 0.1 kHz

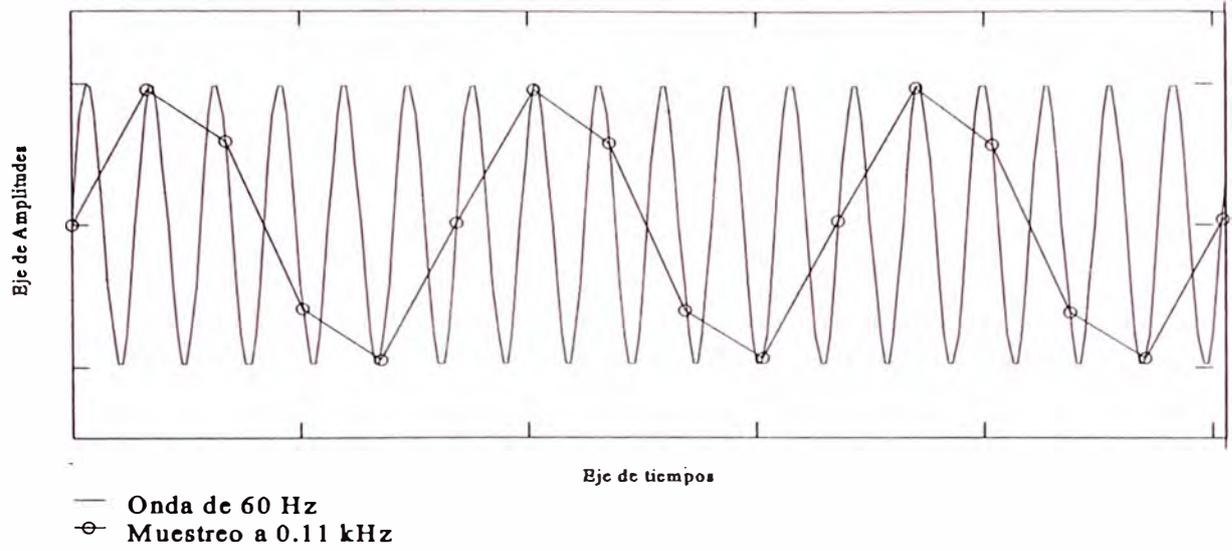


Fig. 3.10 Onda muestreada a 0.11 kHz

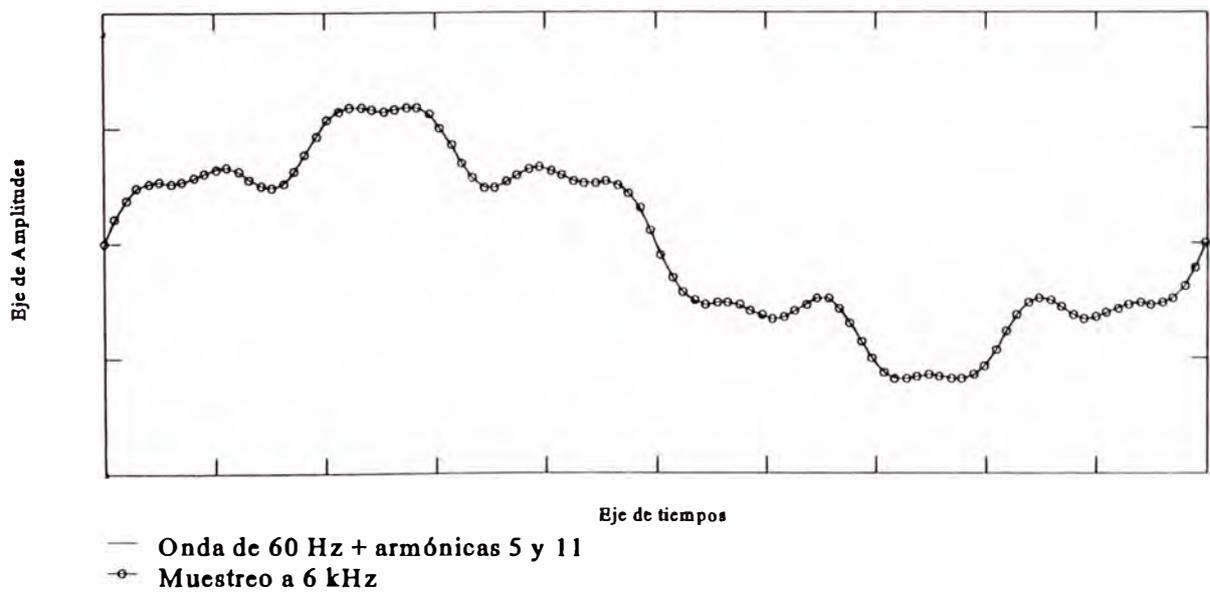


Fig. 3.11 Onda muestreada a 6 kHz

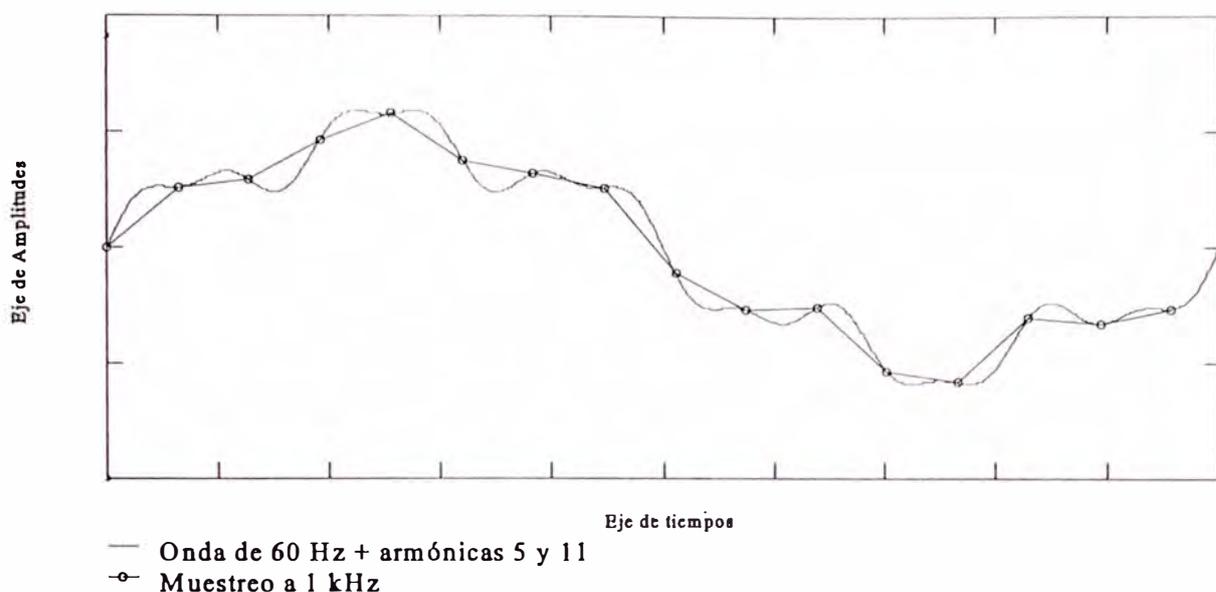


Fig. 3.12 Onda muestreada a 1 kHz

3.8.2 Medición de las señales y resolución de la conversión analógica digital

Las medidas se realizan en porcentaje de “plena escala”, la cual se refiere al máximo valor de corriente o tensión que puede grabar el sistema. Para la corriente se define como $20(I \text{ nominal del shunt})$ y para la tensión como 212 V rms. Si se superan estos valores las ondas se verán recortadas en el límite.

Las entradas analógicas son configurables como de tensión o de corriente mediante puentes internos.

La digitalización de las señales de entrada es realizada por un conversor A/D de 12 bits es decir el valor de la señal de entrada es representada por 12 bits los cuales dan la resolución de medida del sistema.

Resolución de entrada en tensión	:	0.104 V Con una escala de 212 V rms
Resolución de entrada en corriente	:	0.00976 A para un shunt de 1 A rms
Resolución de entrada en corriente	:	0.0488 A para un shunt de 5 A rms

Cada bit representa un porcentaje de plena escala, siendo su valor igual a la suma de los porcentajes obtenidos. Por ejemplo si la entrada fuera 75.24414063% la salida sería $50+25+0.1953125+0.048828125$. El conversor A/D representa este valor fijando las salidas mencionadas a un “uno lógico” (1) y las otras a “un cero lógico” (0).

3.8.3 Detección del disparo

Para determinar si una entrada está en la condición de disparo se utiliza un microprocesador, el cual compara los parámetros de disparo almacenados en la memoria con las entradas muestreadas, cuando este microprocesador encuentra una entrada en la condición de disparo, ordena una salida al módulo de control, lo cual origina que se almacene un evento en la memoria RAM del módulo de entrada (si se va la energía los datos de la memoria RAM se pierden).

Los niveles de disparo del TR-1640 son programables, cada entrada analógica puede ser programada para disparar por valores por debajo o por encima de cierto nivel, las entradas digitales pueden programarse para disparar cuando sean activadas, cada contacto es definido como “normalmente abierto” o “normalmente cerrado”, además se puede definir si el mismo está habilitado o deshabilitado para disparar, si un contacto ha sido definido como habilitado y cambia a un estado anormal entonces ocurre un disparo.

Para el caso de las señales de tensión se divide la tensión de disparo deseada (en voltios) entre 212 V y se multiplica por 100, para el caso de las señales de corriente se divide la corriente de disparo deseada (en amperios) entre el valor de la corriente nominal del shunt de corriente multiplicado por 20 y el resultado se multiplica por 100, para ambos casos el valor obtenido se da en porcentaje de plena escala.

3.8.4 Almacenamiento de los datos muestreados y longitud del registro

Los datos de las entradas analógicas y digitales son almacenados en memorias de tipo volátil (RAM), razón por la cual los registros almacenados en el registrador se borrarán si se apaga el equipo.

La memoria para ocho (08) entradas analógicas es de 1'048,576 muestras (1 Mega) por lo que el tamaño para cada una de ellas es de 131,072 muestras (128 kbytes). La memoria de muestreo es dividida en áreas separadas para cada evento, las cuales son conocidas como particiones. Al configurar el registrador se debe indicar cuantas particiones usará el sistema. Un ajuste de 2 particiones reserva 65,536 muestras por evento, un ajuste de 32 particiones de eventos reserva 4,096 muestras por evento.

En la mayoría de aplicaciones se desea conocer cuanto tiempo cubre el evento, el software de control TR-1625 muestra al operador esta información como el número de ciclos y el número de milisegundos. El software calcula cuantos ciclos de datos son almacenados a una velocidad de muestreo y a un tamaño de partición dados.

Cuando se utiliza el panel frontal la longitud del evento se debe determinar en forma manual. El tamaño del evento se encuentra dividiendo:

$$\frac{\textit{Tamaño de Memoria del Evento}}{\textit{Número de Particiones}} = \frac{\textit{Muestras}}{\textit{Evento}}$$

$$\frac{\textit{Muestras/Evento}}{\textit{Muestras/Segundo}} = \frac{\textit{Segundos}}{\textit{Evento}}$$

Ejemplo: Longitud de evento para 10 particiones y 6000 Hz de velocidad de muestreo.

$$\frac{\textit{Tamaño de Memoria del Evento}}{\textit{Número de Particiones}} = \frac{131,072 \textit{ Bytes}}{10 \textit{ particiones}} = 13,107 \textit{muestras/evento}$$

$$\frac{\text{Muestras/Evento}}{\text{Muestras/Segundo}} = \frac{13,107}{6000} = 2.1889 \text{ segundos/evento}$$

3.8.5 Tiempos del evento

Los eventos capturados por el registrador de fallas tienen dos períodos de tiempo bien definidos conocidos como “Tiempo de prefalla” y “Tiempo de postfalla”, en la línea que los divide se ubica el tiempo cero y corresponde a la señal de disparo, los valores a la izquierda de esta línea se consideran tiempos negativos y los valores a la derecha tiempos positivos, la suma de ambos da la longitud total del registro.

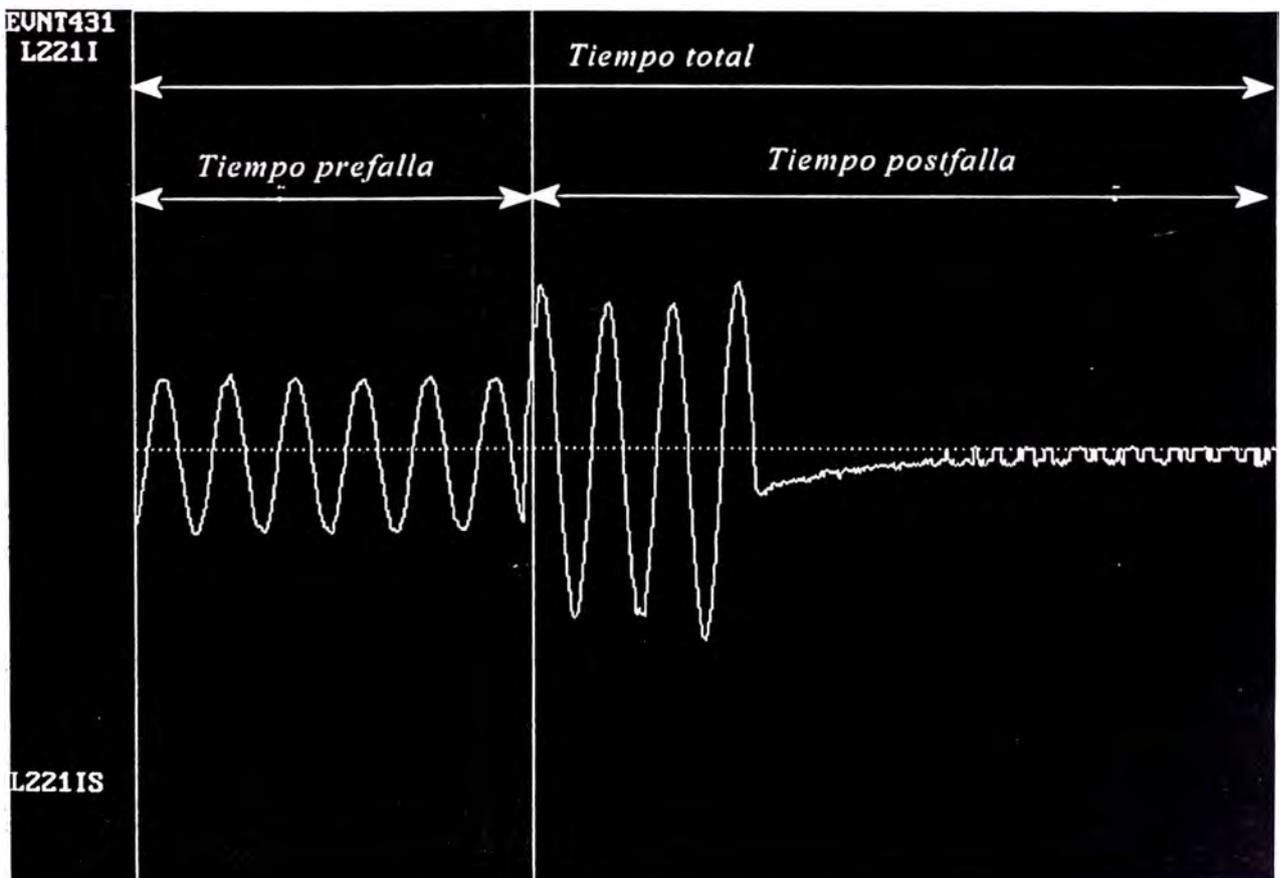


Fig. 3.13 Definición de tiempos de un evento

CAPITULO IV SISTEMA ELECTRICO DE ETECEN

4.1 Introducción

Por D.L.N°25844, de fecha 19 de Noviembre de 1992, el Supremo Gobierno definió el rol independiente del servicio de Transmisión Eléctrica, en el marco de la división de las diferentes actividades del Servicio Público de Electricidad.

Mediante la R.S. N°165-93-PCM del 1° de Mayo de 1993, se constituye la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A., sobre la base de los activos y pasivos que le son transferidos por ELECTROPERU y ELECTROLIMA.

ETECEN queda legalmente formalizada el 26 de Enero de 1994, con la suscripción de la Escritura Pública de Constitución Social, iniciando sus actividades en forma independiente, el 1° de Mayo de 1994.

4.2 Descripción del sistema eléctrico de ETECEN

La función de ETECEN es transportar la energía eléctrica desde las empresas generadoras hasta las empresas distribuidoras del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), para ello cuenta con 3,639.68 km de líneas de transmisión en 220 kV, 174.37 km de líneas de subtransmisión en 138 kV, 30.40 km de líneas de subtransmisión en 60 kV y 24 subestaciones con una potencia de transformación total de 1,070.8 MVA.

En la tabla 4.1 se presenta la relación de subestaciones de ETECEN, indicando su ubicación, nombre abreviado y Unidad de Transmisión a la que pertenecen, a partir de esta tabla nos referiremos a las subestaciones por su nombre abreviado.

En la tabla 4.2 se presenta la relación de líneas de transmisión de 220 kV en las cuales se han instalado registradores de falla TR-1640. Se indican los códigos, kilometrajes y características eléctricas de las líneas en valores por unidad los mismos que sirven para configurar el programa localizador de fallas.

En la fig. 4.1 se muestra el mapa del Perú y la ubicación de las instalaciones mencionadas, como se observa ETECEN se extiende hasta Piura por el Norte, Huancavelica por la Sierra Centro, Tingo María por la Sierra Norte y Marcona por el Sur.

En la fig. 4.2 se muestra el diagrama unifilar del Sistema Interconectado Centro Norte el cual incluye al sistema de transmisión de ETECEN.

N°	INSTALACION	SIGLAS	UBICACION	UNIDAD DE TRANSMISION
1	S.E. Piura Oeste	SEPO	Piura	NORTE
2	S.E. Chiclayo Oeste	SECHO	Chiclayo	
3	S.E. Guadalupe	SEGUA	Guadalupe	
4	S.E. Trujillo Norte	SETNOR	Trujillo	NORTE MEDIO
5	S.E. Chimbote 1	SECHIM1	Chimbote	
6	S.E. Paramonga Nueva	SEPANU	Paramonga	

Tabla 4.1 Relación de subestaciones de ETECEN

(continúa en la siguiente página)

Nº	INSTALACION	SIGLAS	UBICACION	UNIDAD DE TRANSMISION
7	S.E. Zapallal	SEZAPA	Zapallal	LIMA
8	S.E. Ventanilla	SEVENT	Lima	
9	S.E. Chavarría	SECHAVA	Lima	
10	S.E. Santa Rosa	SESROSA	Lima	
11	S.E. San Juan	SESJUAN	Lima	
12	S.E. Callahuanca	SECALLA	Callahuanca	
13	S.E. Pomacocha	SEP	Pomacocha	SIERRA CENTRO
14	S.E. Pachachaca	SEPACHA	Pachachaca	
15	S.E. Huayucachi	SEHUAY	Huayucachi	
16	S.E. Huancavelica	SEHUAN	Huancavelica	
17	S.E. Paragsha II	SEPARG	Cerro de Pasco	SIERRA NORTE
18	S.E. Huánuco	SEHNCO	Huánuco	
19	S.E. Tingo María	SETMARIA	Tingo María	
20	S.E. Aucayacu	SEAUCAY	Aucayacu	
21	S.E. Independencia	SEIN	Independencia	SUR MEDIO
22	S.E. Ica	SEICA	Ica	
23	S.E. Marcona	SEM	Marcona	
24	S.E. San Nicolás	SESANI	Marcona	

Tabla 4.1 Relación de subestaciones de ETECEN

(continuación)

N°	Código	Línea de Transmisión	km	R+	X+	Ro	Xo	1/B+	1/Bo
				En valores por unidad					
1	L-201	SECA SEP	192.22	0.0239	0.2002	0.1307	0.6124	3.01	5.244
2	L-202	SECA SEP	192.22	0.0239	0.2002	0.1307	0.6124	3.01	5.244
3	L-203	SECA SEIN	247.25	0.0309	0.2598	0.1667	0.7296	2.53	5.00
4	L-204	SECA SEHUAN	66.47	0.0084	0.0734	0.0461	0.1938	9.29	14.88
5	L-205	SESJUAN SEP	112.19	0.0143	0.1150	0.0824	0.3568	5.48	8.77
6	L-206	SESJUAN SEP	112.19	0.0143	0.1150	0.0824	0.3568	5.48	8.77
7	L-207	SESJUAN SEIN	214.75	0.0368	0.2174	0.1242	0.5369	2.84	4.34
8	L-208	SESJUAN SEIN	216.31	0.0371	0.2190	0.1251	0.5408	2.82	4.31
9	L-209	SEIN SEICA	55.19	0.0095	0.0559	0.0325	0.1369	2.58	4.31
10	L-211	SEICA SEM	155.00	0.0266	0.1569	0.0913	0.3843	3.93	6.01
11	L-213	SEPANU SEZAPA	163.98	0.0292	0.1624	0.0831	0.5463	3.90	5.93
12	L-215	SECHIM1 SEPANU	221.17	0.0411	0.2285	0.1129	0.7633	2.76	4.21
13	L-218	SECA SEPACHA	194.82	0.0250	0.2019	0.1353	0.5280	3.17	5.19
14	L-219	SECA SEPACHA	194.82	0.0250	0.2019	0.1353	0.5280	3.17	5.19

Tabla 4.2 Relación de líneas de ETECEN en 220 kV que cuentan con registradores TR-1640

(continúa en la siguiente página)

N°	Código	Línea de Transmisión	km	R+	X+	Ro	Xo	1/B+	1/Bo
				En valores por unidad					
15	L-220	SECA SEHUAY	76.59	0.0099	0.0785	0.0535	0.2090	8.01	13.11
16	L-221	SEHUAY SEZAPA	244.11	0.0306	0.2549	0.2223	0.8202	2.52	4.04
17	L-222	SEPACHA SECALLA	72.64	0.0090	0.0754	0.0504	0.2190	8.33	13.64
18	L-223	SEPACHA SECALLA	72.64	0.0090	0.0754	0.0504	0.2190	8.33	13.64
19	L-226	SEPACHA SEP	13.46	0.0017	0.0139	0.0093	0.0390	46.08	74.07
20	L-231	SEHUAN SEIN	180.78	0.0229	0.1986	0.2260	0.8620	3.41	5.88
21	L-232	SECHIM1 SETNOR	133.75	0.0185	0.1329	0.0637	0.1350	4.45	7.41
22	L-234	SETNOR SEGUA	103.35	0.0198	0.1128	0.0572	0.3320	5.95	10.09
23	L-236	SEGUA SECHO	83.74	0.0159	0.0910	0.0460	0.2687	7.41	12.53
24	L-238	SECHO SEPO	211.20	0.0334	0.2150	0.1036	0.6975	3.00	5.84
25	L-242	SEZAPA SEVENT	18.02	0.0026	0.015	0.0077	0.0507	42.19	64.10
26	L-244	SEVENT SECHAVA	10.58	0.0019	0.0109	0.0056	0.0367	58.14	88.50
27	L-245	SEVENT SECHAVA	10.58	0.0019	0.0109	0.0056	0.0367	58.14	88.50

