

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**PROTECCIÓN PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
CON NEUTRO AISLADO**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**JOHNNY EDGARD, RAMOS CONTRERAS**

**PROMOCIÓN  
1996 - I**

**LIMA – PERÚ  
2006**

**PROTECCIÓN PARA SISTEMAS DE  
DISTRIBUCIÓN CON NEUTRO AISLADO**

## **AGRADECIMIENTOS:**

A la empresa Luz del Sur S.A.A. por el aporte en el desarrollo del informe.

Al Ing. José Zorrilla, asesor del informe de suficiencia, por sus recomendaciones y aportes para el enriquecimiento del presente documento.

A mis padres, por todo el apoyo incondicionalmente e invaluable para formarme como persona y como profesional.  
A mi esposa por el apoyo y comprensión.  
A mi hija Valeria por ser una nena muy especial, fuente de mi superación.

## SUMARIO

En el informe se realiza el análisis de los parámetros eléctricos cuando se produce una falla a tierra en un sistema de distribución con neutro aislado, tanto en el dominio de fase, así como también en el de componentes simétricas. Para éste tipo de fallas el único camino para fluir las corrientes a tierra es a través de las capacitancias distribuidas fase a tierra de todo el sistema eléctricamente conectado y de las otras dos fases sanas del circuito fallado. La detección de fallas a tierra es un problema difícil básicamente por los siguientes factores: La característica de neutro aislado de éste sistema (que hace intervenir a las capacitancias del circuito) y los valores de resistencia de falla a tierra (que dependen del tipo de terreno o del material con que hace contacto), esto hace que las corrientes de falla a tierra sean de muy bajo valor. El problema se hace más crítico considerando que las fallas a tierra son las de mayor incidencia y son no selectivas, pues todo el circuito eléctricamente conectado es involucrado en este tipo de falla. Además del estudio de la caída de un conductor a tierra se realiza otros casos presentados en Luz del Sur, tales como actuación de los relés de protección de falla a tierra por desbalance capacitivo en las redes de distribución, caída de conductor para el lado de la carga, fenómenos de ferresonancia entre el transformador de tensión y la capacitancia del circuito y las fallas múltiples por efecto de una falla a tierra.

Comprendido el fenómeno de una falla a tierra en los sistemas con neutro aislado se realizan pruebas en laboratorio y campo, para diferentes condiciones, para garantizar el correcto funcionamiento del relé de protección ante una falla de conductor caído, verificando el análisis realizado con los valores obtenidos, determinando las características principales que deben tener los equipos para una correcta operación (sensibilidad, selectividad, seguridad y confiabilidad).

Conociendo las características de los equipos se realiza un estudio para la justificación económica en base a la energía dejada de suministrar, compensación

por calidad de suministro, multas y ahorro de recurso. Asimismo se realiza una evaluación técnica y económica para la adquisición de los equipos que conforman el sistema de protección (relé de protección, transformador de corriente y transformador de tensión).

## INDICE

<b>PROLOGO</b>	1
<b>CAPITULO I:</b>	
<b>INTRODUCCION</b>	4
1.1 Objetivo	4
1.2 Problemas presentados en una falla a tierra	4
1.3 Breve reseña historica	5
<b>CAPITULO II:</b>	
<b>CONCEPTOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN</b>	6
2.1 Causas de falla en las instalaciones eléctricas	6
2.2 Dispositivos de protección contra fallas	7
2.2.1 Elementos primarios	7
2.2.2 Relé de protección	8
2.2.3 Elemento de accionamiento	8
2.2.4 Fuente auxiliar de tensión	8
2.3 Características importantes de los relés	8
2.4 Componentes simétricas de una red trifásica	9
2.4.1 Las componentes simétricas	9
2.4.2 Impedancia de secuencia positiva.-	10
2.4.3 Impedancia de secuencia negativa.-	10
2.4.4 Impedancia de secuencia cero.	10
2.5 Ecuaciones generales para determinar las corrientes y tensiones de falla a tierra	11
2.5.1 Falla trifásica	12
2.5.2 Falla bifásica a tierra	13
2.5.3 Falla monofásica a tierra	20
2.5.4 Comparación general de las distintas fallas en redes con neutro aislado	26

**CAPITULO III:****ANÁLISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON NEUTRO****AISLADO**

3.1	Análisis de una fase a tierra para el lado de la fuente	28
3.1.1	Análisis trifásico	28
3.1.2	Análisis de componente simétrica	30
3.1.3	Sistemas desbalanceados afectan la sensibilidad	36
3.1.4	Procesos transitorios	38
3.2	Análisis de una fase a tierra para el lado de la carga	38
3.3	Análisis de desbalance de capacitancias	40
3.4	Análisis de ferresonancia trifásico en sistemas con neutro aislado y transformadores de tensión neutro a tierra	43
3.4.1	Modelos y ecuaciones	43
3.4.2	Interpretación física	46
3.5	Análisis de fallas múltiples	46
3.5.1	Fallas múltiples por falta de protección de falla a tierra	46
3.5.2	Fallas múltiples por descargas superficiales	48

**CAPITULO IV:****ANÁLISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN COMPENSADO**

4.1	Análisis trifásico	52
4.2	Análisis de componentes simétricas	52
4.3	Fallas a tierra en redes de distribución compensado	61
4.4	Métodos de Detección de falla a tierra para redes de distribución Compensado	61

**CAPITULO V:****PRUEBAS Y MEDICIONES**

5.1	Cálculo de la resistencia de falla	66
5.2	Antecedentes de pruebas de falla a tierra realizadas en Electrolima	66
5.2.1	Pruebas de falla a tierra realizada en 1977	66
5.2.2	Pruebas de falla a tierra realizada en 1979	67
5.3	Pruebas en el laboratorio del relé de falla a tierra realizada en Luz del Sur	68

5.3.1	Protocolo de pruebas	68
5.3.2	Plano de conexión del relé de protección	68
5.3.3	Ejecución de la prueba de laboratorio	69
5.4	Pruebas en el campo del relé de falla a tierra realizada en Luz del Sur	70
5.4.1	Consideraciones preliminares	70
5.4.2	Ejecución de la prueba en campo	72
5.5	Registros de oscilografía de los relés de falla a tierra	72
5.5.1	Falla a tierra hacia atrás del relé	72
5.5.2	Falla a tierra hacia delante del relé	74
<b>CAPITULO VI:</b>		
<b>ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS</b>		77
6.1	Alternativas planteadas	78
6.2	Análisis de alternativas	78
6.2.1	No aterrado o neutro aislado	79
6.2.1	Sistema compensado	79
6.3	Alternativa seleccionada	80
<b>CAPITULO VII:</b>		
<b>SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN</b>		82
7.1	Relé de protección contra fallas a tierra	82
7.1.1	Exactitud	82
7.1.2	Confiabilidad	82
7.1.3	Fiabilidad o redundancia	82
7.1.4	Seguridad	82
7.1.5	Sensibilidad	83
7.1.6	Angulo característico del relé	84
7.2	Transformador de tensión	85
7.3	Transformador de corriente	86
<b>CAPITULO VIII:</b>		
<b>CALIBRACIÓN DE LOS RELES DE PROTECCIÓN</b>		89
8.1	Criterios para realizar la calibración	89
8.1.1	Cálculo de los valores de corriente y tensión homopolar	90
8.1.2	Categorías de los parámetros de calibración	91

8.2	Procedimiento para calibrar relés de protección a través del software	91
8.2.1	Pasos a seguir para la conexión y desconexión con el relé	91
8.2.2	Pasos a seguir para la calibración del relé	91
8.2.3	Pasos a seguir para obtener los valores presentes	92
8.2.4	Pasos a seguir para obtener los registros de eventos y de fallas	92
8.2.5	Pasos a seguir para obtener registros oscilográficos	92

**CAPITULO IX:**

**IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN** 94

9.1	Criterios para determinar la ubicación de los relés de protección	94
9.2	Instalación del sistema de protección	94
9.2.1	Tipos de celdas de protección	95
9.2.2	Características físicas de los equipos	96
9.3	Operación del sistema de protección	102
9.4	Mantenimiento del sistema de protección.	102
9.4.1	Mantenimiento de los relés de protección	102
9.4.2	Mantenimiento del rectificador cargador y de las baterías	102
9.5	Interrogación remota a los relés de protección	102
9.5.1	Comunicación entre relés	103
9.5.2	Integración de los relés DPU2000R	103
9.5.3	Esquema típico de la red	103
9.5.4	Acceso a los datos de los relés	104
9.5.5	Datos disponibles en cada relé	104
9.5.6	Velocidad de transmisión de datos	104
9.5.7	Alimentación de los equipos de comunicación	105
9.5.8	Costo de implementación del sistema de interrogación remota	105

**CAPÍTULO X:**

**EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA** 106

10.1	Justificación del proyecto para la adquisición de relés de protección	106
10.1.1	Análisis de las estadísticas de interrupciones imprevistas	106
10.1.2	Ahorro en multas	107
10.1.3	Ahorro por energía no suministrada	108
10.1.4	Ahorro por compensaciones por disminución de interrupciones	108

10.1.5	Ahorro de costos de personal para la revisión del circuito interrumpido	110
10.2	Evaluación técnica y económica para la adquisición de los equipos	110
10.2.1	Relé de protección para falla a tierra (multifunción)	110
10.2.2	Transformadores de corriente de fases	111
10.2.3	Transformadores de corriente toroidal	112
	<b>CONCLUSIONES</b>	113
	<b>ANEXOS</b>	
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	

## PROLOGO

Las redes de distribución de 10kV son alimentados de las subestaciones de transmisión de 60/10kV, teniendo sus transformadores la conexión estrella con neutro a tierra/delta. De lo anterior resulta que el lado de 10kV es un sistema de distribución con neutro aislado. Una de las principales características del sistema de 10kV es la de presentar bajos valores de corriente de fallas a tierra.

En el capítulo uno se presenta los objetivos que tiene el desarrollo del informe, así como también los problemas presentados en una falla a tierra en un sistema de distribución con neutro aislado.

En el capítulo dos se desarrolla una revisión de los conceptos básicos de la protección, indicando cuales son las principales causas de las fallas en las instalaciones eléctricas, asimismo se considera las características importantes que deben tener los relés de protección. También se revisan los conceptos fundamentales de la teoría de componentes simétricas para entender las ecuaciones generales que se obtienen para las corrientes y tensiones de fallas a tierra.

En el capítulo tres se realiza el análisis del sistema de distribución con neutro aislado, para lo cual se considera los diferentes casos presentados en el sistema de Luz del Sur tales como: Análisis de una fase a tierra cuando el conductor cae para el lado de la fuente en el cual la protección contra fallas a tierra opera en forma exitosa. Análisis de una fase a tierra cuando el conductor cae para el lado de la carga en el cual la protección de secuencia negativa despeja exitosamente la falla. Análisis del desbalance capacitivo que se produce en las redes de distribución, al realizar una maniobra fase por fase, en los circuitos que tienen grandes longitudes de cable subterráneo. Análisis de ferresonancia trifásico por conexión de los transformadores de tensión con el neutro a tierra, el cual produce sobretensiones peligrosas que pueden afecta a los equipos. Y finalmente un análisis de fallas múltiples que se producen cuando

no se tiene una protección de falla a tierra ó por descargas superficiales en diferentes puntos de la red de distribución.

En el capítulo cuatro se realiza un breve análisis de fallas a tierra en sistemas de distribución compensado con la bobina de Peterson.

En el capítulo cinco se describe las diferentes pruebas y mediciones que se realizaron en Electrolima y en Luz del Sur para constatar los valores de corriente de falla, relativamente bajos, adicionalmente determinar los valores que presenta la resistencia de falla en diferentes situaciones y para verificar el correcto funcionamiento de los relés de protección frente a fallas a tierra.

En el capítulo seis se realiza un análisis de los resultados obtenidos en los capítulos tres, cuatro y cinco, determinándose que para las redes actuales de 10kV con neutro aislado la solución más adecuada es instalar relés de falla a tierra para despejar fallas de caída de un conductor a tierra, mientras que para las redes futuras se debe considerar la instalación de redes en 22.9kV con neutro a tierra.

En el capítulo siete se desarrolla las consideraciones que se deben tener para seleccionar los equipos que forman el sistema de protección, tales como las características del relé de protección, el transformador de corriente y transformador de tensión.

En el capítulo ocho se indica los criterios generales que se deben tener para la calibración de los relés digitales de falla a tierra, así como también los respectivos procedimientos de calibración para los principales relés DPU2000R y DFP300.

En el capítulo nueve se desarrolla las consideraciones para la implementación del sistema protección de fallas a tierra, indicándose los criterios para determinar la ubicación de los equipos de protección en las redes de distribución; así como también se describe la instalación, la operación y el mantenimiento de los equipos del sistema de protección. En esta parte se describe la implementación de la interrogación remota de los relés de protección, herramienta muy importante para el análisis de los registros de falla y oscilografías y para la toma de decisión en una interrupción imprevista, ayudando a minimizar los tiempos de reposición del servicio.

Finalmente en el capítulo diez se desarrolla una evaluación técnica y económica para la adquisición de los equipos del sistema de protección a partir de la justificación del

proyecto, en el cual se considera los ahorros por energía no suministrada, ahorro por compensación, ahorro por multas y ahorro por personal en la revisión de los circuitos.

## **CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN**

### **1.1. Objetivo**

Analizar las fallas a tierra que se producen en los sistemas de distribución con neutro aislado, para determinar la alternativa de solución, a fin de proporcionar una protección contra caída de un conductor a tierra en un sistema de distribución con neutro aislado.

Analizar y determinar la solución a los casos presentados en la operación de las redes de 10kV en Luz del Sur, como caída de un conductor para el lado de la carga, desbalance capacitivo, ferresonancia y fallas múltiples.

Realizar pruebas en laboratorio y en campo para verificar los valores de corriente homopolar, tensión homopolar y resistencia de falla; así como también la correcta operación de los relés de protección contra la caída de un conductor a tierra.

Seleccionar los equipos que forman el sistema de protección, para garantizar una correcta operación del sistema de protección.

Dar a conocer las implementaciones realizadas en Luz del Sur para asegurar una operación ante una falla a tierra y mejorar la selectividad ante éste tipo de fallas.

Realizar una justificación técnica y económica para la adquisición de los equipos del sistema de protección.

### **1.2. Problemas presentados en una falla a tierra**

Los problemas de una falla a tierra en los sistemas de distribución con neutro aislado son los siguientes:

- ✓ El peligro potencial de riesgo eléctrico para las personas, por la caída a tierra de una fase de la línea aérea, la cual se mantiene con tensión debido a que no puede ser detectada por el sistema convencional de protección. Considerando el incremento de redes aéreas con respecto a cables subterráneos este peligro se irá acentuado.

- ✓ El problema de fallas múltiples, principalmente en cables subterráneos, en donde todo el sistema eléctricamente conectado es comprometido, si es que la falla no es despejada en un tiempo relativamente corto.
- ✓ Interrupciones no deseadas por operación de los sistemas de protección de fallas a tierra debido a valores de secuencia cero que se presentan al realizar maniobras en equipos fase por fase.

### **1.3. Breve reseña histórica**

En ELECTROLIMA hasta antes de la década de los 70 no existía una protección contra las fallas a tierra en sistemas de distribución con neutro aislado.

Por la importancia de este problema, en ELECTROLIMA a fines de la década del 70, el sector de Planeamiento Eléctrico, realizó pruebas para determinar el orden de las resistencias de fallas a tierra y el comportamiento de la resistencia en función del tiempo, observándose que en general la resistencia de falla al inicio es alta y con el transcurso del tiempo disminuye.

El área de Proyectos de ELECTROLIMA se dedicó a estudiar la concepción de un relé que sea capaz de detectar este tipo de falla y se llegó a determinar que la protección más adecuada sería con relés direccionales de sobrecorriente homopolar de alta sensibilidad para los sistemas de distribución con neutro aislado. Por lo que se coordinó con los principales fabricantes de relés de aquella época para que se fabricase relés con las características deseadas.

Actualmente Luz del Sur viene realizando la instalación de relés multifunción del tipo digital, los cuales están siendo instalados al inicio de todos los alimentadores de 10kV y también en puntos intermedios de las redes del sistema de distribución con neutro aislado, con la finalidad de lograr un sistema coordinado y selectivo ante fallas a tierra. Estos relés además de tener todas las funciones de protección tienen control, medición y registros de la bahía.

## **CAPÍTULO II CONCEPTOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN**

### **2.1 Causas de fallas en las instalaciones eléctricas**

Se considera régimen perturbado a toda condición de una instalación eléctrica que provocan un funcionamiento anormal no solo por fallas de origen eléctrico (cortocircuito o fallas a tierra), sino a todas las condiciones anormales de operación causada por la temperatura, la humedad o la utilización ineficiente del equipo. De tal forma que existen situaciones que no provocan una inmediata repercusión en el equilibrio eléctrico pero que con el tiempo pueden degenerar en una interrupción transitoria o permanente del servicio.

El estudio de las redes eléctricas en régimen transitorio es una de las ramas más complejas de la electricidad ya que la determinación correcta de los parámetros en estudio aumenta la dificultad a medida que aumenta la complejidad del sistema en estudio, aumentado aun más si se tiene en consideración la variabilidad de los sistemas debido a la apertura y cierre de interruptores, inserción de máquinas, de líneas aéreas, de cables subterráneos, modificaciones en las alimentaciones, etc. además de otros elementos relacionados con las condiciones atmosféricas, la conductividad del terreno, el estado de conservación en que se encuentra la instalación, etc.

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

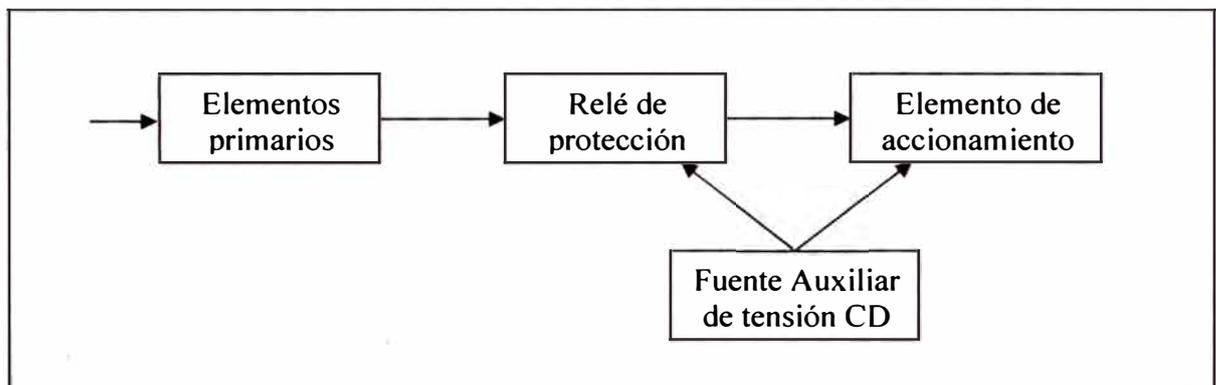
- a. Fallas en los aislamientos de las máquinas, transformadores, empalmes y cables producidas por envejecimiento, calentamiento, corrosión, salinidad, depósitos químicos de distinta naturaleza, etc.
- b. Fallas de aislamiento en aire o en los materiales de máquinas y aparatos debido principalmente a sobretensiones por maniobra de interruptores.
- c. Efecto de la humedad en el terreno y en el medio ambiente.

- d. Fallas mecánicas en la máquina, en las líneas aéreas por efecto del viento, caída de árboles o ramas de árbol en los conductores, etc.
- e. Fallas mecánicas en los cables subterráneos provocadas por trabajos de terceros que pican el cable con palas mecánicas u otra herramienta de excavación.
- f. Errores humanos en las maniobras como falsas maniobras, etc.
- g. Accidentes provocadas por animales como son pájaros en las líneas aéreas, roedores en cables y tableros etc.
- h. Accidentes provocadas por personas que aproximan objetos a la línea aérea como: avisos, letreros, varillas de construcción, andamios, etc.

## 2.2 Dispositivos de protección contra fallas

Se puede considerar que muchas de las fallas que se presentan en las instalaciones eléctricas son prácticamente inevitables, no sólo desde el punto de vista técnico, sino también económicamente las soluciones serían muy costosas, razón por la que es necesario considerar que no es posible evitar la presencia de fallas, pero para disminuir sus efectos es necesario disponer de los dispositivos de protección apropiada.

En la **Figura 2.1** se muestra un diagrama de bloques de los equipos que forman el sistema de protección.



**Figura 2.1** Diagrama de bloque de elementos que forman el sistema de protección

### 2.2.1 Elementos primarios

Este elemento es el que detecta las señales procedentes de la falla (corriente y/o tensión) y las convierte en valores para alimentar al relé de protección, por lo general estos elementos primarios están constituidos por transformadores de

corriente y tensión lo cual además constituyen el medio de aislamiento eléctrico entre las partes de alta tensión y baja tensión de la instalación eléctrica.

### **2.2.2 Relé de protección**

Constituye el elemento principal de los sistemas de protección contra fallas, funcionalmente está constituido por: la parte de conversión que es el encargado de convertir las señales de entrada procedentes del elemento primario, la parte de medida que es la más importante del relé ya que aquí se miden las señales y se decide cuando entra en funcionamiento el dispositivo de protección, y la parte de salida que representa el elemento intermedio entre el dispositivo de protección y los elementos que son accionados por este dispositivo, por lo general amplifica la señal de la parte de medida.

### **2.2.3 Elemento de accionamiento**

Está constituido por el elemento al cual llega la señal del relé y es por lo general la bobina de disparo de los interruptores.

### **2.2.4 Fuente auxiliar de tensión**

Normalmente en todas las instalaciones de protección se debe tener una fuente auxiliar de tensión en corriente continua, que por lo general está constituida por un banco de baterías.

## **2.3 Características importantes de los relés**

Dado que los relés constituyen el principal elemento de protección en los sistemas eléctricos, deben cumplir con ciertas exigencias funcionales entre las que se pueden mencionar los siguientes:

- Debe ser insensible a las sobretensiones momentáneas y también a las sobrecargas momentáneas.
- No debe alterar su operación por variaciones en la tensión y en la corriente
- El consumo propio de potencia del relé debe ser tan bajo como sea posible.
- Su funcionamiento no debe ser alterado por cambios en la configuración de la red considerada como condiciones normales como la conexión y desconexión de carga, entrada y salida de líneas, etc.
- Debe operar cualquiera que sea la naturaleza y situación de la falla para la cual ha sido seleccionado.

La protección por relés se refiere al dispositivo que mide y compara en el sistema de potencia cantidades eléctricas, e inicia la acción que es requerida para aislar a los elementos en condiciones de falla, del resto de sistema eléctrico.

Una función adicional de los relés de protección es para ayudar en la determinación de la localización y tipo de falla que ha ocurrido en el sistema.

## 2.4 Componentes simétricas de una red trifásica

### 2.4.1 Las componentes simétricas

Aplicando el principio de superposición el sistema trifásico de vectores puede ser reemplazado por tres juegos de vectores balanceados (simétricos), dos juegos trifásicos con sentido de rotación opuesta y un juego co-fase (misma fase). Estos juegos de vectores son descritos como secuencia positiva, negativa y cero respectivamente.

Las ecuaciones entre cantidades de secuencias y fases están dadas de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} E_a &= E_1 + E_2 + E_0 \\ E_b &= a^2 E_1 + a E_2 + E_0 \\ E_c &= a E_1 + a^2 E_2 + E_0 \end{aligned} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} E_1 &= \frac{1}{3} (E_a + a E_b + a^2 E_c) \\ E_2 &= \frac{1}{3} (E_a + a^2 E_b + a E_c) \\ E_0 &= \frac{1}{3} (E_a + E_b + E_c) \end{aligned} \quad (2.2)$$

En donde:

El operador “a” equivale a un giro del vector en  $+120^\circ$

El operador “a<sup>2</sup>” equivale a un giro del vector en  $+240^\circ$

El vector de secuencia cero  $E_0$  existe únicamente cuando la suma geométrica de los vectores  $E_a$ ,  $E_b$  y  $E_c$  es diferente de cero, es decir cuando estos vectores no forman un triángulo cerrado. La existencia del vector de secuencia cero  $E_0$  implica que aparte de los tres conductores de fase, exista otra vía para la corriente (retorno por tierra, conductor neutro). El vector de secuencia negativa  $E_2$  se presenta casi siempre cuando los valores de las tres fases no son iguales entre sí.

La relación existente entre las componentes de corriente y tensión, introduciendo la fuerza electromotriz correspondientes son:

$$V_1 = V - I_1 Z_1 ; \quad V_2 = -I_2 Z_2 ; \quad V_0 = -I_0 Z_0 \quad (2.3)$$

Los vectores  $V_1$ ,  $V_2$  y  $V_0$  están definidas por las caídas de tensión visto en las impedancias al pasar por ellas la componente correspondiente de la corriente. Las corrientes sólo pueden circular, cuando en el sistema trifásico exista una fuerza electromotriz  $V$  (tensión de fase) y como es considerado simétrica, tiene la misma secuencia como el sistema de secuencia positiva. Por lo tanto, solo aparece en el sistema de secuencia positiva. Tanto el sistema de secuencia negativo, como el sistema de secuencia cero no tienen esta fuerza electromotriz.

#### **2.4.2 Impedancia de secuencia positiva**

Es la impedancia  $Z_1$  de los elementos en servicio, correspondiente a la carga simétrica (impedancia por fase de las líneas, impedancia de cortocircuito en los transformadores e impedancia de los generadores en el instante de falla).

#### **2.4.3 Impedancia de secuencia negativa**

La impedancia de secuencia negativa  $Z_2$  de las líneas y de los transformadores es igual a la impedancia de secuencia positiva de estos elementos, por que la resistencia que ellos ofrecen al paso de la corriente no varia al invertirse la secuencia de fases. Mientras que la impedancia de secuencia negativa de los generadores es aquella ofrecida por la máquina cuando se le imprime un sistema de secuencia negativo de tensiones durante su marcha sincrónica.

#### **2.4.4 Impedancia de secuencia cero**

La impedancia de secuencia cero  $Z_0$  puede determinarse por cálculo o por medición (conectando las tres fases del sistema trifásico en paralelo y aplicando una tensión alterna monofásica). El valor de la impedancia de secuencia cero de los transformadores depende de la clase de conexión de los mismos. La impedancia de secuencia cero de las líneas de transmisión depende del tipo (líneas aéreas o cables subterráneos) y de la conductividad del subsuelo. La resistencia que ofrece una línea aérea a las tres corrientes iguales entre sí en intensidad y fase resulta del circuito formado por los tres conductores y el retorno por tierra; para el caso de los cables subterráneos resulta del circuito formado por los tres conductores del cable, la vaina

de plomo y el retorno por tierra, las cuales provocan un aumento múltiple de las mismas.

La reactancia de secuencia cero de las líneas aéreas es aproximadamente 3...3.5 veces mayor que su reactancia de secuencia positiva, este valor depende de la sección de los conductores y de la configuración de los mismos en los postes.

Cuando las líneas aéreas tienen cables de guarda, una parte de la corriente del sistema de secuencia cero también retorna por éstos. La reactancia de secuencia cero no disminuye apreciablemente cuando estos cables de guarda son de acero, pero sí, cuando son de material buen conductor, por ejemplo de acero-aluminio o de cobre.

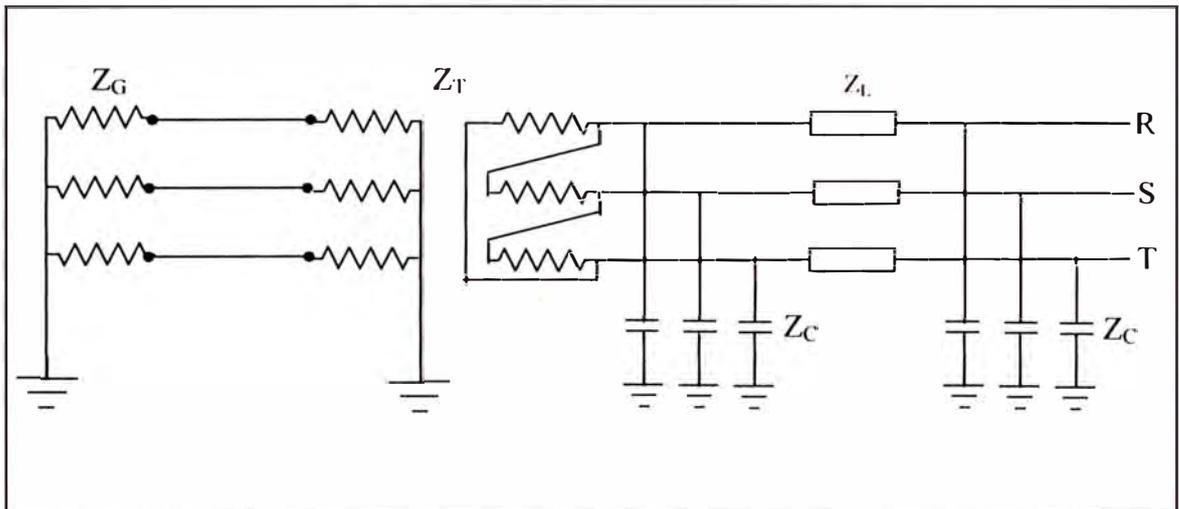
La impedancia de secuencia cero de los cables subterráneos difiere en grado mucho mayor de su impedancia de secuencia positiva que en el caso de las líneas aéreas, debido a la influencia de las vainas de plomo. Los cables subterráneos de una sola vaina de plomo tienen una reactancia de secuencia cero mayor que aquellos con tres vainas y éstos a su vez tienen una reactancia de secuencia cero mayor que los cables subterráneos unipolares.

## **2.5 Ecuaciones generales para determinar las corrientes y tensiones de falla a tierra**

Los distintos casos de fallas se analizarán en una red compuesta por un generador, un transformador y una línea, esta configuración puede considerarse como parte integral de una red de mayor extensión, ver **Figura 2.2**.

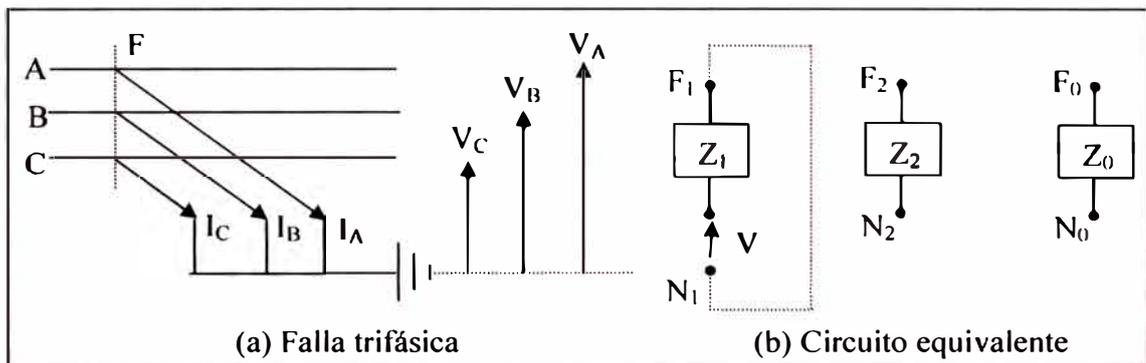
La línea se supone abierta en su extremo. Las ecuaciones derivadas para la misma son de carácter general, de manera que también regirán para el caso de alimentarse la línea en dos o más puntos.

Normalmente no es necesario considerar en el cálculo la carga de la red (impedancia de los consumidores, capacitancias de servicio). Sin embargo, cuando ello resulte útil, dicha carga puede considerarse intercalado en los respectivos sistemas las impedancias correspondientes.



**Figura 2.2** Componentes de una red eléctrica

### 2.5.1 Falla trifásica



**Figura 2.3** Falla trifásica

La falla trifásica es una carga simétrica. De la **Figura 2.3(a)** se tiene que las tensiones de las tres fases son nulas en el lugar de la falla y la suma de las tres corrientes es cero. Por lo tanto rigen las siguientes condiciones:

$$V_A = V_B = V_C = 0 \quad I_A + I_B + I_C = 0 \quad (2.4)$$

De donde se obtiene:

$$\begin{aligned}
 3 \cdot V_1 &= V_A + a \cdot V_B + a^2 \cdot V_C = 0 \\
 3 \cdot V_2 &= V_A + a^2 \cdot V_B + a \cdot V_C = 0 \\
 3 \cdot V_0 &= V_A + V_B + V_C = 0 \\
 V_1 &= V_2 = V_0 = 0
 \end{aligned}
 \tag{2.5}$$

De la ecuación (2.3)

$$V_1 = V - Z_1 \times I_1 = 0; \quad V_2 = -Z_2 \times I_2 = 0; \quad V_0 = -Z_0 \times I_0 = 0 \tag{2.6}$$

De la ecuación (2.4)

$$I_A = I_1 \quad ; \quad I_B = a^2 \cdot I_1 \quad ; \quad I_C = a \cdot I_1 \tag{2.7}$$

Reemplazando (2.6) en (2.7)

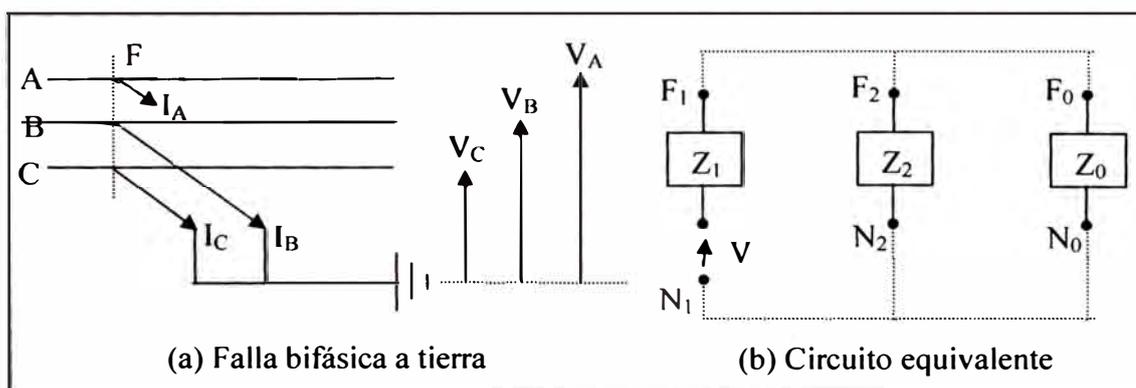
$$I_A = \frac{V}{Z_1} \quad ; \quad I_B = a^2 \cdot \frac{V}{Z_1} \quad ; \quad I_C = a \cdot \frac{V}{Z_1} \tag{2.8}$$

Las corrientes de las tres fases tienen igual valor absoluto, de manera que se obtiene para una falla trifásica la siguiente expresión:

$$I_{3\Phi} = \frac{V}{Z_1} \tag{2.9}$$

De la ecuación (2.9) se obtiene el circuito equivalente mostrado en la **Figura 2.3(b)**.

### 2.5.2 Falla bifásica a tierra



**Figura 2.4** Falla bifásica a tierra

Para este caso de la **Figura 2.4(a)** se rigen las siguientes condiciones:

$$V_B = V_C = 0 \quad ; \quad I_A = 0 \tag{2.10}$$

$$\text{De: } I_A = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \quad \rightarrow \quad I_1 = -I_2 - I_0 \tag{2.11}$$

De las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}
3 \cdot V_1 &= V_A + a \cdot V_B + a^2 \cdot V_C = V_A + 0 + 0 \\
3 \cdot V_2 &= V_A + a^2 \cdot V_B + a \cdot V_C = V_A + 0 + 0 \\
3 \cdot V_0 &= V_A + V_B + V_C = V_A + 0 + 0
\end{aligned} \tag{2.12}$$

$$\text{Se obtiene: } V_1 = V_2 = V_0 \tag{2.13}$$

En la **Figura 2.5** se representa la composición de los sistemas de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero, como también la suma de las componentes.

La corriente de falla en los conductores afectados puede calcularse de las siguientes relaciones:

$$V_1 = V_2 = V_0 \quad ; \quad I_A = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \tag{2.14}$$

Se obtiene:

$$I_A = \frac{V - V_1}{Z_1} - \frac{V_1}{Z_2} - \frac{V_1}{Z_0} = 0 \tag{2.15}$$

$$V_1 = \frac{V \times Z_0 \times Z_2}{Z_1 \times Z_2 + Z_2 \times Z_0 + Z_0 \times Z_1} \tag{2.16}$$

Reemplazando  $V_1$  y efectuando el producto se obtiene:

$$\begin{aligned}
I_1 &= \frac{V \times (Z_2 + Z_0)}{Z_1 \times Z_2 + Z_2 \times Z_0 + Z_0 \times Z_1} \\
I_2 &= \frac{V \times Z_0}{Z_1 \times Z_2 + Z_2 \times Z_0 + Z_0 \times Z_1} \\
I_0 &= \frac{V \times Z_2}{Z_1 \times Z_2 + Z_2 \times Z_0 + Z_0 \times Z_1}
\end{aligned} \tag{2.17}$$

De las ecuaciones:

$$I_B = a^2 \cdot I_1 + a \cdot I_2 + I_0 \quad ; \quad I_C = a \cdot I_1 + a^2 \cdot I_2 + I_0 \tag{2.18}$$

Se obtiene:

$$\begin{aligned}
I_B &= \frac{-j \cdot /3 \cdot V \cdot [(1 + a^2) \cdot Z_2 + Z_0]}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_2 \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_1} \\
I_C &= \frac{j \cdot /3 \cdot V \cdot [(1 + a) \cdot Z_2 + Z_0]}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_2 \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_1}
\end{aligned} \tag{2.19}$$

La tensión contra tierra del conductor no afectado se desprende de las siguientes expresiones ya conocidas:

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{V}_2 = \bar{V}_0 \\ \bar{V}_1 &= \frac{\bar{V} \cdot \bar{Z}_2 \cdot \bar{Z}_0}{\bar{Z}_1 \cdot \bar{Z}_2 + \bar{Z}_2 \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_0 \cdot \bar{Z}_1}\end{aligned}\quad (2.20)$$

Como sigue:

$$V_A = \frac{3 \cdot V \cdot Z_2 \cdot Z_0}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_2 \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_1}\quad (2.21)$$

Para el caso muy frecuente  $Z_1 = Z_2$  se obtiene:

$$\bar{V}_A = \frac{3 \cdot \bar{V}}{\bar{Z}_1 / \bar{Z}_0 + 2}\quad (2.22)$$

La impedancia de secuencia cero solo deberá considerarse en aquellas partes de la red en las cuales pueda desarrollarse el sistema de secuencia cero. Forman parte del sistema de secuencia cero en el ejemplo citado las impedancias  $Z_C$  de fuga y las impedancias de secuencia cero de las líneas.

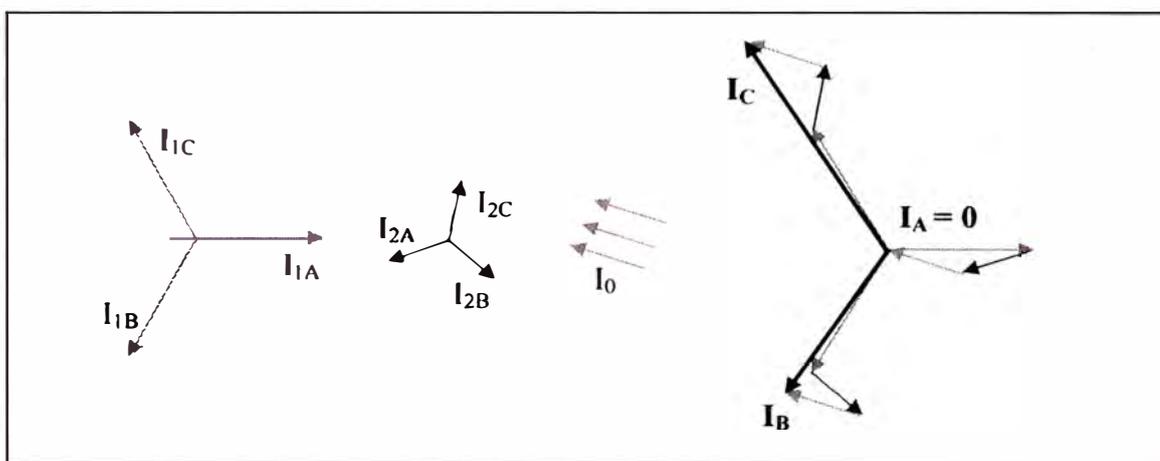
Las curvas representadas en las **Figura 2.7**, **Figura 2.8** y **Figura 2.9** permiten una apreciación de la corriente a esperarse en las fallas bifásicas a tierra. En estas tablas se indican las corrientes que circulan por los conductores afectados y por tierra, en función de la relación  $Z_0/Z_1$  de los valores absolutos y en función del ángulo de desfase de las impedancias  $Z_1$  y  $Z_0$ . En cuanto a la impedancia de secuencia positiva y la impedancia de secuencia negativa se ha considerado el caso más frecuente  $Z_1/Z_2 = 1$ . Las corrientes de falla bifásica a tierra están referidas a la corriente de falla trifásica  $I_{3\phi}$ , de manera que la representación gráfica permite una comparación directa de las corrientes correspondientes a ambos casos.

En la **Figura 2.7** y **Figura 2.8** permite apreciar que cuando  $\varphi_1 - \varphi_0 > 90^\circ$  (una de las dos impedancias  $Z_0$  y  $Z_1$  posee carácter capacitivo y la otra carácter inductivo), esto sólo se produce en redes con neutro aislado, ya que en estas redes aparece el efecto de la capacitancia  $Z_C$  en el sistema de secuencia cero, mientras que en los sistemas de secuencia positiva y negativa prevalece la inductancia.

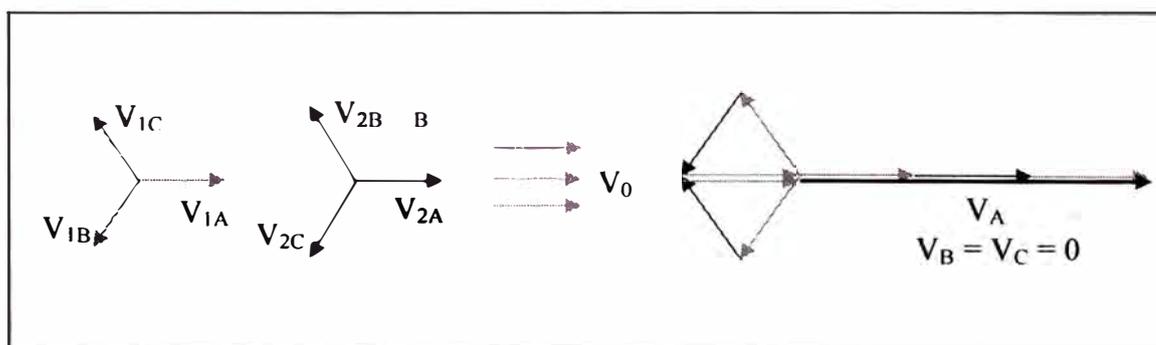
Cuando  $Z_0 \rightarrow \infty$  las curvas tienden hacia el valor de  $\sqrt{3}/2$ , que corresponde al valor de una falla bifásica sin contacto a tierra. Si la diferencia  $\varphi_1 - \varphi_0$  resulta un ángulo negativo, las corrientes en los conductores se intercambian (el valor correspondiente a la fase C rige para la fase B y viceversa).

La **Figura 2.9** representa la corriente de falla bifásica a tierra. Esta corriente es tanto mayor, cuanto menor es la relación  $Z_0/Z_1$  y cuando mayor es  $\varphi_1 - \varphi_0$ . El signo de ésta diferencia de ángulos no tiene importancia para este caso.

La **Figura 2.10** representa el valor de la tensión a frecuencia de servicio, correspondiente al conductor no afectado. La tensión asume valores elevados cuando  $\varphi_1 - \varphi_0$  sobrepasa los  $90^\circ$ . Del caso teórico  $\varphi_1 - \varphi_0 = 180^\circ$  con  $Z_0/Z_1 = 0.5$  resulta el valor  $\infty$ . Tal como ya se ha mencionado, el caso de  $\varphi_1 - \varphi_0 > 90^\circ$  sólo es posible en las redes con neutro aislado.



**Figura 2.5** Componentes simétricas y su composición de las corrientes de falla bifásica a tierra

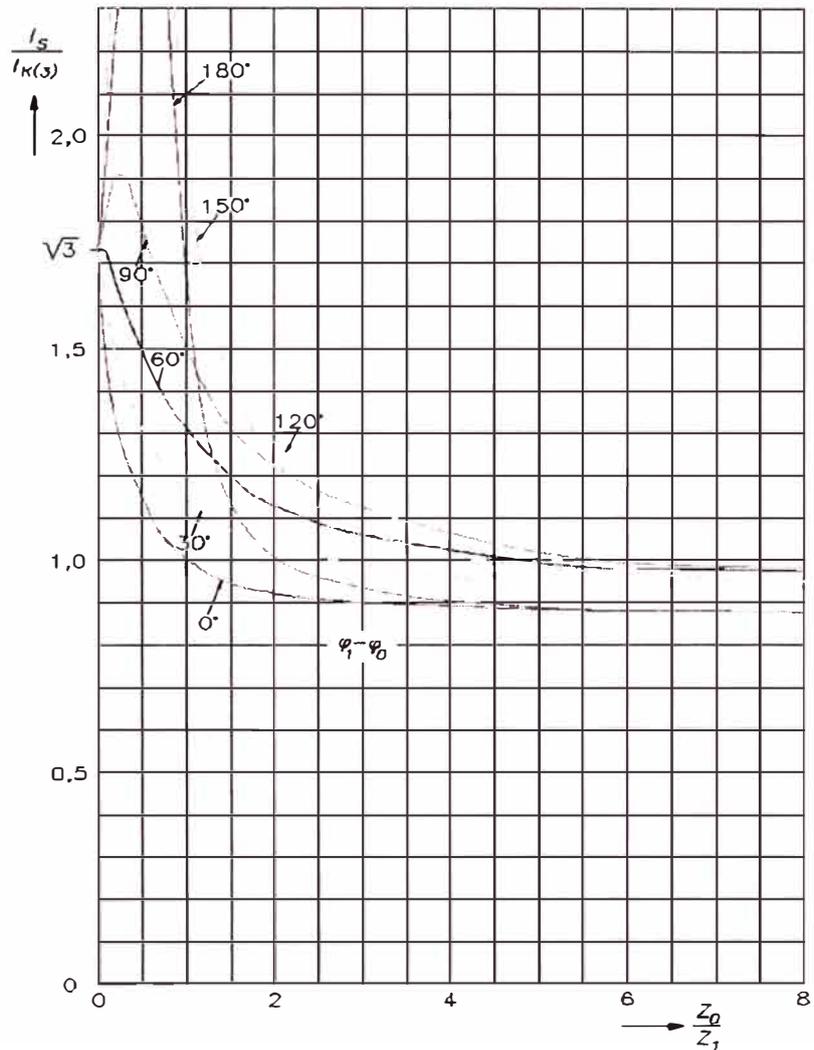


**Figura 2.6** Componentes simétricas y su composición de las tensiones de falla bifásica a tierra

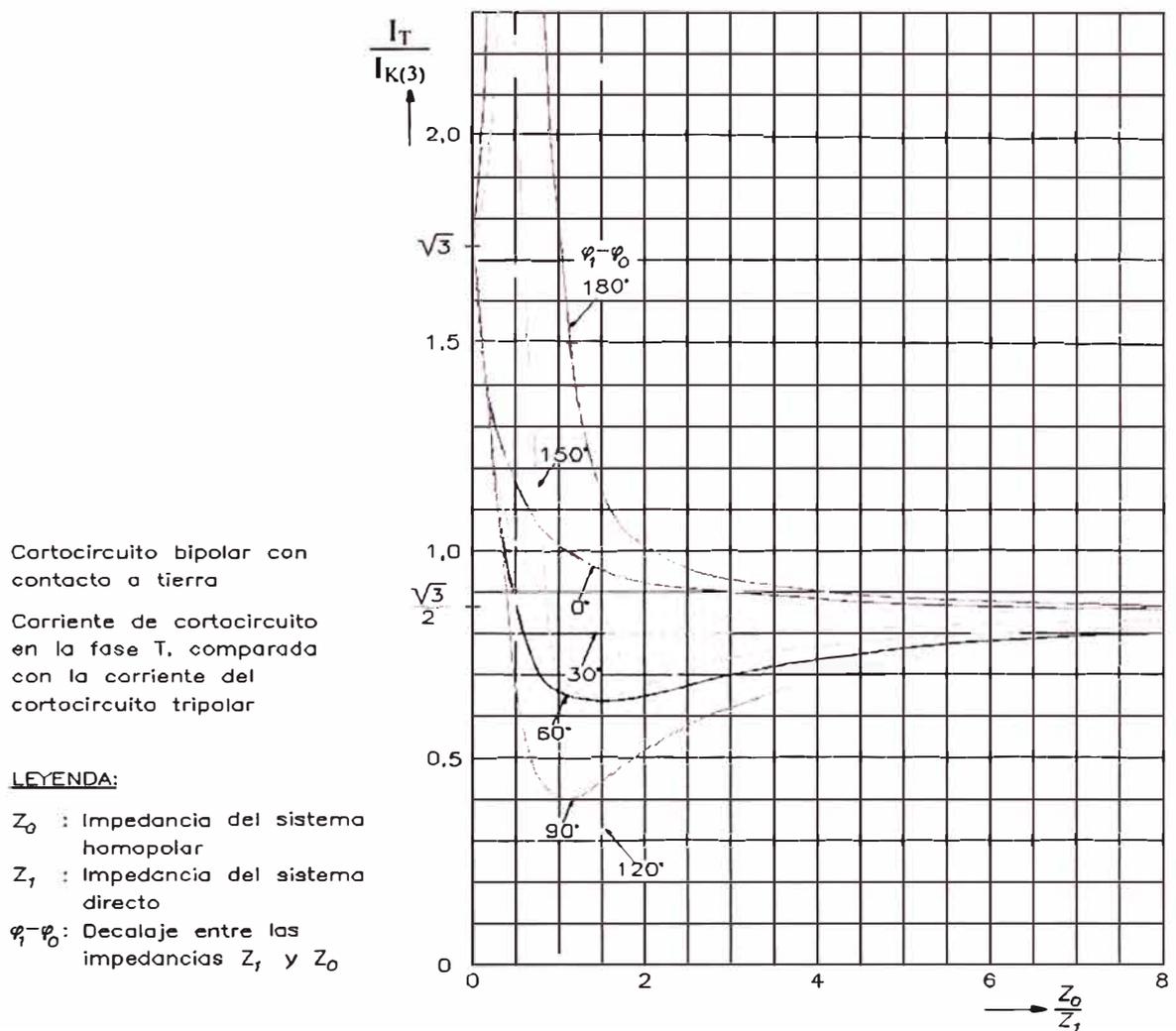
Cortocircuito bipolar con contacto a tierra  
 Corriente de cortocircuito en la fase S, comparada con la corriente del cortocircuito tripolar

**LEYENDA:**

$Z_0$  : Impedancia del sistema homopolar  
 $Z_1$  : Impedancia del sistema directo  
 $\varphi_1 - \varphi_0$  : Decalaje entre las impedancias  $Z_1$  y  $Z_0$



**Figura 2.7** Cortocircuito bipolar con contacto a tierra. Corriente de cortocircuito en la fase S, comparada con la corriente del cortocircuito tripolar



**Figura 2.8** Cortocircuito bipolar con contacto a tierra. Corriente de cortocircuito en la fase T, comparada con la corriente del cortocircuito tripolar

Cortocircuito bipolar con  
contacto a tierra

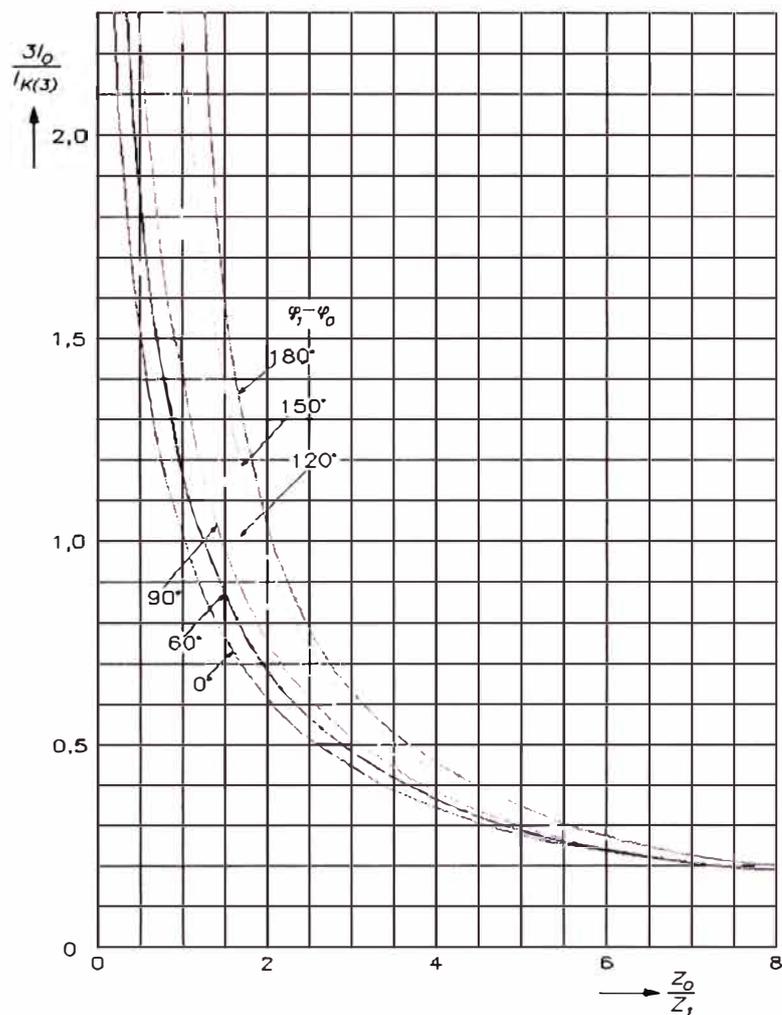
Corriente de cortocircuito  
 $3I_0$  circulante por tierra,  
comparada con la corriente  
del cortocircuito tripolar

LEYENDA:

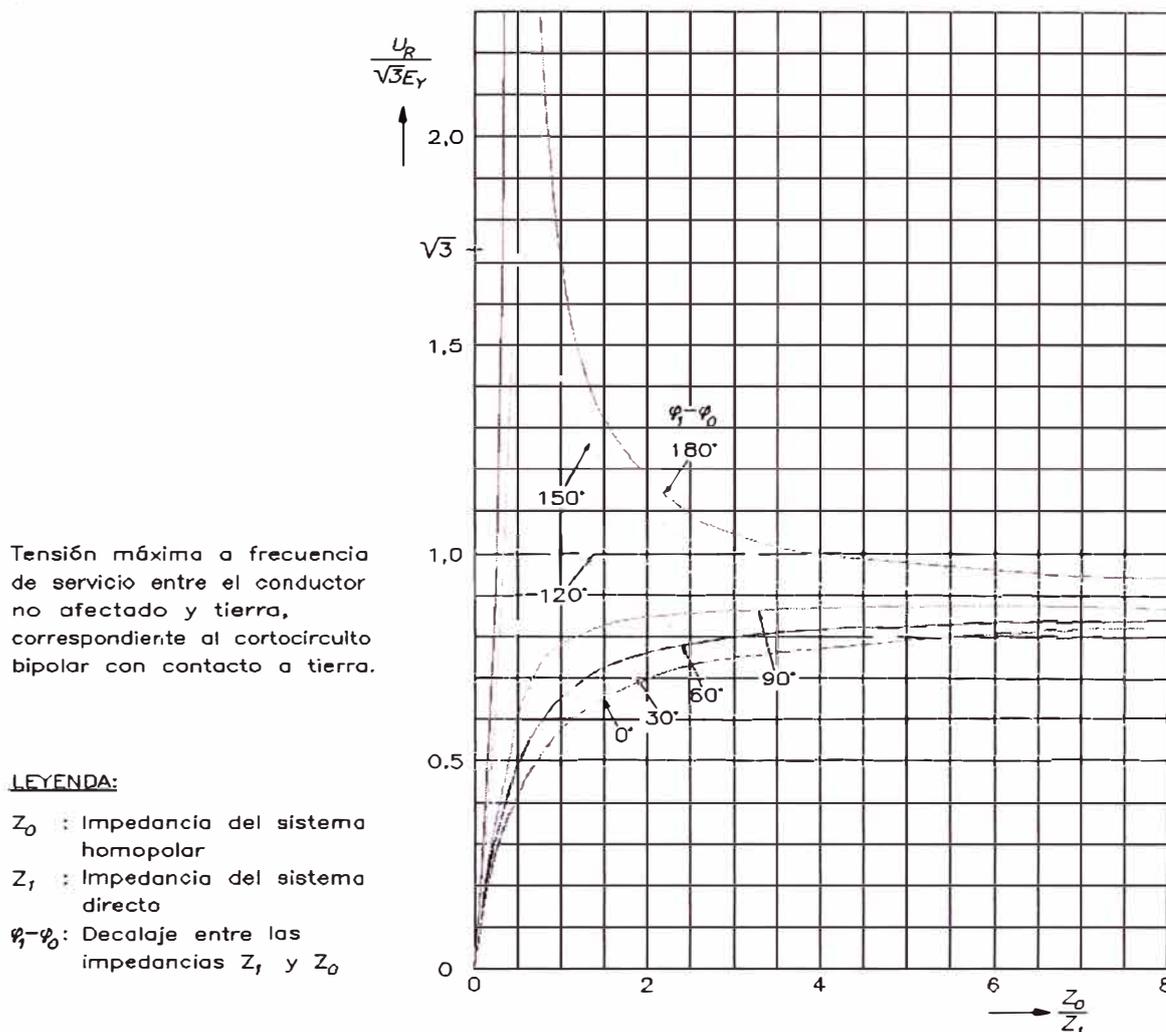
$Z_0$  : Impedancia del sistema  
homopolar

$Z_1$  : Impedancia del sistema  
directo

$\varphi_1 - \varphi_0$  : Decalaje entre las  
impedancias  $Z_1$  y  $Z_0$

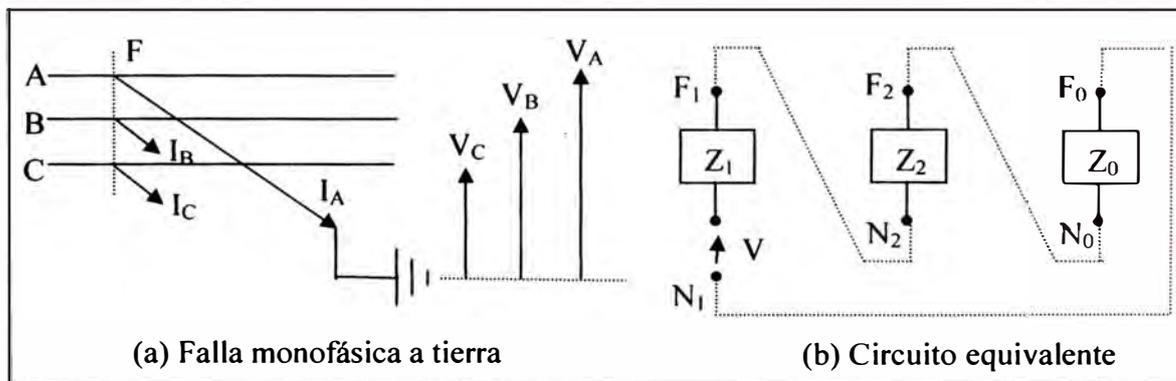


**Figura 2.9** Cortocircuito bipolar con contacto a tierra. Corriente de cortocircuito  $3I_0$  circulante por tierra, comparada con la corriente del cortocircuito tripolar.



**Figura 2.10** Tensión máxima a frecuencia de servicio entre el conductor no afectado y tierra, correspondiente al cortocircuito bipolar con contacto a tierra.

**2.5.3 Falla monofásica a tierra**



**Figura 2.11** Falla monofásica a tierra

En este caso rigen las siguientes condiciones:

$$V_A = 0 \quad ; \quad I_B = 0 \quad ; \quad I_C = 0 \quad (2.23)$$

De las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} 3 \cdot I_{1A} &= I_A + a \cdot I_B + a^2 \cdot I_C = I_A + 0 + 0 \\ 3 \cdot I_{2A} &= I_A + a^2 \cdot I_B + a \cdot I_C = I_A + 0 + 0 \\ 3 \cdot I_0 &= I_A + I_B + I_C = I_A + 0 + 0 \end{aligned} \quad (2.24)$$

$$\text{Resulta que:} \quad I_{1A} = I_{2A} = I_0 \quad (2.25)$$

$$\text{Además resulta de:} \quad V_A = V_{1A} + V_{2A} + V_0 = 0 \quad (2.26)$$

$$\text{que:} \quad V_{1A} = -V_{2A} - V_0 \quad (2.27)$$

En las **Figura 2.12** y **Figura 2.13** se representa la composición de los sistemas de secuencia positiva, negativa y cero que cumple con estas condiciones, como también representa la suma de las componentes.

La intensidad de la corriente de falla puede calcularse como sigue:

Debido a que:

$$V_A = V_{1A} + V_{2A} + V_0 = 0 \quad \text{y} \quad I_{1A} = I_{2A} = I_0 \quad (2.28)$$

Resulta:

$$V_A = V - Z_1 \cdot I_{1A} - Z_2 \cdot I_{1A} - Z_0 \cdot I_{1A} = 0 \quad (2.29)$$

y:

$$I_{1A} = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (2.30)$$

Como rige:  $I_A = I_{1A} + I_{2A} + I_0 = 3 \cdot I_{1A}$ , se obtiene la siguientes ecuación general:

$$I_{1\Phi} = I_A = \frac{3 \cdot V}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (2.31)$$

La tensión de los conductores no afectados se puede calcular con ayuda de las componentes simétricas:

En las ecuaciones:

$$\begin{aligned} \bar{V}_B &= a^2 \cdot \bar{V}_{1A} + a \cdot \bar{V}_{2A} + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_C &= a \cdot \bar{V}_{1A} + a^2 \cdot \bar{V}_{2A} + \bar{V}_0 \end{aligned} \quad (2.32)$$

Reemplazando las tensiones  $V_{1A}$ ,  $V_{2A}$  y  $V_0$  por sus equivalentes:

$$V_{1A} = V - Z_1 \cdot I_{1A}; \quad V_{2A} = -Z_2 \cdot I_{2A}; \quad V_0 = -Z_0 \cdot I_0 \quad (2.33)$$

Y considerando además

$$I_{1A} = I_{2A} = I_0 = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (2.34)$$

Se obtiene después de algunas transformaciones:

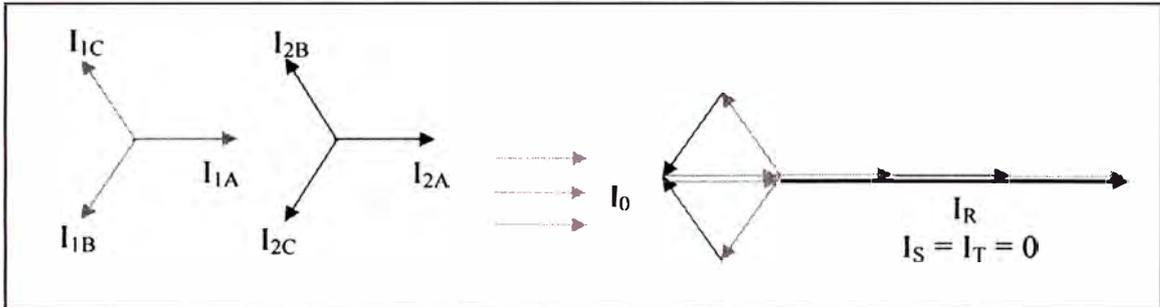
$$\begin{aligned} V_B &= V \cdot \left( a^2 - \frac{Z_0 + a^2 \cdot Z_1 + a \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \right) \\ V_C &= V \cdot \left( a - \frac{Z_0 + a \cdot Z_1 + a^2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \right) \end{aligned} \quad (2.35)$$

Las curvas de la **Figura 2.14** permiten apreciar la influencia que tienen las impedancias sobre la corriente de falla monofásica a tierra. Esta tabla representa la corriente de falla monofásica a tierra, en función de la relación  $Z_0/Z_1$  en valor absoluto y en función del ángulo de desfase entre  $Z_0$  y  $Z_1$ . La impedancia de secuencia positiva y la impedancia de secuencia negativa se ha considerado el caso más frecuente  $Z_1/Z_2 = 1$ . La corriente de falla monofásica a tierra está referida a la corriente de falla trifásica  $I_{3\phi}$ , para permitir una comparación directa de las corrientes que se presentan en ambos casos.

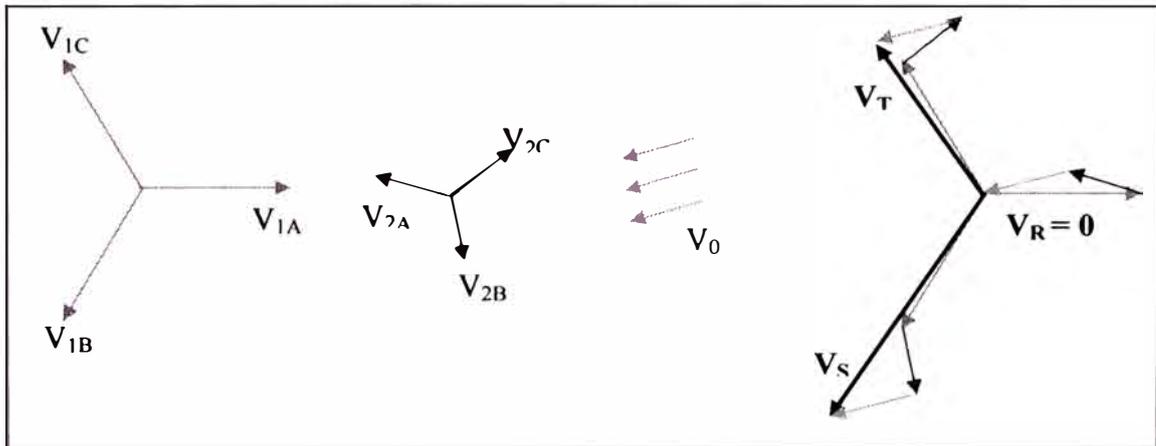
De las curvas se aprecia que la corriente de falla monofásica a tierra aumenta considerablemente cuando el desfase entre  $Z_1$  y  $Z_0$  es grande. Del caso teórico  $\varphi_1 - \varphi_0 = 180^\circ$  con  $Z_0/Z_1 = 2$  resulta el valor  $\infty$ . Sin embargo para  $\varphi_1 - \varphi_0 > 90^\circ$  significa que la impedancia de secuencia cero debe tener carácter capacitivo y este caso sólo es posible en redes con neutro aislado.

Las **Figura 2.15** y **Figura 2.16** representan las tensiones a frecuencia de servicio, contra tierra, de los conductores no afectados, en función de la relación  $Z_0/Z_1$  y del desfase  $\varphi_1 - \varphi_0$ .

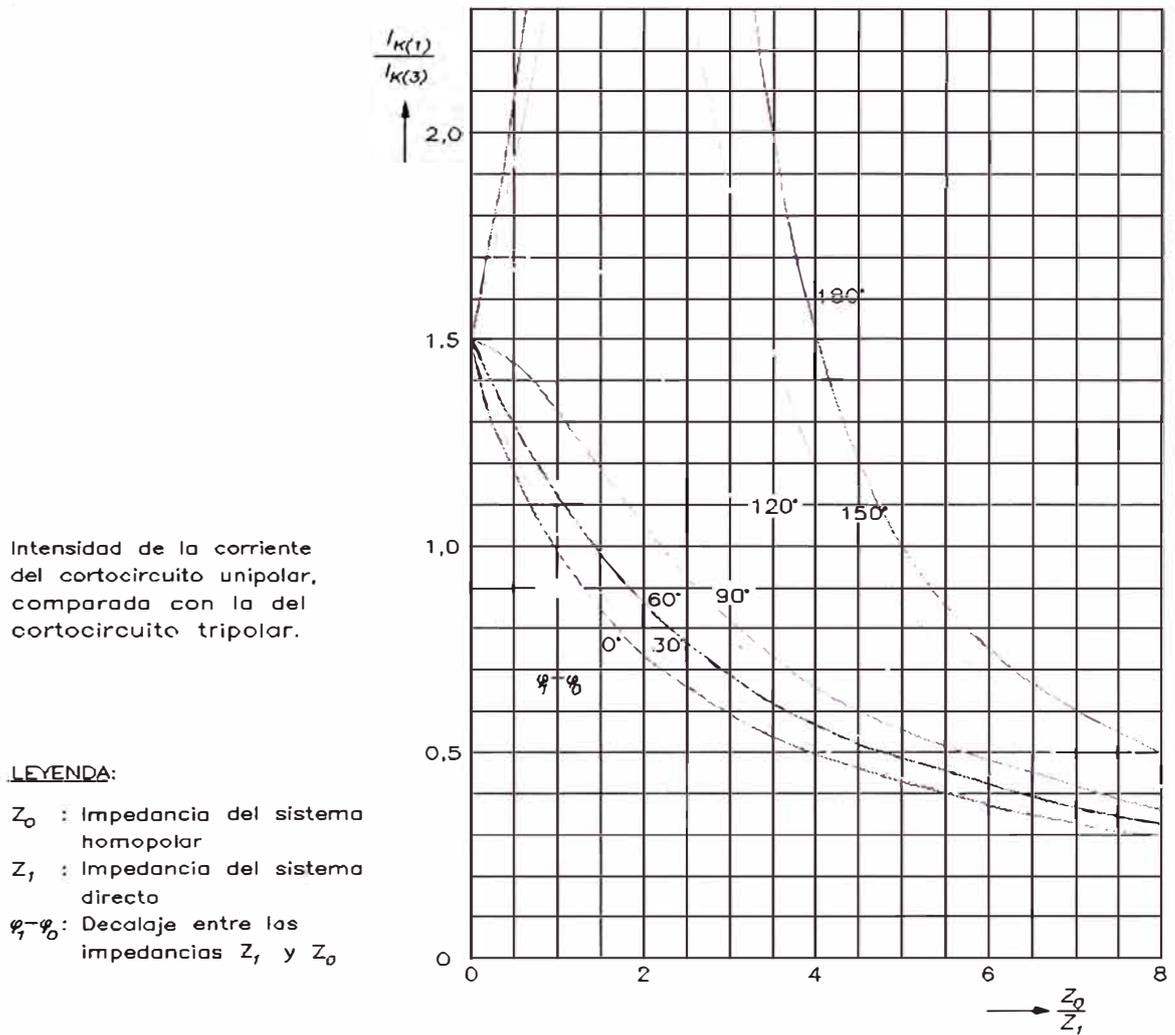
Las tensiones asumen valores elevados cuando el desfase de las impedancias exceden los  $90^\circ$ . Del caso teórico  $\varphi_1 - \varphi_0 = 180^\circ$  con  $Z_0/Z_1 = 2$  resulta el valor  $\infty$ . Pero como ya se ha mencionado el caso de  $\varphi_1 - \varphi_0 > 90^\circ$  se produce sólo en las redes con neutro aislado. Cuando de la diferencia  $\varphi_1 - \varphi_0$  resulta un ángulo negativo, se intercambia las tensiones de las fases (el valor correspondiente a la fase B regirá para la fase C y viceversa)



**Figura 2.12** Componentes simétricas y su composición de las corrientes de falla monofásica a tierra



**Figura 2.13** Componentes simétricas y su composición de las tensiones de falla monofásica a tierra

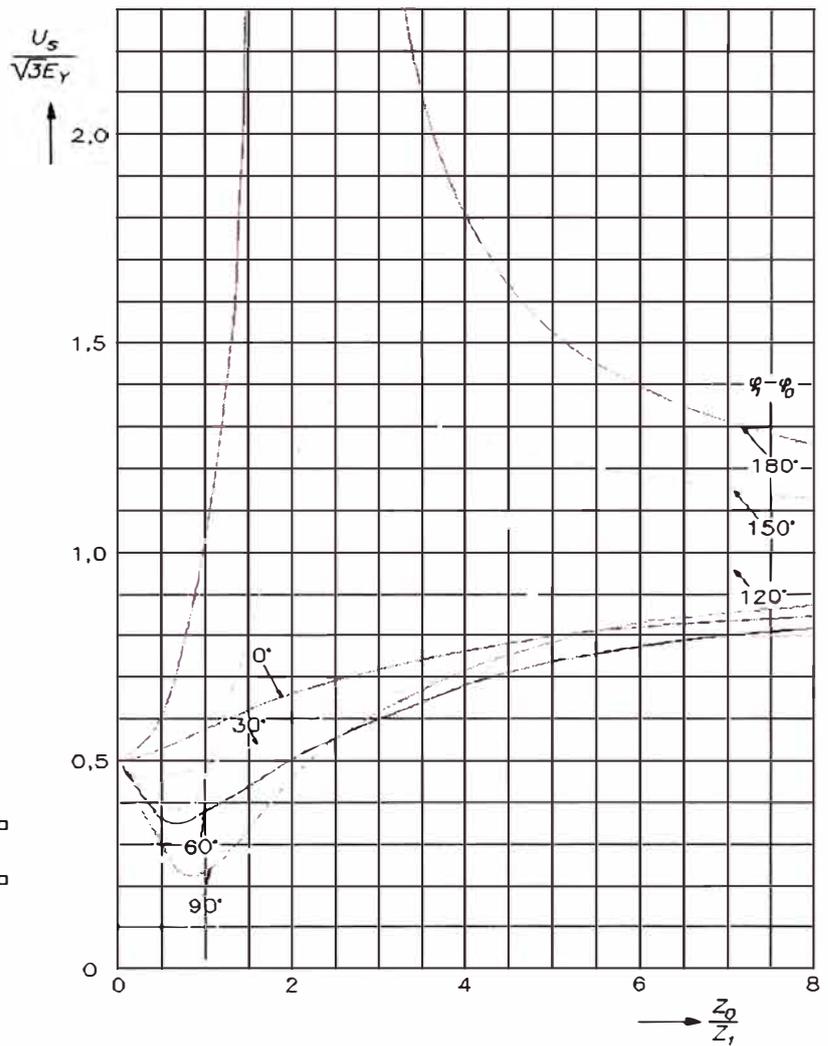


**Figura 2.14** Intensidad de la corriente del cortocircuito unipolar, comparada con la del cortocircuito tripolar.

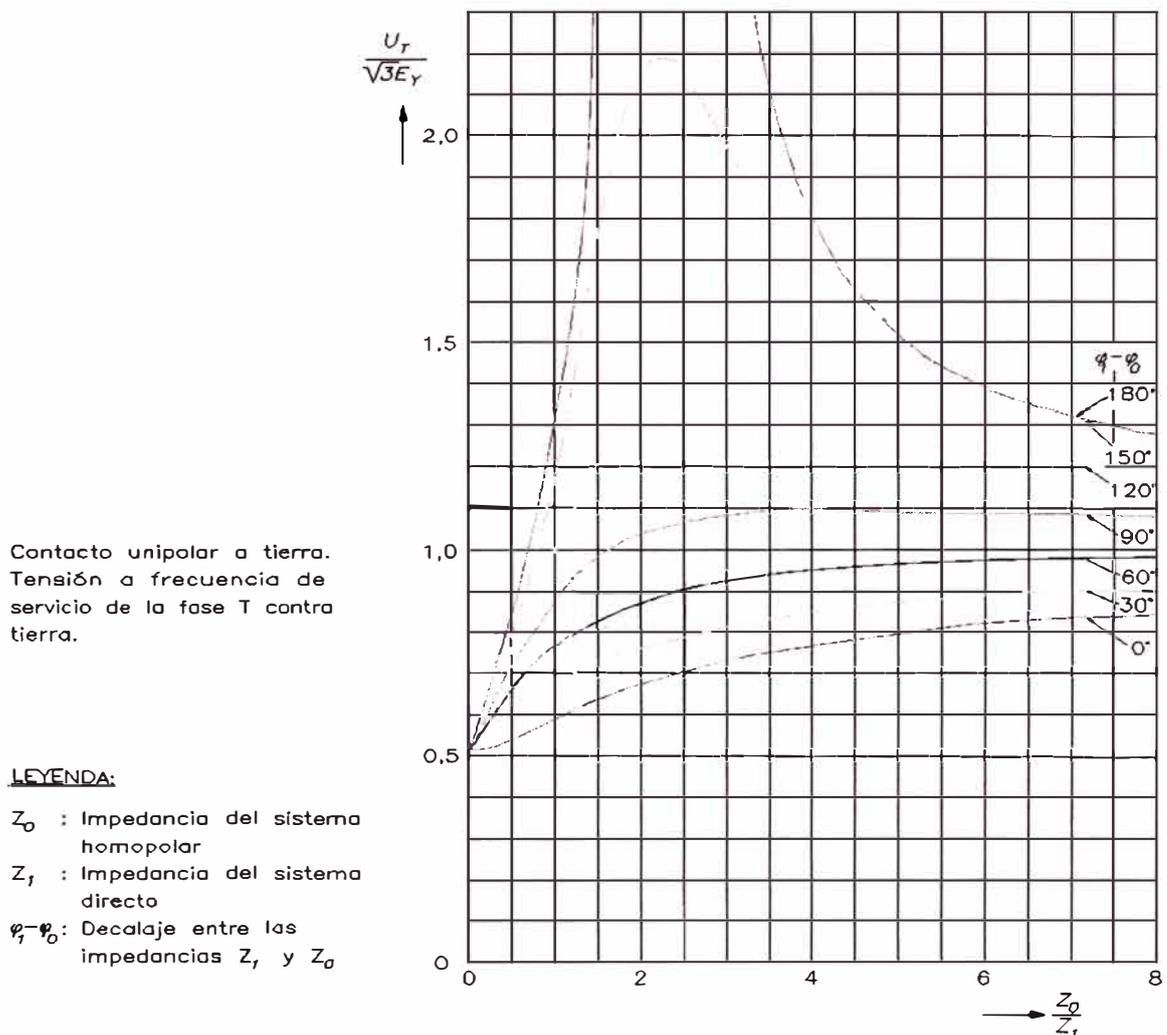
Contacto unipolar a tierra.  
Tensión a frecuencia de servicio de la fase S contra tierra.

