

621.31
MAC



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación



**“INSTALACIÓN DEL SOFTWARE DE LOS RELÉS DIGITALES
EN UNA CENTRAL DE GENERACIÓN”**

TÓPICO DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA



Presentada por:

Miguel Macías Gallardo

Alberto Gavilanes Borrajo

Bismark Torres Ruilova

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2004



D-32735



AGRADECIMIENTO



A todas las personas que de una u otra manera ayudaron a la realización de este trabajo y con especial aprecio al Msc. Juan Saavedra Mera, Director del Tópico, por su invaluable colaboración.

DEDICATORIA



A NUESTRAS FAMILIAS QUE HAN
ESPERADO ANSIOSAMENTE
ESTE GRAN MOMENTO DE
NUESTRAS CARRERAS.

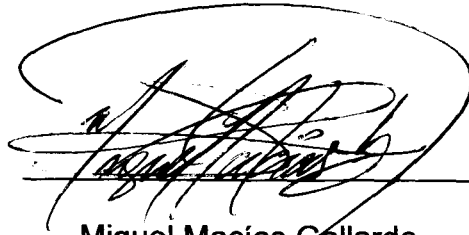


DECLARACION EXPRESA

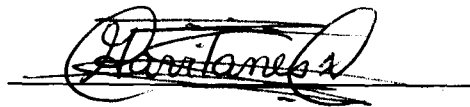


“La responsabilidad del contenido de este Tópico de Graduación nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

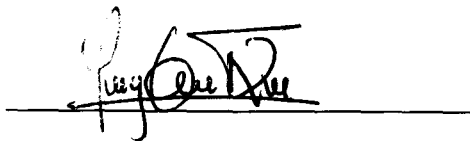
(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Miguel Macías Gallardo




Alberto Gavilanes Borrajo



Bismark Torres Ruilova

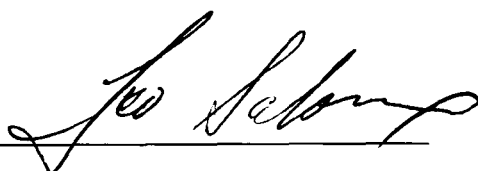
TRIBUNAL DE GRADUACION



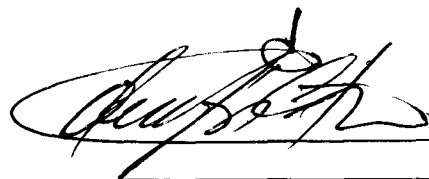
Ing. Carlos Monsalve A.
DECANO DE LA FIEC
PRESIDENTE



Ing. Juan Saavedra M.
DIRECTOR DEL TOPICO



Ing. Leo Salomon F.
VOCAL PRINCIPAL



Ing. Eduardo León C.
VOCAL PRINCIPAL

RESUMEN

En el presente desarrollo se procederá a dar información para estar en capacidad de reconocer el funcionamiento físico y de procedimiento de un relé numérico. Se presenta ordenadamente de la siguiente manera :

1. Conocer el programa por el cual nos comunicamos con nuestro relé.
2. Preparar un diagrama de protección que se utilizará en nuestro sistema a proteger.
3. Organizar la configuración interna de acuerdo al diagrama previamente realizado.
4. Ingreso de parámetros de protección, individualmente para cada función de protección.
5. Realizar pruebas para verificar el correcto funcionamiento del relé.
6. Informar al relé el resultado de la nueva programación que impondrá su funcionamiento.

Con estos seis pasos bien detallados en nuestro desarrollo se explica correctamente el avance progresivo de nuestra investigación.

INDICE GENERAL



CIB-ESPOL

Pág.

RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	XI
INDICE DE TABLAS.....	XIV
ABREVIATURAS.....	XV

I. BREVE INTRODUCCIÓN A LOS RELÉS DIGITALES.....	1
1.1. Evolución de los relés de protección.....	3
1.2. Características físicas y técnicas.....	5
1.2.1. Hardware.....	5
1.2.2. Software.....	10
1.3. Aplicaciones.....	17