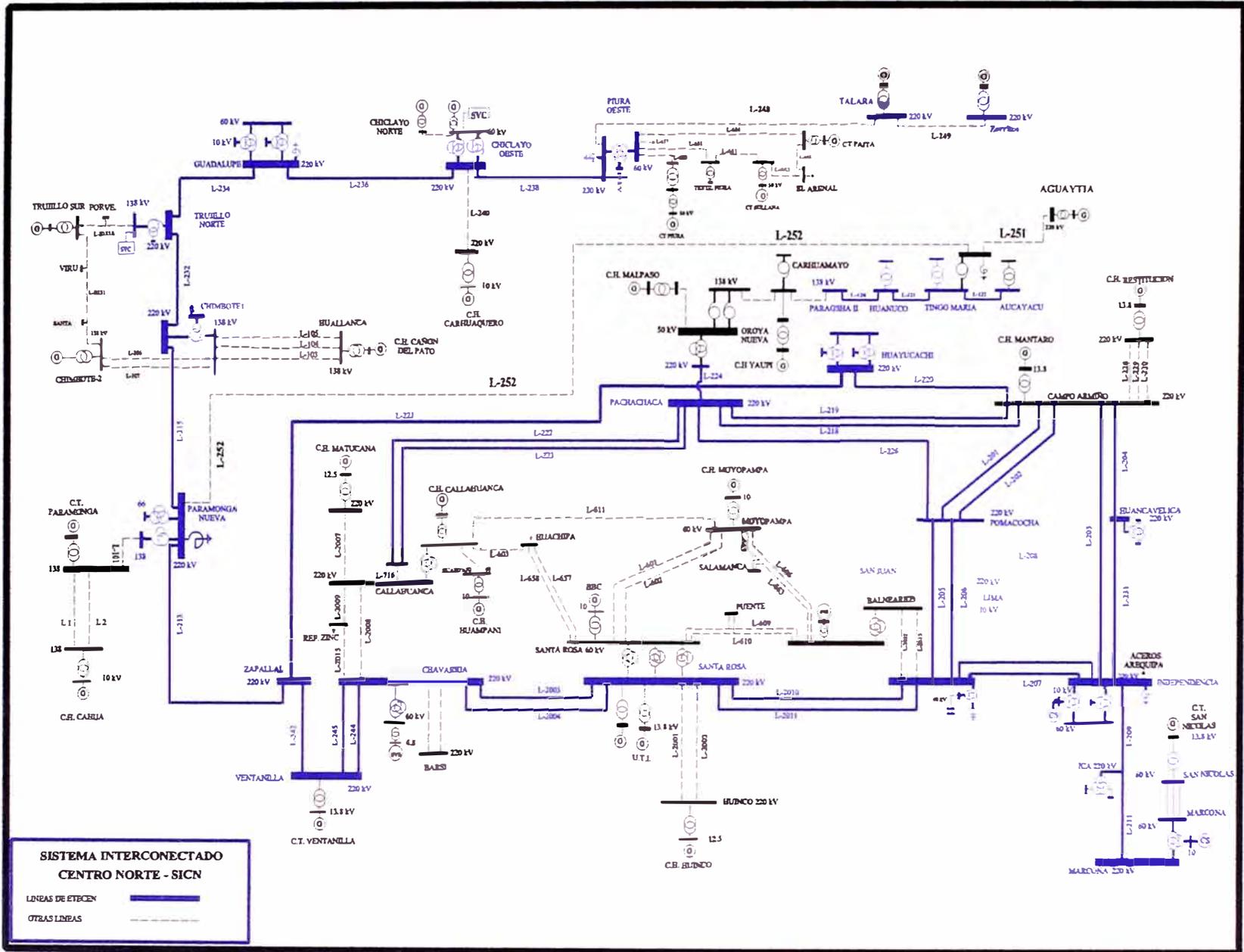
Tabla 4.2 Relación de líneas de ETECEN en 220 kV que cuentan con registradores TR-1640

(continuación)

N°	Subestación	TR 1626	TR 1640	Módulos de Entrada	Líneas monitoreadas
1	SEPO	1	1	2	L-238/L-248
2	SECHO	1	2	3	L-236/L-238/L-240
3	SEGUA	1	1	2	L-236/L-240
4	SETNOR	1	1	2	L-232/L-234
5	SECHIM1	1	3	5	L-103/L-104/L-105/L-215/ L-232
6	SEPANU	1	2	3	L-213/L-215/L-252
7	SEZAPA	1	2	3	L-213/L-221/L-242
8	SEVENT	1	2	4	L-242/L-244/L-245/L-246
9	SECHAVA	1	2	3	L-244/L-245/L-246
10	SESJUAN	1	2	4	L-205/L-206/L-207/L-208
11	SECALLA	1	1	2	L-222/L-223
12	SEP	1	3	5	L-201/L-202/L-205/L-206/ L-226
13	SEPACHA	1	3	6	L-218/L-219/L-222/L-223/ L-224/L-226
14	SEHUAY	1	1	2	L-220/L-221
15	SEHUAN	1	1	2	L-204/L-231
16	SEIN	1	3	6	L-203/L-207/L-208/L-209/ L-217/L-231
17	SEM	1	1	1	L-211
Totales		17	31	55	

Tabla 4.3 Relación de registradores RiS instalados en ETECEN

Fig. 4.2 Diagrama unifilar de ETECEN



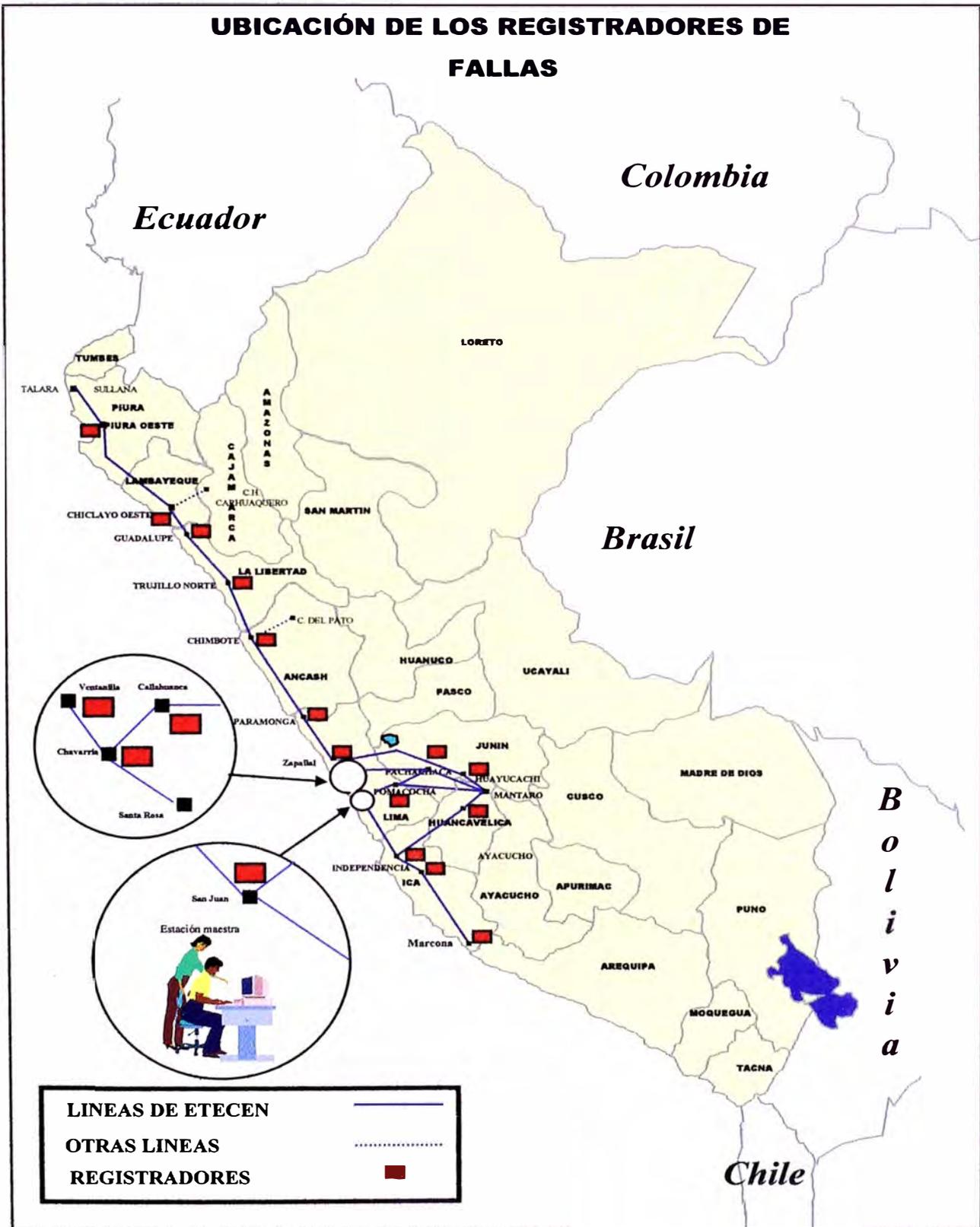


Fig. 4.3 Líneas monitoreadas con el sistema de registradores de falla

4.3 Filosofía de operación de los equipos de protección de línea

Las líneas del sistema de transmisión de ETECEN están protegidas por relés de distancia, reconexión y direccionales a tierra.

Aunque las marcas, modelos y características de operación de estos equipos son muy variables las formas en que operan presentan muchas similitudes entre sí.

En el caso del sistema de transmisión de ETECEN es posible hacer divisiones por zonas en las cuales se usan los mismos tipos de equipos, así tenemos:

Zona A : Piura, Chiclayo, Guadalupe, Trujillo, Chimbote; utilizan relés marca ASEA modelos RAZFE, RAZOA, RAAAM, RXPE+RXIDF.

Zona B : Chimbote, Paramonga, Zapallal; utilizan relés marca TOSHIBA, los cuales son varios relés electromecánicos compuestos por relés de distancia, sobrecorriente, mínima tensión y direccionales.

Zona C Zapallal, Ventanilla, Chavarría; utilizan relés marca General Electric modelos MLS, DLP, TCC, MRS.

Zona D San Juan, Independencia, Marcona, Huancavelica, Campo Armiño, Pachachaca, Pomacocha; utilizan relés marca General Electric modelos TLS, DLP, MLCG, MRS.

Zona E : Callahuanca, Pachachaca, Campo Armiño, Huayucachi; utilizan relés marca BBC modelos LZ96 + PPX401, L8b y WL96.

En todos ellos se considera el empleo de dos relés de distancia, un relé de reconexión y un relé direccional por cada extremo de línea tal como se ilustra en la figura 4.4.

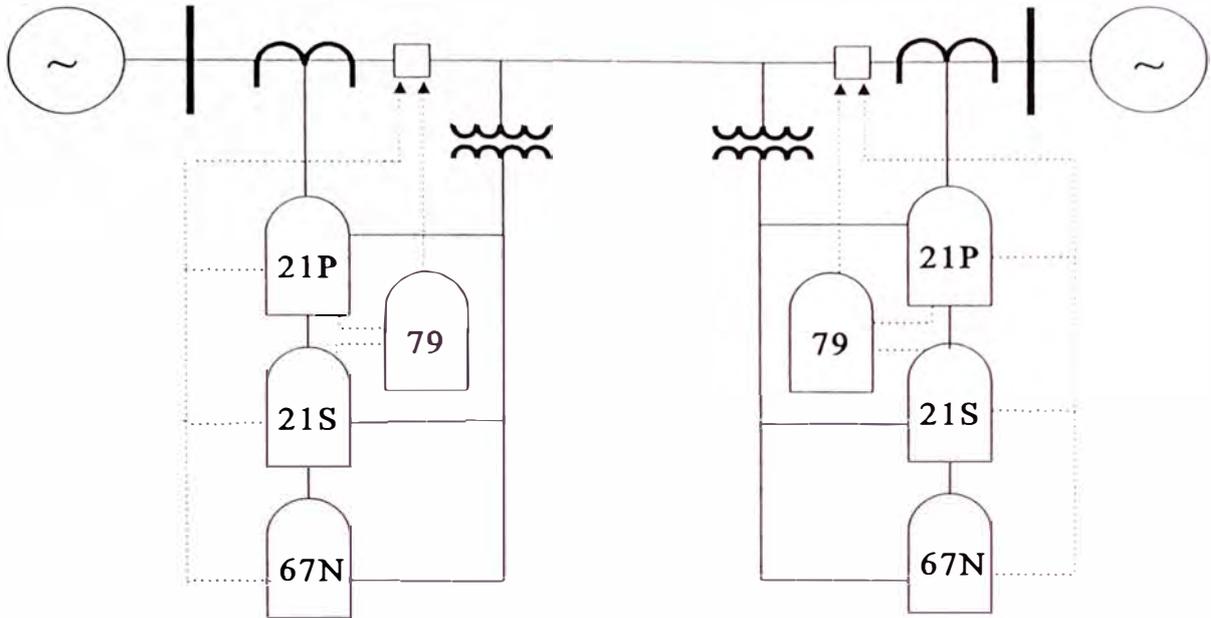


Fig. 4.4 Conexión típica del sistema de protección de línea en ETECEN

Donde:

- 21P** : Relé de distancia principal.
- 21S** : Relé de distancia secundario.
- 79** : Relé de reconexión.
- 67N** : Relé direccional de tierra.
- : Señales de control.
- : Señales de medida.

Todos los relés de distancia identifican la fase o fases falladas (R, S ó T) y dan una indicación de la zona en la cual dispararon (Zona 1, Zona 2, Zona 3 ó Zona 4). Adicionalmente los relés de distancia numéricos son capaces de determinar la distancia a la falla y grabar las ondas de tensión y corriente durante la misma.

En el caso de los relés direccionales la mayoría de ellos no pueden identificar la fase fallada.

4.3.1 Filosofía de operación de los equipos de protección de línea “Zona A”

21P : Relé RAZFE: disparo monofásico con reconexión para fallas monofásicas en la línea (seguido de un disparo trifásico si la falla continúa) y disparo trifásico sin reconexión para cualquier otro tipo de falla. Esquema de teleprotección: PUTT.

21S : Relé RAZOA: disparo trifásico sin reconexión para fallas en la línea que no hayan sido liberadas dentro de los 100 ms, disparo trifásico sin reconexión para fallas en las otras zonas. Esquema de teleprotección: PUTT.

79 : Relé RAAAM: es activado por el relé RAZFE y realiza la reconexión monofásica del interruptor luego de un tiempo de 450 ms de ocurrida la falla.

67N RXPE+RXIDF: es un relé que detecta fallas a tierra de alta impedancia, las cuales por su característica no son posibles de detectar por los relés de distancia. Esquema de teleprotección: comparación direccional.

4.3.2 Filosofía de operación de los equipos de protección de línea “Zona B”

21P : Relé CYD6D: disparo monofásico con reconexión para fallas monofásicas en la línea (seguido de un disparo trifásico si la falla continúa) y disparo trifásico sin reconexión para cualquier otro tipo de falla (éste es realizado por el relé CYS5F9. Esquema de teleprotección: Desbloqueo.

21S : Relé CXS3D: disparo trifásico sin reconexión para fallas en la línea que no hayan sido liberadas dentro de los 100 ms, disparo trifásico sin reconexión para fallas en las otras zonas. Esquema de teleprotección: PUTT.

79 : Relés auxiliares: activados por el relé CYD6D, realizan la reconexión monofásica del interruptor luego de un tiempo de 450 ms de ocurrida la falla.

67N : RDG3D: es un relé que detecta fallas a tierra de alta impedancia, las cuales por su característica no son posibles de detectar por los relés de distancia. Esquema de

teleprotección: Trabaja sin ayuda de la teleprotección por lo que su disparo depende sólo del extremos donde se detecta la falla.

4.3.3 Filosofía de operación de los equipos de protección de línea “Zona C”

21P : Relé MLS: disparo monofásico con reconexión para fallas monofásicas en la línea (seguido de un disparo trifásico si la falla continúa) y disparo trifásico sin reconexión para cualquier otro tipo de falla. Esquema de teleprotección: PUTT.

21S : Relé DLP: disparo monofásico con reconexión para fallas monofásicas en la línea (seguido de un disparo trifásico si la falla continúa) y disparo trifásico sin reconexión para cualquier otro tipo de falla. Esquema de teleprotección: PUTT.

79 Relé MRS: es activado por el relé MLS o el DLP y realiza la reconexión monofásica del interruptor luego de un tiempo de 450 ms de ocurrida la falla.

67N : TCC: es un relé que detecta fallas a tierra de alta impedancia, las cuales por su característica no son posibles de detectar por los relés de distancia. Esquema de teleprotección: comparación direccional.

4.3.4 Filosofía de operación de los equipos de protección de línea “Zona D”

21P : Relé TLS: disparo monofásico con reconexión para fallas monofásicas en la línea (seguido de un disparo trifásico si la falla continúa) y disparo trifásico sin reconexión para cualquier otro tipo de falla. Esquema de teleprotección: PUTT.

21S : Relé DLP: disparo monofásico con reconexión para fallas monofásicas en la línea (seguido de un disparo trifásico si la falla continúa) y disparo trifásico sin reconexión para cualquier otro tipo de falla. Esquema de teleprotección: PUTT.

79 Relé MRS: es activado por el relé TLS o el DLP y realiza la reconexión monofásica del interruptor luego de un tiempo de 450 ms de ocurrida la falla.

67N : MLCG: es un relé que detecta fallas a tierra de alta impedancia, las cuales por

su característica no son posibles de detectar por los relés de distancia. Esquema de teleprotección: comparación direccional.

4.3.5 Filosofía de operación de los equipos de protección de línea “Zona E”

21P : Relé LZ96: disparo monofásico con reconexión para fallas monofásicas en la línea (seguido de un disparo trifásico si la falla continúa) y disparo trifásico sin reconexión para cualquier otro tipo de falla. Esquema de teleprotección: PUTT.

21S : Relé L8b: disparo monofásico con reconexión para fallas monofásicas en la línea (seguido de un disparo trifásico si la falla continúa) y disparo trifásico sin reconexión para cualquier otro tipo de falla. Esquema de teleprotección: PUTT.

79 : Relé WL96: si viene incluido en el relé LZ96 toma el nombre WT96, es activado por el relé LZ96 o el L8b y realiza la reconexión monofásica del interruptor luego de un tiempo de 450 ms de ocurrida la falla.

67N PPX401: viene como un módulo adicional del relé LZ96 y es un relé que detecta fallas a tierra de alta impedancia, las cuales por su característica no son posibles de detectar por los relés de distancia. Esquema de teleprotección: presenta dos niveles el primero es comparación direccional y el segundo, disparo sin ayuda de la teleprotección.

4.4 Instalación del registrador de fallas

Como se explicó en el capítulo 3, el propósito del registrador de fallas es determinar si el sistema de protección actuó correctamente, para lograr este objetivo es necesario que las señales que le lleguen al registrador provengan de las mismas fuentes que las que van a los relés de protección.

Es por este motivo que los registradores han sido colocados en el mismo circuito que los sistemas de protección, lo cual es ilustrado en la figura 4.5.

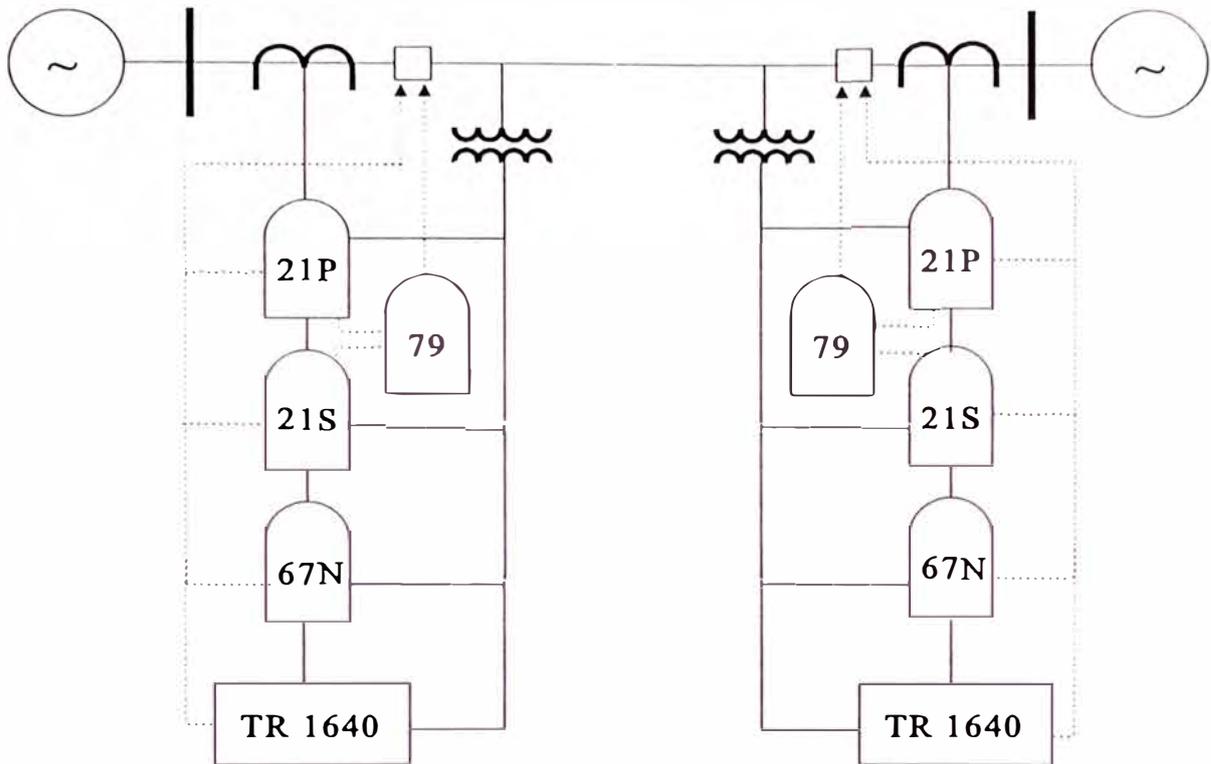


Fig. 4.5 Conexión típica del registrador de fallas en las líneas de ETECEN

Donde:

TR-1640 Registrador de eventos transitorios marca RiS modelo TR-1640.

Este equipo monitorea las señales de tensión y corriente (conectadas a las entradas analógicas del registrador) y la posición de los contactos provenientes de los relés de protección (conectados a las entradas digitales del registrador), las cuales para el caso de ETECEN han sido arreglados de la siguiente manera:

4.4.1 Configuración de las entradas analógicas

Se entiende como señales analógicas aquellas señales continuas en el tiempo; en nuestro caso se trata de las señales de tensión y corriente.

IR : Corriente de fase, tomada desde el devanado secundario del transformador de

corriente de la fase R.

IS Corriente de fase, tomada desde el devanado secundario del transformador de corriente de la fase S.

IT Corriente de fase, tomada desde el devanado secundario del transformador de corriente de la fase T.

IN : Corriente de neutro, tomada del circuito de retorno de los devanados secundarios de los transformadores de corrientes de las fases R, S y T.

VR Tensión con respecto al neutro, tomada desde el devanado secundario del transformador de tensión de la fase R.

VS Tensión con respecto al neutro, tomada desde el devanado secundario del transformador de tensión de la fase S.

VT Tensión con respecto al neutro, tomada desde el devanado secundario del transformador de tensión de la fase T.

F : Frecuencia de la red, tomada desde un transductor de frecuencia el cual a su vez es alimentado de una señal de tensión fase-fase.

Estas son mostradas en la figura 4.6.