**LEYENDA:**

- $Z_0$  : Impedancia del sistema homopolar
- $Z_1$  : Impedancia del sistema directo
- $\varphi - \varphi_0$  : Decalaje entre las impedancias  $Z_1$  y  $Z_0$



**Figura 2.15** Contacto unipolar a tierra. Tensión a frecuencia de servicio de la fase S contra tierra



**Figura 2.16** Contacto unipolar a tierra. Tensión a frecuencia de servicio de la fase T contra tierra

### 2.5.4 Comparación general de las distintas fallas en redes con neutro aislado

Bajo ciertas condiciones las corrientes de falla bifásica a tierra y las de falla monofásica a tierra pueden superar a la corriente de falla trifásica y que además puede presentarse considerables aumentos de tensión a frecuencia de servicio en las fases no afectadas por la falla.

Los valores extremadamente elevados de la corriente y de la tensión se presentan en ambos casos de fallas cuando el desfase de las impedancias  $Z_1$  y  $Z_0$  es grande y cuando la relación  $Z_0/Z_1$  es pequeña.

Para que la relación  $Z_0/Z_1$  sea pequeña, la corriente de falla trifásica, medida en el lugar de la falla, no debe ser mucho mayor que la corriente de carga capacitiva de todas las líneas conectadas galvánicamente entre sí en la red observada. Este caso prácticamente no se presenta. Generalmente la relación  $Z_0/Z_1$  tendrá un valor mínimo de 5, siendo superado considerablemente en la gran mayoría de los casos.

La corriente de falla bifásica a tierra y la monofásica a tierra es, a partir de  $Z_0/Z_1 = 5$ , menor que la corriente de falla trifásica, generalmente no es necesario considerar estos defectos al determinar la corriente máxima de cortocircuito. Por lo tanto en las redes con neutro aislado la corriente máxima de cortocircuito se presenta siempre con la falla trifásica.

## CAPÍTULO III ANÁLISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON NEUTRO AISLADO

### 3.1 Análisis de una fase a tierra para el lado de la fuente

Para comprender como se comporta el sistema de distribución con neutro aislado cuando se produce una falla a tierra, en donde el conductor hace contacto con tierra para el lado de la fuente, se realizará el análisis en el dominio de fase (análisis trifásico) y en el de componentes simétricas.

#### 3.1.1 Análisis trifásico

En la **Figura 3.1** se muestra una representación simplificada de un sistema de distribución trifásico con neutro aislado. La ubicación del relé define la línea protegida. Todas las otras líneas de distribución son juntados en una representación de circuito equivalente del resto del sistema de distribución. Para simplificar nuestro análisis de estado estable, asumiremos la operación de una fuente ideal a frecuencia nominal y sin carga, y despreciaremos las impedancias series de la línea. La justificación para despreciar las cargas se basa en que todas las cargas para este sistema deben ser conectadas fase a fase y por eso no generan desbalance de secuencia cero. Esta suposición no introduce un error significativo en el resultado pero simplifica los cálculos.

En la **Figura 3.1**,  $C_{AL}$ ,  $C_{BL}$ , y  $C_{CL}$  representan las capacitancias fase a tierra de la línea protegida, y  $C_{AS}$ ,  $C_{BS}$  y  $C_{CS}$  son las capacitancias fase a tierra del resto de la red. No representamos las capacitancias fase a fase del sistema porque ellos no contribuyen en la corriente residual y de modo que son irrelevantes en éste análisis.

Usando el circuito de la **Figura 3.1**, podemos escribir:

$$\bar{I}_{AL} + \bar{I}_{BL} + \bar{I}_{CL} + \bar{I}_{AS} + \bar{I}_{BS} + \bar{I}_{CS} = 0 \quad (3.1)$$

La corriente residual medida  $3\bar{I}_{OL}$  de la línea protegida. De la ecuación (3.1)

$$3\bar{I}_{OL} = \bar{I}_{AL} + \bar{I}_{BL} + \bar{I}_{CL} = -(\bar{I}_{AS} + \bar{I}_{BS} + \bar{I}_{CS}) \quad (3.2)$$

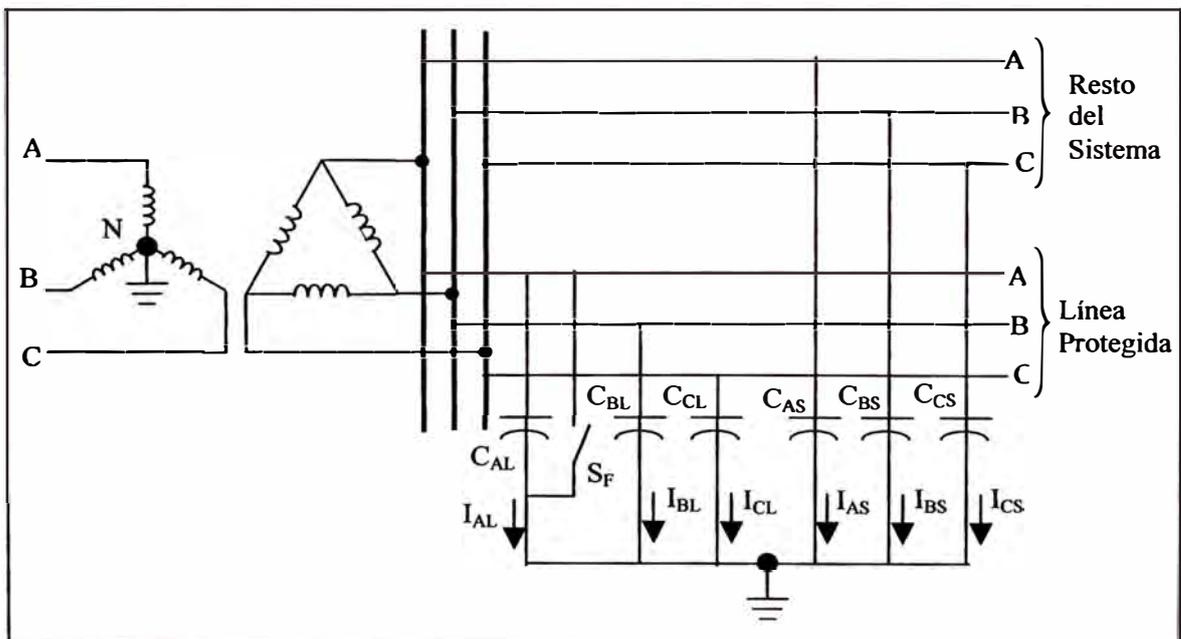
Podemos representar la ocurrencia de una falla franca hacia delante, en la fase A, en el sistema de la **Fig.3.1** cerrando el interruptor  $S_F$ . En este caso, la corriente de falla  $I_F$  es igual a  $I_{AL}$ :

$$I_F = I_{AL} = -(\bar{I}_{BL} + \bar{I}_{CL} + \bar{I}_{AS} + \bar{I}_{BS} + \bar{I}_{CS}) \quad (3.3)$$

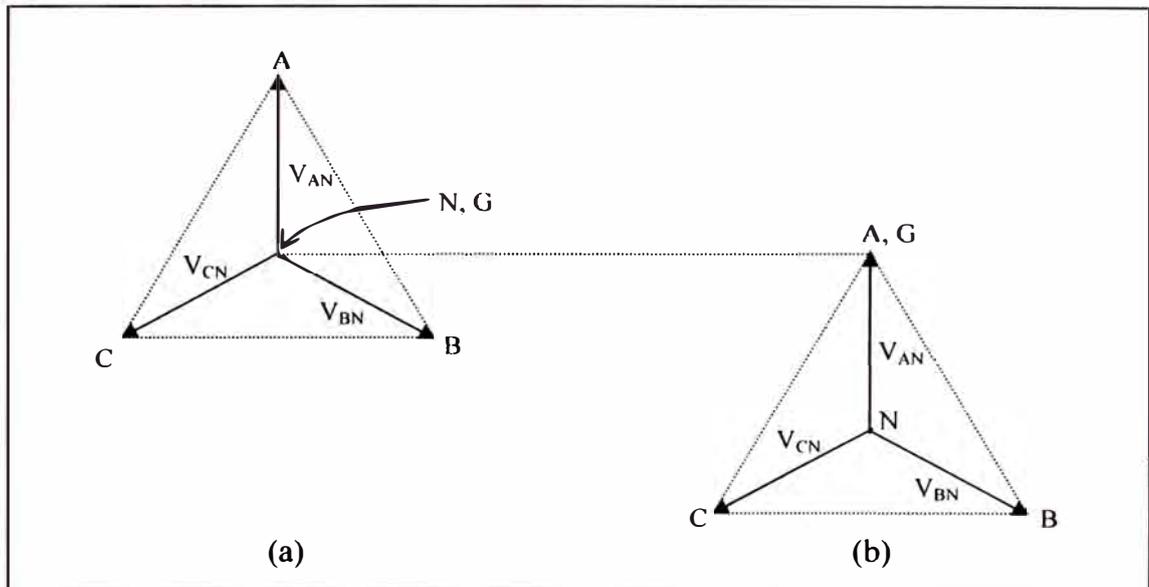
De la ecuación (3.2), vemos que la corriente residual medida por el relé es realmente la corriente residual suministrada por el resto del sistema. Esto también muestra que si la línea protegida fuera de un solo alimentador conectado a la barra, la corriente residual medida por el relé daría igual a cero (i.e.,  $3I_0 = I_{AL} - (I_{BL} + I_{CL}) = 0$ ). Para esta configuración, la detección de falla a tierra es fácilmente cumplido con un simple elemento de sobretensión de secuencia cero.

En un sistema simétrico sin falla la corriente residual para la línea protegida es cero,  $3I_{0L} = 0$ , y el neutro del sistema N esta a potencia de tierra,  $V_{NG} = 0$  (ver **Fig.3.2(a)**). La asimetría natural del sistema produce algunas corrientes por el neutro y cambios al sistema del neutro del ideal potencial a tierra  $V_{NG} = 0$ .

Para una falla franca a tierra de la fase A,  $R_F = 0$ , en el sistema ideal sin pérdidas, la fase fallada y el potencial a tierra son iguales (ver **Fig.3.2(b)**). La tensión fase a tierra de las dos fases sanas igualan a la tensión fase a fase ( $V_{BG} = V_{BA}$ ,  $V_{CG} = V_{CA}$ ) y el voltaje neutro a tierra iguala al negativo de la fuente de voltaje fase a neutro correspondiente a la fase fallada ( $V_{NG} = -V_{AN}$ ).



**Fig.3.1** Representación simplificada trifásica de una red con neutro aislado.



**Figura 3.2** Diagrama fasorial de tensión para el sistema de la Figura 3.1: (a) Sistema sin falla, (b) sistema con falla (falla franca de la fase A,  $R_F = 0$ )

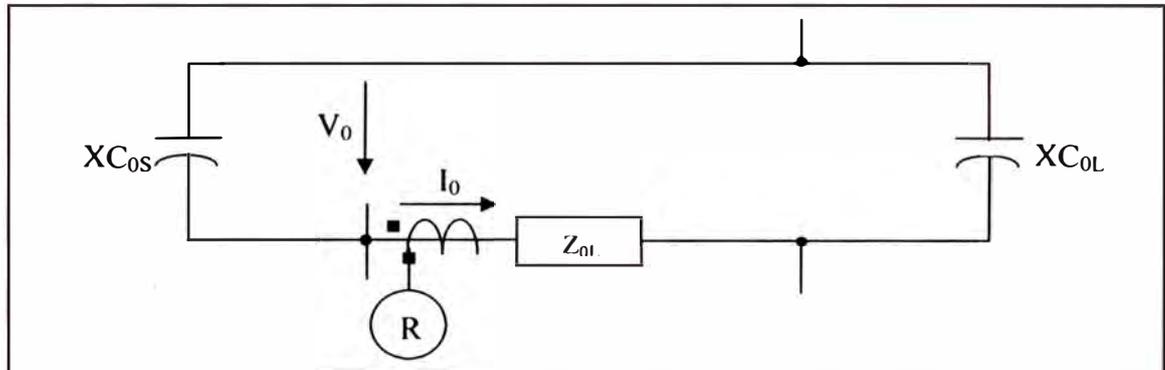
### 3.1.2 Análisis de componente simétrica

El análisis en el dominio de fase proporciona una representación exacta del sistema con neutro aislado, que es válido para sistemas asimétricos. Sin embargo, los métodos de detección de falla a tierra son típicamente basados en cantidades de secuencia cero. Entonces es importante realizar un análisis en el dominio de componentes simétricas para la operación de sistemas con neutro aislado en estado estable.

La impedancia de secuencia cero de un sistema con neutro aislado tiene una magnitud muy alta. Este alto valor permite ignorar las impedancias de secuencia negativa y positiva sin significar una pérdida de precisión cuando se evalúa una falla de una línea a tierra. En la **Figura 3.3** se muestra una representación aproximada de la secuencia cero para una falla a tierra hacia delante en el sistema de la **Figura 3.1** (interruptor  $S_F$  cerrado). En donde el sistema es simétrico ( $C_{AL} = C_{BL} = C_{CL} = C_L$ ,  $C_{AS} = C_{BS} = C_{CS} = C_S$ ) y la tensión Thevenin, (tensión de prefalla en el punto de falla) es igual a la nominal, fase a neutro, tensión del sistema  $V_{nom}$ .

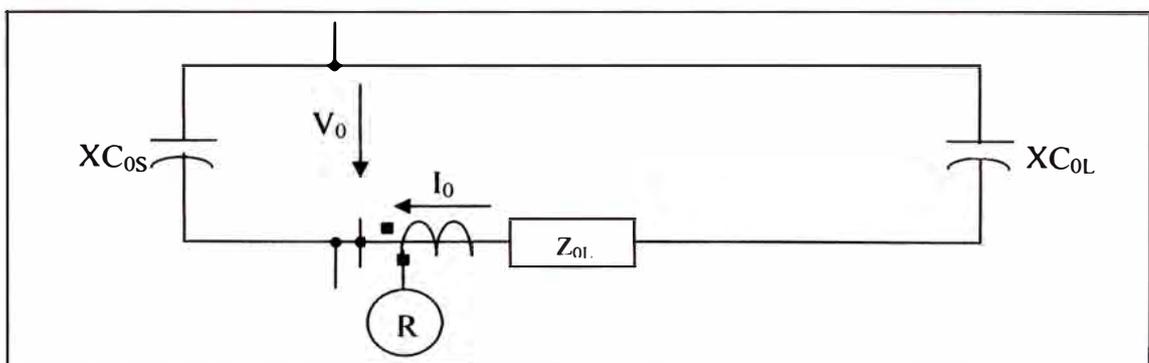
En la **Figura 3.3** se observa que el relé mide  $V_0$  a través de  $XC_{0S}$  y la corriente  $I_0$  por  $XC_{0S}$ , donde  $XC_{0S}$  es la reactancia capacitiva de secuencia cero del resto del

sistema en la **Figura 3.1** La corriente primaria  $I_0$  fluye entrando por la marca de polaridad del CT. En la ubicación del relé,  $V_0 = -I_0 * (-jXC_{0S}) = jXC_{0S} * I_0$ .



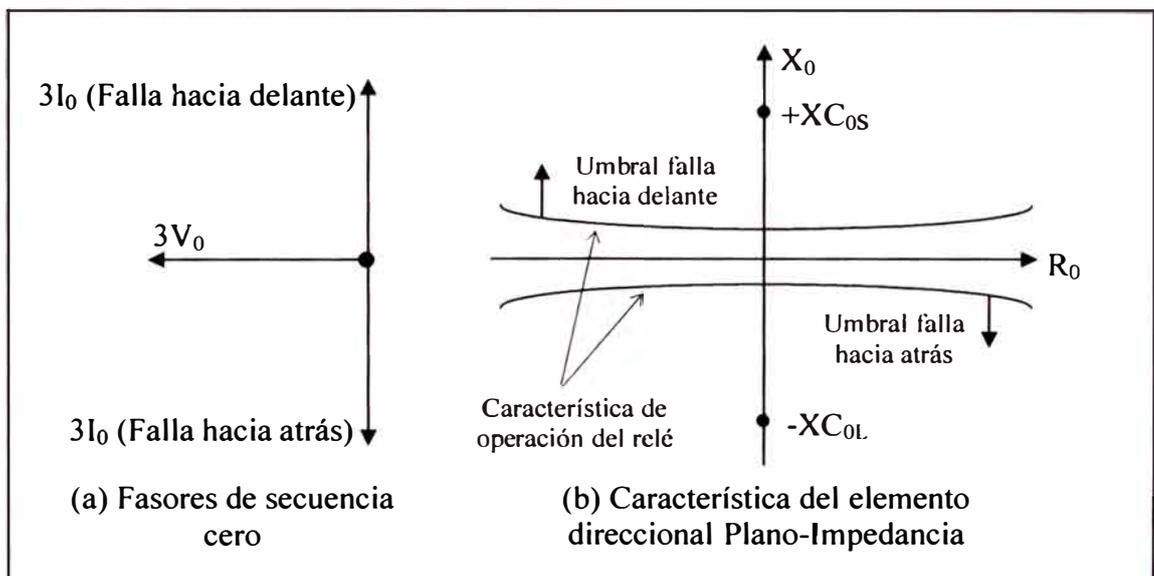
**Figura 3.3** Red de secuencia cero para fallas a tierra hacia delante en el sistema de la Figura 3.1

En la **Figura 3.4** se muestra la red de secuencia cero correspondiente a una falla hacia atrás en el sistema descrito en la **Figura 3.1**. El relé mide  $V_0$  a través de la combinación serie  $Z_{0L} - jXC_{0L}$ , y la corriente  $I_0$  por la misma combinación serie, donde  $Z_{0L}$  es la impedancia de línea de secuencia cero y  $XC_{0L}$  es la reactancia capacitiva de secuencia cero de la línea protegida. La corriente primaria  $I_0$  fluye saliendo por la marca de polaridad del CT para esta falla hacia atrás. En la ubicación del relé,  $V_0 = I_0 * (Z_{0L} - jXC_{0L})$ . Típicamente  $XC_{0L} \gg Z_{0L}$ , de modo que una buena aproximación es  $V_0 = -jXC_{0L} * I_0$ . El resultado del valor de  $Z_0$  para fallas hacia atrás es  $-XC_{0L}$ .



**Figura 3.4** Red de secuencia cero para fallas a tierra hacia atrás en el sistema de la Figura 3.1

En la **Figura 3.5(a)** se muestra el diagrama fasorial para fallas hacia delante y hacia atrás en el sistema mostrado en la **Figura 3.1**. La **Figura 3.5(b)** muestra la característica del elemento direccional para sistemas con neutro aislado. La función del elemento direccional determina la condición de hacia delante y hacia atrás, diferenciando  $+XC_{0S}$  de  $-XC_{0L}$ . Este elemento debe poner dos umbrales entre estos dos valores de impedancia. Si la impedancia medida esta sobre el umbral hacia delante (y todas las condicionales de supervisión son reunidos), la falla es declarada hacia delante.



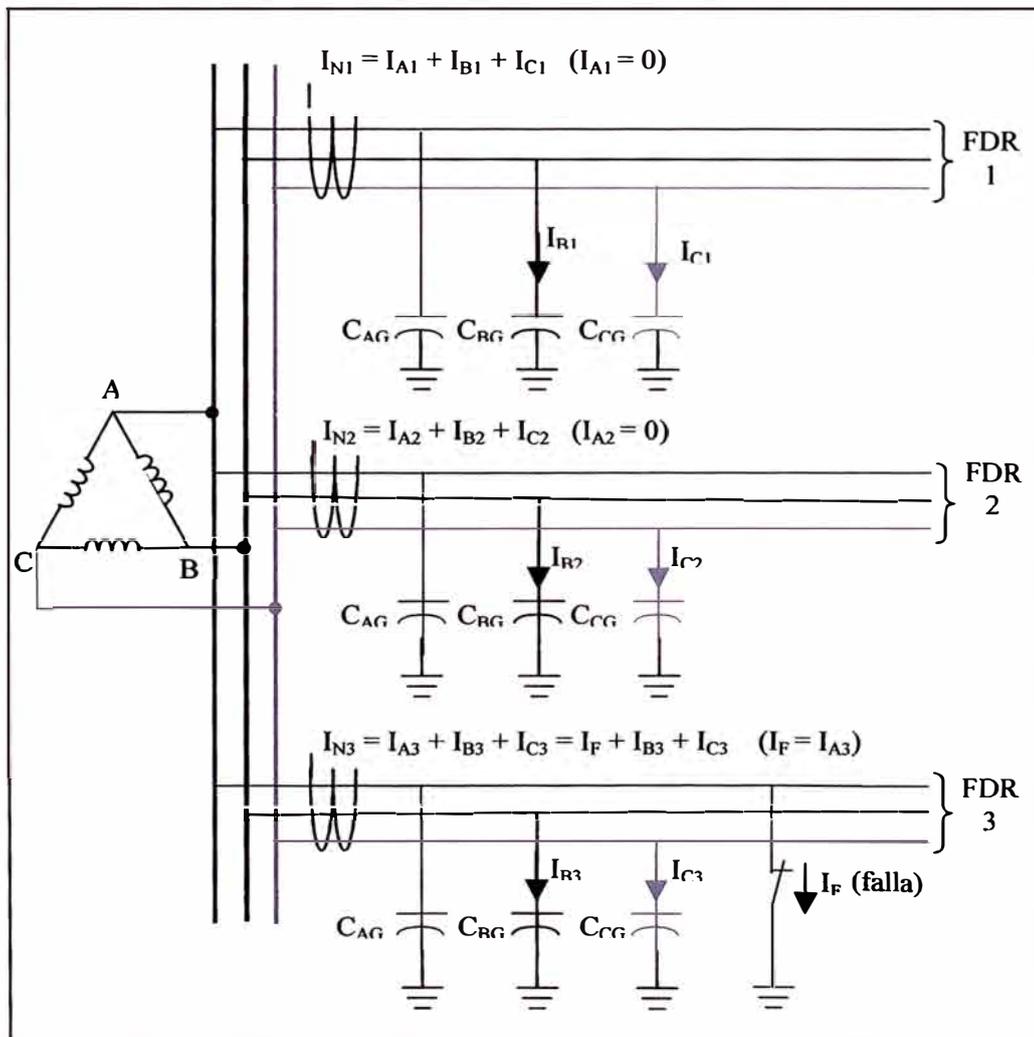
**Figura 3.5** Característica del elemento direccional a tierra de sistema aislado.

Aunque el sistema de distribución no es aterrado físicamente, el sistema es aterrado electrostáticamente a través de las capacitancias fase-a-tierra  $XC_0$ . El valor de  $XC_0$  depende de la configuración de los conductores de fases, la altura sobre tierra, y la longitud total de los alimentadores conectados a la misma barra. En general,  $XC_0$  es bastante grande: un valor típico es de unos kilo ohms, que son mucho mayores que las impedancias serie de secuencias positiva, negativa y cero de los alimentadores. Este valor de  $Z_0$  limita la corriente de falla a tierra a valores del orden de Amperios o decenas de Amperios primarios. Por consiguiente la corriente de falla es pequeña comparada con la corriente de carga. Para una sólida falla fase a tierra sin resistencia de falla, la corriente de falla es casi puramente capacitiva. En la

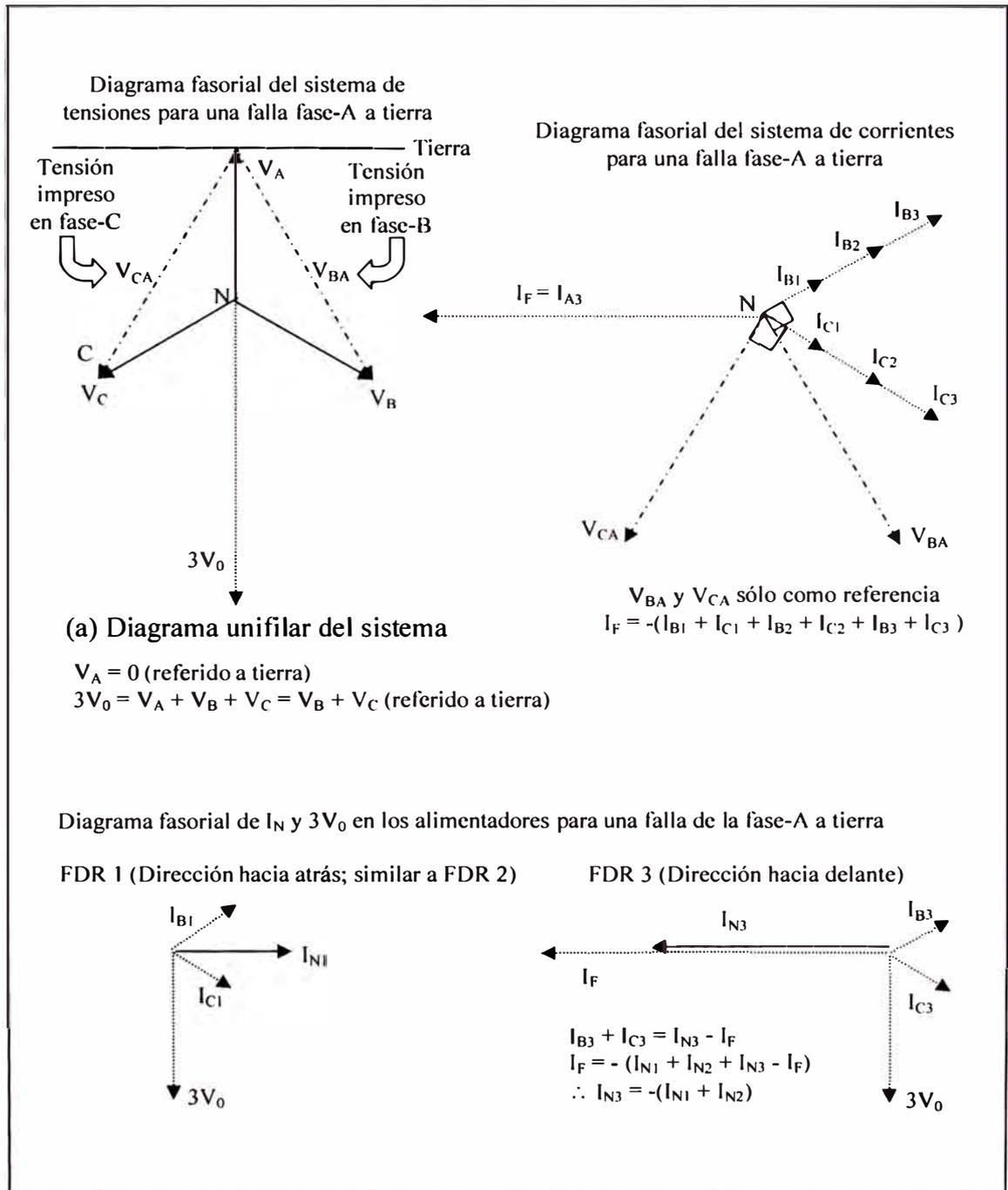
**Fig.3.6** se ilustra la distribución de corriente de falla para un sistema con una sólida falla simple fase a tierra en un alimentador (FDR 3).

La representación del transformador de corriente en la **Fig.3.6** (con salida de corrientes  $I_{N\_} = I_{A\_} + I_{B\_} + I_{C\_}$ ) son transformadores toroidales de corriente, las tres fases pasan a través del núcleo del transformador de corriente. La instalación de estos transformadores de corriente es preferido para un sistema con neutro aislado porque ellos ofrecen gran sensibilidad y no causan corrientes residuales falsas como los transformadores de fase por inexactitudes por saturación en una conexión residual a tierra.

En la **Fig.3.7** se ilustra los fasores para una falla fase-A a tierra en el sistema de la **Fig.3.6**.

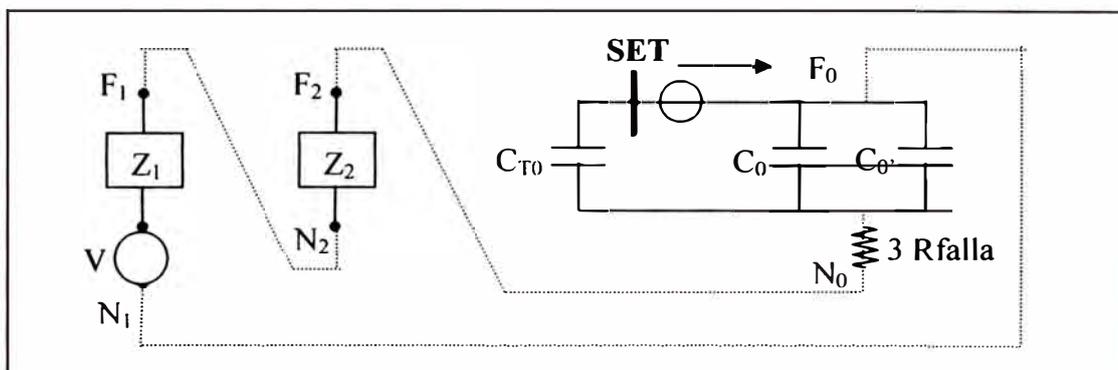


**Fig.3.6** Distribución de corrientes de falla para una falla en la fase-A a tierra del alimentador FDR 3 en sistema con neutro aislado.



**Figura 3.7** Representación fasorial para una falla de la fase-A a tierra en sistema con neutro aislado alimentador 3

En la **Figura 3.8** se muestra el circuito equivalente para el análisis de una falla a tierra de acuerdo a la teoría de las componentes simétricas.



**Figura 3.8** Circuito equivalente de una falla a tierra.

Donde:

$C_{T0}$  : Capacitancia total de secuencia cero de los alimentadores NO involucrados en la falla.

$C_0$  : Capacitancia de secuencia cero del alimentador fallado antes del punto de falla

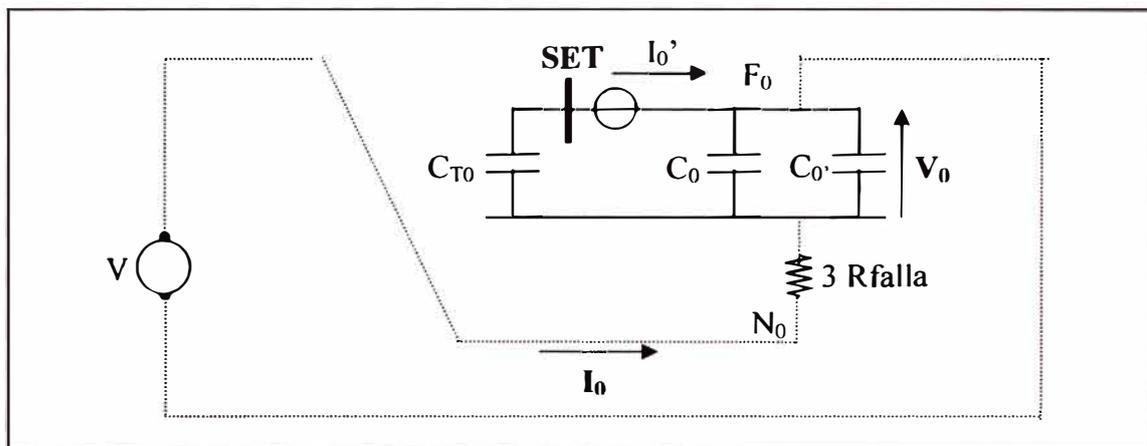
$C_0'$  : Capacitancia de secuencia cero del alimentador fallado después del punto de falla.

$V$  : Tensión Thevenin equivalente del sistema referido en 10kV.

$Z_1$  : Suma de impedancia de secuencia positiva del sistema y de la impedancia de secuencia positiva desde las barras en 10kV hasta el punto de falla.

$Z_2$  : Suma de impedancia de secuencia negativa del sistema y de la impedancia de secuencia negativa desde las barras en 10kV hasta el punto de falla.

Como las reactancias de secuencia cero son mucho mayores que las reactancias de secuencia positiva y negativa del sistema, podemos aproximar el circuito a la **Figura 3.9**.



**Figura 3.9** Circuito equivalente aproximado.

Donde:

$$I_0 = \frac{V}{\sqrt{(3Rf)^2 + \frac{1}{\omega^2(C_{T0} + C_0 + C_0')}}}} \quad (3.4)$$

La corriente de secuencia cero del relé es:

$$I_0' = I_0 \times \frac{C_{T0}}{C_{T0} + C_0 + C_0'} \quad (3.5)$$

En una subestación con varios alimentadores donde:

$$C_{T0} \gg C_0' + C_0 \dots\dots I_0' \approx I_0$$

$$I_0' = \frac{V}{\sqrt{(3Rf)^2 + (\omega C_{T0})^2}} \quad (3.6)$$

$$V_0 = \frac{I_0'}{\omega \cdot C_{T0}} \quad (3.7)$$

### 3.1.3 Sistemas desbalanceados afectan la sensibilidad

La inexactitud de los transformadores de corriente puede afectar adversamente a la sensibilidad del elemento direccional. De igual forma, si las capacitancias línea a tierra no son iguales en el sistema se producen permanentes cantidades de secuencia cero sin haber falla. Normalmente estas cantidades son pequeñas, pero en

sistemas muy grandes el efecto acumulado de capacitancias desiguales puede generar apreciables tensiones de secuencia cero. Para mantener la sensibilidad de resistencia de falla, no se debe usar un elemento de sobretensión de secuencia cero para supervisar el elemento direccional.

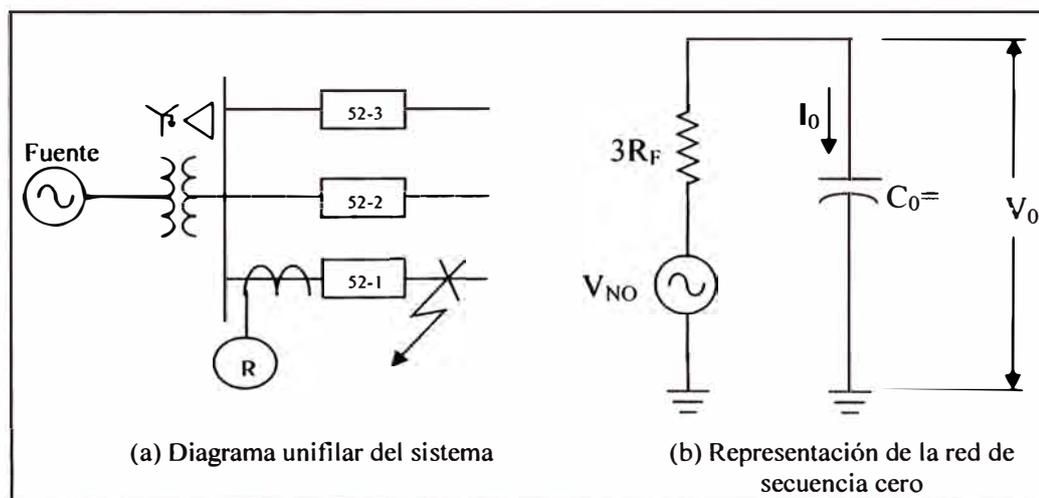
Para analizar el efecto de supervisión de tensión de secuencia cero en la sensibilidad de relés para fallas a tierra. Consideramos el ejemplo de falla a tierra mostrada en la **Figura 3.10** y asumimos una corriente de 5mA secundaria que entrega al relé en un sistema donde la tensión nominal secundaria de línea-neutro es 66.4V.

De la **Figura 3.10(b)**

$$V_0 = I_0 * \frac{1}{j\omega.C} \quad (3.8)$$

$$C = \frac{I_0}{j\omega.V_0} \quad (3.9)$$

Ponemos el valor de  $V_0$  mínimo en 2V para calcular C en la ecuación (3.9), dando un  $I_0$  mínimo de 5mA en un sistema con una frecuencia de 60Hz,  $C = 6.63\mu\text{F}$ . Considerando otro sistema similar, pero con el Interruptor 3 (52-3) cerrado para incrementar la capacitancia C. Si en éste nuevo sistema sólo se produce 5mA secundarios y la capacitancia es de  $13.26\mu\text{F}$ , entonces  $|V_0| = 1\text{V}$  secundario. Para un umbral de  $3V_0$  de 6V secundario, el relé que usa supervisión de tensión de secuencia cero no operaría por un ajuste de supervisión incorrecto.



**Figura 3.10** Ejemplo de sensibilidad de sobrevoltaje de secuencia cero.

### 3.1.4 Procesos transitorios

Las fallas a tierra en los sistemas con neutro aislado provocan procesos transitorios, debidos a la interacción entre las capacitancias a tierra del sistema cuando ocurre una falla a tierra. Las componentes transitorias de alta frecuencia son observables en los registros de voltaje y corriente, superpuestas sobre las componentes de frecuencia fundamental.

El excelente filtrado analógico y digital de los relés digitales modernos extrae la componente fundamental de los voltajes y corrientes y rechaza las componentes transitorias de alta frecuencia. La mayoría de estos relés utiliza las componentes fundamentales de los voltajes y corrientes en los algoritmos de protección.

### 3.2 Análisis de una fase a tierra para el lado de la carga

En esta parte analizaremos la caída de una fase a tierra para el lado de carga, en un sistema de distribución con neutro aislado.

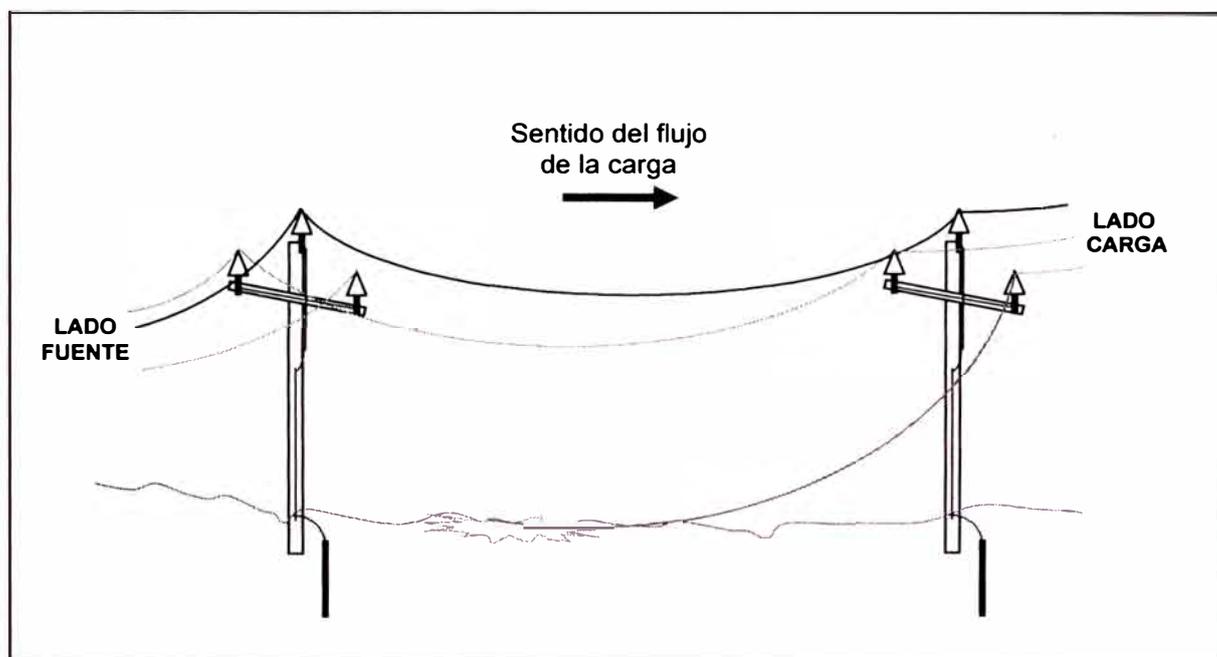
En la **Figura 3.11** se muestra físicamente como se presenta el evento de la caída de una fase de una línea aérea para el lado de la carga.

En la **Figura 3.12** se tiene la representación eléctrica de la caída de una fase a tierra de un circuito, para el lado de la carga (transformador de distribución). Se observa que la línea caída sólo afecta al transformador de distribución, moviéndose su punto neutro de referencia.

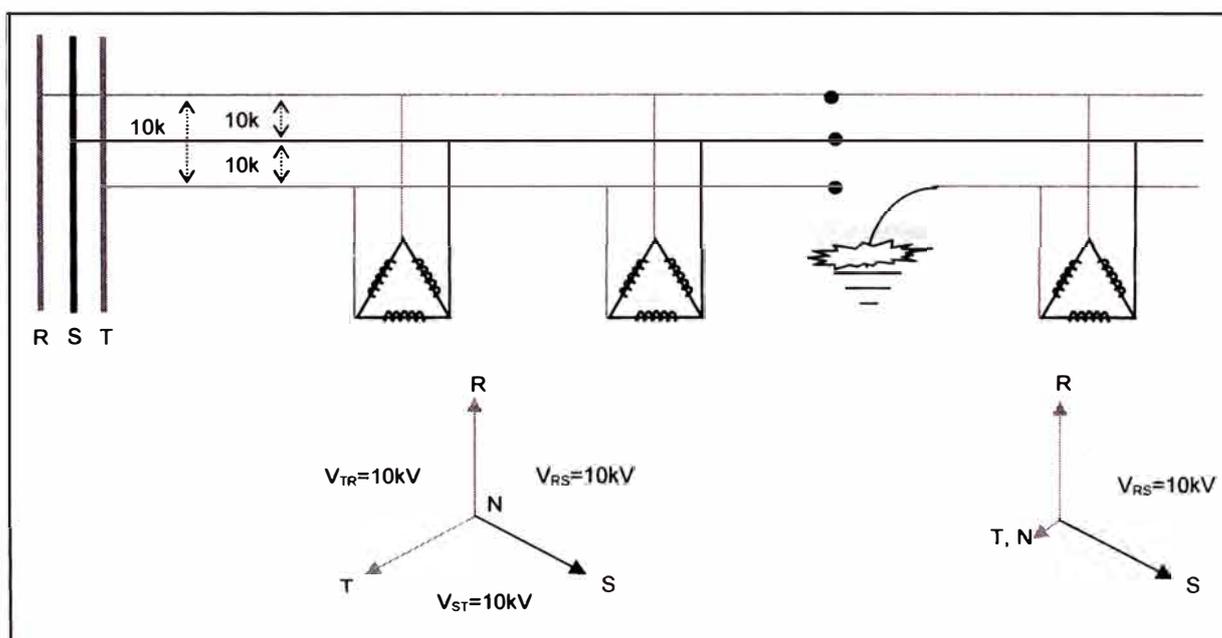
Para el resto del sistema de media tensión, las tensiones fase tierra no son alteradas, por lo que no aparece tensiones ni corrientes de secuencia cero. Por lo tanto, la función de protección de falla a tierra convencional no detectaría la condición de falla sin llegar a operar.

Para este tipo de fallas no se producen valores apreciables de corriente ni tensión de secuencia cero, la protección que le corresponde actuar para este tipo de fallas es la función de sobrecorriente de secuencia negativa, porque el relé de protección sólo detecta que le falta una fase ó disminuye la corriente en una fase, produciéndose valores de corriente de secuencia negativa. Los valores de ajuste de la función de sobrecorriente de secuencia negativa deben considerar los desbalances de corriente que se producen en el sistema de media tensión en condiciones normales de operación..

Para calcular la corriente a tierra hay que tener en cuenta la impedancia del transformador de distribución y la resistencia del tipo del terreno donde cae el conductor.



**Figura 3.11** Representación de la caída de una fase para el lado de carga



**Figura 3.12** Representación eléctrica de la caída de una fase a tierra para el lado de la carga

### 3.3 Análisis de desbalance de capacitancias

En las redes de distribución se tienen puntos de seccionamiento llamados PDS, los cuales están ubicados en los circuitos laterales o en los puntos de alimentación a clientes en 10kV, al realizar maniobras sin carga y fase por fase en estos equipos, ha ocasionado en algunos casos la actuación no deseada de los relés de protección de falla a tierra, debido a que se presentan valores de corriente y tensión de secuencia cero que alcanzan los valores de ajuste ocasionando interrupciones imprevistas en el servicio.

Para poder analizar este problema se representa una red eléctrica en la **Figura 3.13**, en el cual se realiza la apertura sólo de la fase A en el alimentador “n”, en donde la capacitancia  $C'_{0An}$  es la que corresponde al circuito de la fase A que esta antes del punto de seccionamiento y la capacitancia  $C''_{0An}$  es la que corresponde al circuito que esta después del punto de seccionamiento.

Las capacitancias en cada fase que se presentan para esta condición son:

$$\begin{aligned} C_{0A} &= C_{0A1} + C_{0A2} + \dots + C_{0An-1} \\ C_{0B} &= C_{0B1} + C_{0B2} + \dots + C_{0Bn-1} \\ C_{0C} &= C_{0C1} + C_{0C2} + \dots + C_{0Cn-1} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Las reactancias correspondientes a los alimentadores conectados galvánicamente son

$$X_{0A} = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_{0A}} \quad ; \quad X_{0B} = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_{0B}} \quad ; \quad X_{0C} = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_{0C}} \quad (3.12)$$

Las reactancias del alimentador involucrado en la maniobra de apertura de una fase son las siguientes:

$$\begin{aligned} X'_{0An} &= \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C'_{0An}} \quad ; \quad X'_{0Bn} = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C'_{0Bn}} \quad ; \quad X'_{0Cn} = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C'_{0Cn}} \\ X''_{0Bn} &= \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C''_{0Bn}} \quad ; \quad X''_{0Cn} = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C''_{0Cn}} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Las capacitancias que intervienen en el cálculo de la corriente y tensión de secuencia cero se muestran en el circuito simplificado **Figura 3.14**.

De donde se obtiene las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} V_{AB} &= (X_{0A} + X_{0An'}) \cdot I_{AN} - (X_{0B} + X'_{0Bn} + X''_{0Bn}) \cdot I_{BN} \\ V_{BC} &= (X_{0B} + X'_{0Bn} + X''_{0Bn}) \cdot I_{0B} - (X_{0C} + X'_{0Cn} + X''_{0Cn}) \cdot I_{CN} \\ I_{AN} + I_{BN} + I_{CN} &= 0 \end{aligned} \quad (3.14)$$

Las corrientes en el alimentador involucrado serán:

$$\begin{aligned} I'_{AN} &= I_{AN} \cdot \frac{X_{0A}}{X_{0A} + X'_{0An}} \\ I'_{BN} &= I_{BN} \cdot \frac{X_{0B}}{X_{0B} + X'_{0Bn} + X''_{0Bn}} \end{aligned} \quad (3.15)$$

$$\begin{aligned} I'_{CN} &= I_{CN} \cdot \frac{X_{0C}}{X_{0C} + X'_{0Cn} + X''_{0Cn}} \\ 3 \cdot I_0 &= I'_{AN} + I'_{BN} + I'_{CN} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Las tensiones en el alimentador involucrado serán:

$$\begin{aligned} V_{AN} &= (X_{0A} + X'_{0An}) \cdot I_{AN} \\ V_{BN} &= (X_{0B} + X'_{0Bn} + X''_{0Bn}) \cdot I_{BN} \end{aligned} \quad (3.17)$$

$$\begin{aligned} V_{CN} &= (X_{0C} + X'_{0Cn} + X''_{0Cn}) \cdot I_{CN} \\ 3 \cdot V_0 &= V_{AN} + V_{BN} + V_{CN} \end{aligned} \quad (3.18)$$

De las ecuaciones (3.16) y (3.18) para que haya una corriente y tensión de secuencia cero la suma de sus componentes deben ser diferentes de cero, lo cual se consigue cuando las reactancias  $X''_{0Bn}$  y  $X''_{0Cn}$  alcanzan valores comparables con la capacitancia del resto del sistema.

De acuerdo a los casos presentado en Luz del Sur y al análisis realizado se determina que los valores de corriente y tensión de secuencia cero que se presentan por desbalance capacitivo es cuando se realiza la apertura de la primera fase ó cuando se realiza el cierre de la segunda fase.

El efecto es más pronunciado cuando la maniobra fase por fase se realiza en un circuito que esta conformado por cable subterráneo, y de acuerdo a los cálculos realizados y verificados en el campo para longitudes mayores de 1000 metros de cable subterráneo la corriente de secuencia cero que alcanza es 2 Amperios, y la tensión de secuencia cero supera los 2 Voltios en el lado primario.

Para evitar estas actuaciones no deseadas de los relés de falla a tierra se debe cambiar el equipo de seccionamiento fase por fase por un equipo tripolar y en otros casos de acuerdo a un estudio detallado de la protección se puede aumentar el valor de ajuste de la tensión homopolar.

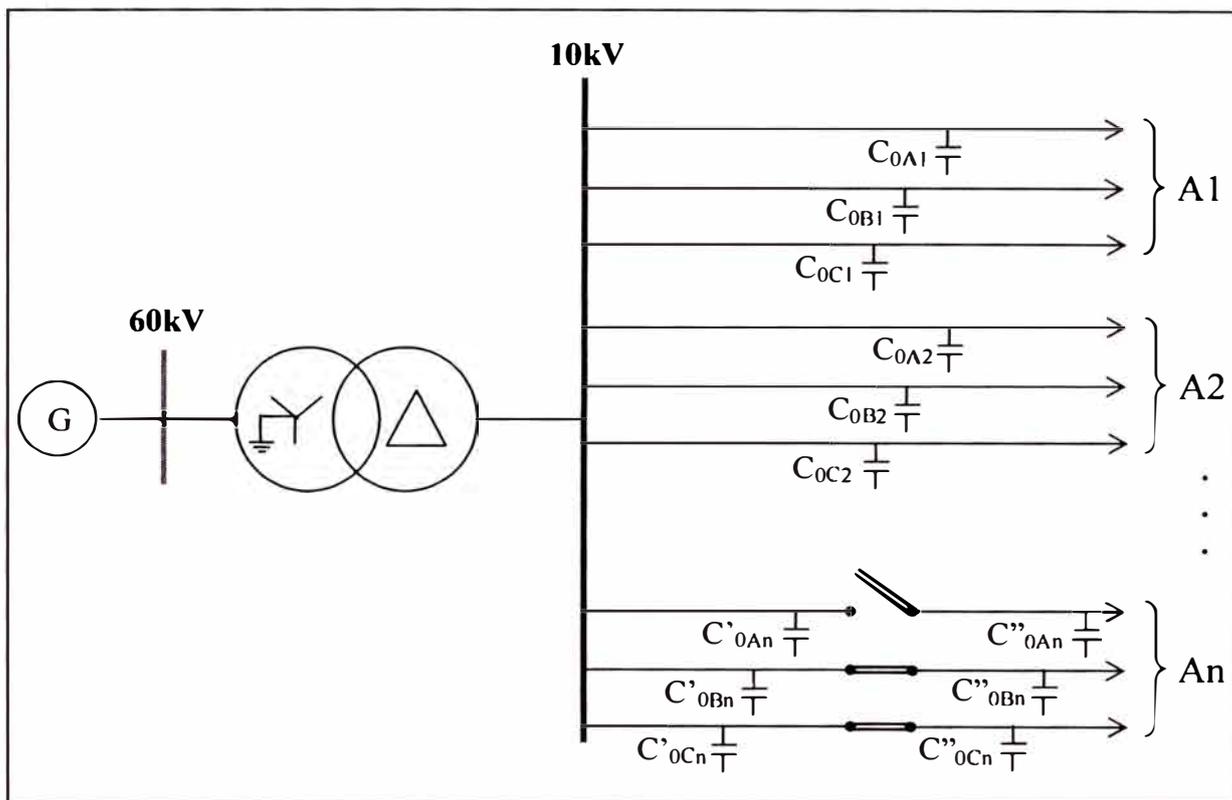


Figura 3.13 Representación de la red eléctrica con la apertura de una fase.

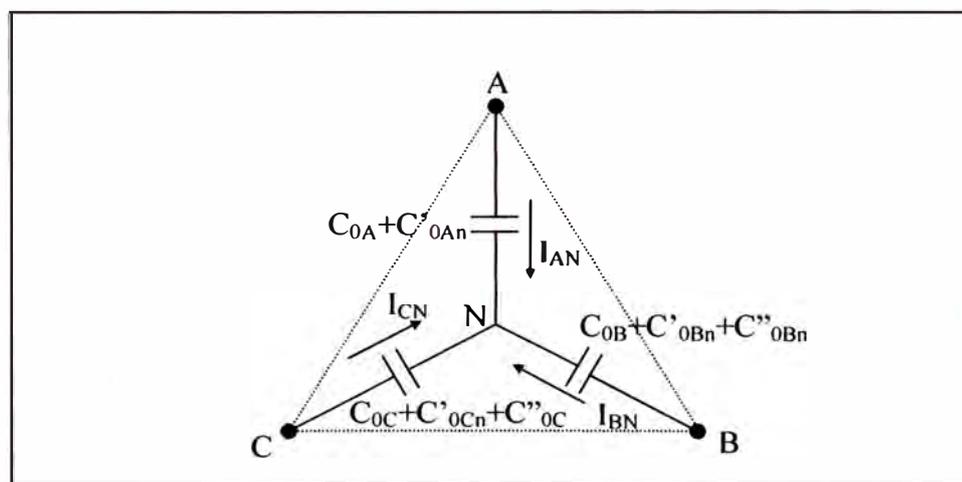


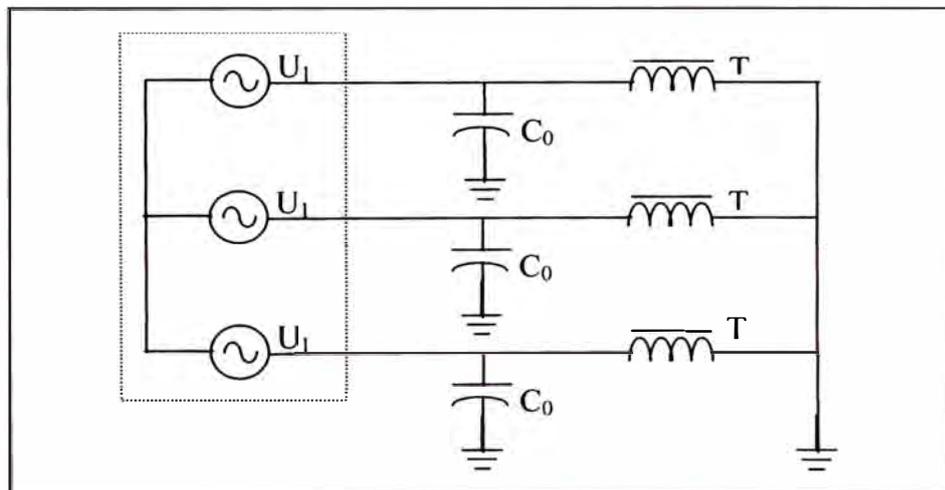
Figura 3.14 Circuito simplificado de la Figura 3.13

### 3.4 Análisis de ferroresonancia trifásico en sistemas con neutro aislado y transformadores de tensión con neutro a tierra.

El fenómeno de ferroresonancia puede causar sobretensiones y sobrecorrientes peligrosos que pueden conducir a serios daños a los equipamientos. La causa del fenómeno es una oscilación entre una capacitancia y una inductancia no lineal. Diferentes tipos de oscilaciones ferroresonantes ocurren, dependiendo de la configuración de la red, cada uno con características diferentes, para los mismos parámetros de red.

Aunque los métodos descritos pueden ser aplicados a sistemas con transformadores trifásicos (acoplamiento magnético entre las fases) sólo consideraremos la simple configuración mostrada en la **Figura 3.15**. El suministro de tensión trifásico ( $U_1, U_2, U_3$ ) es considerado balanceado,  $C_0$  es la capacitancia de secuencia cero del cable y  $T$  es la inductancia del transformador de tensión (VT).

Un recurso usado comúnmente para evitar ferroresonancia trifásico consiste en formar una conexión delta con el devanado terciario del transformador de tensión cerrado con una resistencia.



**Figura 3.15** Red con neutro aislado

#### 3.4.1 Modelos y ecuaciones

El modelo del transformador de tensión es muy simple y consiste de una resistencia en serie  $R_S$ , una resistencia en paralelo  $R_P$  para representar pérdida en el

hierro, la característica de magnetización no lineal  $i(\phi)$  y un transformador ideal que representa el acoplamiento magnético con un devanado terciario. El modelamiento de la inductancia no lineal es esencial para estudiar ferresonancia. El ejemplo descrito abajo representa a un transformador de tensión de 6.6kV. La identificación de la característica de saturación lleva a un polinomio del quinto orden.

$$i(\phi) = k_1 * \phi + k_5 * \phi^5 \dots (3.19)$$

La red trifásica con devanado terciario y resistencia en paralelo  $R_d$  es mostrada en la **Figura 3.16**. Las tres capacitancias  $C_0$  es reemplazado por una sola capacitancia  $3C_0$  ubicado entre ambos neutros. Esto puede ser fácilmente probado que no altera la forma de onda en el terminal del elemento no lineal.

Esta red puede ser descrito por un sistema de cuatro ecuaciones diferenciales simultaneas (3.20) y (3.21) en estado variable.

$$\begin{bmatrix} 1 + \frac{R_s}{R_p} + \frac{R_s}{R_d} & \frac{R_s}{R_d} & \frac{R_s}{R_d} \\ \frac{R_s}{R_d} & 1 + \frac{R_s}{R_p} + \frac{R_s}{R_d} & \frac{R_s}{R_d} \\ \frac{R_s}{R_d} & \frac{R_s}{R_d} & 1 + \frac{R_s}{R_p} + \frac{R_s}{R_d} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \frac{d\phi_1}{dt} \\ \frac{d\phi_2}{dt} \\ \frac{d\phi_3}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_1(t) - R_s \cdot i_1(\phi_1) - u_n \\ u_2(t) - R_s \cdot i_2(\phi_2) - u_n \\ u_3(t) - R_s \cdot i_3(\phi_3) - u_n \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$i_1(\phi_1) + i_2(\phi_2) + i_3(\phi_3) + \left( \frac{1}{R_p} + \frac{3}{R_d} \right) \left( \frac{d\phi_1}{dt} + \frac{d\phi_2}{dt} + \frac{d\phi_3}{dt} \right) - 3C_0 \frac{du_n}{dt} = 0 \quad (3.21)$$

Usando la transformación de la Clarke

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \sqrt{2} & 0 \\ \sqrt{3} & \sqrt{3} & 0 \\ 1 & -1 & 1 \\ \sqrt{3} & \sqrt{3} & 0 \\ 1 & -1 & 1 \\ \sqrt{3} & \sqrt{3} & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Donde  $v = u, i$  ó  $\phi$ . El sistema (3.20) y (3.21) es reescrito entonces en las variables  $(\phi_0, \phi_\alpha, \phi_\beta, u_n)$ , cada corriente  $i_0, i_\alpha, i_\beta$  dado en función de las tres variables de flujo.

$$\begin{bmatrix} 1 + \frac{R_s}{R_p} + \frac{3R_s}{R_d} & 0 & 0 \\ 0 & 1 + \frac{R_s}{R_p} & 0 \\ 0 & 0 & 1 + \frac{R_s}{R_p} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \frac{d\phi_0}{dt} \\ \frac{d\phi_\alpha}{dt} \\ \frac{d\phi_\beta}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_0 - R_s \cdot i_0 - \sqrt{3}u_n \\ u_\alpha - R_s \cdot i_\alpha \\ u_\beta - R_s \cdot i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.23.a)$$

$$\dots (3.23.b)$$

$$(3.23.c)$$

$$i_0 + \left( \frac{1}{R_p} + \frac{3}{R_d} \right) \frac{d\phi_0}{dt} - 3C_0 \frac{du_n}{dt} = 0 \quad (3.24)$$

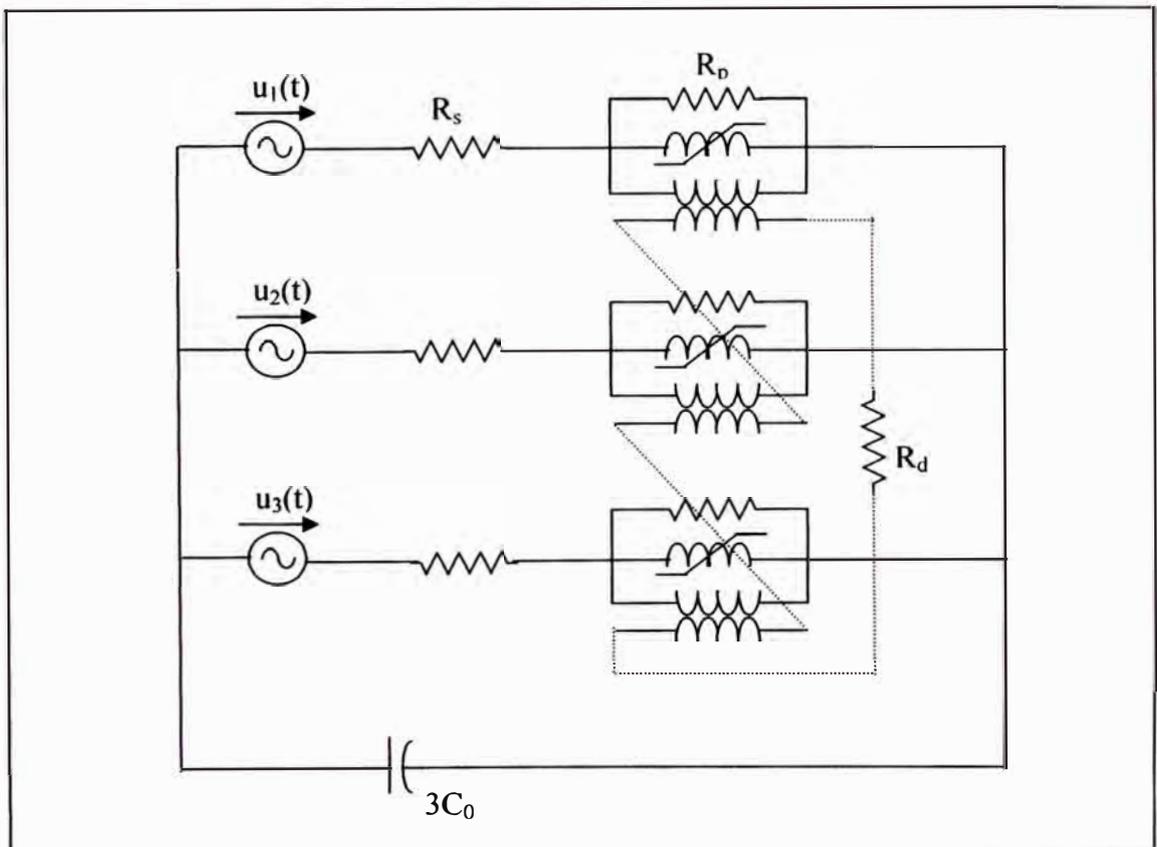
Con las componentes de la Clarke la tensión de suministro está dado por:

$$u_0 = 0 \quad (3.24)$$

$$u_\alpha = U \sin(2\pi f_0 t) \quad (3.25)$$

$$u_\beta = U \cos(2\pi f_0 t) \quad (3.26)$$

Donde U es la tensión de línea rms del suministro, y tomando como referencia de fase el paso positivo a través de cero de la fase 1.



**Figura 3.16** Representación total de la red.

### 3.4.2 Interpretación física

La expresión de las ecuaciones del circuito usando las componentes de la Clarke permiten dar una interpretación física del fenómeno de ferresonancia trifásico: las ecuaciones (3.23.a) y (3.24) describen el comportamiento del circuito de la componente cero 0 mostrado en la **Figura 3.17(a)** (idéntico al circuito de secuencia cero); la ecuación (3.23.b) describe el comportamiento del circuito de la componente  $\alpha$  mostrado en la **Figura 3.17(b)**, igualmente la ecuación (3.23.c) corresponde al circuito de la componente  $\beta$  mostrado en la **Figura 3.17(c)**.

Si la inductancia es lineal, estos tres circuitos son independientes. Cualquier transitorio de oscilación en el circuito de la componente 0 desaparece y la evolución permanente en los circuitos de  $\alpha$  y  $\beta$  son puramente senosoidales en la frecuencia de la fuente de tensión.

Si la inductancia no es lineal, estos elementos introducen un acoplamiento entre los tres circuitos, y bajo ciertas circunstancias pueden transferir energía desde un circuito  $\alpha$  ó  $\beta$  (donde hay una fuente de tensión) al circuito de la componente 0 y sostener una oscilación permanente. La frecuencia de esta oscilación puede ser igual o cerca de un múltiplo o submúltiplo de la frecuencia de la fuente de tensión. El modo de oscilación que se alcanza depende de las condiciones iniciales.

La resistencia  $R_d$  solo aparece en el circuito de la componente 0. Tal resistencia, si es diseñado cuidadosamente, puede amortiguar las oscilaciones de la componente 0 y evitar cualquier ferresonancia sostenida.

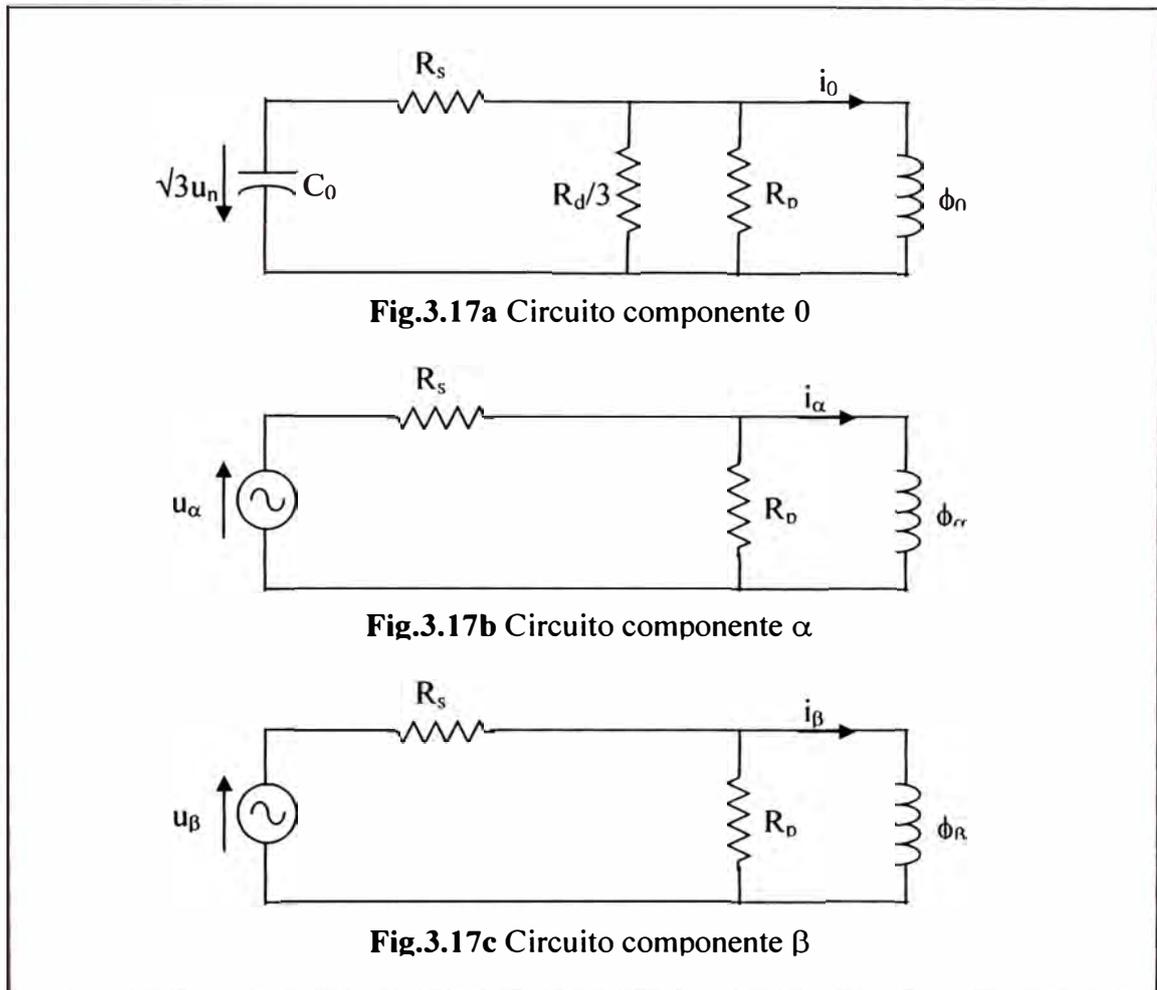
## 3.5 Análisis de fallas múltiples

Las fallas múltiples que se presentan en las redes subterráneas, principalmente son por descargas a tierra en los empalmes, conectores, derivaciones, etc. Mientras que en las redes aéreas se presentan descargas a tierra en los aisladores relativamente sucios sumada las condiciones climáticas adversas de la zona (humedad y/o llovizna).

### 3.5.1 Fallas múltiples por falta de protección de falla a tierra

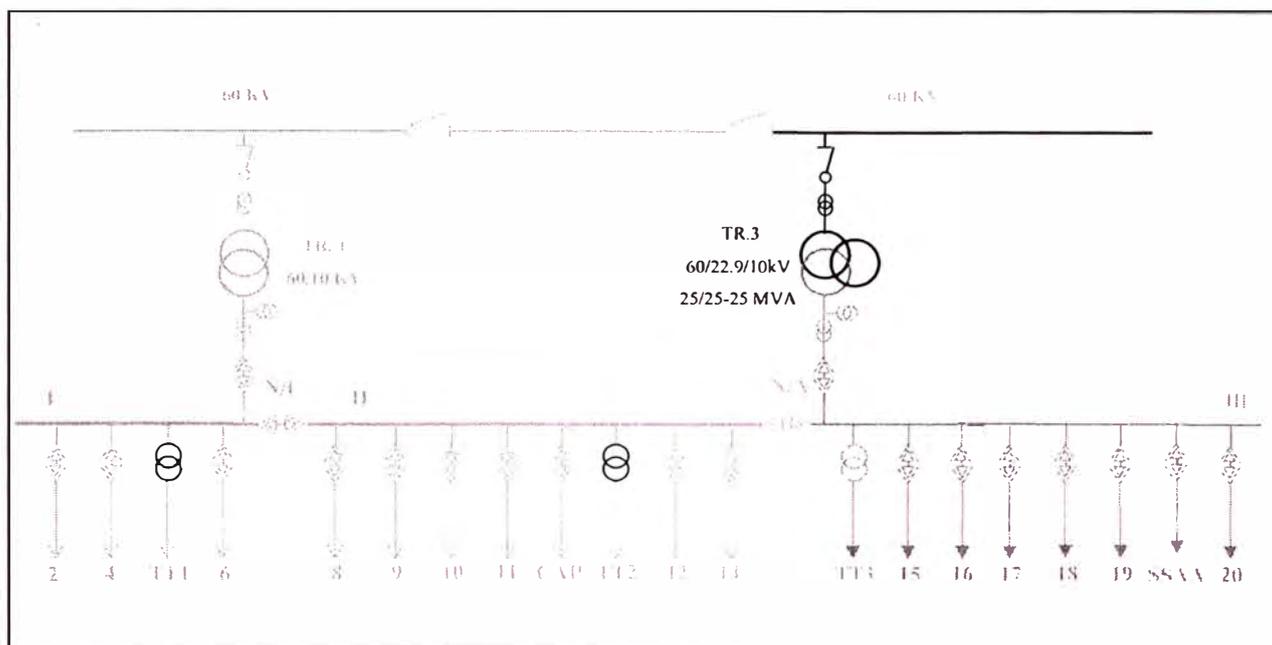
Estas fallas se producen en los alimentadores que no tiene protección contra falla a tierra, en donde las sobretensiones viajan por toda la red físicamente conectada, de esta manera los puntos más débiles de la red son afectados,

produciéndose fallas múltiples en varios circuitos, que son despejados por los relés de sobrecorriente.