II. AJUSTES DE LOS RELÉS DIGITALES.....	45
2.1. Relé ABB REG*316.....	21
2.1.1. Relé REG*316 V2.....	22



CIB-ESPOL

2.1.1.1	Protección Diferencial del Generador.....	23
2.1.1.2	Protección de distancia.....	27
2.1.1.3	Protección contra pérdida de excitación.....	30
2.1.1.4	Protección contra sobrevoltaje.....	34
2.1.1.5	Protección contra potencia inversa.....	35
2.1.1.6	Protección contra variación de frecuencia.....	37
2.1.1.7	Protección contra fallas del disyuntor del circuito principal.....	39
2.1.2.	Relé REG*316 V7.....	41
2.1.2.1	Protección contra falla a tierra en la barra del neutro-64B.....	42
2.1.2.2	Protección contra falla a tierra del estator - 64E.....	44
2.1.2.3	Protección contra falla a tierra del rotor-64R.....	47
2.1.2.4	Protección contra corrientes desbalanceadas- 46.....	49



III. INSTALACIÓN DE LOS RELÉS DIGITALES.....	53
3.1. Procedimiento de instalación.....	53
3.2. Software de instalación.....	57
3.2.1. Edit Hardware Functions.....	61
3.2.2. Edit Relay Configuration.....	61
3.2.3. Edit AD Channels.....	69
3.2.4. Edit Binary Inputs.....	72
3.2.5. Edit Trip Outputs.....	73
3.2.6. Edit Signal Outputs.....	74
3.2.7. OBI Configuration.....	75
3.2.8. Software de instalación aplicado a la Central Marcel Laniado de Wind.....	77
3.3. Ingreso de parámetros.....	78
3.3.1. Ejemplo del ingreso de la primera función.....	78
3.3.2. Formato de las funciones.....	83
3.4. Listado de parámetros.....	101
 IV. Procedimientos para comprobar el funcionamiento del relé.....	 142
4.1. Procedimiento de pruebas.....	142
 CONCLUSIONES.....	 150
RECOMENDACIONES.....	152

APÉNDICES

BIBLIOGRAFÍA

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Fig. 1.1:	Relé numérico ABB.....3
Fig. 1.2:	Disposición del hardware.....7
Fig. 1.3:	Tiempos de la grabadora de perturbaciones.....12
Fig. 2.1:	Esquema básico de la protección diferencial en una sola fase.....23
Fig. 2.2:	Característica de operación de la protección diferencial del generador.....25
Fig. 2.3:	Característica de la operación de la función de baja impedancia.....27
Fig. 2.4:	Protección de baja impedancia primera zona.....29
Fig. 2.5:	Característica de la operación de la función de baja reactancia.....31
Fig. 2.6:	Ajuste de la característica de la función de baja excitación.....32
Fig. 2.7:	Aplicación de los diferentes ajustes de la corriente de fase R en relacion al voltaje de fase a fase U_{RS}52
Fig. 2.8:	Esquema de la protección del 52 del generador.....40

Fig. 3.18:	Listado de parámetros de la función Frequency.....	91
Fig. 3.19:	Listado de parámetros de la función Lógica.....	95
Fig. 3.20:	Listado de parámetros de la función Delay/Integrator.....	97
Fig. 3.21:	Características de Delay/Integrator con integración.....	98
Fig. 3.22:	Caraterística de Delay/Integrator sin intergración.....	100
Fig. 3.23:	Confirmación del diagrama de cableado.....	143
Fig. 3.24:	Ubicación de las puntas para confirmar diagrama de cableado.....	144
Fig. 3.25:	Reconocimiento del equipo simulador.....	146
Fig. 3.26:	Presentación de valores nominales ingresados desde las entradas analógicas.....	147
Fig. 3.27:	Presentación de la actividad del relé luego de una operación de prueba.....	148
Fig. 3.28:	Presentación de una pantalla del Event Recorder durante una falla	149



INDICE DE TABLAS



	Pág.
Tabla I: Ajuste del relé de distancia.....	30
Tabla II: Ajuste del relé de pérdida de excitación.....	34
Tabla III: Ajuste de las variables del relé de sobrevoltaje.....	35
Tabla IV: Ajuste de las variables del relé contra potencia inversa.....	37
Tabla V: Ajuste de las variables del relé de Frecuencia.....	39
Tabla VI: Ajuste de las variables del relé del disyuntor del circuito principal.....	41
Tabla VII: Ajuste de las variables del relé contra falla a tierra en la barra del neutro.....	43
Tabla VIII: Ajuste del relé contra falla a tierra en el estator 100%.....	46
Tabla IX: Ajuste del relé contra falla a tierra en el estator 95%.....	47
Tabla X: Ajuste del relé contra falla a tierra del rotor por inyección.....	48
Tabla XI: Ajuste del relé contra corrientes desbalanceadas de tiempo inverso.....	51
Tabla XII Tipos de canales analógicos según versión.....	64
Tabla XIII Tipos de canales analógicos según versión.....	65