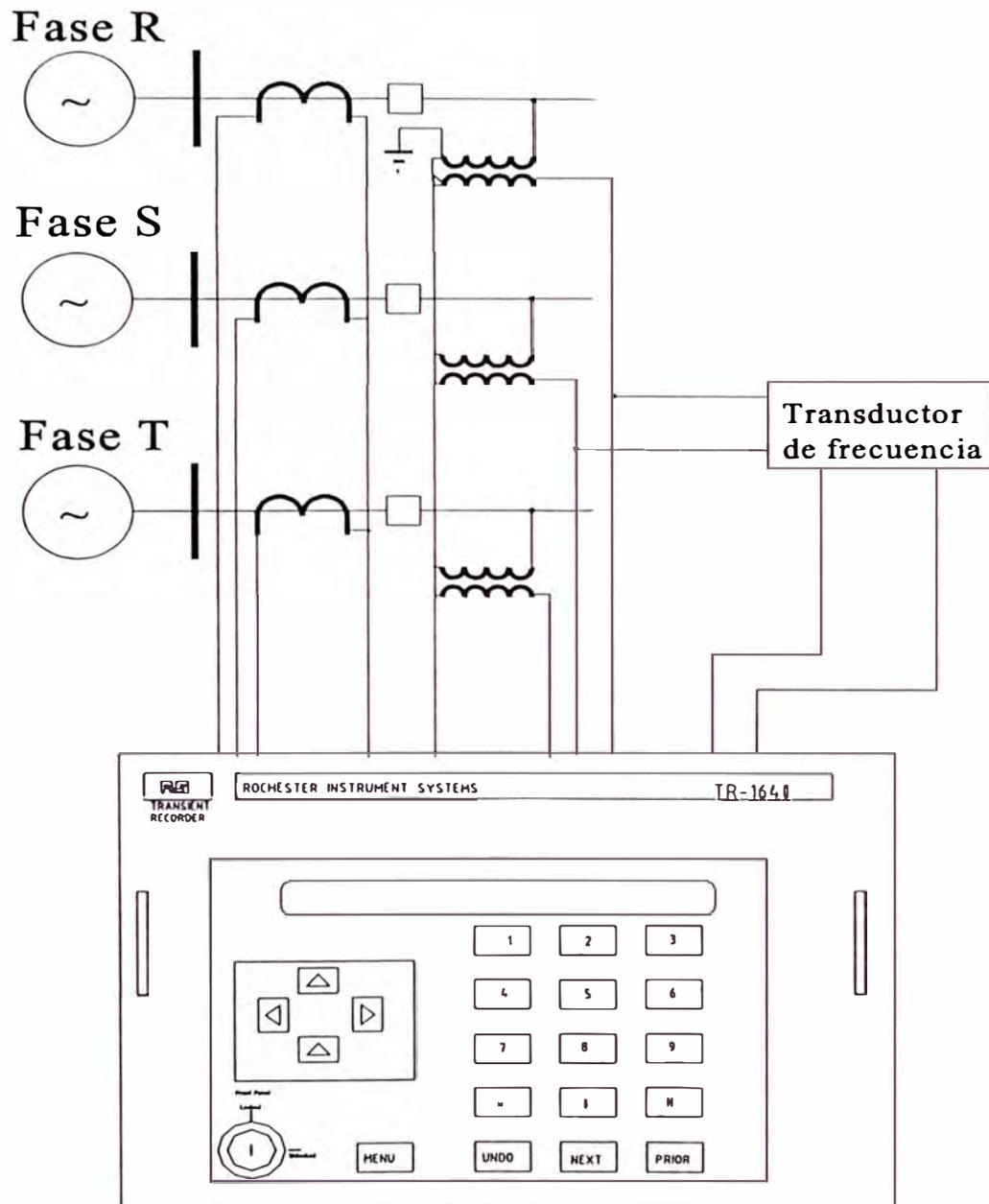


Fig. 4.6 Conexión típica de las señales analógicas al registrador de fallas en las líneas de ETECEN

4.4.2 Configuración de las entradas digitales

Se entiende como señales digitales a aquellas señales no continuas en el tiempo; en nuestro caso se trata de las señales tomadas de los equipos de protección, como por ejemplo:

0. TLS Arranque de la fase R Distancia protección principal
1. TLS Arranque de la fase S Distancia protección principal
2. TLS Arranque de la fase T Distancia protección principal
3. TLS Distancia disparo protección principal
4. TLS Distancia recepción de onda portadora protección principal
5. TLS Distancia operación de la zona 2,3,4 protección principal
6. MRS Reconexión orden de reconexión
7. DLP Arranque de la fase R Distancia protección secundaria
8. DLP Arranque de la fase S Distancia protección secundaria
9. DLP Arranque de la fase T Distancia protección secundaria
10. DLP Distancia disparo protección secundaria
11. DLP Distancia recepción de onda portadora protección secundaria
12. DLP Distancia operación de la zona 2,3,4 protección secundaria
13. MLCG Direccional emisión onda portadora
14. MLCG Direccional disparo relé direccional
15. Libre (señal para usarse en el futuro)

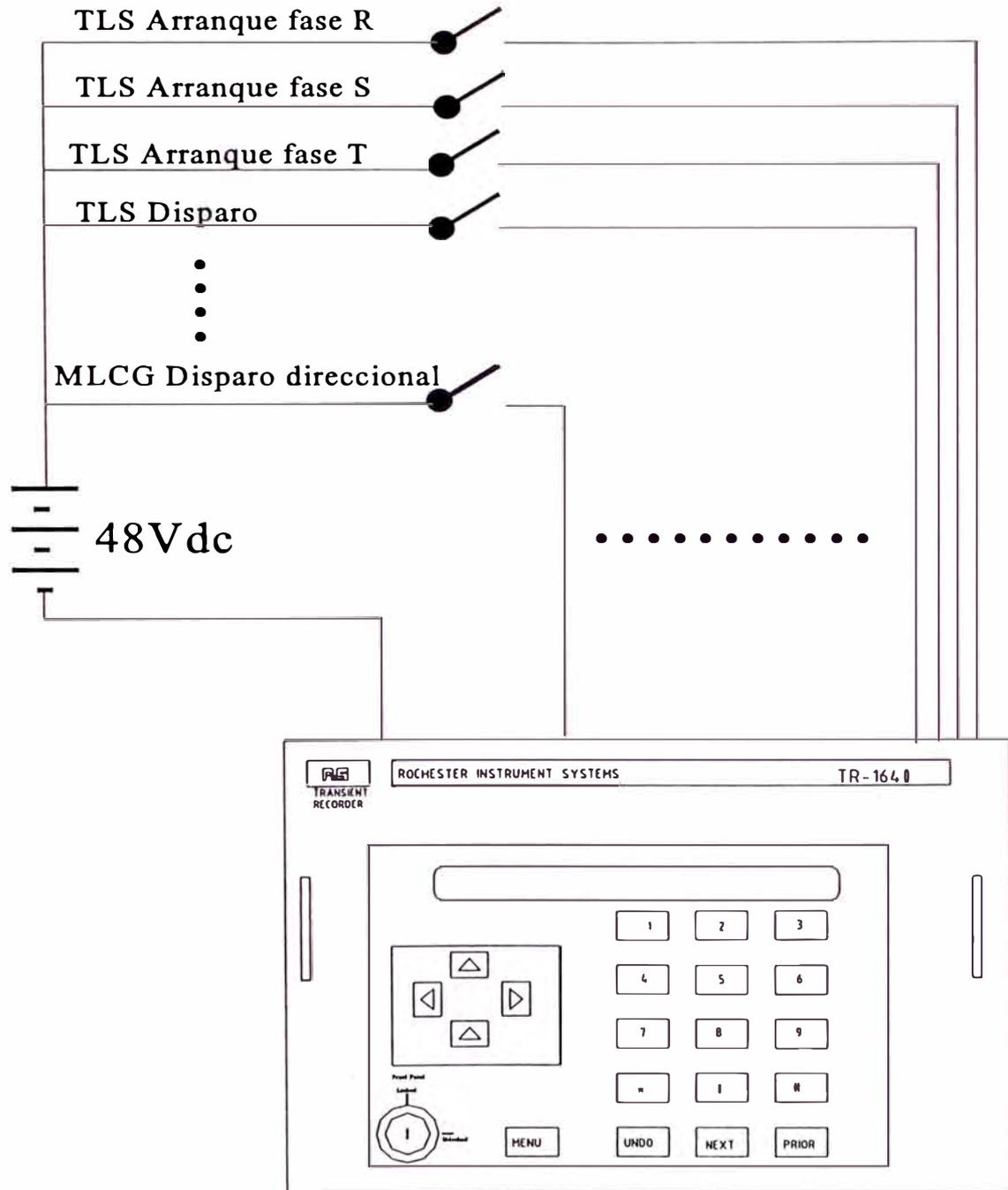


Fig. 4.7 Conexión típica de las señales digitales al registrador de fallas en las líneas de ETECEN

4.5. Problemas, diagnósticos y soluciones de tipo general ocurridos con los registradores de eventos transitorios marca RiS

4.5.1 Sincronización de tiempos entre registradores

Para mejorar el análisis de fallas los registradores deben estar sincronizados entre sí, como esto no se cumplía, entonces el mismo evento será registrado por diferentes registradores con horas diferentes.

Diagnóstico : Según el fabricante el problema se encuentra en la frecuencia de la red eléctrica la cual no se mantiene en 60 Hz en forma permanente sino que presenta variaciones las cuales afectan el CHIP de sincronización.

Solución : Se le pidió al fabricante solucionar este problema, el fabricante envió un nuevo CHIP mejorado pero el problema continuaba. Actualmente se ha solucionado mediante la sincronización por satélite (Sistema de GPS).

4.5.2 Registradores en modo DISARMED debido al método de almacenamiento de registros en memoria utilizado

Este problema se presentó en la subestación Zapallal. Luego de producida una falla en la línea L-221, se revisó la información obtenida por los registradores y se encontró que los mismos no habían operado.

Diagnóstico : Se verificó que los registradores estaban en el modo DISARMED, lo cual equivale a tener el registrador desconectado de las señales de entrada, luego de revisar la programación se concluyó que el sistema de almacenamiento escogido no era el correcto. Este almacenamiento era tipo pila, por lo que al llenarse la memoria, el registrador pasaba al modo DISARMED para proteger los registros obtenidos, el operador luego de transferir estos eventos al computador, debería borrarlos de la memoria para que no figure como memoria llena. Este proceso es complicado y no es

conveniente porque el operador, podría cambiar la configuración del registrador en forma accidental.

Solución : Se decidió escoger el método de almacenamiento de memoria circular, el cual luego de registrar 9 eventos, sobrescribe el décimo en el primero, el décimo primero en el segundo y así sucesivamente. Se aplicó a todos los registradores del sistema.

4.5.3 Errores de conexión de los circuitos de tensión y corriente

Este problema se presentó en las subestaciones Chimbote 1, Guadalupe y Chiclayo Oeste. Mediante el software de cálculos trifásicos se encontró que los datos obtenidos no eran congruentes con la secuencia de fases y con el sentido del flujo por lo que se pidió su revisión.

Diagnóstico : Se encontró que el error estaba en las conexiones externas al registrador, así tenemos:

Subestación Chimbote 1

L-A131 (L-103) Corrientes : Las entradas estaban invertidas con las salidas.

L-A132 (L-104) Corrientes : Las entradas estaban invertidas con las salidas.

L-A133 (L-105) Corrientes : Las entradas estaban invertidas con las salidas.

Subestación Guadalupe

L-234 Corrientes : Se encontró error de fases.

L-236 Corrientes : Se encontró error de fases.

Subestación Chiclayo Oeste

L-236 Tensiones : La fase S estaba invertida con la T.

L-238 Corrientes : Las entradas estaban invertidas con las salidas.

L-240 Corrientes : Las entradas estaban invertidas con las salidas.

Solución : Se encontró que la confusión se produjo en las entradas del registrador. Se

corrigió el circuito y se verificó en las otras subestaciones encontrándolas conforme.

4.5.4 Pérdida de registros en la computadora de la Subestación controladora debido a virus informáticos.

Este problema se presentó en las subestaciones Independencia y Zapallal.

Diagnóstico : Se encontró que la computadora había sido infectada por virus.

Solución : Se utilizó un antivirus para limpiar la computadora pero no se pudo recuperar la información. Se comunicó a los operadores de todas las subestaciones que no inserten discos en las computadoras de las Subestaciones controladoras.

4.5.5 Operaciones sucesivas originadas por modificación del nivel de referencia cero de los canales analógicos

En la subestación San Juan y Chavarría se verificó que el registrador presentaba disparos continuos hasta que se ponía en modo DISARMED (Fuera de servicio).

Diagnóstico : Se encontró que la señal de referencia sobre la cual se monta la señal analógica se había desplazado llegando a los límites de operación calibrados y cuando se aplicaba la señal analógica correspondiente, superaba a estos, luego por cada medio ciclo de onda se activaba una señal de disparo manteniendo al registrador disparado en forma continua por lo que el mismo pasaba al modo DISARMED (se desconectaba de las señales de entrada por detectar una actuación incorrecta del sistema) como medida de precaución. Se concluyó que se había modificado la ganancia en vacío del equipo en forma accidental desde su panel frontal .

Solución : Se corrigió la ganancia en vacío de los registradores mediante la opción de calibración desde el frente del mismo y se instruyó al personal de todas las subestaciones para que mantengan el teclado bloqueado mediante llave. A la fecha no se han presentado otros casos.

4.5.6 El registrador no operaba a tiempo ante fallas de alta impedancia

Este problema se presentó en las subestaciones Independencia y Marcona

Diagnóstico : Los niveles de disparo por sobrecorriente fueron definidos en 120% del valor del transformador de corriente tanto para las fases como para el neutro, en el caso de una falla de alta impedancia a tierra la corriente por el neutro es pequeña y la de fase solo presenta un ligero incremento, además los equipos de protección de línea no llegaban a detectar la falla hasta que transcurrieran unos segundos, por lo tanto el registrador no llegaba a capturar este evento perdiéndose la información.

Solución : Se ajustó el nivel de disparo en un 120% de la corriente máxima que pasa por esa línea para el caso de las fases y en un 24% del valor del transformador de corriente para el neutro, a la fecha los registradores son lo suficientemente sensibles para detectar todo tipo de fallas, también se ha comprobado que esto no provoca disparos innecesarios por nivel de corriente.

4.5.7 Mal funcionamiento del localizador de fallas por error en el ingreso de la capacitancia de línea

Este problema se produjo en la subestación San Juan con las líneas L-205 y L-206.

Se encontró que para fallas monofásicas el localizador de fallas no calculaba la distancia a pesar de tener todos los datos para hacerlo.

Diagnóstico : Luego de revisar los parámetros de cálculo se llegó a la conclusión que el problema se encontraba en el dato de capacitancia de línea el cual se había ingresado como susceptancia, debiendo ingresarse como impedancia.

Solución : Se modificó este parámetro y se hizo lo mismo en las demás subestaciones y también en la Estación maestra.

4.5.8 Mal funcionamiento del localizador de fallas y del programa de cálculos en a.c. debido a errores en los datos de la relación de transformación de corriente.

Este problema se presentó en las subestaciones Chimbote 1, Paramonga Nueva y Pachachaca. Durante los trabajos de mantenimiento se detectó que los valores de corriente y potencia que se obtenían mediante el registrador eran diferentes a las indicadas por los medidores de energía y los indicadores de cuadro existentes.

Diagnóstico : La relación de transformación de las señales de tensión y corriente influyen directamente en el cálculo de la falla y en los cálculos trifásicos por lo que se revisaron estos parámetros encontrando que los mismos estaban errados

Solución : Se reconfiguraron los registradores con los valores de relación de transformación verdaderos y se verificó el de las otras subestaciones.

4.5.9 Pérdida de comunicación del registrador con las computadoras de la Subestación controladora y la Estación maestra por falla del ECIP

Este problema se presentó en las subestaciones Paramonga, Huayucachi y Guadalupe (en ese orden). Se detectó que la interface de comunicación se encontraba apagada.

Diagnóstico : Se determinó que el problema se encontraba en la fuente interna del ECIP, en todos los casos se encontró uno de sus terminales haciendo falso contacto por haberse quebrado la soldadura. Este punto está expuesto a esfuerzos mecánicos producidos al mover el conductor de alimentación.

Solución : Se soldó el terminal y se está pendiente por si ocurren problemas similares en otras subestaciones.

4.5.10 Aparición de señales de ruido mezcladas con las ondas de tensión y corriente

Este problema se presentó en las subestaciones Paramonga Nueva y Trujillo Norte. Al obtener los registros de eventos ocurridos se observó que en ellos aparecían señales adicionales que dificultaban la visualización de las ondas reales, la intensidad de los mismos fue diferente en todos los casos.

Diagnóstico : Se revisaron los registradores encontrando que su interior estaba lleno de alas de insectos y polvo.

Solución : Se realizó la limpieza de las tarjetas y el registrador se normalizó.

4.5.11 Problemas, diagnósticos y soluciones de tipo particular ocurridos con los registradores de eventos transitorios marca RiS

4.5.11.1 Falta de comunicación vía modem con la Estación maestra debido a señales de ruido en el sistema de comunicación

Este problema se presenta en las subestaciones Callahuanca, Guadalupe y Piura Oeste.

Diagnóstico : Debido a que las subestaciones eléctricas se instalan en lugares alejados de la ciudad muchas veces no se cuenta con líneas telefónicas por lo que se instalan canales de comunicación vía onda portadora, para el caso de las subestaciones de SEGUA la comunicación por este último medio presenta señales de ruido por lo que no se podía conectar estos equipos a la Estación maestra ubicada en San Juan.

Solución : Este problema ha sido solucionado, ETECEN ha mejorado sus comunicaciones por medio de microondas.

4.5.11.2 Pérdida del registro que contenía la falla debido a operaciones sucesivas del registrador por sobretensiones ocurridas en la línea adyacente

Este problema se presentó en la subestación Zapallal.

Diagnóstico : Luego de producida una falla en la línea L-242 se producían

sobretensiones en la línea L-221 las que hacían disparar al registrador en forma repetida en unos cuantos segundos. Como el registrador tiene una capacidad de nueve (9) registros a la vez luego de los cuales el último registro se sobrescribe en el primero, el que contenía la falla era borrado antes de ser descargado en el registrador perdiéndose de esta manera la información.

Solución : Se eliminó el disparo por nivel de tensión en las subestaciones Zapallal y Ventanilla, actualmente en ellas no se tienen registros por sobretensiones.

4.5.11.3 Pérdida del registro que contenía la falla debido a operaciones sucesivas del registrador por sobrecorrientes ocurridas en la línea adyacente

Este problema ocurrió en la línea L-208 (San Juan - Independencia) en la subestación Independencia. Luego de ocurrida una falla en esta línea, se procedió a recuperar los registros de ambos extremos, en el caso de San Juan se obtuvo el registro sin problemas pero en el caso de Independencia se observó que el registro había sido borrado (habían ocurrido otros eventos y sus registros sobrescribieron el de la falla).

Diagnóstico : Los registradores tienen capacidad para monitorear dos líneas en el caso de la línea L-208 la otra línea es la L-217 (Aceros Arequipa), la cual es una empresa que trabaja con hornos de arco, al revisar los registros obtenidos se observó que la característica de operación de estos hornos originaban corrientes similares a las corrientes de cortocircuito por lo que hacía operar al registrador.

Solución : Se levantó el límite de operación por nivel de corriente en la línea L-217. El registrador de fallas operará si ocurre alguna falla esta línea, debido a las señales provenientes de los equipos de protección de la línea que operen durante la falla y que estén conectados a las entradas lógicas del registrador.

4.5.11.4 Desperfecto de los modems debido a sobretensiones atmosféricas

Este problema se presentó en las subestaciones Pomacocha (una vez) y Huancavelica (dos veces).

Diagnóstico : Estas subestaciones se encuentran ubicadas en la sierra zona donde son frecuentes las sobretensiones atmosféricas, los modems se malograron por la inducción producida por estas últimas.

Solución : Se reemplazaron los modems y en todas las subestaciones de la sierra se mantienen desconectados físicamente de la línea telefónica y de la fuente de alimentación mediante conmutadores, cuando se quiere recuperar algún registro desde la Estación maestra, se coordina con el operador para que los conecte mediante el conmutador.

CAPITULO V ANALISIS DE FALLAS

5.1 Introducción

En los capítulos anteriores se ha dado una descripción detallada de la teoría de fallas en un sistema eléctrico y de los equipos que se emplean en el sistema de transmisión de ETECEN para su detección y eliminación. También se ha explicado la forma en que estas fallas son registradas por los equipos registradores de fallas.

Es así que este capítulo tiene por finalidad explicar la forma en que se analizan los registros obtenidos.

5.2 Análisis de falla

Para realizar el análisis de una falla en el Sistema de Transmisión de ETECEN es necesario:

- a) Conocer la teoría de fallas explicada en el Capítulo I “FALLAS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA”.
- b) Entender la forma en que operan los equipos de protección y los registradores instalados en el sistema eléctrico involucrado en la falla los cuales fueron descritos en el Capítulo II “PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION ELECTRICA” y el Capítulo III “REGISTRADOR DE EVENTOS TRANSITORIOS”.
- c) Conocer la configuración del sistema eléctrico en el cual se ha producido la falla, éste ha sido descrito en el capítulo IV “SISTEMA ELECTRICO DE ETECEN”.

- d) Obtener los eventos capturados por los registradores durante la falla.
- e) Obtener las hojas de reporte de falla elaborados por los operadores de las subestaciones.

Luego se procede a realizar el análisis de falla de la manera siguiente:

5.2.1 Identificación de las fases falladas.

Según la teoría de fallas expuesta en el capítulo I, cuando se produce una falla en un circuito eléctrico las señales de tensión y corriente las cuales son ondas simétricas pasan a un estado en el cual se pierde esta simetría.

Para el caso de cortocircuitos en el sistema de transmisión la amplitud de la tensión en la fase o fases falladas disminuye y la corriente respectiva se incrementa, éste fenómeno se mantiene hasta que la falla sea eliminada al desconectar la línea por medio de la apertura de los interruptores en ambos extremos tal como se muestra en las figuras 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4.