Cuando se produce una falla a tierra y no se tiene relés para despejarla, toda la barra eléctricamente conectada es afectada (ver **Figura 3.18**), permaneciendo la falla a tierra en el circuito hasta que evolucione en una falla bifásica a tierra (cortocircuito).

Durante el tiempo que se mantiene la falla a tierra, dos de las fases del sistema están expuestas a una tensión de 10kV ó más. El choque de la onda de sobretensión en los puntos de cambio de impedancia (terminales, empalmes, conectores, etc.), hace que en forma progresiva éstos equipos disminuyan sus propiedades dieléctricas, acelerando su envejecimiento.



**Figura 3.18** Esquema unifilar de una subestación de transmisión

El encebamiento y extinción de arco (cuando la falla no es franca) se produce 120 veces por segundo, esto hace que una falla monofásica por arco eléctrico intermitente sea más perjudicial que una falla monofásica franca.

El incremento de tensión en las fases sanas, más el proceso repetitivo de encebamiento y extinción de arco debido a la capacitancia del sistema, y sumada los efectos de maniobras, genera sobretensiones transitorias que pueden llegar hasta 4 ó 5 veces por encima de su valor normal (5.8kV).

Por lo tanto, esto es una de las razones que justifica la instalación de relés de protección contra falla a tierra en los circuitos con red subterránea, como protección del equipamiento del sistema eléctrico, ya que al no ser despejada en un tiempo relativamente corto, generan fallas múltiples en el circuito, (fallas bifásicas o trifásicas a tierra), produciéndose interrupciones en varios alimentadores.

### **3.5.2 Fallas múltiples por descargas superficiales**

En los sistemas de distribución frecuentemente al existir una descarga a tierra como resultado de un conductor caído o de una descarga en algún aislador, se produce el desplazamiento del neutro originando que las tensiones fase tierra de las fases no falladas se incrementen en toda la red de distribución dando origen a nuevas descargas en otros puntos de la red aérea, esto ocurre generalmente en los

alimentadores que se encuentran con un grado de polución elevado, en otras palabras alimentadores con falta de mantenimiento, ocasionando la apertura de varios alimentadores a la vez. Se han dado casos en que han abierto hasta 5 alimentadores simultáneamente, todos con señalización de falla sensitiva a tierra (SEF).

Para poder ilustrar se muestran en el **TABLA N° 3.1** los registros de falla, en donde los valores de corriente y tensión de secuencia cero de los tres relés excedieron los valores ajustados y tenían la polarización de una falla hacia delante, actuando los relés.

**TABLA N° 3.1**

**Registros de valores de falla múltiples por descarga superficial**

	<b>Alimentador 01</b>	<b>Alimentador 02</b>	<b>Alimentador 04</b>
Elemento de protección	SEF	SEF	SEF
3I <sub>o</sub> (Amp)	9.00 $\angle$ 137	6.00 $\angle$ 231	6.00 $\angle$ 257
Tiempo de actuación (seg)	4.44	3.00	3.00
V <sub>a</sub> (kV)	7.55 $\angle$ 0	7.34 $\angle$ 0	7.49 $\angle$ 0
V <sub>b</sub> (kV)	8.87 $\angle$ 280	7.89 $\angle$ 274	8.09 $\angle$ 276
V <sub>c</sub> (kV)	2.96 $\angle$ 165	2.96 $\angle$ 165	3.27 $\angle$ 147

En la **Figura 3.19**, **Figura 3.20** y **Figura 3.21** se muestran los registros oscilográficos, en donde se observa que el interruptor del Alimentador 01 fue el último en abrir y despejar la falla, ya que las distorsiones de las tensiones de fase a tierra no desaparecen al abrir los interruptores de los alimentadores 02 y 04, si no hasta abrir el interruptor del Alimentador 01.

El tiempo de apertura del Alimentador 01, mayor al tiempo de calibración, indica que fue una falla a tierra intermitente (falla no franca).

Las formas de onda de las corrientes y tensiones de secuencia cero y los ángulos de polarización demuestran la existencia de descargas a tierra independientes en los tres alimentadores.

En el proceso de normalización sólo se detectó que en el Alimentador 01, un cliente en 10kV, había tenido descargas en sus instalaciones.

Estas fallas múltiples afectan notablemente la calidad del servicio. Para disminuir estas interrupciones una alternativa es mejorar el programa de mantenimiento realizando un diagnóstico de las redes, para lo cual algunos relés

tiene algoritmos para predecir como va evolucionando las descargas superficiales (formación de arco) y de acuerdo a un seguimiento estadístico elaborar un programa de mantenimiento.

Otra alternativa es habilitar la función de recierre para los casos de descargas superficiales o transitorias, para lo cual se debe realizar un estudio en el cual se debe considerar lo siguiente:

- Estadística de fallas a tierra para identificar las zonas donde se tiene más cantidad de interrupciones por descargas superficiales.
- Los circuitos donde se habilitaría el recierre para fallas a tierra debe ser en zonas rurales.
- Analizar los registros de los valores de corriente y tensión homopolar para casos de fallas de conductor caído.
- Determinar los tiempos de ejecución para el recierre, los cuales no deben afectar la coordinación de la protección de los relés instalados en el alimentador.

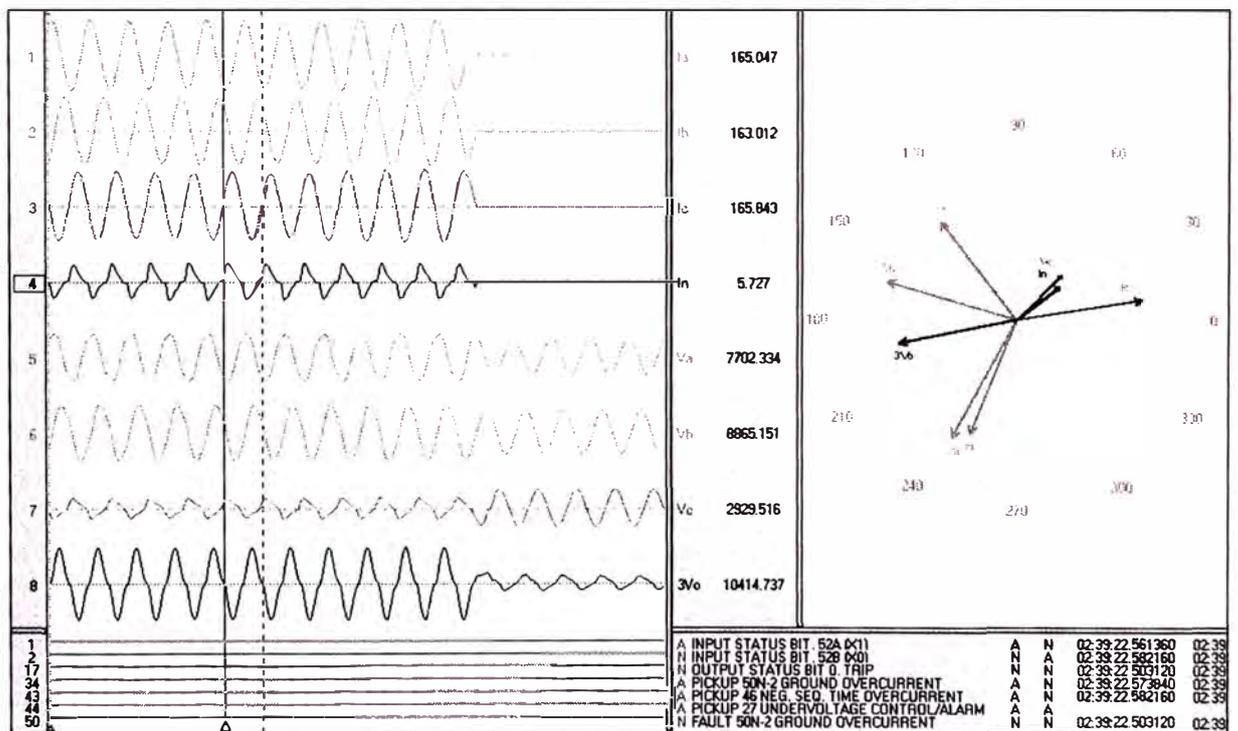


Figura 3.19 Registros oscilográficos del alimentador I

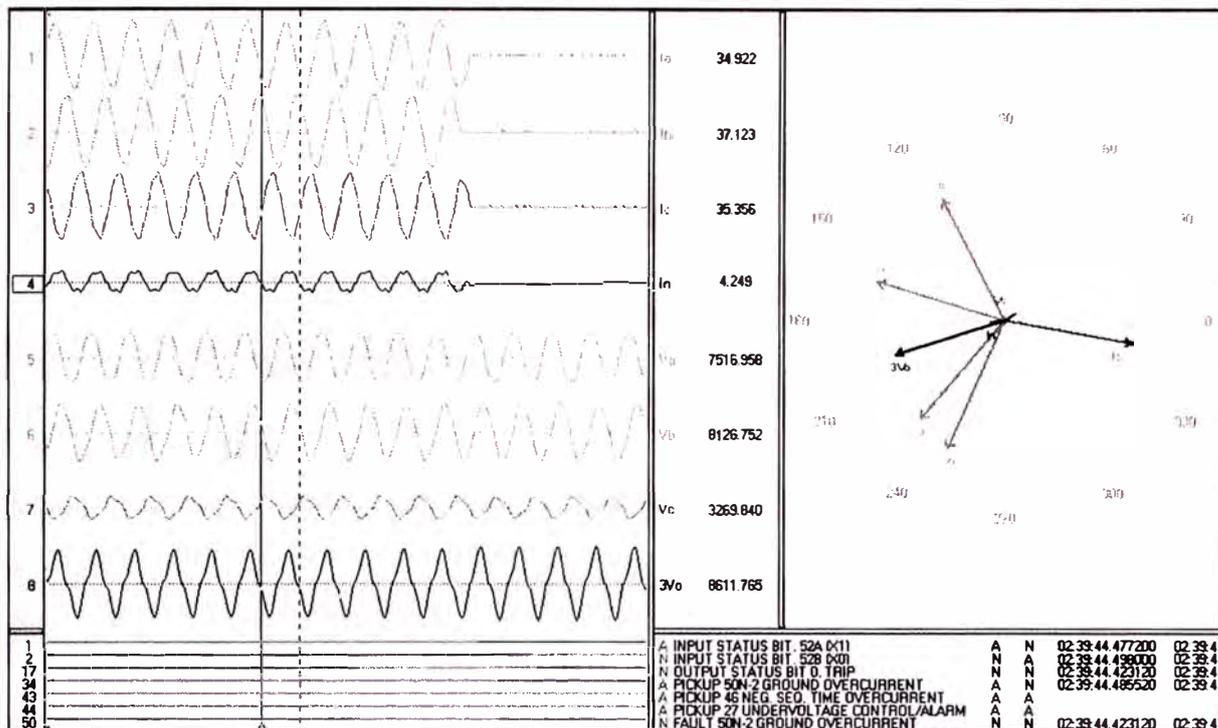


Figura 3.20 Registros oscilográficos del alimentador 2

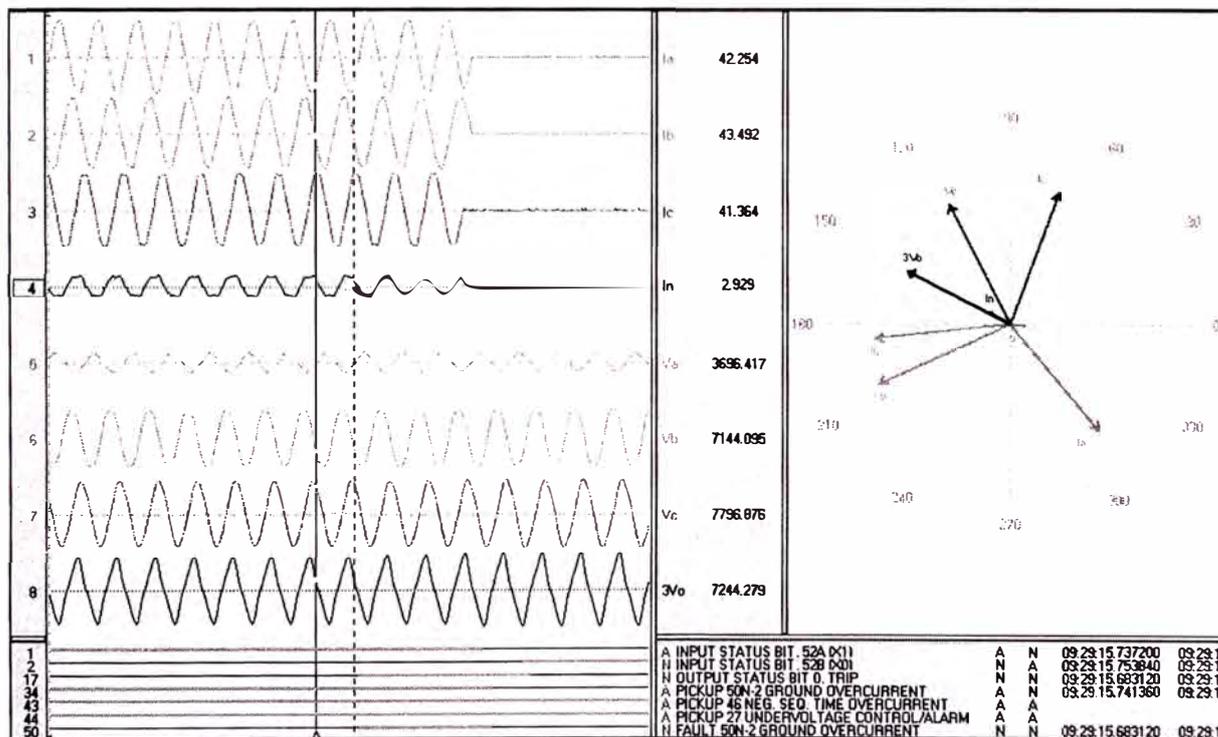


Figura 3.21 Registros oscilográficos del alimentador 4

## CAPÍTULO IV ANÁLISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN COMPENSADO

El análisis de operación de redes de distribución compensado que se realiza es para identificar las alternativas disponibles de detección de fallas a tierra que se necesitan en estos sistemas. En esta parte analizaremos el comportamiento en estado estable del sistema compensado, en el dominio de fase y en componentes simétricas.

### 4.1 Análisis trifásico

En la **Figura 4.1** se muestra una representación simplificada del sistema de distribución compensado trifásico, en el cual todos los alimentadores aparecen en un simple circuito. Para simplificar el análisis en estado estable, asumiremos una fuente ideal a frecuencia nominal y sin carga, y despreciaremos las impedancias series de la línea, resistencia y reactancia.

Representamos la bobina de Petersen en la **Figura 4.1** como una combinación paralelo de una inductancia ( $L_N$ ) y una resistencia ( $R_N$ ), que es el circuito paralelo equivalente de la bobina (la inductancia y resistencia de la bobina es realmente en serie). En la **Figura 4.1**,  $C_A$ ,  $C_B$  y  $C_C$  representa la capacitancia fase a tierra de la red. La resistencia  $R_A$ ,  $R_B$  y  $R_C$  representa la resistencia de fuga fase a tierra. Ambos valores capacitancia y resistencia de fuga pueden ser diferentes para las diferentes fases, especialmente para líneas aéreas, porque el sistema puede ser asimétrico. Valores típicos de resistencia de fuga fase a tierra son aproximadamente 10 a 20 veces la reactancia capacitiva fase a tierra. No representamos la capacitancia fase fase del sistema en la **Figura 4.1** porque ellos no contribuyen a la corriente residual siendo irrelevante para este análisis.

Podemos representar la ocurrencia de una falla, fase A, en el sistema de la **Figura 4.1** cerrando el interruptor  $S_F$ ,  $R_F$  representa la resistencia de falla. Para fallas franca  $R_F = 0$ .

Para discutir el principio básico de aterramiento resonante, podemos despreciar todas las pérdidas activas en el circuito equivalente de la **Figura 4.1** ( $R_N$

$= R_A = R_B = R_C \rightarrow \infty$ ). Usando el circuito de la **Figura 4.1**, calculamos la corriente a través del sistema de aterramiento  $I_{NG}$  usando las corrientes de fases como:

$$\bar{I}_{NG} + \bar{I}_{AG} + \bar{I}_{BG} + \bar{I}_{CG} = 0 \quad (4.1)$$

$$\bar{I}_{NG} = -(\bar{I}_{AG} + \bar{I}_{BG} + \bar{I}_{CG}) \quad (4.2)$$

En un sistema simétrico sin falla la corriente del neutro es cero ( $I_{NG} = 0$ ) y el sistema neutro N esta al potencial de tierra ( $V_{NG} = 0$ ), similar al del sistema no aterrado el diagrama fasorial de tensión se muestra en la **Figura 3.2(a)**. En condiciones normales la asimetría del sistema produce algunas corrientes de neutro y mueve el sistema neutro del potencial a tierra ideal de  $V_{NG} = 0$ . Para una sólida falla a tierra de la fase A ( $R_F = 0$ ) en el sistema ideal sin pérdidas, la fase fallada y tierra tienen igual potencial. La tensión fase a tierra de las otras dos fases restantes no falladas igualan a la tensión fase a fase ( $V_{BG} = V_{BA}$ ,  $V_{CG} = V_{CA}$ ) y la tensión tierra a neutro iguala al negativo de la tensión de la fuente fase a neutro correspondiente a la fase fallada ( $V_{NG} = -V_{AN}$ ).

Para la falla sólida en la **Figura 4.1**, el cálculo de la corriente de falla total,  $I_F$ :

$$\bar{I}_F = \bar{I}_{AG} = -\bar{I}_{NG} - (\bar{I}_{BG} + \bar{I}_{CG}) \quad (4.3)$$

Nota que  $I_{NG}$  esta  $180^\circ$  fuera de fase con respecto a  $(I_{BG} + I_{CG})$  en el sistema ideal sin pérdida. Seleccionando apropiadamente la inductancia de la bobina de Petersen, teóricamente reducimos la corriente de falla a cero. Esto es la sintonización o compensación, condición en que el sistema esta en paralelo resonante.

$$|\bar{I}_{NG}| = |I_{BG} + \bar{I}_{CG}| \quad (4.4)$$

Para un sistema fuera de sintonización, en otra palabra un sistema no sintonizado al 100%, las dos posibles condiciones de operación son:

$$|\bar{I}_{NG}| > |I_{BG} + \bar{I}_{CG}| \quad (\text{sistema sobrecompensado}) \quad (4.5)$$

$$|\bar{I}_{NG}| < |I_{BG} + \bar{I}_{CG}| \quad (\text{sistema subcompensado}) \quad (4.6)$$

En un sistema con pérdida, la condición de sintonización 100% no resulta cero amperios en una condición de falla. Para este sistema la bobina y la pérdida activa del sistema, y el valor de  $R_F$ , determina la magnitud de la corriente de falla.

Si  $I_F \neq 0$ , la corriente a través de la falla es sólo una porción de la corriente de fase fallada (i.e.  $I_F \neq I_{AG}$  para una falla en la fase A). Podemos representar el inicio de la falla como un cambio en la admitancia de la fase fallada. En este caso la magnitud del voltaje neutro cambia como resultado de la falla y es menos que el voltaje de la fuente fase a neutro ( $V_{NG} < V_{AN}$ ).

El normalizado voltaje tierra a neutro para el sistema de la **Figura 4.1** esta dado por:

$$\frac{\bar{V}_{NG}}{V_{nom}} = - \frac{\bar{Y}_A + a^2 \bar{Y}_B + a \bar{Y}_C}{\bar{Y}_N + \bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C} \quad (4.7)$$

Donde  $V_{nom}$  es el voltaje nominal del sistema,  $a = 1 \angle 120^\circ$ ,  $a^2 = 1 \angle -120^\circ$ , y

$$\bar{Y}_A = G_A + jB_A = \frac{1}{R_A} + j\omega C_A \quad (\text{Admitancia fase A a tierra}) \quad (4.8)$$

$$\bar{Y}_N = G_N + jB_N = \frac{1}{R_N} + \frac{1}{j\omega L_N} \quad (\text{Admitancia Neutro}) \quad (4.9)$$

$$R_N = \frac{R^2 + \omega^2 L^2}{R} \quad (4.10)$$

$$L_N = \frac{R^2 + \omega^2 L^2}{\omega^2 L} \quad (4.11)$$

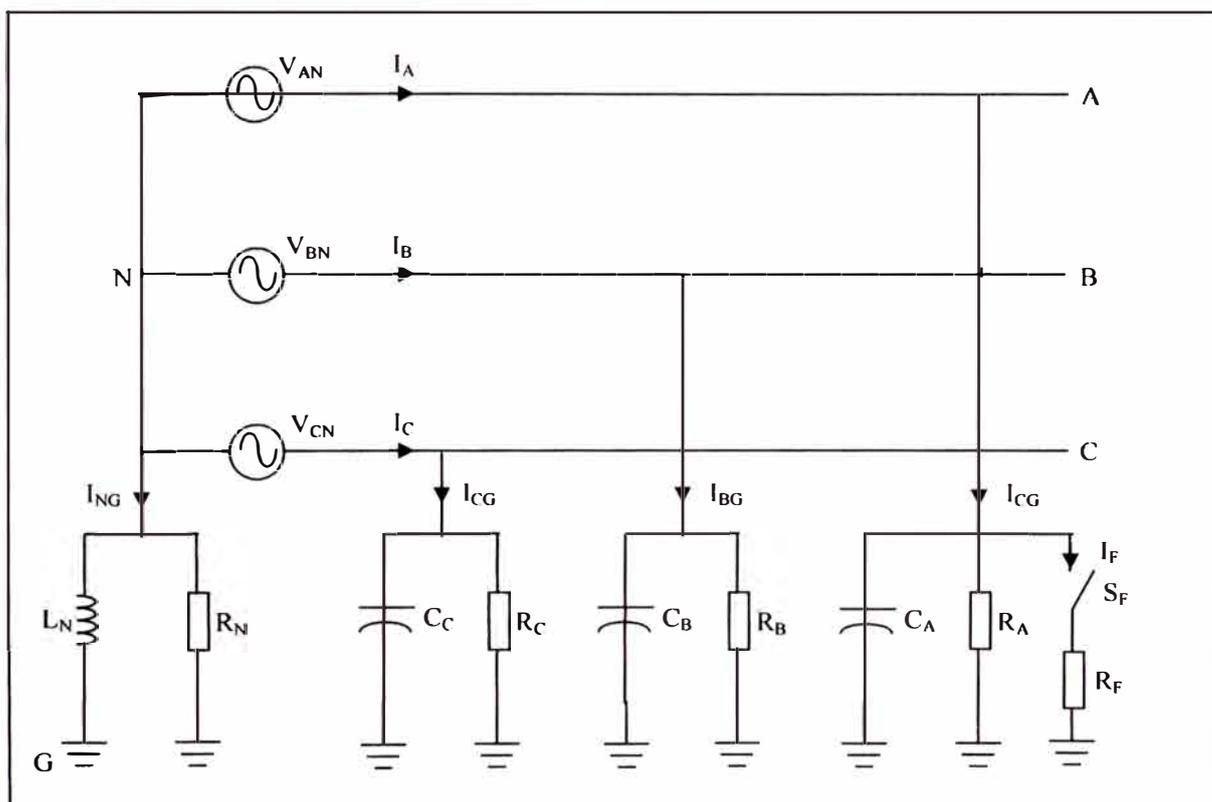
Donde  $R$  y  $L$  es la inductancia y resistencia de la bobina de Petersen, respectivamente.

Para el sistema fallado (Interruptor  $S_F$  de la **Figura 4.1** cerrado), todos los parámetros no cambian excepto la admitancia de la fase A ( $Y_A$ ). Representamos  $Y_A$  para el sistema fallado como:

$$\bar{Y}_A = \frac{1}{R_F} + \frac{1}{R_A} + j\omega C_A \quad (4.12)$$

Como resultado de la falla, cambia la magnitud y fase del voltaje tierra-neutro  $V_{NG}$ . Sin embargo, el cambio de fase no es un indicador claro de falla. Como resultado, fallas pueden mejorar el sistema balanceado en lugar de perturbarlo. Esto representa un limite para la sensibilidad de la detección de falla basada en la magnitud del voltaje tierra a neutro. La variación incremental del voltaje tierra a neutro, es un mejor indicador de falla. El valor de este voltaje es libre desde el desbalance normal del sistema de pre-falla; sin embargo, el voltaje puede ser

afectado por los sistemas de operaciones tales como conexión o desconexión de líneas de distribución, por operaciones del cambiador de tap, o por inserción del resistor de la bobina de Petersen.



**Figura 4.1** Representación simplificado trifásico de una red aterrada resonante.

## 4.2 Análisis de componentes simétricas

Los métodos de detección de fallas a tierra son típicamente basados en cantidades de secuencia-cero. Así, esto es también importante para bosquejar un análisis en el dominio de componentes simétricas de la operación de sistemas compensados en estado estable.

La impedancia de secuencia-cero de un sistema compensado tiene una muy alta magnitud. Este alto valor permite ignorar la impedancia de secuencia-negativa y positiva sin significar pérdida de exactitud cuando se evalúa fallas simples de línea a tierra. Así, representamos la falla a tierra conectando un fuente Thevenin equivalente

en serie con una resistencia en el punto de falla en la red de secuencia cero. La **Figura 4.2** muestra una aproximada representación de secuencia cero de una falla a tierra en el sistema dibujado en la **Figura 4.1**. Asumimos que el sistema es simétrico ( $C_A = C_B = C_C = C$ ), despreciando la resistencia de fuga ( $R_A = R_B = R_C \rightarrow \infty$ ), y consideramos que la tensión Thevenin, tensión de pre-falla en el punto de falla, es igual a la nominal, tensión del sistema fase a neutro,  $V_{nom}$ .

De la **Figura 4.2** obtenemos:

$$\frac{\bar{V}_0}{V_{nom}} = \frac{1}{1 + \frac{R_F}{R_N} + j3R_F(\omega C - \frac{1}{3\omega L_N})} \quad (4.13)$$

Para fallas a tierra la tensión del sistema de secuencia-cero iguala a la tensión neutro-a-tierra. Entonces, la ecuación (4.13) es la versión de la secuencia cero de la ecuación (4.7) para un sistema simétrico si despreciamos la resistencia de fuga.

La **Figura 4.3(a)** muestra un diagrama unifilar de un sistema de distribución radial compensado en el cual la ubicación del relé define la línea protegida. Todas las otras líneas de distribución son juntadas en una impedancia equivalente representado al resto del sistema de distribución.

La **Figura 4.3(b)** es una aproximada representación de secuencia-cero del sistema.  $C_{0L}$  y  $R_{0L}$  son la capacitancia y resistencia de fuga de secuencia-cero de la línea protegida, respectivamente.  $C_{0S}$  y  $R_{0S}$  son los valores correspondientes del resto del sistema. En este caso  $C_0 = C_{0L} + C_{0S}$  y  $1/R_0 = 1/R_{0L} + 1/R_{0S}$ , donde  $C_0$  y  $R_0$  es la capacitancia y resistencia de fuga del sistema de secuencia cero, respectivamente.

Además, representamos la falla conectando una fuente Thevenin equivalente en serie con la resistencia. En la **Figura 4.3(b)** cerramos el interruptor  $S_F$  para representar una falla a tierra en la línea protegida (dirección de la falla adelante desde la perspectiva del relé) y cerramos el interruptor  $S_R$  para representar una falla a tierra en otra parte del sistema (dirección de la falla atrás).

Podemos también representar aproximadamente un sistema desbalanceado conectando una fuente Thevenin equivalente en serie con una impedancia en la red de secuencia negativa. En la **Figura 4.4(a)**,  $Z_{LU}$  representa el desbalance de la línea protegida y  $Z_{SU}$  es la impedancia de desbalance correspondiente al resto del sistema.

En el lado del relé el desbalance incluye la asimetría del sistema neutro primario y el desbalance adicional introducido por el transformador de corriente.

En la conexión residual típica del relé para tres transformadores de corriente de fase (CTs) la corriente de secuencia cero medida es adulterada por los errores de los CT; el error de fase-ángulo del CT es particularmente influenciado en este caso.

A lo lejos la mejor solución es la adición de flujo o CT tipo toroidal, porque estos transformadores miden directamente la corriente de secuencia cero y por consiguiente no incluyen errores acumulativos de los CTs de fases. En adición, la relación de CT puede ser tan baja como de 10:1, así proporciona un incremento significativo en la corriente secundaria entregado al relé de protección. Ahora, incrementar la corriente de secuencia cero ofrece más sensibilidad para fallas a tierra.

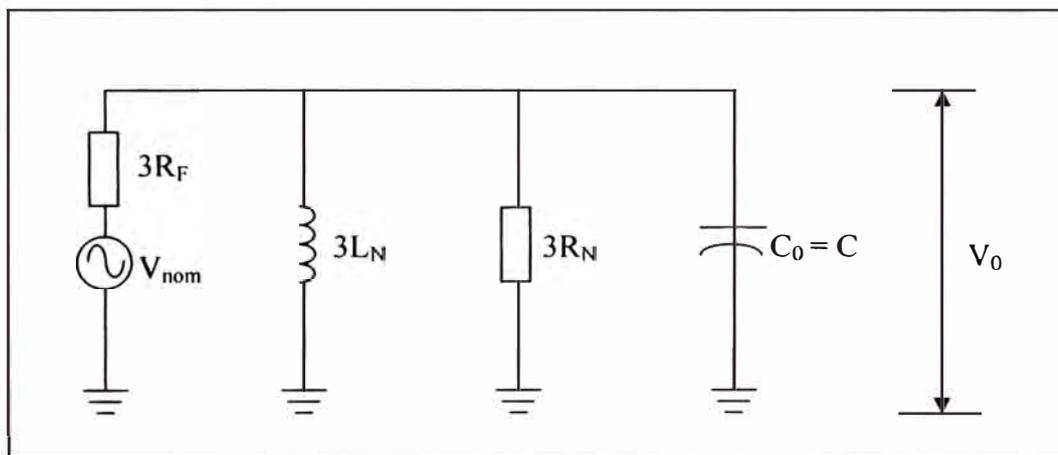
Esto es posible para determinar la impedancia de desbalance  $Z_{LU}$  y  $Z_{SU}$  o su correspondiente admitancia  $Y_{LU}$  y  $Y_{SU}$ . El método de admitancia para detección de falla a tierra sensitiva en circuitos de distribución compensados requiere instrumentos de protección para calcular estos valores de admitancia para el sistema pre-falla para usarlo como referencia. El mismo cálculo es también referencia para una corriente residual del método de compensación en sistemas resonantes. Para calcular el desbalance de admitancia, se debe tener sistema de información para dos diferentes condiciones de sintonización. Típicamente, éstos instrumentos de protección deben controlar la bobina de Petersen. Una obvia restricción para este requerimiento es que el instrumento de protección debe ser localizado dentro de la subestación, a menos que incluya una rápida y segura comunicación externa en el esquema de protección.

Una nueva aproximación para este problema es excluir el efecto de desbalance desde la red de secuencia cero para usar incremental o delta, cantidades. La ventaja de este método es que no requiere control de la bobina de Petersen y que este usa información de la línea protegida. Así, el nuevo tipo de relé de protección puede ser localizado en otra parte del sistema sin la necesidad de tener canales dedicados de comunicación. El incremental voltaje de secuencia cero ( $\Delta V_0$ ) y corriente ( $\Delta I_0$ ) son:

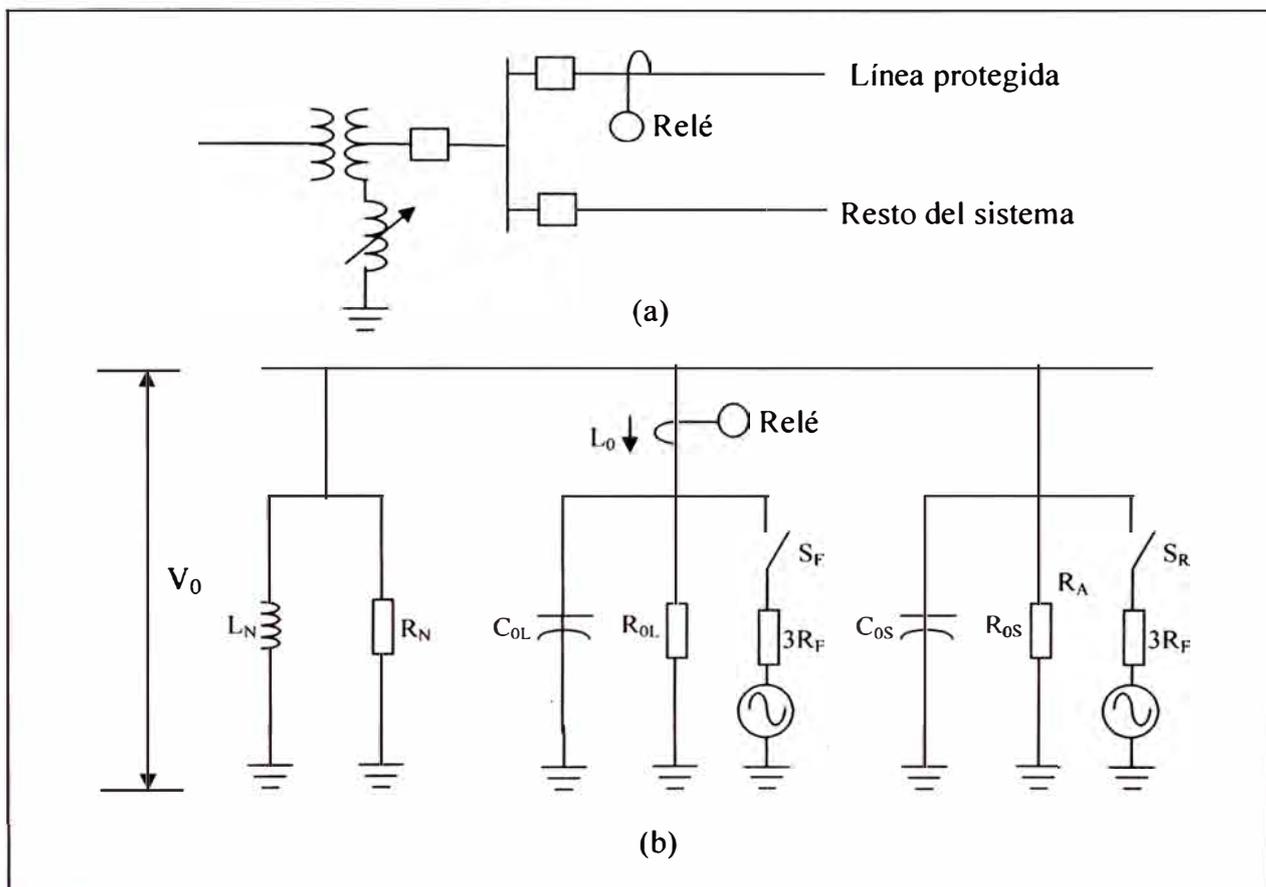
$$\Delta \bar{V}_0 = \bar{V}_{0,FALLA} - \bar{V}_{0,PREFALLA} \quad (4.14)$$

$$\Delta \bar{I}_0 = \bar{I}_{0,FALLA} - \bar{I}_{0,PREFALLA} \quad (4.15)$$

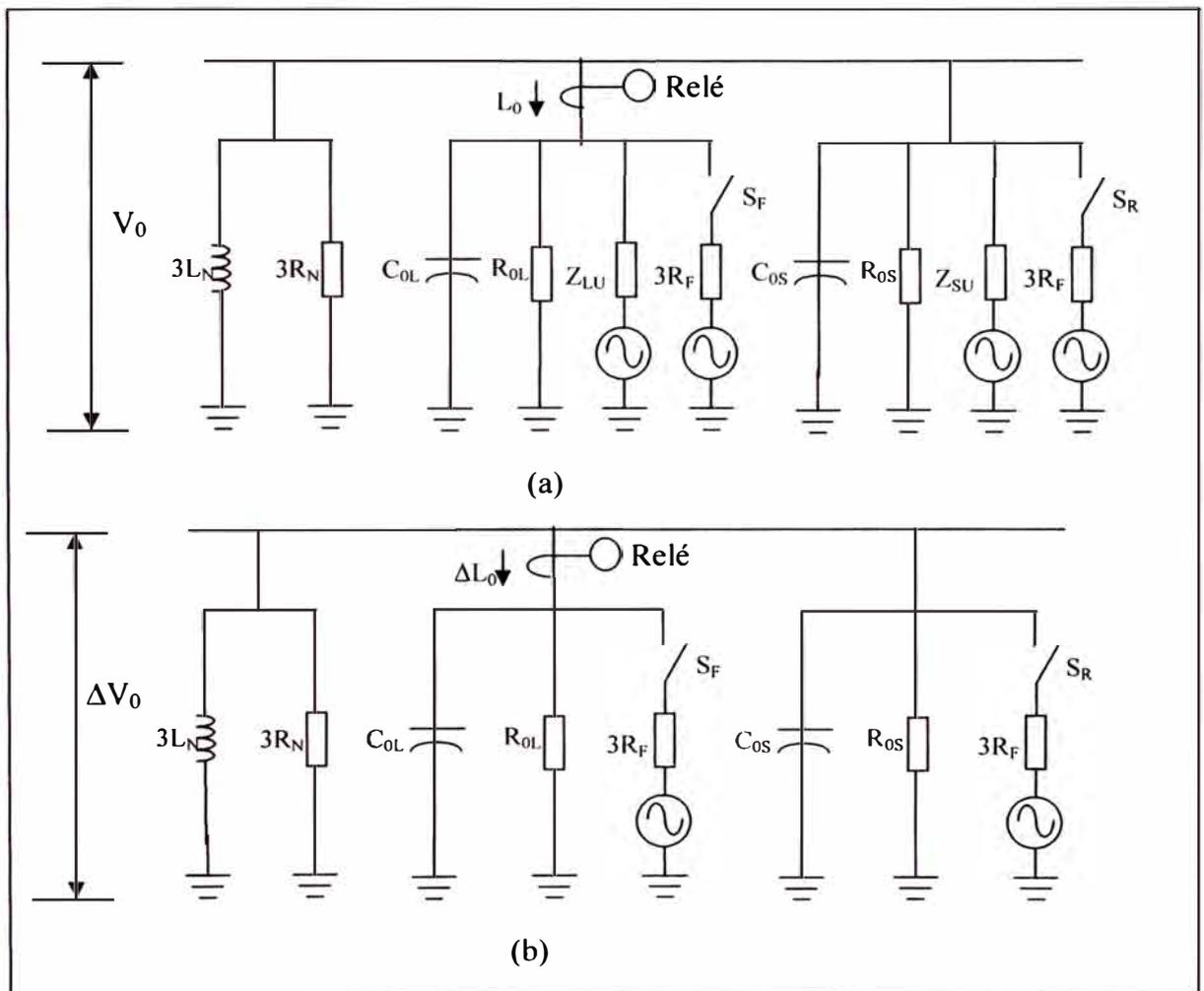
La **Figura 4.4(b)** dibuja la red del sistema de secuencia cero para cantidades incremental. Nota que este solo muestra los componentes necesarios para calcular las cantidades de fallas. Los resultados son independientes de la asimetría del sistema natural y de los errores del CT. La última característica permite un rele con estos nuevos recursos de detección de falla a tierra para ser usados con CTs convencionales. Mientras las cantidades incrementales reducen el error de medición de corriente de secuencia cero, este método no puede superar el problema de corrientes de secuencia cero extremadamente bajas presentadas al rele por las grandes relaciones usadas por los CTs de fases.



**Figura 4.2** Representación de secuencia cero de una falla a tierra en el sistema de la figura 4.1



**Figura 4.3** Sistema de distribución compensado: (a) Diagrama unifilar, (b) Sistema de la red de secuencia cero.



**Figura 4.4** Red de secuencia cero para el sistema de la figura 18(a) Considerando sistema desbalanceado: (a) Cantidades total, (b) Cantidades incremental.

### **4.3 Fallas a tierra en redes de distribución compensado**

El mecanismo de auto extinción por formación de arcos en fallas a tierra en cables no es efectivo como en líneas aéreas porque la avería del aislamiento del cable es generalmente definitivo. Igual si el arco se auto extingue durante el cruce por cero de la corriente, el aislamiento dañado falla otra vez cuando el nivel instantáneo de voltaje fase a tierra alcanza un mayor nivel que la resistencia dieléctrica de daño. El resultado es una falla repetitiva. Una falla a tierra repetitiva produce sobrevoltajes repetitivos en las fases no falladas que pueden eventualmente llevar a estas fases a fallar para crear fallas cruzada por tierra. Conocida la baja probabilidad de auto aclaración, muchas empresas disparan, sin recierre, cables de distribución cuando la protección detecta una falla a tierra. Otra solución es introducir corriente residual de compensación en el sistema de control de la bobina de Petersen. Este sistema reduce la corriente de falla a tierra a cero, así reduciendo el mecanismo de repetición. Esto es posible para operar el sistema con un cable fallado.

En resumen, los tipos básicos de fallas a tierra en redes de distribución compensado son fallas de auto aclaración, fallas repetitivas, y fallas sostenidas. Fallas repetitivas son fallas de auto aclaración que se vuelven repetitivas como resultado de una avería permanente del aislamiento. Fallas sostenidas incluyen todas las fallas permanentes y algunas fallas temporales no aclaradas por el mecanismo de auto extinción del aterramiento resonante.

### **4.4 Métodos de Detección de falla a tierra para redes de distribución compensado**

Los métodos de detección de fallas a tierra para redes de distribución compensado pueden ser clasificados de acuerdo a los componentes de las señales de entrada del relé que ellos usan para detectar la falla. Agrupamos los métodos dentro de las siguientes cuatro clasificaciones:

1. Frecuencia fundamental
2. Basado en armónicos
3. Basado en componentes transitorias
4. Otros

Los métodos incluidos en los dos primeros grupos utilizan información correspondiente al estado estable de la red de distribución fallada; algunos de estos métodos también requiere información de prefalla en estado estable, el método del grupo 3 usa información en el proceso transitorio generado por la falla. El grupo 4 incluye métodos que básicamente usa información en estado estable, pero requiere acciones de control en la bobina de Petersen, o inyección de corriente o de sintonización.

#### **a. Detección de Voltaje**

Las fallas a tierra en sistemas compensados reducen la tensión línea a tierra de la fase fallada y cambia el sistema neutro, incrementando la tensión de secuencia cero del sistema en la mayoría de casos. Ambos, la tensión de secuencia cero y la tensión fase a tierra se han estado usando como indicadores de falla a tierra. Sin embargo, para fallas de alta resistencia el cambio de tensión puede ser muy pequeño. Algunos investigadores han propuesto usar el incremental de tensión de secuencia cero en orden para incrementar la sensibilidad de detección.

Otro problema es que la tensión de secuencia cero tiene casi el mismo valor en toda la red de distribución. La tensión disminuye por la circulación de la corriente de secuencia cero a través de la impedancia de secuencia cero de la línea y transformadores que son muy pequeños comparado a la caída de tensión por la impedancia del sistema fase a tierra. En otras palabras, los métodos de detección de falla a tierra basado en tensión no son selectivos. Ellos detectan la falla a tierra, pero no determinan el elemento fallado. Entonces es necesario manualmente desconectar y recerrar cada alimentador de la subestación para localizar la falla. Estas cortas interrupciones de servicios representan un problema de calidad del servicio. Por esta razón, la detección de tensión es típicamente usado como una función de arranque del método de detección de falla a tierra selectivo en redes de distribución compensado.

#### **b. Método Wattmétrico**

Los métodos de detección de fallas a tierra selectivos requieren información de corriente. Los relés direccionales de secuencia cero son una solución clásica. Para redes aisladas el relé varmétrico responde a la componente cuadratura (imaginaria) de la corriente de secuencia cero con respecto a la tensión de secuencia cero. Para

redes compensadas el relé wattmétrico usa la componente (real) en fase de la corriente de secuencia cero.

Podemos analizar estos métodos de detección de falla, referirse al sistema dibujado en la **Figura 4.3(a)**. La **Figura 4.3(b)** muestra la representación de secuencia cero aproximado para la versión balanceada del sistema.

Para una falla adelante, con el interruptor  $S_F$  cerrado e interruptor  $S_R$  abierto en la **Figura 4.3(b)**, la corriente de secuencia cero del relé,  $I_0$  es:

$$\bar{I}_0 = -\bar{V}_0 \left[ \left( \frac{1}{R_{0S}} + \frac{1}{3R_N} \right) + j(\omega C_{0S} - \frac{1}{3\omega L_N}) \right] \text{ (falla adelante)} \quad (4.16)$$

Para una falla atrás, con el interruptor  $S_F$  abierto e interruptor  $S_R$  cerrado en la **Figura 4.3(b)**, la corriente del relé es:

$$\bar{I}_0 = \bar{V}_0 \left( \frac{1}{R_{0L}} + j\omega C_{0L} \right) \text{ (falla atrás)} \quad (4.17)$$

En sistemas aislados ( $R_N = L_N \rightarrow \infty$ ), la ecuación (4.17) no cambia. Para sistemas aislados la ecuación (4.16) toma la forma:

$$\bar{I}_0 = -\bar{V}_0 \left( \frac{1}{R_{0S}} + j\omega C_{0S} \right) \text{ (falla adelante)} \quad (4.18)$$

En redes compensadas la dirección de la componente cuadratura de  $I_0$  puede cambiar para falla adelante dependiendo de la condición de sintonización del sistema (ver ecuación 4.16). Esta dirección depende del valor de la equivalente capacitancia de secuencia cero de las líneas no falladas,  $C_{0S}$ , y de la inductancia paralelo equivalente de secuencia cero de la bobina de Petersen,  $3L_N$ . La **Figura 4.5** muestra el diagrama fasorial de la falla a tierra en redes compensadas. Para fallas atrás  $I_0$  muestra la misma conducta como en un sistema aislado. Para fallas adelante la posición angular de  $I_0$  con respecto a  $V_0$  pueden variar ampliamente. La componente cuadratura de  $I_0$  es negativo, como en un sistema aislado en una red subcompensado (subsintonizado), y positivo en una red sobrecompensado. En cambio, el signo de fase, activa, componente de  $I_0$  es siempre positivo para fallas atrás y negativo para fallas adelante. Podemos usar un wattmétrico rele direccional teniendo la siguiente cantidad de salida (\* = conjugada compleja)

$$W = \text{Re} [ V_0 \bullet I_0^* ] = V_0 I_0 \cos \phi_0 \quad (4.19)$$

Nosotros podemos comparar  $W$  con el umbral positivo y negativo ( $+\varepsilon$  y  $-\varepsilon$ ). Entonces  $W < -\varepsilon$  indica una falla adelante y  $W > \varepsilon$  indica una falla atrás. La característica operación del relé wattmétrico es también representado en la **Figura 4.5**.

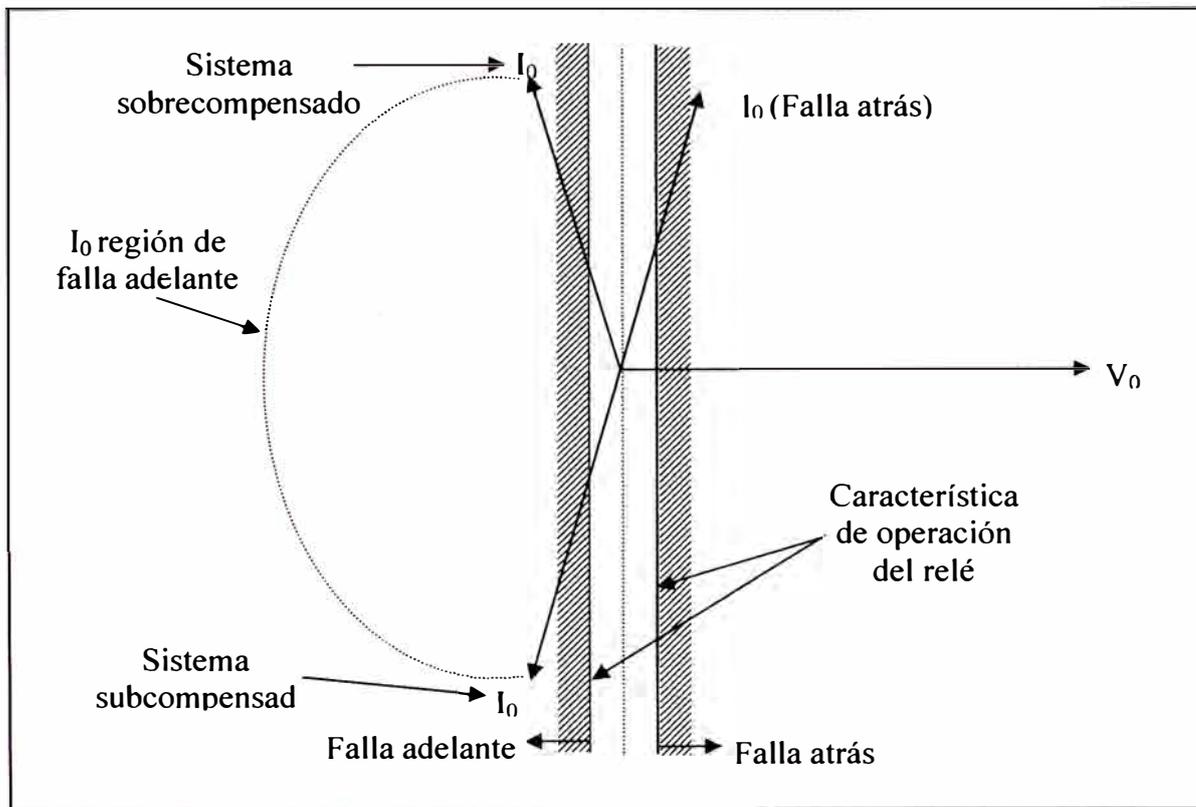
La **Figura 4.6** dibuja un diagrama lógico simplificado para un elemento wattmétrico. La componente activa de  $I_0$  es muy bajo durante fallas a tierra. Así el relé debe ser muy sensible ( $\varepsilon$  debe ser muy pequeño). Para evitar operaciones del relé durante condiciones normales del sistema, adicionar una función de arranque que responde a la magnitud de  $V_0$ . Entonces la sensibilidad del relé wattmétrico es determinado por la sensibilidad del elemento  $V_0$ . El valor del umbral  $V_0$  debe ser más grande que el valor de  $V_0$  por desbalances del sistema normal. Un típico ajuste es 20% del voltaje del sistema nominal.

El método wattmétrico ha estado en uso por muchos años en sistemas compensados. Esto es simple, seguro, y confiable para fallas a tierra de baja resistencia. Sin embargo, el requerimiento de detección de  $V_0$  limita la sensibilidad del método wattmétrico para fallas de alta resistencia. Otro inconveniente es que el método es muy sensible a problemas de precisión del CT. En la conexión típica residual del relé de tres CT's, el error de ángulo puede producir un cambio en el signo del elemento de salida,  $W$ . Una cuidadosa calibración de los CT's es una posible solución, pero los CT toroidales son mayormente recomendados para los relés wattmétricos.

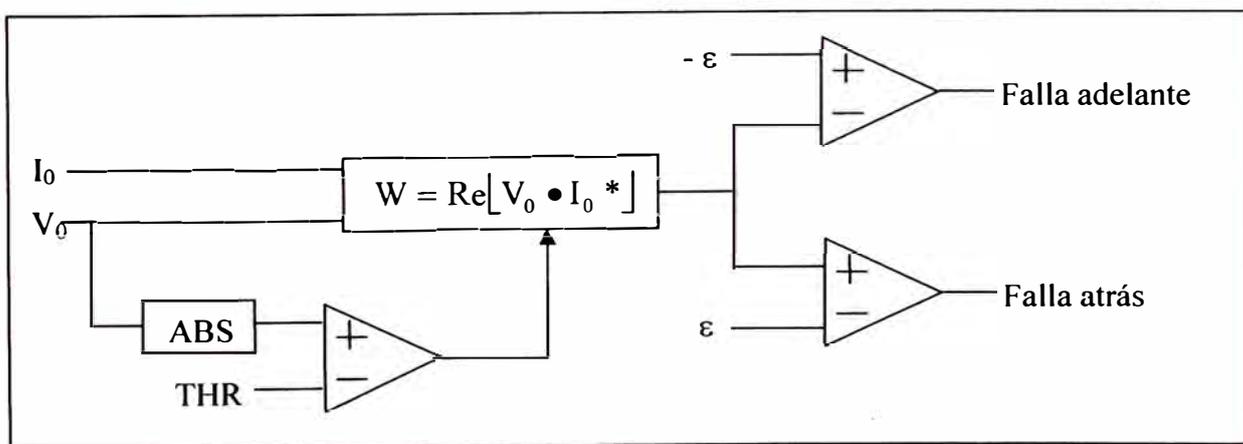
Algunas empresas usan reles de tensión de secuencia cero para detectar fallas a tierra en sistemas compensados y automáticamente conectan una resistencia en paralelo con la bobina de Petersen o un devanado auxiliar de la bobina. Para fallas de alta resistencia, conectando la resistencia reduce la tensión de secuencia cero sin incrementar la corriente de secuencia cero; la salida del elemento wattmétrico de hecho decrece. La otra limitación de este método es la reducida sensibilidad debido al uso de la tensión de secuencia cero para detección de falla.

Nosotros podemos aplicar el método wattmétrico para detección de fallas a tierra en todos los tipos de sistemas de distribución que tienen bajos valores de corrientes de fallas a tierra. Este incluye neutro aislado, aterrado de alta impedancia y sistemas compensados. Sin embargo para sistemas de neutro aislado el método

varmétrico proporciona mayor sensibilidad que el método wattmétrico, porque la componente cuadratura de la corriente de secuencia cero es siempre más grande que la componente en-fase para fallas a tierra en este sistema.



**Figura 4.5** Diagrama fasorial típico para fallas a tierra y característica de operación del rele Wattmétrico en una red compensada.



**Figura 4.6** Diagrama lógico simplificado de un elemento del rele Wattmétrico.

## CAPÍTULO V PRUEBAS Y MEDICIONES

### 5.1 Cálculo de la resistencia de falla

La corriente de falla podemos expresarlo de la siguiente forma:

$$I_{1\phi} = \frac{3E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R_f} \quad (5.1)$$

Donde:

$I_{1\phi}$  : corriente de falla monofásica.

E : tensión de fase.

$Z_1, Z_2, Z_0$  : impedancia de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente.

$R_f$  : resistencia de falla.

Para una falla a tierra en las barras de 10kV de las subestaciones, la suma de las impedancias  $Z_1, Z_2, Z_0$ , será prácticamente  $X_{C0}$  (reactancia capacitiva equivalente fase-tierra de secuencia cero, de todo los alimentadores de 10kV).

Luego tendremos, aproximadamente:

$$I_{1\phi} = 3I_0 \cong \frac{3E}{3R_f - jX_{C0}} \quad (5.2)$$

Considerando únicamente magnitudes:

$$R_f \cong \frac{1}{3} \sqrt{\left(\frac{3E}{I_{1\phi}}\right)^2 - X_{C0}^2} \quad (5.3)$$

### 5.2 Antecedentes de pruebas de falla a tierra realizadas en Electrolima

#### 5.2.1 Pruebas de falla a tierra realizada en 1977

Las pruebas fueron realizadas para analizar los valores de corriente y tensión de falla a tierra en los diferentes tipos de terrenos.

Para la prueba de falla franca a tierra se conectó sin tensión la fase R del alimentador seleccionado a la malla de puesta a tierra de la subestación de transmisión; y después se energizó el circuito.

Para la prueba con resistencia de falla se conecto el conductor de la fase R de un tramo de la red aérea del alimentador y se dejo reposar dicho conductor (aproximadamente 20 m) sobre el terreno, energizando después el circuito. Los resultados de ambas pruebas se muestran en el ANEXO A

Se observa que la característica de la corriente de falla es del tipo resistivo-capacitivo. La magnitud de la corriente de falla a tierra ( $3I_0$ ) es inferior a la corriente nominal, por lo tanto este valor no puede ser captada por un relé convencional de sobrecorriente. La corriente de falla a tierra ( $3I_0$ ) tiene una característica capacitiva ( $90^\circ$  adelantado con respecto a la tensión homopolar).

### **5.2.2 Pruebas de falla a tierra realizada en 1979**

Las pruebas fueron realizadas para determinar los valores de resistencia de falla, para lo cual las pruebas de una fase a tierra se realizaron en dos formas: en puntos cercanos y en puntos lejanos de las subestaciones.

En el ANEXO B se muestra los valores de resistencia de falla ( $R_f$ ) que fueron calculados en base a las pruebas efectuadas en las subestaciones seleccionadas, utilizando el valor de la reactancia capacitiva de secuencia cero, en las pruebas que se midió la tensión homopolar y la corriente de falla.

Los valores de la corriente de falla, presentados en el mismo cuadro, por intervalos de tiempo, corresponden a magnitudes promedio de los diversos intentos de falla que se efectuaron en el punto escogido.

De las pruebas realizadas se observa que los valores de resistencia de falla, con excepción de las pruebas efectuadas en la subestaciones Balnearios y Santa Rosa, disminuyen cuando la prueba se realizó a mayor distancia de la subestación. Esto puede deberse a las diferencias entre las condiciones de la zona (resistividad, humedad, ionización, longitud del conductor en contacto con el terreno) en uno y otro punto de falla.

En general los valores de resistencias de falla encontrados en las pruebas, salvo aquellos de la subestación Chavarría, son aceptables, no excediéndose del orden de las centenas de ohmios.

Con respecto a los únicos valores elevados de resistencia de falla, encontrados en las pruebas de la subestación Chavarría, esto podría deberse a que, siendo el inicio de los oscilogramas de corriente, los primeros instantes de la onda no

corresponderían necesariamente a una corriente de falla, sino más bien, a la corriente capacitiva propia de la troncal (del orden de 4 Amp) en cuyo caso, deberíamos considerar el inicio de la corriente de falla a los 215 mseg., que se señala en el cuadro, y excluir los valores previos de la resistencia de falla.

### **5.3 Pruebas en el laboratorio del relé de falla a tierra realizada en Luz del Sur**

Las pruebas en laboratorio son realizadas para determinar la correcta operatividad de los relés de protección, así como también para verificar las funciones de protección antes de ser instalados los equipos en campo.

#### **5.3.1 Protocolo de pruebas**

El protocolo de prueba es el documento en cual se registran los valores que se obtiene en la ejecución de las pruebas en el laboratorio, se considera los siguientes criterios:

- Los datos importante de las características técnicas del relé.
- Los valores de calibración de las funciones de protección.
- Los valores de arranque de la función de protección, por cada fase.
- Los tiempos de actuación de la función de protección, por cada fase.
- Las señalizaciones del panel frontal del relé.
- Las indicaciones en el display del panel frontal del relé.
- Verificación de la direccionalidad de la función de falla a tierra.

#### **5.3.2 Plano de conexión del relé de protección**

Para realizar la prueba se debe tener el plano de conexiones del sistema de protección, en el cual se debe identificar claramente las siguientes partes del relé de protección:

- La entrada de alimentación del relé.
- Las entradas de señales analógicas de corriente, de fases y neutro
- Las entradas de señales analógicas de tensión, de fases y neutro.
- La salida de disparo al interruptor de potencia.
- Las salidas digitales para las señales de acuerdo a las funciones activadas.
- El punto de tierra de los equipos.

### 5.3.3 Ejecución de la prueba de laboratorio

Antes de iniciar la prueba se debe conectar las señales de corriente y tensión de la maleta de prueba al relé de protección, de acuerdo a los planos de conexión del sistema de protección.

La maleta de prueba debe contar con fuentes de corriente trifásica, fuentes de voltaje trifásico y un temporizador digital. Todos los equipos a usar en las pruebas deberán estar debidamente puestos a tierra.

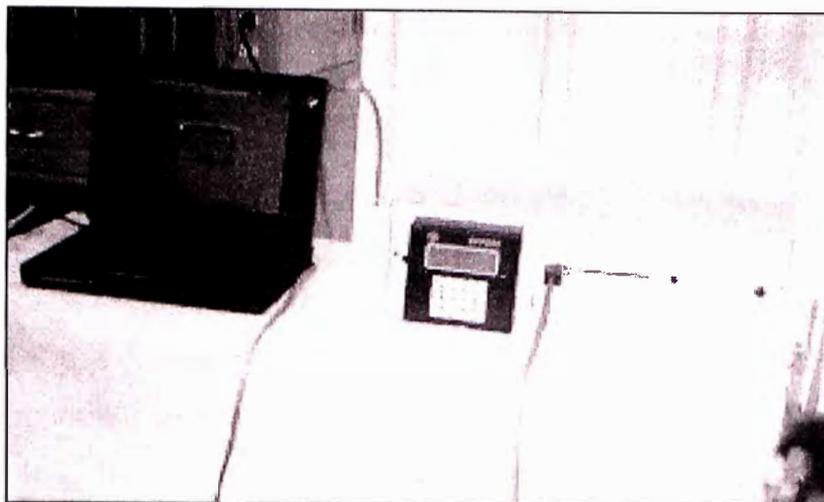
El procedimiento para realizar la prueba es el siguiente:

- 1°. Poner la tensión homopolar en un valor mayor al ajustado, y proceder a incrementar muy lentamente la corriente hasta conseguir el valor de arranque de la corriente homopolar.
- 2°. Poner la corriente homopolar en un valor mayor al ajustado, y proceder a incrementar muy lentamente la tensión hasta conseguir el valor de arranque de la tensión homopolar.
- 3°. Para determinar los tiempos de actuación, se ingresaran valores de corriente homopolar y tensión homopolar mayores al del valor de arranque determinados en los pasos anteriores.
- 4°. Después de obtener la orden de disparo del relé de protección, se verificará las señalizaciones del panel frontal del relé y las indicación del display.
- 5°. Para determinar la correcta direccionalidad del relé se procederá a invertir el ángulo de desfase de  $90^\circ$  a  $-90^\circ$ , en esta condición no debe dar la orden de disparo.

Todos los parámetros obtenidos en la prueba se registrarán en el protocolo de pruebas.

Para probar la función de falla a tierra, se debe conectar un juego de corriente monofásico en la entra analógica del sensor de falla a tierra sensitivo ( $3I_0$ ) y un juego de tensión monofásica ó tensiones trifásicas (dependiendo el tipo de relé), que debe ser conectado al sensor de tensión homopolar, y entre ambos juegos debe haber un desfase de  $90^\circ$ .

Adicionalmente se debe probar la función de sobrecorriente de neutro  $5I_N$ , que será habilitado como respaldo para altos valores de corrientes de fallas a tierra.



**Figura 5.1** Pruebas en laboratorio de relés de falla a tierra

## **5.4 Pruebas en el campo del relé de falla a tierra realizada en Luz del Sur**

### **5.4.1 Consideraciones preliminares**

Seleccionar los alimentadores para las pruebas en base a los siguientes criterios:

- Longitud de red aérea.
- Recorrido de las redes por zonas pobladas.
- Índice de ocurrencia de fallas a tierra.
- Ubicación de las subestaciones.

Para la asignación de responsabilidades y las tareas para la ejecución de la prueba se realizaron reuniones con la participación de todos los sectores involucrados, en donde se consideraron los siguientes puntos:

**Primero:** Responsable de la prueba de caída de conductor, sus tareas son:

- Coordinar con Centro de Control lo concerniente a las pruebas, hora de inicio, unidades de operación, medio de comunicación, etc.
- Acondicionamiento del circuito para la realización de las pruebas (Instalación de postes y de conductor en el lugar de las pruebas)
- Coordinación con el área de protecciones los parámetros de ajuste de los relés.
- Elaborar el procedimiento a seguir el día de las pruebas.

**Segundo:** Responsable de maniobrar los circuitos con tensión (Unidad de Redes Energizadas), sus tareas son:

- Realizar el enlace de la red provisional a la red de 10kV con tensión y soltar el conductor al suelo.
- Comunicar a las personas involucradas el instante en que se suelte el conductor.
- Desconectar la red provisional de la red de 10kV lo más rápido posible para poder normalizar el circuito.
- Coordinar con Centro de Control el momento de enlazar la red provisional a la red de 10kV y el momento de desconectar la red provisional de la red.

**Tercero:** Responsable de ejecución de las maniobras, sus tareas son:

- Disponer de 03 unidades de operación para la realización de la prueba (SET, SED y en el lugar de la prueba)
- Coordinar con Centro de Control la normalización de los interruptores de potencia de los circuitos después de cada prueba.
- La unidad de operación ubicada en lugar de las pruebas se comunicara con Centro de Control momentos antes de cada prueba y dará el pase a la URE para que suelte el conductor.

**Cuarto:** Responsable de coordinar la operación de los circuitos (Centro de Control):

**Quinto:** Responsable de la comunicación, sus tareas son:

- Seleccionar el sistema de comunicación adecuado.
- Suministrar los equipos necesarios para una adecuada comunicación.

**Sexto:** Responsable de las coordinaciones de seguridad

**Sétimo:** Responsable de la operación del sistema de protección, sus tareas son:

- Instalación y verificación de los relés.
- Revisión y calibración de los ajustes de los relés.
- Instalación de registradores para censar los valores de tensión y corriente homopolar.
- Normalizar los ajustes de la protección, luego de finalizada la prueba.
- Elaborar el informe final con los detalles de la prueba.

Así mismo se debe elaborar un esquema del circuito en donde se realizará la prueba, en el cual se debe indicar la siguiente información:

- Ubicación de los relés de protección, indicando el tipo de relé y el estado de los dispositivos (activado o desactivado).
- Ubicación del punto donde se realizará la caída del conductor a tierra.

- La disposición del personal responsable en los diferentes lugares del circuito de prueba.

Para un mejor seguimiento de las pruebas por todo el personal involucrado se debe preparar una secuencia cronológica de los eventos.

#### **5.4.2 Ejecución de la prueba en campo**

Las pruebas en campo de una fase a tierra en Luz del Sur se realizaron para verificar la operatividad de los relés de fallas a tierra instalados en un sistema con neutro aislado, en el ANEXO C se observa los valores obtenidos en las diferentes pruebas realizadas.

El procedimiento para realizar la prueba en campo se tiene en el ANEXO D, las pruebas realizadas fueron clasificadas de la siguiente forma:

**Tipo A:** Conectando directamente una fase a la malla de tierra y después se energiza el circuito.

**Tipo B:** Dejando caer el conductor de una fase a tierra, con tensión, de la red de distribución.

**Tipo C:** Dejando el conductor de una fase a tierra de la red de distribución y después se energiza el circuito.

#### **5.5 Registros de oscilografía de los relés de falla a tierra.**

Para graficar el comportamiento de las señales analógicas de corriente y tensión que el relé sensa cuando se produce una falla a tierra mostraremos algunas oscilografías registrados.

##### **5.5.1 Falla a tierra hacia atrás del relé.**

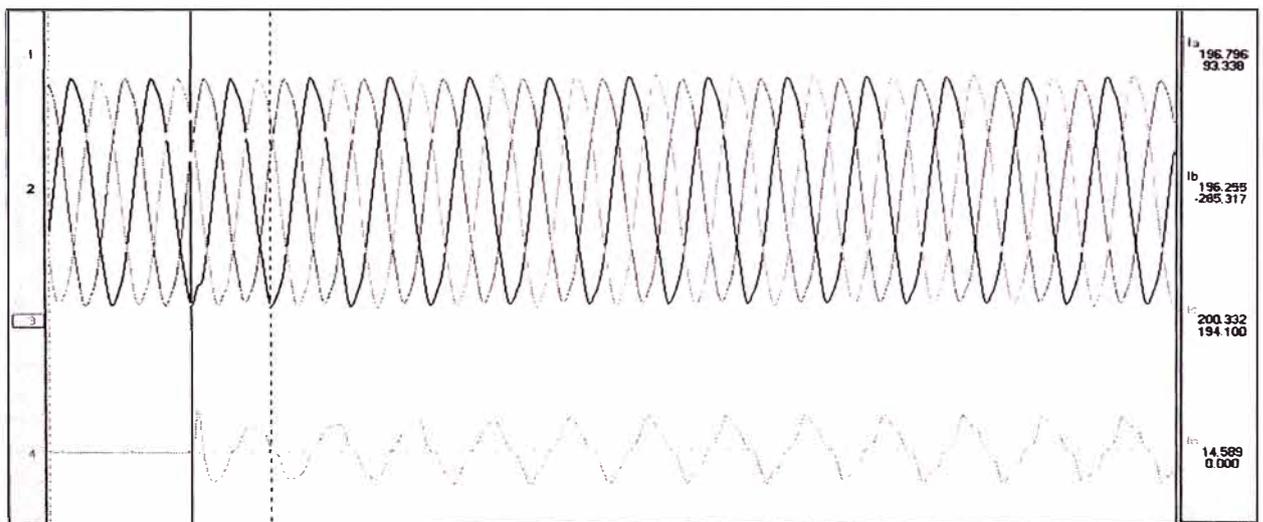
En la **Figura 5.2** se muestrean las señales analógicas de las 03 corrientes de fases y la corriente homopolar, se puede observar que en el instante en que se produce la falla a tierra los valores de corriente de las tres fases prácticamente no varían, pero si aparece una corriente homopolar que alcanza un valor 14 Amperios, también se observa que la forma de la corriente homopolar es una onda triangular.

En la **Figura 5.3** se muestra las señales analógicas de las 03 tensiones fase a tierra y la tensión homopolar, se puede observar que en el momento de producirse la falla a tierra los valores de tensión de las dos fases sanas aumentan prácticamente a la tensión fase a fase y la tensión homopolar aparece alcanzando un valor 16kV,

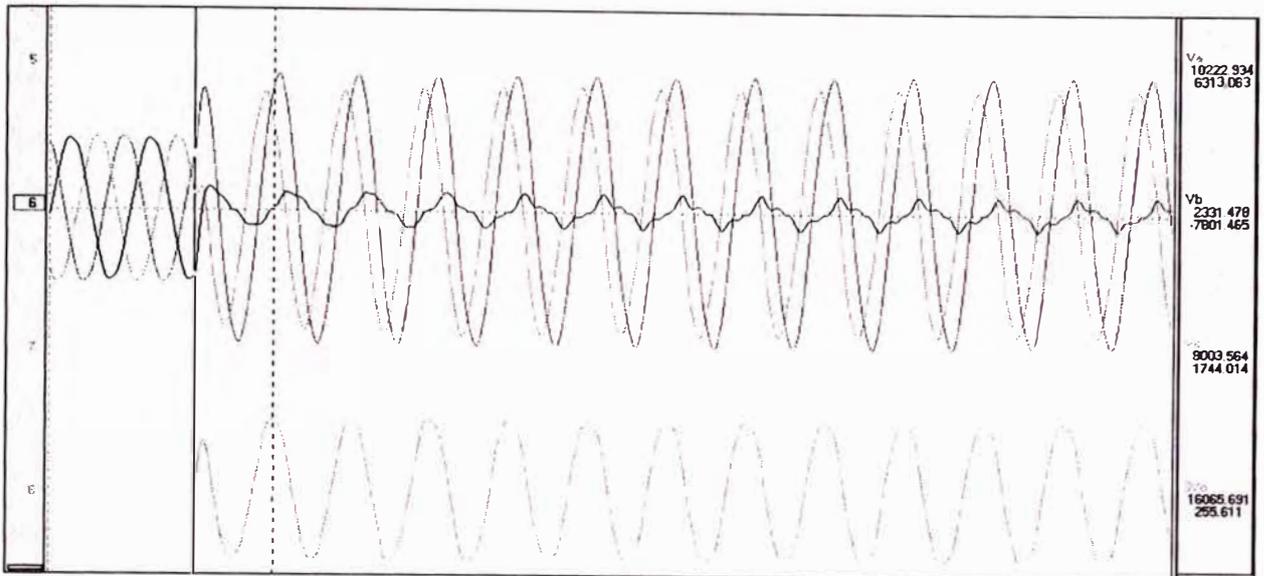
también se observa que la forma de la tensión homopolar es una onda senoidal a la misma frecuencia del sistema.