ABREVIATURAS

AC	Corriente alterna
CK	Capacitor de acoplamiento en la protección contra falla a tierra del rotor
CT	Transformador de corriente
DC	Corriente directa
f	Frecuencia
Hz	Hertz
MAX	Valor máximo
MIN	Valor mínimo
MTR	Relación de medición del transformador
PT	Transformador de potencial
p.u.	Valor en por unidad
R	Resistencia
Un	Voltaje nominal
X	Reactancia
Xd	Reactancia del generador síncrono en p.u.
Xt	Reactancia en corto circuito del generador en p.u.
Z	Impedancia
HMI	Interfase hombre-máquina

SMS	Sistema de monitoreo de la Subestación
SMC	Sistema de control de la Subestación
DPM	Memoria de doble compuerta
A/D	Analógico/Digital

CAPITULO 1

BREVE INTRODUCCIÓN A LOS RELÉS DIGITALES

1.1 EVOLUCIÓN DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN.

La protección en los sistemas eléctricos de potencia es fundamental en un mundo donde la tecnología electrónica-digital domina y su adecuado funcionamiento depende del correcto suministro de energía eléctrica, el cual solo puede garantizarse si las líneas de transmisión, generadores, transformadores y barras se encuentran perfectamente protegidos; debido a este tipo de circunstancias se utilizan los relés, estos equipos se encuentran ubicados en un sistema de potencia y son los que ayudan a garantizar la continuidad del servicio y evitar el daño de los equipos.

A los relés se los clasifica de acuerdo a:



Su principio de operación o estructura: balance de corriente, porcentaje, producto, estado sólido, térmico, electromecánico, etc.

Sus entradas: corriente, voltaje, potencia, presión, frecuencia, flujo, temperatura, vibración, etc.

Su función: de protección, de recierre, de regulación, de monitoreo, auxiliar y sincronización.

Su característica de actuación: distancia, sobrecorriente direccional, tiempo inverso, bajo voltaje, etc.

Las principales características que determinan a los relés digitales son las cantidades medidas de manera analógica, las cuales son convertidas en datos numéricos, tienen capacidad de autodiagnóstico, pueden realizar otras funciones, como medición, control y supervisión, tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales, pueden constituir la base de una protección adaptiva, utilizan poco espacio ya que en un solo panel se puede obtener la protección de un sistema completo; y además el costo de los relés digitales es ya comparable con el de los analógicos, o incluso menor.

En este tipo de relés existen softwares en los cuales vienen incluidas, sin contar con las funciones de protección, funciones de medición y

de control, con lo que resulta más fácil disponer de un completo esquema de supervisión de una unidad eléctrica. Su lenguaje de programación es parecido al de los PLC (Power Line Carrier) y su sistema de control se desarrolla a través de unidades remotas. Debido a su tecnología permite la automatización, haciendo cada vez menor la toma de decisiones de un operador.

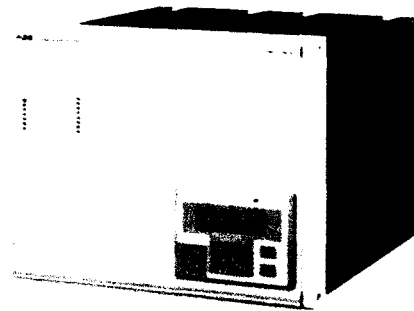


Fig. 1.1 Relé Numérico ABB

Para tener una idea más clara del contenido de los relés digitales, citamos como ejemplo a la serie 316 de relés numéricos de la marca ABB, los cuales son terminales de protección para diferentes aplicaciones, como son la protección del generador, la protección de Líneas de Transmisión, la protección del Transformador y el terminal de Control. Todas las interfaces necesarias se encuentran en una cabina compacta donde se hallan los terminales. Está equipada de un módulo de software y hardware de pre- análisis lo cual le permite

adaptarse al sistema y configurarse en el sitio si las circunstancias así lo requieren.

Los terminales en la serie 316 fusionan algoritmos numéricos avanzados en un rango completo de mediciones complejas, además de la identificación de fallas de alta velocidad y retardos donde se requieran, y así lograr los objetivos para esquemas de protección sencillos o redundantes. La aplicación de sistemas computacionales sencillos que incorporan programas innovadores, ingeniería de relés y servicios, consolidan cada vez más los sistemas de protección de potencia.