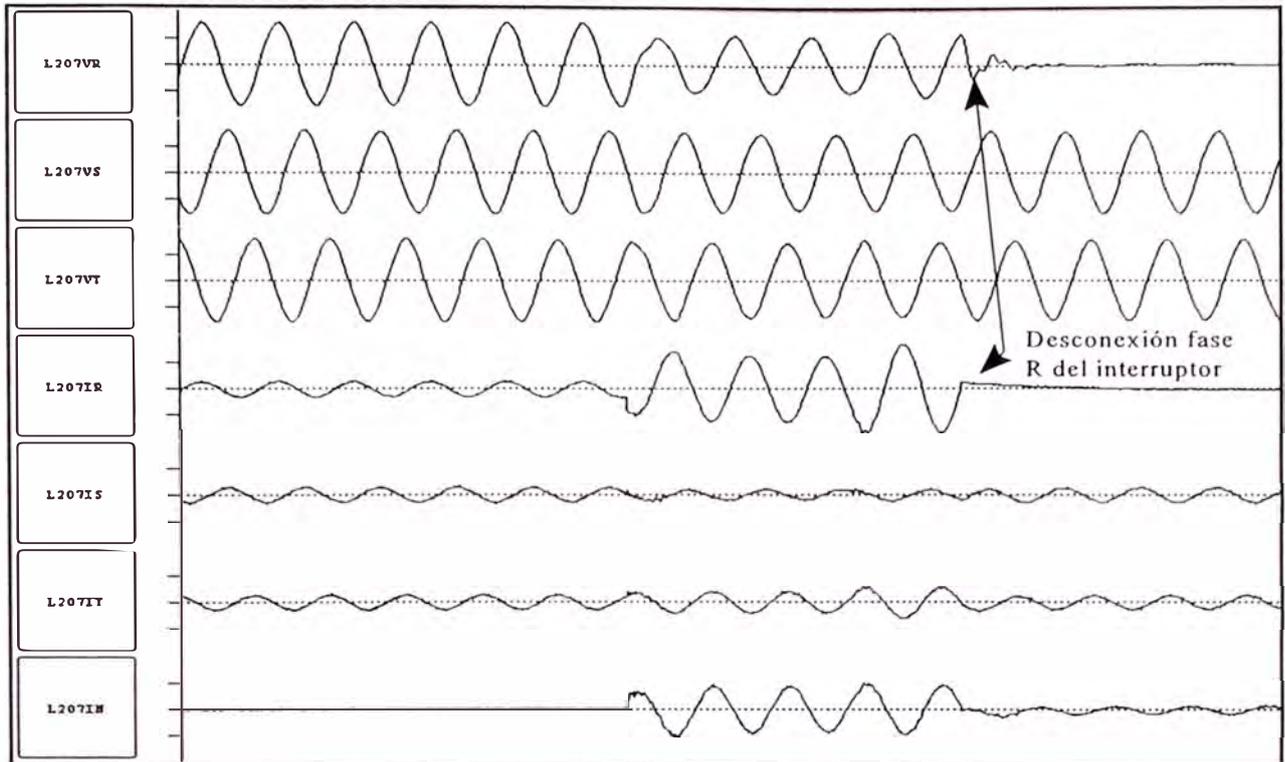


Fig. 5.1 falla monofásica fase R

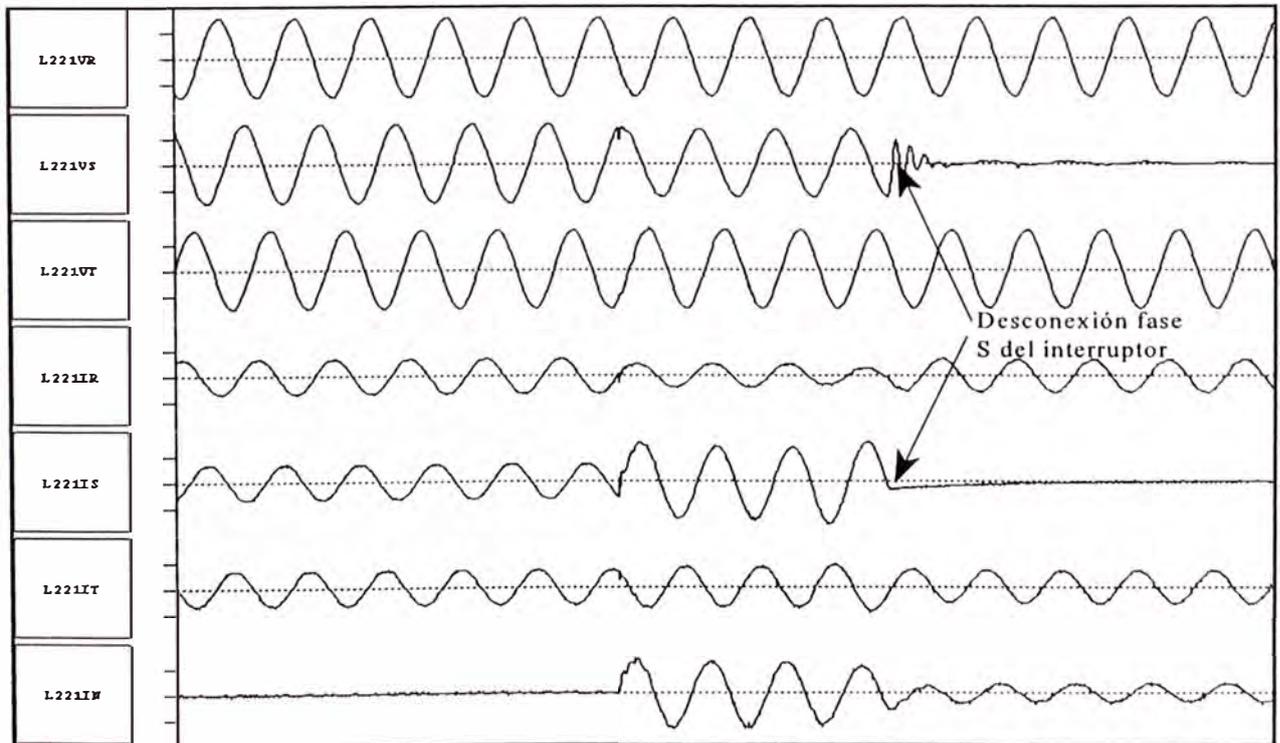


Fig.5.2 falla monofásica fase S

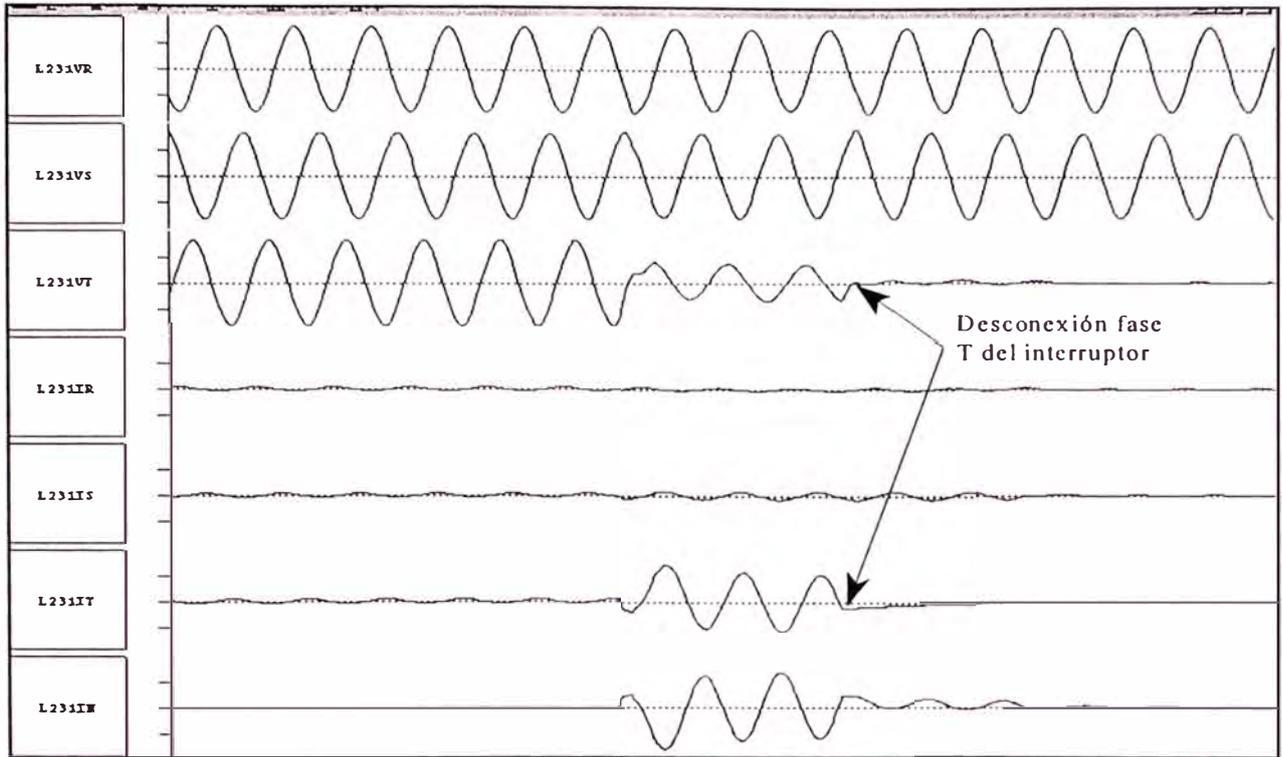


Fig. 5.3 falla monofásica fase T

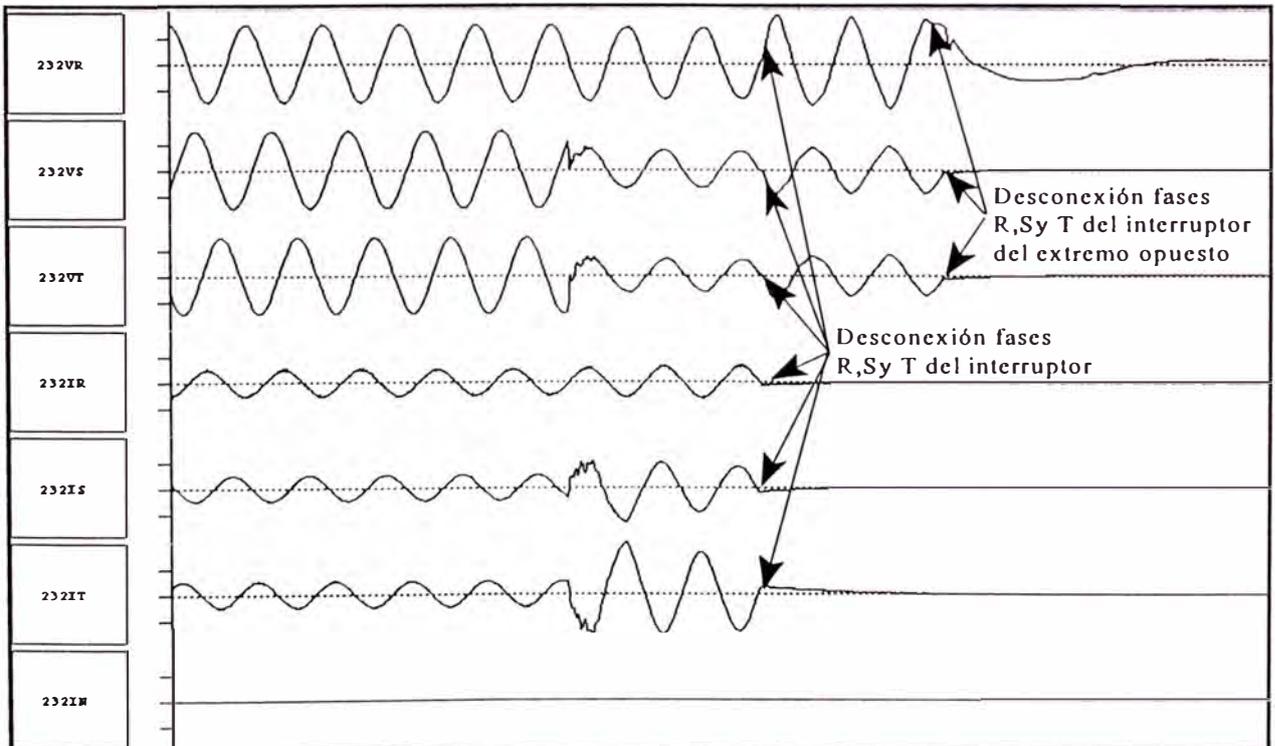


Fig. 5.4 falla bifásica fases S-T

Como se deduce de las figuras presentadas es suficiente observar el gráfico que muestra las señales de tensiones y corrientes de la línea en falla para determinar cual fase o fases se encuentran involucradas.

Como se explicó en los capítulos II y IV, si la falla en la línea es monofásica el sistema de protección en ambos extremos de la línea abrirá los interruptores correspondientes a la fase fallada y luego de aproximadamente 450 milisegundos los cerrará, si la falla ha sido eliminada la línea seguirá en servicio, si por el contrario la falla continúa el sistema de protección abrirá los interruptores de ambos extremos en las tres fases, dejando la línea fuera de servicio.

Asimismo si la falla es polifásica el sistema de protección abrirá los interruptores de ambos extremos en las tres fases, desconectando de esta manera la línea hasta que se decida ponerla en servicio.

5.2.2 Determinación del tiempo de falla.

Este se toma directamente del gráfico que muestra la falla debido a que el mismo presenta una escala de tiempos. Una alternativa es contar el número de ciclos y multiplicarlo por 16.67 ms/ciclo (tiempo equivalente para un ciclo de 60 Hz), lo cual da el tiempo en milisegundos.

El tiempo total de despeje de una falla en una línea de 220 kV en condiciones normales no debe pasar de 100 milisegundos ocurriendo el caso más crítico cuando el relé detecta la falla en segundo escalón y debe esperar la señal de teleprotección enviada por el relé del extremo opuesto, para emitir la orden de apertura del interruptor, así:

$$T_{\text{falla}} = T_{\text{relé}} + T_{\text{interruptor}}$$

$$T_{\text{falla}} = (T_{\text{arranque}} + T_{\text{teleprotección}} + T_{\text{contactos de disparo}}) + T_{\text{interruptor}}$$

$$T_{\text{falla}} = (17\text{ms} + 25\text{ms} + 5\text{ms}) + 50\text{ms}$$

$$T_{\text{falla}} = 97\text{ms}$$

Donde:

Tfalla	Tiempo de despeje de la falla
Trelé	Tiempo de operación del relé
Tarranque	Tarranque del relé
Tteleprotección	Tiempo de la señal de teleprotección
Tcontactos de disparo:	Tiempo de los contactos de disparo del relé
Tinterruptor	Tiempo de operación del interruptor

En la práctica se han observado tiempos de despeje de falla que van desde 45 ms a 80 ms, por ejemplo la falla mostrada en la figura 5.5 tiene una duración aproximada de 75 ms.

Cuando la falla tiene una duración superior a los 100 ms se debe realizar un análisis más detallado para determinar las causas de ese retraso.

Se debe tener presente que si la falla tiene una duración igual o superior al tiempo del segundo escalón el sistema de protección abrirá el interruptor en forma tripolar, desconectando la línea.

5.2.3 Secuencia de operación de los equipos de maniobra

Como se explicó en los capítulos III y IV el registrador de fallas puede monitorear la operación de los equipos cuyos contactos de salida se hayan conectado a sus entradas digitales. De esta manera es posible conocer la secuencia de operación de los equipos de protección durante la falla.

En la parte inferior de la figura 5.5 se muestran 16 líneas horizontales, cada una de las cuales proviene de un contacto de salida del sistema de protección.

Una línea continua indica que el contacto está en posición de reposo (en el caso del sistema de ETECEN contacto abierto), cuando ésta desaparece indica que el contacto está en condición de operación (en el caso del sistema de ETECEN contacto cerrado).

Las indicaciones de activación (A), desactivación (N), cerrado (C), abierto (O),

canal y subcanal (CH#), tiempo en milisegundos (TIME), identificación del registrador (RECORDER) y la descripción de la señal asociada al contacto (DESCRIPTION) vienen dadas en un listado secuencial similar al mostrado en la figura 5.6.

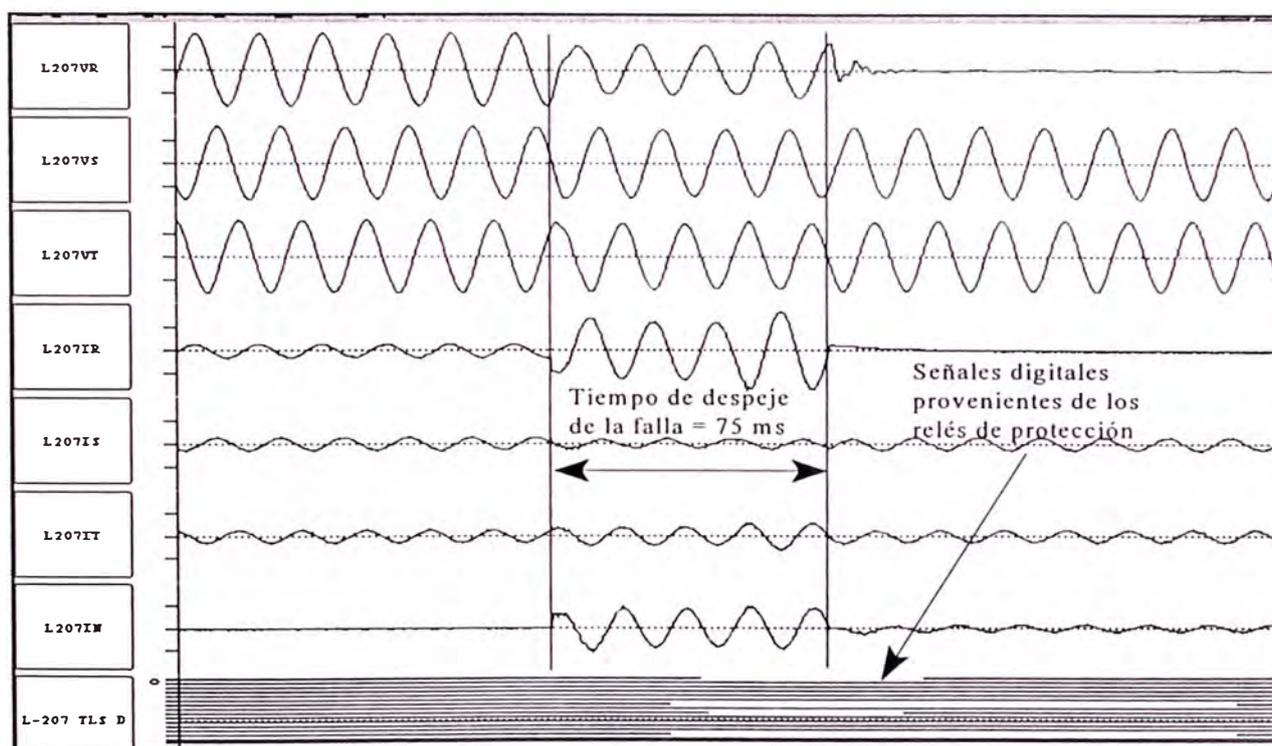


Fig. 5.5 Gráfico de falla mostrando el tiempo de despeje de falla y las señales digitales asociados a las protecciones

Sequential Listing										
A/N	O/C	CH #	TIME (msecs)	RECORDER	DESCRIPTION					
A	C	17-6	29.559	INDEP 209-207	L-207	TLS	RECEPCION	ONDA	PORTADORA	PROTEC.PRINC.
A	C	17-13	29.726	INDEP 209-207	L-207	DLP	RECEPCION	ONDA	PORTADORA	PROTEC.SECUND
A	C	17-0	37.408	INDEP 209-207	L-207	TLS	DISPARO FASE R	PROTECCION	PRINCIPAL	
A	C	17-8	39.746	INDEP 209-207	L-207	DLP	DISPARO FASE R	PROTECCION	SECUNDARIA	
N	O	17-8	91.015	INDEP 209-207	L-207	DLP	DISPARO FASE R	PROTECCION	SECUNDARIA	
N	O	17-0	96.359	INDEP 209-207	L-207	TLS	DISPARO FASE R	PROTECCION	PRINCIPAL	
N	O	17-6	179.024	INDEP 209-207	L-207	TLS	RECEPCION	ONDA	PORTADORA	PROTEC.PRINC.
N	O	17-13	179.024	INDEP 209-207	L-207	DLP	RECEPCION	ONDA	PORTADORA	PROTEC.SECUND

Fig.5.6 Listado secuencial de la operación de los contactos asociados a las protecciones comparar con la figura 5.5

5.2.4 Uso del software de cálculos trifásicos en A.C.

Con este software es posible obtener valores promedios de tensiones y corrientes sobre una porción del registro de falla, esto es posible debido a que se pueden escoger “ventanas de tiempo” antes de la falla (período durante el cual aún no ocurre la falla), durante la falla y posterior a la falla.

Esta información es importante porque permite calcular los valores de frecuencia, tensión, corriente y potencia antes, durante y después de la falla, lo cual facilita el análisis.

Como ejemplo usaremos la misma falla mostrada en la figura 5.5 sobre la cual se han definido ventanas según se muestra en la figura 5.7.

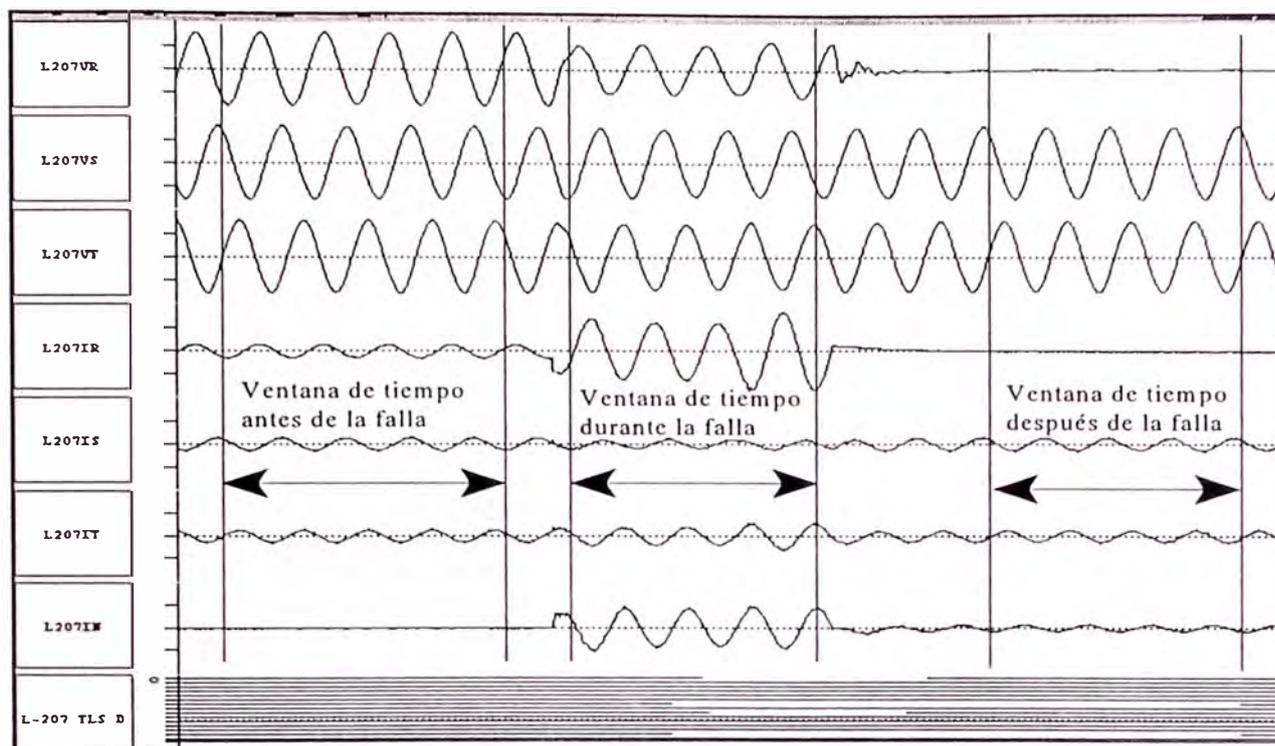


Fig.5.7 Definición de ventanas para realizar calculos trifasicos

Para realizar estos cálculos el programa necesita (luego de haber escogidos las ventanas de tiempo) que se le ingrese información referida a los canales de tensión y corriente sobre los que se realizará el cálculo, así como el canal que servirá para calcular la frecuencia, en nuestro caso como queremos realizar el cálculo sobre el evento 429 que muestra una falla en la línea L-207, tendremos:

RiS/PTI AC Calculation package

Va - Channel # 12 - L-207 PHASE R VOLTAGE
 Ia - Channel # 4 - L-207 PHASE R CURRENT
 Vb - Channel # 13 - L-207 PHASE S VOLTAGE
 Ib - Channel # 5 - L-207 PHASE S CURRENT
 Vc - Channel # 14 - L-207 PHASE T VOLTAGE
 Ic - Channel # 6 - L-207 PHASE T CURRENT

Frequency Channel : Vb

Luego de lo cual el programa presentará en pantalla los resultados del cálculo, los cuales comprenden información de frecuencia, potencias por fase y factor de potencia, análisis de armónicos para cada uno de los canales de tensión y corriente incluyendo magnitudes y ángulos de cada uno de los armónicos.

Para cada uno de estos cálculos se muestra la identificación del registrador de donde se ha obtenido la información, la velocidad de muestreo, la fecha, hora y número del evento y la ventana de tiempo sobre la que hace el cálculo.

5.2.4.1 Cálculos trifásicos antes de la falla

Este cálculo es importante porque nos permite conocer las condiciones previas a la falla, las cuales por lo general son condiciones de carga.

Debe tenerse en cuenta que el registrador ha sido diseñado para funcionar con corrientes elevadas por lo que la precisión para corrientes de carga es baja, lo contrario sucede con los valores de tensión.

5.2.4.1.1 Información de frecuencia

Da una frecuencia promedio calculada tomando como referencia una de las tensiones la cual se escoge en forma previa, para el ejemplo en 5.2.4 se escogió la tensión de la fase b.

RiS/PTI AC Calculation package Frequency Information

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : -87.84
Event Number : 429 Window End (msec.) : -13.03

Frequency calculated for 6 half cycles
Average Frequency (Hz.) (Vb) : 59.883

Frequency calculations for each half cycle

1 - 59.922 2 - 59.878 3 - 59.778 4 - 59.887 5 - 59.940
6 - 59.894

5.2.4.1.2 Información de potencias por fase

RiS/PTI AC Calculation package
Phase Information

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
 Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : -87.84
 Event Number : 429 Window End (msec.) : -13.03

Phase A

Apparent Power (MVA) : 15.682 Real Power (MW) : 15.501
 Reactive Power (MVAR) : -2.375 Power Factor : 0.988 Leading

Phase B

Apparent Power (MVA) : 14.871 Real Power (MW) : 14.752
 Reactive Power (MVAR) : -1.876 Power Factor : 0.992 Leading

Phase C

Apparent Power (MVA) : 14.958 Real Power (MW) : 14.905
 Reactive Power (MVAR) : -1.263 Power Factor : 0.996 Leading

5.2.4.1.3 Información de tensiones y corrientes incluyendo armónicos

Con esta información es posible determinar si existen armónicos en la red, esta información es más útil en el caso de las tensiones debido a que los valores de corriente presentan mucho error.