En la Figura 5.4(a) se muestra el diagrama fasorial de las corrientes y tensiones antes de ocurrir la falla a tierra, se puede observar que los fasores están desplazados  $120^\circ$  y la corriente esta en atraso en comparación con la tensión (carga inductiva)

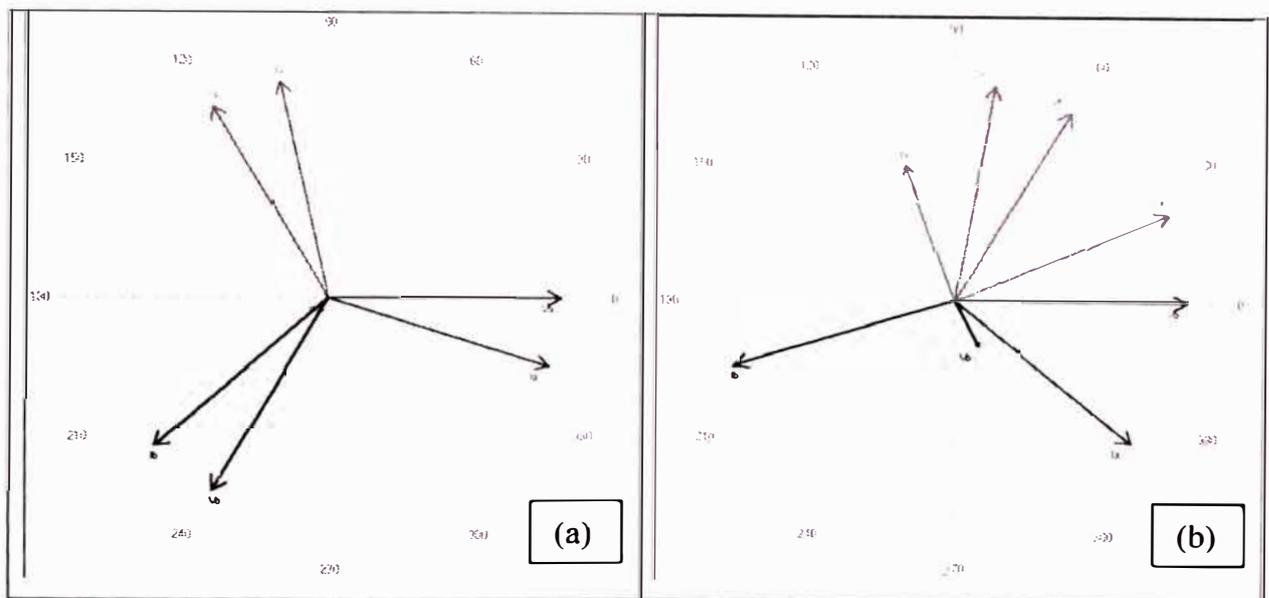
En la Figura 5.4(b) se muestra el diagrama fasorial de las corrientes y tensiones después de ocurrir la falla a tierra, se puede observar que el fasor  $V_B$  disminuye (fase que se va a tierra) y aparecen los fasores de la corriente y tensión homopolar, en el cual se observa que la corriente homopolar esta aprox.  $90^\circ$  adelantado con respecto a la tensión homopolar indicando que la falla a tierra está hacia atrás del circuito que esta protegiendo. Por lo tanto, para esta falla no le corresponde actuar a éste relé.



**Figura 5.2** Señales analógicas de las corrientes de las 03 fases y de la corriente homopolar



**Figura 5.3** Señales analógicas de las tensiones de las 03 fases y de la tensión homopolar



**Figura 5.4** Diagramas fasoriales de una falla a tierra hacia atrás del relé

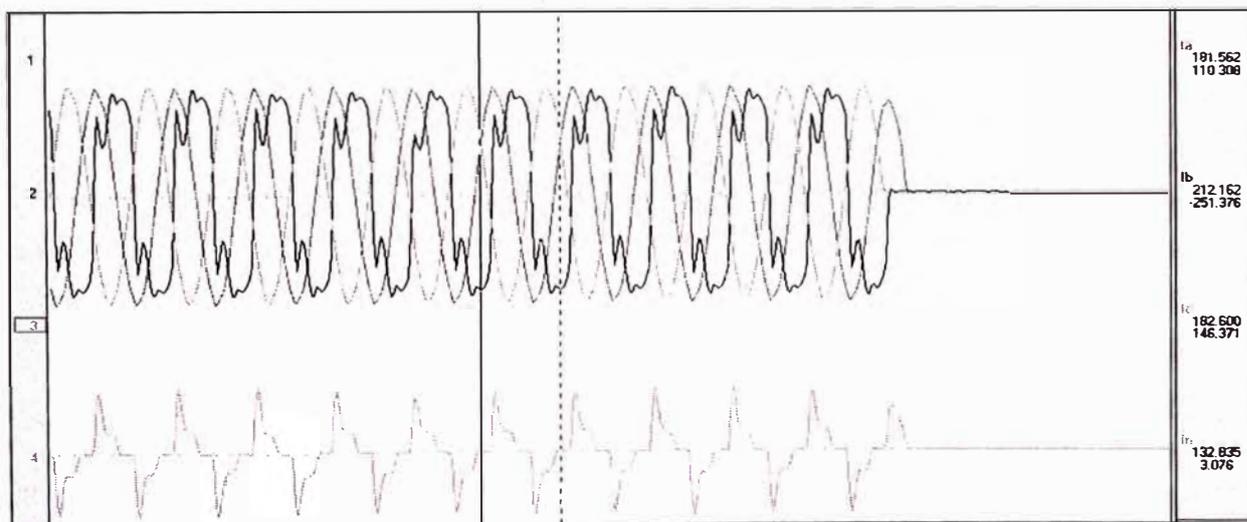
### 5.5.2 Falla a tierra hacia delante del relé

En la **Figura 5.5** se muestran las señales analógicas de las 03 corrientes de fases y la corriente homopolar, el registro se inicia estando presente una falla a tierra, se observa que los valores de corriente de las tres fases en amplitud no varían (la distorsión es por las armónicas impares), y la corriente homopolar que alcanza tiene un valor 132 Amperios, también se observa que la corriente homopolar tiene una forma de onda triangular.

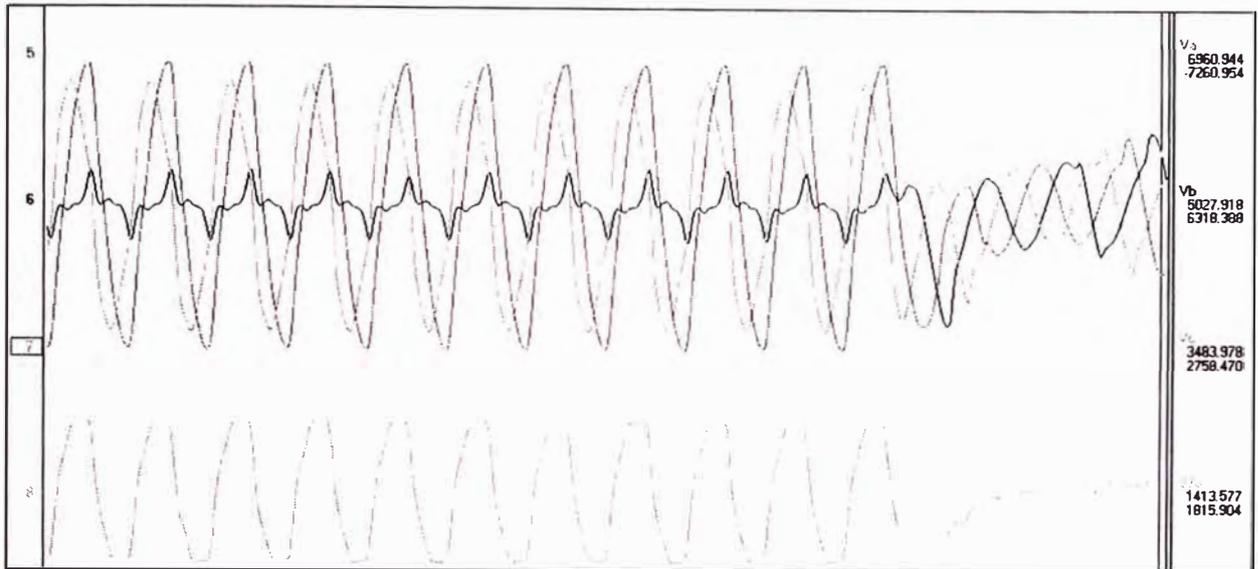
En la **Figura 5.6** se muestran las señales analógicas de las 03 tensiones fase a tierra y la tensión homopolar, los valores de tensión de las dos fases sanas tienen prácticamente la tensión fase a fase y la tensión homopolar ha alcanzado un valor 14kV, también se observa que la tensión homopolar tiene una forma de onda senoidal a la misma frecuencia del sistema.

En la **Figura 5.4(a)** se muestra el diagrama fasorial de las corrientes y tensiones cuando esta una falla a tierra, se puede observar que el fasor  $V_B$  es menor en comparación a las otras dos (fase que se va a tierra), se observa que la corriente homopolar esta aprox.  $90^\circ$  retrazado con respecto a la tensión homopolar indicando que la falla a tierra es hacia delante del circuito que esta protegiendo. Por lo tanto, para esta falla si le corresponde actuar a éste relé.

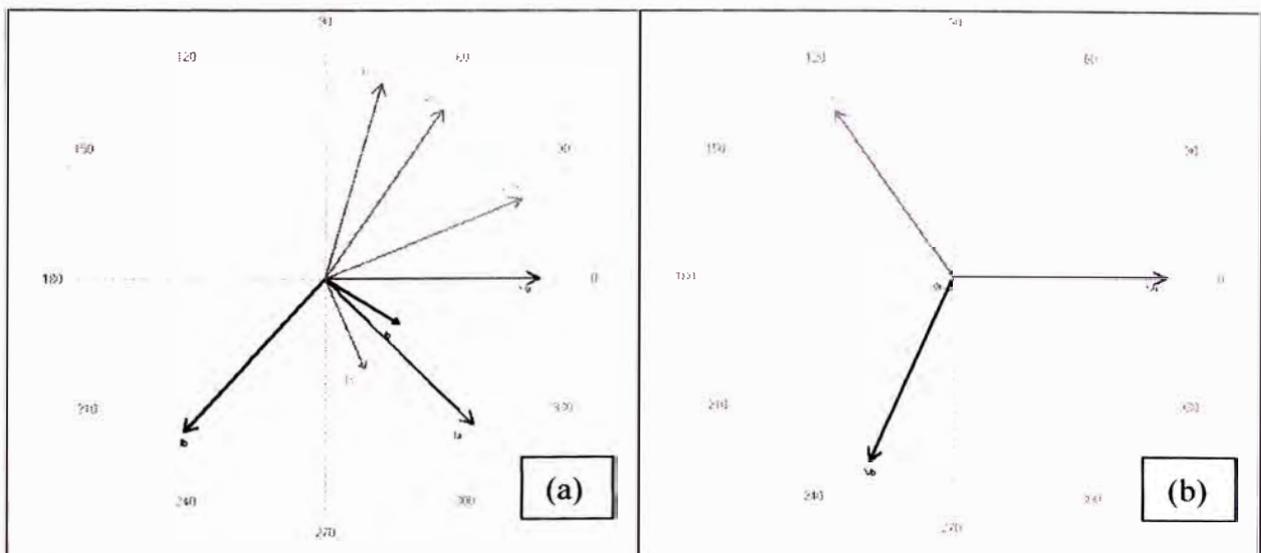
En la **Figura 5.7(b)** se muestra el diagrama fasorial de las corrientes y tensiones, después de que la falla ha sido despejada, se observa que sólo se tiene los fasores de tensión



**Figura 5.5** Señales analógicas de las corrientes de las 03 fases y de la corriente homopolar



**Figura 5.6** Señales analógicas de las tensiones de las 03 fases y de la tensión homopolar



**Figura 5.7** Diagramas fasoriales de una falla a tierra hacia adelante del relé

## **CAPÍTULO VI ANÁLISIS DE RESULTADOS**

### **6.1 Alternativas planteadas**

Las magnitudes de falla a tierra dependen del método del sistema de aterramiento. Sistemas aterrados sólidamente y con baja impedancia pueden tener altos niveles de corrientes de falla a tierra. Estos altos niveles de corriente típicamente requieren abrir el circuito para eliminar la falla del sistema. Los relés de sobrecorriente a tierra y sobrecorriente direccionales son típicas soluciones de protección de falla a tierra para estos sistemas; sin embargo, detección de fallas a tierra de alta impedancia son difíciles de detectar.

Los sistemas con neutro aislados no tiene la conexión a tierra intencional. En una falla de una sola fase a tierra en éste sistema, de acuerdo a lo analizado en el capítulo tres, el único camino para fluir las corrientes de tierra es a través de las capacitancias distribuidas fase a tierra del sistema circundante y de las otras dos fases no falladas del circuito.

En redes de distribución compensado o aterrado resonante el sistema es aterrado a través de un reactor de impedancia variable conectado al neutro del secundario del transformador de potencia o al neutro del banco de aterramiento. Este reactor compensa las capacitancias fase a tierra, de tal forma que la red de secuencia cero se hace un camino de impedancia muy alto. El reactor conocido como bobina de Petersen, permite ajustar el valor de la inductancia para conservar la condición de afinación del sistema para diferentes topologías de la red.

En el capítulo cuatro se analizó los sistemas compensados, en el cual proporciona auto extinción del arco de fallas en líneas aéreas para cerca del 80% de las fallas a tierra temporales. Sistemas aterrados con alta impedancia son aterrados a través de un reactor ó resistencia de alta impedancia igual o ligeramente menor que la reactancia capacitiva a tierra del total del sistema. La resistencia del neutro es de

alto valor tal que fallas a tierra en éstos sistemas tienen características muy similares a los sistemas aterrado resonante.

Se observa que para fallas a tierra en sistemas con neutro aislado y sistemas compensados, el triangulo de tensión fase a fase no se afecta, esto hace posible continuar la operación del sistema en condiciones de falla. Por lo que para ambas alternativas, el sistema debe tener un nivel de aislamiento fase a fase y todas las cargas deben estar conectadas fase a fase.

La protección contra falla a tierra para estos dos sistemas requieren relés de alta sensibilidad porque la corriente de falla es muy bajo comparado a los sistemas aterrados solidamente.

Las alternativas para solucionar el problema de los valores bajos de la corriente de falla que se producen en una falla a tierra en un sistema de 10KV con neutro aislado, son las siguientes:

- a) **Alternativa 1:** Proveer al sistema de distribución equipos (relés de protección) que detecten estos valores bajos de corriente de falla a tierra.
- b) **Alternativa 2:** Modificar el sistema de distribución, mediante la conexión a tierra, a través de una bobina de Peterson.

## **6.2 Análisis de alternativas**

El principal objetivo del sistema de aterramiento es minimizar la tensión y el esfuerzo térmico en los equipos, proporcionar seguridad a la persona, reducir interferencias en los sistemas de comunicación, y dar asistencia en rápida detección y eliminación de fallas a tierra, en el ANEXO E se tiene un cuadro de comparación de los diferentes sistemas de aterramiento.

Con excepción del esfuerzo de tensión, la operación de un sistema con neutro aislado o aterrado resonante restringe la magnitud de corriente de falla a tierra y logra los demás objetivos listados arriba. El inconveniente de éstos métodos de aterramiento es que ellos crean problemas de sensibilidad (protección) en la detección de falla. Nosotros podemos crear un sistema de aterramiento que reduce el esfuerzo de tensión a costa de grandes magnitudes de corriente de falla. Sin embargo, en tal sistema el circuito fallado debe ser desenergizado inmediatamente para evitar esfuerzos térmicos, interferencia en canales de comunicación, y riesgos en la seguridad humana.

### **6.2.1 Sistema no aterrado o neutro aislado**

Para este sistema, dos factores limitan la magnitud de la corriente de falla, la secuencia cero de la capacitancia línea a tierra y la resistencia de falla. Pero el triángulo de tensiones no se altera, este sistema puede quedar operando sostenidamente durante fallas de baja magnitud.

Auto extinción de fallas a tierra en líneas aéreas no aterradas es posible para bajos valores de corriente de fallas a tierra. Para mayores magnitudes de corriente de falla, las fallas son menos probables a auto extinguirse en el natural cruce por cero de la corriente de falla debido a la alta tensión de recuperación transitoria.

Para detectar los valores de falla a tierra se requieren que los reles de protección tengan una sensibilidad muy baja para las señales de corriente y tensión de secuencia cero. Este método de detección de falla tiene que ser selectivo, un elemento direccional a tierra es la alternativa para la desconexión. Este elemento responde a la componente cuadratura de corriente de secuencia cero con respecto a la tensión de secuencia cero y debe diferenciar si las fallas a tierra son adelante (en el cual debe operar) y fallas a tierra atrás (en el cual no debe operar).

### **6.2.2 Sistema compensado**

En este método de aterramiento, el sistema es aterrado a través de un reactor de alta-impedancia, idealmente sintonizado para la capacitancia total fase a tierra del sistema. El reactor de impedancia variable es llamado bobina de Petersen. Esto es también conocido como una bobina de supresión de arco o neutralizador de falla a tierra. La bobina es típicamente conectado al neutro del transformador de distribución o un transformador de aterramiento zig-zag. Cuando la capacitancia del sistema es igualado por la inductancia de la bobina, el sistema es totalmente compensado o 100% sintonizado. Si la inductancia del reactor no iguala a la capacitancia del sistema, el sistema no es sintonizado, y puede estar sobre o sub compensado, dependiendo de la relación entre la inductancia y capacitancia.

Instalaciones que usan reactor de valor fijo, para disminuir los costos, tienen condiciones de sintonización de sub o sobre compensado, dependiendo de la configuración de la red de distribución. El cambiador de tap del reactor permite un control manual o automático de la condición de sintonización. Instalaciones modernas incluyen un reactor de núcleo móvil equipado con un sistema de control

para proporcionar un 100% de sintonización para todas las condiciones de operación del sistema.

Un sistema con aterramiento compensado puede reducir la corriente de falla a tierra cerca de 3 a 10 % al de un sistema no aterrado. Para 100% de sintonización, las pérdidas activas de la bobina, sistema de armónicos y la corriente de fuga activa del sistema determinan la magnitud de la corriente de falla. Métodos de compensación de corriente residual inyectan una corriente a través del reactor al sistema durante la falla, reduciendo la corriente de falla casi a cero.

Detección de fallas de alta impedancia en circuitos de distribución compensados requieren un dispositivo con una entrada de corriente residual muy sensitivo. El método direccional es el elemento más usado. Sin embargo, el alcance resistivo de falla a tierra de este elemento es limitado por el elemento de ajuste de sobrevoltaje de secuencia cero.

La apertura de los circuitos para fallas permanentes frecuentemente detectan primero la falla por medición de tensión de secuencia cero y después automáticamente cambia la condición de aterramiento del sistema. Este cambio de operación es intencional para mejorar la sensibilidad de la selectiva protección de falla a tierra. El cambio de operación tiene un retraso intencional de varios segundos para permitir al sistema compensado a extinguir el arco para falla temporal.. La practica es hacer un by-pass al reactor con un solo polo del interruptor. Otra alternativa es conectar un resistor en paralelo con la bobina de Petersen o a un auxiliar devanado de la bobina de Petersen.

### **6.3 Alternativa seleccionada**

De acuerdo al análisis realizado para ambas alternativas el equipamiento del sistema eléctrico tiene que ser para una tensión fase a fase, para medir las corrientes de falla requieren relés de falla a tierra sensitivos y direccionales. Para sensar las señales de corrientes requieren transformadores toroidales.

Para mejorar los valores de corriente en el sistema compensado se tiene que implementar un control a la bobina de Peterson, esto incrementa su costo.

Para verificar la operación de los relés se realizaron pruebas en el laboratorio y en campo, obteniéndose que para el sistema con neutro aislado los relés de

protección con una sensibilidad de corriente y tensión homopolar, y con la característica direccional para determinar fallas hacia delante operan correctamente.

Considerando lo expuesto líneas arriba en Luz del Sur se ha seleccionado la Alternativa 1 que es una buena solución para las fallas a tierra en los sistema de distribución existentes con neutro aislado.

Sin embargo para las nuevas instalaciones el sistema de distribución se esta considerando sistemas con neutro aterrado, en un nivel de tensión de 22.9kV para mejorar el problema de la sensibilidad de los valores de falla a tierra, así como también para tener un mayor alcance de las redes de distribución.

## **CAPÍTULO VII**

### **SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN**

#### **7.1 Relé de protección contra fallas a tierra**

##### **7.1.1 Exactitud**

Este término es usado para dos propósitos diferentes, uno para describir la precisión de un dispositivo y el otro para especificar la precisión de una medida.

En el primer contexto, la exactitud es el grado en el cual un relé opera conforme a una norma aceptada. La declaración de una exactitud dependerá de los métodos utilizados para expresarla considerando componentes individuales de la exactitud y la manera en la cual estos componentes individuales afectan la exactitud global del dispositivo.

En el segundo caso, la exactitud de una medida especifica la diferencia entre lo medido y el valor real de una cantidad. La desviación del valor real es la indicación de cuán exactamente fue tomada una lectura o hecho un ajuste.

##### **7.1.2 Confiabilidad**

La confiabilidad expresa el atributo de un relé o sistema de protección de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar. Este concepto se expresa en términos de dos conceptos: fiabilidad (o redundancia) y seguridad.

##### **7.1.3 Fiabilidad o redundancia**

La fiabilidad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el sistema de protección operará correctamente ante la presencia de una falla, retirando las fuente de alimentación a la misma. Se mide como la probabilidad de que el sistema actúe efectivamente en presencia de una falla.

##### **7.1.4 Seguridad**

La seguridad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente ante ausencia de fallas o sin considerar la naturaleza de la operación del sistema de potencia. Se mide como la probabilidad de que el sistema de protecciones no presente actuaciones en ausencia de falla o que actúen otras

protecciones diferentes a las que debieron actuar, o que lo haga sin considerar la naturaleza del estado operativo del sistema de potencia.

### 7.1.5 Sensibilidad

En el campo de las protecciones, la sensibilidad se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o el cambio en la señal de entrada, que hace que el relé opere.

Por ejemplo la sensibilidad de un relé de falla a tierra se determina considerando la corriente homopolar para la máxima resistencia de falla que se pretende detectar.

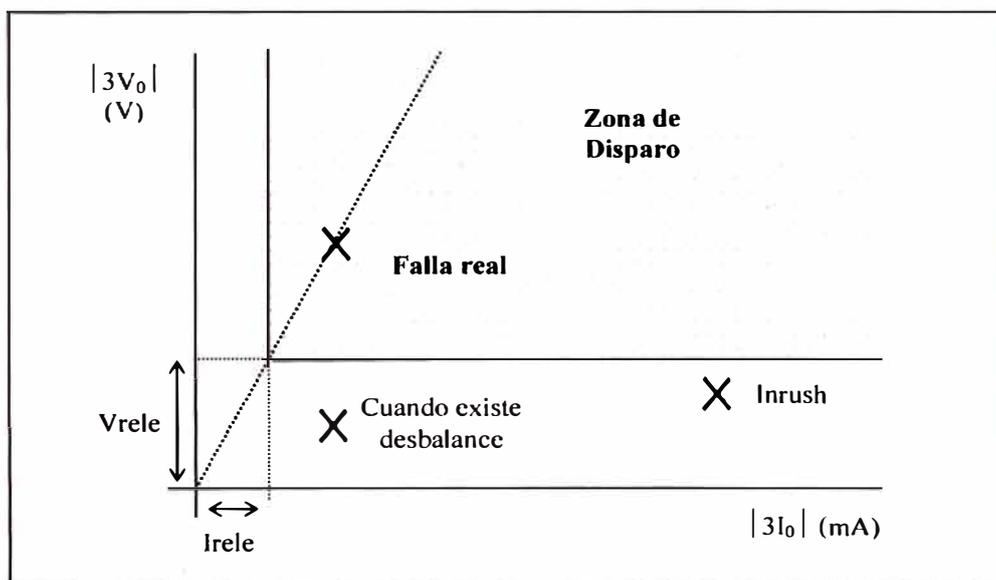
$R_{\max}$  de falla = 3000 ohm

Relación del transformador de corriente = 50/1 Amp.

$$I_{\text{rele}} = \frac{10,000 / \sqrt{3}}{3000 \times 50} = 38.5 \text{ mA} \Rightarrow I_{\text{rele}} = 40 \text{ mA}$$

La sensibilidad de corriente del relé debe ser en miliamperios, un buen rango es que tenga pasos de calibración de 10, 20, 30, 40, 50 mA a más.

La sensibilidad de la tensión homopolar debe ser de 2.0 V con pasos de calibración de 1.0 V, para una mejor selección de los valores de calibración.

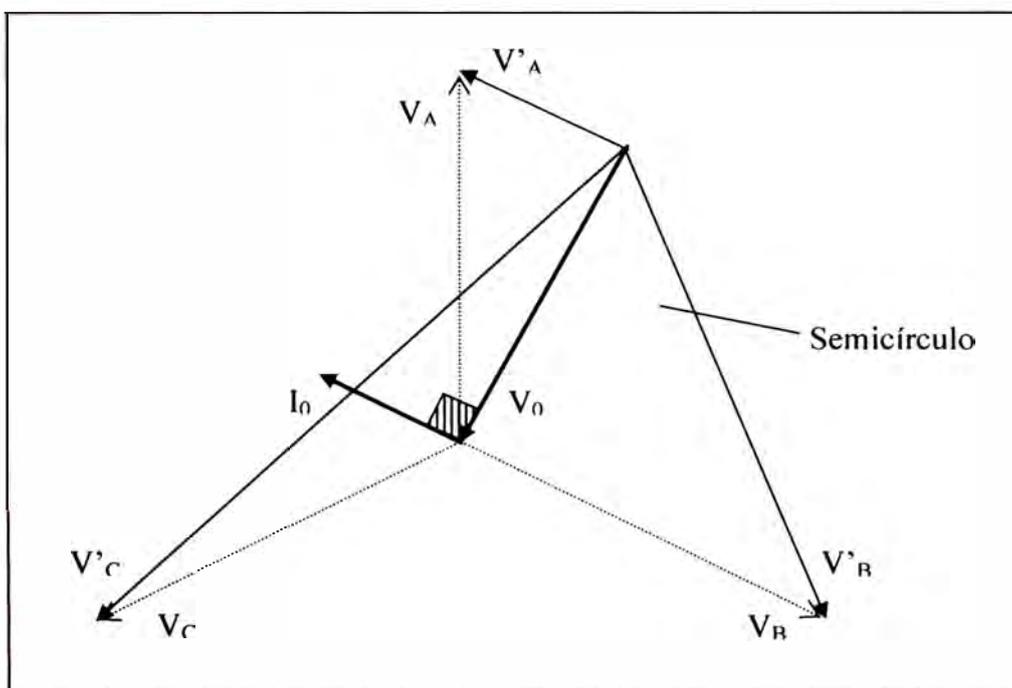


**Figura 7.1** Sensibilidad del relé de falla a tierra

Para evitar daños durante las pruebas al relé, la entrada de corriente de alta sensibilidad debe tener las mismas especificaciones que las entradas de corriente de fase (IA, IB e IC). Las especificaciones comunes para las entradas de corriente son 15 A continuos y 500 A por 1 segundo.

La sensibilidad dada por la entrada de corriente homopolar para valores pequeños de corriente limita el intervalo dinámico de medición. Para medir corrientes grandes, el relé debe combinar la sensibilidad de la entrada de corriente homopolar con una mayor exactitud en la medición de corrientes más grandes, provenientes de los transformadores de corrientes de fase. Esta combinación implica que, cuando la magnitud de la corriente en la entrada llega a un cierto nivel, el relé cambia automáticamente su medición a IG ( $I_A+I_B+I_C$ ) para hacer mediciones y decisiones de protección. El resultado de esta combinación es un relé con un gran intervalo dinámico, sin sacrificar la sensibilidad necesaria para medir corrientes de falla pequeñas.

### 7.1.6 Angulo característico del relé



**Figura 7.2** Angulo característico del relé de falla a tierra.

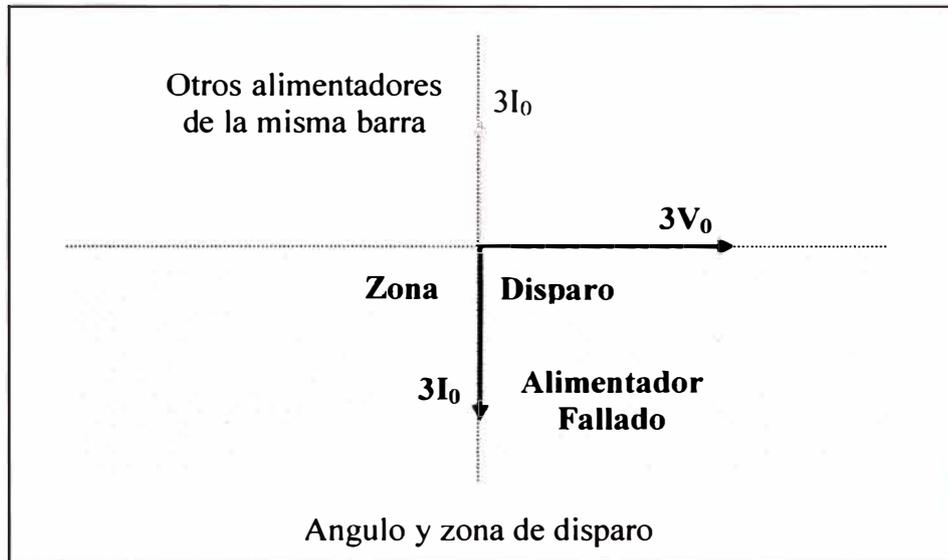
Donde:

$V_A$ ,  $V_B$ ,  $V_C$ : tensiones en condición normal

$V'_A$ ,  $V'_B$ ,  $V'_C$ : tensiones en condición de fallas

Como sabemos en los sistemas con neutro aislado la corriente homopolar, durante una falla a tierra, fluye a través de las capacitancias a tierra distribuido en cada fase causando un desbalance de tensiones, la corriente homopolar es causado principalmente por las capacitancias de todos los alimentadores no fallados conectados eléctricamente a la barra de la subestación, produciéndose en cada alimentador de la misma barra una

corriente homopolar durante la falla, pero solo en el alimentador fallado la corriente homopolar  $3I_0$  esta retrasado en  $90^\circ$  a la tensión homopolar  $3V_0$ . El ángulo resultante relacionado entre  $3V_0$  y  $3I_0$  se muestra en la **Figura 7.3**.



**Figura 7.3** Angulo y zona de disparo

## 7.2 Transformadores de tensión

Para obtener la tensión residual hay que reproducir la ecuación matemática en un circuito eléctrico, para lo cual se tiene tres opciones:

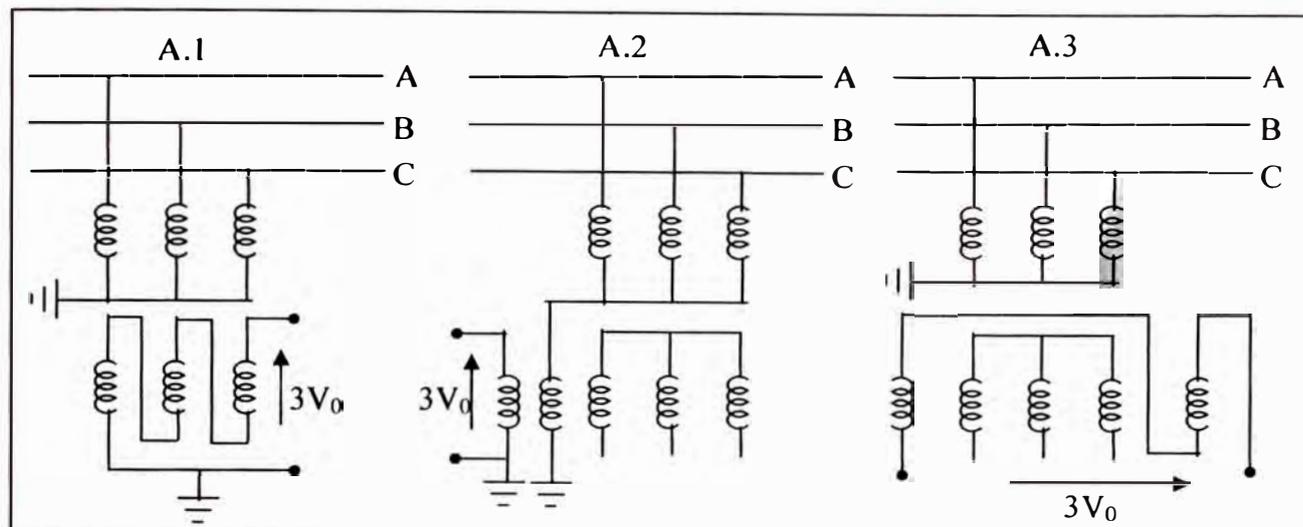
- A.1 Mediante tres transformadores de tensión monofásico con conexión primaria en estrella con neutro a tierra y secundario en triangulo abierto.
- A.2 Del arrollamiento secundario de un transformador monofásico conectado entre el neutro y tierra.
- A.3 Mediante un transformador trifásico de cinco columnas.

En la **Figura .7.4** se muestran los circuitos de las tres opciones, en donde el recomendable para la obtención de la señal de tensión homopolar es la opción A.1.

Considerando la tensión nominal del sistema de distribución con neutro aislado 10kV y la tensión del relé 110V, la relación de transformación de cada unidad monofásica deberá ser la siguiente:

$$10,000 : \sqrt{3}/110 : \sqrt{3} - 110 : 3 \text{ (V)}$$

En donde la relación  $10,000 : \sqrt{3}/110 : \sqrt{3}$  es para las tensiones de medición del sistema y la relación  $10,000 : \sqrt{3}/110 : 3$  es para la tensión homopolar de falla a tierra.



**Figura 7.4** Medición de la tensión homopolar

### 7.3 Transformadores de corriente

Para obtener la corriente homopolar hay que reproducir la ecuación matemática en un circuito eléctrico, tales como:

B.1 Mediante tres transformadores de corriente en conexión suma (ver Figura 7.5)

B.2 Considerando tres transformadores de corriente, debiendo conectarse el relé a los arrollamientos secundarios conectados en delta abierto (ver Figura 7.5).

B.3 Mediante un transformador de corriente tipo toroidal, haciendo pasar el conductor de conexión a tierra a través del toroidal (ver Figura 7.6).

Como la corriente residual es muy pequeña en comparación con la corriente de carga del alimentador y si la detección de la corriente residual se efectúa a través de la suma de tres transformadores de corriente (B.1 y B.2), es posible que el resultado sea una corriente debido a la diferencia de corrientes de excitación que daría como resultado operaciones incorrectas.

$$I_{\text{rele}} = 3 \cdot I_0 = I_A + I_B + I_C$$

$$I_{\text{rele}} = (I_A - I_{\text{excA}}) + (I_B - I_{\text{excB}}) + (I_C - I_{\text{excC}}) \quad (7.1)$$

$$I_{\text{rele}} = (I_A + I_B + I_C) - (I_{\text{excA}} + I_{\text{excB}} + I_{\text{excC}})$$

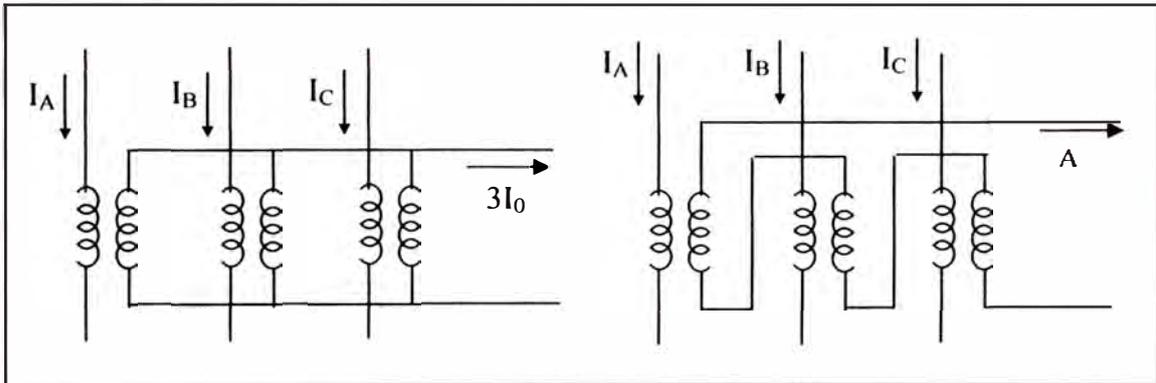
Si el sistema no tiene falla:

$$I_{\text{rele}} = -(I_{\text{excA}} + I_{\text{excB}} + I_{\text{excC}}) \quad (7.2)$$

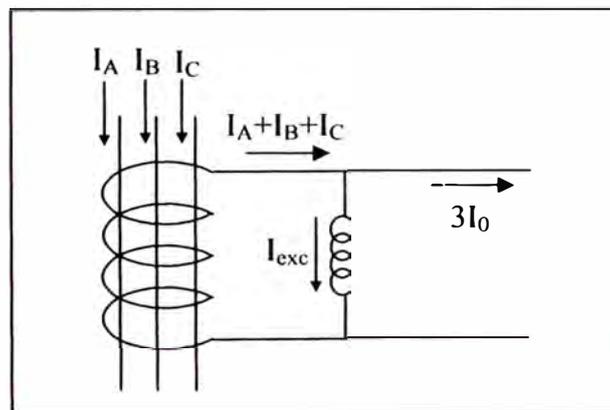
Esta corriente puede originar operación incorrecta del relé

Para evitar este problema se efectúa la suma de las tres corrientes dentro de un sólo núcleo magnético, lo cual da como resultado una corriente en el secundario del transformador siempre y cuando exista una corriente homopolar en el sistema primario. Para poder introducir las tres fases dentro de un núcleo magnético la única forma es que se haga a través de cable.

$$\begin{aligned} I_{\text{relé}} &= 3 \cdot I_0 = I_A + I_B + I_C \\ I_{\text{relé}} &= (I_A + I_B + I_C) - I_{\text{exc}} \end{aligned} \quad (7.3)$$



**Figura 7.5** Medición de la corriente homopolar



**Figura 7.6** Medición de la corriente homopolar a través de un toroidal

Por lo tanto, el circuito recomendable para la obtención de las señales de corriente residual al relé es B.3 (transformador de corriente tipo toroidal seccionable).

La relación del transformador se determina considerando una resistencia de falla promedio, con lo cual se obtiene la corriente promedio de falla a tierra. Aplicando las ecuaciones anteriores llegamos a lo siguiente:

$$I_0 = \frac{V}{\omega \cdot C_{T0}} \quad (7.4)$$

$$I_{\text{TRAF0}} = 3 \cdot I_0 \cdots (50/1A) \quad (7.5)$$

De la ecuación anterior llegamos a la conclusión que para las corrientes de falla a tierra que deben ser detectadas por la protección sensitiva a tierra están en el orden de los 50 Amps. y siendo la corriente nominal del relé de 1A, se desprende que la relación de transformación más conveniente para la protección de falla a tierra sensitiva es de 50/1A

Para valores de corriente de falla monofásica a tierra mayores de 50 Amp. La protección que debe actuar es la protección de sobrecorriente de falla a tierra (51N).

## **CAPÍTULO VIII CALIBRACIÓN DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN**

En esta parte proporcionamos la información para la calibración de relés multifunción para la protección de falla a tierra en sistema con neutro aislado, asimismo describiremos los procedimientos para la lectura de datos, obtención de registros de eventos y captura de oscilografías, que se realiza a través de una computadora personal conectado al puerto serial del relé.

El software del relé es el que proporciona la comunicación entre el dispositivo y el usuario, a través de una PC; para facilitar al usuario, el software cuenta con menú de instrucciones y ayudas en ambiente Windows, que permite conectarse con el relé e ingresar a cuatro niveles ó privilegios: general, calibración, control y visualización.

Es necesario remarcar que la calibración debe ser realizado por personal calificado, pues una incorrecta manipulación podría dar como consecuencia la apertura del interruptor y por consiguiente una interrupción imprevista del circuito.

### **8.1. Criterios para realizar la calibración**

Previamente a la calibración se debe efectuar un estudio de coordinación de la protección del circuito correspondiente. Si se realiza el cambio de un parámetro al azar o en forma incorrecta traería como consecuencia la actuación incorrecta del relé.

La información que se necesita para el estudio de coordinación es la siguiente:

- Esquemas unifilares de la configuración de la red.
- Cálculo del flujo de carga y de las corrientes de falla a tierra.
- Contar con la información de las características y los valores de calibración de los equipos de protección que están instalados en el circuito.
- Usar curvas de protección para realizar la coordinación de la protección.
- Estadística de fallas a tierra del circuito en estudio.

### 8.1.1 Cálculo de los valores de corriente y tensión homopolar

Para determinar los parámetros de calibración de la protección de falla a tierra, se procede a aplicar las ecuaciones descritas en el capítulo tres. Por ejemplo, si tenemos un sistema de distribución de 10kV cuya reactancia homopolar total es de 400 ohm y se desea calcular los ajustes para una falla a tierra de 500 ohm, siendo la relación de transformación de 50/1 A, se obtiene lo siguiente:

$$X_{CT0} = 400 \text{ ohm}$$

$$R_{falla} = 500 \text{ ohm}$$

$$V_n = 10\text{kV}$$

$$TC = 50/1 \text{ A}$$

$$I_o = \frac{10/\sqrt{3}}{\sqrt{(3 \times 500)^2 + 400^2}} = 3.72 \text{ Amp. (en el primario)}$$

Luego el ajuste del relé sería :

$$I_{rele} = 3 \cdot I_o / 50 = 223.2 \text{ mA}$$

$$I_{relé} = 223.2 \text{ mA.}$$

En la TABLA N° 8.1 se muestra los valores de corriente y tensión homopolar para otros valores de resistencias,

TABLA N° 8.1

Valores de corriente y tensión homopolar

<b>R falla</b>	<b>I<sub>o</sub>(Amp)</b>	<b>V<sub>o</sub>(Volt)</b>	<b>I rele (mA)</b>	<b>V rele (Volt)</b>
0	14.43	5773.50	866.03	110.00
100	11.55	4618.80	692.82	88.00
200	8.01	3202.56	480.38	61.02
300	5.86	2344.84	351.73	44.68
400	4.56	1825.74	273.86	34.79
500	3.72	1487.62	223.14	28.34
750	2.53	1010.56	151.58	19.25
1000	1.91	763.05	114.46	14.54
1500	1.28	511.18	76.68	9.74
<b>2000</b>	<b>0.96</b>	<b>384.05</b>	<b>57.61</b>	<b>7.32</b>
2500	0.77	307.48	46.12	5.86
3000	0.64	256.35	38.45	4.88

### 8.1.2 Categorías de los parámetros de calibración

La calibración del relé esta conformado por las siguientes categorías:

- Datos generales.
- Contactos de entradas.
- Contactos de salidas.
- Función de falla a tierra sensitiva.
- Función de sobrecorriente de fases.
- Función de sobrecorriente de secuencia negativa.
- Función de sobretensión homopolar.
- Función de sobre/sub voltaje.
- Función de recierre.

**Nota:** Para los valores de calibración con unidades de corriente, tensión ó impedancia el valor ingresado normalmente es en valores secundarios.

### 8.2. Procedimiento para calibrar relés de protección a través del software

En el ANEXO F y G se tiene el detalle de los pasos que se debe seguir par realizar la calibración en los relés DPU2000R y DFP300 respectivamente, pero en forma general se debe tener presente los siguientes pasos:

#### 8.2.1 Pasos a seguir para la conexión y desconexión con el relé

- 1°.Ejecutar el software del relé seleccionando el icono correspondiente.
- 2°.Conectarse con el relé de protección, aparecerá un cuadro, donde se debe ingresar el password correspondiente que determina el nivel de privilegio con que se conecta al relé.
- 3°.Enviar el password al relé y si la conexión es exitosa, la Barra Menú y la Barra Herramientas se activan, incorporándose las funciones, tales como ajustes, reportes, control, etc.
- 4°.Para desconectarse del relé, escoja la opción salir, que después de una confirmación del usuario se desconectará.

#### 8.2.2 Pasos a seguir para la calibración del relé

- 1°.Sin estar conectado al relé se puede realizar la calibración y guardarlo los ajustes en un archivo, para cargarlo posteriormente al relé cuando se esté conectado.
- 2°.Estando conectado al relé, para cargar un archivo con los ajustes previamente realizados, seleccionar la opción de descargar ajustes al relé.

3°.Para modificar los ajustes que tiene cargado el relé, conectarse con el relé, y seleccionar la opción de ajustes.

4°.Aparecerá un cuadro de diálogo de los ajustes, aquí es posible modificar los ajustes, guardarlo en un archivo, imprimirlo. Para enviarlo al relé se tiene que estar conectado al relé.

### **8.2.3 Pasos a seguir para obtener los valores presentes**

1°.Estando conectado al relé seleccionar la opción de valores presentes

2°.Donde se mostrará los valores presentes en tiempo real.

3°.Con la opción de Generar Reporte, se obtendrá el reporte de los valores presente, que podrá ser salvado en un archivo.

### **8.2.4 Pasos a seguir para obtener los registros de eventos y de fallas**

1°.Estando conectado al relé, seleccionar el menú Reporte de fallas

2°.Aparecerá el reporte de los eventos almacenados por el relé.

3°.Se obtiene un cuadro de dialogo, donde se lista todas las fallas disponibles, seleccione la falla deseada.

5°.Para guardar cualquier reporte en un archivo, seleccionar la opción de guardar

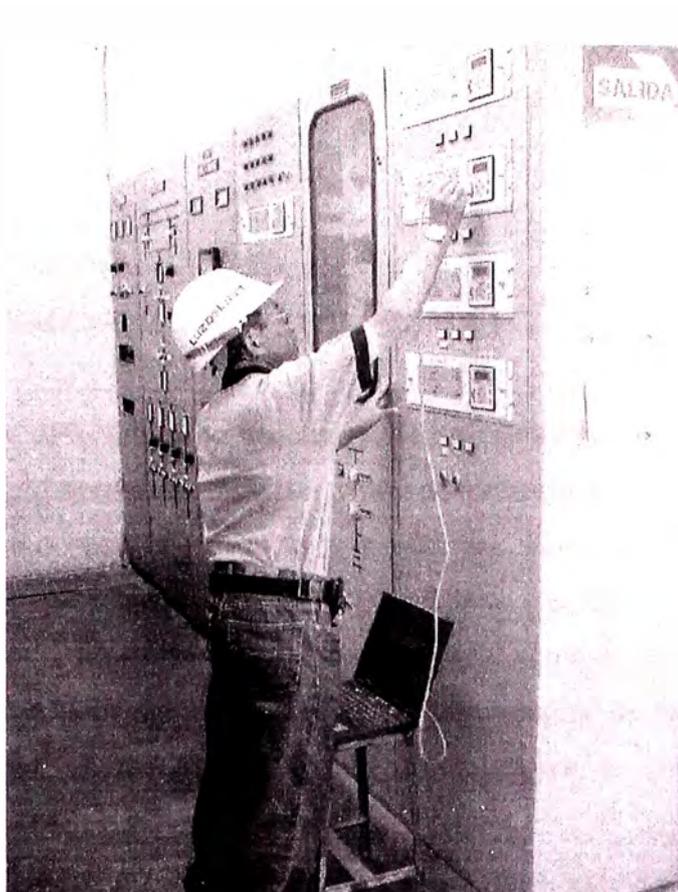
### **8.2.5 Pasos a seguir para obtener registros oscilográficos**

1°.Estando conectado al relé, seleccionar el menú Oscilografía

2°.Aparecerá un cuadro donde se liste las oscilografías capturadas por el relé, seleccione la oscilografía deseada

3°.Después de que la oscilografía es recuperado, un reporte de oscilografía puede ser displayado, mostrando los valores de tensión y corriente.

4°.Para guardar el registro de oscilografía como archivo, seleccionar la opción de guardar



**Fig.8.1** Conexión de la PC al relé de protección para la calibración

## **CAPÍTULO IX IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN**

### **9.1 Criterios para determinar la ubicación de los relés de protección**

Luz del Sur a determinado instalar relés de protección de falla a tierra en los sistemas de distribución con neutro aislado a todas las salidas de los alimentadores de 10kV sin excepción, por seguridad de las personas ante una falla a tierra por conductor caído y para evitar fallas múltiples que afecten a varios circuitos.

Así mismo, se ha considerado instalar reles de protección de falla a tierra en puntos intermedios de la red de distribución de los alimentadores de 10kV, la ubicación se establece de acuerdo a los siguientes criterios:

- ❖ Circuitos con mayor compensación.
- ❖ Circuitos con mayor número de interrupciones de falla a tierra.
- ❖ Topología de las redes de distribución dando mayor importancia a las redes aéreas.
- ❖ Ubicación de los clientes importantes en las redes de distribución.
- ❖ Base de datos de las cargas de los alimentadores.

Considerando éstos criterios y asignándoles un peso a cada uno de ellos, se elaboró un cuadro de importancia de los alimentadores de distribución. Con esta cuadro se seleccionaron los esquemas unifilares de los alimentadores, en donde se señalaron las fallas a tierras y las actuaciones de los reles de protección. Del esquema se determinó la ubicación más óptima para la instalación del sistema de protección contra fallas a tierra, en el ANEXO H se muestra un esquema unifilar.

### **9.2 Instalación del sistema de protección**

La instalación de los relés de protección de falla a tierra en las redes de distribución con neutro aislado es para lograr un sistema de protección seguro, confiable, selectivo y coordinado, de tal forma que ante una falla a tierra el circuito afectado sea el más cercano a la falla.

### 9.2.1 Tipos de celdas de protección

En Luz del Sur existen tres tipos de celdas de protección con relé de falla a tierra:

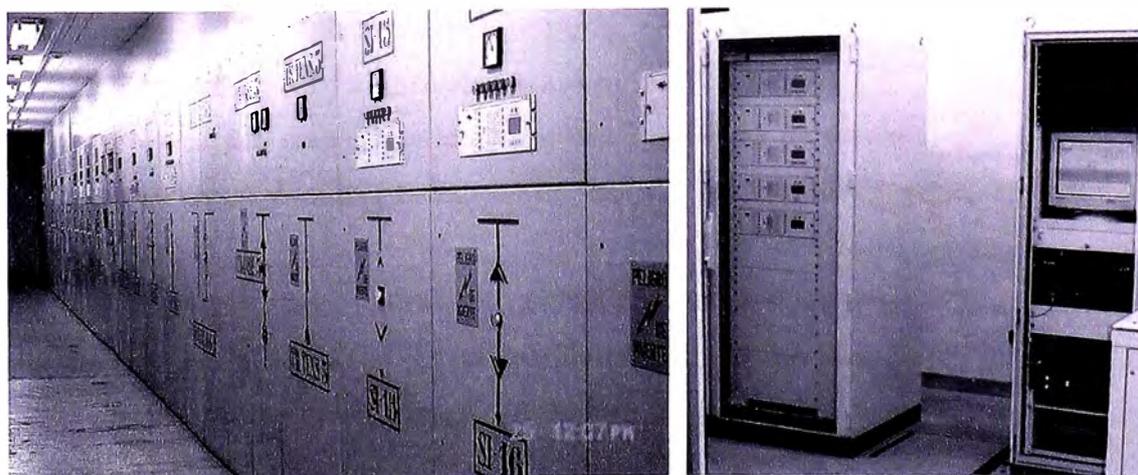
- En celdas de 10kV en las subestaciones de transmisión (Fig.9.1).
- En celdas de 10kV en las subestaciones convencionales de distribución (Fig.9.2).
- En celdas exteriores de protección (Fig.9.3).

Las celdas del tipo exterior son instalados en cabinas a la intemperie, en puntos donde las redes son aéreas y no se cuente con subestaciones convencionales.

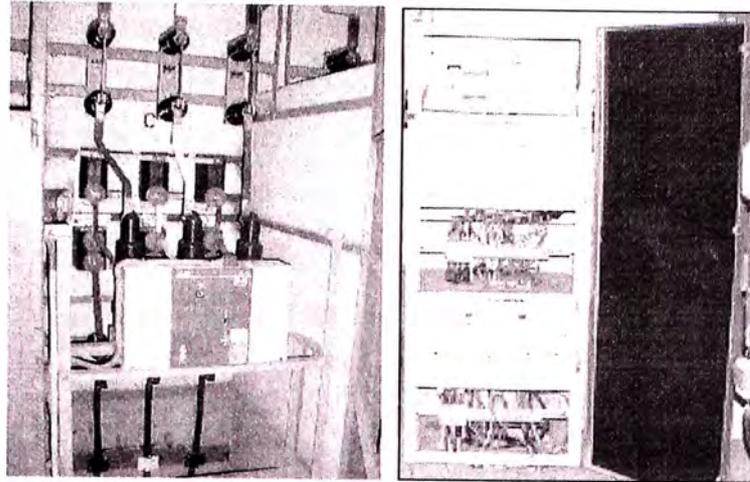
Los equipos que forman el sistema de protección son los siguientes:

- 01 Relé multifunción con protección de falla a tierra.
- 01 Interruptor de potencia.
- 03 Transformadores de tensión.
- 03 Transformadores de corriente.
- 01 Transformador toroidal.
- 01 Rectificador cargador.
- 01 Banco de baterías.

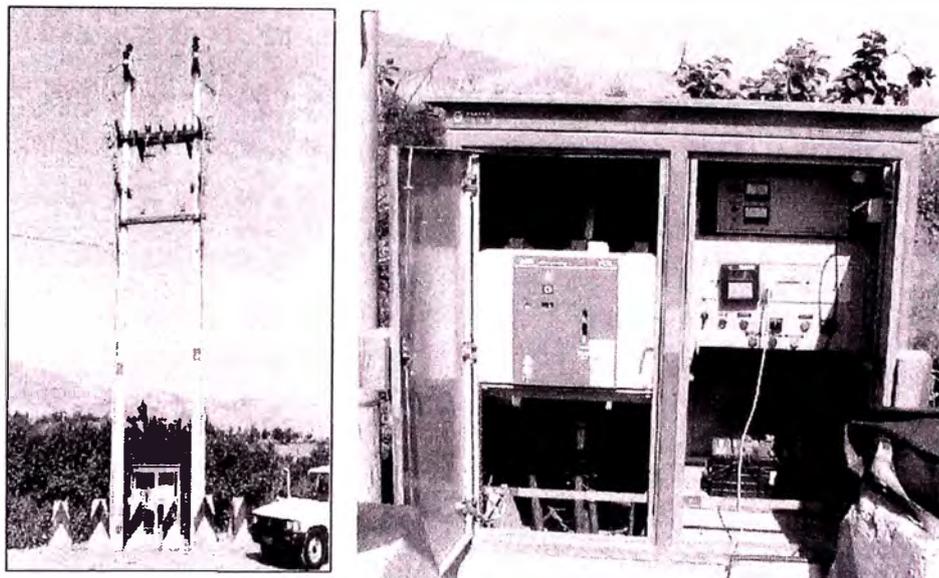
En el **PLANO 001** se muestran las celdas exteriores de protección y seccionamiento, en el **PLANO 002** se muestran las celdas de protección en subestaciones convencionales y en el **PLANO 003** se muestran los esquemas de las conexiones del sistema de protección.



**Fig.9.1** Celda 10kV en una subestación de transmisión.



**Fig.9.2** Celda 10kV en una subestación convencional de distribución.



**Fig.9.3** Celda tipo exterior de protección

## 9.2.2 Características físicas de los equipos

### a. Relé de falla a tierra para sistemas con neutro aislado

El relé es un dispositivo con sistema digital de protección, control, medición, monitoreo y registros, diseñado especialmente para alimentadores en sistema con neutro aislado.

Las características importantes que deben tener los relés multifunciones para una falla a tierra es: la detección de un conductor caído en un sistema de distribución con neutro aislado, fallas de alta impedancia, capacidad de distinguir entre un conductor caído y una falla de formación de arco. Asimismo debe contar con grupos de ajustes

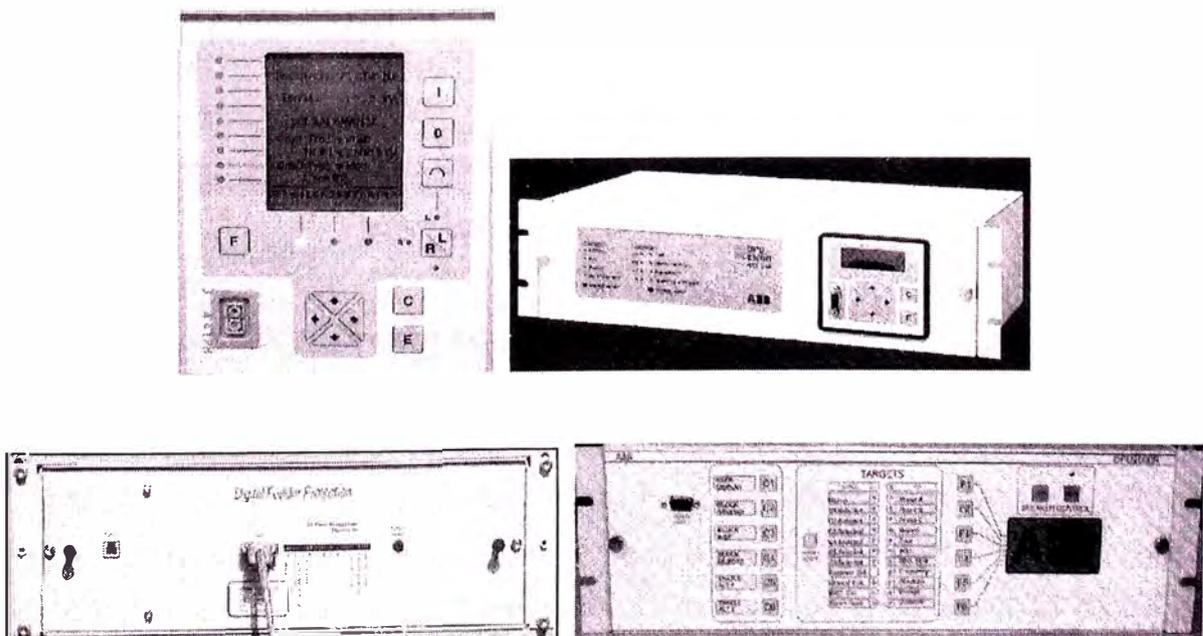
separados y guardados en la memoria no volátil. La posibilidad de ejecutar recierres que pueden ser programados por el usuario.

Capacidad para guardar registros de eventos, fallas y oscilografías de las señales analógicas de tensión y corriente, así como también de los señales digitales.

Interfase de comunicación a través de una computadora personal, con lo que se pueda acceder al relé, adicionalmente debe tener un teclado display pequeño, un panel de señalización con LEDs en la parte frontal del relé para facilitar la interpretación de la actuación del relé al operador.

La función principal de protección es la de falla a tierra direccional especial incorporado para sistemas con neutro aislado. Algunos relés ofrecen 02 unidades de operación, la primera para ser usado ante una falla a tierra temporal (descarga en los aisladores, rama que choca en una fase, etc.), que permite poner un mayor tiempo de disparo para poder actuar conjuntamente con la función de recierre y la segunda para ser usado para falla a tierra permanente (caída de conductor a tierra), permite poner tiempos rápidos de disparo sin opción a recierre.

Otra función que debe tener para fallas a tierra es la sobretensión homopolar, que es usado en la detección de falla a tierra en sistemas aislados que tienen un sólo alimentador, cuando se tiene dos o más alimentadores se utiliza como alarma ó respaldo de la función de falla a tierra por la falta de selectividad.



**Fig.9.4** Relés de protección para fallas a tierra

### b. Interruptor de potencia y su instalación.

Para la instalación del interruptor de potencia es importante identificar las bobinas de apertura y cierre, los contactos de alimentación del motor de carga del resorte y los contactos auxiliares. Para lo cual es necesario contar con el diagrama interno de conexiones del interruptor, proporcionado por el fabricante.

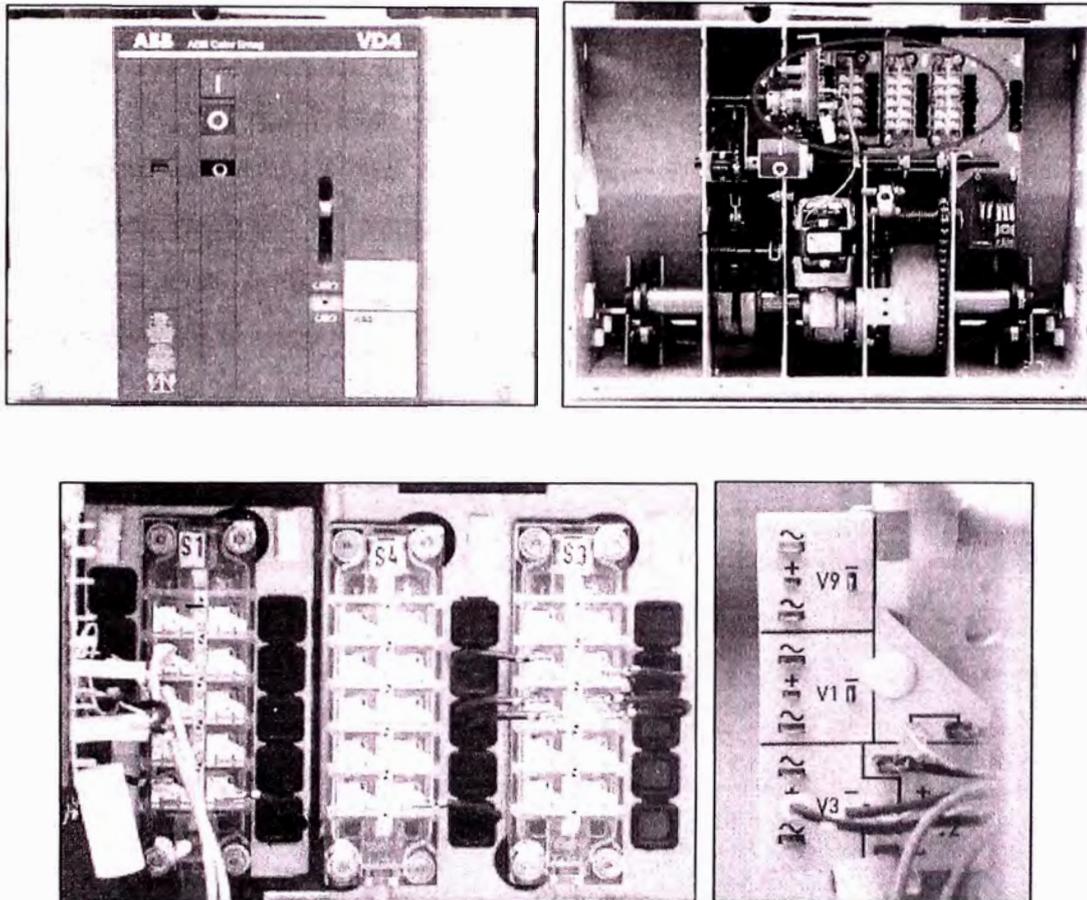
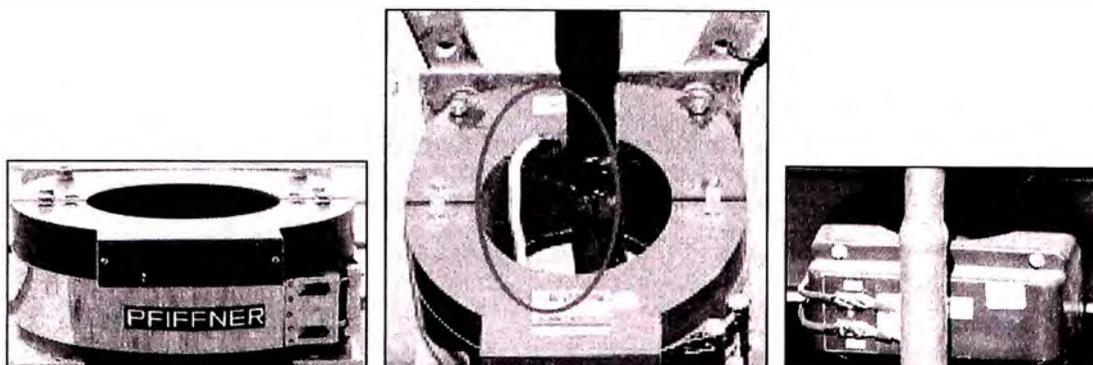


Fig.9.5 Interruptor de potencia de 10kV

### c. Transformador Toroidal y su instalación

Es necesario verificar en la instalación del transformador toroidal que en el lado primario el borne “P2” (L ó H2) esté mirando hacia la carga (red que se quiere proteger) y el borne “P1” (K ó H1) esté mirando hacia la fuente (barra). En el lado secundario el borne “S2” (l) se conecte a tierra y se lleve hacia la bornería y el borne “S1” (k) se lleve hacia la bornería directamente. La pantalla del cable debe retornar por el centro del transformador toroidal, para conectarse a tierra, de lo contrario tomaría valores erróneos, dando ordenes de aperturas no deseadas al interruptor.

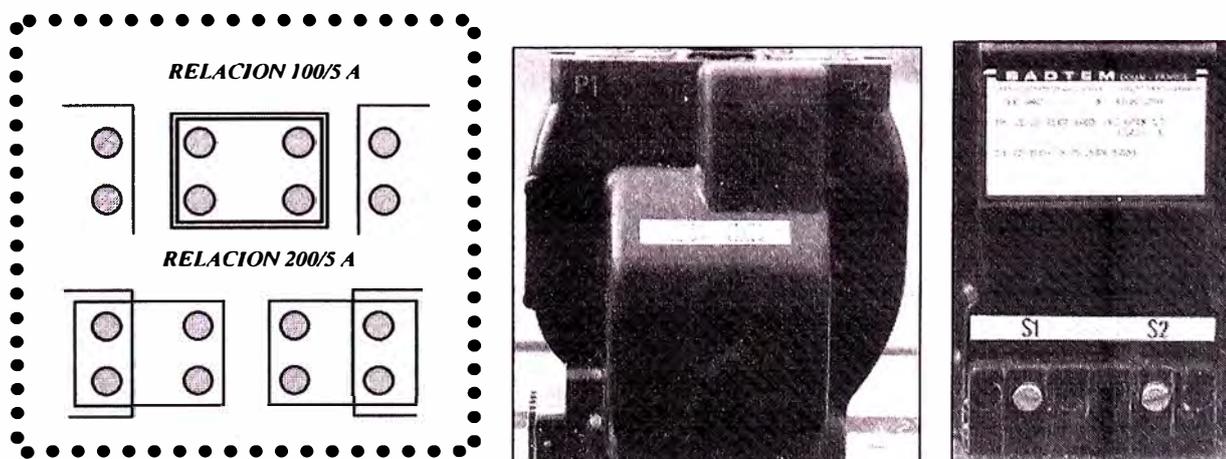


**Fig.9.6** transformador de corriente tipo toroidal

**d. Transformador de corriente tipo protección y su instalación.**

La conexión de los 03 transformadores de corriente son fase-tierra (estrella con neutro a tierra), es necesario verificar la correcta polaridad de los bornes de conexión, en el lado primario los bornes “P1” (K ó H1) deben mirar hacia la fuente, mientras que los bornes “P2” (L ó H2) deben mirar hacia la carga (red que se quiere proteger). En el lado secundario de los bornes “S1” (X1) se llevan 03 cables (Ia, Ib, Ic) hacia la bornería y los bornes “S2” (X2) de los tres transformadores se conectan a tierra llevándose un solo cable a la bornería. Una incorrecta instalación daría ordenes no deseadas de apertura del interruptor.

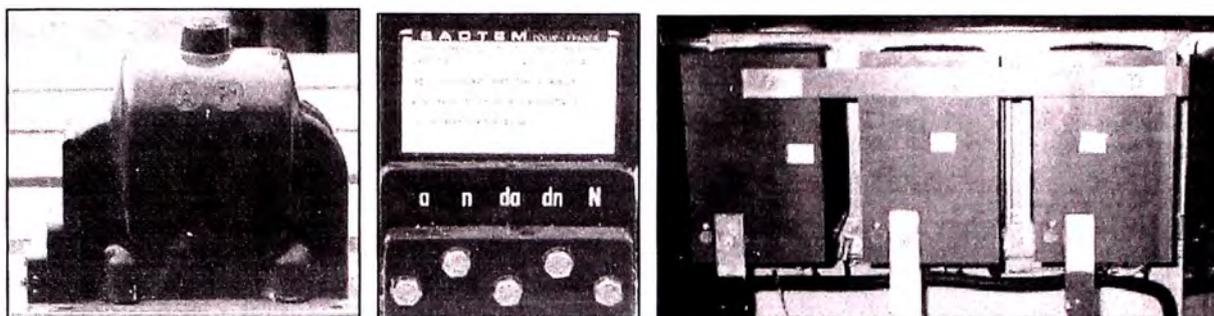
Los transformadores de corriente pueden tener doble relación de transformación en el primario, es pues necesario elegir la correcta relación en el primario el mismo que resulta de un estudio de protección. La forma de obtener la relación deseada estará dada por la placa características del transformador.



**Fig.9.7** transformador de corriente de fases.

### e. Transformador de Tensión y su instalación.

La conexión de los transformadores de tensión es fase-tierra (estrella con neutro a tierra), donde en el lado primario los bornes “P1” (A) deben conectarse a cada fase, y los 03 bornes “P2” (N) deben conectarse a tierra, formando el neutro de la estrella; en el lado secundario de los bornes “S1” (a) se lleva 03 cables hacia la bornería y de los bornes “S2” (n) se conectan a tierra, llevando un solo cable a la bornería.

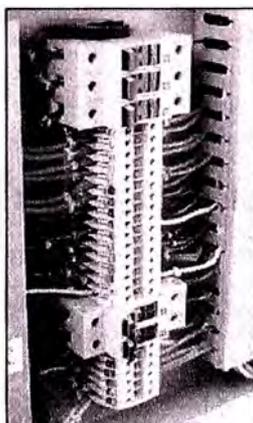


**Fig.9.8** transformador de tensión.

### f. Bornería

La celda de protección debe tener una bornería de fácil acceso, en donde lleguen los cables de los transformadores de corriente, tensión, toroidal, interruptor y rectificador cargador.

Además deben instalarse interruptores termomagnéticos ya sea en la misma bornería o separadamente. Los interruptores termomagnéticos a emplearse son: trifásico para las señales de los transformadores de tensión, monofásicos para la alimentación del motor, del interruptor y para la alimentación del relé.



**Fig.9.9** Bornes del tablero de protección

Bornería con interruptores termomagnético para los cables del transformadores de tensión y la alimentación de energía y morcetas fijas para el resto de la bornería.

**g. Servicios Auxiliares.**

Proporciona la energía necesaria para que funcione correctamente el relé y el motor de carga del resorte del interruptor, físicamente se ubican separados al sistema de 10 kV y a los equipos electrónicos.

**h. Rectificador y cargador de baterías y su instalación.**

Es el equipo que rectifica la tensión alterna 220VAC a una tensión continua de 110VDC, para proporcionar la energía necesaria al sistema de protección, siempre que se tenga la tensión 220VAC disponible.

Deberá identificarse la conexión de la alimentación al rectificador y los contactos que van al relé y a la batería.

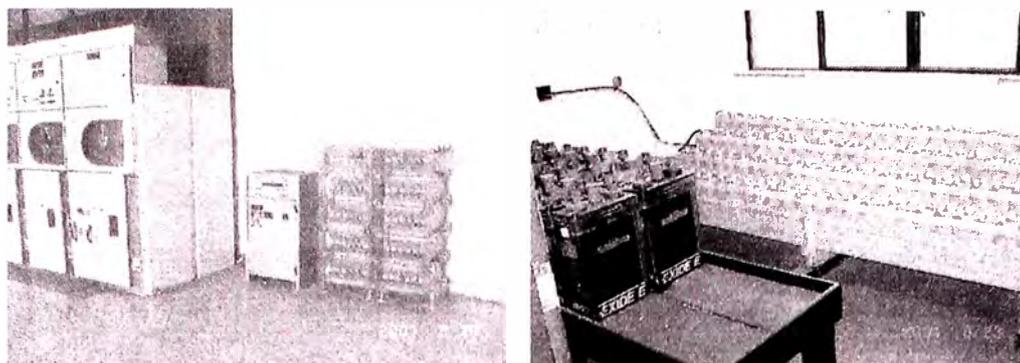


**Fig.9.10** cargador rectificador

**i. Banco de baterías y su instalación.**

Las baterías deben tener la capacidad necesaria para reemplazar en casos de emergencia a los rectificadores, cuando éstos no dispongan de la tensión alterna.

Las baterías deben ser selladas y se les debe efectuar mantenimientos periódicamente.



**Fig.9.11** Banco de Baterías

### **9.3 Operación del sistema de protección**

Para poder realizar una operación con seguridad, primero se debe conocer las partes que tienen los relés, por lo que en el ANEXO I y J se muestra una descripción de los dos principales relés que tiene Luz del Sur: relé DPU2000R y relé DFP300.

Así mismo en estos dos anexos se indica las señalizaciones que se tiene en la parte frontal de los relés cuando se produce una actuación de una de las funciones de protección, esto para que el operador interprete correctamente los eventos o fallas y reporte en forma clara y precisa al Centro Control para tomar decisiones en el restablecimiento del servicio.

### **9.4 Mantenimiento del sistema de protección.**

#### **9.4.1 Mantenimiento de los relés de protección**

Debido a su capacidad de auto-supervisión continua, los relés numéricos no requiere de una rutina de mantenimiento, Sin embargo se puede llevar a cabo pruebas de verificación de operación de las funciones de protección. Recomendando que una unidad inoperativa sea regresada a fábrica para su reparación.

#### **9.4.2 Mantenimiento del rectificador cargador y de las baterías**

Se recomienda realizar el mantenimiento del banco de baterías y del rectificador cargador en periodos de un año.

### **9.5 Interrogación remota a los relés de protección**

La necesidad de requerir mayor información de las fallas ocurridas en los sistemas eléctricos de Luz del Sur en el menor tiempo posible para un análisis rápido y sin la utilización de muchos recursos, como movilidad y horas hombre, ha motivado el desarrollo del proyecto de interrogación remota de los relés de protección desde el Centro

de Control de Luz del Sur. Esto es posible gracias a los múltiples puertos de comunicación estándar que poseen los relés de protección.

### **9.5.1 Comunicación entre relés**

La totalidad de los relés multifunción que tiene protección de falla a tierra poseen puertos seriales de comunicación mediante los cuales se realiza la extracción de datos de fallas y configuración. Entre ellos figuran los relés DPU2000R, DFP300 y REF541. La mayoría de los puertos de comunicación siguen el estándar RS485 o variantes ópticas del mismo, que permiten acceder a todos los dispositivos conectados a la red desde un único puerto serial (RS232 o RS485) ya sea en forma directa o en forma remota vía módem debido a que los protocolos de comunicación utilizados son direccionables (cada relé posee una dirección única).