Estos terminales también brindan flexibilidad en la configuración con conexiones a entradas analógicas y binarias, relés de señalización y disparo, LED's de indicación así como flexibilidad funcional. La tecnología que utiliza para la protección y control de los sistemas a su cargo se da basándose en microprocesadores e interfases de fibra óptica, además de que se caracteriza por su funcionalidad, autosupervisión, comunicación de datos de carga y falla, y un amigable HMI (Interfase Hombre-Máquina).

La filosofía que implanta los terminales de la serie 316 es de concepto de plataforma, selección flexible de funciones, aplicación de algoritmos

comprobados de nueva tecnología, funciones estándar, inteligencia distribuida y base de datos, sistema democrático horizontal y una protección, control y monitoreo coordinada. Entre las características que identifican a esta serie están que su control puede ser remoto o local, la protección que da es primaria y de respaldo y tiene funciones auxiliares de monitoreo.

Existen cuatro tipos de esta serie 316 de relés numéricos, como son:

- REL 316 Terminal de Líneas de Transmisión
- REG 316 Terminal del Generador
- RET 316 Terminal del Transformador de Potencia
- REC 316 Terminal de Control

Además hay dos unidades extras que se encargan de la información tecnológica a distancia:

- SMS Sistema de Monitoreo de la Subestación
- SCS Sistema de Control de la Subestación

1.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS.

1.2.1 HARDWARE.

El hardware de los terminales es el conjunto de elementos que componen el equipo, tales como el CPU, la fuente de poder, los diferentes tipos de carcasas, los LED's de señalización, los conectores, la tarjeta madre, el convertidor analógico digital, la unidad transformadora de voltaje etc.

La disposición física de cada uno de estos elementos se encuentra en la figura 1.2. El módulo CPU tiene las siguientes características:

- Procesador principal Intel 486DX-2 50MHz con capacidad de
- Procesamiento para protección de 250%.
- Memoria E-PROM de 1.5 MB.
- Memoria RAM de 0.5 MB.
- Entradas Analógicas.



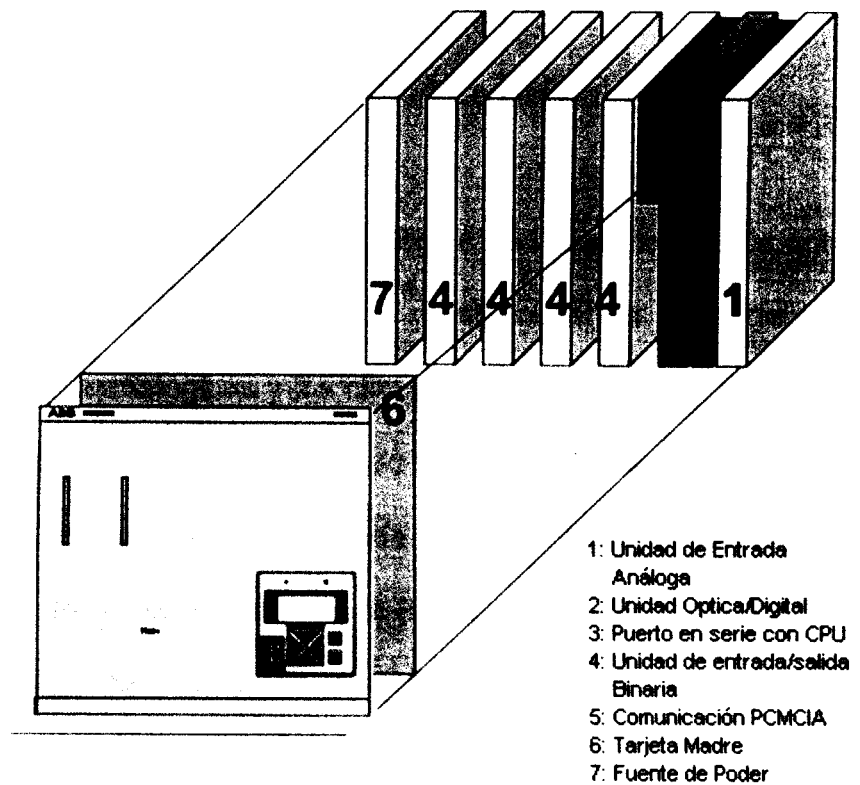


Fig. 1.2 Disposición del Hardware

El concepto del hardware del equipo de la protección de la línea REG316*4 comprende 4 unidades enchufables, una tarjeta madre de circuito impreso de conexión y la caja. Fig. 1.3.