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Va Information - # 12 - L-207 PHASE R VOLTAGE

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
 Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : -87.84
 Event Number : 429 Window End (msec.) : -13.03

Analyzed 4 cycles (400 samples) at 59.883 Hz.
 Peak Value : -178.849 (kV) at 68.1 ms. after window start.
 Total Harmonic Distortion : 2.06%

Harm.	Peak kV	Angle	Harm.	Peak kV	Angle
0	-0.790	0.0	1	174.868	0.0
3	3.216	211.7	5	1.531	283.7

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Ia Information - # 4 - L-207 PHASE R CURRENT

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : -87.84
Event Number : 429 Window End (msec.) : -13.03

Analyzed 4 cycles (400 samples) at 59.883 Hz.
Peak Value : -232.054 (A) at 1.0 ms. after window start.
Total Harmonic Distortion : 5.68%

Harm.	Peak A	Angle	Harm.	Peak A	Angle
0	-39.366	0.0	1	179.354	8.7
3	4.779	145.8	4	2.001	312.6
5	7.223	273.6	6	0.951	82.9
7	3.357	128.8	9	0.903	215.3
10	1.226	31.9	11	1.050	343.8
13	1.202	243.1	14	1.029	306.2
19	0.932	333.5	20	0.985	47.2

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Vb Information - # 13 - L-207 PHASE S VOLTAGE

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : -87.84
Event Number : 429 Window End (msec.) : -13.03

Analyzed 4 cycles (400 samples) at 59.883 Hz.
Peak Value : -179.815 (kV) at 7.0 ms. after window start.
Total Harmonic Distortion : 2.72%

Harm.	Peak kV	Angle	Harm.	Peak kV	Angle
0	-0.545	0.0	1	175.110	239.6
3	4.524	226.7	5	1.342	43.6

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Ib Information - # 5 - L-207 PHASE S CURRENT

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : -87.84
Event Number : 429 Window End (msec.) : -13.03

Analyzed 4 cycles (400 samples) at 59.883 Hz.
Peak Value : -215.479 (A) at 56.8 ms. after window start.
Total Harmonic Distortion : 4.80%

Harm.	Peak A	Angle	Harm.	Peak A	Angle
0	-21.465	0.0	1	169.845	246.8
2	1.092	36.8	3	1.626	153.6
4	1.158	204.9	5	7.011	11.9
7	1.613	318.6	11	1.510	100.7
12	1.017	68.0	13	1.001	3.3
15	0.855	352.5	18	1.039	75.3
20	0.895	79.2			

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Vc Information - # 14 - L-207 PHASE T VOLTAGE

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : -87.84
Event Number : 429 Window End (msec.) : -13.03

Analyzed 4 cycles (400 samples) at 59.883 Hz.
Peak Value : -180.138 (kV) at 46.1 ms. after window start.
Total Harmonic Distortion : 2.42%

Harm.	Peak kV	Angle	Harm.	Peak kV	Angle
0	-1.247	0.0	1	174.330	120.2
3	3.948	232.1	5	1.392	157.5

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Ic Information - # 6 - L-207 PHASE T CURRENT

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : -87.84
Event Number : 429 Window End (msec.) : -13.03

Analyzed 4 cycles (400 samples) at 59.883 Hz.
Peak Value : -223.767 (A) at 28.9 ms. after window start.
Total Harmonic Distortion : 6.32%

Harm.	Peak A	Angle	Harm.	Peak A	Angle
0	-27.432	0.0	1	171.609	125.1
2	1.418	221.8	3	4.714	148.2
4	0.950	275.7	5	7.430	132.2
6	1.483	142.0	7	3.197	234.6
8	1.515	36.0	9	1.712	211.6
13	2.251	227.0	14	1.396	143.3
16	1.336	223.6	18	0.922	117.6
19	1.004	212.5	20	0.886	212.9
21	1.448	46.6	22	1.697	69.0
23	0.901	354.6	24	0.915	248.0

5.2.4.2 Cálculos trifásicos durante de la falla

Los cálculos son similares, la diferencia se encuentra en la ventana de tiempo escogida.

5.2.4.2.1 Información de frecuencia

Con esta información es posible conocer como varía la frecuencia durante la falla y si esta variación de frecuencia es suficiente para hacer operar los relés de rechazo de carga.

RiS/PTI AC Calculation package Frequency Information

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 2.67
Event Number : 429 Window End (msec.) : 67.13

Frequency calculated for 5 half cycles
Average Frequency (Hz.) (Vb) : 59.756

Frequency calculations for each half cycle :

1 - 59.874 2 - 59.878 3 - 59.783 4 - 59.708 5 - 59.538

5.2.4.2.2 Información de potencias por fase

RiS/PTI AC Calculation package Phase Information

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 2.67
Event Number : 429 Window End (msec.) : 67.13

Phase A

Apparent Power (MVA) : 46.885 Real Power (MW) : 21.616
Reactive Power (MVAR) : 41.605 Power Factor : 0.461 Lagging

Phase B

Apparent Power (MVA) : 9.721 Real Power (MW) : 8691.39
Reactive Power (MVAR) : 4.353 Power Factor : 0.894 Lagging

Phase C

Apparent Power (MVA) : 20.452 Real Power (MW) : 20.449
 Reactive Power (MVAR) : -0.370 Power Factor : 1.000 Leading

5.2.4.2.3 Información de tensiones y corrientes incluyendo armónicos

Esta es una de los datos más importantes que se puede obtener de la falla, debido a que con ellos se pueden graficar en forma fasorial las tensiones y corrientes.

RiS/PTI AC Calculation package Channel Va Information - # 12 - L-207 PHASE R VOLTAGE

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
 Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 2.67
 Event Number : 429 Window End (msec.) : 67.13

Analyzed 3 cycles (301 samples) at 59.756 Hz.
 Peak Value : -140.179 (kV) at 61.1 ms. after window start.
 Total Harmonic Distortion : 2.66%

Harm.	Peak kV	Angle	Harm.	Peak kV	Angle
0	-1.280	0.0	1	120.935	0.0
2	0.637	77.4	3	1.448	88.5
4	1.965	163.2	5	1.343	148.4
6	0.687	119.8			

RiS/PTI AC Calculation package Channel Ia Information - # 4 - L-207 PHASE R CURRENT

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
 Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 2.67
 Event Number : 429 Window End (msec.) : 67.13

Analyzed 3 cycles (301 samples) at 59.756 Hz.
 Peak Value : -1011.094 (A) at 46.9 ms. after window start.
 Total Harmonic Distortion : 4.43%

Harm.	Peak A	Angle	Harm.	Peak A	Angle
0	-38.024	0.0	1	775.376	297.5
2	26.792	331.6	3	12.755	317.0
4	4.935	280.1	6	4.161	301.6
10	6.347	260.5	11	10.490	316.3
12	4.173	3.0	23	3.909	339.7

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Vb Information - # 13 - L-207 PHASE S VOLTAGE

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 2.67
Event Number : 429 Window End (msec.) : 67.13

Analyzed 3 cycles (301 samples) at 59.756 Hz.
Peak Value : -171.759 (kV) at 16.5 ms. after window start.
Total Harmonic Distortion : 3.67%

Harm.	Peak kV	Angle	Harm.	Peak kV	Angle
0	-0.741	0.0	1	165.111	242.7
2	2.113	172.1	3	5.182	176.4
5	1.095	292.2			

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Ib Information - # 5 - L-207 PHASE S CURRENT

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 2.67
Event Number : 429 Window End (msec.) : 67.13

Analyzed 3 cycles (301 samples) at 59.756 Hz.
Peak Value : -182.329 (A) at 2.3 ms. after window start.
Total Harmonic Distortion : 12.04%

Harm.	Peak A	Angle	Harm.	Peak A	Angle
0	-15.088	0.0	1	117.748	216.1
2	9.501	150.8	3	0.684	126.1
4	2.216	111.5	5	5.082	201.8
6	3.428	255.8	7	2.095	216.3
8	2.924	141.9	9	3.434	148.0
10	3.848	115.1	11	3.533	119.9
12	1.451	267.9	13	1.041	254.8
14	1.543	208.2	15	0.771	269.2
16	0.701	52.1	18	1.248	203.7
19	1.430	282.1	21	1.150	197.8
22	1.179	214.6			

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Vc Information - # 14 - L-207 PHASE T VOLTAGE

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 2.67
Event Number : 429 Window End (msec.) : 67.13

Analyzed 3 cycles (301 samples) at 59.756 Hz.
 Peak Value : -174.659 (kV) at 6.0 ms. after window start.
 Total Harmonic Distortion : 3.09%

Harm.	Peak kV	Angle	Harm.	Peak kV	Angle
0	-0.986	0.0	1	159.842	113.9
2	1.677	2.0	3	3.839	177.4
4	1.619	10.7	5	1.512	19.1

RiS/PTI AC Calculation package
 Channel Ic Information - # 6 - L-207 PHASE T CURRENT

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
 Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 2.67
 Event Number : 429 Window End (msec.) : 67.13

Analyzed 3 cycles (301 samples) at 59.756 Hz.
 Peak Value : -389.520 (A) at 55.4 ms. after window start.
 Total Harmonic Distortion : 4.59%

Harm.	Peak A	Angle	Harm.	Peak A	Angle
0	-21.036	0.0	1	255.907	114.9
2	6.297	171.1	3	1.481	114.6
4	2.478	118.5	5	3.722	46.3
6	2.934	227.8	8	3.211	139.3
10	4.955	117.3	11	2.973	145.5
14	1.615	322.3	15	1.782	49.8
17	1.482	299.6	20	1.480	74.4
23	1.436	150.2	24	2.402	110.8

5.2.4.3 Cálculos trifásicos después de la falla

Estos son importantes porque luego de transcurrido un evento se puede tener idea de la potencia rechazada, o redistribuida sobre otros circuitos. En algunos casos no es necesario realizar ningún cálculo debido a que el disparo puede ser trifásico y no habrían tensiones ni corrientes.

5.2.4.3.1 Información de frecuencia

RiS/PTI AC Calculation package
 Frequency Information

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942

Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 104.21
 Event Number : 429 Window End (msec.) : 173.68

Frequency calculated for 5 half cycles
 Average Frequency (Hz.) (Vb) : 59.936

Frequency calculations for each half cycle :

1 - 59.907 2 - 59.912 3 - 59.896 4 - 59.951 5 - 60.014

5.2.4.3.2 Información de potencias

RiS/PTI AC Calculation package Phase Information

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
 Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 104.21
 Event Number : 429 Window End (msec.) : 173.68

Phase A

Apparent Power (MVA) : 0.08 Real Power (MW) : 0.002
 Reactive Power (MVAR) : -0.08 Power Factor : 0.228 Leading

Phase B

Apparent Power (MVA) : 14.375 Real Power (MW) : 14.014
 Reactive Power (MVAR) : -3.200 Power Factor : 0.975 Leading

Phase C

Apparent Power (MVA) : 13.861 Real Power (MW) : 13.528
 Reactive Power (MVAR) : 3.020 Power Factor : 0.976 Lagging

5.2.4.3.3 Información de tensiones y corrientes incluyendo armónicos

RiS/PTI AC Calculation package Channel Vb Information - # 13 - L-207 PHASE S VOLTAGE

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
 Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 104.21
 Event Number : 429 Window End (msec.) : 173.68

Analyzed 4 cycles (400 samples) at 59.936 Hz.
 Peak Value : -178.204 (kV) at 48.6 ms. after window start.
 Total Harmonic Distortion : 2.89%

Harm.	Peak kV	Angle	Harm.	Peak kV	Angle
0	-0.749	0.0	1	173.445	356.0
3	4.727	343.9	5	1.005	155.9

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Ib Information - # 5 - L-207 PHASE S CURRENT

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 104.21
Event Number : 429 Window End (msec.) : 173.68

Analyzed 4 cycles (400 samples) at 59.936 Hz.
Peak Value : -207.191 (A) at 31.6 ms. after window start.
Total Harmonic Distortion : 4.54%

Harm.	Peak A	Angle	Harm.	Peak A	Angle
0	-20.367	0.0	1	165.756	8.9
3	1.522	292.7	5	6.141	125.2
7	2.790	146.4	15	0.882	104.0
22	1.284	349.3	23	0.844	126.2

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Vc Information - # 14 - L-207 PHASE T VOLTAGE

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 104.21
Event Number : 429 Window End (msec.) : 173.68

Analyzed 4 cycles (400 samples) at 59.936 Hz.
Peak Value : -174.659 (kV) at 37.6 ms. after window start.
Total Harmonic Distortion : 2.20%

Harm.	Peak kV	Angle	Harm.	Peak kV	Angle
0	-1.021	0.0	1	169.512	237.2
3	3.482	352.9	5	1.313	269.3

RiS/PTI AC Calculation package
Channel Ic Information - # 6 - L-207 PHASE T CURRENT

Recorder Name : INDEP 209-207 Trigger Time : 01/27 - 10:21:20.942
Sample Rate (kHz.) : 6.0 Window Start (msec.) : 104.21
Event Number : 429 Window End (msec.) : 173.68

Analyzed 4 cycles (400 samples) at 59.936 Hz.
Peak Value : -207.191 (A) at 4.3 ms. after window start.
Total Harmonic Distortion : 5.81%

Harm.	Peak A	Angle	Harm.	Peak A	Angle
0	-26.935	0.0	1	163.536	224.6
2	1.596	342.2	3	2.545	213.0

4	0.959	272.5	5	7.428	237.7
6	1.213	208.6	7	1.857	356.0
8	1.119	248.7	9	1.255	167.6
11	1.658	105.5	13	1.507	97.8
15	1.195	134.2	16	1.283	116.4
18	1.060	170.2	19	1.304	352.2
20	1.010	162.9	21	1.289	186.2

5.2.5 Uso del software de cálculo de distancia a la falla

Es un software aplicativo y se emplea para determinar la distancia al punto de falla, para operar necesita que el registro haya sido descargado al computador; en la figura 5.8 se muestra el resultado de aplicar el programa al registro mostrado en la figura 5.7.

Circuit name: L207SEIN				
Data Window Selected : -79.33 to 82.66 mS				
Skip Factor for Data Compression : 6				
Faulted circuits and phases:				
Circuit # 1 Phase A				
Average Fault Location (kms): 208.69				
Standard Deviation (kms): 8.08				
SAMPLE #	SAMPLE INTERVAL	FAULT LOCATION	DATA CODE*	
1	58.61 - 63.62	212.28	0	
2	59.61 - 64.62	214.75	0	
3	60.62 - 65.63	214.75	0	
4	61.62 - 66.63	202.81	0	
5	62.62 - 67.63	197.62	0	
6	63.62 - 68.63	209.23	0	
7	64.62 - 69.63	214.75	0	
8	65.63 - 70.64	214.69	0	
9	66.63 - 71.64	214.75	0	
10	67.63 - 72.64	214.75	0	
11	68.63 - 73.64	208.12	0	
12	69.63 - 74.64	191.51	0	
13	70.64 - 75.65	194.95	0	
14	71.64 - 76.65	210.59	0	
15	72.64 - 77.65	214.75	0	
*CODE: 0 = CONVERGED				
1 = CALC. VALUE .GT. LINE LENGTH				
2 = ITER. LIMIT (20) EXCEEDED				
3 = ZERO DIVIDE CHECK POSITIVE				

Fig.5.8 Cálculo de distancia a la falla realizado sobre el registro mostrado en la figura 5.7

5.3 Aplicación a casos reales

Se analizarán dos de las fallas que han ocurrido en el sistema eléctrico de ETECEN.

Se debe tener presente que para hacer el análisis no es necesario realizar todos los cálculos explicados en 5.2, sino que éstos dependerán de la complejidad de la falla y del comportamiento de los sistemas de protección ante la misma.

5.3.1 Falla en la línea L-207 - 27 de Enero de 1998 - 10:21 horas

Se obtuvieron los registros de las fallas y los reportes de los operadores en las subestaciones San Juan (Lima) e Independencia (Pisco), correspondientes a la L-207; los registros mostraron lo siguiente:

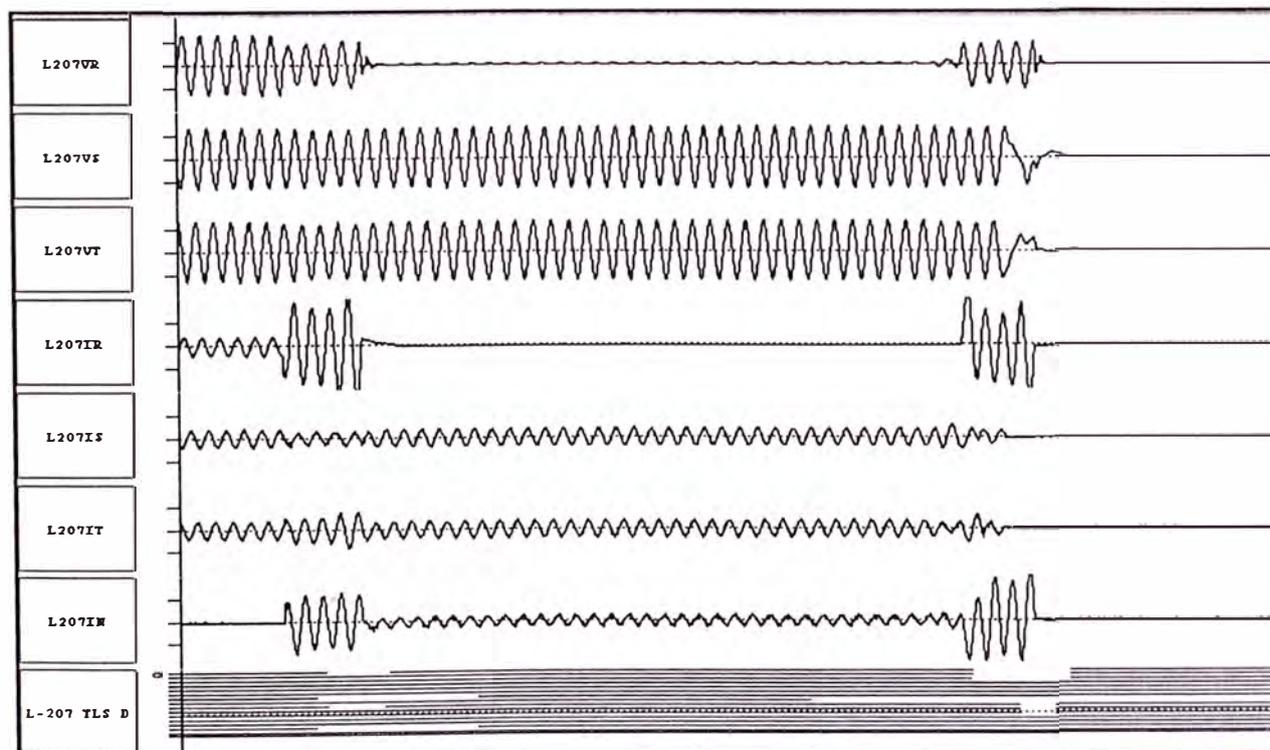


Fig. 5.9 Falla en la L-207 vista desde la subestación Independencia

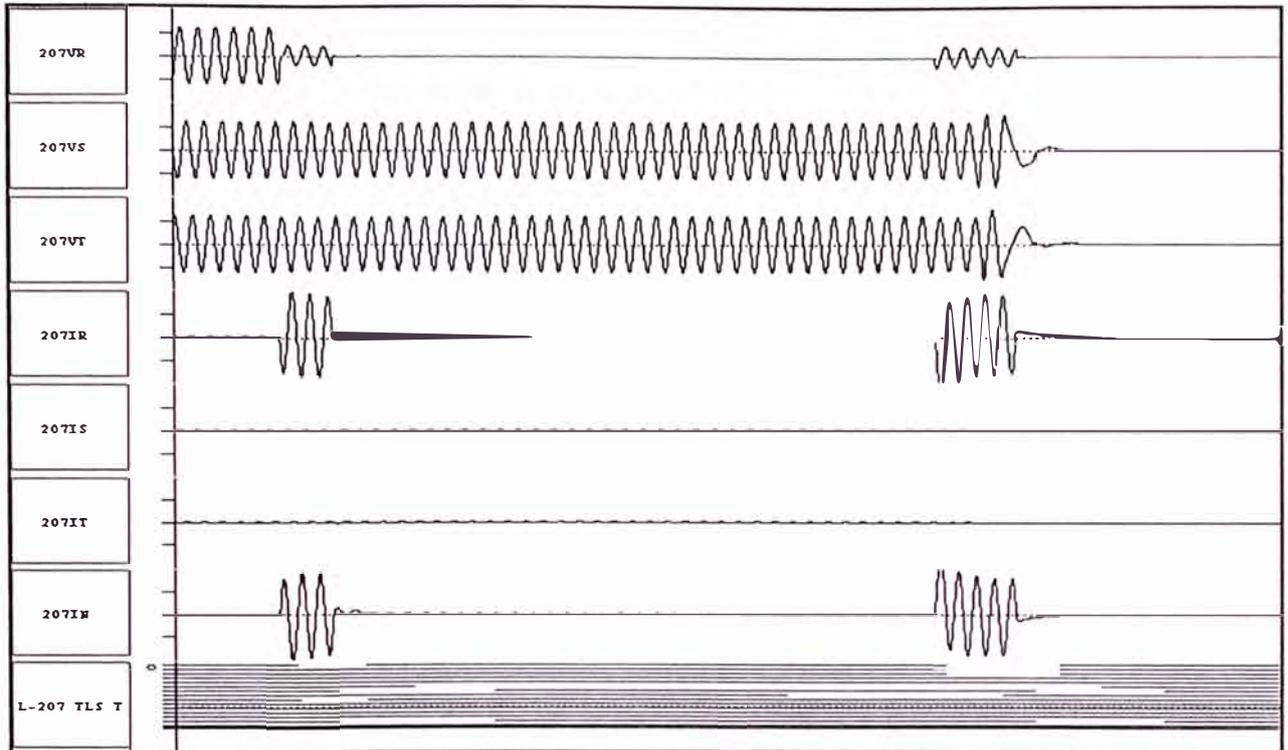


Fig. 5.10 Falla en la L-207 vista desde la subestación San Juan

De los gráficos, los programas “Cálculo trifásico en AC”, “Localización de fallas” y de los informes de los operadores se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla comparativa 5.1.

En esta falla se concluye que el sistema de protección actuó en forma correcta razón por la cual los cálculos realizados son mínimos, la falla fue en la fase R haciendo abrir sólo los interruptores de la fase R en ambos extremos, la duración de la falla en este periodo fue de 75 ms, luego de abrir los interruptores de la fase R la protección envió una orden de cerrar los interruptores en un tiempo de 550 ms, encontrando nuevamente la falla por lo que esta vez manda que los interruptores abran en forma trifásica desconectando la línea.

Se observa que la falla tiene una duración mayor en el extremo de Independencia (75 ms) con relación al extremo de San Juan (50 ms), esto es correcto debido a que la

protección ubicada en San Juan operó en zona 1 y la protección ubicada en Independencia en Zona 2 con aceleración, es decir el retardo de 25 ms se debió a que el relé en Independencia tuvo que esperar el tiempo de teleprotección antes de operar.

Por otro lado, el localizador de falla ubicó la falla a 9.11 km de la subestación San Juan (con una desviación estandar de ± 1.22 km) y a 208.69 km de la subestación Independencia (con una desviación estandar de ± 8.08 km), ambos resultados son congruentes debido a que la longitud de la línea L-207 es de 214.75 km (tabla 4.2).

Para investigar las causas de esta falla se envió al personal de líneas a revisar este tramo, se encontró que un camión basurero había pasado por debajo de la línea de transmisión a la altura de las torres 23 y 24, ubicadas a 9.3 km de San Juan y a 205.45 km de Independencia y se disponía a pasar nuevamente, como acción correctiva el personal de ETECEN procedió a indicarle los puntos por donde podía cruzar, ya que por donde estaban cruzando no era el más indicado. No se volvió a repetir esta falla.

Al comparar los reportes obtenidos por los operadores en ambas subestaciones se corroboró que el sistema de señalización también operó correctamente.

Durante esta falla no hubo restricción de suministro (pérdida de carga), debido a que la línea L-208 estaba en servicio, esta línea también une Independencia con San Juan.