### **9.5.2 Integración de los relés DPU2000R**

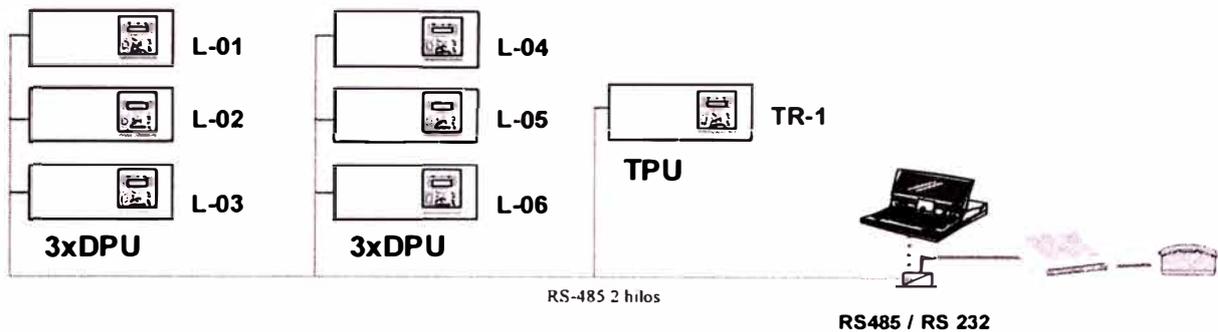
La integración de éstas unidades se realiza por medio de una red RS485 Half Duplex de 3 hilos, la cual permite la conexión mediante par trenzado de múltiples equipos DPU. La conexión a un mismo medio físico de transmisión de datos es posible al tener ambas unidades el mismo protocolo ABB ASCII 10-Bytes.

Las unidades disponen de un puerto RS485 en el puerto AUX PORT (COM 4), pero hay excepciones en las cuales sólo cuentan con puertos RS232. En estos casos se hace necesario la conversión RS232/RS485 por cada relé antes de integrarlo a la red RS485 de la subestación.

### **9.5.3 Esquema típico de la red**

La red de datos para interrogación remota vía módem estará constituida por los siguientes equipos e instalaciones:

- 1) Relés numéricos con puerto serial de datos disponible.
- 2) Red RS485 Half Duplex de 3 hilos en configuración MultiDrop.
- 3) Conversor RS232/RS485
- 4) Módem Dial-Up



**Fig.9.12:** Red típica de integración DPU2000R

El número de dispositivos conectados a la red como máximo es de 32 unidades según el estándar RS485.

#### 9.5.4 Acceso a los datos de los relés

Al utilizar el protocolo propio de los relés ABB 10-Bytes ASCII, en la interrogación remota es posible utilizar los programas del mismo relé como el WinECP, de tal manera que es posible obtener información completa y detallada, tal como registros de fallas, operaciones y oscilografías y opcionalmente la configuración remota (ver ANEXO K).

#### 9.5.5 Datos disponibles en cada relé

Con la interrogación remota se dispondrán en tiempo real los siguientes datos:

- Corrientes y Tensiones en las tres fases (magnitudes por fase)
- Corrientes y Tensiones (componentes de secuencia)
- Potencia Activa y Reactiva en las tres fases
- Alarmas y señalizaciones activas del relé.
- Contador de operaciones del interruptor.
- Factor de potencia.

Como registro se tendrán la siguiente información:

- Registro de operaciones del relé.
- Registro de fallas (marcaciones y valores de falla)
- Oscilografías.

#### 9.5.6 Velocidad de transmisión de datos

La velocidad de transmisión de datos está limitada por la máxima velocidad de transmisión del enlace telefónico. Al no admitir estos protocolos control de flujo, no es

posible utilizar compresión de datos, por lo que la velocidad de transmisión (en bps) no debe considerar compresión de datos, siendo el factor determinante la velocidad de transmisión de la modulación, al no utilizar compresión de datos, coincidirá con la velocidad de transmisión de data.

La velocidad a utilizar será programada en la memoria no volátil de los módems remotos.

### 9.5.7 Alimentación de los equipos de comunicación

Tanto los convertidores RS485/RS232 como los módems deben ser alimentados por la corriente continua de la subestación, garantizando el funcionamiento de este sistema aún bajo condición de falla de la corriente alterna de la subestación. Esto implica el diseño y construcción a medida de un equipo integrado de comunicaciones que incluya los conversores RS232/RS485 y las fuentes de alimentación necesarias para alimentar al módem y a sus circuitos propios a partir de los 110 Vcc de la subestación.

### 9.5.8 Costo de implementación del sistema de interrogación remota

En la TABLA N° 9.1 se presenta la relación de los elementos necesarios y los costos basándose en un precio unitario por SET, estos son precios referentes al equipamiento necesario, mas no incluye líneas telefónicas, las cuales pueden ser por anexo interno o vía proveedor externo de acuerdo a disponibilidad.

TABLA N° 9.1  
Costos de implementación de la interrogación remota

Item	Descripción	Costo (US\$)
1	COMBO convertidor RS-485/RS-232, inversor 110VCC/220VAC	450
2	MODEM US Robotics 56 Kbps	115
3	Cable serial D-9 a D-25 RS-232	18
4	Cable Cat.5 STP	50
5	Interruptor termomagnético 6"	50

## **CAPÍTULO X EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA**

### **10.1 Justificación del proyecto para la adquisición de relés de protección**

En esta parte del informe se describirá las consideraciones para la justificación del proyecto para la adquisición de los relés de falla a tierra y los transformadores que se necesitan para medir los valores de falla, en el ANEXO L se muestran los formatos de justificación, el cual esta formado por las siguientes hojas:

- Primera Hoja: Datos del proyecto e indicadores (VAN, TIR, PRI, B/C).
- Segunda Hoja: Justificación técnica económica.
- Tercera Hoja: Ingresos & Costos.

#### **10.1.1 Análisis de las estadísticas de interrupciones imprevistas**

De acuerdo a la estadística registrada en Luz del Sur, en los años 2001, 2002, 2003 y 2004 se obtiene la TABLA N° 10.1, en el cual se muestra la distribución porcentual por tipo de interrupción.

En la TABLA N° 10.1 se observa que el mayor porcentaje de interrupciones se debe a fallas por sobrecorriente (59.9%) y en segundo orden se tiene las fallas a tierra (18.5%).

Del porcentaje de interrupciones por fallas a tierra se tiene que el 13.8% corresponden a fallas permanentes, 4.1% a fallas temporales ó transitorias y 0.6% por desbalance capacitivo.

Del porcentaje de interrupciones por fallas de sobrecorriente se tiene que el 42.2% corresponde a fallas permanentes, 17.2% a fallas temporales ó transitorias y 0.5% por efecto de carga fría.

En el sistema de distribución de Luz del Sur se detectó y despejó un 21.3% de fallas temporales que se deben en un gran porcentaje a descargas transitorias en las redes aéreas; lo que afecta a la calidad del servicio.

TABLA N° 10.1

Distribución de las interrupciones en Luz del Sur

Descripción	Porcentaje
Apertura Manual	17.8%
Circuito Abierto	3.8%
Falla a Tierra	18.5%
Falla por Sobrecorriente	59.9%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

### 10.1.2 Ahorro en multas

Del análisis de interrupciones presentadas en Luz del Sur se obtiene que un 5% de las fallas en las redes de distribución se debe a conductores caídos, siendo esto una de las principales razones por la que se instala los relés de protección contra fallas a tierra en todas las salidas de los alimentadores de 10kV.

De acuerdo a la Resolución N° 028-2003-OS/CD "Tipificación de infracciones y escala de multas y sanciones de OSINEG", la multa que podría aplicarse cuando se tiene un conductor caído y afecte a personas, sin ser despejada la falla por ningún relé de protección, sería la 1.5 que dice: "Por no conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y la Ley", cuya multa es de 1000 UIT.

En la TABLA N° 10.2 se muestra la estimación de una multa que es considerado en la justificación de un proyecto, para lo cual se tiene que tomar ciertos criterios como: la magnitud de la falta, la estadística de las multas que se hayan puesto, la probabilidad de ocurrencia, etc.

TABLA N° 10.2

Estimación de la aplicación de una multa.

Monto (UIT)	1000	Grado de sanción(% multa)	Monto (US\$)
Valor UIT (S/.)	3,150	0%	0
TC	3.35	25%	235,075
Valor UIT (US\$)	940	50%	470,149
% de aplicación	100%	75%	705,224
Monto (US\$)	940,299	100%	940,299

### 10.1.3 Ahorro por energía no suministrada

Para determinar la energía anual interrumpida se analizó la base de datos de las interrupciones registradas en Luz del Sur. De donde se obtiene el ahorro por energía no suministrada, restando la energía anual interrumpida sin el proyecto (sin la instalación de los relés multifunción) con la energía anual interrumpida con proyecto (con la instalación de los relés multifunción en los puntos intermedios de los alimentadores) multiplicando por la diferencia del precio de venta de energía promedio menos el costo por energía promedio, obteniéndose la siguiente fórmula:

$$AENS = (ENSSP-ENSCP)*(PVEP-CEP).....(10.1)$$

Donde,

- AENS : ingresos por mayor energía no interrumpida (US\$/año)  
 ENSSP : energía anual interrumpida sin proyecto (kWH)  
 ENSCP : energía anual interrumpida con proyecto (kWH)  
 PVEP : precio de venta de energía promedio (\$/KWH)  
 CEP : costo por energía promedio (\$/KWH)

La energía sin la instalación de los relés multifunción en los tramos intermedios de los alimentadores de 10kV es mayor porque ante una falla a tierra el relé de protección que despejaría la falla sería el que esta ubicado en la celda de salida del alimentador, afectando a todos los clientes de ese alimentador y aumentando el tiempo de reposición del servicio.

En el ANEXO L se muestra el ahorro anual estimado por energía no suministrada.

### 10.1.4 Ahorro por compensaciones por disminución de interrupciones

De acuerdo al Decreto Supremo N° 020-97-EM (1997-10-09) se aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos. El título sexto corresponde a la calidad de suministro.

Para determinar la calidad de suministro se toma en cuenta los indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de dichas interrupciones. El periodo de control de interrupciones que estipula la norma es de seis meses (un semestre) calendarios de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de

equipos de las instalaciones por mantenimiento, por maniobra, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Para efectos de la norma no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de 3 minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la autoridad competente.

Los valores de tolerancia que establece la norma son los siguientes:

**Numero de interrupciones por cliente**

Clientes en Muy Alta Tensión : 02 Interrupciones / semestre

Cliente en Media Tensión : 04 Interrupciones / semestre

Cliente en Baja Tensión : 06 Interrupciones / semestre

**Duración total ponderada de interrupciones por cliente**

Clientes en Muy Alta Tensión : 04 horas / semestre

Cliente en Media Tensión : 07 horas / semestre

Cliente en Baja Tensión : 10 horas / semestre

Los valores de compensación unitaria por incumplimiento con la Norma de Calidad de Suministro son los siguientes:

Primera Etapa :  $e = 0.00$

Segunda Etapa :  $e = 0.05 \text{ US\$/kWh}$

Tercera Etapa :  $e = 0.95 \text{ US\$/kWh}$

La fórmula para calcular la compensación por interrupciones es:

$$\text{Compensaciones Por Interrupciones} = e * E * \text{ENS} \dots (10.2)$$

Donde:

E : Factor que considera la magnitud de los indicadores de calidad de suministro.

ENS: Energía teóricamente no suministrada.

Para poder calcular el ahorro por compensación por calidad de suministro se consideró la siguiente fórmula:

$$A_{\text{comp}} = \text{CMSP} - \text{CMPC} \dots (10.3)$$

Donde,

A<sub>comp</sub> : ahorro anual en compensaciones (US\$/año)

CMSP : compensación anual sin proyecto (US\$/año)

CMCP : compensación anual con proyecto (US\$/año)

Los cálculos de compensaciones son complejos y están en función del número de interrupciones, duración de la interrupción y de la energía no suministrada o de mala calidad para el período de un semestre de control. Las compensaciones se pueden aproximar en la siguiente fórmula:

$$CM = ENS * e \dots (10.4)$$

Donde,

- CM : compensación en un semestre (US\$)  
 ENS : energía no suministrada o de mala calidad (KWH - semestre)  
 e : costos unitarios de la compensación ( US\$/ KWH)

### **10.1.5 Ahorro de costos de personal para la revisión del circuito interrumpido**

Cuando el circuito interrumpido es todo el alimentador, la unidad de operación emplea mayor tiempo en la revisión del circuito para ubicar la causa de falla. Con la instalación de relés de protección en puntos intermedios del alimentador, la zona afectada es menor, por lo tanto el tiempo empleado en la revisión del circuito es menor.

El tiempo aproximado que dura una interrupción de un alimentador total es de 02 horas, con la instalación de los relés en los puntos intermedios se disminuye a 01 hora, el cual multiplicado por la hora hombre de los operadores y los recursos que se emplea se obtiene un ahorro en los costos de personal.

## **10.2 Evaluación técnica y económica para la adquisición de los equipos**

### **10.2.1 Relé de protección para falla a tierra (multifunción)**

Para la evaluación técnica y económica se considero relés multifunción de última tecnología con las funciones de protección, control, registros y comunicación.

Para realizar una evaluación más objetiva se elaboró un cuadro con los datos técnicos que fueron solicitados a los proveedores, y a cada item se les asignó un puntaje para cada una de las funciones, otorgándose mayores puntajes a aquellos que brindan mayores prestaciones técnicas.

Dentro de los datos técnicos se ha considerado características importante tales como: control de equipos de maniobra, señalización en la parte frontal del rele programable por el usuario, monitoreo de la calidad de energía, Así mismo la facilidad de interrogación remota de los relés de protección desde el Centro de Control.

En la evaluación económica además de los precios ofertados se considera el plazo de entrega, el tiempo de garantía que ofrecen por los relés de protección y el costo de capacitación.

En el ANEXO M se muestran los cuadros de evaluación técnica y económica que se realiza, obteniéndose un cuadro resumen (ver TABLA N° 10.3), en el cual se le asigna un 60% de peso a la parte técnica y 40% a la parte económica y la mejor alternativa es la que tiene mayor puntaje que para nuestro caso es la Propuesta B.

TABLA N° 10.3

Resumen de la evaluación técnico económico de relés

<b>Orden de Relación</b>		<b>P. Técnico</b>	<b>P. Económico</b>	<b>P. Total</b>
1	Propuesta B	0,817	0,917	0,857
2	Propuesta D	0,648	1,000	0,789
3	Propuesta A	0,643	0,960	0,770
4	Propuesta C	0,613	0,947	0,747

### 10.2.2 Transformadores de corriente de fases

El objetivo de la evaluación de los transformadores de corriente de fases es seleccionar la mejor alternativa técnica y económica para la compra de los transformadores de corriente tipo pasamuro para los circuitos de 10kV

La justificación es que en las celdas de las salidas de los alimentadores de 10kV se tenía protección con relés de distancias que sólo necesitan la señal de corriente de 02 fases y en las redes de distribución sólo se tenía relés primarios, por lo que para poder operar correctamente los relés de protección multifunción de falla a tierra se necesitan las 03 señales de corriente de fases.

Se consideró que los transformadores de corriente deben tener dos relaciones de transformación 300-400/5 para tener la posibilidad de instalar el equipo, dependiendo de la carga del circuito.

De acuerdo a la evaluación (ver ANEXO N) se obtiene el cuadro resumen en la TABLA N° 10.4 en el cual se considera un puntaje de 60% para la parte técnica y 40% para la parte económica.

TABLA N° 10.4

Resumen de la evaluación técnico económico de transformadores de corriente de fases

	<b>Orden de Relación</b>	<b>P. Técnico</b>	<b>P. Económico</b>	<b>P. Total</b>
1	Propuesta B	1,000	1,000	1,000
2	Propuesta A	0,880	0,927	0,899

### 10.2.3 Transformadores de corriente toroidal

En esta parte se seleccionará la mejor alternativa técnica y económica para la compra de los transformadores de corriente tipo toroidal para los circuitos de 10kV.

La justificación es que para una correcta actuación del sistema de protección para fallas a tierra se necesita que la corriente homopolar sea medida a través de un transformador toroidal.

Para la evaluación se consideró los transformadores del tipo seccionable, porque su instalación es más fácil, y las que tienen mayor diámetro interno, para tener mayor posibilidad de instalar los transformadores toroidales en conductores con diámetros mayores.

De acuerdo a la evaluación (ver ANEXO O) se obtiene el cuadro resumen de la TABLA N° 10.5, en el cual se considera un puntaje de 60% para la parte técnica y 40% para la parte económica.

TABLA N° 10.5

Resumen de la evaluación técnico económico de transformadores toroidales

	<b>Orden de Relación</b>	<b>P. Técnico</b>	<b>P. Económico</b>	<b>P. Total</b>
1	Propuesta B	1,000	0,730	0,892
2	Propuesta A	0,896	0,740	0,834

## CONCLUSIONES

1. Los sistemas con neutro aislado son conectados a tierra a través de las capacitancias distribuidas de las líneas a tierra. Las fallas de una fase a tierra cambian el sistema neutro, ubicándose en la fase que se va a tierra. Las dos fases sanas incrementan su valor a la tensión fase a fase, permaneciendo intacto el triángulo de tensiones.
2. De acuerdo al análisis de una falla a tierra en los sistemas de distribución con neutro aislado, Luz de Sur ha determinado que la alternativa de solución para las redes de 10kV existentes, es instalar relés de protección de fallas a tierra con una sensibilidad mínima de 0.5 Amperio de corriente homopolar y 2 Voltios de tensión homopolar; además estos dispositivos deben ser direccionales para discriminar si una falla es hacia delante o hacia atrás del circuito que protege. Para las nuevas instalaciones de distribución se ha establecido que se deben construir redes en 22.9kV con neutro a tierra.
3. El problema principal en los sistemas de distribución con neutro aislado es el peligro potencial de riesgo eléctrico para las personas, por la caída a tierra de una fase de la línea aérea, el cual se mantiene con tensión debido a que no puede ser detectada por el sistema convencional de protección, aumentado el riesgo por el incremento de redes aéreas con respecto a cables subterráneos, se soluciona instalando relés de falla a tierra sensitivos y direccionales en todas las salidas de los alimentadores de 10kV.
4. El problema de la caída de un conductor para el lado de la carga se soluciona con la instalación o habilitación de la función de protección de secuencia negativa, para lo cual hay que tener presente los valores de carga y el desbalance de corriente que se producen al realizar maniobras fase por fase en los puntos de seccionamiento.
5. El problema de fallas múltiples, en cables subterráneos, se soluciona instalando relés de falla a tierra en todas las salidas de los alimentadores de 10kV.
6. De acuerdo al análisis desarrollado para el caso de interrupciones no deseadas por actuación de los relés de protección de fallas a tierra, debido a los valores de

secuencia cero que se presentan en las redes de distribución cuando se realizan maniobras fase por fase en los circuitos que tiene altos valores de capacitación, especialmente en cables subterráneos de longitudes mayores a 1 kilómetro. Se soluciona en algunos casos reemplazando los puntos de seccionamiento unipolares PDS, por equipos de seccionamiento tripolar (interruptor ó seccionador de potencia) y en otros caso elevando los valores de ajuste de la tensión homopolar, teniendo cuidado en no afectar la sensibilidad del relé.

7. De las pruebas en campo y de los valores registrados por los relés, se determina que en los circuitos que tiene grandes longitudes de cables subterráneos los valores de corriente homopolar son relativamente mayores, alcanzando valores de 60 Amperios, esto debido a la mayor capacitancia que tiene los cables subterráneos. Para estos casos los relés de protección de sobrecorriente de neutro (Función 51N) pueden actuar adecuadamente y despejar la falla.
8. De las pruebas en laboratorio y en campo se verificaron que los valores de corriente homopolar son valores muy bajos, que depende de la capacitancia de la red y de la resistencia de falla. Con estas pruebas también se verificaron la correcta operación de los relés de protección contra caídas de un conductor a tierra.
9. Con el sistema de distribución con neutro aislado se cuenta con una ventaja importante, que para fallas monofásica a tierra, en el lado de 10kV, el sistema de alta tensión 60kV estará separado, por el aislamiento en la red de secuencia cero entre el primario y secundario, determinada por la conexión en estrella / triángulo del transformador de potencia.
10. Cuando la red de distribución esta formado por un sólo alimentador, la protección con relés de corriente homopolar sensitivos no es aplicable, porque no se tiene corriente capacitiva de otros alimentadores, la protección para este caso se realiza con relés de sobretensión homopolar, sin embargo hay que tener presente que con este método no se tiene selectividad.
11. Con respecto a los equipos del sistema de protección se determinó que para medir con mejor precisión la corriente homopolar se debe tomar la señal de un transformador de corriente del tipo toroidal, teniendo cuida en la instalación la conexión de la chaqueta de tierra del cable.

12. Para la medición de la tensión homopolar, se debe instalar tres transformadores monofásicas de relación  $10,000:\sqrt{3}/110:\sqrt{3}-110:3$ , la mejor forma de conexión es en estrella con neutro a tierra en el lado de 10kV y delta abierto en el lado de 110V.
13. De acuerdo a la evaluación técnica y económica la adquisición de los relés de protección y los transformadores de corriente y tensión, se justifican por las siguientes razones:
  - Ahorro en multas que aplicaría OSINERG.
  - Ahorro por compensación de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
  - Ahorro por energía no suministrada.
  - Ahorro de costos en personal que se necesitaría para la revisión del circuito interrumpido.
14. Con la instalación de los relés digitales se puede implementar aplicaciones que son útiles para la operación del sistema, como la interrogación remota desde el Centro de Control, lo cual proporciona información importante para el análisis y la toma de decisión en la dirección de maniobras en el restablecimiento del servicio eléctrico en un menor tiempo.

## **ANEXOS**

**ANEXO A:  
RESULTADO DE LAS PRUEBAS DE FALLA A TIERRA  
PARA DETERMINAR LOS VALORES DE CORRIENTE  
HOMOPOLAR.**

**ANEXO A**  
**RESULTADO DE LAS PRUEBAS DE FALLA A TIERRA**  
**PARA DETERMINAR LOS VALORES DE CORRIENTE HOMOPOLAR**

SET	Prueba	Tipo de falla	Tipo de Terreno	$3 I_0$ (Amp)	Angulo entre $3V_0$ y $3I_0$
Santa Rosa	1ra	Franca a tierra	Directo a la malla de tierra	170	89.93°
	2da	Con resistencia de falla	Terreno seco	0.66	100°
	3ra	Con resistencia de falla	Pasto húmedo	40	87.3°
Chavarria	1ra	Franca a tierra	Directo a la malla de tierra	104.4	90.24°
	2da	Con resistencia de falla	Terreno seco con pasto	45	59.4°
	3ra	Con resistencia de falla	Pista	7.8	44.0°
Puente	1ra	Franca a tierra	Directo a la malla de tierra	76.1	90.85°
	2da	Con resistencia de falla	Terreno seco	0.8	29.7°
	3ra	Con resistencia de falla	Pista	51.6	74.7°
Infantas	1ra	Franca a tierra	Directo a la malla de tierra	58.6	88.52°
	2da	Con resistencia de falla	Terreno seco pedregoso	0.46	61.4°
	3ra	Con resistencia de falla	Terreno seco pedregoso	3.48	51.1°
Villa Maria	1ra	Franca a tierra	Directo a la malla de tierra	82	89.93°
	2da	Con resistencia de falla	Terreno seco arenoso	42	44.8°
	3ra	Con resistencia de falla	Terreno seco arenoso	72	55.7°

Los ángulos superiores a 90° pueden deberse a errores de los instrumentos.

**ANEXO B:**  
**RESULTADO DE LAS PRUEBAS DE FALLA A TIERRA**  
**PARA DETERMINAR LOS VALORES DE RESISTENCIA**  
**DE FALLA.**

**ANEXO B**  
**RESULTADO DE LAS PRUEBAS DE FALLA A TIERRA**  
**PARA DETERMINAR LOS VALORES DE RESISTENCIA DE FALLA**

Subestacion	Alim.	Ubicación del punto de falla	Intervalo de tiempo	$3I_0$ (Amp)	$3V_0$ (V)	Resistencia de falla	Tipo de suelo en el lugar de la falla
Balnearios	Z-01	Cercano	< 0, 280 >	59	2,105	91.6	Jardín con Césped
			290	41	1,350	137	
			< 550, 850 >	114	3,490	40.5	
	Z-19	Lejano	< 0, 300 >	23	897	253	Pedregoso con residuo de material de construcción
			500	20	805	289	
			< 550, 1050 >	55	2,010	98.6	
Barsi	K-17	Lejano	< 0, 50 >	172	5,146	17.6	Tierra húmeda con hierba
			< 50, 260 >	163	5,146	13.3	
			< 260, 700 >	192	5,459	9.5	
Chavarría	CH-07	Lejano	< 0, 150 >	0.8	( x )	7,619.00	Terreno arenoso con piedras
			< 150, 215 >	3.8	( x )	1,515.00	
			< 215, 285 >	6.3	( x )	920	
			< 285, 415 >	10	( x )	553	
			< 415, 915 >	15	( x )	395	
Infantas	I-03	Cercano	< 85, 125 >	24	( x )	233	Tierra seca, polvo y pocas piedras
			< 125, 400 >	77	( x )	58.8	
	I-06	Lejano	< 0, 220 >	75	( x )	62.9	Tierra de cultivo seca
			< 220, 400 >	93	( x )	42	
Limatambo	C-04	Cercano	< 0, 105 >	38	( x )	141	Asfalto afirmado
			< 105, 400 >	27	( x )	203	
	C-07	Lejano	< 0, 300 >	29	( x )	187.2	Jardín con césped
Mirones	M-24	Cercano	< 0, 450 >	118	( x )	38.1	Vereda húmeda
			< 450, 800 >	132	( x )	31.2	
	M-16	Lejano	< 0, 50 >	160	4,690	21.8	Tierra húmeda con grama
			95	56	1,345	101	
			< 175, 330 >	162	5,060	18.1	
			< 0, 80 >	18	( x )	311	
Puente	A-09	Lejano	< 80, 425 >	28	( x )	201	Tierra con piedra y desmontes
			< 425, 560 >	33	( x )	167	
			< 560, 650 >	41	( x )	130	
			< 0, 65 >	103	3,186	47	
Santa Rosa	P-21	Lejano	< 60, 175 >	141	4,297	27	Acequia con poco agua y abundante hierba
			< 175, 895 >	148	4,834	23	
			< 0, 100 >	105	( x )	43.3	
Santa Rosa	P-21	Cercano	< 200, 400 >	155	( x )	15	Tierra de cultivo
		Lejano	< 0, 450 >	151	5,013	19.7	Tierra de cultivo
Villa María	VM-03	Cercano	< 0, 300 >	9	( x )	659	Arena seca
			< 0, 300 >	12	( x )	470	
		Lejano	< 0, 380 >	111	( x )	28.3	Tierra seca parcialmente pedregosa

( x ): no se realizó la medición

**ANEXO C:**  
**RESULTADO DE LAS PRUEBAS DE FALLA A TIERRA**  
**PARA VERIFICAR LA OPERACIÓN DE LOS RELÉS DE**  
**FALLA A TIERRA**

**RESULTADO DE LAS PRUEBAS DE FALLA A TIERRA  
PARA VERIFICAR LA OPERACIÓN DE LOS RELES DE FALLA A TIERRA**

Fecha	Circuito		N° Prueba	Tipo de Falla	Tipo de terreno	Relé	Valores de Ajuste			Valores de falla			Observación
	Alim.	SED.					3I0	3V0	t	3I0	3V0	t	
							(A)	(V)	(seg)	(A)	(V)	(seg)	
19/01/1997	PL-06	—	1ra	B	Lecho de río, gran cantidad de piedras	RXPE 41/40	2	866	2	4.22	1433	—	Relé detectó la falla, automatismo actuó primero
			2da	B	Lecho de río, gran cantidad de piedras	RXPE 41/40	2	866	2	1.3	630	—	Relé no detectó la falla
			3ra	B	Lecho de río, gran cantidad de piedras	RXPE 41/40	2	866	2	2	315	—	Relé no detectó la falla
22/03/1997	L-02	—	1ra	B	Cultivo, pocas piedras	RXPE 41/40	4	866	1	6.4	9527	1	Relé detectó la falla, automatismo actuó primero
			2da	B	Cultivo, pocas piedras	RXPE 41/40	2	866	2	13.4	1039	2	Relé operó correctamente
			3ra	B	Carretera afirmada, abundante cascajo	RXPE 41/40	2	866	1	3.58	10148	1	Relé operó correctamente
			4ta	B	Carretera afirmada, abundante cascajo	RXPE 41/40	2	866	1	4.18	13803	1	Relé operó correctamente
			5ta	B	Cultivo, cerca a acequia	RXPE 41/40	2	866	1	9.2	13736	1	Relé operó correctamente
30/05/1998	PL-06	SE.1624	1ra	A	Directo al pozo de tierra de la SED	DFP300	0.025	157	0.1	75	25830	0.1	Falla franca, Relé operó correctamente
			2da	B	Arcilloso arenoso ligeramente cripio	DFP300	0.025	157	0.1	13.15	4772	0.1	Relé operó correctamente
			3ra	B	Cultivo, pocas piedras	DFP300	1.6	1203	1	21.71	7324	1.2	Relé operó correctamente
20/08/1998	PL-08	SE.1478	1ra	B	Lecho de río, gran cantidad de piedras	DPU2000R	0.5	315	1	—	—	—	El automatismo actuó primero
			2da	B	Lecho de río, gran cantidad de piedras	DPU2000R	0.5	315	1	1	>315	1	Relé operó correctamente
			3ra	C	Lecho de río, gran cantidad de piedras	DPU2000R	0.5	315	1	1	>315	1	Relé operó correctamente

**ANEXO D:**  
**PROCEDIMIENTO PARA LAS PRUEBAS DE CAIDA DE**  
**CONDUCTOR A TIERRA EN UN ALIMENTADOR DE**  
**DISTRIBUCIÓN**

## ANEXO D

### PROCEDIMIENTO PARA LAS PRUEBAS DE CAIDA DE CONDUCTOR A TIERRA EN UN ALIMENTADOR DE DISTRIBUCION

#### 1. Objetivo de la pruebas

Realizar pruebas en campo, dejando caer un conductor de una fase a tierra, para registrar los parámetros eléctricos del comportamiento de la falla a tierra y analizar la operación de la función de recierre de los relés digitales tipo multifunción, frente a una falla a tierra en un sistema de neutro aislado.

#### 2. Información general

En esta parte se debe indicar la fecha y la hora de la realización de la prueba de caída de conductor, también se indica el lugar exacto de las pruebas haciendo referencia en un esquema adjunto.

#### 3. Valores de calibración de los relés de protección

Los valores de ajuste inicialmente serán los siguientes, salvo alguna modificación en el momento de la prueba:

Corriente homopolar de arranque:  $3I_0 = 1.0\text{Amp.}$  (primarios)

Tensión homopolar:  $3V_0 = 943\text{ V}$  (primarios)

Tiempos de recierre:

Apertura después de 1 segundo de falla.

Cierre después de 1 segundo.

Apertura definitiva después de 1 segundo

Tiempo total 3 segundos.

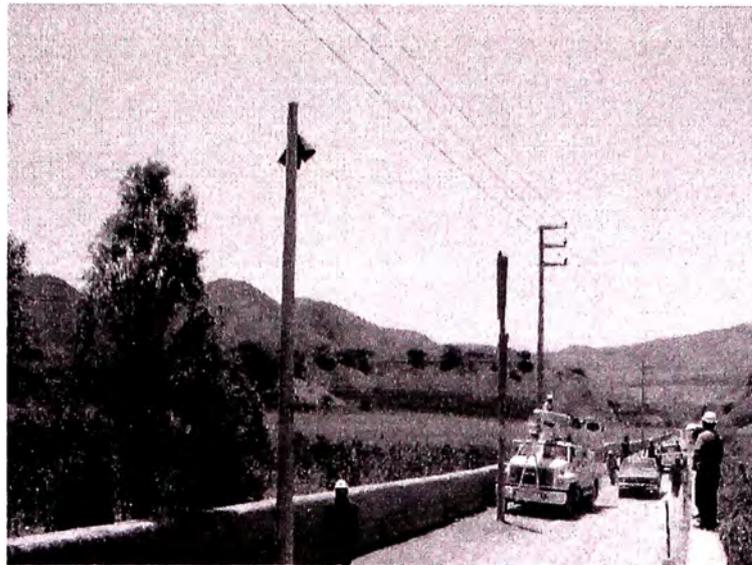
#### 4. Procedimiento

El procedimiento para realizar la prueba fue el siguiente:

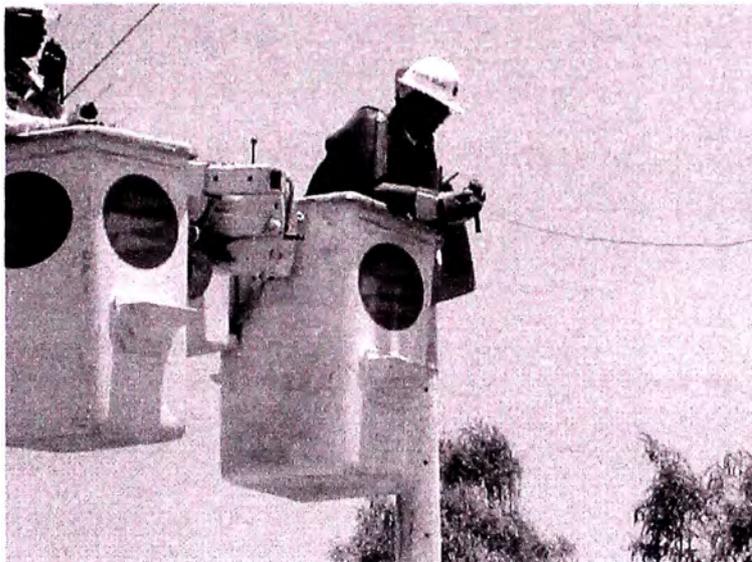
- 1°. La unidad de operación ubicada en el lugar de la prueba, comunica a Centro de Control el inicio de la prueba.
- 2°. Se inicia la prueba **tipo A**, cortando la energía al circuito para conectar una fase a la malla de tierra en la subestación donde esta ubicado el relé que se esta probando.
- 3°. Después de terminar la conexión, con el pase de Centro de Control, se energizará el circuito.

- 4°. El relé sensa la falla y ordena la apertura del interruptor, si el relé no llegará a operar el automatismo ordenará la apertura del interruptor.
- 5°. El operador ubicado en la subestación comunicara a Centro de Control la desconexión del circuito provisional.
- 6°. Se inicia la prueba **tipo B**, con el pase de Centro de Control, el operador de la URE ubicado en el brazo hidráulico, comunicara el instante previo al momento de soltar el conductor, contando en forma regresiva de 5 a 0. Esta comunicación se hará a los técnicos ubicados en la subestación de distribución y en la subestación de transmisión.
- 7°. Una vez el conductor en el suelo, se producirá la falla a tierra, la cual será sensado por el relé de protección, quien deberá realizar la apertura del interruptor de acuerdo al tiempo ajustado, si el relé no llegará a operar el automatismo ordenará la apertura del interruptor.
- 8°. La unidad de operadores ubicado en la subestación, comunicara al Centro de Control la apertura del interruptor.
- 9°. Se inicia la prueba **tipo C**, estando el conductor en el suelo, con el pase de Centro de Control, se volverá ha energizar el circuito.
- 10°. El relé sensa la falla y ordena la apertura del interruptor, si el relé no llegará a operar el automatismo ordenará la apertura del interruptor.
- 11°. Terminado los tres tipos de pruebas, los operadores ubicados en la subestación dará el pase a la URE para desconectar la red provisional de la red de 10kV.
- 12°. La URE comunicara a Centro de Control la desconexión de la red provisional y Centro de Control ordenará a los Operadores ubicados en la subestación la normalización del circuito.

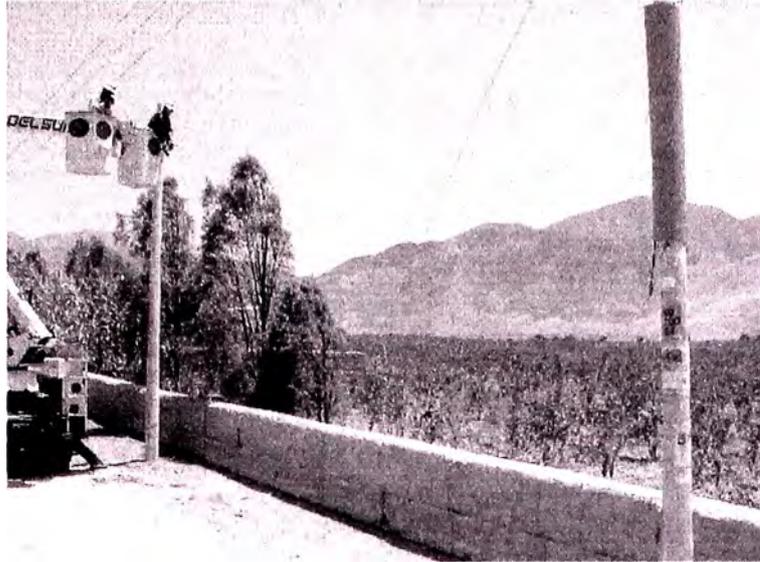
En las **Fig.1, 2 y 3** se muestran fotos de la secuencia de una prueba realizada en la zona de Bujama.



**Fig.1** Zona donde se deja caer el conductor de una fase



**Fig.2** Conteo regresivo de la prueba (técnico de la URE listo para dejar caer el conductor)



**Fig.3** Caída del conductor a tierra

**ANEXO E:**  
**COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE ATERRAMIENTO**  
**PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN**

## ANEXO E

### COMPARACIÓN DE METODOS DE ATERRAMIENTO PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN

Descripción	Métodos de Aterramiento					
	Neutro aislado	Aterramiento sólido (uni-aterramiento)	Aterramiento sólido (multi-aterramiento)	Aterramiento baja-impedancia	Aterramiento alta-impedancia	Aterramiento resonante
Aplicación de algunos países	Italia, Japón, Irlanda, Rusia, Perú, España	Gran Bretaña	USA, Canadá, Australia, América Latina	Francia, España		Europa Norte y Oriental, China, Israel
Conexión de carga permisible	Fase-fase	Fase-fase (3 líneas) y fase-neutro (4 líneas)	Fase-fase y fase-tierra	Fase-fase	Fase-fase	Fase-fase
Nivel de aislamiento requerido	Fase-fase	Fase-neutro	Fase-neutro	Fase-neutro	Fase-fase	Fase-fase
Limitación de transitorios Sobrevoltajes	Bajo	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno (R-aterramiento), Promedio (L-aterramiento)	Promedio
Posible operación con una falla a tierra	No siempre	No	No	No	No siempre	Casi siempre
Auto extinción de falla a tierra	No siempre	No	No	No	No siempre	Casi siempre
Seguridad humana	Promedio	Bueno	Malo	Bueno	Promedio	Bueno
Esfuerzo térmico en equipamiento	Bajo	Alto	Alto	Alto	Bajo	Inferior
Interferencia con líneas de comunicación	Promedio	Alto	Alto	Alto	Bajo	Inferior
Sensibilidad protección de falla a tierra	Promedio	Bueno	Malo	Bueno	Promedio	Promedio

**ANEXO F:**  
**CALIBRACIÓN DEL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN**  
**DPU2000R SOFTWARE WinECP**

## **ANEXO F**

### **CALIBRACION DEL DISPOSITIVO DE PROTECCION DPU2000R SOFTWARE WinECP**

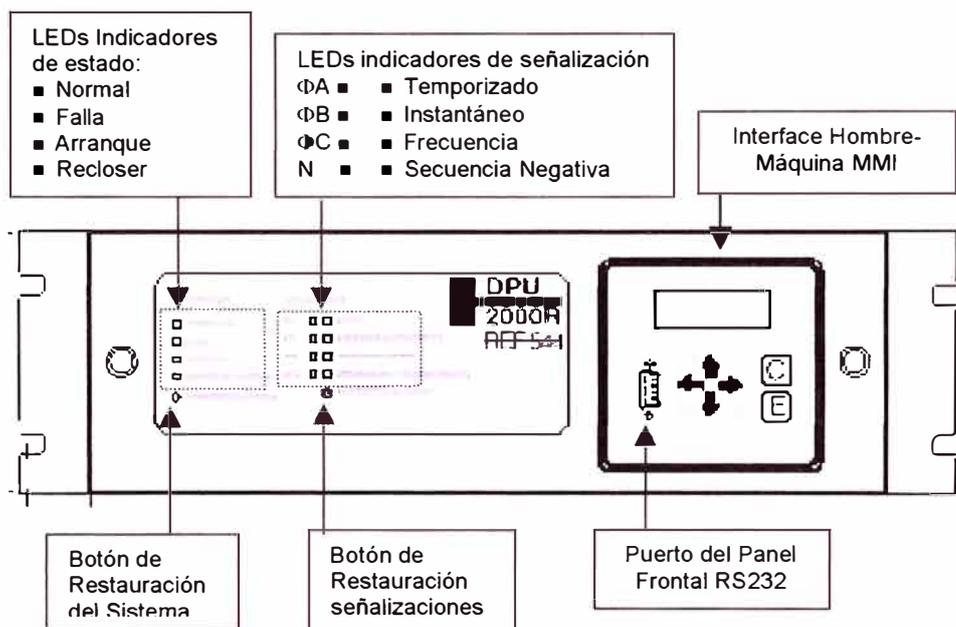
- 1. DESCRIPCION DEL DISPOSITIVO DE PROTECCION DPU2000R**
  - 1.1 Parte Frontal del DPU2000R
  - 1.2 Interface Hombre Maquina (MMI)
  - 1.3 Parte Posterior del DPU2000R
  
- 2. SELECCIÓN DEL MODO DE OPERACIÓN DEL SOFTWARE WinECP**
  - 2.1 Acceso Remota a Distancia
  - 2.2 Acceso Directo en Conexión Local con el DPU2000R
  - 2.3 Fuera de Línea sin Conexión con el DPU2000R
  
- 3. MENUS DEL SOFTWARE WinECP**
  
- 4. AJUSTE DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION DEL DPU2000R**
  - 4.1 Procedimiento General para realizar los Ajustes
  - 4.2 Procedimiento para realizar el Ajuste de las Funciones de Protección
  - 4.3 Procedimiento para realizar el Ajuste de Falla del Interruptor
  
- 5 AJUSTE DE LA CONFIGURACION DEL DPU2000R**
  
- 6 PROGRAMACION DE LOS CONTACTOS DE ENTRADAS Y SALIDAS**
  - 6.1 Procedimiento para la Programación de los Contactos de Entrada
  - 6.2 Procedimiento para la Programación de los Contactos de Salida
  
- 7. PROGRAMACION DEL CONTACTO DE DISPARO (MASTER TRIP)**
  
- 8. REGISTROS HISTORICOS ALMACENADOS POR EL DPU2000R**
  - 8.1 Obtención del Resumen de Fallas
  - 8.2 Obtención de los Registros de Fallas
  - 8.3 Obtención de los Registros de Operaciones
  - 8.4 Obtención del Resumen de Operaciones
  
- 9. CONTROL DE LOS CONTACTOS DE SALIDAS Y ENTRADAS**
  
- 10. CAPTURA DE OSCILOGRAFIAS**
  - 10.1 Procedimiento para realizar el Ajuste de Captura de Datos Oscilográficos
  - 10.2 Obtención de los Registros Oscilográficos

## 1. DESCRIPCIÓN DEL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN DPU2000R

### 1.1 Parte Frontal del DPU2000R

El DPU2000R está alojado dentro de una caja estándar 3U de 19 x 5 pulgadas, diseñado para montaje sobre repisas.

La descripción de la parte frontal que presenta el Dispositivo de Protección DPU2000R se indican en la figura de abajo, en donde se señala las partes importantes que conforman el panel frontal.



### 1.2 Interface Hombre Máquina (MMI)

La interface hombre máquina (MMI) se ubica sobre el panel frontal, que consta de una pantalla LCD gráfica, seis botones (teclas) y doce indicadores LED.

- Presionar la tecla Enter <E> para acceder a Menú Principal.
- Utilice las flechas hacia arriba y hacia abajo para desplazarse por los diferentes menús y para cambiar el carácter cuando ingresa una palabra clave alfanumérica.
- Use la tecla Enter <E> para seleccionar el menú deseado o el valor deseado cuando cambia los ajustes.
- Use la flecha izquierda derecha para aumentar o disminuir respectivamente, los valores de calibración o los números de registros. También úselas para moverse de izquierda a derecha dentro de la cadena de caracteres de la palabra clave.

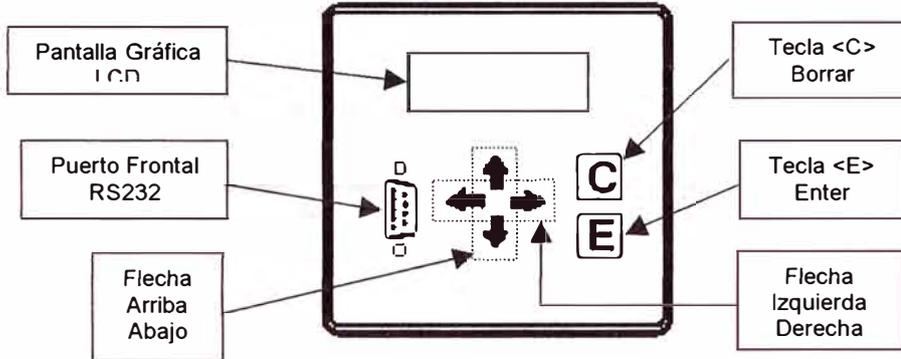
- Use la tecla <C> (borrar) para regresar al menú anterior. También puede usar para:
  - Restablecer los indicadores LED y la pantalla LCD después de una falla (presione <C> una vez).
  - Desplazarse por los valores de Demanda y Carga (presione <C> dos veces).
  - Reajustar los valores de demanda pico (presionar <C> tres veces).

Se puede restablecer o reajustar el sistema presionando simultáneamente las teclas <C>, <E> y las flechas. Un "System Reset" reajusta el microprocesador a su estado original y vuelve arrancar el programa de software. Durante un reajuste del sistema, no se pierde ninguna información almacenada ni valores de calibración.

Los siguientes despliegues y menús están disponibles a través del MMI:

- ◆ Despliegue Continuo – muestra las corrientes, voltajes y la tabla de ajustes que está habilitada.
- ◆ Despliegue posterior a la falla – muestra la distancia hasta la falla en km y las

corrientes de falla para la última falla hasta que los indicadores son restablecidos.

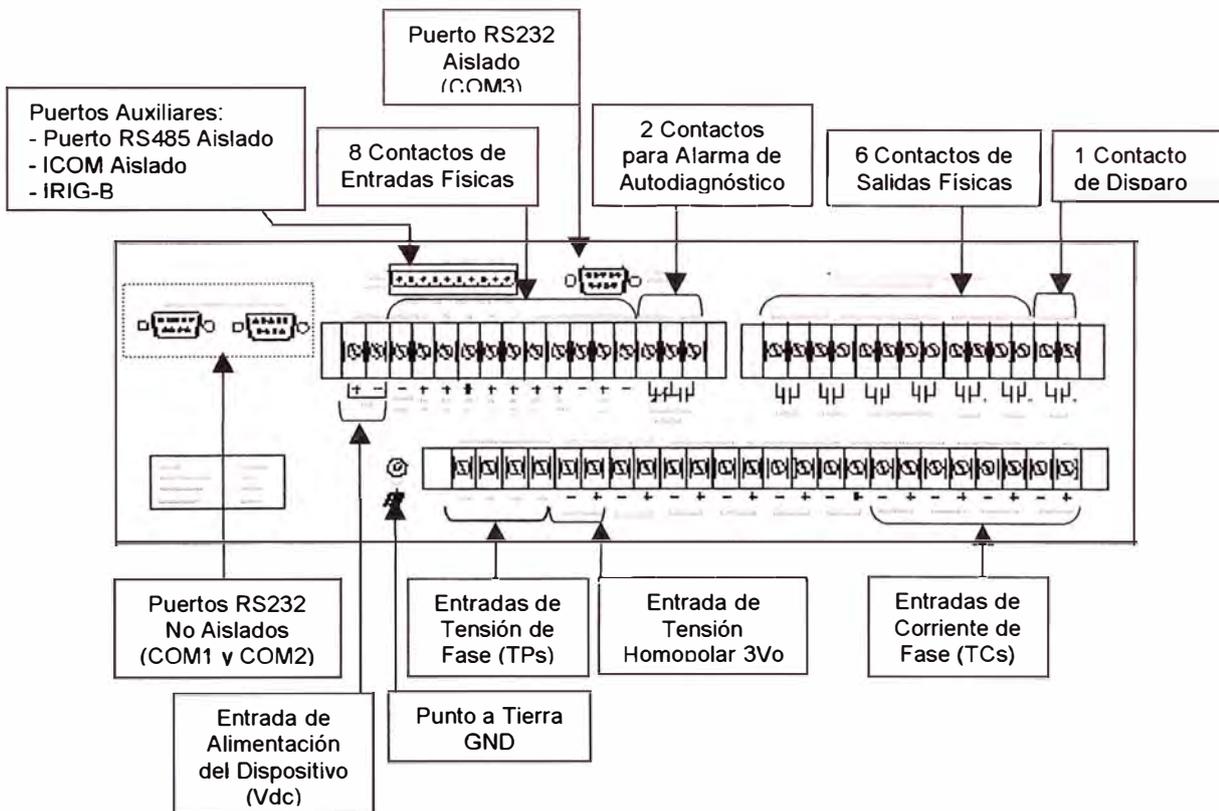


### 1.3 Parte Posterior del DPU2000R

Aplicar sólo el rango de voltaje de control que indica el número de catálogo de la unidad al terminal positivo y al terminal negativo. Conecte a tierra el espárrago de tierra en la parte trasera de la caja a la barra de conexión a tierra del equipo.

Con excepción de las bobinas de CTs y de la tarjeta de carga, usted puede retirar totalmente el DPU2000R de su caja.

En la figura de abajo se tiene la descripción de la parte posterior del DPU2000R, en donde se señalan las partes principales que forman parte del equipo.

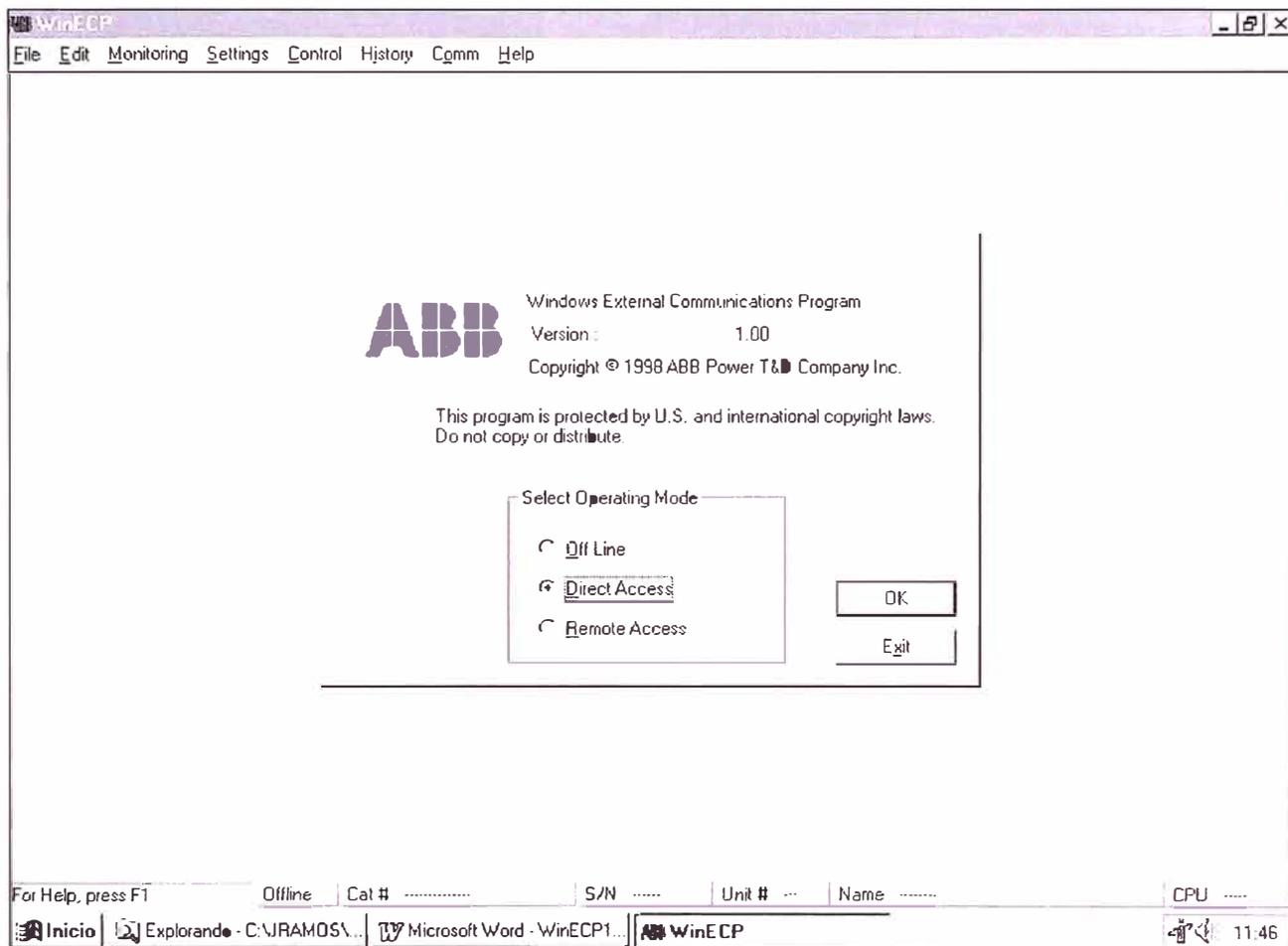


## 2. SELECCIÓN DEL MODO DE OPERACIÓN DEL SOFTWARE WinECP

El software WinECP abastece las comunicaciones de punto a punto entre la PC y el dispositivo DPU2000R. Usando WinECP

se puede programar los ajustes y configuraciones que requiere el DPU2000R.

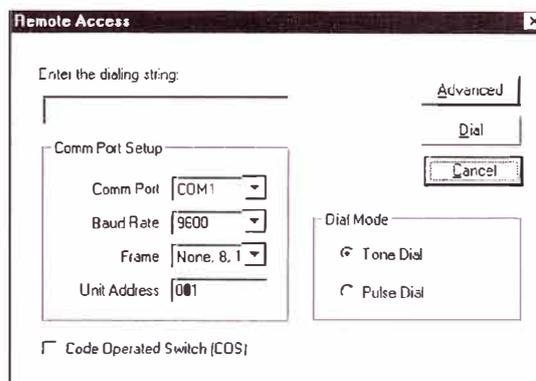
Para iniciar el funcionamiento del software WinECP que realizará la comunicación con el DPU2000R a través de la PC, pulsar el icono **WinECP**, con lo cual aparecerá la ventana que se muestra abajo.



En ésta ventana se puede seleccionar las siguientes opciones de comunicación:

### 2.1 Acceso Remoto a Distancia

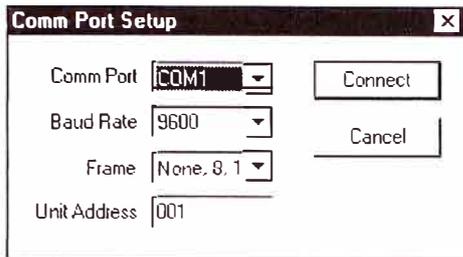
- 1º Seleccionar "Remote Access"
- 2º Presionar el botón [Ok]
- 3º Aparecerá la ventana que se muestra abajo, en donde podrás ingresar los parámetros de comunicación remota.



### 2.2 Acceso Directo en Conexión Local con el DPU2000R

- 1º Seleccionar "Direct Access".
- 2º Presionar el botón [Ok].

3º Aparecerá la ventana que se muestra abajo, en donde debes ingresar los parámetros de conexión local.



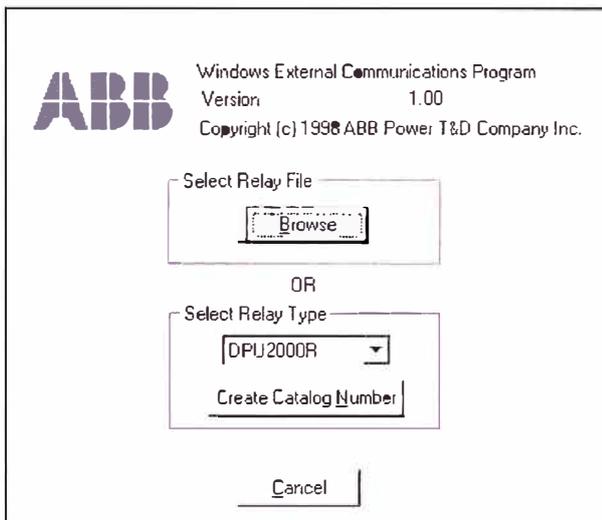
4º Presionar el botón [Connect] para realizar la conexión.

### 2.3 Fuera de Línea sin Conexión con el DPU2000R

1º Seleccionar "Off Line"

2º Presionar el botón [OK]

3º Aparecerá la ventana que se muestra abajo.



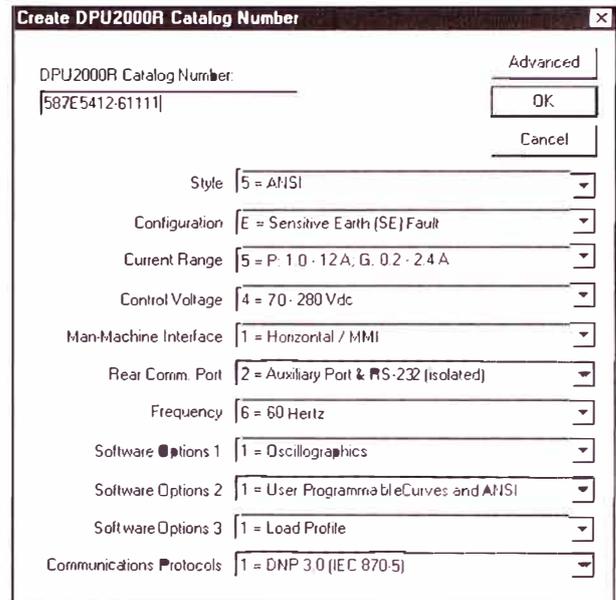
Esta ventana te permite seleccionar las siguientes opciones:

A. Seleccionar y cargar el archivo de datos, para lo cual ubicarse en el cuadro "Select Relay File" y pulsar el botón [Browse], aparecerá un cuadro de diálogo que te permite realizar la búsqueda del archivo.

B. Seleccionar el tipo de dispositivo, para lo cual ubicarse en el cuadro "Select Relay Type" y pulsar la flecha abajo, aparecerán los tipos de relés disponibles en el software, seleccionar el tipo de relé que corresponda.

Tabla 3-1. Descripción del menú WinECP

C. Crear un número de catálogo del nuevo dispositivo, pulsar el botón [Create Catalog Number], la ventana que se muestra abajo



En esta ventana tienes que seleccionar las características del dispositivo, tales como:

- ◆ El tipo de curva.
- ◆ La configuración
- ◆ El rango de corriente
- ◆ La tensión Auxiliar del dispositivo
- ◆ La interfase Humano Maquina y la disposición de montaje
- ◆ Los puertos posteriores de comunicación
- ◆ La frecuencia del sistema
- ◆ Opción 1 de oscilografía
- ◆ Opción 2 de las curvas programables por el usuario
- ◆ Opción 3 perfil de carga
- ◆ El Protocolo de comunicación

### 3. MENUS DEL SOFTWARE WinECP

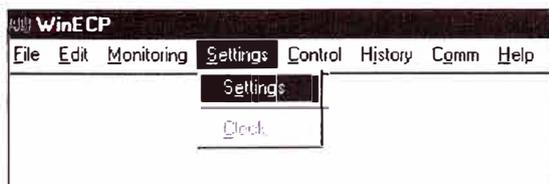
En la parte de abajo se tiene la Tabla 3-1 en donde se descripción todos los menús disponibles en el software WinECP.

Muchos de los menús que conforman el software WinECP son los mismos de la Interfase Humano Maquina (HMI) del panel frontal, pero algunos son únicos del software WinECP.

<b>WinECP</b>	
<b>File</b>	<b>Archivo</b>
New Session	Nueva Sesión
Export	Exportar
Import	Importar
Osc. Analysis Tool	Herramienta de Análisis Oscilográfico
CurveGen	Herramienta para generar curvas por el usuario
FPI	Herramienta para actualizar el firmware
Exit	Salir
<b>Edit</b>	<b>Edición</b>
Copy	Copiar
Paste	Pegar
<b>Monitoring</b>	<b>Visualización</b>
Metering	Medición
Inputs/Outputs	Entradas/Salidas
Oscillographic Data Acquisition	Adquisición de Datos Oscilográficos
<b>Settings</b>	<b>Ajustes</b>
Settings	Ajustes
Clock	Reloj
<b>Control</b>	<b>Control</b>
Breaker	Interruptor
Inputs	Entradas
Outputs	Salidas
Reset	Restauración
Oscillographic Data Acquisition	Adquisición de Datos Oscilográficos
<b>History</b>	<b>Historia</b>
History	Historia
<b>Comm</b>	<b>Comunicación</b>
Offline	Fuera de Línea
Direct Access	Acceso Directo
Remote Access	Acceso Remoto
Set Comm Port	Características del Puerto de Comunicación
Set Unit Address	Dirección de la Unidad
Terminal	Terminal
<b>Help</b>	<b>Ayuda</b>
Help Topics	Tópico de Ayuda
About WinECP	Acerca del WinECP

#### 4. AJUSTE DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION DEL DPU2000R

Desde la barra principal de Menú seleccionar Settings/Settings, tal como se muestra en la figura de abajo



Con esta opción se podrá calibrar y configurar todas las funciones y características de protección que tiene implementado el DPU2000R.

Dentro del menú ajustes "Settings" tienes seis opciones básicas:

1. Enviar datos al Sistema.
2. Recibir datos del Sistema.
3. Imprimir.
4. Salvar el archivo
5. Leer el archivo
6. Cerrar.

Estas opciones se ubican en la parte inferior izquierda de la ventana de "Settings" en forma de botones, tal como se muestra en la figura de abajo.



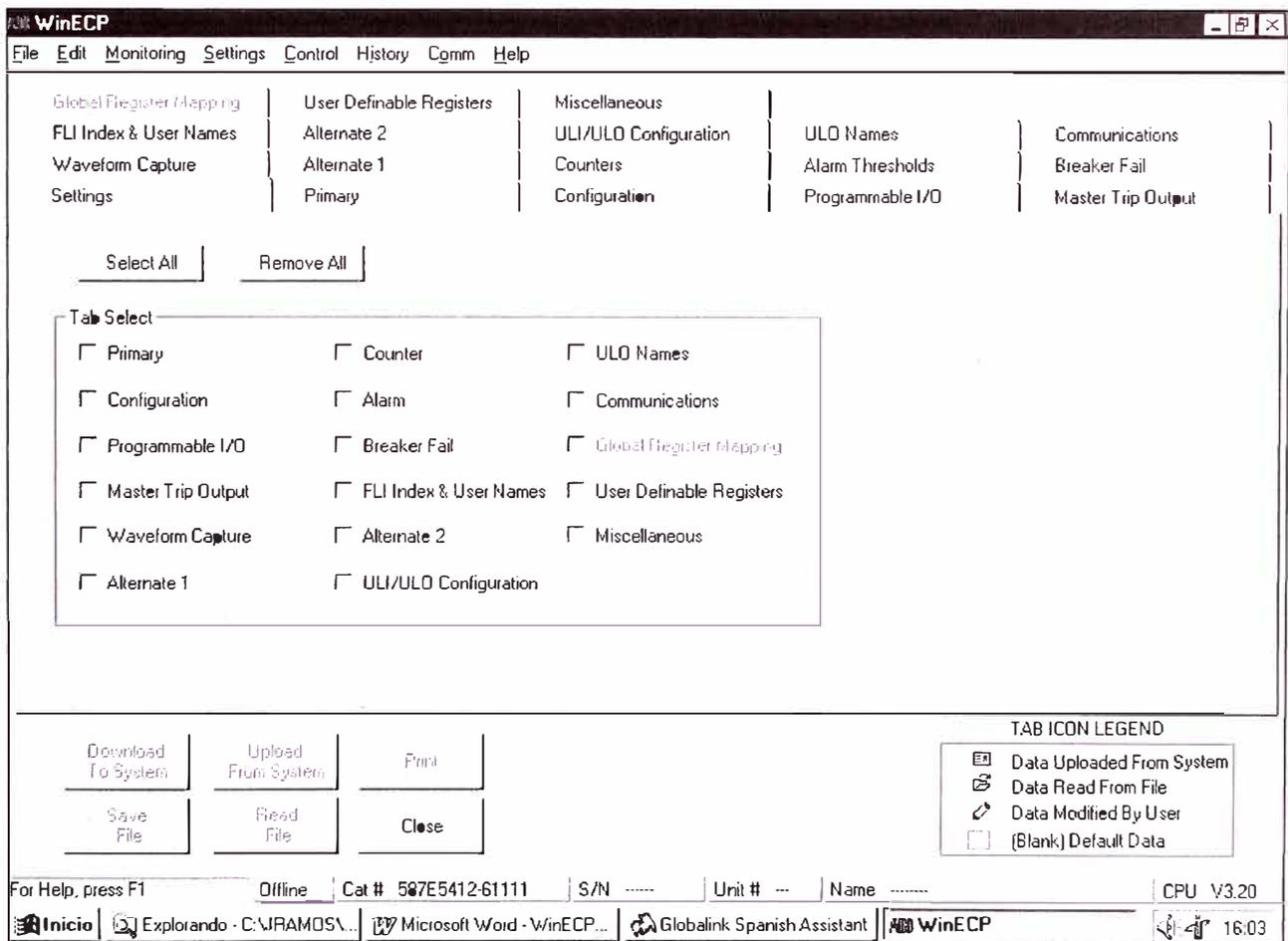
Las funciones de protección y las características de ajustes y configuraciones son agrupadas dentro de la ventana de

“Settings”, para tener una mejor presentación, la descripción de la agrupación se muestran en la **Tabla 4-1**.

**Tabla 4-1.** Agrupación de los ajustes del Menú Settings

Settings Menu	Menú Ajustes
Settings	Ajustes
Primary +	Ajustes Primario
Configuration Settings +	Ajustes de Configuración
Programmable I/O +	Programables Entradas/Salidas
Master Trip Output +	Salida de Disparo Maestro
Waveform Capture	Menú Captura de Oscilografía
Alternate 1 +	Ajustes Alternativa 1
Counters +	Ajustes del Contador
Alarm Thresholds	Umbral de Alarma
Breaker Fail +	Ajustes de Falla del Interruptor
FLI Index User Names +	FLI Índice Nombre de Usuarios
Alternate 2 +	Ajustes Alternativa 2
ULI/ULO Configuration +	Configuración ULI/ULO
ULO Names +	Nombres de las Salidas Lógicas del Usuario
Comunication	Ajustes de Comunicación
Global Register Mapping	Mapeo del registro Total
User Definable Registers	Registros Definidos por el usuario
Miscellaneous	Menú Comandos Misceláneas

La ventana de las agrupaciones de los Ajustes se muestra en la figura de abajo.



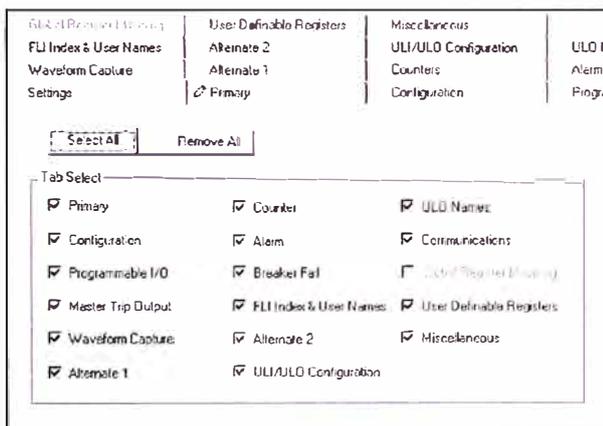
#### 4.1 Procedimiento General para Realizar los Ajustes

El procedimiento general para cambiar los ajustes son los siguientes:

1º Desde el WinECP, escoger “Off Line” para la programación fuera de línea o “Direct Access” para la comunicación en línea, en conexión local con el DPU2000R, o “Remote Access” para la comunicación

remota a distancia y presionar el botón [Ok].

- 2º Desde la ventana "**Comm Port Setup**", escoger el botón [Connect]. Si no es exitoso el enlace, revisar el cable de comunicación con el DPU2000R e intentar otra vez.
- 3º Desde el menú **Settings**, escoger "**Settings**" para visualizar la ventana de ajustes.
- 4º En la ventana de ajustes "**Settings**" destacar la agrupación "**Settings**", donde te permite seleccionar todas las agrupaciones de los ajustes al pulsar el botón [Select All] ó remover todas las agrupaciones seleccionadas al pulsar el botón [Remove All] ó seleccionar uno a uno en forma individual. La figura de abajo muestra la ventana de selección.



## 4.2 Procedimiento para Realizar el Ajuste de las Funciones de Protección

Para realizar los ajustes el DPU2000R proporciona **TRES GRUPOS** de Ajustes que son:

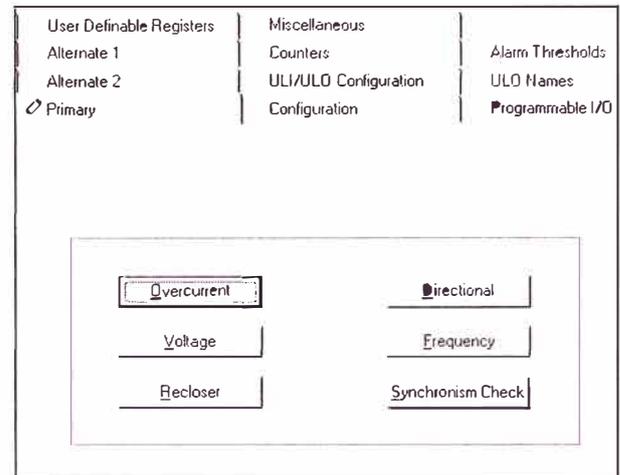
- ◆ Primario (*Primary*)
- ◆ Alternativa 1 (*Alternate 1*)
- ◆ Alternativa 2 (*Alternate 2*).

En la **Tabla 4-2** se tiene las especificaciones de las funciones de protección, en donde se tiene:

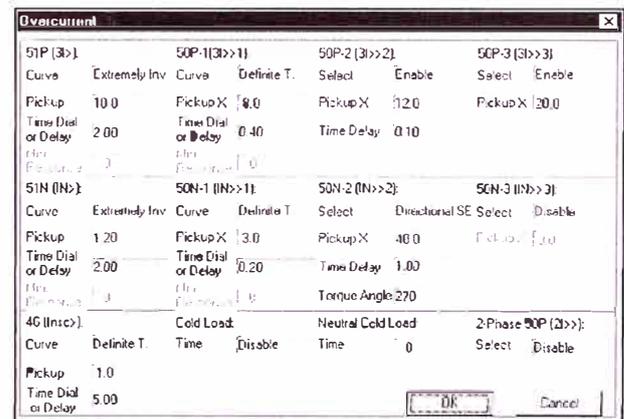
- ◆ Las funciones de protección.
- ◆ Los ajustes de cada función.
- ◆ El rango de las funciones.
- ◆ El tamaño de paso de las unidades.
- ◆ Los valores por defecto.

El procedimiento para realizar el ajuste de las funciones de protección para cualquiera de los tres grupos es el siguiente:

- 1º. Seleccionar la agrupación de ajustes deseado Primario, Alt1 o Alt2. Aparecerá la siguiente ventana tal como se muestra abajo.

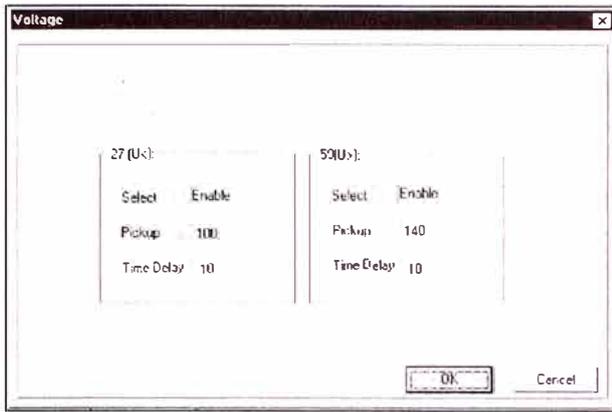


- 2º Pulsar el botón [Overcurrent] para mostrar la ventana de ajustes de los parámetros de las funciones de: Sobrecorriente de Fase (51P, 50P-1, 50P-2, 50P-3), Sobrecorriente de Neutro (51N, 50N-1, 50N-2, 50N-3) y Sobrecorriente de Secuencia Negativa (46), tal como se muestra abajo



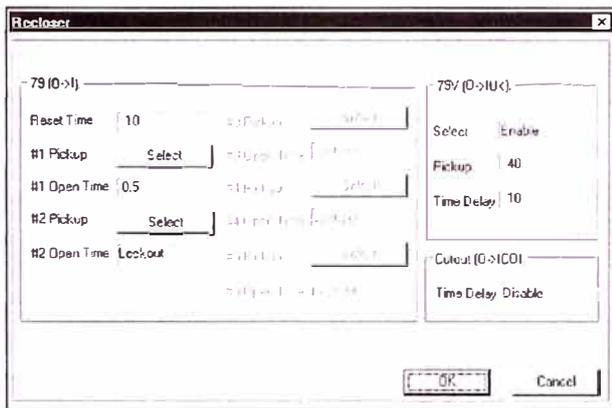
Pulsar el botón [Ok] para aceptar los ajustes realizados o [Cancel] para cancelar.

- 3º Pulsar el botón de [Voltage], en la ventana del paso 1, para obtener la ventana de los ajustes de los parámetros de las funciones de Voltaje: Subvoltaje (27) y Sobrevoltaje (59).



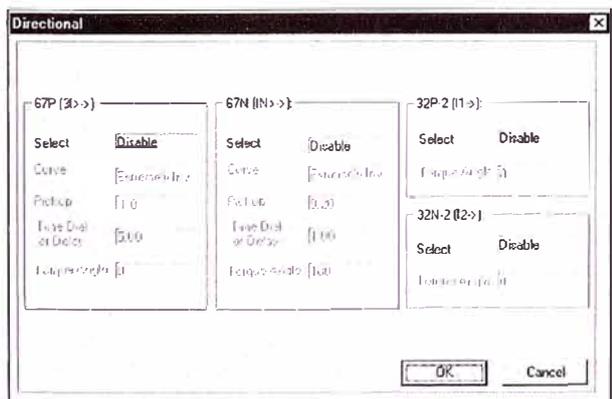
Pulsar el botón [Ok] para aceptar los ajustes realizados o [Cancel] para cancelar.