Falla en la L-207 - 27.01.1998 - 10:21 horas	
SUBESTACION SAN JUAN	SUBESTACION INDEPENDENCIA
<p>1. Datos durante la falla 1.1 Fases falladas: R 1.2 Tiempo de falla : Falla 50 ms, reconexión a los 550 ms y falla 75 ms 1.3 Equipos que operaron: -Relé de distancia DLP -Relé de distancia TLS -Relé de reconexión MRS -Sistema de teleprotección DLP y TLS -Interruptor de la L-207</p> <p>2. Localizador de falla 2.1 Distancia a la falla: 9.11 km 2.2 Desviación estandar: 1.22 km 2.3 Distancia real: 9.3 km 2.4 Porcentaje de error: 2.1%</p> <p>3. Información de los operadores 3.1 Operaron los siguientes relés: -Relé de distancia DLP -Relé de distancia TLS -Relé de reconexión MRS</p> <p>3.2 Salieron las siguientes alarmas: - Protección primaria disparo - Protección secundaria disparo - Protección primaria recepción HF - Protección secundaria recepción HF</p> <p>4. Restricción de suministros Ninguno; la carga fue asumida por la línea L-208</p>	<p>1. Datos durante la falla 1.1 Fases falladas: R 1.2 Tiempo de falla : Falla 75 ms, reconexión a los 550 ms y falla 70 ms 1.3 Equipos que operaron: -Relé de distancia DLP -Relé de distancia TLS -Relé de reconexión MRS -Sistema de teleprotección DLP y TLS -Interruptor de la L-207</p> <p>2. Localizador de falla 2.1 Distancia a la falla: 208.69 km 2.2 Desviación estandar: 8.08 km 2.3 Distancia real: 205.45 km 2.4 Porcentaje de error: 1.6%</p> <p>3. Información de los operadores 3.1 Operaron los siguientes relés: -Relé de distancia DLP -Relé de distancia TLS -Relé de reconexión MRS</p> <p>3.2 Salieron las siguientes alarmas: - Protección primaria disparo - Protección secundaria disparo - Protección primaria recepción HF - Protección secundaria recepción HF</p> <p>4. Restricción de suministros Ninguno; la carga fue asumida por la línea L-208.</p>
<p>Conclusiones 1. El sistema de protección operó correctamente demostrando que están operativos los relés de distancia, la teleprotección y el interruptor. 2. El localizador de falla dió una distancia muy aproximada a la real. 3. Los datos del operador coinciden con lo registrado por el registrador de fallas. 4. El personal de líneas encontró un camión que había cruzado la línea entre las estructuras 23 y 24 a 9.3 km de la subestación San Juan. 5. La falla fue del tipo temporal</p>	<p>Conclusiones 1. El sistema de protección operó correctamente demostrando que están operativos los relés de distancia, la teleprotección y el interruptor. 2. El localizador de falla dió una distancia muy aproximada a la real, aunque menos que el registrador de San Juan, se atribuye esto a que la falla estuvo más cerca de San Juan. 3. Los datos del operador coinciden con lo registrado por el registrador de fallas.</p>

Tabla 5.1 Cuadro comparativo entre la operación de los equipos de la L-207 en las subestaciones San Juan e Independencia

5.3.2 Falla en la línea L-232 - 09 de Enero de 1995 - 10:35 horas

Se obtuvo el registro de la falla en la subestacion Trujillo Norte (Trujillo), correspondiente a la L-232; éste mostró lo siguiente:

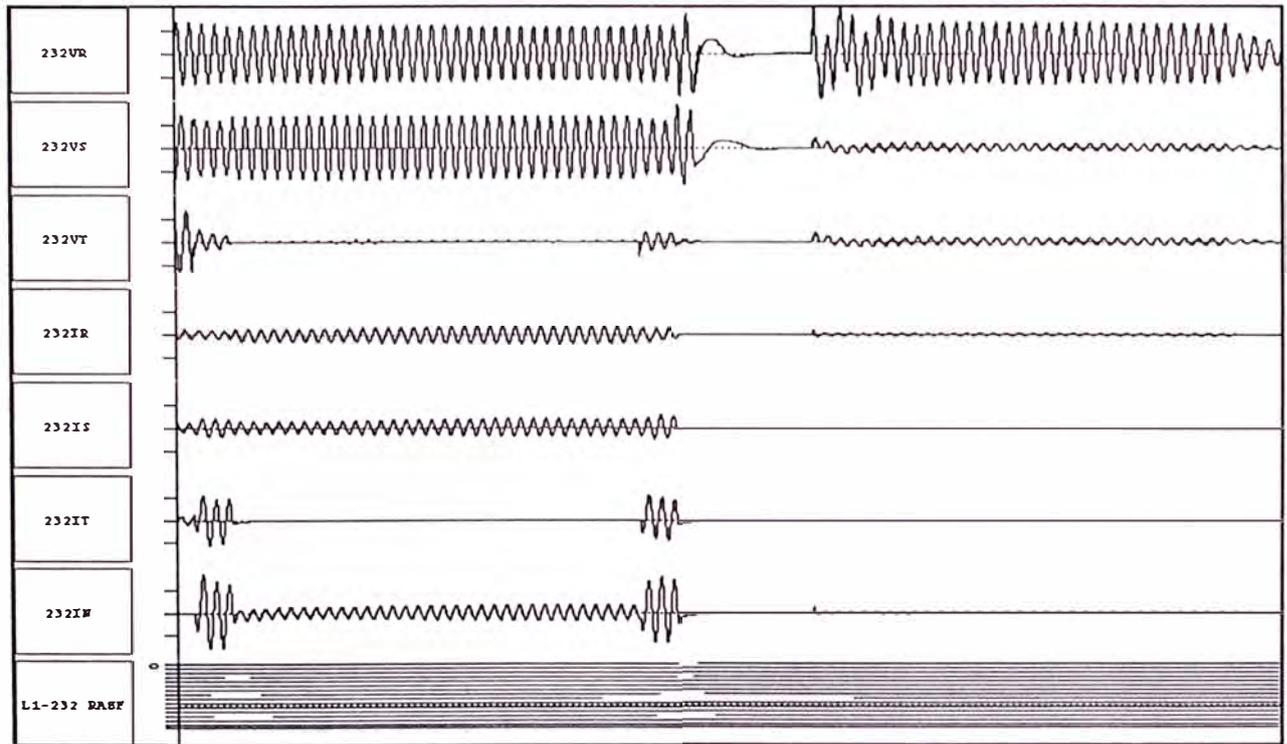


Fig. 5.11 Falla en la L-232 vista desde la subestación Trujillo Norte

En este caso la falla fue producida por un cargador frontal que al cruzar la línea L-232 produjo una descarga en la fase T, el proceso de reconexión no pudo eliminar la falla teniendo que desconectar la línea en forma definitiva, esta falla fue localizada a 12 kilómetros de la subestación Trujillo Norte.

También se observa que luego de desconectar la línea, reaparece la tensión correspondiente a la fase R. Aparentemente el problema se encontraba en el sistema de protección, sin embargo un análisis más detallado nos llevó a otra conclusión.

En la figura 5.12 se muestra el diagrama de operación de los circuitos de cierre y apertura del interruptor

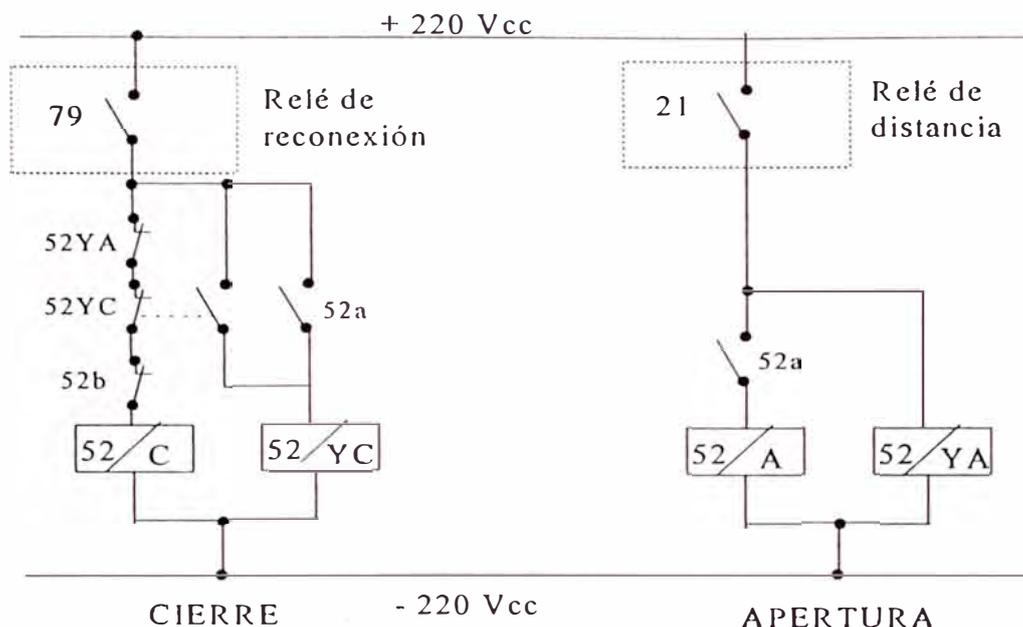


Fig. 5.12 Circuito simplificado del cierre y apertura por el circuito de protección de uno de los polos del interruptor

Si la línea está en servicio, significa que el interruptor está cerrado y en estas condiciones se cumple lo siguiente:

52b, 79, 21 Contactos en posición abiertos

52a, 52YC, 52YA Contactos en posición cerrados

52C, 52YC, 52A, 52YA Bobinas desenergizadas

Como consecuencia de la falla el relé de distancia opera cerrando su contacto 21 y energizando las bobinas 52A (abre el interruptor) y 52YA (abre el circuito de cierre), luego de esto el contacto 21 se vuelve a abrir dejando el circuito en la posición siguiente:

52a, 79, 21 Contactos en posición abiertos

52b, 52YC, 52YA Contactos en posición cerrados

52C, 52YC, 52A, 52YA Bobinas desenergizadas

Luego de 450 ms el relé de reconexión manda el cierre del contacto 79, como 52YA,

52YC, 52b se encuentran cerrados la bobina 52C es energizada y el interruptor es cerrado, la orden de reconexión dura unos 350 ms por lo que durante este tiempo la posición del circuito queda:

52b, 21, 52YC	Contactos en posición abiertos
79, 52a, 52YA	Contactos en posición cerrados
52C, 52A, 52YA	Bobinas desenergizadas
52YC	Bobina energizada

Si en el instante del cierre se encuentra que la falla continúa, entonces el contacto 21 vuelve a cerrarse energizando nuevamente a 52A y 52YA abriendo el interruptor y el circuito de cierre mientras el contacto 79 se mantenga cerrado.

En nuestro caso cuando se produjo el recierre y la apertura del interruptor, vuelve a producirse un segundo recierre lo cual es una indicación que este circuito no funcionó correctamente.

De este análisis se concluye que la bobina 52YC debería estar deteriorada, lo cual fue comprobado por el personal de mantenimiento. Se cambió esta bobina y se superó el problema.

Se debe notar que el registrador de la subestación Chimbote 1 se encontraba fuera de servicio, esto ocurrió debido a que la forma de almacenamiento del registrador no había sido programado en forma circular por lo que al llegar a diez eventos se desconectaba, se recomendó a los operadores de la subestación que estuvieran pendientes del funcionamiento de los registradores.

En la tabla 5.2 se presenta un resumen de esta falla.

Falla en la L-232 - 09.01.1995 - 10:35 horas	
SUBESTACION TRUJILLO NORTE	SUBESTACION CHIMBOTE 1
<p>1. Datos durante la falla 1.1 Fases falladas: T 1.2 Tiempo de falla : Falla 50 ms, reconexión a los 535 ms y falla 50 ms. Se observa que la fase R reconecta luego de 133 ms. 1.3 Equipos que operaron: -Relé de distancia RAZFE -Relé de reconexión RAAAM -Interruptor de la L-232</p> <p>2. Localizador de falla 2.1 Distancia a la falla: 12.3 km 2.2 Desviación estandar: 1.03 km 2.3 Distancia real: 12 km 2.4 Porcentaje de error: 2.5%</p> <p>3. Información de los operadores 3.1 Operaron los siguientes relés: -Relé de distancia RAZFE -Relé de reconexión RAAAM</p> <p>3.2 Salieron las siguientes alarmas: - Protección primaria disparo - Actuación relé de reconexión</p> <p>4. Restricción de suministros Ninguno; la carga fue asumida por la línea L-234</p>	<p>1. Datos durante la falla No se obtuvieron registros de la falla debido a que el mismo estaba desconectado.</p> <p>2. Información de los operadores 2.1 Operaron los siguientes relés: -Relé de distancia RAZFE -Relé de reconexión RAAAM</p> <p>2.2 Salieron las siguientes alarmas: - Protección primaria disparo - Actuación relé de reconexión</p> <p>3. Restricción de suministros Ninguno; la carga fue asumida por la línea L-234.</p>
<p>Conclusiones 1. El sistema de protección despejó la falla en forma rápida, sin embargo se notó una anomalía luego de la reconexión, luego del análisis se concluye que es conveniente intervenir en el interruptor de la línea L-232, posible avería en el relé auxiliar 52YC. 2. El localizador de falla dió una distancia muy aproximada a la real. 3. Los datos del operador coinciden con lo registrado por el registrador de fallas. 4. El personal de líneas encontró un cargador frontal que había cruzado la línea entre las estructuras 449 y 450 a 12 km de la subestación Trujillo Norte. 5. La falla fue del tipo temporal</p>	<p>Conclusiones 1. El registrador de falla no pudo capturar el evento debido a que estaba desconectado. 2. Se recomienda a los operadores estar pendientes de que el registrador esté en servicio.</p>

Tabla 5.2 Cuadro resumen de la falla ocurrida en la L-232 vista desde la subestación Trujillo Norte

CAPITULO VI EVALUACION ECONOMICA

6.1 Introducción

En este capítulo, se realizará la evaluación que justifica el realizar análisis de fallas con la ayuda de la información proporcionada por los registradores de fallas.

En el Apéndice C se muestra el cálculo en detalle, siendo el período considerado de 15 años.

6.2 Costo del proyecto

Este se divide en el costo inicial del proyecto, costo de operación y costo de mantenimiento, lo cual da un total de:

$$\text{Costo Del Proyecto}=\text{U.S. } \$ 1'176,733.54$$

6.2.1 Costo inicial del proyecto

Este proyecto fue implementado a fines de 1994 y su estructura de costos está compuesta por el costo de los equipos, costo de montaje y el costo de la supervisión.

Se debe aclarar que ETECEN cuenta con 17 de los 20 equipos instalados en el SICN por lo que el costo inicial resulta:

$$\text{Costo Inicial Del Proyecto}=\text{U.S. } \$ 967,873.41$$

6.2.2 Costo de operación y mantenimiento de los equipos

Los equipos necesitan mantenimiento periódico 1 vez al año y una repotenciación cada 5 años, los costos que estos ocasionan son los siguientes:

$$\text{Costo De Operación y Mantenimiento}=\text{U.S. } \$ 208,860.13$$

6.3 Beneficios Obtenidos

Para evaluar los beneficios obtenidos se han considerado dos rubros: el análisis de fallas y la localización de las mismas, primero sin registrador y luego con registrador, resultando el beneficio siguiente:

Beneficio Del Proyecto=U.S. \$ 2'434,299.00

6.3.1 Ahorros debido al análisis de falla con registrador

Este resulta del menor tiempo y la menor cantidad de personal involucrado, para realizar la misma labor. Se ha considerado la siguiente tabla comparativa:

ACTIVIDAD: Análisis de Falla en Líneas de Transmisión		
Personal	Sin registrador	Con registrador
Ingenieros/Análisis	2	2
Horas/Ingeniero	24	4
Ingenieros Horas/Análisis	48	8

Tabla 6.1 Número de horas promedio requeridas para el análisis de falla

Considerando el número de fallas producidas durante el período 1995-1999 y considerando además que a partir del año 2000 el número de fallas permanece constante e igual a 60 fallas/año, tendremos:

Beneficio Del Análisis de Falla=U.S. \$ 539,520.00

6.3.2 Ahorros debido a la localización de falla con registrador

ACTIVIDAD: Localización de Falla en Líneas de Transmisión		
Personal	Sin registrador	Con registrador
Técnicos Linieros/Localización	8	2
Horas/Técnicos Linieros	16	4
Técnicos Linieros/Localización	128	8
Técnico Operador/Falla	0	2
Horas/Técnico Operador	0	0.25
Técnicos Operador/Localización	0	0.5
Total Técnicos/Localización	128	8.5

Tabla 6.2 Número de horas promedio requeridas para la localización de falla

Se ha considerado que el costo del transporte equipos y herramientas empleados asciende al 25% del costo del personal y en el caso de la localización de fallas sin registrador se ha considerado además un 10% del costo en ingenieros. Con esto obtenemos un beneficio de:

Beneficio De la Localización de Falla=U.S. \$ 1'894,779.00

6.4 Relación Beneficio/Costo

Este parámetro sirve para considerar si conviene o no realizar el proyecto, el criterio asumido es que si este valor es mayor o igual que 1 conviene realizar el proyecto.

De los datos obtenidos en 6.2 y 6.3 podemos realizar el cálculo lo cual nos da:

Relación Beneficio/Costo=2.07 > 1

Por lo que se considera que el proyecto es rentable.

CONCLUSIONES

En los capítulos previos se ha expuesto la teoría de fallas, la forma en que operan los sistemas de protección de un sistema de transmisión de energía eléctrica, la aplicación en el caso de ETECEN, el análisis de algunas de las fallas y el beneficio económico que se obtiene con esto.

Una de las características más importantes de estos registradores es su sistema de comunicación el cual permite en unos pocos minutos extraer los datos de las fallas a distancia, ahorrando con esto tiempo y dinero.

Es importante tomar en cuenta que para realizar un buen análisis de fallas, es necesario conocer el comportamiento de los equipos involucrados, este conocimiento se obtiene de los manuales de los fabricantes, los diagramas de las subestaciones y los resultados de las pruebas realizadas durante los mantenimientos.

Otro punto a considerar es la experiencia previa que se tenga en el análisis de fallas, debido a que muchas de ellas presentan características similares.

Se concluye que con un manejo apropiado de la información obtenida por los registradores de falla es posible conocer el comportamiento del sistema de protección ante fallas, disminuyendo el número de las que son causadas por errores de ajustes, defectos de equipos y defectos en las puestas a tierra de las torres de transmisión.

Otra de las conclusiones consiste en que, aunque existen otros equipos que pueden ubicar la distancia a las fallas en sistemas de transmisión, éstas sólo lo reflejan como un número y no permiten analizar si las señales capturadas han sido las adecuadas para determinar esta distancia, razón por la cual un registrador de fallas tiene características superiores, para esta función.

La evaluación económica realizada es importante para concluir que conviene invertir en equipos de monitoreo de fallas en líneas de transmisión porque reducen el tiempo del análisis de fallas y la localización de las mismas.

Por otro lado existen beneficios importantes derivados del análisis de falla, los cuales no pueden ser evaluados económicamente, como por ejemplo, la ayuda que brinda a los ingenieros y técnicos para reforzar los conocimientos teóricos obtenidos en los cursos de circuitos eléctricos, sistemas de potencia y protecciones.

Otro ejemplo de este tipo resulta del manejo de la información en forma numérica, lo cual permite con ayuda de equipos de inyección trifásica, reproducir fielmente cuantas veces se quiera las señales de tensiones y corrientes existentes durante la falla, permitiendo de esta manera probar diferentes ajustes en los equipos que conlleven a dar una mayor confiabilidad del sistema.

Esta información también puede ser útil para los fabricantes de equipos de protección quienes podrían con estos registros de fallas, probar relés prototipos, debido a que no son simulaciones de fallas, sino fallas reales.

También es posible mediante comparación de las formas de onda, validar los resultados de los programas computacionales tales como cortocircuitos, estabilidad, simulaciones de estados transitorios con programas como el EMTP, etc.

Por último se puede concluir que aunque este trabajo está orientado a sistemas de transmisión de energía eléctrica puede aplicarse con ligeras variaciones a sistemas de generación, subtransmisión y distribución de energía eléctrica debido a que todos ellos conforman un sistema eléctrico único.

ANEXO A

TEORIA DE COMPONENTES SIMETRICOS

A.1 Síntesis de vectores desequilibrados a partir de sus componentes simétricos.

Un sistema trifásico desequilibrado de vectores, puede descomponerse en 3 sistemas de 3 vectores equilibrados denominados “componentes simétricos de los vectores originales”.

Los 3 vectores de cada conjunto de componentes presentan iguales longitudes y diferencias de fase. Los componentes simétricos son:

- a) **Componentes de secuencia positiva:** Conformados por tres vectores de igual módulo con diferencias de fase de 120° y con la misma secuencia de fases que los vectores originales.
- b) **Componentes de secuencia negativa:** Conformados por tres vectores de igual módulo con diferencias de fase de 120° y con la secuencia de fases opuestas a la de los vectores originales.
- c) **Componentes de secuencia cero:** Conformados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula.

Cuando se resuelve un problema mediante los componentes simétricos, se acostumbra designar las tres fases de un sistema por las letras a, b y c, de tal forma que la secuencia de fases de las tensiones y corrientes en el sistema sea abc. Por lo tanto la secuencia de fases de los componentes de secuencia positiva de los vectores desequilibrados es abc y la de los componentes de secuencia negativa es acb. Si los vectores originales son tensiones, pueden designarse por V_a , V_b y V_c . Los tres conjuntos de componentes simétricos se designan con el subíndice adicional 1 para los componentes de secuencia positiva, 2 para los componentes de secuencia negativa y 0 para los componentes de secuencia cero. Los componentes de secuencia positiva de V_a ,

V_b y V_c , son V_{a1} , V_{b1} y V_{c1} , asimismo los componentes de secuencia negativa son V_{a2} , V_{b2} y V_{c2} y los de secuencia cero V_{a0} , V_{b0} y V_{c0} .

La fig. A.1 muestra los tres conjuntos de componentes simétricos. Los vectores que representan corrientes se representan por I con los mismos subíndices que las tensiones.

Como cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, los vectores originales expresados en función de sus componentes son:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \\ V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

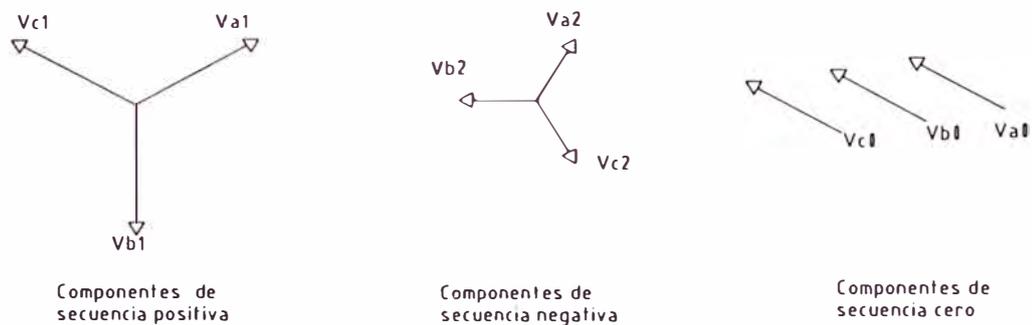


Fig. A.1 Los tres conjuntos de vectores equilibrados que son los componentes simétricos de tres vectores desequilibrados.

En la fig. A.2 se presenta la síntesis de un conjunto de tres vectores desequilibrados a partir de los tres conjuntos de componentes simétricos de la fig. A.1.

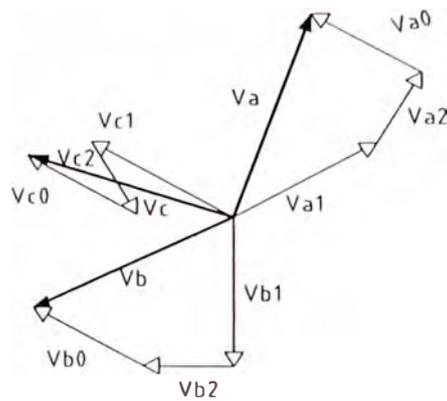


Fig. A.2 Suma gráfica de los componentes representados en la fig. A.1 para obtener tres vectores desequilibrados

A.2 Operador “a”

Debido a las diferencias de fase de los componentes simétricos de tensiones y corrientes en un sistema trifásico, es conveniente disponer de un método taquigráfico para indicar la rotación de un vector en 120° . El resultado de multiplicar dos números complejos es igual al producto de sus módulos y a la suma de sus ángulos, si el número complejo que representa a un vector, se multiplica por un número complejo de módulo unitario y ángulo θ , el número complejo resultante representa a un vector de la misma magnitud que el original pero desplazado un ángulo θ .

El número complejo de módulo unitario y argumento θ es un operador que hace girar al vector que se aplica un ángulo θ en sentido antihorario.

Para designar al operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario al movimiento de las agujas del reloj normalmente se utiliza la letra “a”. Tal operador es un número complejo de módulo unitario y argumento de 120° y se define mediante las siguientes expresiones:

$$a = 1/\underline{120^\circ} = 1e^{j2\pi/3} = -0.5 + j0.866$$

Si se aplica a un vector el operador “a” dos veces consecutivas, el vector girará 240° . Tres aplicaciones sucesivas de “a”, girarán al vector 360° por lo tanto:

$$a^2 = 1\angle 240^\circ = -0.5 - j0.866$$

$$a^3 = 1\angle 360^\circ = 1\angle 0^\circ = 1$$

La fig. A.3 muestra los vectores que representan diversas potencias de “a”.

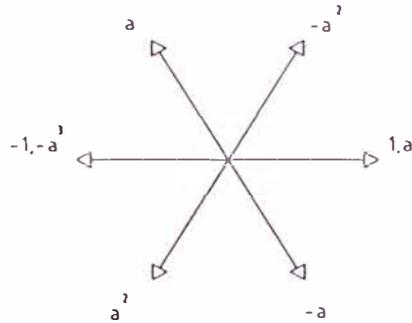


Fig. A.3 Diagrama vectorial de las potencias del operador a.

A.3 Componentes simétricos de vectores asimétricos

En la figura A.2 se observa la síntesis de tres vectores asimétricos a partir de tres conjuntos de vectores simétricos, la misma fue realizada de acuerdo con las ecuaciones A.1. Examinemos ahora estas mismas ecuaciones para ver en que forma se pueden descomponer tres vectores asimétricos en sus componentes simétricos.

En primer lugar, observamos que el número de magnitudes desconocidas puede reducirse expresando cada componente de V_b y V_c como el producto de una función del operador a y un componente de V_a . En la figura A.1 se verifican las relaciones siguientes:

$$\begin{aligned}
 V_{b1} &= a^2 V_{a1} & V_{c1} &= a V_{a1} \\
 V_{b2} &= a V_{a2} & V_{c2} &= a^2 V_{a2} \\
 V_{b0} &= V_{a0} & V_{c0} &= V_{a0}
 \end{aligned}
 \tag{A.2}$$

Reemplazando la ec. (A.2) en la ec. (A.1), obtenemos

$$\begin{aligned}
 V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\
 V_b &= a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \\
 V_c &= a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0}
 \end{aligned}
 \tag{A.3}$$

o en forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}
 \tag{A.4}$$

Si definimos la matriz A como,

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}
 \tag{A.5}$$

entonces tomando la inversa de A

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}
 \tag{A.6}$$

y premultiplicando ambos miembros de la ec. (A.4), por A^{-1} , se tendrá

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

Que nos enseña como descomponer tres vectores asimétricos en sus componentes simétricos.

Estas relaciones son tan importantes que las escribiremos como ecuaciones independientes.

De la ec. (A.7)

$$\begin{aligned} V_{a0} &= \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \\ V_{a1} &= \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \\ V_{a2} &= \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

Si se necesitan los componentes V_{b0} , V_{b1} , V_{b2} , V_{c0} , V_{c1} y V_{c2} se pueden determinar por las ecs. (A.2).

Las ecuaciones anteriores son válidas para cualquier conjunto de vectores relacionados entre sí, por ejemplo se puede aplicar para los vectores de corrientes, obteniendo las ecuaciones para realizar la síntesis de corrientes a partir de sus componentes simétricas:

$$\begin{aligned}
 I_a &= I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \\
 I_b &= a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \\
 I_c &= a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0}
 \end{aligned}
 \tag{A.9}$$

Ecuaciones para realizar la descomposición de corrientes en sus componentes simétricas:

$$\begin{aligned}
 I_{a0} &= \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \\
 I_{a1} &= \frac{1}{3}(I_a + a I_b + a^2 I_c) \\
 I_{a2} &= \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + a I_c)
 \end{aligned}
 \tag{A.10}$$

ANEXO B
CORTOCIRCUITOS

B.1 Introducción

Durante la operación de los sistemas eléctricos de potencia se puede decir que el cortocircuito es una condición indeseable pero en cierto modo inevitable, ya que por más confiable que sea diseñado un sistema existen muchas causas ajenas al diseño de los mismos que plantean la probabilidad de ocurrencias de una falla por cortocircuito.

Desde el punto de vista estadístico el mayor porcentaje de las fallas por cortocircuito están representadas por las fallas denominadas de línea a tierra y el menor porcentaje de fallas corresponden a las denominadas fallas trifásicas, sin embargo, como análisis de un sistema se deben estudiar todos los tipos de falla, es decir de línea a tierra, de línea a línea, de dos líneas a tierra y trifásica. Particularmente las fallas de línea a tierra y las trifásicas son de interés y los resultados de estos estudios se aplican para:

- a) Determinar la capacidad interruptiva de los interruptores en distintos puntos de la red eléctrica para las condiciones actuales, y futuras si se trata de un estudio de planeamiento para expansión de la red.
- b) Determinar los esfuerzos térmicos y dinámicos en los distintos elementos del sistema como son las barras rígidas de la subestación eléctrica, los transformadores de corriente, etc. así como los esfuerzos térmicos en los cables de potencia de las redes y partes de las instalaciones que usen cables subterráneos.
- c) Cálculos de redes de tierra en plantas y subestaciones eléctricas.

Algunos estudios son de interés a partir de los cálculos de cortocircuito, sobre todo, el comportamiento dinámico de algunos equipos y partes de instalaciones.

Para un estudio de cortocircuito existen varios métodos, que van desde los simplificados para instalaciones de tipo industrial en sistemas de potencia y que pueden ser realizados manualmente, hasta los métodos computacionales cuya formulación

matemática requiere el uso de la computadora digital para los cálculos a realizar y que por lo general, son aplicables al estudio de grandes redes eléctricas. Las fallas según sea la naturaleza de las mismas pueden ser simétricas o asimétricas.

Desde el punto de vista de la formulación del problema para un estudio de cortocircuito se acostumbra dividir los elementos que intervienen en la red eléctrica en: activos y pasivos; son activos aquellos elementos que alimentan al cortocircuito y dentro de esta categoría caen todas las maquinas rotatorias como son: Generadores (elemento principal del suministro de la corriente de cortocircuito) y motores síncronos, convertidores síncronos y motores de inducción.

B.2 Comportamiento de los generadores síncronos durante el cortocircuito

En virtud de que la fuente principal de suministro de corrientes de cortocircuito en una red eléctrica es el generador síncrono y prácticamente a partir del estudio del mismo se obtiene el planeamiento conceptual general para un estudio de la red completa, es importante analizar los conceptos básicos de lo que es una corriente de cortocircuito a partir de la fuente misma, por lo que se explicará en forma breve cual es el comportamiento de los generadores síncronos en condiciones de cortocircuito.

Como se indicó anteriormente la falla o cortocircuito trifásico es balanceado, es decir que las corrientes tienen la misma magnitud y se encuentran desfasadas entre sí por 120° , por lo cual durante un estudio sólo es necesario considerar a la red con su representación monofásica ya que los resultados que se obtengan de esta forma se extienden a las otras dos fases, por tratarse de un sistema simétrico o balanceado en la condición de falla trifásica

B.2.1 Efecto de la inductancia

Para analizar el cortocircuito en los terminales de un generador se considerará

el caso más elemental que representa a la fuente del cortocircuito como una fuente de voltaje en serie con una inductancia, aún cuando como se sabe un circuito eléctrico de potencia esta constituido en mayor o menor grado por los parámetros resistencia, inductancia y capacitancia (RLC), durante las condiciones de cortocircuito son de particular interés la resistencia y la inductancia, en este caso particular se desprecia el amortiguamiento que proporciona la resistencia al considerar sólo a la inductancia.

Considérese un circuito como el mostrado en la figura.

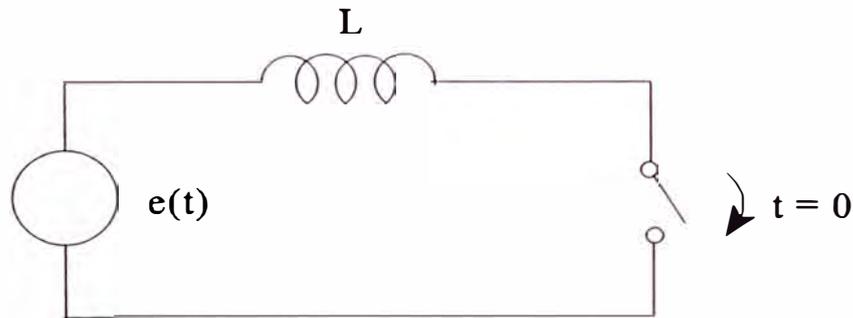


Fig. B.1 Circuito en el que sólo se considera la inductancia

Si se considera que las condiciones iniciales de corriente son cero en el instante $t=0$ que se cierra el interruptor para producir un cortocircuito trifásico (en su representación de una fase) se tiene lo siguiente:

$$e(t) = E\cos(\omega t + \phi)$$

Donde ϕ = Angulo de desfase

Desarrollando el $\cos(\omega t + \phi)$ como el coseno de la suma de dos ángulos, se tiene:

$$e(t) = E(\cos(\omega t)\cos(\phi) - \text{Sen}(\omega t)\text{Sen}(\phi))$$

Además:

$$i(t) = e(t)/Z$$

“Z” en este caso será $Z = j\omega L$

Por lo que:

$$i(t) = (E/\omega L) * (\text{Sen}(\omega t + \phi) - \text{Sen}(\phi))$$

Esta solución gráficamente se expresa como sigue:

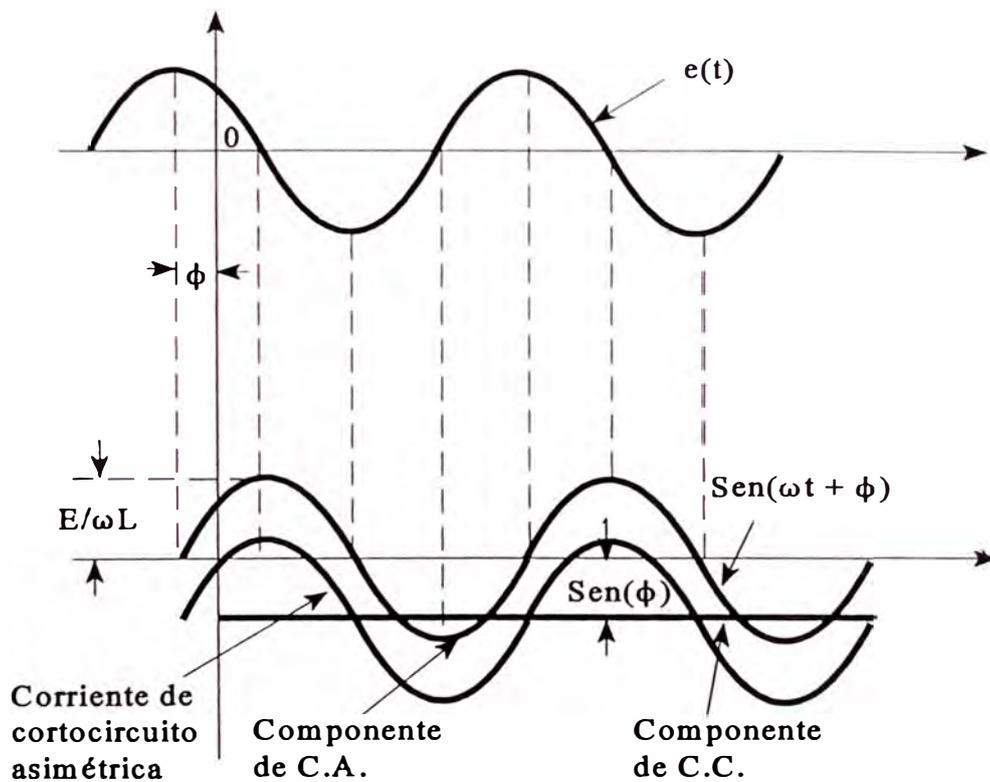


Fig. B.2 Representación general de $e(t)$ e $i(t)$ referidas a la figura B.1

Al término $(E/\omega L)\text{Sen}(\omega t + \phi)$ se le conoce como la componente de corriente alterna de la corriente de cortocircuito, en tanto que al término $(E/\omega L)\text{Sen}(\phi)$, se le conoce como la componente de corriente directa de la corriente de cortocircuito. A la expresión completa que es la suma de estos dos términos se le conoce como la corriente de cortocircuito asimétrica.

B.2.2 Efecto del momento en que se produce el cortocircuito

Desde el punto de vista práctico se observan distintos comportamientos, dependiendo del instante en que se produce el cortocircuito en un sistema eléctrico y en particular en los terminales de un generador, este comportamiento está dado por la relación entre el voltaje y la corriente de cortocircuito y es de interés no sólo para el comportamiento del generador sino también desde el punto de vista del comportamiento del interruptor y su efecto sobre la red eléctrica.

De las expresiones para el voltaje antes de producir el cortocircuito y la corriente cuando se produce el cortocircuito:

$$e(t) = E \cos(\omega t + \phi)$$

$$i(t) = (E/\omega L) * (\text{Sen}(\omega t + \phi) - \text{Sen}(\phi))$$

a) Si se supone que en $t=0$, el ángulo de desfase $\phi = 0$

$$e = E \quad (\text{lo que corresponde al valor máximo del voltaje})$$

$$i = (E/\omega L) * (\text{Sen}(\omega t)) \quad (\text{lo que significa que no hay componente de corriente directa para la corriente de cortocircuito})$$

Y el oscilograma para un cortocircuito de esta naturaleza tendría la forma siguiente:

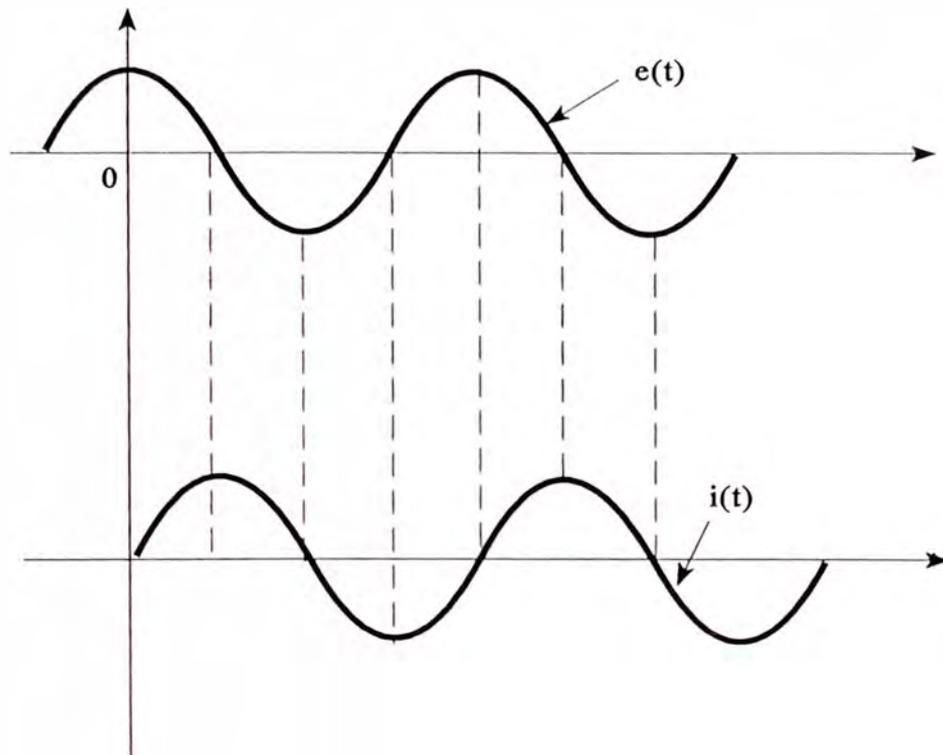


Fig. B.3 Representación gráfica de $e(t)$ e $i(t)$ considerando el cortocircuito cuando $\phi = 0$.

La conclusión que se puede obtener de esto es que cuando el cortocircuito ocurre cuando el voltaje es máximo, no existe componente de corriente directa de la corriente de cortocircuito y entonces se llama corriente de cortocircuito simétrica.

b) Si se supone que el instante en que se produce el cortocircuito ocurre cuando $\phi \neq 0$, Por ejemplo $\phi = -90^\circ$ entonces se tiene lo siguiente:

$$e(t) = E \cos(\omega t + \phi) = E \cos(\omega t - 90^\circ) = E \sin(\omega t)$$

La corriente:

$$i(t) = (E/\omega L) * (\sin(\omega t + \phi) - \sin(\phi)) = i(t) = (E/\omega L) * (\sin(\omega t - 90) + 1)$$

$$i(t) = (E/\omega L) * (-\cos(\omega t) + 1)$$

El cual expresado en una gráfica se vería de la siguiente manera:

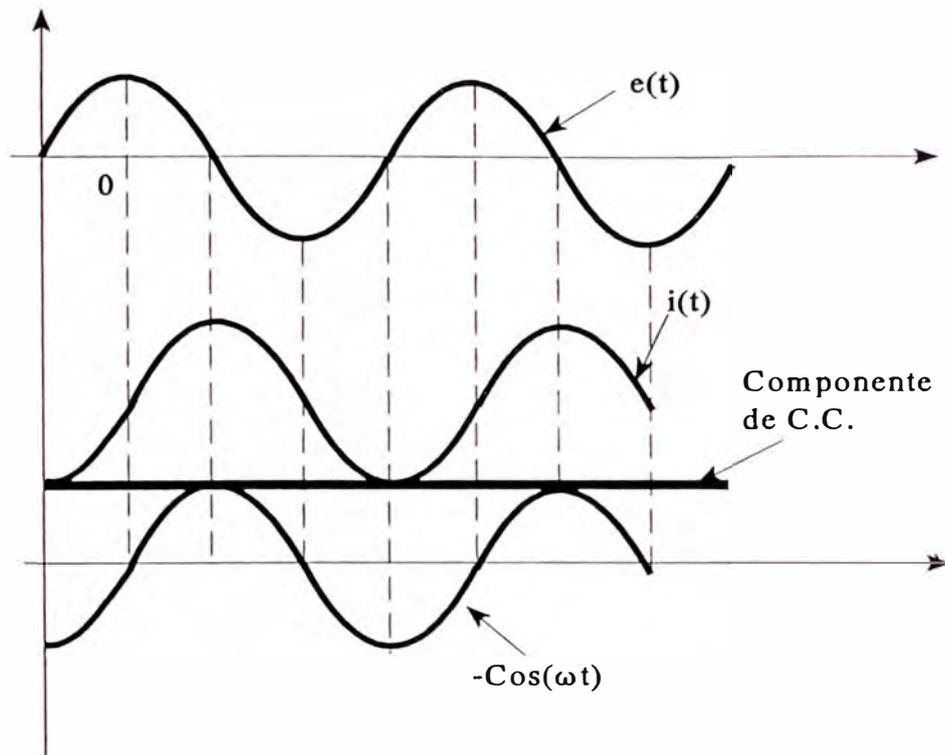


Fig. B.4 Representación general de $e(t)$ e $i(t)$ cuando $\phi = -90^\circ$

Es decir, que cuando el cortocircuito se produce cuando el voltaje no es máximo, existe componente de corriente directa, entonces es asimétrica

B.3 Fenómenos Transitorios

Cuando ocurre un cortocircuito, la red pasa del estado de servicio al estado de cortocircuito.

Excluyendo el caso extremo que el cortocircuito ocurra exactamente al paso por cero de la corriente, el paso del estado de servicio al estado de cortocircuito ocurre, como para toda la conexión, a través de fenómenos transitorios, como se muestra en la figura siguiente:

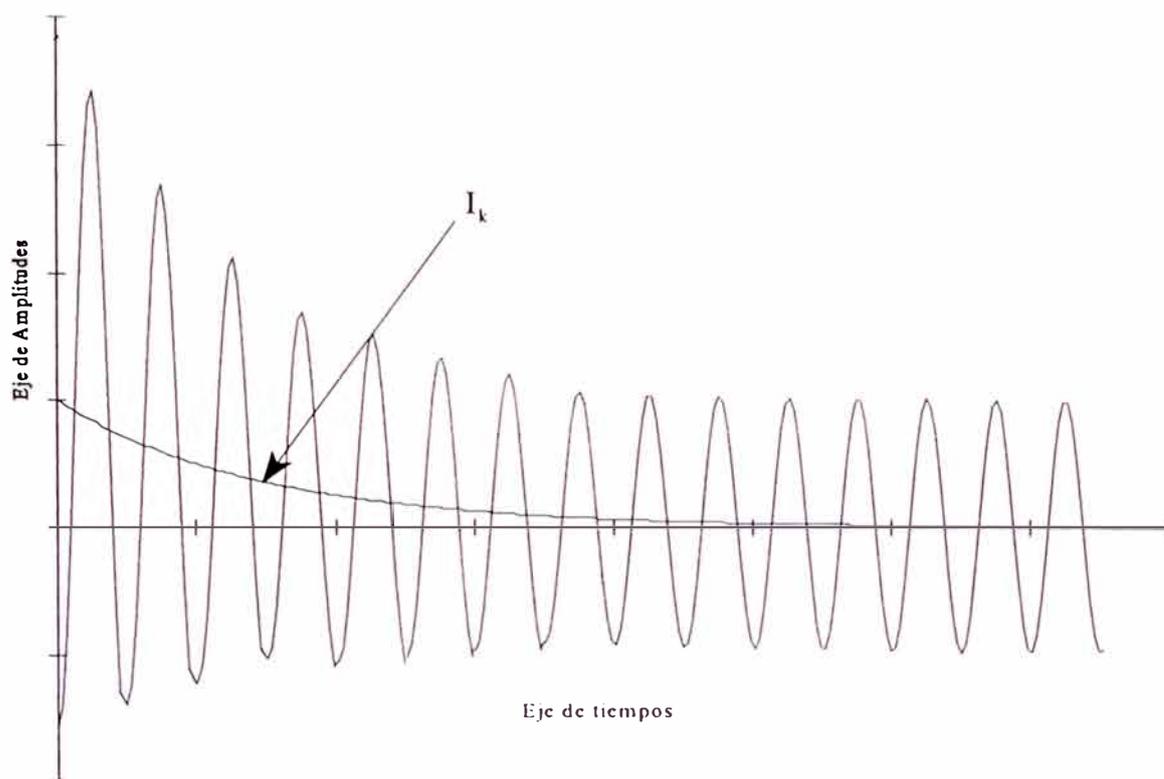


Fig. B.5 Oscilografía de un cortocircuito trifásico en un generador que funcionaba en vacío antes del cortocircuito

A la corriente alterna simétrica se le sobrepone una componente de corriente continua I_k . En el momento de la conexión, el valor de la componente de corriente continua es igual al valor momentáneo de la corriente alterna, pero en sentido opuesto. La componente de corriente continua I_k se atenúa según una función exponencial con la constante de tiempo $\tau=L/R$. En la siguiente figura se muestra la dependencia de la constante de tiempo τ del factor de potencia ($\text{Cos } \varphi$) del circuito.

Esta gráfica ha sido realizada para 60 Hz.