- 4º Pulsar el botón [Recloser], en la ventana del paso 1, para mostrar la ventana de los ajustes de los parámetros de las funciones de Recierre (79, 79V).



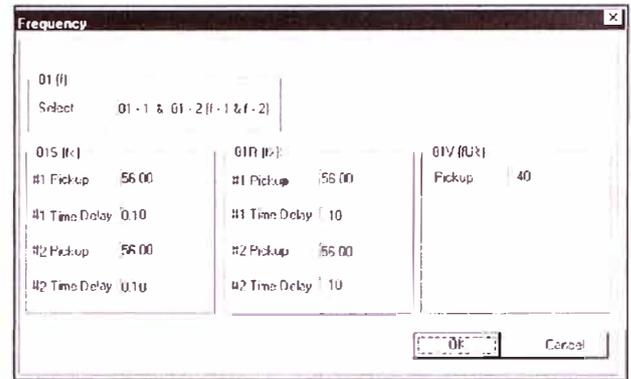
Pulsar el botón [Ok] para aceptar los ajustes realizados o [Cancel] para cancelar.

- 5º Pulsar el botón [Directional], en la ventana del paso 1, para mostrar la ventana de los ajustes de los parámetros de las funciones: Direccional de Fase (67P) y Direccional de Neutro (67N).



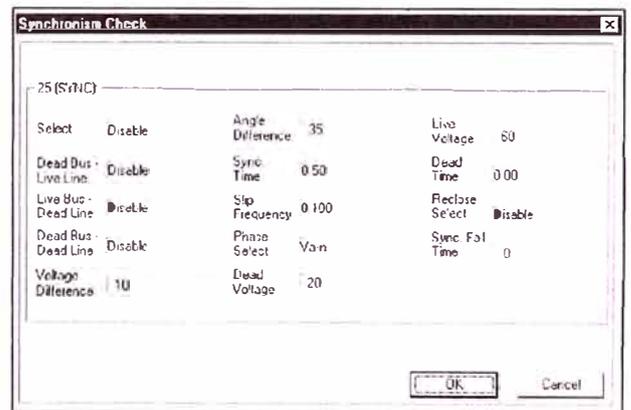
Pulsar el botón [Ok] para aceptar los ajustes realizados o [Cancel] para cancelar.

- 6º Pulsar el botón [Frequency], en la ventana del paso 1, para mostrar la ventana de los ajustes de los parámetros de la función de Frecuencia (81, 81R, 81S, 81V).



Pulsar el botón [Ok] para aceptar los ajustes realizados o [Cancel] para cancelar.

- 7º Pulsar el botón [Synchronism Check], en la ventana del paso 1, para mostrar la ventana de los ajustes de los parámetros de la función de Revisión de Sincronismo (25).



#### 4.3 Procedimiento para Realizar el Ajuste de Falla del Interruptor

El DPU2000R proporciona un estado de disparo con falla del interruptor, representado por la función (BFT). Esta función permite al DPU2000R indicar la operación del contacto de disparo del relé, pero que el interruptor de potencia no haya efectuado la apertura correspondiente, también proporciona una protección interna de disparo de falla del interruptor. El DPU2000R contiene una función BFT y una lógica de salida BF Re-Disparo que están diseñados para la

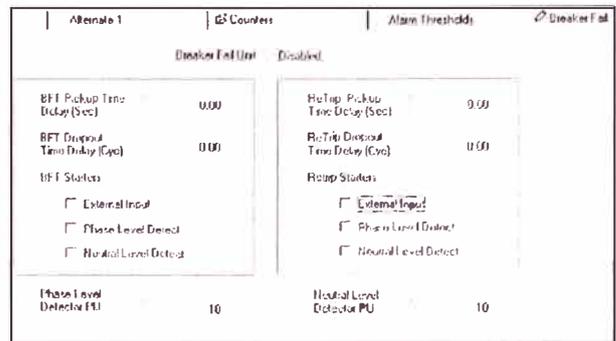
aplicación en esquemas con un simple interruptor.

Las salidas de la función BFT y Re-Disparo comparten la misma lógica y ambos requieren una entrada lógica de Inicio de Falla del Interruptor (BFI) y una entrada de "arranque". La entrada de arranque puede ser una fase del DPU2000R o el contacto 52a o una combinación de ambos.

Las lógicas de salidas BFT y Re-disparo pueden ser trazadas a una salida física y las entradas BFI y Arranque pueden trazarse a una entrada física de operación.

Para realizar el ajuste de Falla del Interruptor, seleccionar la agrupación [Breaker Fail], dentro de la ventana "Settings",

aparecerá la ventana que se muestra a continuación, en esta ventana podrás realizar los ajustes de los parámetros de Disparo del Interruptor con Falla.

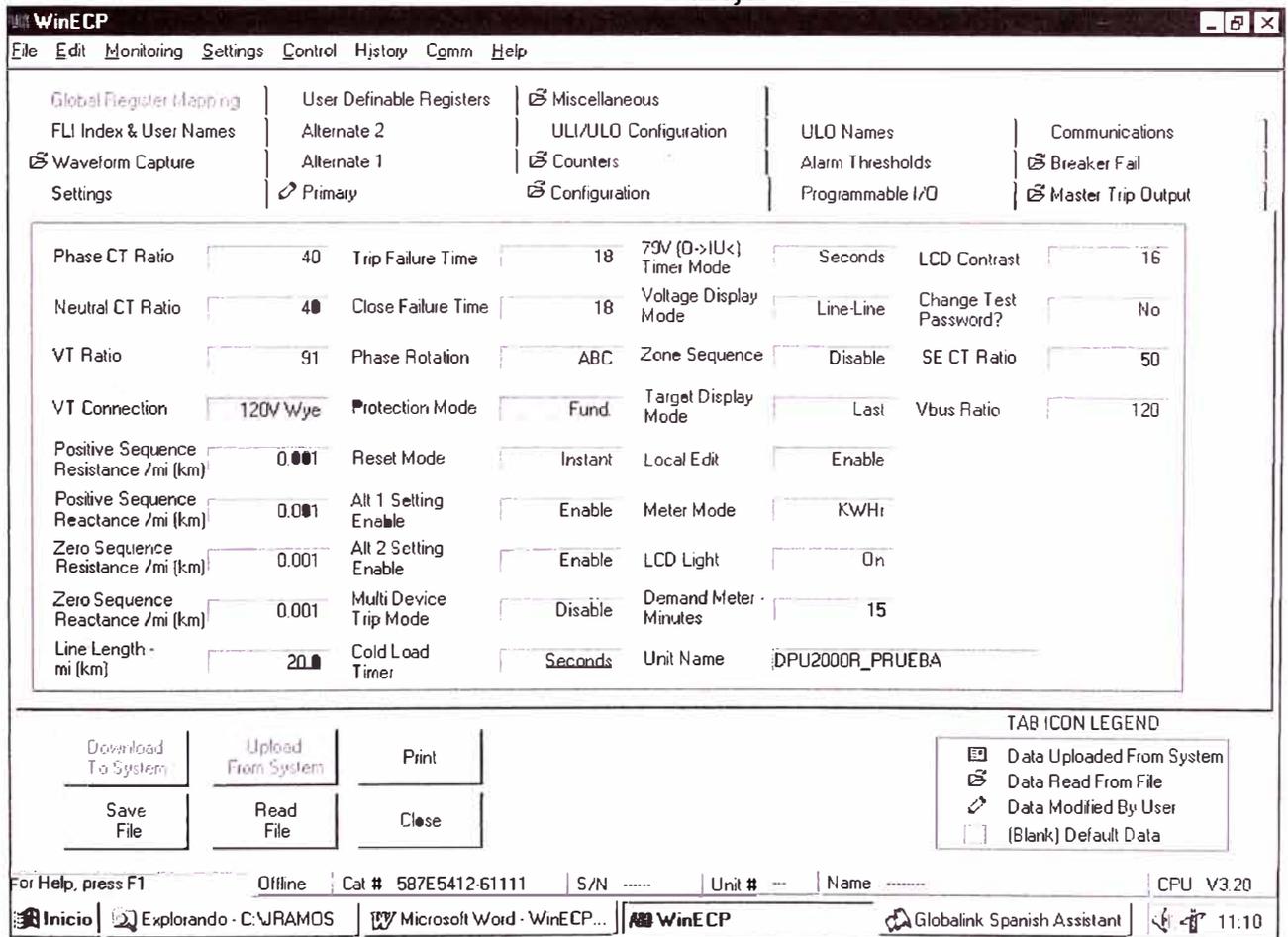


## 5. AJUSTE DE LA CONFIGURACION DEL DPU2000R

Para realizar el ajuste de los parámetros de la configuración de operación del dispositivo de protección DPU2000R, ver la

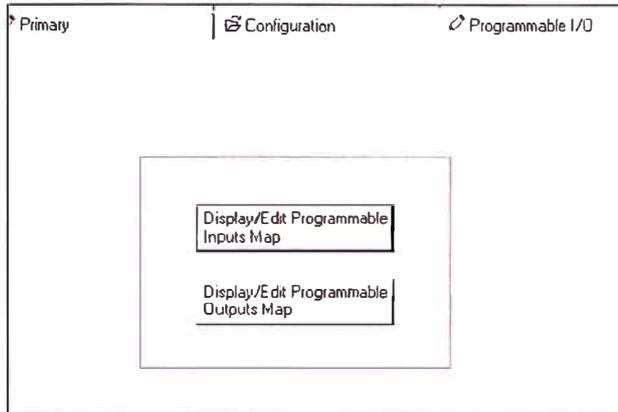
Tabla 4-4 donde se tienen los valores de ajuste de configuración.

Para el ajuste a través del programa WinECP seleccionar desde la ventana "Settings" la agrupación [Configuration], con lo cual aparecerá la ventana que se muestra abajo.



## 6 PROGRAMACIÓN DE LOS CONTACTOS DE ENTRADAS Y SALIDAS

Para la programación de los contactos de entradas y salida I/O del DPU2000R Seleccionar desde la ventana de "Settings" la agrupación [Programmable I/O], aparecerá la ventana que se muestra abajo:



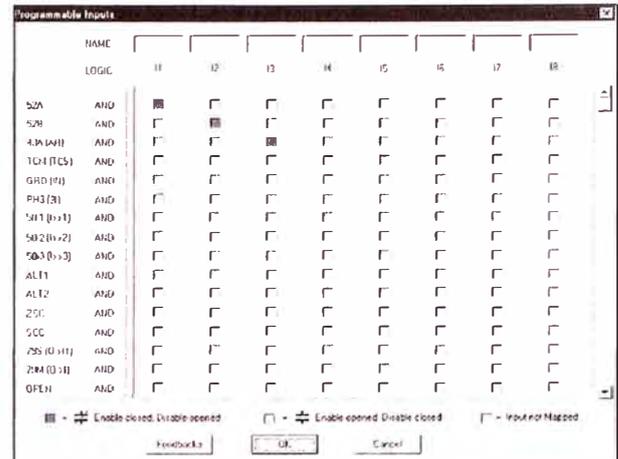
### 6.1 Procedimiento para la Programación de los Contactos de Entrada

Puedes individualmente programar las entradas físicas y de realimentación para realizar la programación lógica de las entradas.

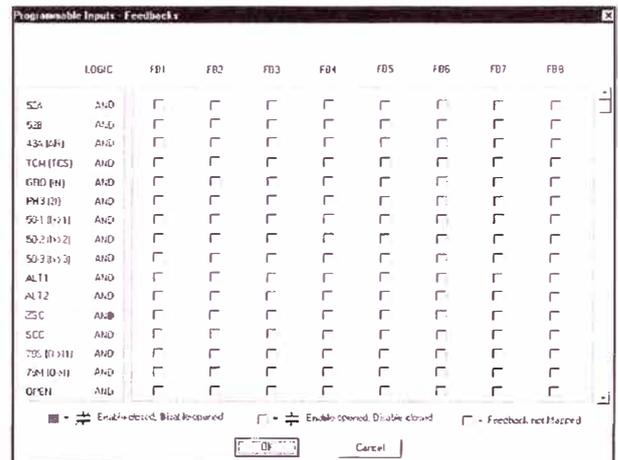
Ver el número de catálogo para identificar la cantidad disponible de contactos de entradas programables por el usuario. Se puede programar los contactos de entradas sólo usando el WinECP. Tienes que asignar la función de entrada al contacto de entrada para las funciones o ser operacionales (habilitado). Las entradas programables por el usuario pueden supervisar, habilitar, iniciar o actuar.

Usando el WinECP seguir el siguiente procedimiento para programar las entradas en la ventana de Entradas Programables.

1º Desde la agrupación "Programmable I/O", en la ventana de "Settings", pulsar el botón [Display/Edit Programmable Inputs Map], aparecerá la ventana de entradas físicas tal como se muestra abajo.



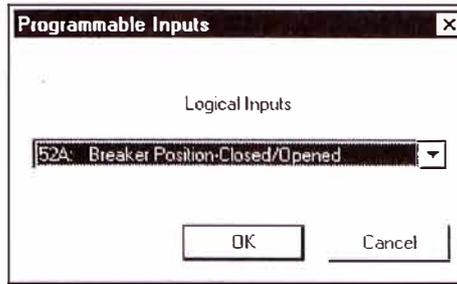
2º Las entradas de realimentación (entradas lógicas que son usadas para enlazar la tabla de entradas programables), se obtiene pulsando el botón [Feedbacks], aparecerá la ventana de las entradas de realimentación, tal como se muestra en la figura de abajo.



3º Las funciones de entradas lógicas disponibles son ubicadas en la columna de la izquierda. Tanto como para la ventana "Programmable inputs" como para la ventana "Programmable Inputs Feedback".

4º Para cambiar una entrada lógica en la relación:

a. Pulsar dentro de un recuadro de la entrada lógica deseada, primera columna de la izquierda, con lo cual aparecerá la siguiente ventana que se muestra abajo.



- b. Pulsar la flecha hacia abajo para visualizar la relación de las funciones de entradas lógicas disponibles.
- c. Destacar la entrada lógica que deseas
- d. Pulsar el botón [Ok] para aceptar la selección ó [Cancel] para cancelar.

5º Para cambiar la puerta lógica de una entrada, dar un click dentro de un recuadro de la lógica deseada, columna 'LOGIC', cambiando de AND a Or ó viceversa.

6º Para cambiar la condición de habilitado a una entrada física. Ubicar el cursor en el cuadrado de la columna de la entrada física y en la fila de la entrada lógica que deseas. Dar un click para escoger uno de las siguientes opciones:

- ♦ El cuadrado en rojo (*Enable Closed, Disable Opened*) representa que un contacto cerrado habilitará la función.
- ♦ El cuadrado en blanco (*Enable Opened, Disable closed*), representa que un contacto abierto habilitará la función.
- ♦ El cuadrado en gris (*Input not mapped*), representa entrada no trazada.

7º Para asignar un nombre a una entrada:

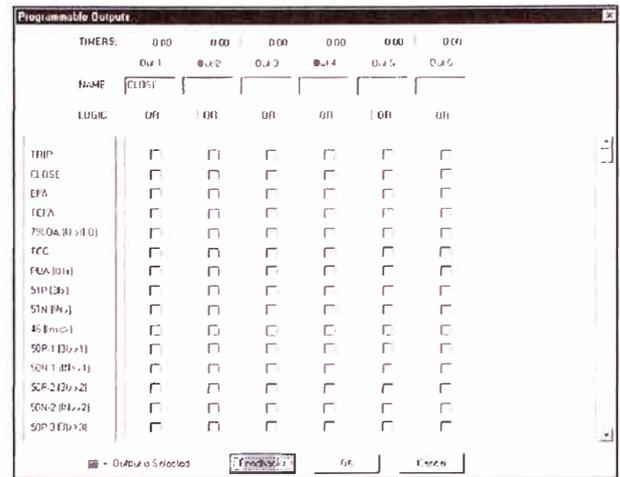
- a. Ubicar el cursor en la parte superior rotulado con "Name".
- b. Escribe el nuevo nombre (hasta 8 caracteres alfanuméricos).

8º Escoger [Ok] cuando estas satisfecho con sus cambios o [Cancel] para cancelar,

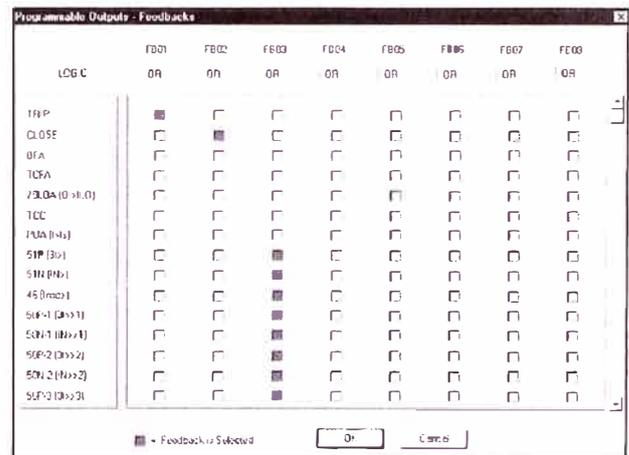
## 6.2 Procedimiento para la Programación de los Contactos de Salida

Usar WinECP y seguir el siguiente procedimiento para programar los contactos de salida en la ventana de Salidas Programables.

1º Desde la agrupación "Programmable I/O", en la ventana de "Settings", pulsar el botón [Display/Edit Programmable Output Map], la ventana que se obtendrá se muestra abajo.



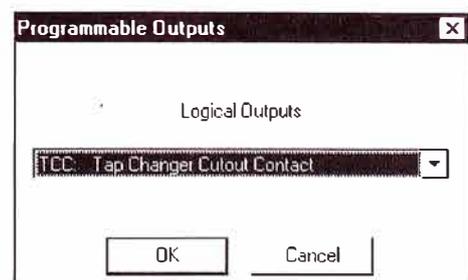
2º Pulsar el botón [Feedback] para visualizar la ventana de los contactos de realimentación que pueden ser usadas para enlazar con la tabla de salidas programables. La figura de abajo muestra la ventana de los contactos de entrada de realimentación.



3º Para cambiar la puerta lógica de un contacto, ubicar el cursor en el recuadro debajo al contacto que desea y en la fila "LOGIC", dar un click en el recuadro para cambiar la lógica AND a OR y viceversa.

4º Para cambiar una salida lógica.

- a. Ubicar el cursor en uno de los recuadros de la primera columna de la izquierda y dar un click, aparecerá una ventana como se muestra abajo.



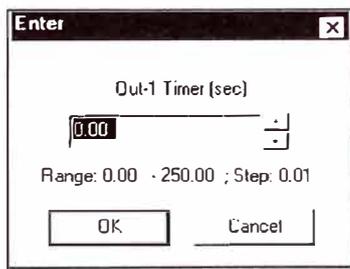
- b. Pulsar la flecha hacia abajo para visualizar la relación de las funciones de salidas lógicas disponibles.
- c. Escoger la entrada lógica que desees
- d. Pulsar el botón [Ok] Para aceptar la salida lógica seleccionado o [Cancel] para cancelar.

5º Para cambiar la puerta lógica de una salida, dar un click dentro de uno de los recuadros de la lógica deseada, fila 'LOGIC', con lo que cambiará de OR a AND o viceversa.

6º Para seleccionar una salida lógica o varias salidas lógicas a un contacto físico de salida, el cuadrado ubicado en la fila de la salida lógica y en la columna del contacto físico debe estar de color rojo, para lo cual dar un click en el cuadrado deseado.

- 7º Para asignar un nombre a la salida:
- a. Ubicar el cursor en la parte debajo del contacto de salida que desees y en la fila "Name".
  - b. Escribe el nuevo nombre (hasta 8 caracteres alfanuméricos).

- 8º Para cambiar el valor del cronómetro:
- a. Ubicar el cursor en la parte superior del contacto de salida que desees y en la fila "Timers" y dar un click en el cuadro, aparecerá la siguiente ventana de diálogo que se muestra abajo.



- b. Escoger la tecla de flecha hacia arriba o abajo para incrementar o disminuir el valor del cronómetro.

- c. Escoger [Ok] para aceptar el cambio ó [Cancel] para cancelar.

\*Si no es exitoso el alcance de este menú, revisar el enlace de comunicación con el DPU2000R y probar nuevamente.

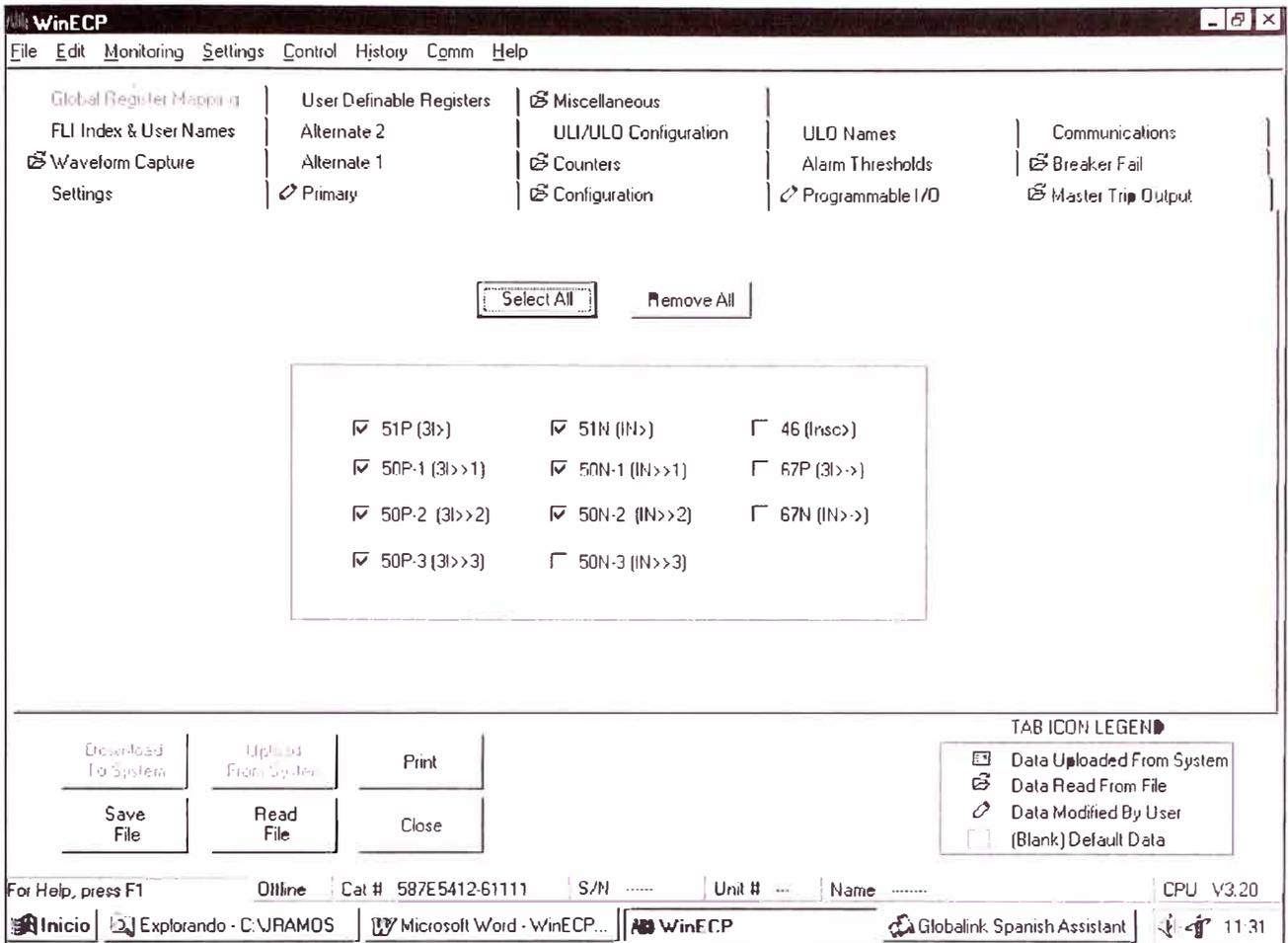
## 7. PROGRAMACIÓN DEL CONTACTO DE DISPARO (MASTER TRIP)

El DPU2000R tiene un contacto de disparo denominado "Trip" para dar la orden de apertura al interruptor de potencia. Este contacto es activado por los siguientes elementos de protección:

- ◆ 51P (3I>)
- ◆ 50P-1 (3I>>1)
- ◆ 50P-2 (3I>>2)
- ◆ 50P-3 (3I>>3)
- ◆ 51N (IN>)
- ◆ 50N-1 (IN>>1)
- ◆ 50N-2 (IN>>2)
- ◆ 50N-3 (IN>>3)
- ◆ 46 (Insc>)
- ◆ 67P (3I>->)
- ◆ 67N (IN>->)

En la ventana de Salida de Disparo Master puedes deshabilitar o habilitar cualquiera de los elementos de protección que se indica arriba éstos permitirán activar el contacto de salida de disparo master. Esto sólo puede realizarse usando el software WinECP.

Para la programación del contacto de disparo seleccionar la agrupación [Master Trip Output] dentro de la ventana de "Settings", con lo cual se obtendrá la ventana que se muestra en la figura de abajo,



En esta ventana podrás seleccionar el elemento de protección que deseas dando un click en el cuadrado de la izquierda del elemento de protección (check dentro del cuadrado indicará habilitado) esto habilitará el contacto de disparo del interruptor de potencia.

Esta ventana te permite seleccionar los diferentes registros que tiene almacenado el DPU2000R.

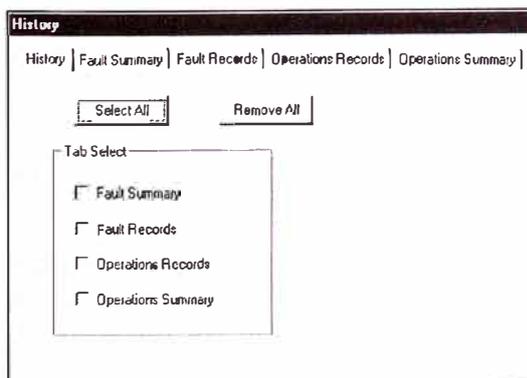
### 8.1 Resumen de Fallas

El DPU2000R proporciona un resumen de las últimas 32 fallas. El Resumen de Fallas incluye:

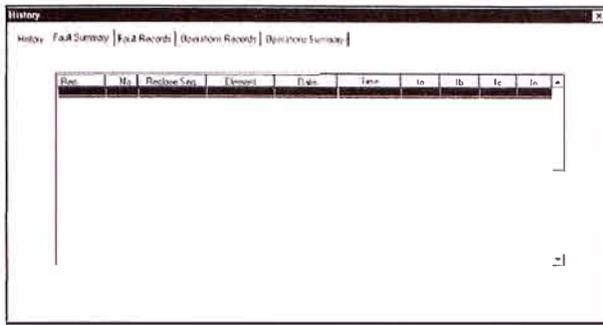
## 8. REGISTROS HISTORICOS ALMACENADOS POR EL DPU2000R

El DPU2000R proporciona registros de fallas y operaciones. Estos registros pueden ser recuperados desde la ruta History/History de la barra de menú principal. La ventana que se obtiene se muestra en la figura de abajo.

- ◆ Número de registro (el más reciente listado primero como "1")
- ◆ Número de falla (numerado en orden ocurrido)
- ◆ Tabla de ajuste habilitado y número de secuencia de recierre (1, 2, 3, 4 o L para *lockout*)
- ◆ Elemento disparado
- ◆ Fecha y hora
- ◆ Corriente de fase y neutro (sólo magnitud)



Para obtener el Resumen de Falla presionar [Fault Summary], estando dentro de [History] para obtener la ventana que se muestra en la figura de abajo.



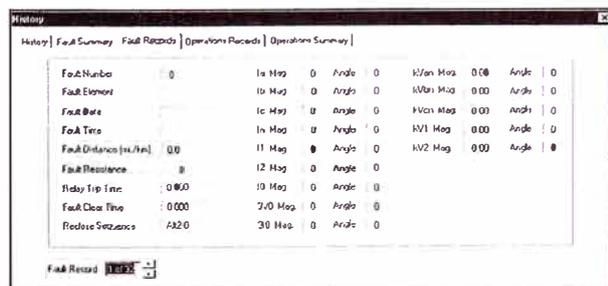
Para guardar el Resumen de Falla en un archivo, usando el WinECP, pulsar el botón [Save File].

## 8.2 Registros de Fallas

El registro de falla contiene las últimas 32 fallas, mostrar una a la vez las fallas, en donde se tiene la siguiente información:

- ◆ Número de Registro
- ◆ Número de Falla
- ◆ Elemento de Falla
- ◆ Fecha y hora de Falla
- ◆ Distancia aparente de la falla
- ◆ Resistencia de falla
- ◆ Tiempo de disparo del relé
- ◆ Tiempo de despeje de la falla
- ◆ Secuencia de recierres
- ◆ Corrientes de las tres fases y neutro (magnitud y ángulo)
- ◆ Corrientes de secuencia positiva, negativa y cero (magnitud y ángulo)
- ◆ Voltajes de las tres fases (magnitud y ángulo)
- ◆ Voltajes de secuencia positiva y negativa (magnitud y ángulo)
- ◆ Corriente y tensión homopolar (magnitud y ángulo)

La figura de abajo muestra la ventana de Registros de Fallas.



Para guardar el Registro de Falla pulsar el botón [Save File].

## 8.3 Registros de Operaciones

El Registro de operaciones contiene las últimas 128 operaciones. El Registro de Operaciones contiene la siguiente información:

- ◆ Número de registro (el más reciente listado como "1")
- ◆ Número de Operación (enumerado secuencialmente en orden de ocurrencia)
- ◆ Descripción de la operación
- ◆ Fecha y hora de la operación

Como operaciones se incluyen: apertura y cierre manual del dispositivo, disparos de sobrecorriente y secuencias de recierre, activación de entradas binarias y contactos de salidas, condición de alarma, acceso al editor, etc. Una falla puede causar varias operaciones que serán anotadas en este registro.

Para ver los Registros de Operaciones presionar el botón [Operations Records] obteniendo la ventana que se muestra abajo.



Para guardar los Registros de Operaciones como un archivo pulsar el botón [Save File].

## 8.4 Resumen de Operaciones

El resumen de operaciones incluye:

- ◆ Acumulación de las interrupciones con respecto a la base de KSI, para cada fase, (en miles de amperios simétricos)
- ◆ Número de disparos por sobrecorriente
- ◆ Número de operaciones del interruptor (sobrecorriente, corriente de carga y no carga)
- ◆ Número total de recierres (dos contadores independientes)
- ◆ Número de recierres exitosos por número de secuencia de recierres (1ra, 2da, 3ra, y 4ta)

Para obtener el Resumen de Operaciones pulsar el botón [Operations

Summary], dentro de la venta [History], y se mostrará la ventana como se muestra en la figura de abajo.



Para guardar el resumen de operaciones presionar el botón [Save File].

## 9. CONTROL DE LOS CONTACTOS DE SALIDA Y ENTRADA

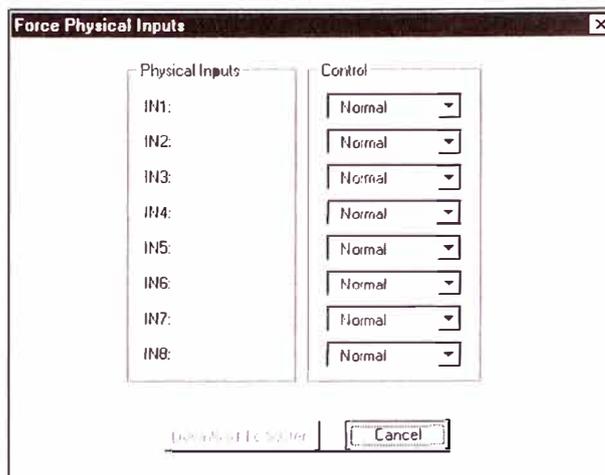
El menú de control le permite realizar las operaciones desde el DPU2000R, tales como disparar el interruptor de potencia, cerrar el interruptor de potencia basado en, o independiente de, el estado de la entrada lógica 43A. También permite forzar: las Entradas/Salidas físicas, las entradas lógicas definidas por el usuario y restablecer las alarmas selladas (*sealed in Alarms*).

Para dar la orden de **disparo** desde la unidad DPU2000R a través del software WinECP, seleccionar desde la barra de menú principal la siguiente ruta Control/Breaker/Trip.

Para dar la orden de **cierre** desde la unidad DPU2000R a través del software WinECP, seleccionar desde la barra de menú principal la siguiente ruta Control/Breker/Close.

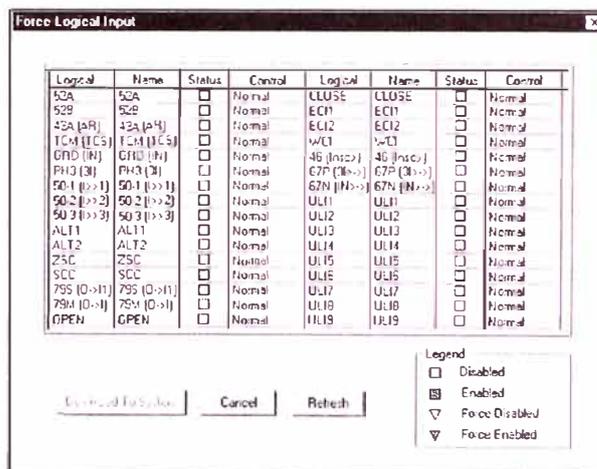
Las otras opciones adicionales de control que se tiene son:

1. Forzar las entradas físicas, para lo cual seleccionar la ruta Control/Inputs/Force Physical, con lo cual aparecerá la ventana que se muestra abajo.



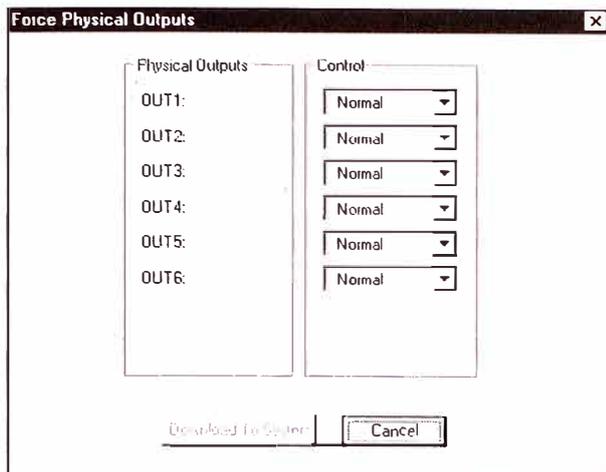
En esta ventana, en la columna de control, presionando la flecha hacia abajo para elegir el estado que deseas para las entradas físicas (normal, cerrado ó abierto).

2. Forzar entradas lógicas, para lo cual seleccionar la ruta Control/Inputs/Force Logical, aparecerá la ventana que se muestra abajo.



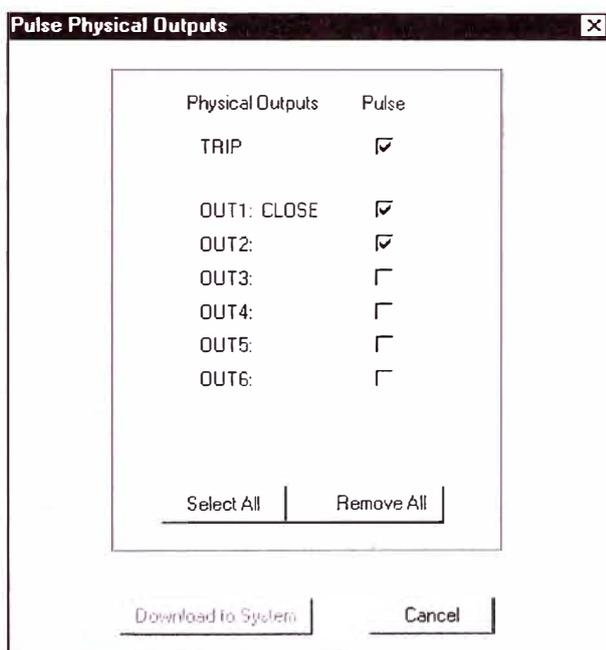
En esta ventana, en las columnas denominadas control, dar un click en la celda deseada, aparecerá una flecha hacia abajo, que te permite seleccionar el estado de las entradas lógicas (normal, habilitado ó deshabilitado).

3. Forzar las salidas físicas, seleccionar la ruta Control/Outputs/Force Physical, con lo cual aparecerá la ventana que se muestra abajo.



Dentro de esta ventana, en la columna de control, presionando la flecha hacia abajo que se encuentran en los recuadros para elegir el estado que deseas de las salidas físicas (normal, energizado ó desenergizado).

4. Dar un Pulso a las salidas físicas, seleccionar la ruta Control/Outputs/Pulse Physical, aparecerá la ventana que se muestra abajo, en donde te permite seleccionar la salida física que deseas.



Adicionalmente te permite realizar las siguientes acciones:

1. Restablecer las señalizaciones de los LEDs, seleccionar desde la barra de menú

principal la siguiente ruta Control/Resets/Targets.

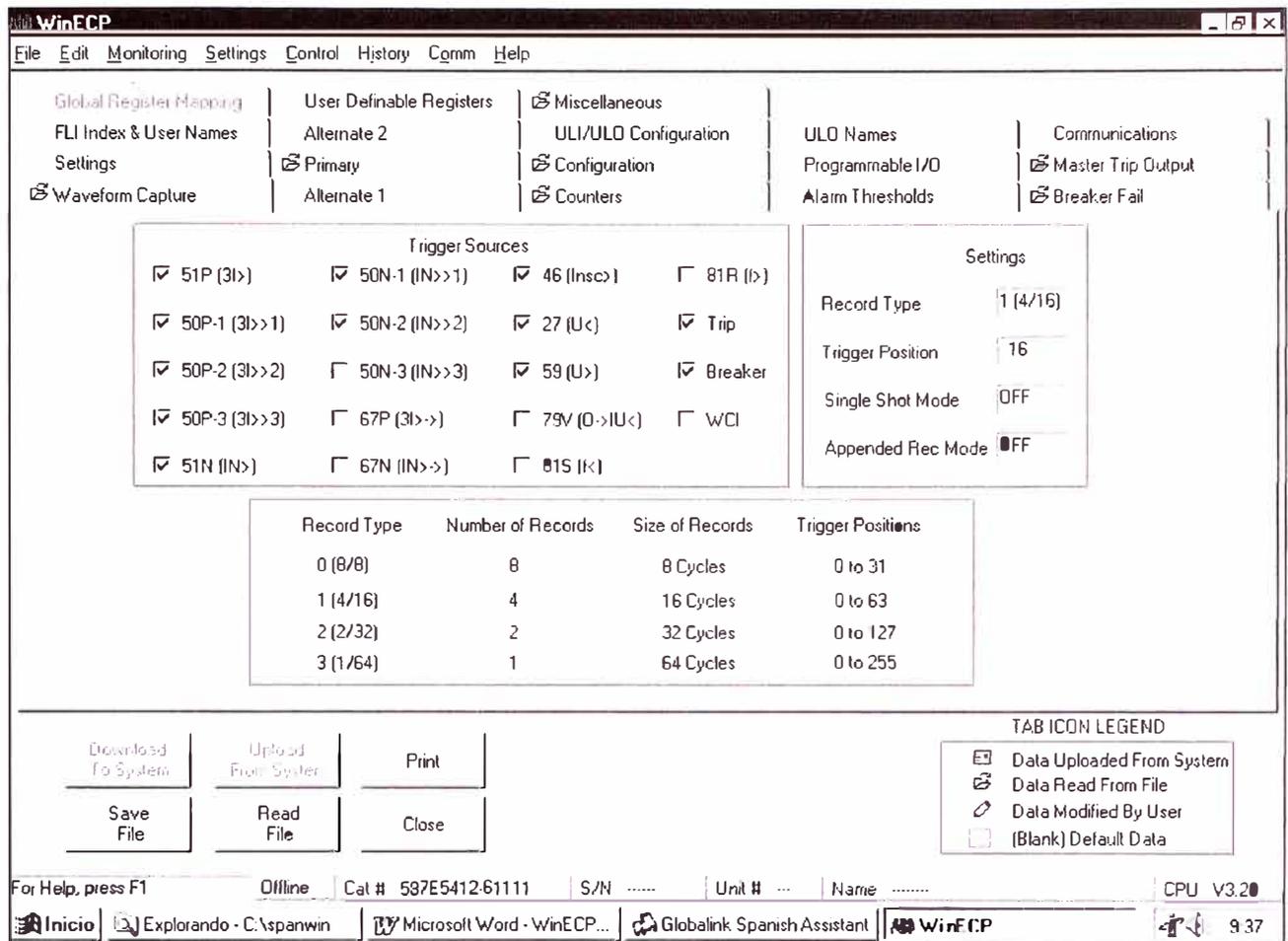
2. Restablecer las alarmas selladas, seleccionar desde la barra de menú principal la siguiente ruta Control/Resets/Sealed In Alarm.
3. Borrar los datos de máxima y mínima demanda, seleccionar desde la barra de menú principal la siguiente ruta Control/Resets/Max. Min.Demand
4. Iniciar la adquisición de datos oscilográficos, seleccionar desde la barra de menú principal la siguiente ruta Control/Oscillographic Data Acquisition/Start

## 10. CAPTURA DE OSCILOGRAFÍAS

Para mejorar el análisis de los disturbios ocurridos, el DPU2000R realiza el almacenamiento de datos oscilográficos, para lo cual realiza la captura los datos de la forma de onda para las cuatro entradas de corriente y las tres entradas de tensión. La capacidad que tiene para guarda es de 64 ciclos por muestra. El DPU2000R te permite configurar los ajustes para la captura de las oscilografías.

Los datos de oscilografía pueden ser recuperados del DPU2000R a través del software WinECP, desde el menú Monitoring/Oscillographic Data Acquisition. Capturado la forma de onda puede ser visto y analizado usando el software POWERView de ABB.

Para realizar la configuración del DPU2000R para la captura de la forma de onda seleccionar la siguiente ruta desde menú principal Settings/Settings y escoger la agrupación [Waveform Capture]. Aparecerá la ventana como se muestra en la figura de abajo, en esta ventana podrás configurar los parámetros para la captura de las oscilografías.



## 10.1 Procedimiento para Realizar los Ajustes de Captura de Datos Oscilográficos

**Nota:** Descargar los registro de oscilografía que hayan sido capturados antes de cambiar cualquier ajuste de la agrupación [Waveform Capture]. Porque al cambiar los ajustes se puede perder registros oscilográficos almacenados.

El muestreo del DPU2000R es de 32 puntos por ciclo por cada uno de las 7 entradas analógicas, los contactos de entradas 52a, 52b, varias protecciones y funciones lógicas son guardadas en cada registro oscilográfico.

Los pasos que se debe tener en cuenta para el ajuste de Captura de datos oscilográficos es el siguiente:

- 1º En la parte de [Trigger Source] seleccionar las funciones y estados de las entradas lógicas que generarán la captura de los datos oscilográficos.
- 2º En la parte de [Settings] se tiene que realizar el ajuste de:

- a. La cantidad de registros que deberá almacenar el DPU2000R que puede ser de:
  - ◆ 8 registros de 8 ciclos
  - ◆ 4 registros de 16 ciclos
  - ◆ 2 registros de 32 ciclos
  - ◆ 1 registros de 64 ciclos
- b. La Posición de Disparador 'Trigger Position', para programar la posición del disparador en cualquier cuarto-ciclo, dentro del registro de falla, para proporcionar los ciclos de pre-falla y datos de falla que desees. El tiempo de estampar un registro de oscilografía es capturado en el tiempo del disparador.
- c. Seleccionar el estado del "Single Shot Mode". Cuando el Modo de Unico Tiro es puesto en ON, los registros oscilográficos capturados no son sobre escritos por disparos adicionales de oscilografías. Habilitar el Modo de Unico Tiro detiene el programa de captura de oscilografías cuando la cantidad de registros programados sea completada. Cuando el Modo de Unico Tiro es puesto en OFF y el tamaño del registro seleccionado es 1 registro de 64 ciclos, ningún registro de

oscilografía adicional es capturado. Este evita borrar el registro oscilográfico existente.

- d. Seleccionar el estado del "*Appended Record Mode*". Cuando es puesto en ON el Modo de Registro Añadido, el DPU2000R es capaz de capturar un registro nuevo que se haya disparado, aunque todavía no haya completado la captura del primer registro. Si el Modo de Registro Añadido esta en OFF el nuevo registro no puede ser capturado hasta que el primer registro haya sido completamente capturado.

## 10.2 Obtención de los Registros Oscilográficos

La captura de datos oscilográficos son generados cuando el contacto de disparo actúa, el interruptor sea abierto o la entrada de captura oscilográfica (WCI) sea iniciada. El DPU2000R te permite programar para disparar cuando actúan las siguientes funciones: 51P, 50P-1, 50P-2, 50P-3, 51N, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 67P, 67N, 46, 27, 59, 79, 81S, 81R, 32P, y 32N.

Para guardar un registro oscilográfico capturado, seguir el siguiente procedimiento:

- 1º Desde el menú principal seleccionar la ruta Monitoring/Oscillographic Data Acquisition.
- 2º Escoger [Detail]
- 3º Resaltar el registro que quieres y escoger [Save Waveform Capture]
- 4º Escoger [Set], escribir el nombre del archivo y escoger el directorio
- 5º Escoger [Ok]

Para iniciar la generación de datos oscilográficos:

- 1º Desde el menú principal seleccionar Control/Oscillographic Data Acquisition/Start
- 2º Escoger [Detail]

Para detener la generación de datos oscilográficos:

- 1º Desde el menú principal seleccionar control/oscillographic Data acquisition/stop
- 2º Escoger [Detail]

**ANEXO G:**  
**CALIBRACIÓN Y OBTENCIÓN DE REGISTROS DEL**  
**RELÉ MULTIFUNCIÓN DFP300 GE - SOFTWARE**  
**DFP-Link**

## **ANEXO G**

### **CALIBRACION Y OBTENCION DE REGISTROS DEL RELE MULTIFUNCION DFP300 GE - SOFTWARE DFP-Link**

1. CRITERIOS PARA REALIZAR LA CALIBRACION.
2. PASOS A SEGUIR PARA CONECTARSE CON EL RELE.
3. PASOS A SEGUIR PARA LA CALIBRACION DEL RELE DFP300 GE.
4. PASOS A SEGUIR PARA OBTENER LOS VALORES PRESENTES.
5. PASOS A SEGUIR PARA OBTENER LOS REGISTROS DE EVENTOS Y DE FALLAS.
6. PASOS A SEGUIR PARA OBTENER LOS REGISTROS DE OSCIOGRAFIA.
7. PASOS A SEGUIR PARA LA CONFIGURACION LOGICA.

## 1. CRITERIOS PARA REALIZAR LA CALIBRACION.

### 1.1. Generalidades

Efectuar la calibración implica haber efectuado antes un estudio de coordinación de la protección al alimentador correspondiente. Si se realiza el cambio de un parámetro al azar o en forma incorrecta traería como consecuencia la actuación incorrecta del relé.

Los criterios que se debe tener en cuenta son:

- Cálculo del flujo de carga y cortocircuito trifásico.
- Contar con la información de las características y los valores de calibración de los equipos de protección que están instalados aguas arriba y aguas abajo del punto de instalación.
- Usar curvas de protección para realizar la coordinación de la protección.

### 1.2. Categorías de los Parámetros de calibración

La calibración del relé DFP300 GE está conformado por las siguientes categorías:

- General
- Entrada digital (contacto)
- Alta impedancia (Hi-Z)
- Protección sobrecorriente
- Sobrecorriente de secuencia negativa
- Coordinación de secuencia
- Sobre/Sub voltaje
- Alta/Baja frecuencia
- Recierre
- Localización de falla

- Control direccional (torque)
- Oscilografía
- Falla a tierra sensitiva
- Tensión Homopolar

**Nota:** Para los valores de calibración con unidades de corriente, tensión ó impedancia el valor ingresado es en términos de valores secundarios.

### 1.3. Password por Defecto

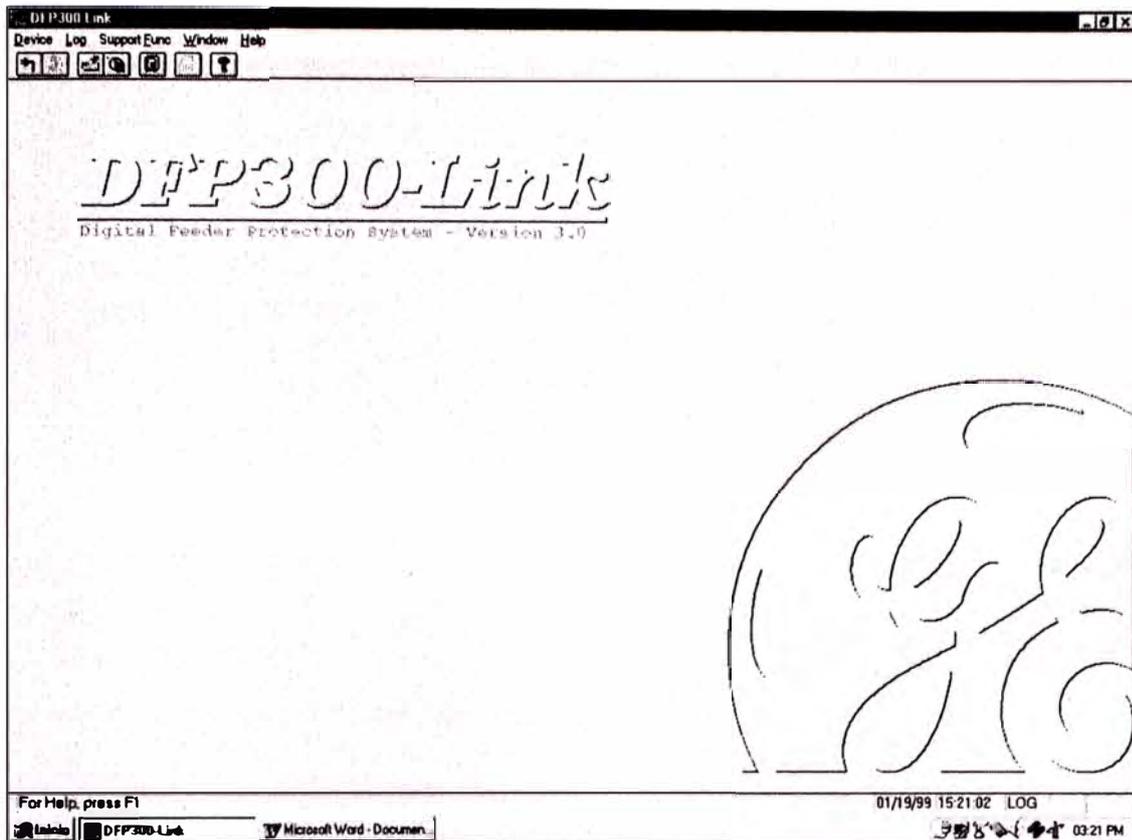
Los password por defecto de fabrica del relé DFP300 GE, para los diferentes niveles son los siguientes:

Nivel de Privilegio	Keypad/ Display	DFP-Link	ASCII
Ver	Ninguno	DFPD\$	DFPD\$
Control	.456	DFPC\$	DFPC\$
Ajustes	.123	DFPS\$	DFPS\$
General	.789	DFPM\$	DFPM\$

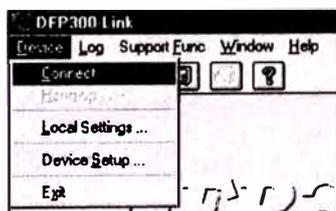
Cuando el usuario por primera vez se conecta al relé DFP300 GE, tiene que ingresar el password por defecto de fábrica, paso siguiente es cambiar el password anterior por uno nuevo, para los diferentes niveles de conexión, usando sólo caracteres válidos.

## 2. PASOS A SEGUIR PARA LA CONEXION Y DESCONEXION CON EL RELE DFP300 GE.

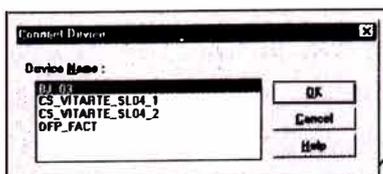
Al ejecutar el software DFP-Link en la pantalla se tendrá la siguiente presentación:



1°. Para conectarse en la Barra Menú, seleccionar DEVICE/CONNECT..., como se muestra abajo.

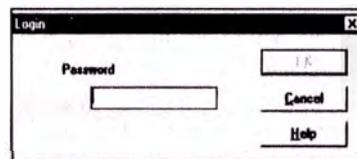


2°. Aparecerá el siguiente cuadro de diálogo, donde se listan los SETUPS existentes, seleccione el dispositivo correspondiente, click en OK para proseguir.



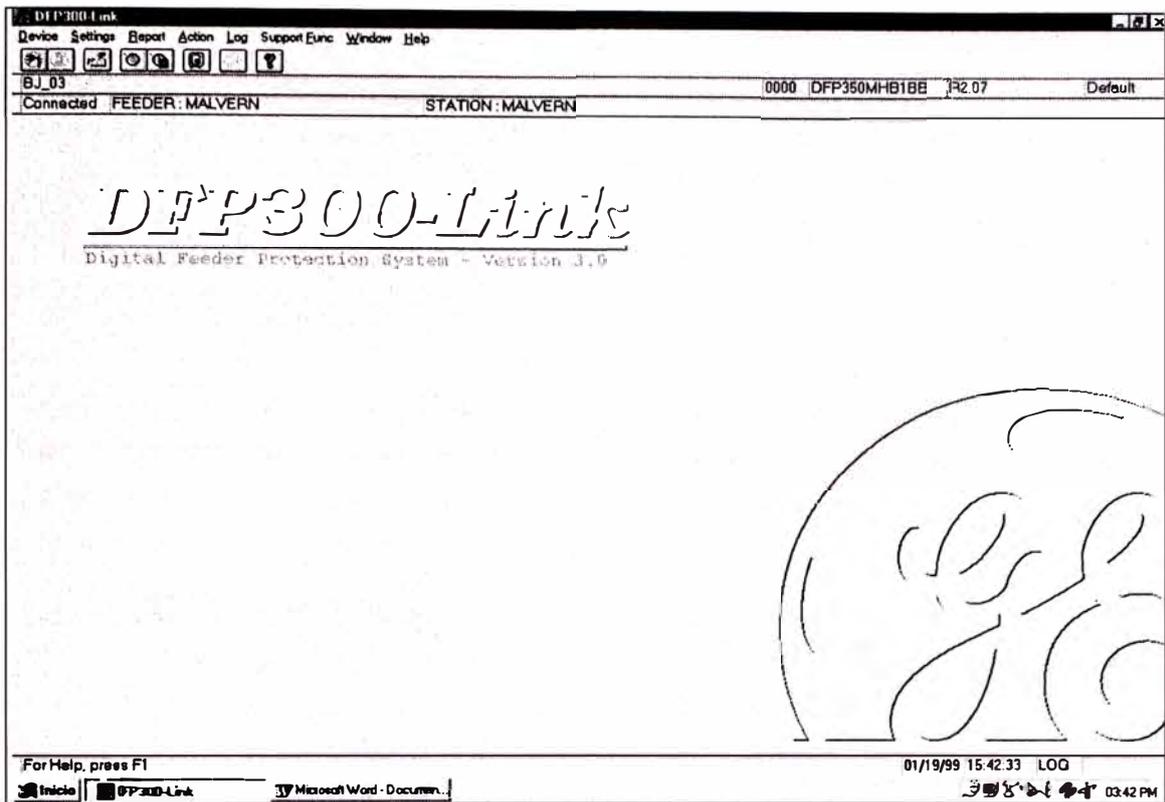
3°. Para establecer la conexión con el relé, aparecerá un cuadro, donde se debe ingresar el PASSWORD correspondiente, como se muestra abajo.

diente, como se muestra abajo.

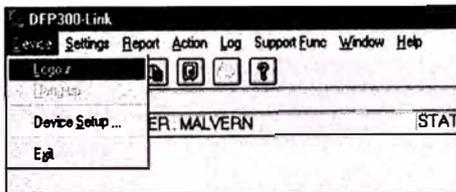


El PASSWORD ingresado determina el nivel de privilegio con que se conecta al relé, se tiene la opción de escoger el privilegio de VIEW, SETTINGS, ACTION ó MASTER; clic en OK para proseguir con la conexión.

4°. Enviado el PASSWORD al relé y si la conexión es exitosa, la Barra Menú y la Barra Herramientas cambian, incorporándose las funciones adicionales de SETTINGS, REPORTS y ACTIONS, tal como se muestra abajo.

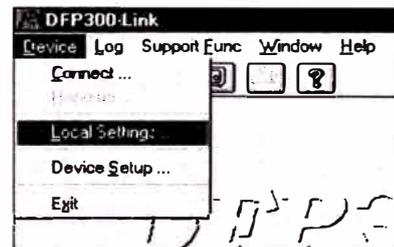


5°. Para desconectarse del relé, escoja DEVICE/LOGOUT, como se muestra abajo, que después de una confirmación del usuario se desconectará.

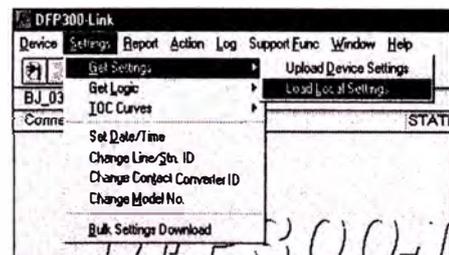


### 3. PASOS A SEGUIR PARA LA CALIBRACION DEL RELE DFP300 GE.

1°. Sin estar conectado al relé se puede realizar la calibración, seleccionando DEVICE/LOCAL SETTINGS y guardándolo los ajustes en un archivo, para cargarlo posteriormente al relé cuando se esté conectado.

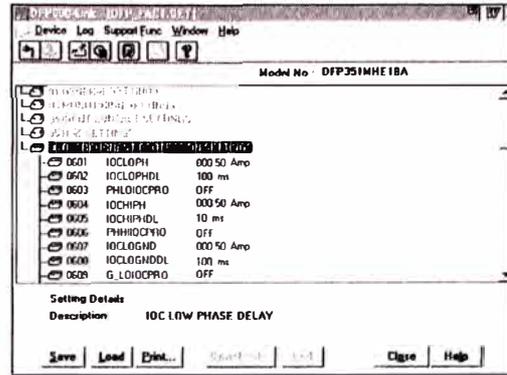
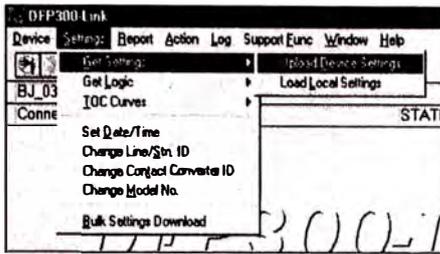


2°. Estando conectado al relé, para cargar un archivo con los ajustes previamente realizados, seleccionar SETTINGS/GET SETTING/LOAD LOCAL SETTINGS.

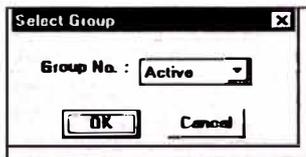


3°. Para modificar los ajustes que tiene cargado el relé, conectarse con el relé, y seleccionar SETTINGS/ GET SETTINGS

UPLOAD DEVICE SETTINGS, como se muestra abajo.

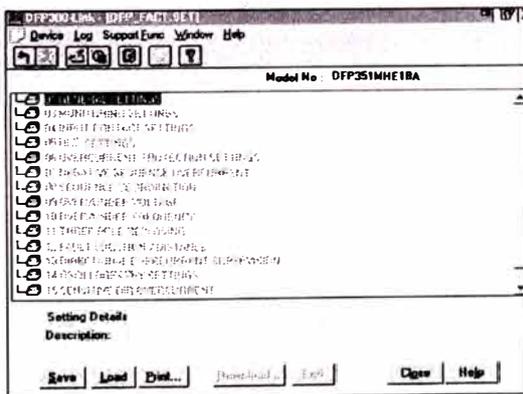
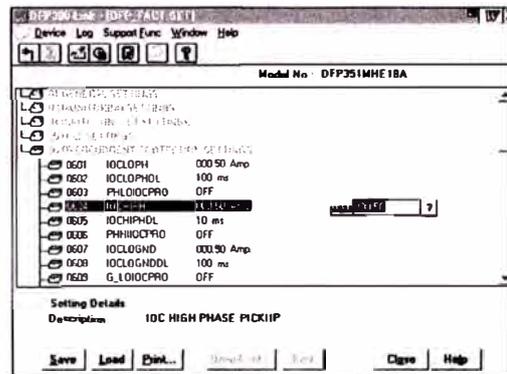


4°. Aparecerá un cuadro de diálogo, que permite seleccionar el grupo de ajuste, click en OK para seguir, tal como se muestra abajo.

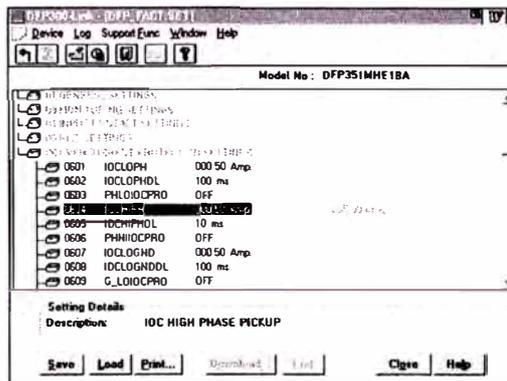


7°. Doble click en el ajuste individual, permite cambiar los valores ajustados, apareciendo un cuadro en la derecha del valor seleccionado.

5°. El cuadro de diálogo de los ajustes que aparecerá, estando conectado al relé o sin estar conectado, es como se muestra abajo, Aquí es posible modificar los ajustes, guardarlo en un archivo, imprimirlo. Para enviarlo al relé se debe estar conectado al relé.

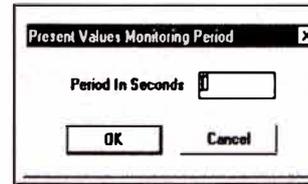
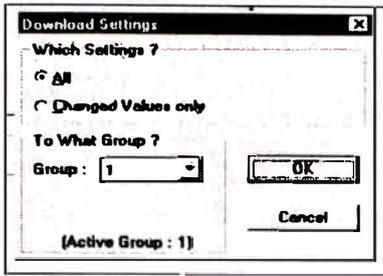


8°. El nuevo valor ingresado (de color rojo) reemplaza al valor de la izquierda.

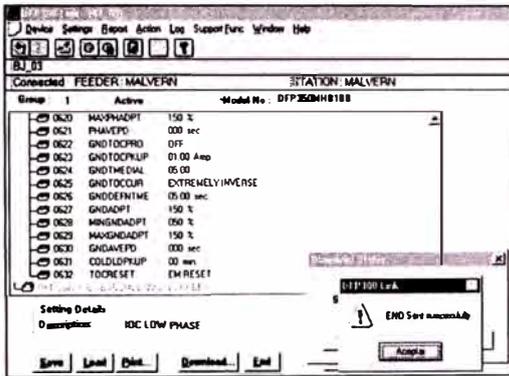


6°. Doble click en la categoría de los ajustes, muestra los ajustes individuales como se observa abajo.

9°. Para enviar los cambios o nuevos ajustes al relé, estando conectado, click en el botón DOWNLOAD, aparecerá el siguiente cuadro de diálogo.



10°. Después de un sucesivo DOWNLOAD, aparecerá un cuadro de diálogo, con click en SEND END, se activa los nuevos ajustes en el relé y lo guarda en la memoria del relé.



3°. Donde se mostrará los valores presentes en tiempo real, tal como se observa abajo.

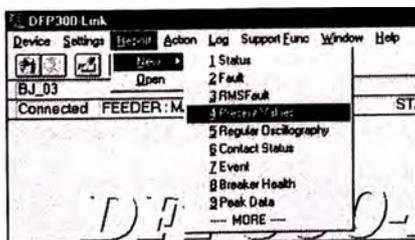
Data Element	Phase A	Phase B	Phase C	3Ph/Neutral
RMS Current (Amp)	0.00	0.00	0.00	0.00
RMS Voltage (Volt)	0.0	0.0	0.0	0.0
Power Factor	0.000	0.000	0.000	0.000
Current THD (%)	0.0	0.0	0.0	0.0
Voltage THD (%)	0.0	0.0	0.0	0.0
Watts	0.0	0.0	0.0	0.0
VAR	0.0	0.0	0.0	0.0
VA				0.0
WFI				0
VARH				0
Amp Capacitors (%)	0	0	0	0
Adaptive TOC Pickup	1.00	1.00	1.00	1.00

Input Contacts: Open-1,2,3,4,5,6,7,8  
Output Contacts: Open-1,2,3,4,5,6,7,8  
Frequency: 60.00 Hz  
Active Settings Group: 1  
Redreset Status: Redreset in Reset State

4°. Con click en el botón de **Generate Rep**, se obtendrá el reporte de los valores presente, que podrá ser salvado en un archivo.

#### 4. PASOS A SEGUIR PARA OBTENER LOS VALORES PRESENTES.

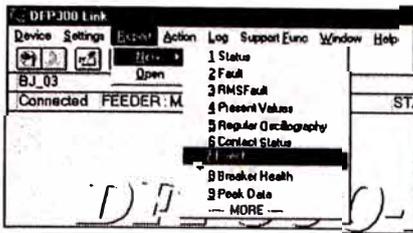
1°. Estando conectado al relé seleccionar **REPORTS/NEW/PRESENT VALUES**, como se muestra abajo.



2°. Aparecerá el siguiente cuadro de diálogo, donde permite seleccionar el grupo de ajuste deseado, click en OK para seguir.

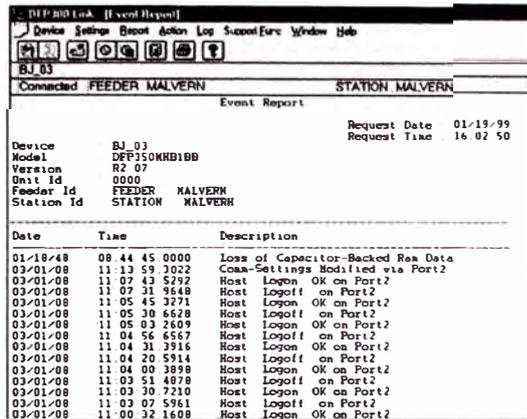
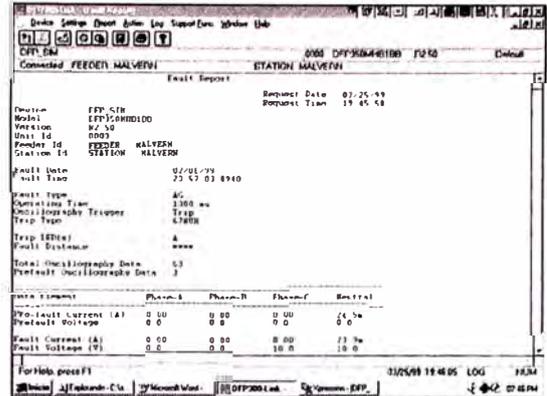
#### 5. PASOS A SEGUIR PARA OBTENER LOS REGISTROS DE EVENTOS Y DE FALLAS.

1°. Estando conectado al relé, seleccionar el menú **REPORTS/NEW/EVENT**, como se muestra abajo.

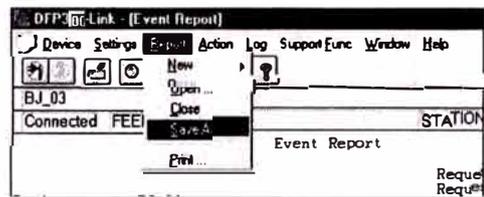


seleccionada, como se muestra abajo.

2°. Aparecerá el reporte de los eventos almacenados por el relé DFP, como se muestra abajo.

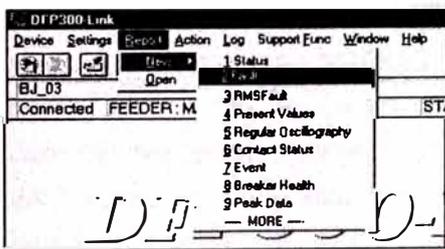


6°. Para guardar cualquier reporte en un archivo, seleccionar REPORT/SAVE AS, como se muestra abajo.



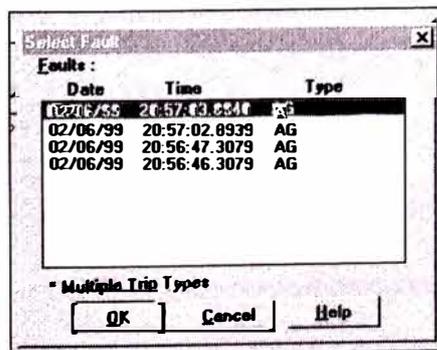
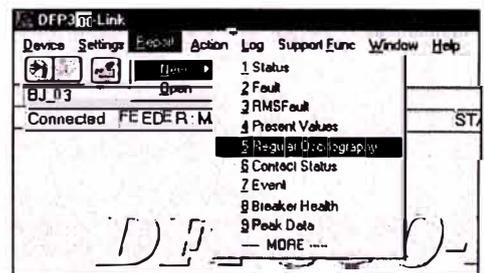
3°. Estando conectado al relé, seleccionar el menú REPORTS/NEW/FAULTS, como se muestra abajo.

## 6. PASOS A SEGUIR PARA OBTENER REGISTROS DE OSCILOGRAFIAS.



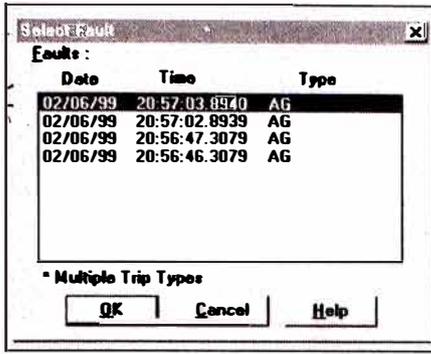
1°. Estando conectado al relé, seleccionar el menú REPORTS/NEW/REGULAR OSCILLOGRAPHY, como se muestra abajo.

4°. Se obtiene un cuadro de dialogo, donde se lista todas las fallas disponibles, seleccione la falla deseada, click en OK.

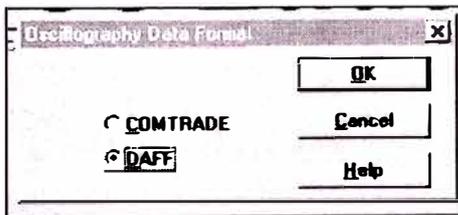


2°. Aparecerá un cuadro donde se liste las oscilografías capturadas por el relé, seleccione la oscilografía deseada, click en OK para proseguir.

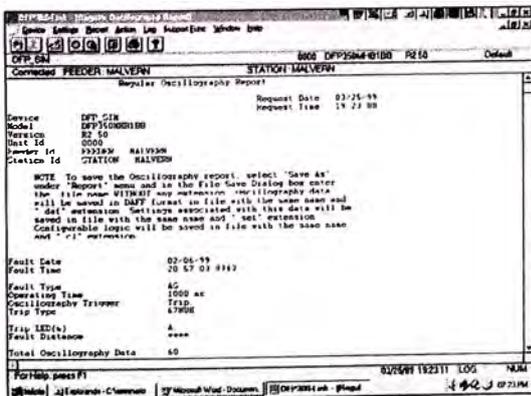
5°. Aparecerá el reporte de la falla



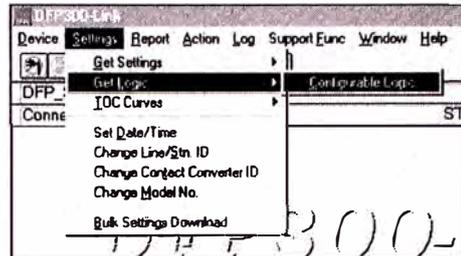
3°. Aparecerá un cuadro de dialogo, donde permite seleccionar el formato del archivo de la oscilografía, el formato DAFF se selecciona si se usa el GE-DATA para displayar las oscilografías. Después de seleccionar el formato, para que el DFP-Link proceda con la adquisición de los datos del relé poner click en OK..



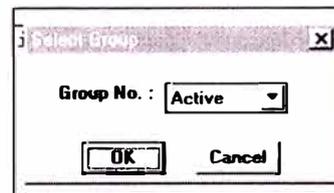
4°. Después de que la oscilografía es recuperado, un reporte de oscilografía puede ser displayado, mostrando el DFP-Link los valores de tensión y corriente, como se muestra abajo.



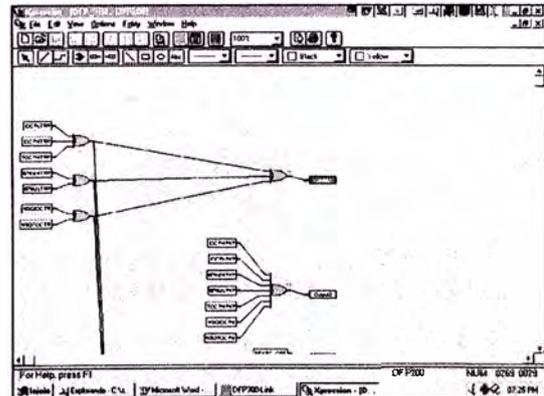
1°. Estando conectado con el relé, seleccionar SETTINGS/GET LOGIC/CONFIGURABLE LOGIC, como se muestra abajo.



2°. Seleccione en el cuadro de dialogo el grupo de ajuste activado, para proseguir click en OK.



3°. El programa XPRESSION BUILDER es iniciado y la configuración lógica que tiene cargado el relé se mostrará en la pantalla, en donde se realiza la configuración de los contactos de salida del relé.