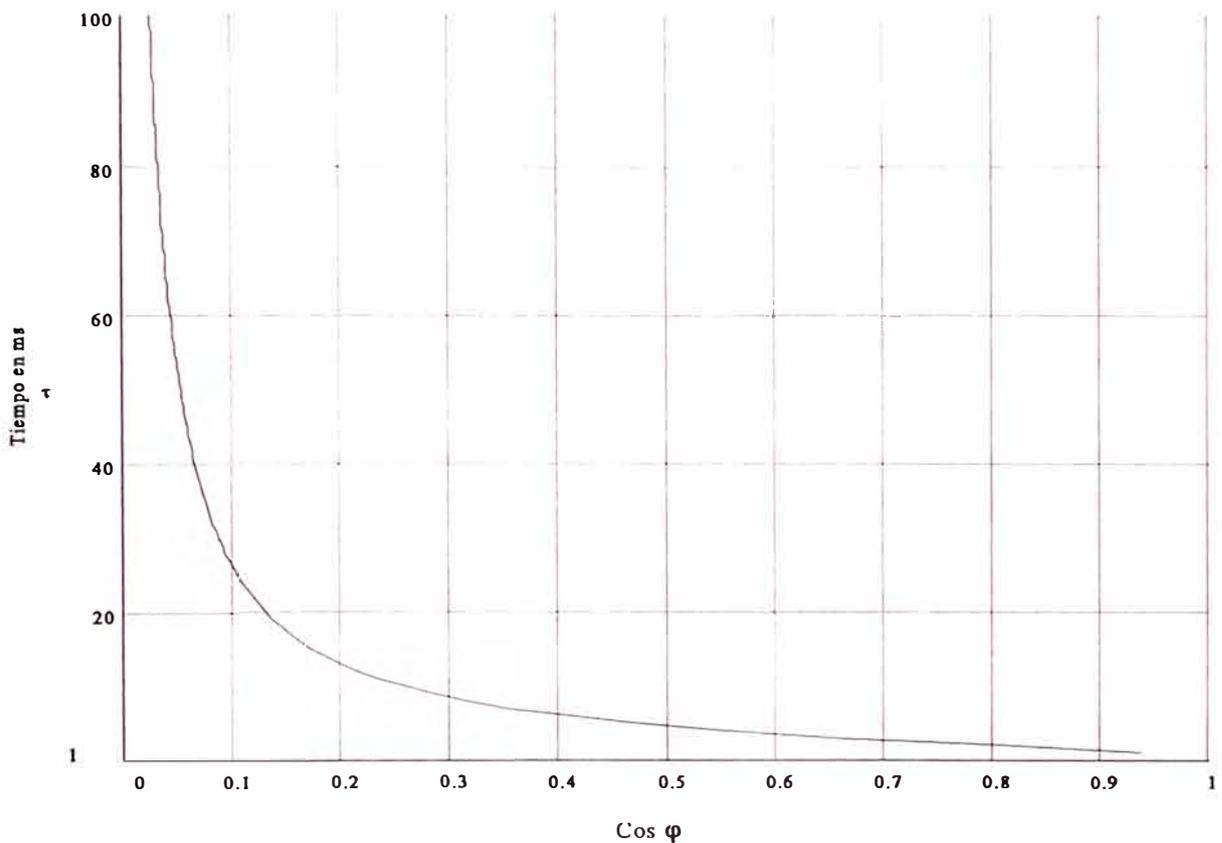


Fig. B.6 Representación de la constante de tiempo τ en función del factor de potencia $\text{Cos } \varphi$ del circuito

B.4 Reactancia de la máquina síncrona durante el cortocircuito

El oscilograma de la corriente de cortocircuito en la armadura puede ser separada en componentes de corriente alterna y corriente directa y la componente de corriente alterna puede separarse en componentes sostenida o síncrona, transitoria y subtransitoria

Si se toma un oscilograma de un cortocircuito al cual se le ha quitado la componente de corriente directa se obtiene:

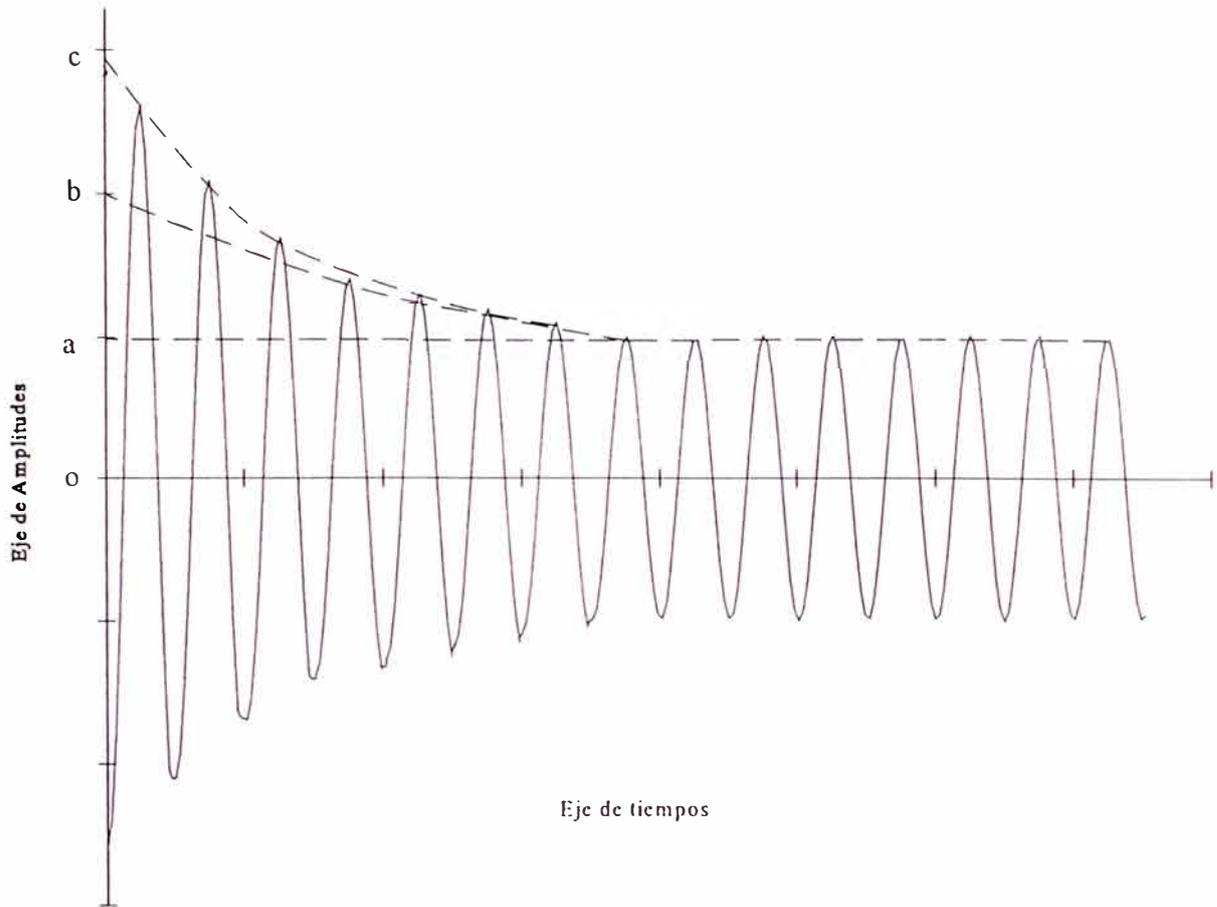


Fig. B.7 Oscilografía de un cortocircito trifásico a la que se le ha quitado la componente de corriente continua

Las reactancias síncrona, transitoria y subtransitoria pueden deducirse de la figura anterior con las siguientes fórmulas:

$$X_d = \frac{\sqrt{2}Eg}{oa}$$

Reactancia síncrona directa

$$X'd = \frac{\sqrt{2}Eg}{ob}$$

Reactancia transitoria directa

$$X''_d = \frac{\sqrt{2}Eg}{oc}$$

Reactancia subtransitoria directa

Donde Eg es el valor eficaz de la tensión entre un terminal y el neutro en vacío, oa , ob y oc son las intersecciones mostradas en la figura B.7.

ANEXO C

CALCULOS RELACION BENEFICIO/COSTO

C.1 Estimación de Ahorros Debido al Uso de los Registradores de Fallas

Período considerado: 15 años

a) BENEFICIOS ESPERADOS

ítem	Motivo	Costos en U.S. \$		Ahorro
		Sin Registrador	Con registrador	
1	Análisis de fallas	653,760.00	108,960.00	544,800.00
2	Tiempo de localización de fallas	2,033,905.00	120,594.00	1,913,311.00
Totales		2,687,665.00	229,554.00	2,458,111.00

b) COSTOS

ítem	Motivo	Costos en U.S. \$
1	Costo inicial de los equipos	967,873.41
2	Costo del mantenimiento	208,860.13
Totales		1,176,733.54

$\text{Relación Beneficio/Costo} = \frac{2,458,111.00}{1,176,733.54} = 2.09$
--

C.2 Costo Inicial de los Equipos

Suministro, Montaje y Puesta en Servicio de los Registradores de Fallas (20 Unidades)

a. PRECIOS

Suministro Extranjero

a.1 Precio FOB	U.S. \$	556,177.00
a.2 Flete Marítimo	U.S. \$	12,000.00
a.3 Seguro Marítimo	U.S. \$	500.00

Sub-Total CIF CALLAO	U.S. \$	568,677.00
-----------------------------	----------------	-------------------

a.4 Entrenamiento en fábrica (U.S.A)	U.S. \$	19,175.00
--------------------------------------	---------	-----------

Suministro Nacional

a.5 Ingeniería	U.S. \$	30,500.00
a.6 Entrenamiento local	U.S. \$	11,300.00
a.7 Montaje	U.S. \$	154,550.00
a.8 Pruebas e instalación	U.S. \$	8,750.00

Parcial 1	U.S. \$	205,100.00
------------------	----------------	-------------------

a.9 Transporte local	U.S. \$	7,100.00
a.10 Seguros por el transporte local, montaje e instalación.	U.S. \$	11,900.00

Parcial 2	U.S. \$	19,000.00
------------------	----------------	------------------

Costo de los suministros nacionales y extranjeros	U.S. \$	811,952.00
--	----------------	-------------------

a.11 Impuestos	U.S. \$	254,700.00
----------------	---------	------------

a.12 Servicio de Desaduanaje	U.S. \$	17,800.00
------------------------------	---------	-----------

Costo total de los sumistros	U.S. \$	1,084,452.00
-------------------------------------	----------------	---------------------

b. SUPERVISION DEL MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO	5 %	54,222.60
--	------------	------------------

TOTAL GENERAL	U.S. \$	1,138,674.60
----------------------	----------------	---------------------

c. Costo de los equipos para ETECEN

ETECEN cuenta con 17 de los 20 equipos instalados en el SICN por lo que el costo repartido en forma proporcional daría lo siguiente

TOTAL GENERAL ETECEN	U.S. \$	967,873.41
-----------------------------	----------------	-------------------

C.3 Costos Unitarios del Mantenimiento de los Registradores de Fallas

Descripción del Equipo: TR-1626		Periodo estimado:	15 años				
		Ingeniero Hora:	12 U.S. \$				
		Tecnico Hora:	10 U.S. \$				
Tarea	Frecuencia	Tiempo utilizado (Horas)	Técnico (Horas)	Ingeniero (Horas)	Técnico (U.S. \$)	Ingeniero (U.S. \$)	Herram y Mat. (U.S. \$)
Limpieza	Anual	0.25	3.75	3.75	37.5	45	18.75
Inspección	Diaria	0.005	27.395	0	273.95	0	0
	Anual	0.5	7.5	7.5	75	90	37.5
Mantenimiento	Quinquenal	0	0	0	0	0	0
Subtotales					386.45	135	56.25
Total Mano de obra (Técnico+Ingeniero)							521.45
Total Herramientas y Materiales							56.25
Costo total mantenimiento del TR-1626							577.70

Descripción del Equipo: TR-1640		Periodo estimado:	15 años				
		Ingeniero Hora:	12 U.S. \$				
		Tecnico Hora:	10 U.S. \$				
Tarea	Frecuencia	Tiempo utilizado (Horas)	Técnico (Horas)	Ingeniero (Horas)	Técnico (U.S. \$)	Ingeniero (U.S. \$)	Herram y Mat. (U.S. \$)
Limpieza	Anual	1	15	15	150	180	75
Inspección	Diaria	0.01	54.79	0	547.9	0	0
	Anual	1	15	15	150	180	75
Mantenimiento	Quinquenal	4	12	12	120	144	660
Subtotales					967.9	504	810
Total Mano de obra (Técnico+Ingeniero)							1,471.90
Total Herramientas y Materiales							810.00
Costo total mantenimiento del TR-1640							2,281.90

Descripción del Equipo: Computador+modem		Periodo estimado:	15 años				
		Ingeniero Hora:	12 U.S. \$				
		Tecnico Hora:	10 U.S. \$				
Tarea	Frecuencia	Tiempo utilizado (Horas)	Técnico (Horas)	Ingeniero (Horas)	Técnico (U.S. \$)	Ingeniero (U.S. \$)	Herram y Mat. (U.S. \$)
Limpieza	Anual	1	15	15	150	180	75
Inspección	Diaria	0.01	54.79	0	547.9	0	0
	Anual	1	15	15	150	180	75
Reemplazo	Quinquenal	2	6	6	60	72	3600
Subtotales					907.9	432	3750
Total Mano de obra (Técnico+Ingeniero)							1,339.90
Total Herramientas y Materiales							3,750.00
Costo total mantenimiento del Computador+modem							5,089.90

C.4 Costos del Mantenimiento de los Registradores de Falla Por Subestaciones

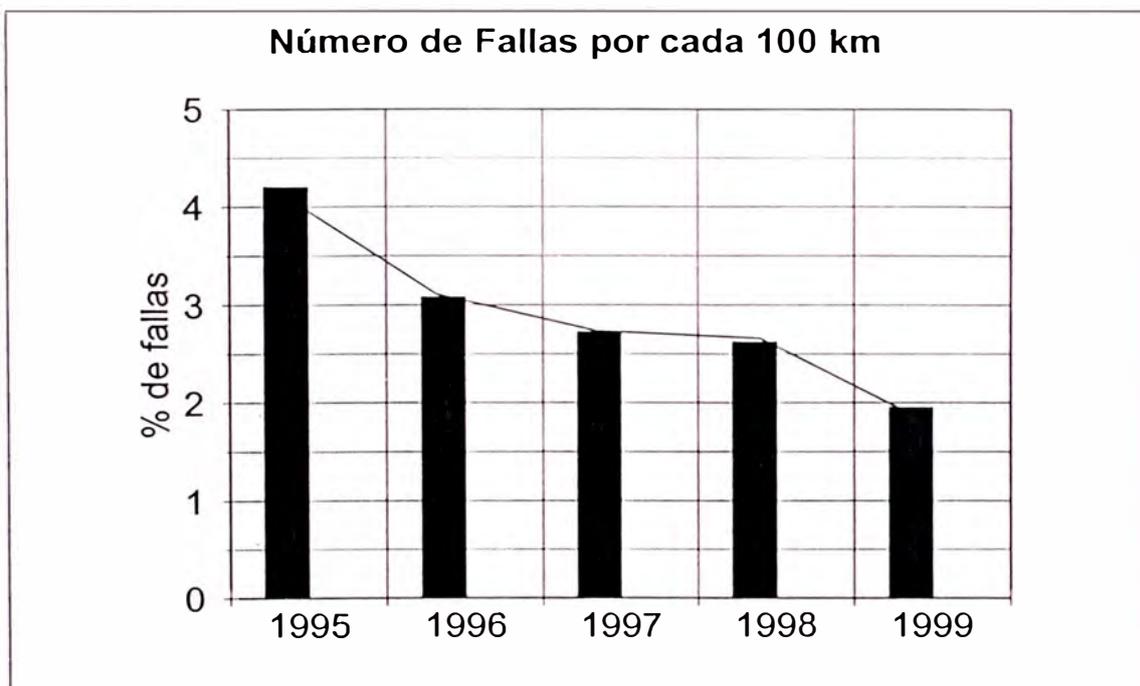
Periodo : 15 años

Unidades por Subestación					Costos (U.S. \$)			
N°	Subestación	T	T	C	T	T	C	S
		R	R		R	R		
		1	1		1	1		
		6	6		6	6		
		2	4		2	4		
		6	0		6	0		
1	SEPO	1	1	1	577.70	2,281.90	5,089.90	7,949.50
2	SECHO	1	2	1	577.70	4,563.80	5,089.90	10,231.40
3	SEGUA	1	1	1	577.70	2,281.90	5,089.90	7,949.50
4	SETNOR	1	1	1	577.70	2,281.90	5,089.90	7,949.50
5	SECHIM1	1	3	1	577.70	6,845.70	5,089.90	12,513.30
6	SEPANU	1	2	1	577.70	4,563.80	5,089.90	10,231.40
7	SEZAPA	1	2	1	577.70	4,563.80	5,089.90	10,231.40
8	SEVENT	1	2	1	577.70	4,563.80	5,089.90	10,231.40
9	SECHAVA	1	2	1	577.70	4,563.80	5,089.90	10,231.40
10	SESJUA	1	2	1	577.70	4,563.80	5,089.90	10,231.40
11	SECALLA	1	1	1	577.70	2,281.90	5,089.90	7,949.50
12	SEP	1	3	1	577.70	6,845.70	5,089.90	12,513.30
13	SEPACHA	1	3	1	577.70	6,845.70	5,089.90	12,513.30
14	SEHUAY	1	1	1	577.70	2,281.90	5,089.90	7,949.50
15	SEHUAN	1	1	1	577.70	2,281.90	5,089.90	7,949.50
16	SEIN	1	3	1	577.70	6,845.70	5,089.90	12,513.30
17	SEM	1	1	1	577.70	2,281.90	5,089.90	7,949.50
Subtotales		17	31	17	9,820.90	70,738.90	86,528.30	167,088.10

Total mano de obra y materiales		U.S. \$	167,088.10
Transporte 25 %		U.S. \$	41,772.03
Total Mantenimiento Registradores de Fallas		U.S. \$	208,860.13

C. 5 Número de fallas por cada 100 km de líneas del sistema de Transmisión de ETECEN

Año	Porcentaje	N° de fallas
1995	4.20 %	153
1996	3.08 %	112
1997	2.72 %	99
1998	2.62 %	98
1999	1.95 %	73



Fuente: Informe de Gestión - Gerencia de Coordinación del Sistema de ETECEN

C.6 Resumen de Costos de la localización de Fallas en Líneas de Transmisión

Periodo estimado: 15 años
 Ingeniero Hora: 12 U.S. \$
 Tecnico Hora: 10 U.S. \$

Con registrador de fallas	Frecuencia	Tiempo utilizado/falla (Horas)	Técnico (Horas)	Ingeniero (Horas)	Técnico (U.S. \$)	Ingeniero (U.S. \$)	Herram y Mat. (U.S. \$)
1995	153	8.5	1300.5	0	13005	0	3251
1996	112	8.5	952	0	9520	0	2380
1997	99	8.5	841.5	0	8415	0	2104
1998	98	8.5	833	0	8330	0	2083
1999	73	8.5	620.5	0	6205	0	1551
2000	60	8.5	510	0	5100	0	1275
2001	60	8.5	510	0	5100	0	1275
2002	60	8.5	510	0	5100	0	1275
2003	60	8.5	510	0	5100	0	1275
2004	60	8.5	510	0	5100	0	1275
2005	60	8.5	510	0	5100	0	1275
2006	60	8.5	510	0	5100	0	1275
2007	60	8.5	510	0	5100	0	1275
2008	60	8.5	510	0	5100	0	1275
2009	60	8.5	510	0	5100	0	1275
Subtotales					96475	0	24119

Total Mano de obra (Técnico+Ingeniero)	96,475.00
Total Herramientas y Materiales	24,119.00
Costo total localización de fallas con registrador	120,594.00

Sin registrador de fallas	Frecuencia	Tiempo utilizado (Horas)	Técnico (Horas)	Ingeniero (Horas)	Técnico (U.S. \$)	Ingeniero (U.S. \$)	Herram y Mat. (U.S. \$)
1995	153	128	19584	1958	195840	23496	54834
1996	112	128	14336	1434	143380	17208	40142
1997	99	128	12672	1267	126720	15204	35481
1998	98	128	12544	1254	125440	15048	35122
1999	73	128	9344	934	93440	11208	26162
2000	60	128	7680	768	76800	9216	21504
2001	60	128	7680	768	76800	9216	21504
2002	60	128	7680	768	76800	9216	21504
2003	60	128	7680	768	76800	9216	21504
2004	60	128	7680	768	76800	9216	21504
2005	60	128	7680	768	76800	9216	21504
2006	60	128	7680	768	76800	9216	21504
2007	60	128	7680	768	76800	9216	21504
2008	60	128	7680	768	76800	9216	21504
2009	60	128	7680	768	76800	9216	21504
Subtotales					1452800	174324	406781

Total Mano de obra (Técnico+Ingeniero)	1,627,124.00
Total Herramientas y Materiales	406,781.00
Costo total localización de fallas sin registrador	2,033,905.00

C.7 Resumen de Costos de Análisis de Fallas en Líneas de Transmisión

Periodo estimado: 15 años
 Ingeniero Hora: 12 U.S. \$
 Tecnico Hora: 10 U.S. \$

Con registrador de fallas	Frecuencia	Tiempo utilizado/falla (Horas)	Técnico (Horas)	Ingeniero (Horas)	Técnico (U.S. \$)	Ingeniero (U.S. \$)	Herram y Mat (U.S. \$)
1995	153	8	0	1224	0	14688	0
1996	112	8	0	896	0	10752	0
1997	99	8	0	792	0	9504	0
1998	98	8	0	784	0	9408	0
1999	73	8	0	584	0	7008	0
2000	60	8	0	480	0	5760	0
2001	60	8	0	480	0	5760	0
2002	60	8	0	480	0	5760	0
2003	60	8	0	480	0	5760	0
2004	60	8	0	480	0	5760	0
2005	60	8	0	480	0	5760	0
2006	60	8	0	480	0	5760	0
2007	60	8	0	480	0	5760	0
2008	60	8	0	480	0	5760	0
2009	60	8	0	480	0	5760	0
Subtotales					0	108960	0

Total Mano de obra (Técnico+Ingeniero)	108,960.00
Total Herramientas y Materiales	0.00
Costo total análisis de fallas con registrador	108,960.00

Sin registrador de fallas	Frecuencia	Tiempo utilizado/falla (Horas)	Técnico (Horas)	Ingeniero (Horas)	Técnico (U.S. \$)	Ingeniero (U.S. \$)	Herram y Mat (U.S. \$)
1995	153	48	0	7344	0	88128	0
1996	112	48	0	5376	0	64512	0
1997	99	48	0	4752	0	57024	0
1998	98	48	0	4704	0	56448	0
1999	73	48	0	3504	0	42048	0
2000	60	48	0	2880	0	34560	0
2001	60	48	0	2880	0	34560	0
2002	60	48	0	2880	0	34560	0
2003	60	48	0	2880	0	34560	0
2004	60	48	0	2880	0	34560	0
2005	60	48	0	2880	0	34560	0
2006	60	48	0	2880	0	34560	0
2007	60	48	0	2880	0	34560	0
2008	60	48	0	2880	0	34560	0
2009	60	48	0	2880	0	34560	0
Subtotales					0	653760	0

Total Mano de obra (Técnico+Ingeniero)	653,760.00
Total Herramientas y Materiales	0.00
Costo total análisis de fallas sin registrador	653,760.00

BIBLIOGRAFIA

En esta bibliografía se presenta la relación de libros y publicaciones a los cuales pueden remitirse las personas que deseen obtener mayor información referente a los temas tratados.

FALLAS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA (Capítulo I)

PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION ELECTRICA (Capítulo II)

1. “Analysis of Faulted Power Systems” / Paul M. Anderson / Revised printing 1976
Copyright © 1973, The Iowa State University
2. “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia” / William D. Stevenson
Copyright © 1979, por EDITORIAL MCGRAW-HILL LATINOAMERICANA S.A.
3. “Protective Relaying Theory and Applications” / edited by Walter A. Elmore.
Copyright © 1994 by ABB Power T&D Company Inc.
4. “El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores” / C. Russel Mason/
decimosegunda impresión noviembre de 1986.
Copyright © by General Electric Company
5. “Protective Relays Application Guide”/ second edition reprinted on November 1982.
Copyright © 1975 by GEC Measurements The General Electric Company p.i.c. of England.

6. “Applied Protective Relaying”

Copyright © 1976 by Westinghouse Electric Corporation.

REGISTRADOR DE EVENTOS TRANSITORIOS (Capítulo III)

7. “TR-1640/50 FRONT PANEL OPERATIONS” / Workshop W225 V6B / ROCHESTER Educational Services Department 22 de junio de 1994.
8. “TR-1640/50 ENGINEERING & OPERATIONS” / Workshop W222 V6B / ROCHESTER Educational Services Department 28 de marzo de 1994.
9. “Análise Estatística com Registrador de Perturbação” / Osvaldo T. Shiraishi / IV CURSO INTERNACIONAL DE TREINAMENTO EM PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO - 1997.
10. “DATA EXCHANGE (COMTRADE) FOR POWER SYSTEMS” / IEEE STANDARD COMMON FORMAT FOR TRANSIENT / IEEE C37.111-1991.

SISTEMA ELECTRICO DE ETECEN (Capítulo IV)

11. “Diagramas Unifilares de ETECEN 1998” Gerencia de Coordinación del Sistema - Unidad de Operación y Despacho”.
12. “Coordinamiento de protecciones del Sistema Mantaro” General Electric.
13. “Coordinamiento del Sistema Ventanilla Chavarría Zapallal”.
14. “Planos de los sistemas de control, protección y registradores de las subestaciones de ETECEN”.

ANALISIS DE FALLAS (Capítulo V)

15. Registro de perturbaciones del centro de control de ETECEN.
16. “Cálculos trifásicos en A.C.” ROCHESTER
17. “Localizador de fallas”
18. “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia” / William D. Stevenson

Copyright © 1979, por EDITORIAL MCGRAW-HILL LATINOAMERICANA
S.A.

EVALUACION ECONOMICA (Capítulo VI)

19. Propuesta Técnico Económica de C.T.C. S.A. "Registradores y Localizadores de Fallas - Lote 4" LPI N° 0-005-92 ELP
20. Copias del curso "Gestión del Mantenimiento" TECSUP Noviembre 1999
21. Ingeniería Económica"/ Lelan Blank-Anthony Tarquin/Segunda edición

Copyright © 1986, 1978, por EDITORIAL MCGRAW-HILL
LATINOAMERICANA S.A.