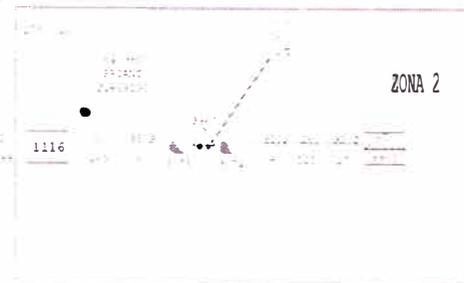
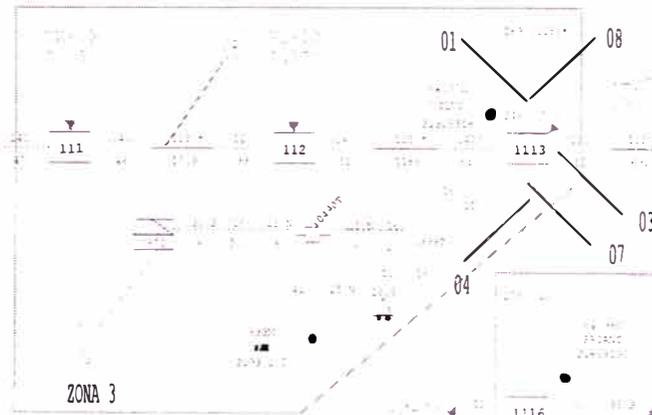
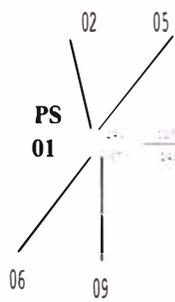
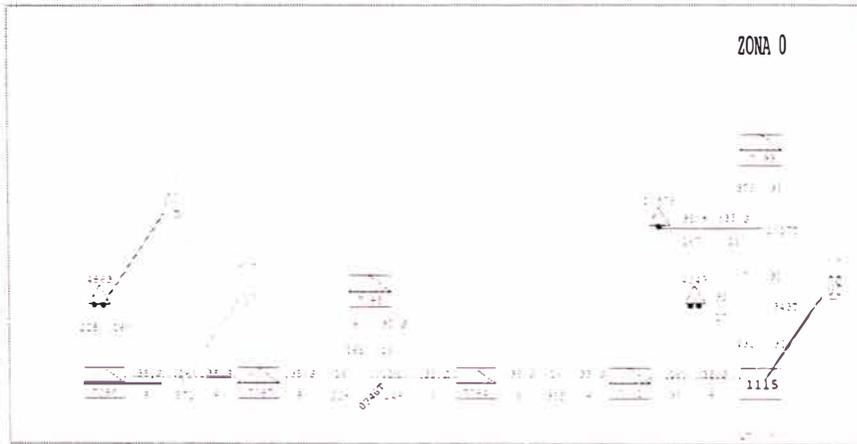
## 7. PASOS A SEGUIR PARA LA CONFIGURACION LOGICA.

**ANEXO H:**  
**UBICACIÓN DE UN RELÉ DE PROTECCIÓN EN UN**  
**ESQUEMA UNIFILAR**

TIPO DE FALLA

----- FALTA DE MANTENIMIENTO  
----- PROTECCION INADECUADA

----- PUNTO DE APERTURA

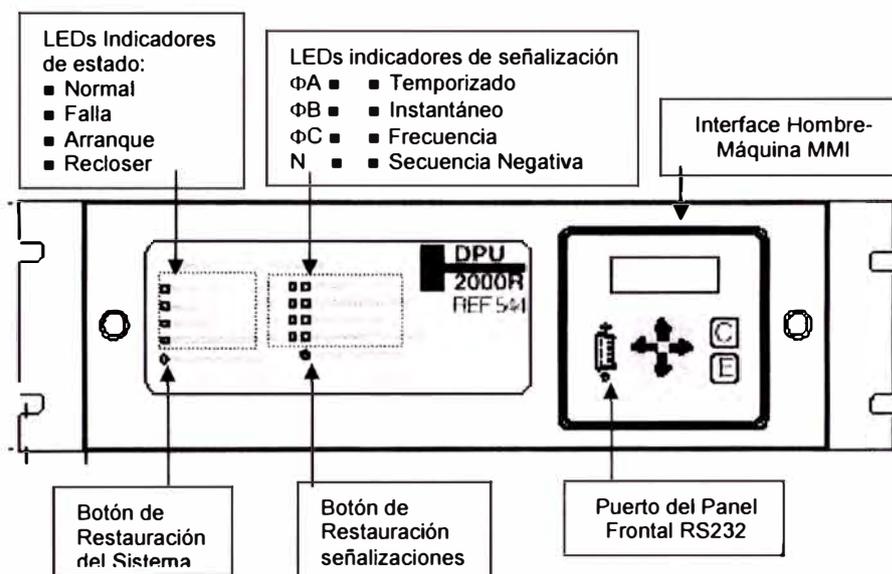


**ANEXO I:**  
**INDICACIONES DE OPERACIÓN DEL RELE DPU2000R**

## ANEXO I

### INDICACIONES DE OPERACIÓN DEL RELE DPU2000R

#### 1.1 Parte Frontal del DPU2000R



#### 1.2 Interface Hombre Máquina (MMI)

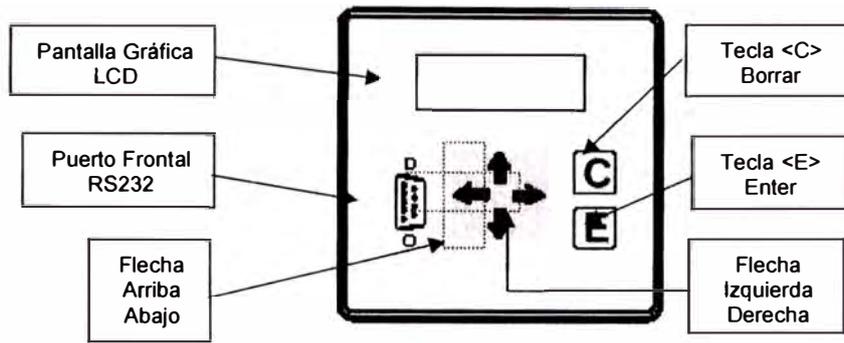
La interface hombre máquina (MMI) se ubica sobre el panel frontal, que consta de una pantalla LCD gráfica, seis botones (teclas) y doce indicadores LED.

- Presionar la tecla Enter <E> para acceder a Menú Principal.
- Utilice las flechas hacia arriba y hacia abajo para desplazarse por los diferentes menús.
- Use la tecla Enter <E> para seleccionar el menú deseado.
- Use la flecha izquierda derecha para moverse de izquierda a derecha dentro de la cadena de caracteres.
- Use la tecla <C> (cancelar) para regresar al menú anterior. También puede usar para:

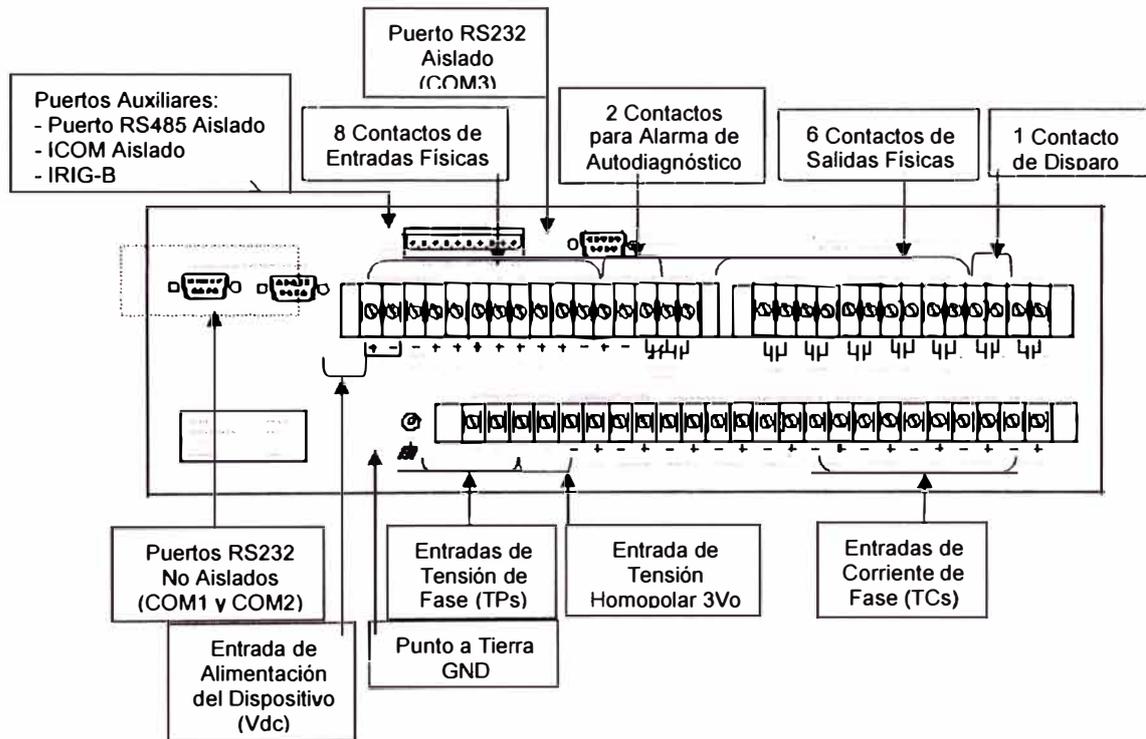
- ◆ Restablecer los indicadores LED y la pantalla LCD después de una falla (presione <C> una vez).
- ◆ Desplazarse por los valores de Demanda y Carga (presione <C> dos veces)
- ◆ Reajustar los valores de demanda pico (presionar <C> tres veces).

Los siguientes despliegues y menús están disponibles a través del MMI:

- ◆ Despliegue Continuo – muestra las corrientes, voltajes y la tabla de ajustes que esta habilitada.
- ◆ Despliegue posterior a la falla – muestra las corrientes de falla para la última falla hasta que los indicadores son restablecidos.



### 1.3 Parte Posterior del DPU2000R



### 1.4. Indicaciones del Falla del Panel Frontal y del Display.

Se activará LED TIME y E (indicador sellado de color rojo). La pantalla gráfica indicará **51N**

#### Falla a Tierra Sensitiva (SEF)

Se activará LED SE (indicador sellado de color rojo). La pantalla gráfica indicará **SEF**

STATUS	TARGETS
<input type="checkbox"/> NORMAL	<input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> TIME
<input type="checkbox"/> FAIL	<input type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> INSTANTANEOUS
<input type="checkbox"/> PICKUP	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> RECLOSER OUT	<input type="checkbox"/> E <input type="checkbox"/> NEGATIVE SEQUENCE
<input type="checkbox"/> SYSTEM RESET	<input type="checkbox"/> SE <input type="checkbox"/> TARGET RESET

STATUS	TARGETS
<input type="checkbox"/> NORMAL	<input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> TIME
<input type="checkbox"/> FAIL	<input type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> INSTANTANEOUS
<input type="checkbox"/> PICKUP	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> RECLOSER OUT	<input type="checkbox"/> E <input type="checkbox"/> NEGATIVE SEQUENCE
<input type="checkbox"/> SYSTEM RESET	<input type="checkbox"/> SE <input type="checkbox"/> TARGET RESET

#### Falla a Tierra (51N)

#### Función Sobrecorriente Temporizada (51P)

Se activará los LEDs TIME y de la fase o fases que han fallado (A, B, C, N (indicadores sellados de color rojo). La pantalla gráfica indicará **51P** con la fase fallada.

**Nota:** Adicionalmente se puede activar el LED INSTANTANEOUS, porque el relé esta configurado

para que los arranques de la función de sobrecorriente sean registrados por la función 50P-3.

STATUS	TARGETS
<input type="checkbox"/> NORMAL	<input type="checkbox"/> A TIME
<input type="checkbox"/> FAIL	<input type="checkbox"/> B INSTANTANEOUS
<input type="checkbox"/> PICKUP	<input type="checkbox"/> C
<input type="checkbox"/> RECLOSER OUT	<input type="checkbox"/> E NEGATIVE SEQUENCE
<input type="checkbox"/> SYSTEM RESET	<input type="checkbox"/> SE TARGET RESET

### Función Sobrecorriente Instantánea (50P-1)

Se activará los LEDs INSTANTANEUOS y de la fase o fases que han fallado I A, I B, I C, N. (indicadores sellados de color rojo). La pantalla gráfica indicará 50P-1 con la fase fallada.

**Fail (Falla):** Indica que el DPU2000R ha detectado una falla de autoprueba. La pantalla de LCD (si es aplicable) puede indicar entonces un código de error. Cuando el LED de Falla está encendido, generalmente la unidad requiere servicio. Los contactos de alarma de Autoprueba en la parte posterior de la unidad también cambiarán su estado toda vez que el LED de Falla esté encendido. El LED de Falla es un indicador no sellado de color rojo.

**Pickup (Arranque):** Este LED se encenderá cuando la corriente de entrada haya excedido el ajuste de arranque de cualquiera de los elementos de sobrecorriente (51P, 51N, 50P-1, 50P-2, 50P-3, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 46, 67P, 67N). El LED de Arranque es un indicador no sellado de color rojo.

**Recloser Out (Recierre Desactivado):** Indica que la función de Recierre del DPU2000R está desactivada. El LED de Recierre Desactivado es un indicador no sellado de color rojo.

STATUS	TARGETS
<input type="checkbox"/> NORMAL	<input type="checkbox"/> A TIME
<input type="checkbox"/> FAIL	<input type="checkbox"/> B INSTANTANEOUS
<input type="checkbox"/> PICKUP	<input type="checkbox"/> C
<input type="checkbox"/> RECLOSER OUT	<input type="checkbox"/> E NEGATIVE SEQUENCE
<input type="checkbox"/> SYSTEM RESET	<input type="checkbox"/> SE TARGET RESET

### Función Sobrecorriente de Secuencia Negativa (46)

Se activará el LED de NEGATIVE SEQUENCE (indicador sellado de color rojo). La pantalla gráfica indicará 46

STATUS	TARGETS
<input type="checkbox"/> NORMAL	<input type="checkbox"/> A TIME
<input type="checkbox"/> FAIL	<input type="checkbox"/> B INSTANTANEOUS
<input type="checkbox"/> PICKUP	<input type="checkbox"/> C
<input type="checkbox"/> RECLOSER OUT	<input type="checkbox"/> E NEGATIVE SEQUENCE
<input type="checkbox"/> SYSTEM RESET	<input type="checkbox"/> SE TARGET RESET

## 1.5 Indicaciones de Estado de Operación del Relé DPU2000R

**Normal:** Indica que el DPU2000R está en estado operativo normal. Si el DPU2000R detecta una falla interna, se apagará este LED y se encenderá el LED de Falla. El LED de Normal se hará intermitente cuando una entrada o salida lógica haya sido **forzada** a un estado activo o inactivo. La luz intermitente indica que el DPU2000R está en buenas condiciones, pero está experimentando un estado anormal de operación. El LED de Normal es un indicador no sellado de color verde.

**ANEXO J:**  
**INDICACIONES DE OPERACIÓN DEL RELE DFP300 GE**

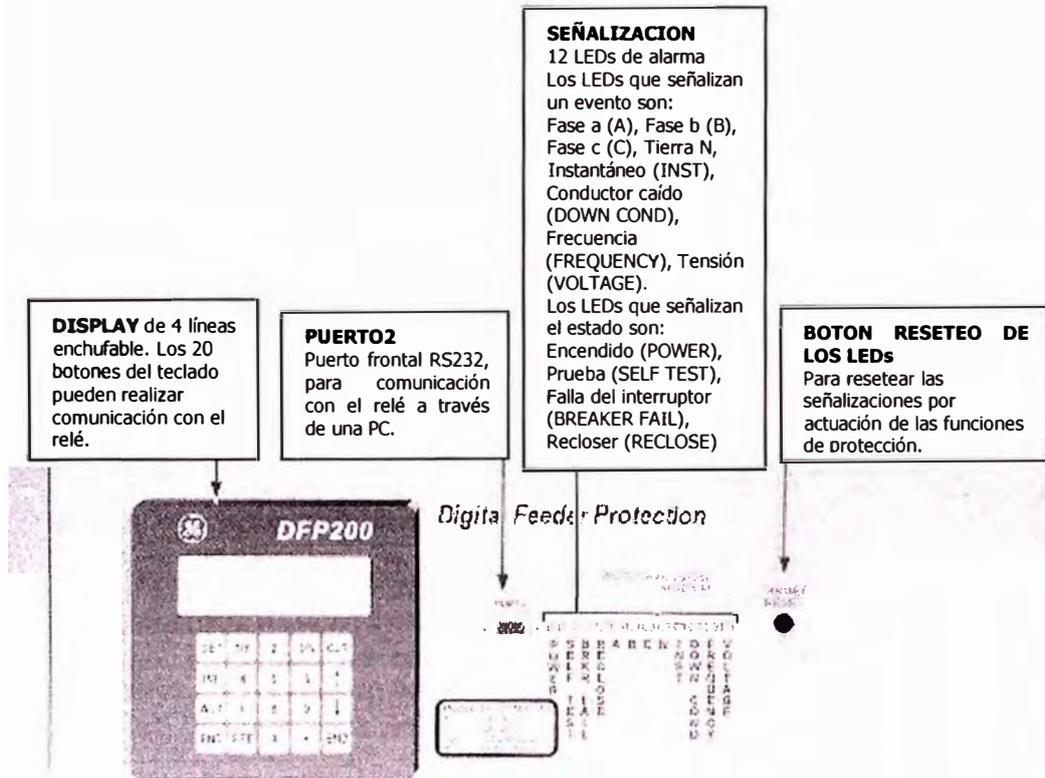
## ANEXO J

### INDICACIONES DE OPERACIÓN DEL RELE DFP300 GE

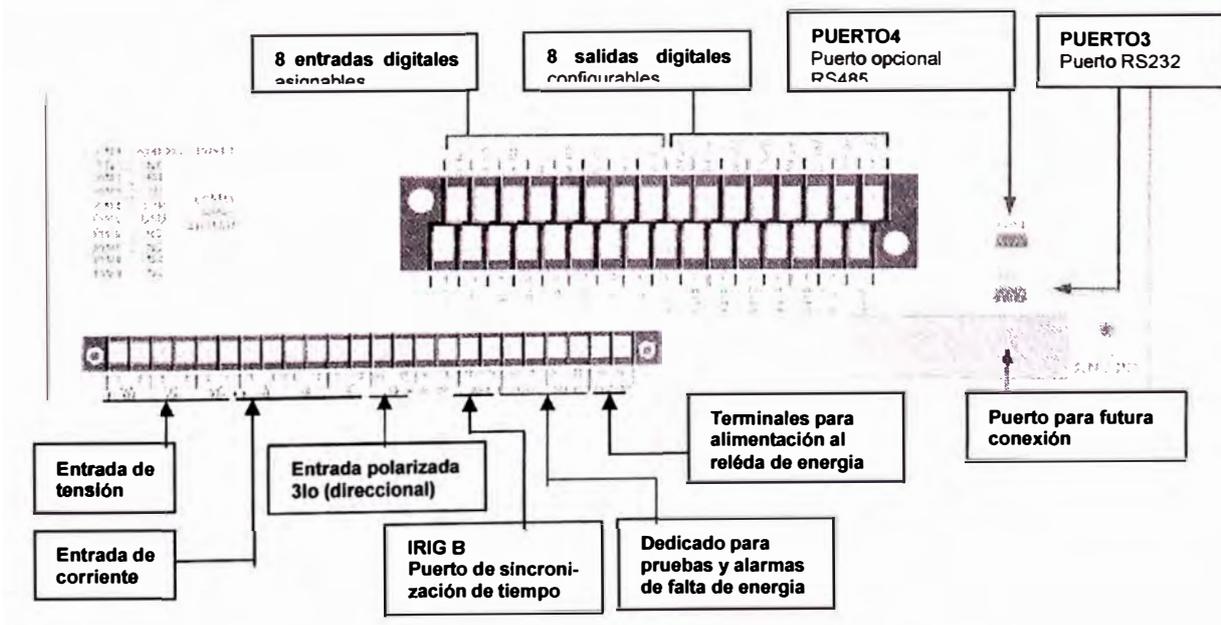
#### 1 CARACTERÍSTICAS DEL RELE DFP300 GE

##### 1.1. Descripción del relé DFP300 GE.

La parte frontal del Relé DFP300 GE tiene las siguientes partes



La parte posterior del relé DFP300 GE tiene las siguientes partes



## 1.2. Principales Funciones de Protección.

### Función Direccional a Tierra (67NU)

Es una función direccional en el relé DFP300 GE, especialmente diseñado para sistemas aislados.

- **67NUH.-** Es una unidad, propuesto para ser usado ante una falla a tierra temporal (descarga en los aisladores, rama que choca en una fase, etc.), permite poner un mayor tiempo de disparo para poder actuar conjuntamente con la función de recierre.
- **67NUL.-** Es otra unidad, propuesto para ser usado para falla a tierra permanente (caída de conductor a tierra), permite poner tiempos rápidos de disparo sin opción a recierre.

### Detección Falla de Alta Impedancia

Una falla de Alta Impedancia (Hi-Z) se caracteriza por tener una impedancia suficientemente alta que no es detectada por la protección convencional de sobrecorriente..

### Función Sobrecorriente de Fase

Para protección ante fallas de cortocircuito trifásico y/o bifásico.

- **02 Unidades Instantáneas.-** permite poner tiempos rápidos de actuación ajustable en milisegundos.
- **01 Unidad con Retardo de Tiempo.-** proporciona 5 curvas pre-definidas: inversa, BS142 inversa, muy inversa, extremadamente inversa y tiempo definido.

### Función Sobrecorriente de Secuencia Negativa

Para protección ante un cuello abierto ó una fase abierta, sin que estos hagan contacto a tierra ó hagan cortocircuito. Tiene 01 unidad instantánea y 01 unidad con retardo de tiempo, con las mismas opciones descritas en la función anterior

### Función Sobre/Sub Tensión

Para proteger contra la elevación ó la caída de tensión del tramo protegido, normalmente esta función se activa como señalización.

### Función de Sobretensión Homopolar

Usado en la detección de falla a tierra en sistemas aislados, pero por la falta de selectividad es solo propuesto para ser

usado como alarma ó como respaldo de la función 67NU.

## 1.3. Monitoreo y Medición

El relé DFP300 GE proporciona las siguientes funciones de monitoreo:

- Diagnóstico del mismo relé.
- Estado del Interruptor.
- Monitoreo del circuito de disparo.
- Monitoreo opcional de la Calidad de Energía (Distorsión de armónicos)
- Almacenamiento de eventos.
- Captura de Oscilografías.

El relé DFP300 GE proporciona los siguientes valores de medición:

- Corriente I<sub>an</sub>, I<sub>bn</sub>, I<sub>cn</sub>, 3I<sub>o</sub>
- Tensión V<sub>an</sub>, V<sub>bn</sub>, V<sub>cn</sub>, 3V<sub>o</sub>
- Watts y watt-hora (3 fases).
- Var Var-hora (3 fases).
- Factor de potencia

Parameter	Value	Unit
Phase A Current	0.0	A
Phase B Current	0.0	A
Phase C Current	0.0	A
Zero Sequence Current	0.0	A
Phase A Voltage	0.0	V
Phase B Voltage	0.0	V
Phase C Voltage	0.0	V
Zero Sequence Voltage	0.0	V
AV	0.0	V
BV	0.0	V
CV	0.0	V
3Vo	0.0	V
Power	0.0	W
Energy	0.0	Wh
Power Factor	0.0	
AV	0.0	V
BV	0.0	V
CV	0.0	V
3Vo	0.0	V

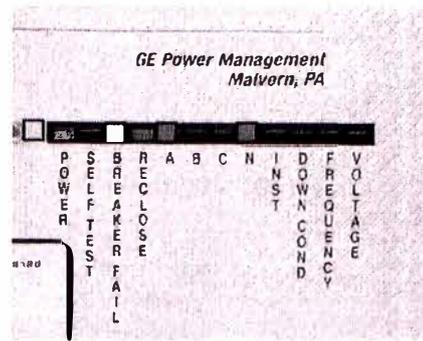
Monitoreo de los valores presentes, en tiempo real

Date	Time	Description
01-18-08	00:44:45	Loss of Capacitor-Backed Res Data
03-01-08	11:13:59	Comm-Settings Modified via Port2
03-01-08	11:07:43	Host Logon OK on Port2
03-01-08	11:07:31	Host Logoff on Port2
03-01-08	11:05:45	Host Logon OK on Port2
03-01-08	11:05:30	Host Logoff on Port2
03-01-08	11:05:03	Host Logon OK on Port2
03-01-08	11:04:56	Host Logoff on Port2
03-01-08	11:04:21	Host Logon OK on Port2
03-01-08	11:04:20	Host Logoff on Port2
03-01-08	11:04:00	Host Logon OK on Port2
03-01-08	11:03:51	Host Logoff on Port2
03-01-08	11:03:30	Host Logon OK on Port2
03-01-08	11:03:07	Host Logoff on Port2
03-01-08	11:00:32	Host Logon OK on Port2

El relé DFP300 registra hasta 255 eventos



El programa DFP300-Link permite al usuario salvar la oscilografía en un archivo.

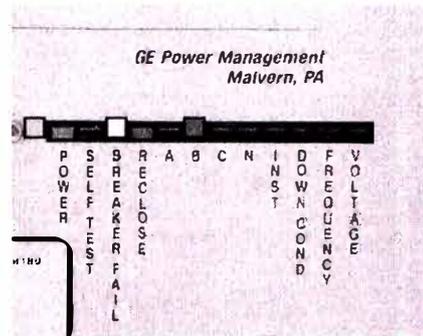
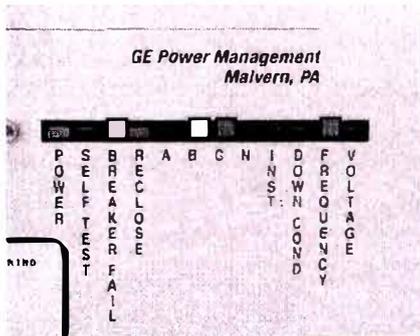


Si la función de **Sobrecorriente con Retardo de Tiempo** actúa, se encenderá los siguientes LEDs: la fase fallada (**A, B ó C**). El Display indicará **51P** con la fase fallada.

## INDICACIONES DEL PANEL FRONTAL DEL RELE.Y DEL DISPLAY

### 1. Falla a tierra Sensitiva.

Se activarán los LEDs **INST** y La fase fallada (**A, B ó C**). El Display indicará **67NUH** ó **67NUL**, con la fase fallada.

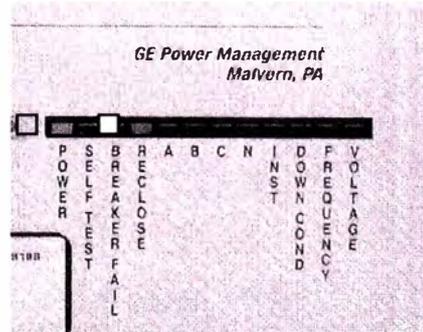


3. **Falla por sobrecorriente de Secuencia Negativa.**  
No se tendrá ninguna señalización de los LEDs. Pero el Display indicará **46T** con la fase fallada.

### 2. Falla de cortocircuito (sobrecorriente).

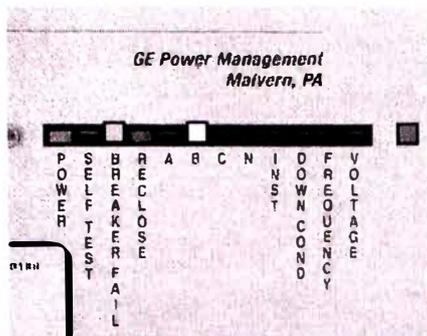
La señalización que se obtendrá dependerá de cual de las unidades, de la función de sobrecorriente, actúa.

Si la función de **Sobrecorriente Instantánea** actúa, se encenderá los siguientes LEDs: **INST** y la fase fallada (**A, B ó C**). El Display indicará **50PL** con la fase fallada si actuó la unidad instantánea baja (Low) ó **50PH** con la fase fallada si actuó la unidad instantánea alta (High).



**4. Falla por sobretensión homopolar.**

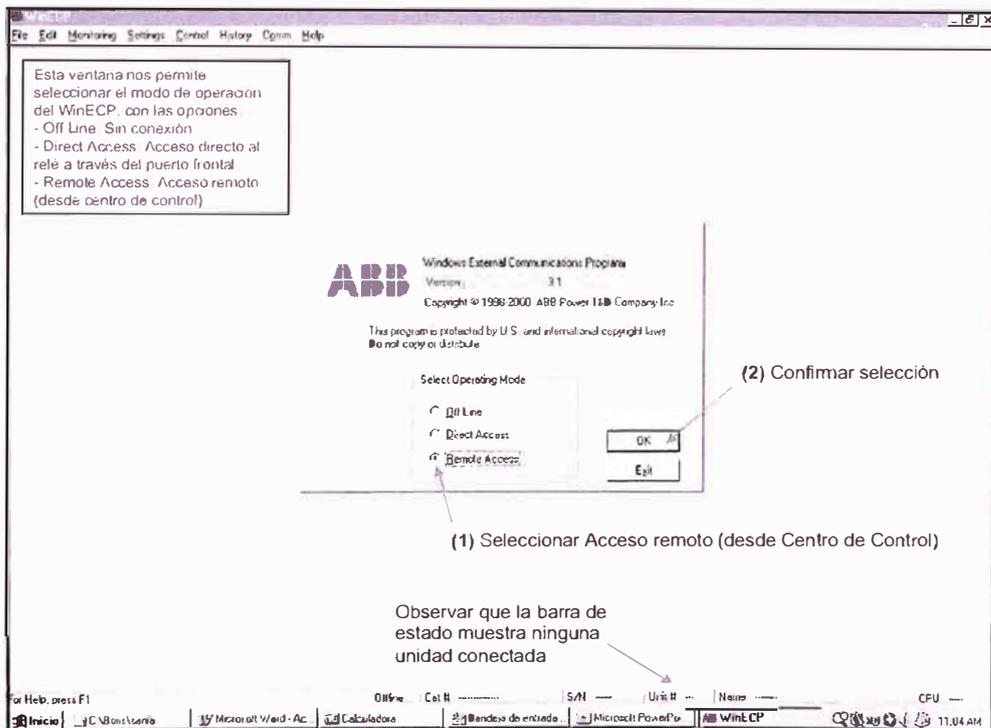
Para el caso de sobretensión homopolar el LED que señalizará la falla será VOLTAGE y el display indicara **59N**.

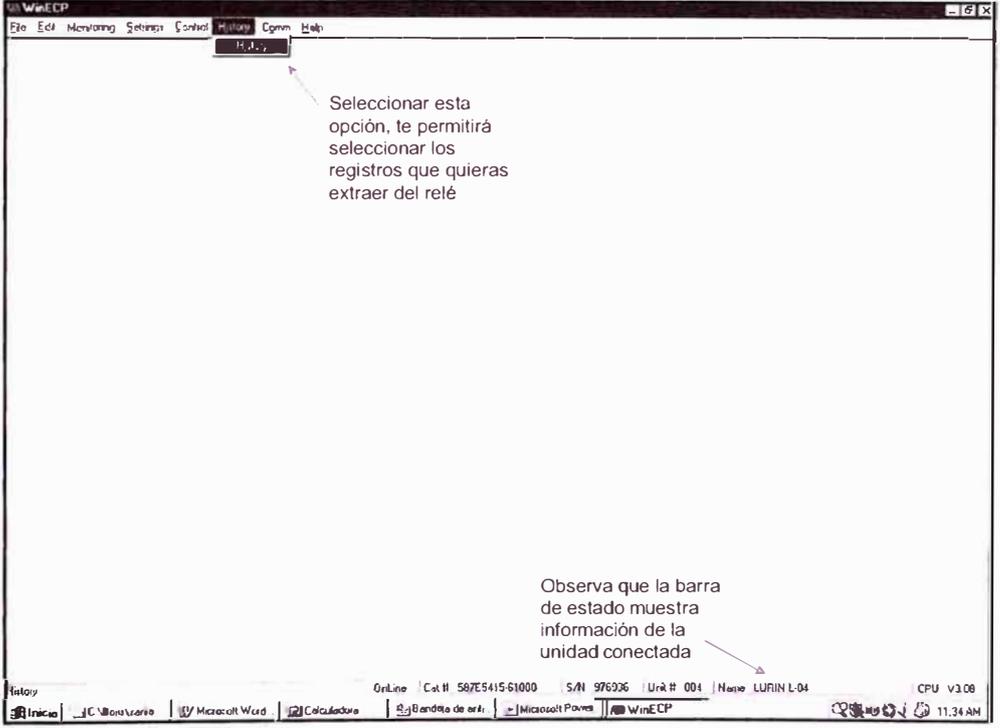
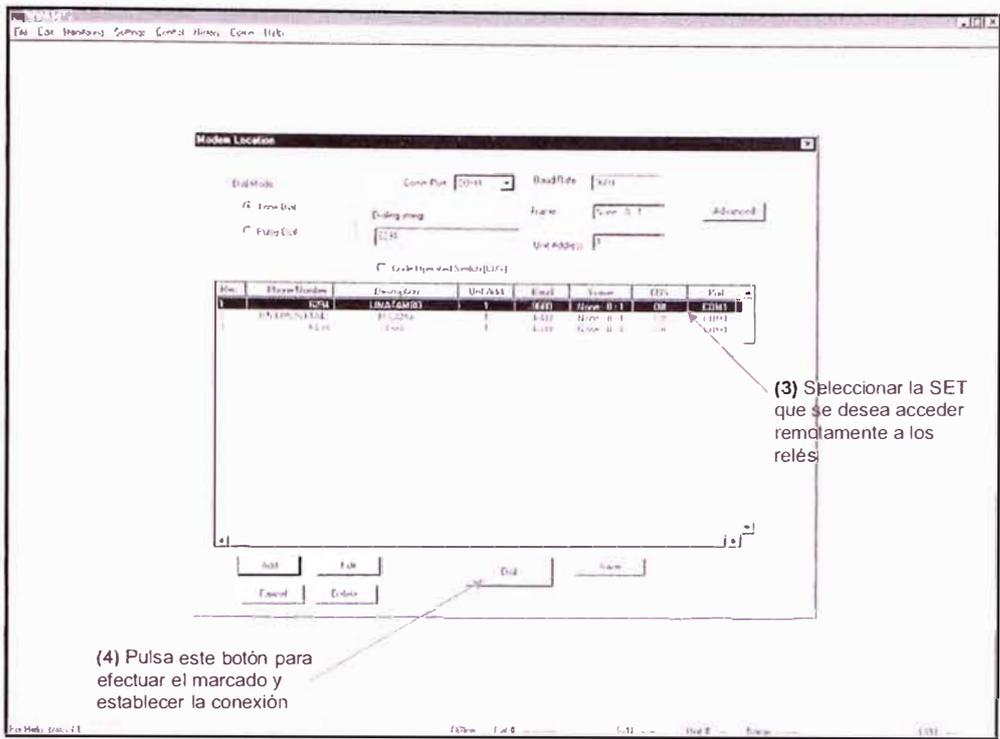


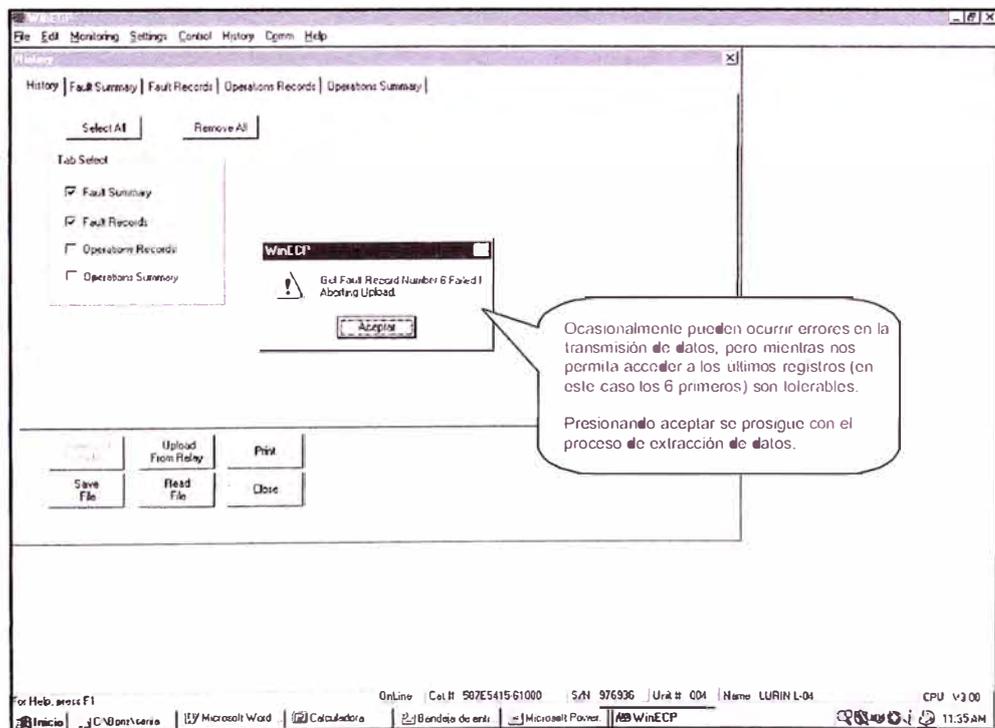
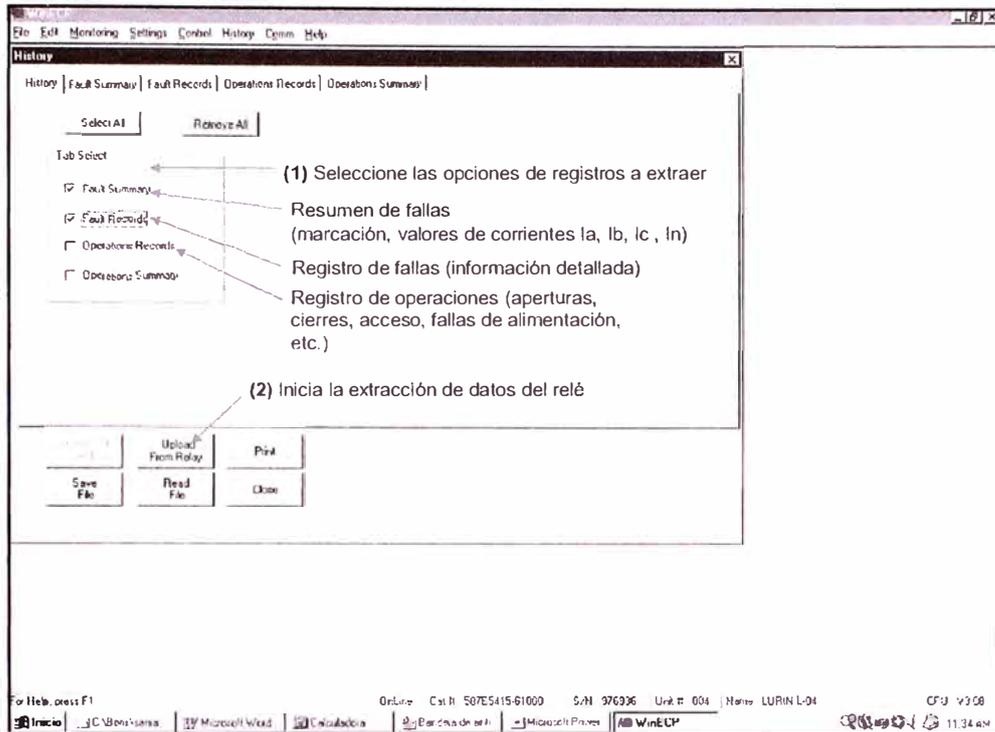
**ANEXO K:**  
**INTERROGACIÓN REMOTA RELES DPU2000R**

# INTERROGACION REMOTA RELES DPU2000R / TPU2000R

A través del Software WinECP







WinCCRT

File Edit Monitoring Settings Control History Comm Help

History

History | **Fault Summary** | Fault Records | Operations Records | Operations Summary

Rec.	No.	Reckove Seq.	Element	Date	Time	Ia	Ib	Ic	In
1	41	Prim.L	SEF	26 Apr 2001	12:08:45.26	72	60	59	35
2	40	Prim.L	SOP-1	10 Mar 2001	02:36:33.93	1376	6660	7197	2
3	39	Prim.L	SOP-2	27 Oct 2000	10:29:24.22	24	8	30	41
4	38	Prim.L	SEF	31 Dec 1999	04:15:07.48	54	57	55	88
5	37	Prim.L	SEF	30 Dec 1999	22:59:57.59	66	72	65	30
6	36	Prim.L	SOP-1	03 Jan 1999	11:07:50.10	95	4311	4250	1
7	35	Prim.L	SOP-1	23 Jan 1999	06:49:20.34	42	42	75	56
8	34	Prim.L	SEF	23 Jan 1999	06:03:45.85	16	69	65	1
9	33	Prim.L	SOP-1	23 Jan 1999	03:49:03.62	52	148	89	57
10	32	Prim.L	SOP-1	07 Jan 1999	20:45:02.37	1027	4770	95	0
11	31	Prim.L	SOP-1	10 Nov 1998	00:59:23.73	2524	5090	4575	0
12	30	Prim.L	SEF	17 Sep 1998	15:40:34.63	1	1	1	0
13	29	Prim.L	SEF	17 Sep 1998	15:39:17.23	1	1	1	0
14	28	Prim.L	SEF	17 Sep 1998	15:37:10.31	1	1	1	0
15	27	Prim.L	SEF	17 Sep 1998	12:11:25.31	0	0	1	0
16	26	Prim.L	SEF	17 Sep 1998	12:10:47.06	1	1	1	0

Upload From Relay Print

Save File Read File Close

For Help, press F1 OnLine Cat# 507E5415-61000 S/N 976936 Unit# 004 Name LURIN L-04 CPU V3.00

Inicio C:\Windows Microsoft Word Calculadora Bandeja de entrada Microsoft Power WinECP 11:36 AM

"Fault Summary" ó resumen de fallas, muestra un listado de las últimas fallas registradas por el relé, se muestra el elemento que ordenó el disparo (marcación), fecha y hora y un resumen de las magnitudes de las corrientes en fase y neutro

WinCCRT

File Edit Monitoring Settings Control History Comm Help

History

History | **Fault Summary** | **Fault Records** | Operations Records | Operations Summary

Fault Number	41	Ia Mag	72	Anglo	302	kVen Mag	319	Anglo	0
Fault Element	SEF	Ib Mag	60	Anglo	150	kVen Mag	756	Anglo	143
Fault Date	26 Apr 2001	Ic Mag	59	Anglo	32	kVen Mag	1057	Anglo	76
Fault Time	12:08:45.26	In Mag	35	Anglo	355	kV1 Mag	5.94	Anglo	300
Fault Distance (km/kml)	0.0	I1 Mag	12	Anglo	1	kV2 Mag	0.01	Anglo	81
Fault Resistance	?	I2 Mag	61	Anglo	284				
Relay Trip Time	3.094	I0 Mag	13	Anglo	357				
Fault Clear Time	0.000								
Reckove Sequence	Prim.L								

Fault Record 0003

Upload From Relay Print

Save File Read File Close

For Help, press F1 OnLine Cat# 507E5415-61000 S/N 976936 Unit# 004 Name LURIN L-04 CPU V3.00

Inicio C:\Windows Microsoft Word Calculadora Bandeja de entrada Microsoft Power WinECP 11:36 AM

"Fault Records" ó registro de fallas, muestra detalles de la falla tales como: magnitudes y angulo de las corrientes de fase y tensiones de fase, corriente homopolar y corriente en el neutro, así como los tiempos de disparo y despeje de falla.

File Edit Monitoring Settings Control History Comm Help

History

History | Fault Summary | Fault Records | **Operations Records** | Operations Summary

"Operations Records" ó registros de operaciones, muestra la lista de operaciones registradas por el relé, tales como: tipo de operación, fecha, hora

Rec	No	Type	Date	Time	Value
1	611	POP 3 Trip	15 Jun 2001	16:30:42.74	0
2	610	Control Power Fail	14 Jun 2001	15:40:01.00	0
3	609	Edwin Access	14 Jun 2001	15:40:34.82	32777
4	608	Control Power Fail	13 Jun 2001	12:20:04.12	0
5	607	52a Opened	25 May 2001	15:56:08.18	0
6	606	Control Power Fail	25 May 2001	15:35:21.17	0
7	605	52a Closed	25 May 2001	15:31:09.19	0
8	604	CR Slave Unknown	25 May 2001	15:31:00.00	0
9	603	52a Opened	25 May 2001	15:29:37.76	0
10	602	52a Closed	25 May 2001	15:29:37.52	0
11	601	CR Slave Unknown	25 May 2001	15:29:37.52	0
12	600	52a Opened	25 May 2001	15:29:37.52	0

Upload From Relay Print

Save File Read File Close

For Help, press F1      OnLine    Cat# 507E5415-61000    S/N 976306    Unit # 004    Name LURIN L-04    CPU V3.00

Inicio | C:\Monitor.exe | Microsoft Word | Calculadora | Banda de datos | Microsoft Power | WinECP      11:37 AM

File Edit Monitoring Settings Control History Comm Help

History

History | Fault Summary | Fault Records | Operations Records | **Operations Summary**

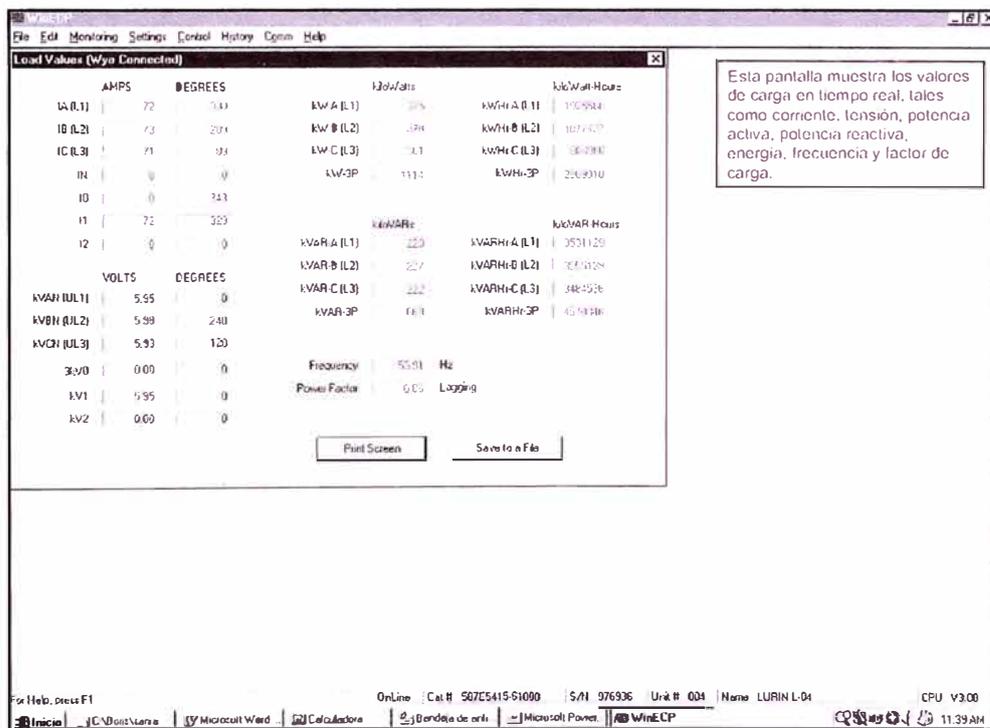
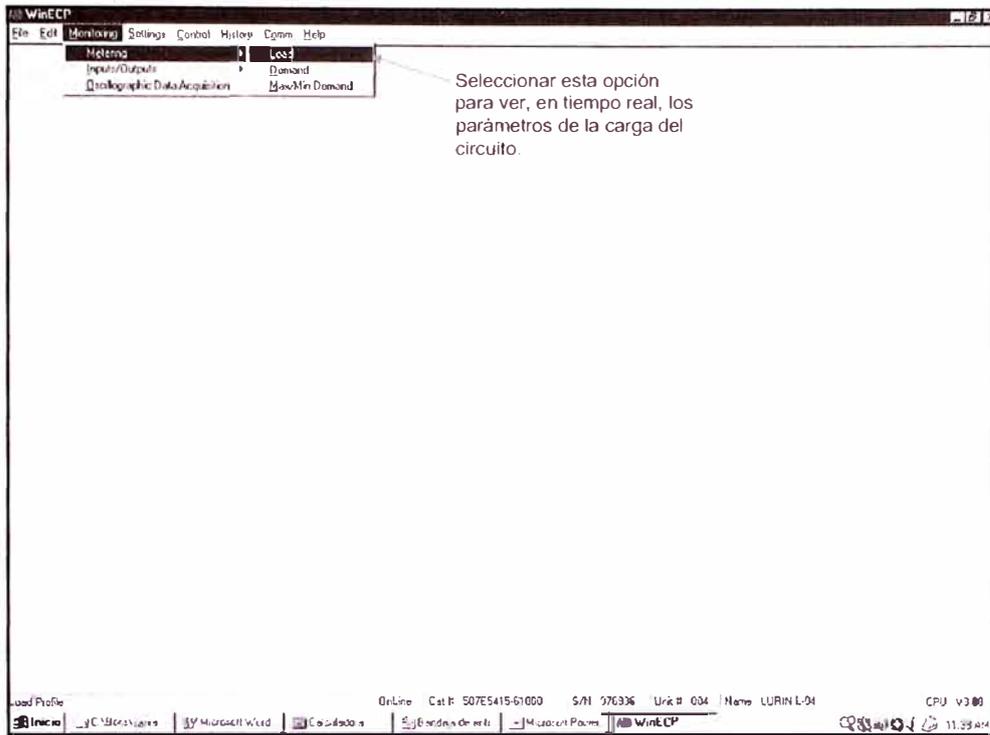
KSI Sum A (L1)	9	1st Counter	0
KSI Sum B (L2)	22	2nd Counter	0
KSI Sum C (L3)	16	3rd Counter	0
Overcurrent Trips	14	4th Counter	0
Breaker Operations	25		
79 (D->I) Counter 1	0		
79 (D->I) Counter 2	0		

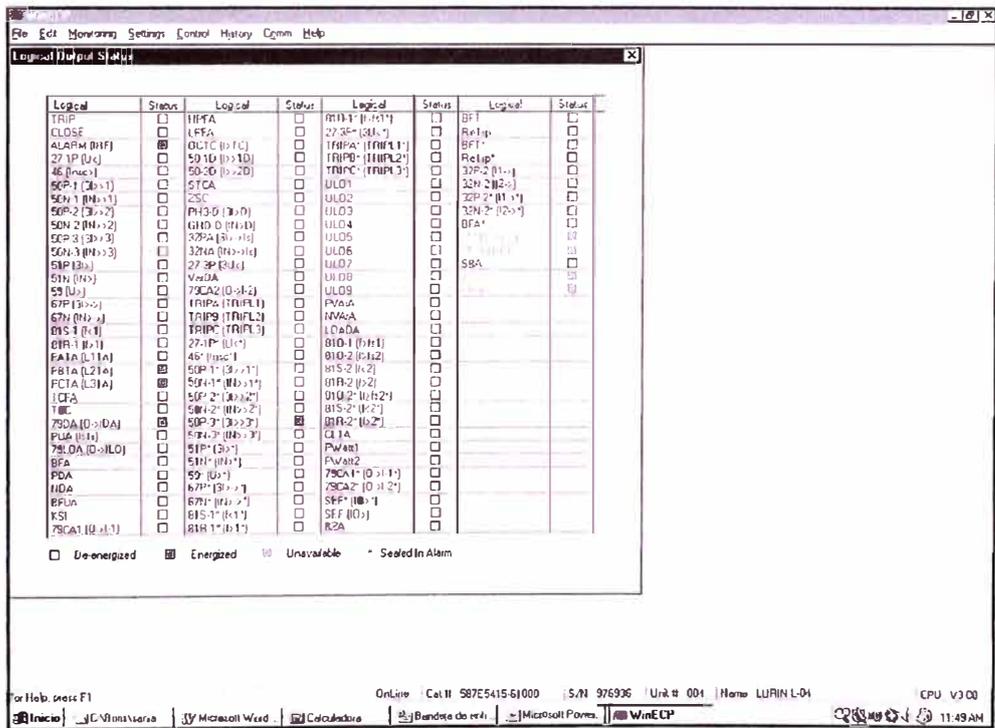
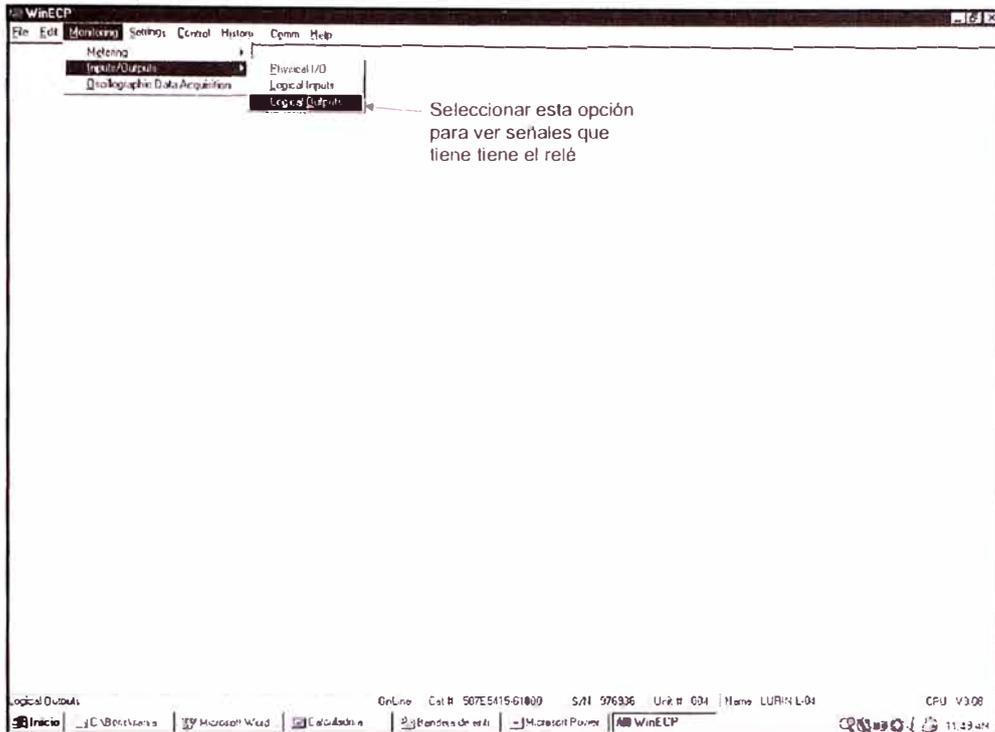
Upload From Relay Print

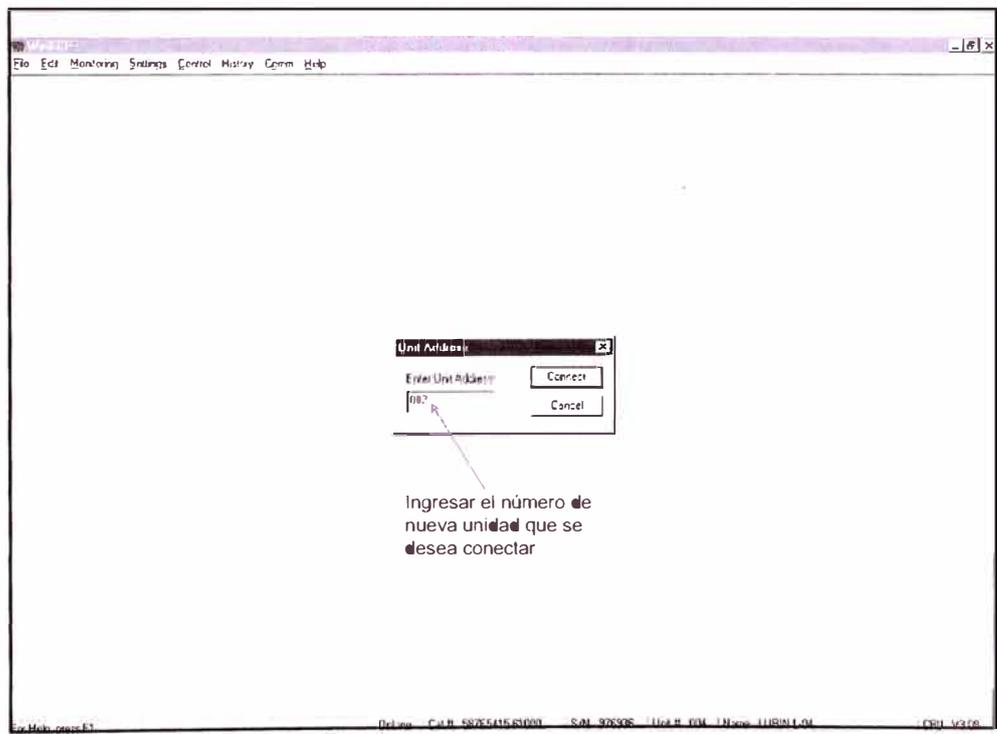
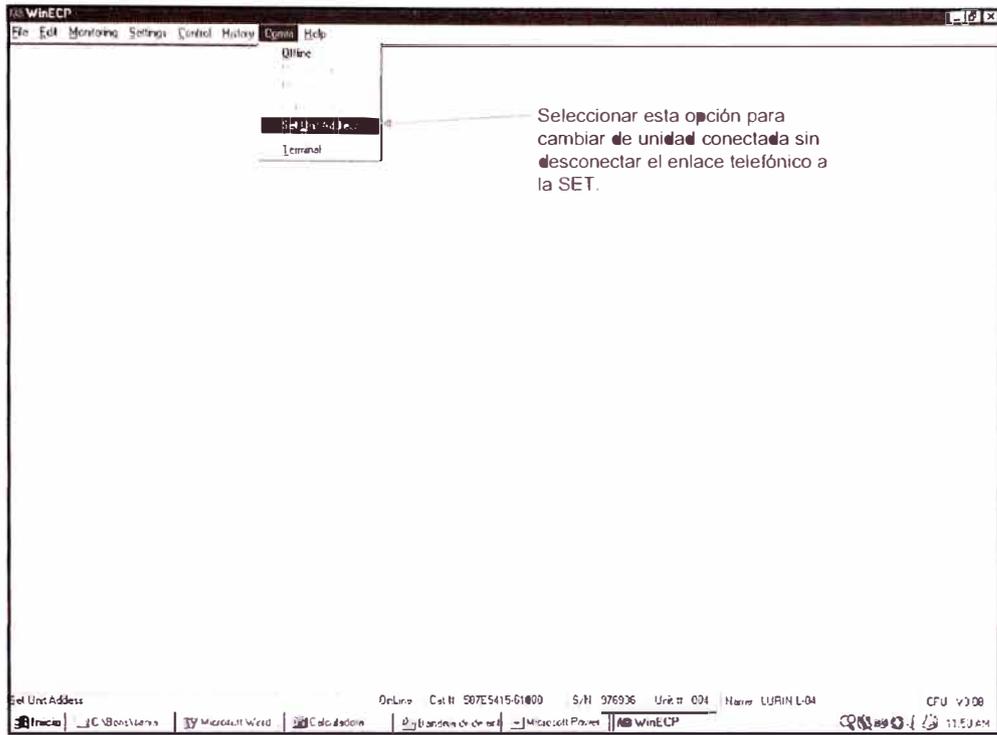
Save File Read File Close

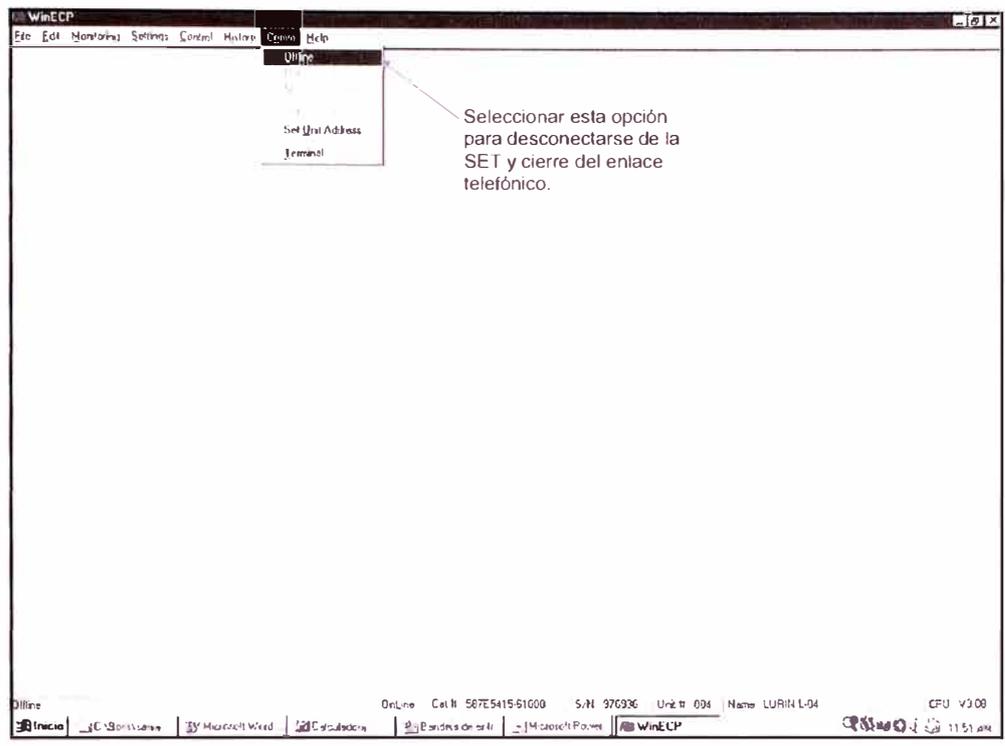
For Help, press F1      OnLine    Cat# 507E5415-61000    S/N 976306    Unit # 004    Name LURIN L-04    CPU V3.00

Inicio | C:\Monitor.exe | Microsoft Word | Calculadora | Banda de datos | Microsoft Power | WinECP      11:37 AM









**ANEXO L:**  
**PROYECTO DE INVERSIÓN**

# ANEXO L

## PROYECTO DE INVERSION - 2005

**NOMBRE DEL PROYECTO**

**ADQUISICION DE RELES DE PROTECCIÓN PARA FALLAS A TIERRA**

**GRUPO**

6 INSTRUMENTOS, HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

**SUB GRUPO**

61 SISTEMA TRANSMISION & TRANSFORMACION

**ITEM**

6120 Renovación

**AREA GESTORA (CR)**

5100

**SUBGERENCIA OPERACIONES TRANSMISION**

**NOMBRE DEL RESPONSABLE**

**CRs EJECUTORES**

5150

**DPTO. MANTENIMIENTO SET TRANSMISIÓN**

---

---

**FECHA DE INICIO**

Enero-00

**FECHA DE TERMINO**

Diciembre-00

(MONEDA : US\$)

ANO	INVERSION	INGRESOS	COSTOS
0	2,220,000		
1		975,340	55,500
2		975,340	55,500
3		975,340	55,500
4		975,340	55,500
5		975,340	55,500
6		975,340	55,500
7		975,340	55,500
8		975,340	55,500
9		975,340	55,500
10		975,340	55,500
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			

**TIPO DE ACTIVO FIJO**

INSTRUMENTOS, HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

**TASA DE DEPRECIACION**

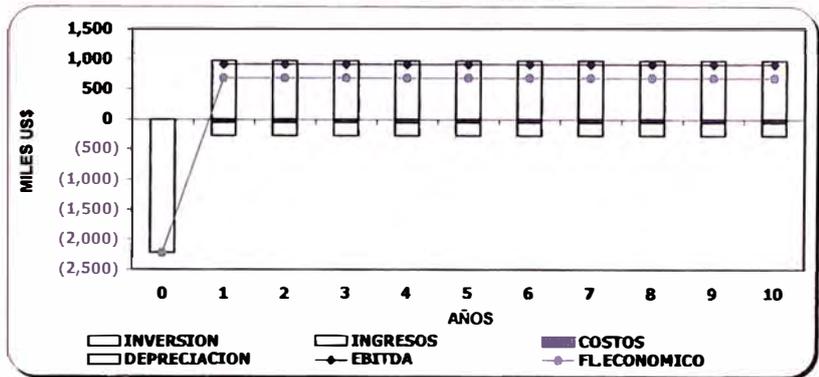
10.0%

**PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO**

10 AÑOS

**TASA DESCUENTO (PREDETERMINADA)**

18%



INDICADORES DEL PROYECTO	
<b>VAN</b>	863,229 US\$
<b>TIR</b>	28.4%
<b>PRI</b>	6 AÑOS
<b>B/C</b>	1.4

**PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO CORRECTO**

**SUB GERENTE RESPONSABLE**

**FIRMA**

**FECHA**

## JUSTIFICACION TECNICA / ECONOMICA

### A) DESCRIPCION DEL PROYECTO

Adquisición de relés de protección para alimentadores de 10 KV para reemplazar los relés electromecánicos actualmente existentes en las diferentes SETs, Los relés de distancia electromecánicos se encuentran al término de su vida útil, por lo que es necesario su reemplazo por otros dispositivos de última tecnología y que debe cumplir con los siguientes puntos:

- Función de falla a tierra, para proteger a las personas frente a una caída del conductor a tierra.
- Funciones digitales de protección, medición y control mediante microprocesadores (menor tiempo de operación)
- Registros de eventos y fallas.
- Registros Oscilográficos

Asimismo, se considera la instalación de transformadores de corriente de fases, transformadores de tensión y transformador toroidal para completar el sistema de protección contra fallas a tierra en sistema con neutro aislado.

### B ) JUSTIFICACION

El reemplazo de dichos relés se realiza por lo siguiente:

- 1.- La instalación de relés en la salida de los alimentadores despejarán las fallas por caída de un conductor a tierra y que pueda afectar a personas.
- 2.- La instalación de relés en puntos intermedios de los alimentadores de distribución, permitirán que el circuito afectado será menor, por lo tanto los clientes afectados también será menos y el tiempo de normalización del servicio será menor.
- 2.- Los relés electromecánicos actualmente instalados en los alimentadores de 10 KV ya cumplieron su vida útil, por los que pueden tener problemas en sus operación
- 3.- Los nuevos relés son de última tecnología, con las características de registros de eventos, fallas y oscilografías
- 4.- Para tener una herramienta de análisis en situaciones de falla

### C ) DETALLE DE LAS INVERSIONES

El proyecto comprende la adquisición de los siguientes equipos:

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	Relés de protección para fallas a tierra	420	3,000.00	1,260,000.00
2	Transformadores de tensión	300	400.00	120,000.00
3	Transformadores de corriente	1260	450.00	567,000.00
4	Transformadores toroidales	420	400.00	168,000.00
5	Materiales varios	420	250.00	105,000.00
6				
				<b>2,220,000.00</b>

## GENERACION DE INGRESOS Y COSTOS

PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO 10 AÑOS  
EN FUNCION AL TIEMPO DE DEPRECIACION ECONOMICA

### PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO CORRECTO

#### RESUMEN DE INGRESOS Y COSTOS GENERADOS

##### A) INGRESOS

DESCRIPCION	PERIODO	US\$
1. Ahorro por Energía No Suministrada (ENS)	C / AÑO	9,785.35
2. Ahorro de Compensaciones por disminución de interrupciones ( C )	C / AÑO	116,416.86
3. Ahorro de h-h para la revisión del circuito	C / AÑO	2,869.20
4. Ahorro Multas por disminución tiempos de interrupción	C / AÑO	846,268.66
5. Ahorro por Indemnizaciones (I)	C / AÑO	
<b>TOTAL INGRESOS (C / AÑO):</b>		<b>975,340.07</b>

##### B) COSTOS

DESCRIPCION	PERIODO	US\$
1. Por Operación y Mantenimiento	C / AÑO	55,500.00
<b>TOTAL COSTOS (C / AÑO):</b>		<b>55,500.00</b>

#### DETALLE DE INGRESOS Y COSTOS GENERADOS

a (3ra. etapa)	0.35	
Precio de Compra Energía	4.40	ctv\$/kWh
Precio Promedio Venta a Mercado	7.69	ctv\$/kWh

##### A) INGRESOS

###### 1. Ahorro por Energía No Suministrada (ENS)

Descripción	kW interr. H	Horas I	N° fallas J	ENS anual L=H*J
Ahorro de energía por disminución del tiempo de interrupción	3,500.00	0.50	180.00	315,000.00
				<b>332,620</b>

	kWh	US\$
Energía dejada de vender (a)	332,619.60	25,591.43
Energía dejada de comprar [b] = [a]*(1+8%)	359,229.17	15,806.08
<b>Ahorro ENS Anual (US\$)</b>		<b>9,785.35</b>

###### 2. Ahorro de Compensaciones por disminución de interrupciones ( C )

Descripción	ENS anual L	C. Unitaria e	C C = L * e
Por menor tiempo de Interrupción	332,619.60	0.35	116,416.86
<b>Ahorro Compensación Anual (US\$)</b>			<b>116,416.86</b>

###### 3. Ahorro de h-h para la revisión del circuito

Descripción	H-H O	Tiempo T	Reparación Q = O + T
02 Operadores para la revisión del circuito	15.94	180.00	2,869.20
<b>Ahorro Reparación Anual (US\$)</b>			<b>2,869.20</b>

###### 4. Ahorro Multas por disminución tiempos de interrupción

Multa Nro:	1.5	Grado de Sanción (% Multa)	Multa US\$	Probabilidad	Multa aplicable US\$
Monto (UIT) máx.	1,000	0%	-	0.0%	-
Valor UIT (S/.)	3,150	25%	235,074.63	5.0%	11,753.73
Tipo de cambio	3.35	50%	470,149.25	5.0%	23,507.46
Valor UIT (US\$)	940	75%	705,223.88	15.0%	105,783.58
		100%	940,298.51	75%	705,223.88
<b>Ahorro Multas Anual (US\$)</b>				100.0%	<b>846,268.66</b>

###### 5. Ahorro por Indemnizaciones (I)

Descripción	Monto (US\$) M	N° fallas J	Periodo(años) K	I Anual (US\$) I = M*J / K
			10.00	
<b>Ahorro indemnizaciones Anual (US\$)</b>				

1.5

Por no conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y la Ley

##### B) COSTOS

1. Por Operación y Mantenimiento	US\$	55,500
Costo Real Actualizado		

**ANEXO M:**  
**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICO DE RELÉS DE**  
**PROTECCIÓN**

EVALUACION TECNICA DE RELES DE PROTECCIÓN

ITEM	CARACTERISTICAS	UNIDAD	SOLICITADO	OFRECIDO				PUNTAJE TOTAL POR ITEM	PUNTAJE ALCANZADO					
				A	B	C	D		A	B	C	D		
1.0	<b>DATOS GENERALES</b>		(1)											
1.10	FABRICANTE			--	--	--	--							
1.20	PROCEDENCIA			--	--	--	--							
2.20	TIPO DESIGNADO POR EL FABRICANTE			REF	7SJ6322	7IVD	F650							
2.0	<b>PROCEDENCIA Y PRESENCIA LOCAL DEL FABRICANTE</b>							4.00						
2.10	Presencia en mercado local		(2)	SI	SI	NO	SI	2.00	2.00	2.00				2.00
2.20	Infra estructura y soporte técnico local		(3)	SI	SI	Solo ventas	Sólo soporte	2.00	2.00	2.00	1.00			1.00
3.0	<b>ASPECTOS CONSTRUCTIVOS</b>							1.00						
3.10	PESO	Kg	(4)	8	6.5	12.3	5	0.20	0.13	0.15	0.08			0.20
3.20	DIMENSIONES (alto, ancho, profundidad)	mm.	(4)	265.9x223.7x238	266x221x236.5	470x470x690	267x236x215	0.20	0.20	0.20	0.13			0.20
3.30	ARQUITECTURA MODULAR		SI	SI	SI	SI	SI	0.20	0.20	0.20	0.20			0.20
3.40	MONTAJE HORIZONTAL		SI	SI	SI	SI	SI	0.20	0.20	0.20	0.20			0.20
3.50	FRECUENCIA NOMINAL	Hz	60	60	60	60	60	0.20	0.20	0.20	0.20			0.20
4.0	<b>TENSION Y CORRIENTE NOMINALES</b>							3.50						
08.01	Tensión nominal (Vn)	V	100 a 120	120	225	120	240	0.50	0.50	0.27	0.50			0.25
	- Máxima tensión permanente	V	2 Vn	240	229.5	240	273.6	0.20	0.19	0.20	0.19			0.17
	- Máxima tensión por 1 minuto	V	3.5 Vn	240	N.E.	N.E.	300	0.20	0.20					0.16
08.02	Consumo del circuito de tensión													
	- En condiciones de operación normal	VA	(5)	0.5	0.3	0.5	0.025	0.20	0.01	0.02	0.01			0.20
	- En condiciones de falla ( caso desfavorable)	VA	(5)	0.5	N.E.	N.E.	0.025	0.10	0.01					0.10
08.03	Corriente nominal de fase (In)	Amp.	ó 5 configurabl	NO	SI	NO	SI	0.10		0.10				0.10
	- Máxima corriente de fase permanente	Amp.	2 In	4xIn	4 In	4 In	2 In	0.20	0.20	0.20	0.20			0.10
	- Máxima corriente de fase durante 1 seq.	Amp.	100 In	100 In	100 In	100 In	100 In	0.20	0.20	0.20	0.20			0.20
	- Máxima corriente de fase durante 3 seq.	Amp.	50 In	50xIn	30 In (10 seq)	50 In	50 In	0.20	0.20	0.12	0.20			0.20
08.04	Consumo del circuito de corriente de fase													
	- En condiciones de operación normal	VA	(5)	0.5	0.3	0.2	0.2	0.20	0.08	0.13	0.20			0.20
	- En condiciones de falla ( caso desfavorable)	VA	(5)	0.5	N.E.	N.E.	0.2	0.10	0.04					0.10
08.05	Corriente nominal de neutro (In0)	Amp.	0.2 a 2.4	0.2	1.6	1.4	1.6	0.20	0.20	0.03	0.03			0.03
	- Máxima corriente de neutro permanente	Amp.	2 In0	4 In0	5 In0	2 In0	2 In0	0.20	0.16	0.20	0.08			0.08
	- Máxima corriente de neutro durante 1 seq.	Amp.	100 In0	100xIn0	300xIn0	100 In	100 In0	0.20	0.07	0.20	0.07			0.07
	- Máxima corriente de neutro durante 3 seq.	Amp.	50 In0	50xIn0	00 In0 (10sec)	50 In	50 In0	0.20	0.10	0.20	0.10			0.10
08.06	Consumo del circuito de corriente de neutro													
	- En condiciones de operación normal	VA	(5)	0.5	0.05	0.2	N.E.	0.25	0.03	0.25	0.06			
	- En condiciones de falla ( caso desfavorable)	VA	(5)	0.5	N.E.	N.E.	N.E.	0.25	0.25					
5.00	<b>SUMINISTRO AUXILIAR</b>							1.00						
09.01	Tensión Nominal Auxiliar	Vdc	80 a 240	80 a 240	88 a 300	110 a 250	88 a 300	0.40	0.40	0.40	0.27			0.40
09.02	Consumo de los circuitos auxiliares													
	- En condición de operación normal	W	(5)	20	5.5	7	20	0.20	0.06	0.20	0.16			0.06
	- En condición de falla	W	(5)	40	16	20	28	0.20	0.08	0.20	0.16			0.11
09.04	Máximo rizado permitido por el equipo	V(D-D)	(5)	12%	12%	20%	12%	0.20	0.10	0.10	0.20			0.10
6.0	<b>PRUEBA ESPECIALES</b>							1.00						
6.10	<b>PRUEBA COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNETICA</b>													
	- Perturbación con estallido de 1MHz	kV	2.5	SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10			0.10
	- Descarga electrostática	kV	8	SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10			0.10
	- Perturbación transitorio instantáneo	kV	4	SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10			0.10
	- Perturbación radiación de campo electromagnético	V/m	10	SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10			0.10
6.20	<b>PRUEBAS DE AISLAMIENTO</b>													
	- Prueba de dieléctrico 1 min.	kV	2.5	SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10			0.10
	- Prueba de voltaje impulso 1.2/50ms, 0.5J	kV	5	SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10			0.10
	- Resistencia de aislamiento en 500 V dc	MOHM	>100	SI	N.E.	N.E.	SI	0.10	0.10					0.10
6.30	<b>PRUEBAS MECANICAS</b>													
	- Vibración, clase I		SI	SI	Superior (Clase	SI	SI	0.10	0.05	0.10	0.05			0.05
	- Choque y descarga, clase I		SI	SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10			0.10
	- Sísmica, clase I		SI	SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10			0.10
7.0	<b>FUNCION DE PROTECCION</b>							45.00						
13	<b>FUNCION DE PROTECCION DE SOBRE-CORRIENTE DE TIEMPO (5I/51N)</b>													
	- Rango de la corriente de ajuste	Amp.	0.5 a 12	0.5 a 25	0.25 a 20	1 a 12	0.05 a 160	3.00	2.00	2.00	1.00			3.00
	- Curvas características		Inversas, definida	SI	SI	SI	SI	1.00	1.00	1.00	1.00			1.00
	- Rango del multiplicador Para Curvas inversas		1 a 10	0.05...1.00	0.05 a 3.2	0.05 a 1	0 a 900	1.50	0.75	1.50	0.75			1.50
	- Rango del tiempo de la curva definida	seq.	0 a 15	0.05...300.00	0 a 60	0.05 a 100	0 a 900	1.50	1.00	0.50	0.80			1.50
14	<b>FUNCION DE PROTECCION DE SOBRE-CORRIENTE INSTANTANEO (50/50N)</b>													
	- Rango de la corriente de ajuste	Amp.	0.5 a 160	0.5 a 200	0.25 a 175	0.5 a 150	0.05 a 160	3.00	3.00	2.63	2.25			2.40
	- curva característica tiempo-corriente		I <sup>2</sup> t >>	SI	SI	SI	SI	1.00	1.00	1.00	1.00			1.00
	- Rango del tiempo de retardo	seq.	0 a 10	0.05...300.00	0 a 60	0 a 100	0 a 900	1.00	0.33	0.07	0.11			1.00
15	<b>FUNCION DE PROTECCION DE SOBRE-CORRIENTE DIRECCIONAL (67/67N)</b>													
	- Polarización por Secuencia negativa		SI	NO	SI	SI	SI	2.00		2.00	2.00			2.00
	- Angulo de Polarización	°	0 a 360	N.E.	0 a 360	N.E.	-90 a +90	1.00		1.00				0.50
	- Rango de la corriente de ajuste	Amp.	0.3 a 10	0.25 a 200	0.25 a 20	1 a 12	NO	1.50	1.50	0.15	0.09			
	- Curvas características		Inversas, definida	SI	SI	SI	NO	0.50	0.50	0.50	0.50			
	- Rango del multiplicador Para Curvas inversas		1 a 10	0.05...1.00	0.05 a 3.2	0.05 a 1	NO	0.50	0.33	0.50	0.33			
	- Rango del tiempo de la curva definida	seq.	0 a 10	0.05...300.00	0 a 60	0.05 a 100	NO	0.50	0.50	0.50	0.80			
16	<b>FUNCION DE PROTECCION DE FALLA A TIERRA SENSITIVA-HOMOPOLAR (SEF)</b>													
	- Corriente homopolar 3I0 (Ajustable)	mAmp.	0.5 a 500	1 a 25	0.1 a 1500	5 a 1500	5 a 400	10.00	0.17	10.00	10.00			2.67
	- Tensión homopolar 3V0 (Ajustable)	V	2.0 a 50.0	2 a 100	10 a 225	05 a 60	2 a 70	5.00	2.22	5.00	1.33			1.56
	- Rango del tiempo de retardo	seq.	0.1 a 10	0.1...300.00	0 a 320	N.E.	0 a 900	2.00	0.67	0.67				2.00
	- Angulo de Polarización	°	0 a 360	0 a 360	0 a 60	N.E.	-90 a +90	1.00	1.00	0.17				0.50
17	<b>FUNCION DE PROTECCION SOBRE-CORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA (46)</b>													
	- Rango de la corriente de ajuste	Amp.	0.4 a 3	0.5 a 4.75	0.1 a 3	NO	NO	2.50	2.50	2.40				

**EVALUACION TECNICA DE RELES DE PROTECCIÓN**

ITEM	CARACTERISTICAS	UNIDAD	SOLICITADO	OFRECIDO				PUNTAJE TOTAL POR ITEM	PUNTAJE ALCANZADO				
				A	B	C	D		A	B	C	D	
	- Curvas características		Inversas, definidas	SI	SI			1.50	1.50	1.50			
	- Rango del multiplicador Para Curvas Inversas		1 a 10	1 a 10	0,05 a 3,2			1.00	1.00	0.67			
	- Rango del tiempo de la curva definida	seq.	0 a 10	1...300	0 a 60			1.00	1.00	0.20			
<b>18</b>	<b>FUNCION DE PROTECCION DE MAX/MIN TENSION (59/27)</b>												
	- Rango de Máxima tensión	V	10 a 200	10 a 160	40 a 260	60 a 90	3 a 200	1.00	0.80	0.90	0.50	1.00	
	- Rango de Mínima tensión	V	10 a 200	10 a 160	10 a 210	20 a 70	0 a 200	1.00	0.80	0.90	0.50	1.00	
	- Rango del tiempo de retardo	seq.	0 a 60	0.5...300.00)	0 a 100	0 a 300	0 a 900	1.00	0.33	0.11	0.33	1.00	
<b>8.0</b>	<b>CONTACTOS AUXILIARES</b>												
<b>19</b>	<b>CONTACTOS DE SALIDAS (OUTPUT)</b>												
<b>19.01</b>	<b>Contactos de Disparo</b>												
	- Número de contactos (mínimo)	#	3	11 (2sim/9dob)	4 (2)	2 dobles	3	1.00	1.00	0.36	0.18	0.27	
	- Máxima tensión de operación	Vdc	125	250	300	250	400	0.50	0.31	0.38	0.31	0.50	
	- Intensidad permanente	A	5	5	5	5	16	0.50	0.16	0.16	0.16	0.50	
	- Capacidad de corte	A	>=0.5	0.5	8	10	0.6	1.00	0.05	0.08	1.00	0.06	
	- Capacidad de cierre	A	>=5	5	8	20	60A (1seq)	1.00	0.08	0.13	0.33	1.00	
<b>19.02</b>	<b>Contactos de señalización programable</b>												
	- Número de contactos (mínimo)	#	5	7	11	7	7	1.00	0.64	1.00	0.64	0.64	
	- Máxima tensión de operación	Vdc	125 ± 20%	250	300	250	400	0.50	0.31	0.38	0.31	0.50	
	- Intensidad permanente	A	(5)	5	5	3	16	0.50	0.16	0.16	0.09	0.50	
	- Capacidad de corte	A	(5)	0.25	8	8	0.6	1.00	0.03	1.00	1.00	0.08	
	- Capacidad de cierre	A	(5)	5	8	16	60A (1seq)	1.00	0.08	0.13	0.27	1.00	
<b>19.03</b>	<b>CONTACTOS DE ENTRADAS (INPUT)</b>												
	- contactos de entrada programable			SI	SI	SI	SI	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	
	- Número de contactos de entrada (mínimo)	#	8	25	24	8	24	2.00	2.00	1.92	0.64	1.92	
	- Rango de tensión	V	(5)	18 a 265	24 a 250	24/125/250	1 a 255 Vdc	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	
	- corriente de entrada	A	(5)	~2...25 mA	1.8 mA	N.E.	3.25	0.50	0.35	0.28		0.50	
<b>8.00</b>	<b>MONITOREO DE VALORES ACTUALES</b>												
	- VELOCIDAD DE ENCENDIDO Y RESET	minutos	(5)	1	1	3	3.54	2.00	2.00	2.00	0.67	0.56	
	- MONITOREO DE VALORES ACTUALES			SI	SI	SI	SI	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	
	- SEÑALIZACION DE LEDs			SI	SI	SI	SI	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	
	- de estado del relé			SI	SI	SI	SI	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	
	- de la actuación de la función de Protección			SI	SI	SI	SI	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	
	- INTERFASES												
	- Hombre-máquina panel frontal del relé			SI	SI	SI	SI	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	
	- Puerto frontal RS232, conexión con PC			SI	SI	SI	SI	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	
	- Puerto posterior RS232/RS485, conexión red local/remota			SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
	- Puerto óptico, conexión red local/remota	Opcional		SI	SI	SI	SI	1.00	1.00	1.00	1.00		
	- conexión A través del puerto RS232/RS485 A un Concentrador de comunicación			SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
	- conexión A través del puerto óptico A un Concentrador de comunicación	Opcional		SI	SI	SI	SI	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
<b>10.0</b>	<b>OPCIONES DE REGISTRO</b>												
<b>20</b>	<b>REGISTRADOR DE OSCILOGRAFIAS</b>												
	- Número de registros almacenados	#	12 a 20	0 65535	8	32	4	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
	- Velocidad de muestreo	muestra/ciclo		32	40	16	12	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	
	- Registro por actuación de la func. Protección			SI	SI	SI	SI	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	
<b>21</b>	<b>REGISTRADOR DE EVENTOS</b>												
	- Números de eventos registrados	#	150	100	200	100	512	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	
	- Almacena secuencialmente, con indicación de fecha, hora, segundo y milisegundo			SI	SI	SI	SI	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	
<b>22</b>	<b>REGISTRADOR DE FALLAS</b>												
	- Número de registros	#	12 a 20	30	8	51	512	1.50	0.09	0.02	0.15	1.50	
	- Valores de pre-falla y falla de corriente y tensión			SI	SI	SI	NO	1.50	1.50	1.50	1.50		
<b>23</b>	<b>CALIDAD DE ENERGIA</b>		Opcional	SI	OPCIONAL	NO	NO	1.50	1.50				
<b>11.0</b>	<b>COMUNICACIÓN REMOTA</b>												
	- Protocolos de comunicaciones		DNP3 IEC-870-103	SPA / LON	DNP3	DNP3/IEC870-	DNP3	5.00	2.50	5.00	5.00	5.00	
	- Velocidad de comunicaciones		(5)	SPA 9.6 Kb/s LON 1.25 Mb/s	19200	19200	19200	7.50	3.75	7.50	7.50	7.50	
	- comunicación por fibra óptica (puerto óptico)	Opcional		SI	SI	SI	NO	2.50	2.50	2.50	2.50		
<b>12.0</b>	<b>CAPACIDAD DE AUTOSUPERVISION Y AUTODIAGNOSTICO CONTINUO</b>		SI	SI	SI	SI	SI	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	
<b>13.0</b>	<b>ENTRADA EXTERNA DE SINCRONIZACION HORARIA IRIG-B</b>		SI	SI	SI	NO	SI	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	

**NOTAS:**

- En general se otorgará mayores puntajes a aquellos equipos que brinden mayores prestaciones técnicas según cada ítem
- (1) No afecto a puntaje, solo referencial
- (2) Se considera la presencia de los equipos ofertados (tipo y marca) en el mercado local
- (3) Se evalúa el soporte técnico y la infraestructura con que cuenta el fabricante localmente.
- (4) Se considera el mayor puntaje al equipo más compacto y ligero
- (5) Se otorga mayor puntaje al equipo con mejores prestaciones técnicas
- 18: Protección principal, no de protección de redundancia
- N.E. No Especificado

## EVALUACION ECONOMICA DE RELES DE PROTECCIÓN

ITEM	CARACTERISTICAS	UNIDAD	PRECIOS EN US \$ (DDP)			
			A	B	C	D
<b>1.0</b>	<b>PRECIO D.D.P.</b>					
1.1	UNITARIO	US\$	3,800.00	4,050.00	3,732.26	3,520.00
1.2	SOFTWARE	US\$	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	CANTIDAD	US\$	10.00	10.00	10.00	10.00
1.4	TOTAL ALMACEN LDS	US\$	<b>38,000.00</b>	<b>40,500.00</b>	<b>37,322.58</b>	<b>35,200.00</b>
<b>2.0</b>	<b>ADICIONALES</b>	(5)				
2.1	ENTRENAMIENTO EN FABRICA	US\$	6,380.00			
2.2	ENTRENAMIENTO LOCAL	US\$	1,810.00 (1)	1,149.20 (2)	3,000.00 (3)	3,000.00 (4)
<b>3.0</b>	<b>PLAZO DE ENTREGA</b>	meses	<b>3.00</b>	<b>2.00</b>	<b>2.50</b>	<b>1.50</b>
<b>4.0</b>	<b>COSTO TOTAL (5)</b>	US\$	<b>39,810.00</b>	<b>41,649.20</b>	<b>40,322.58</b>	<b>38,200.00</b>
<b>5.0</b>	<b>PUNTAJE ECONOMICO</b>		<b>0.96</b>	<b>0.92</b>	<b>0.95</b>	<b>1.00</b>

$$PEcon = \text{MIN}(C_i \Rightarrow J) / C_i$$

### NOTAS:

- (1) Con personal extranjero, no hay límite de participantes.
- (2) Capacitación local en LDS con personal extranjero. No hay límite de asistentes.
- (3) No cotiza entrenamiento, se ha considerado el máximo costo ofertado por los otros postores.
- (4) Entrenamiento local con personal local para (04) cuatro personas
- (5) Para todos los efectos se ha considerado entrenamiento local.

**ANEXO N:**  
**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICO DE**  
**TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE FASES**

**EVALUACION TECNICA  
TRANSFORMADORES DE CORRIENTES DE FASES**

	CARACTERISTICAS PRINCIPALES	SOLICITADO	OFRECIDO	
			A	B
<b>1</b>	<b>DATOS GENERALES</b>			
1	Modelo	--	---	
1	Procedencia	--	---	
<b>2</b>	<b>PROCEDENCIA Y PRESENCIA LOCAL DEL FABRICANTE</b>			
2	Presencia en mercado local		Si	Si
2	Infraestructura y soporte técnico local		Si	Si
<b>3</b>	<b>ASPECTOS CONSTRUCTIVOS</b>			
3	Peso	kg	--	3
3	Aplicación	--	Protección	Protección
4	Montaje	--	Interior	Interior
<b>4</b>	<b>DATOS ELECTRICOS</b>			
4	Tensión nominal de aislamiento	kV	12	12 / 28 / 75
4	Clase de precisión	--	5P20	5P20
4	Potencia de salida a la clase de precisión	VA	20	17,5
4	Intensidad de cortocircuito térmico	kA	80 x In	25
5	Intensidad de cortocircuito dinámica	kA	63	80 x In
5	Relación de transformación	--	300-400/5	300-400/5, 120%
5				
5				

	PUNTAJE TOTAL POR ITEM	PUNTAJE ALCANZADO	
		A	B
	<b>10,00</b>		
	5,00	5,00	5,00
	5,00	5,00	5,00
	<b>20,00</b>		
	5,00	4,00	5,00
	10,00	10,00	10,00
	5,00	5,00	5,00
	<b>70,00</b>		
	5,00	5,00	5,00
	5,00	5,00	5,00
	5,00	4,00	5,00
	20,00	15,00	20,00
	20,00	15,00	20,00
	15,00	15,00	15,00
	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>
		0,88	1,00

**EVALUACION ECONOMICA  
TRANSFORMADORES DE CORRIENTES DE FASES**

ITEM	CARACTERISTICAS	UNIDAD	PRECIOS EN US\$	
			A	B
<b>1,0</b>	<b>PRECIO D.D.P.</b>			
1,1	UNITARIO	US\$	410,00	380,00
1,2	CANTIDAD	US\$	1.260,00	1.260,00
1,3	TOTAL ALMACEN LDS	US\$	<b>516.600,00</b>	<b>478.800,00</b>
<b>2,0</b>	<b>PLAZO DE ENTREGA</b>	<b>semanas</b>	<b>12,00</b>	<b>8,00</b>
<b>3,0</b>	<b>GARANTIA</b>	<b>año</b>	<b>1,00</b>	<b>3,00</b>
<b>4,0</b>	<b>COSTO TOTAL US\$</b>	<b>US\$</b>	<b>516.600,00</b>	<b>478.800,00</b>
<b>5,0</b>	<b>PUNTAJE ECONOMICO</b>		<b>0,93</b>	<b>1,00</b>

**ANEXO O:**  
**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONOMICO DE**  
**TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TOROIDALES**

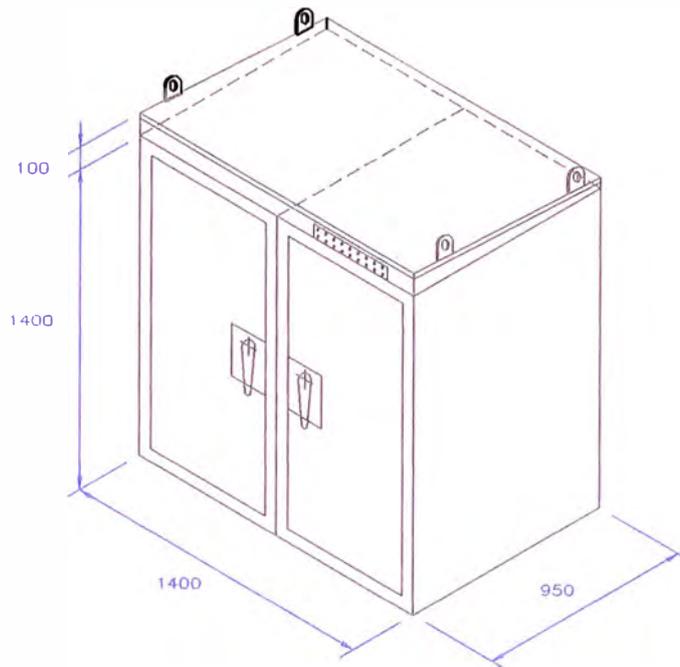
**EVALUACION TECNICA  
TRANSFORMADORES DE CORRIENTES TOROIDALES**

	CARACTERISTICAS PRINCIPALES		SOLICITADO	OFRECIDO		PUNTAJE TOTAL POR ITEM	PUNTAJE ALCANZADO	
				A	B		A	B
<b>1</b>	<b>DATOS GENERALES</b>							
1.1	Modelo	--	----					
1.2	Procedencia	--	----					
<b>2</b>	<b>PROCEDENCIA Y PRESENCIA LOCAL DEL FABRICANTE</b>					<b>10.00</b>		
2.1	Presencia en mercado local			Si	Si	5.00	5.00	5.00
2.2	Infraestructura y soporte técnico local			Si	Si	5.00	5.00	5.00
<b>3</b>	<b>ASPECTOS CONSTRUCTIVOS</b>					<b>30.00</b>		
3.1	Peso	kg	--	3	2.5	5.00	4.00	5.00
3.2	Diámetro interno	mm	100	140	105	5.00	5.00	4.00
3.3	Tipo	--	Seccionable	Seccionable	Seccionable	5.00	5.00	5.00
3.4	Aplicación	--	Protección	Protección	Protección	10.00	5.00	5.00
3.5	Montaje	--	Interior	Interior	Interior	5.00	5.00	5.00
<b>4</b>	<b>DATOS ELECTRICOS</b>					<b>60.00</b>		
4.1	Tensión nominal de aislamiento	kV	>0,7	0.72	0.7	10.00	10.00	9.00
4.2	Tensión de ensayo primario-tierra (1min)	kV	3	3	3	5.00	5.00	5.00
4.3	Tensión de ensayo secundario-tierra (1min)	kV	3	3	3	5.00	5.00	5.00
4.4	Clase	--	----	----	----	5.00	0.00	0.00
4.5	Sobrecorriente primario	A	1.2 In	1,2 In	1,2 In	10.00	5.00	5.00
4.6	Intensidad de cortocircuito térmica (1 seg)	A	80 In	80 In	80 In	10.00	5.00	5.00
4.7	Intensidad de cortocircuito dinámica	kApico	200	200	200	10.00	5.00	5.00
4.8	Relación de transformación	--	50/1	50/1	50/1	5.00	5.00	5.00
						<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>74.00</b>
							<b>0.74</b>	<b>0.73</b>

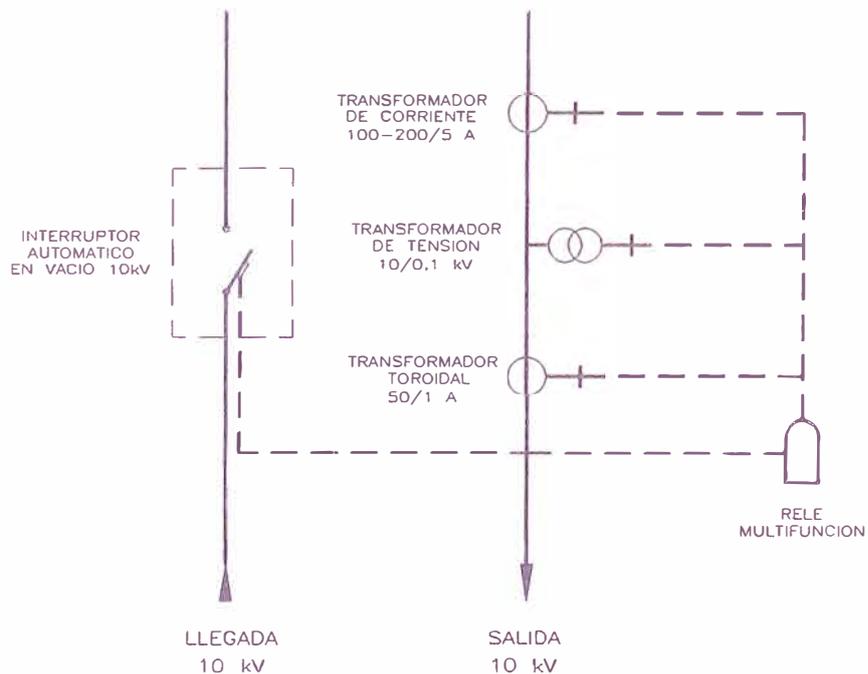
**EVALUACION ECONOMICA  
TRANSFORMADORES DE CORRIENTES TOROIDALES**

ITEM	CARACTERISTICAS	UNIDAD	PRECIOS EN US\$	
			A	B
<b>1.0</b>	<b>PRECIO D.D.P.</b>			
1.1	UNITARIO	US\$	520.00	466.00
1.2	CANTIDAD	US\$	420.00	420.00
1.3	TOTAL ALMACEN LDS	<b>US\$</b>	<b>218,400.00</b>	<b>195,720.00</b>
<b>2.0</b>	<b>PLAZO DE ENTREGA</b>	<b>semanas</b>	<b>12.00</b>	<b>8.00</b>
<b>3.0</b>	<b>GARANTIA</b>	<b>año</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>
<b>4.0</b>	<b>COSTO TOTAL US\$</b>	<b>US\$</b>	<b>218,400.00</b>	<b>195,720.00</b>
<b>5.0</b>	<b>PUNTAJE ECONOMICO</b>		<b>0.90</b>	<b>1.00</b>

## **PLANOS**



VISTA EXTERIOR ISOMETRICA DE LA CELDA EXTERIOR DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO



ESQUEMA DE PRINCIPIO

**APLICACION**

PERMITE LA PROTECCION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION CON NEUTRO AISLADO CON PREDOMINANCIA DE LINEAS AEREAS Y DONDE NO EXISTA SUBESTACIONES CONVENCIONALES.

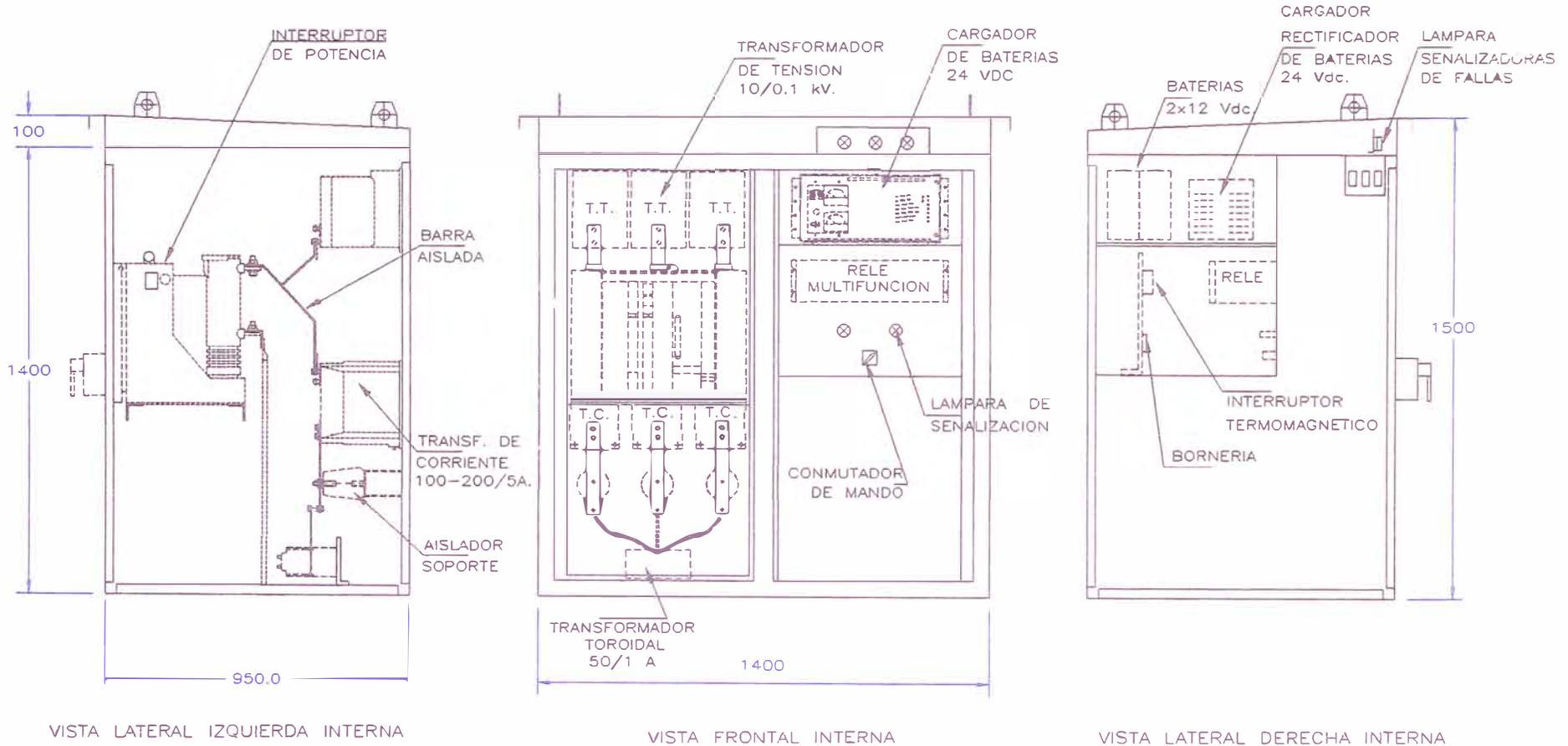
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Dis.: J Ramos

Rev.:

CELDA EXTERIOR DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO

PLANO 001



VISTA LATERAL IZQUIERDA INTERNA

VISTA FRONTAL INTERNA

VISTA LATERAL DERECHA INTERNA

KIT DE EQUIPOS MENORES DE LA  
CELDA EXTERIOR DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO

N°	DENOMINACION	CANT
1	<u>CELDA PARA LINEAS DE PROTECCION EN 10 KV.</u> ESTRUCTURA ANGULAR : 1 1/2 x 1 1/2 x 3/16 PUERTA FRONTAL : PLANCHA LAF 2.00 mm. CUBIERTA LATERAL : PLANCHA LAF 2.00 mm. CUBIERTA POSTERIOR : PALNCHA LAF 2.00 mm. TECHO PLANO : PLANCHA LAF 1.50 mm. EMPAQUETADURA : NEOPRENE PINTURA : ELECTROSTATICA RAL 7032 DIMENSIONES : ANCHO = 1400 mm : PROFUNDIDAD = 950 mm : ALTURA = 1400 mm	1
2	<u>EQUIPAMIENTO</u> CONMUTADOR DE MANDO CERRAR O ABRIR, 12 A, 380 V CON RETORNO AUTOMATICO A CERO : 1 PORTALAMPARA MAS LAMPARA DE SEÑALIZACION, INTERRUPTOR CERRADO (ROJO). 48 Vcc. : 1 PORTALAMPARA MAS LAMPARA DE SEÑALIZACION, INTERRUPTOR ABIERTO (VERDE). 48 Vcc. : 1 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO UNIPOLAR 2 A, 500 V. : 3 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO UNIPOLAR 6 A, 500 V. : 1 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO UNIPOLAR 6 A, 500 V. : 2 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO UNIPOLAR 2 A, 500 V. : 2 TOMACORRIENTE BIPOLAR DOBLE 16 A, 500 V. : 1 PORTALAMPARA MAS LAMPARA INCANDESCENTE 50 W, 220 Vac, 60 Hz. : 1 MICROSWITCH 220 Vac, 60 Hz. : 1 TERMOSTATO 0-60 C : 1 RESISTENCIA DE CALEFACCION 150 W, 220 Vac. : 1 BORNERAS CORTOCIRCUITABLES 8 mm <sup>2</sup> . : 7 BORNERAS 6 mm <sup>2</sup> . : 12 VARILLAJE, CREMONA + 2 LLAVES : 1 CREMONA ESPECIAL : 2 CABLEADO INTERNO GENERAL : 1 PORTALAMPARA MAS LAMPARA DE SEÑALIZACION DE FALLAS (ROJO, VERDE, AMARILLO) 48 Vdc. : 3 CONTACTORES 48 Vdc. : 3 CANALETA PLASTICA CON RANURAS 60 x 60 mm COBRE DE PLETINA PARA PUESTA A TIERRA COBRE DE PLETINA PARA TRANSFORMADOR	

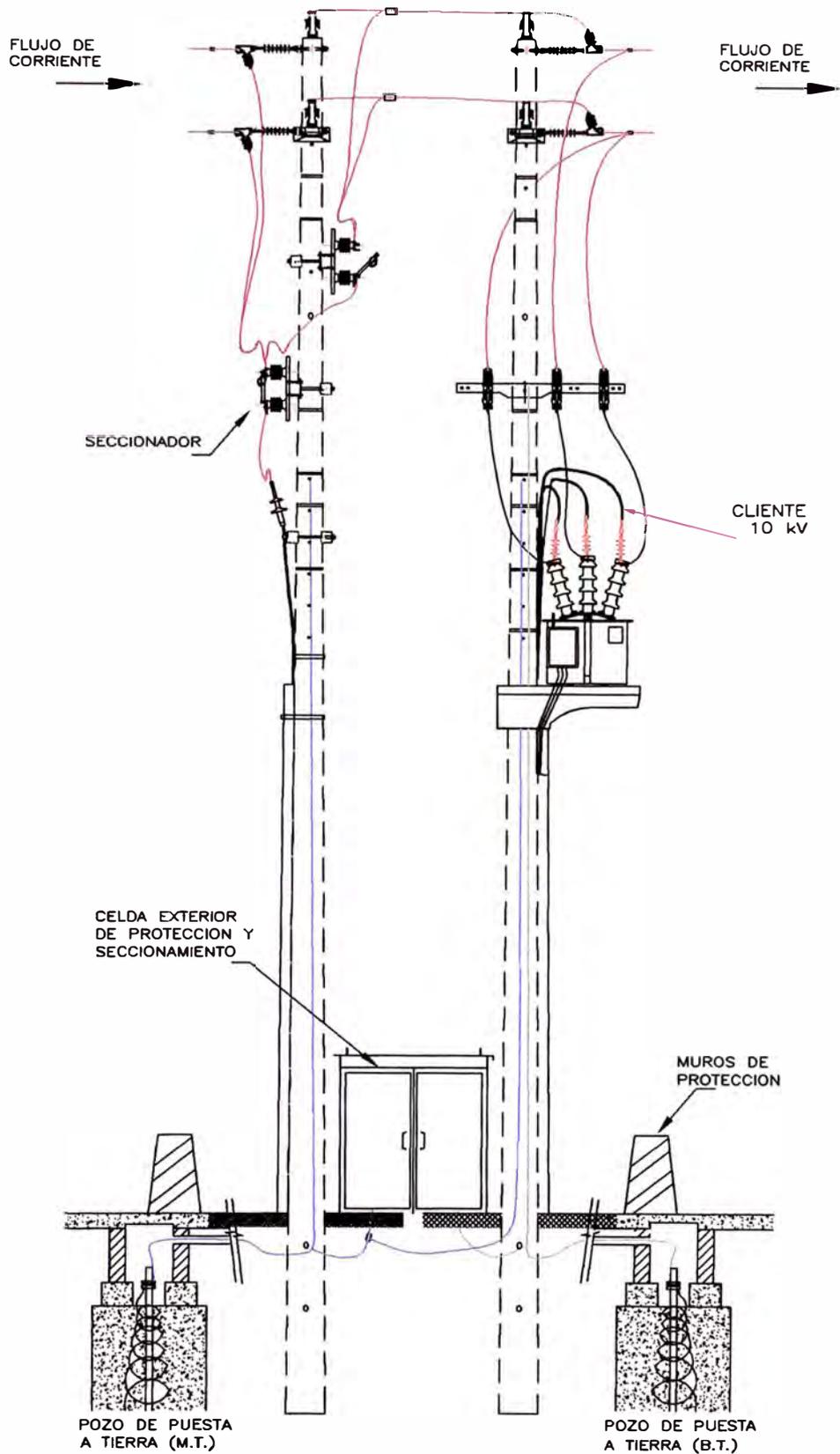
**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Dis.: J Ramos

Rev.:

**CELDA EXTERIOR DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO**

**PLANO 001**



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

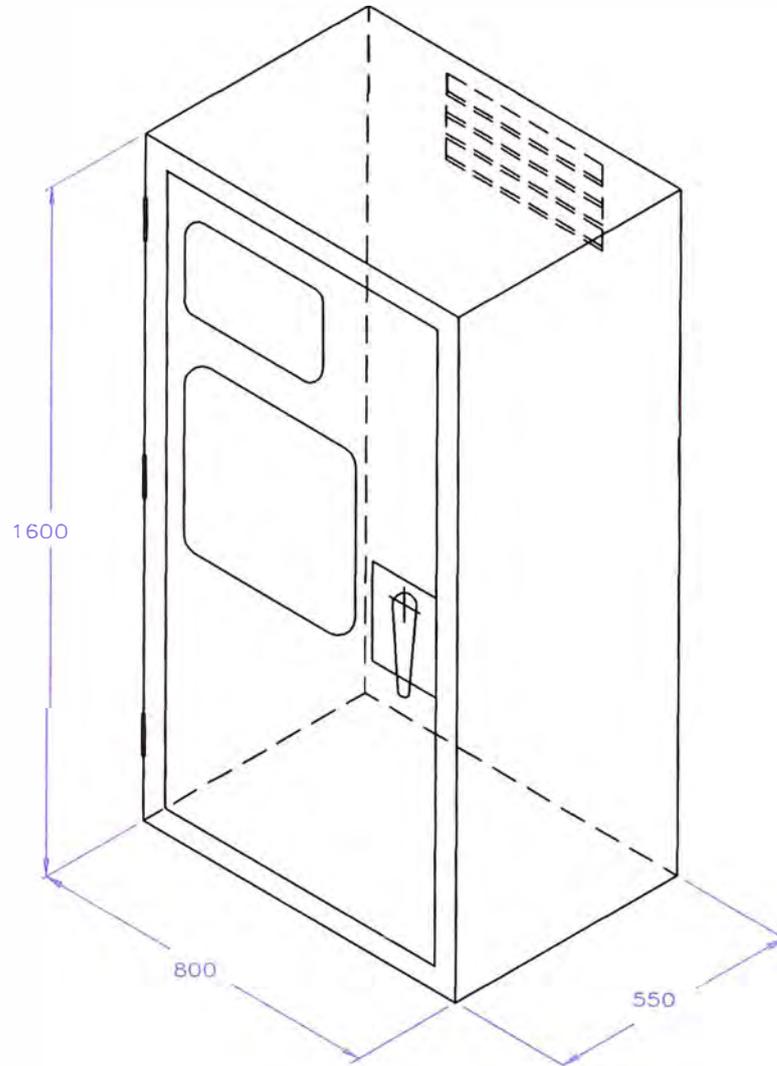
Dis.: J Ramos

Rev.:

CELDA EXTERIOR DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO

PLANO 001

4 DE 4



VISTA ISOMETRICA DE  
TABLERO DE PROTECCIÓN

**APLICACION**

SE USARÁ PARA LA INSTALACIÓN DEL RELÉ MULTIFUNCIÓN, CARGADOR DE BATERIA, BATERÍA Y BORNERA EN SUBESTACIONES CONVENCIONALES CON SISTEMA EN DISTRIBUCIÓN CON NEUTRO AISLADO.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

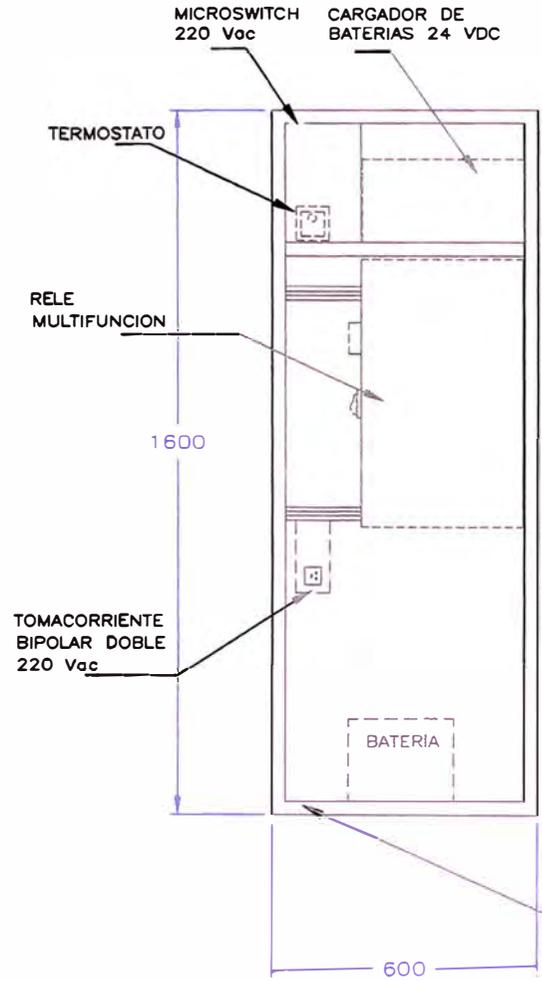
CELDA DE PROTECCION EN SUBESTACION CONVENCIONAL

Dis.: J Ramos

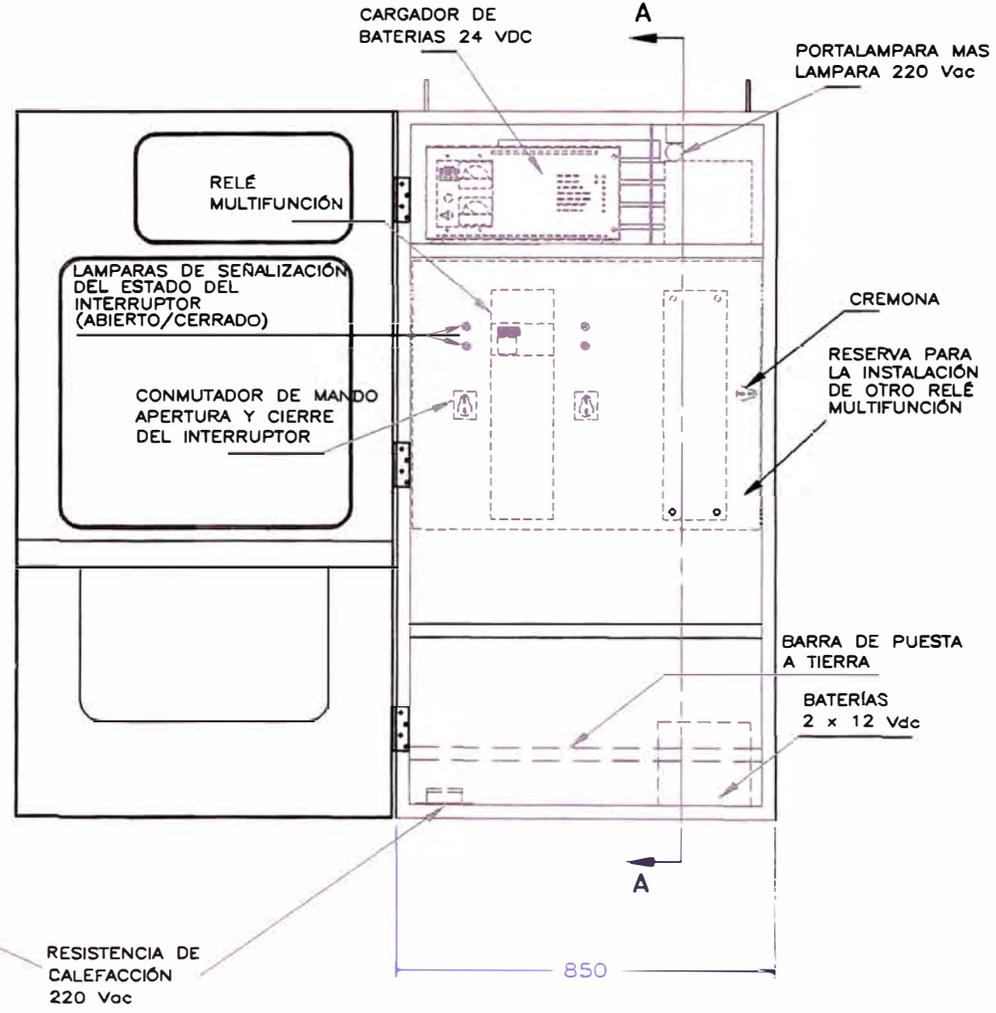
Rev.:

PLANO 002

1 DE 4



VISTA LATERAL INTERNA  
CORTE A-A



VISTA FRONTAL INTERNA

KIT DE EQUIPOS MENORES DEL  
TABLERO DE PROTECCIÓN

N°	DENOMINACION	CANTIDAD
1	<u>TABLERO PARA LÍNEAS DE PROTECCIÓN EN 10 kVN EN 10 KV</u> ESTRUCTURA ANGULAR : 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" PUERTA FRONTAL : PLANCHA LAF 2.00 mm. CUBIERTA LATERAL : PLANCHA LAF 2.00 mm. CUBIERTA POSTERIOR : PALNCHA LAF 2.00 mm. TECHO PLANO : PLANCHA LAF 1.50 mm. EMPAQUETADURA : NEOPRENE PINTURA : ELECTROSTATICA RAL 7032 DIMENSIONES : ANCHO = 800 mm : PROFUNDIDAD = 550 mm : ALTURA = 1600 mm	1
1	<u>EQUIPAMIENTO</u> CONMUTADOR DE MANDO CERRAR O ABRIR, 12 A, 380 V CON RETORNO AUTOMATICO A CERO : 2 PORTALAMPARA MAS LAMPARA DE SEÑALIZACION, INTERRUPTOR CERRADO (ROJO). 48 Vcc. : 2 PORTALAMPARA MAS LAMPARA DE SEÑALIZACION, INTERRUPTOR ABIERTO (VERDE). 48 Vcc. : 2 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO UNIPOLAR 2 A, 500 V. : 6 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO UNIPOLAR 6 A, 500 V. : 2 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO UNIPOLAR 6 A, 500 V. : 4 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO UNIPOLAR 2 A, 500 V. : 4 TOMACORRIENTE BIPOLAR DOBLE 16 A, 500 V. : 1 PORTALAMPARA MAS LAMPARA INCANDESCENTE 50 W, 220 Vac, 60 Hz. : 1 MICROSWITCH 220 Vac, 60 Hz. : 1 TERMOSTATO 0-60 C : 1 RESISTENCIA DE CALEFACCION 150 W, 220 Vac. : 1 BORNERAS CORTOCIRCUITABLES 6 mm2. : 14 BORNERAS 6 mm2. : 14 LUNA VISORA TRANSPARENTE 210 x 430 mm : 1 LUNA VISORA TRANSPARENTE 560 x 570 mm : 1 VARILLAJE, CREMONA + 2 LLAVES : 1 CREMONA ESPECIAL : 1 CABLEADO INTERNO GENERAL (2.5 mm <sup>2</sup> ) : -- BARRA DE PUESTA A TIERRA (PLAT. Cu 3 x 25 x 780 mm - AMARILLO) : 1	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

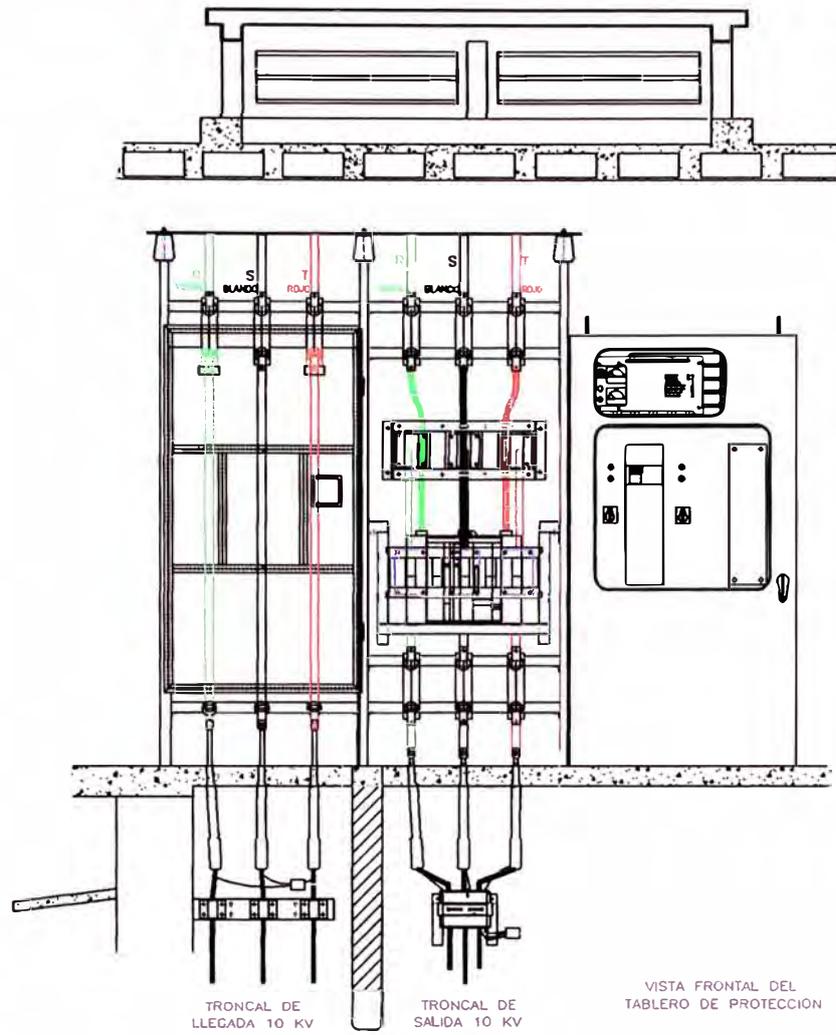
Dis.: J Ramos

Rev.:

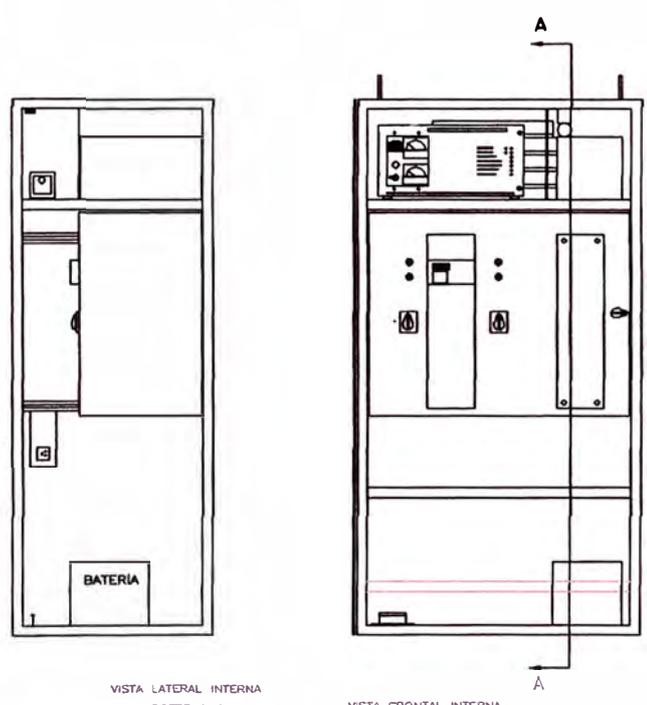
CELDA DE PROTECCION EN SUBESTACION CONVENCIONAL

PLANO 002

3 DE 4



VISTA GENERAL DE CELDA Y TABLERO



VISTA LATERAL INTERNA CORTE A-A  
VISTA FRONTAL INTERNA  
VISTA INTERIOR DE TABLERO DE PROTECCION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Dis.: J Ramos

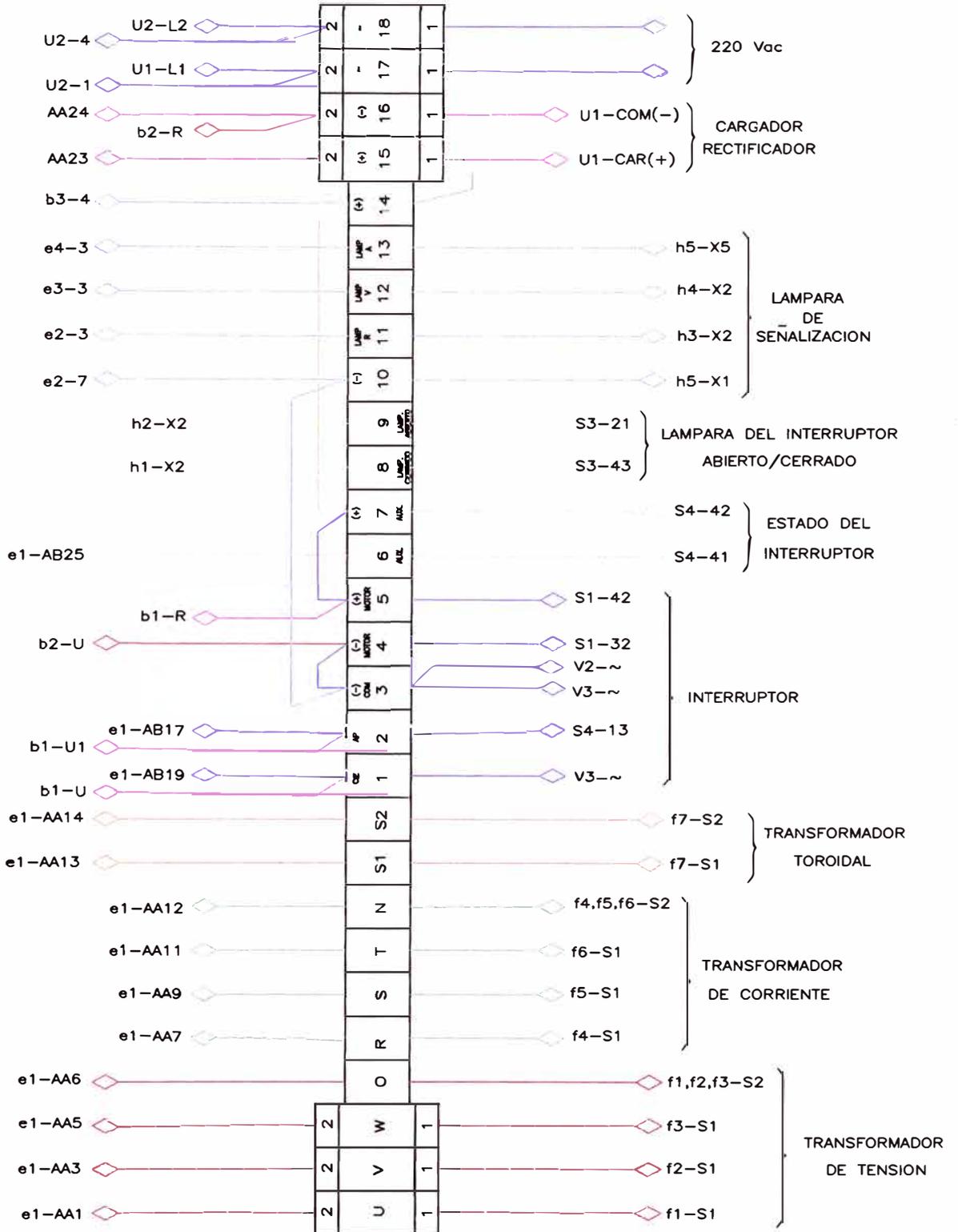
Rev.:

CELDA DE PROTECCION EN SUBESTACION CONVENCIONAL

PLANO 002  
4 DE 4

BORNERIA

VR1



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Dis.: J Ramos

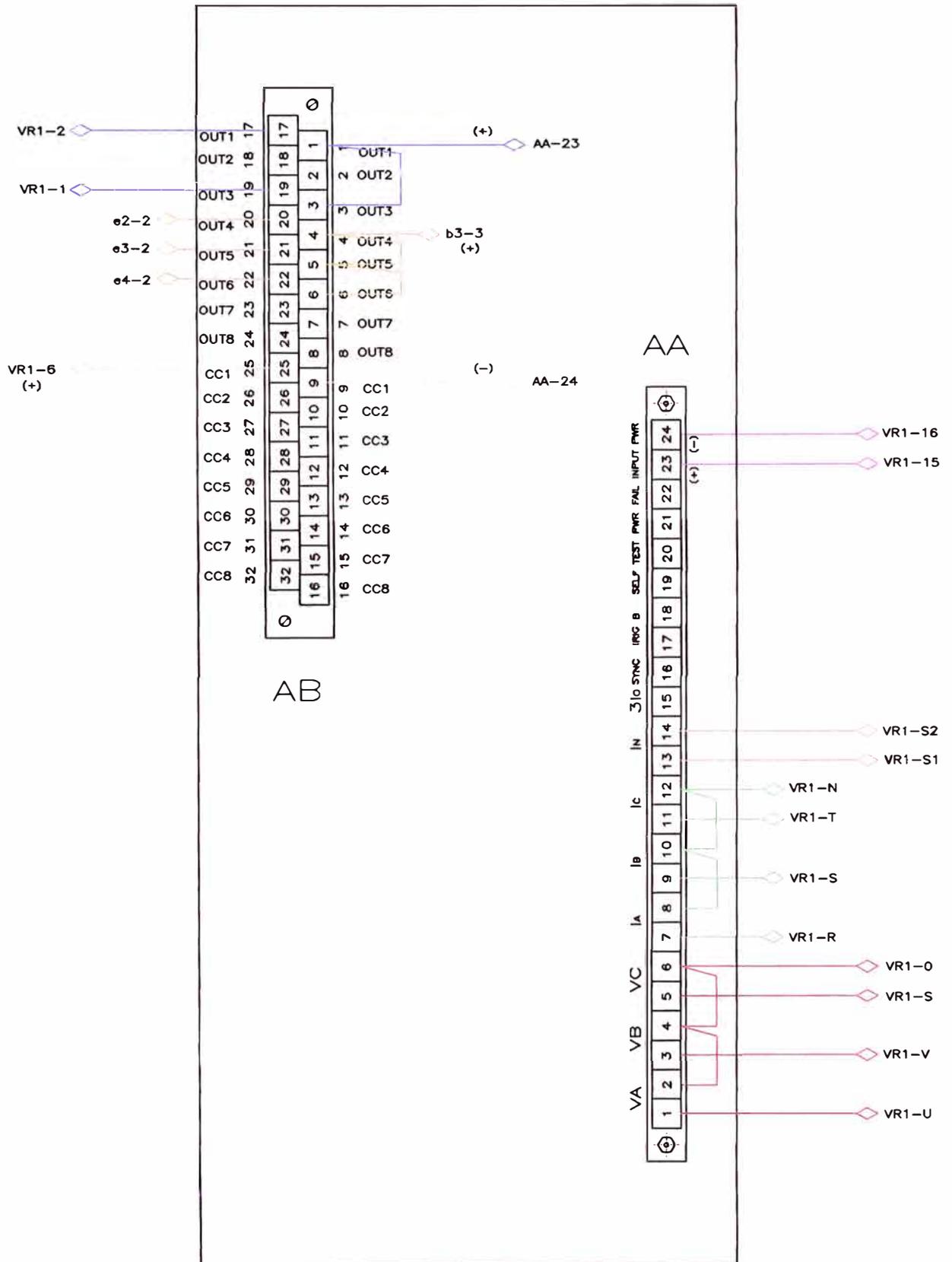
Rev.:

ESQUEMAS DE CONEXIONES DEL SISTEMA DE PROTECCION

PLANO 003

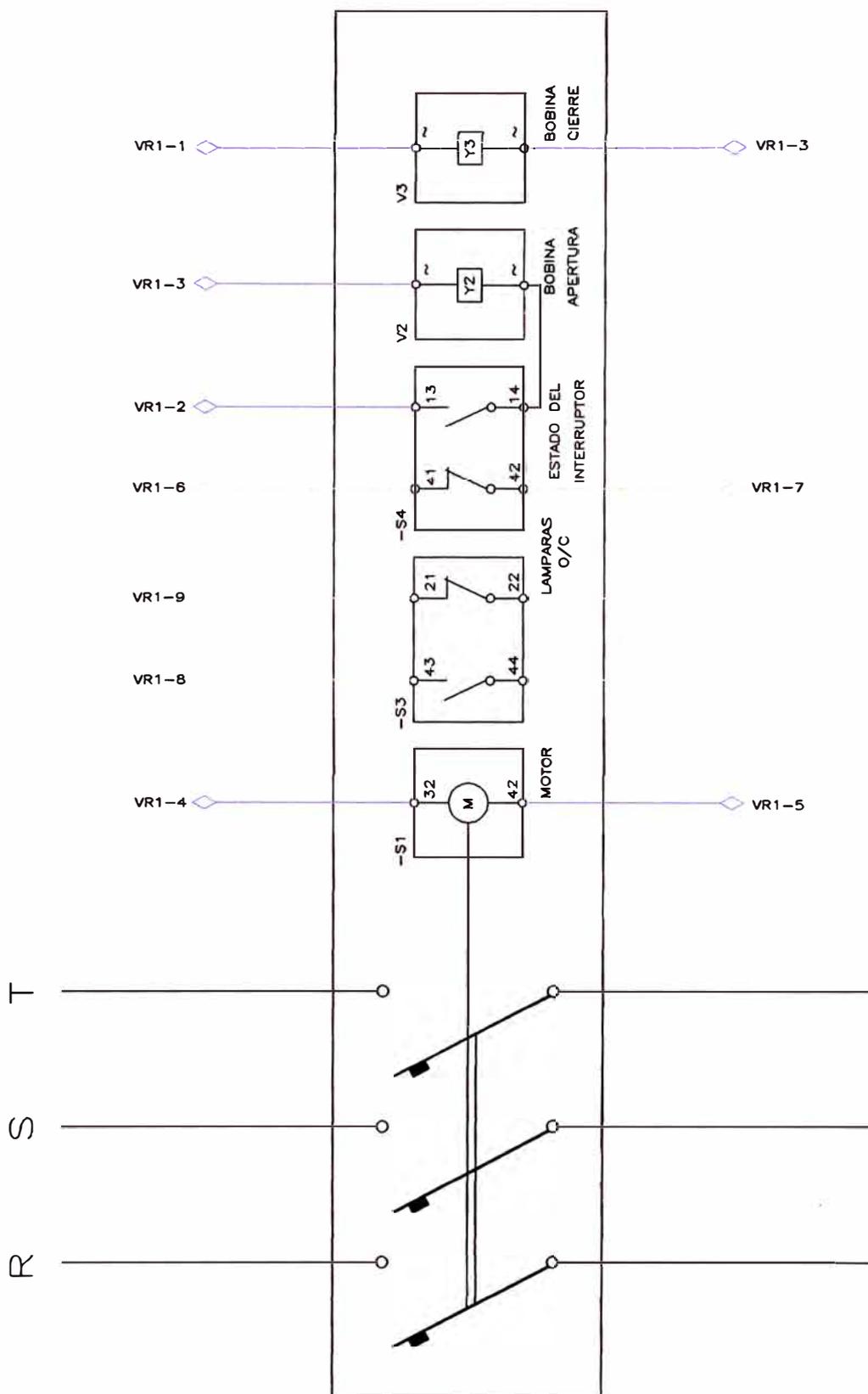
1 DE 6

e1



INTERRUPTOR

a 1



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

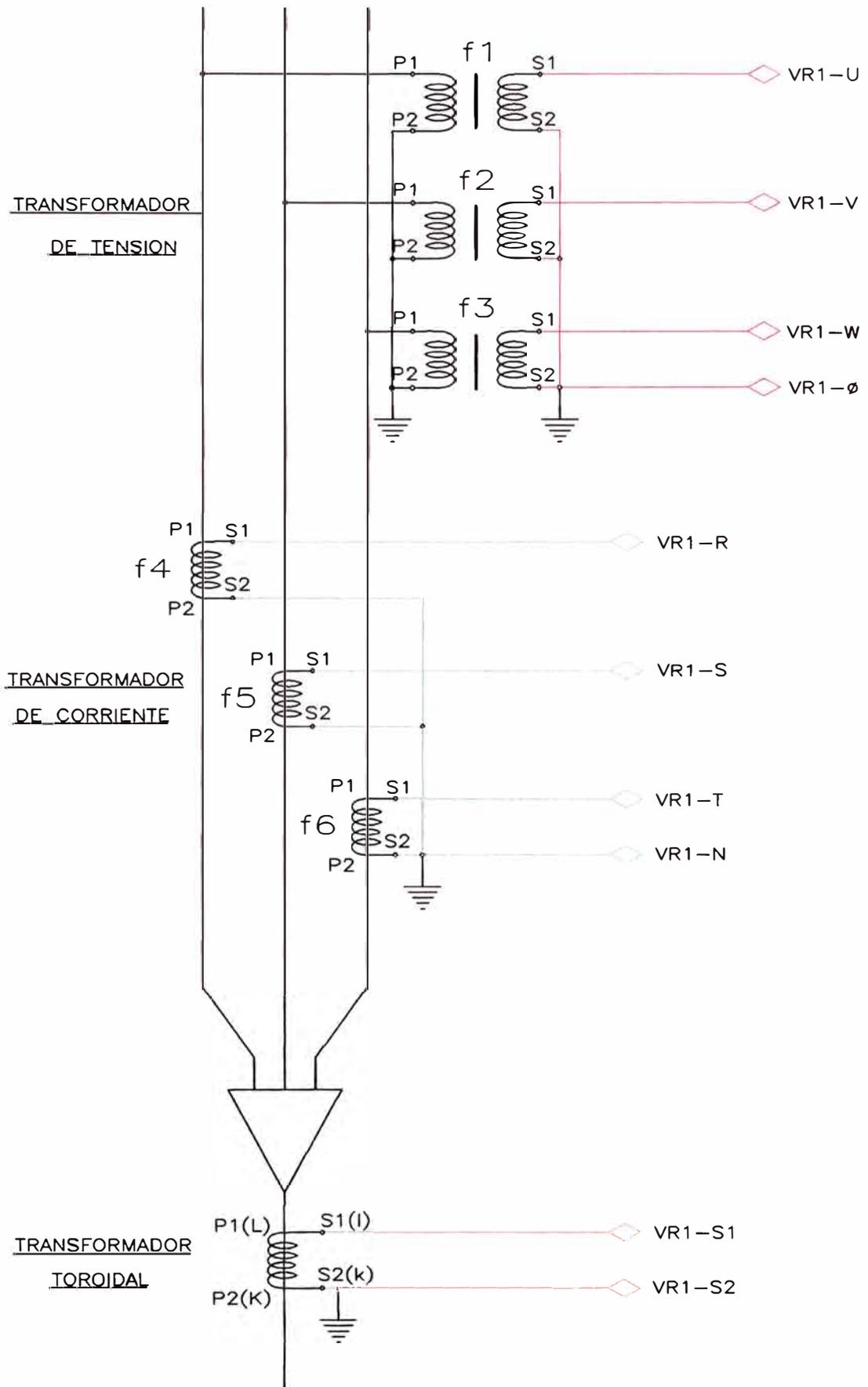
Dis.: J Ramos

Rev.:

ESQUEMAS DE CONEXIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

PLANO 003

3 DE 6



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

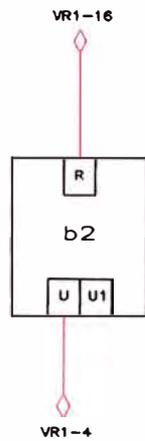
Dis.: J Ramos

Rev.:

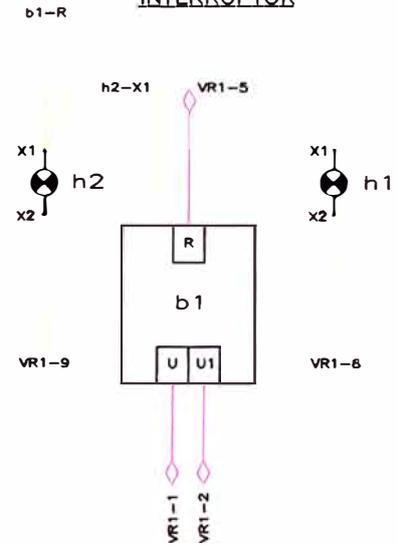
ESQUEMAS DE CONEXIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

PLANO 003

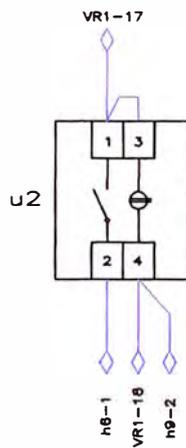
CONMUTADOR MANDO  
MANUAL/AUTOMATICO



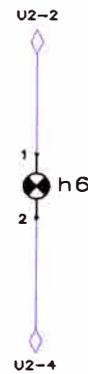
CONMUTADOR Y LAMARAS DE  
APERTURA Y CIERRE DEL  
INTERRUPTOR



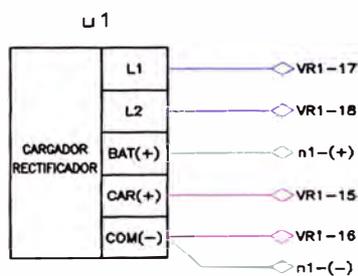
INTERRUPTOR Y  
TOMACORRIENTE



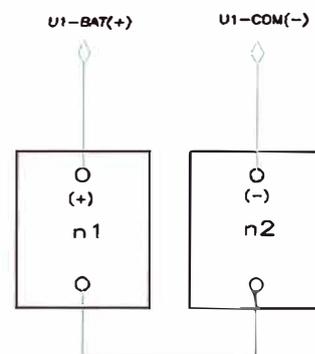
ILUMINACION  
INTERIOR



CARGADOR  
RECTIFICADOR

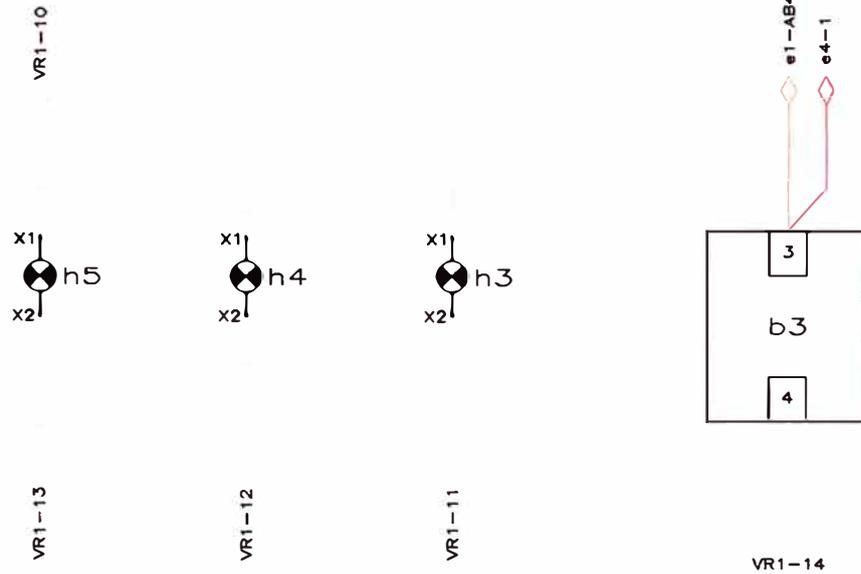


BATERIAS

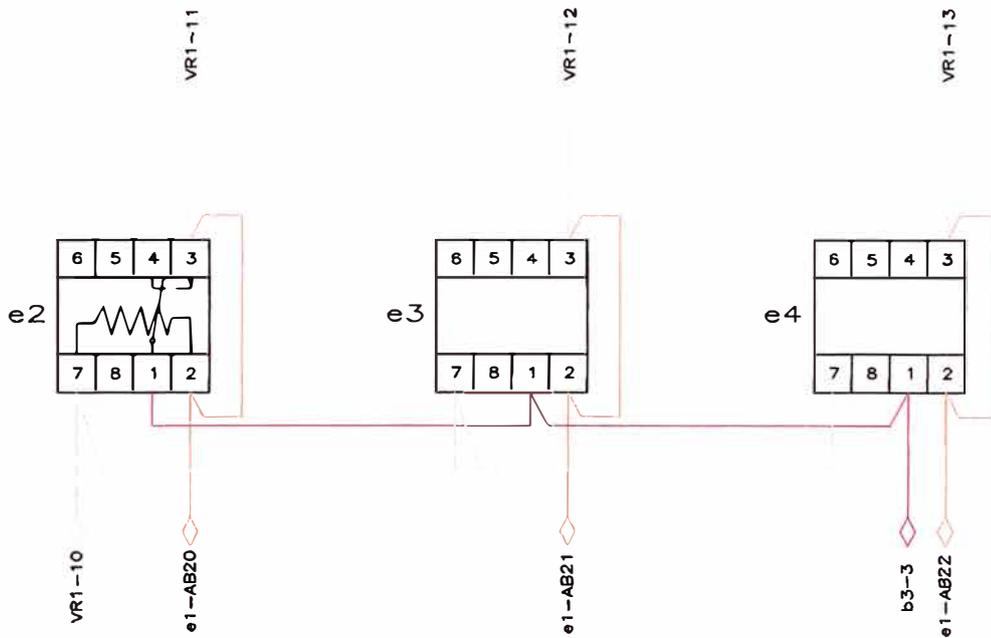


LAMPARA DE SEÑALIZACION

PULSADOR DE LAS LAMPARAS DE SEÑALIZACION



CONTACTORES PARA LAS LAMPARAS DE SEÑALIZACION



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Dis.: J Ramos

Rev.:

ESQUEMAS DE CONEXIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

PLANO 003

6 DE 6

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Review of ground fault protection methods for grounded, ungrounded, and compensated distribution system” Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2001  
Jeffn Roberts, Dr Hector J. Altuve, and Dr. Daqing Hou
- [2] “IEEE Direct calculation of the stability domains of three-phase ferroresonance in isolated neutral networks with grounded-neutral voltage transformers”, 1996  
N. Janssens, Th. Van Craenenbroeck, D. Van Dommelen, F. Van De Maulebroeke
- [3] “Protección de fallas a tierra en sistema de distribución” UNI, 1997  
Ing. Carlos Arroyo Arana
- [4] “Nuevas soluciones de protección para sistemas de distribución que representan bajas magnitudes de corriente de falla a tierra”. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2001.  
Fernando Calero, Jeff Roberts, Dr Daqing Hou y Dr. Hector J. Altuve
- [5] “Falla a tierra de alta impedancia aplicado a sistemas eléctricos”, 2001  
Ing. Marcos Javier Pacheco Caparo  
[www.gratisweb.com/ingelectricista](http://www.gratisweb.com/ingelectricista).
- [6] “Estudio del sistema de protección de la red de 10kV”  
ELECTROLIMA, Servicio de planeamiento, 1977
- [7] “Análisis de redes de distribución primaria con neutro aislado en condiciones de falla monofásica a tierra. Sistema de distribución recomendado”,  
ELECTROLIMA, Oficina de Planeamiento eléctrico  
Ing. Cesar Montero Flores, Ing. Edelin Piña Perez,
- [8] Decreto Supremo N° 020-97-EM “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”, 1997.

- [9] "Application Guide Protective Relays", Gec Alsthom, 1990
- [10] "Fundamentos de Protección de sistemas eléctricos por relevadores", 1997  
Ing. Gilberto Enríquez Harper Profesor titular de la escuela superior de ingeniería mecánica y eléctrica del instituto politécnico nacional de México
- [11] "The art & Science of protective relaying", 1967  
C. Russell Mason
- [12] "Power Engineering Guide Transmisiónand Distribution", SIEMENS4th Edition
- [13] "Sistemas de Distribución", 1990  
Ing. Roberto Espinosa y Lara
- [14] Instructions DPU200R Distribution Protection Unit  
ABB Network Partner, 1997
- [15] Instructions Relay DFP300  
GE, 1997
- [16] "Applied Protective Relaying"  
Westinghouse Electric Corp.  
Capítulo 11. System Grounding and Protective Relayin
- [17] "Electrical transmission and Distribution Referenca Book"  
Westinghouse Electric Corp.  
Capítulo 19. Grounding of Power-System Neutrals