- Unidad de entrada al transformador.
- Unidad de entrada analógica.
- Unidad de procesamiento central.
- 1 a 4 unidades de entrada/salida binarias.
- Unidad de alimentación de potencia.



- Tarjeta de circuito madre de conexión.
- Caja con terminales de conexión.

En la unidad de entrada analógica un transformador de entrada provee aislamiento eléctrico y estático entre las variables de entrada analógicas y los circuitos electrónicos internos y ajusta las señales al nivel adecuado para el procesamiento. La unidad del transformador de entrada puede contener un máximo de 9 transformadores de entrada (transformadores de protección de tensión, de corriente, o de medición).

Cada variable analógica pasa a través de un filtro de primer orden R/C (Resistivo Capacitivo) de pasa bajos en el microprocesador principal para eliminar lo que se conoce como *Efecto Alias*; es un efecto producido por las altas frecuencias a las que se realiza la transmisión de datos y que se convierte en ruido dentro de los microprocesadores, y suprimir las componentes de la alta frecuencia. Las variables son analizadas 12 veces por ciclo y convertidas en señales numéricas. La conversión analógica/numérica se realiza en un convertidor de 16 bit.

Un DPS es el que realiza la primera parte del filtrado numérico luego de haber pasado por todo el convertidor analógico digital y asegura que los datos para los algoritmos de protección estén disponibles en la memoria del procesador principal.

El procesador principal comprende esencialmente el microprocesador principal para los algoritmos de protección y las DPM's (Memorias de Doble Compuerta) para la comunicación entre los convertidores A/D y el procesador principal. El procesador principal realiza los algoritmos de protección y controla el HMI local y las interfaces al sistema de control de la estación. Las señales binarias del procesador principal se derivan a las entradas correspondientes de la unidad de entrada/salida y de esta manera controlan los relés auxiliares de salida y LED's (Diodos de Emisión Luminosa). La unidad del procesador principal está equipada con una interfaz serial a través de la cual, entre otras cosas, se realizan los ajustes de la protección, se leen los eventos y se transfieren los datos de la memoria del registrador de fallas o a un PC local o remoto. Estas interfaces seriales proveen comunicación remota con el sistema de monitoreo de la estación (SMS) y el sistema

de control de la estación (SCS), así como a las unidades de entrada/salida remotas.

El REG316*4 puede tener desde una hasta cuatro unidades de entradas/salidas binarias.

La unidad de suministro auxiliar recibe todo el suministro de voltaje que la protección requiere de la estación de batería, la cual es protegida contra cambios de polaridad.

En el evento de pérdida del suministro auxiliar, la unidad de suministro auxiliar también genera todas las señales de control tales como re-instalación y las señales de bloqueo necesitadas por todas las otras unidades.

1.2.2 SOFTWARE

El software de este tipo de terminales viene dado principalmente por la biblioteca de funciones, pero también en él se encuentra configurado los esquemas de comunicación de datos desde los equipos hasta los terminales y se pueden observar las pantallas de las mediciones hechas en cada uno

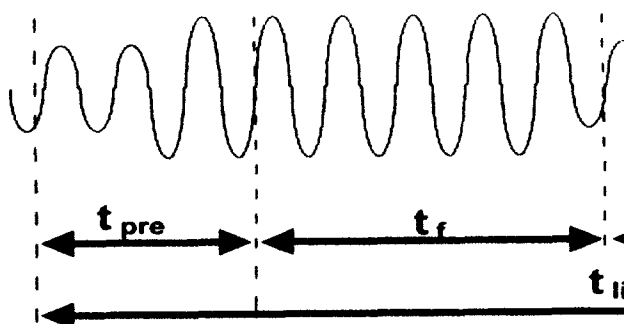
de los puntos de la central; el grabador de eventos y perturbaciones también es parte del software.

La biblioteca de funciones contiene tanto las funciones de control y protección como las funciones auxiliares y de monitoreo. Entre las funciones de control y protección se encuentran:

- Sobre y Baja Frecuencia, Balance de Voltaje, Falla a tierra del estator del 95% del devanado, Sobrecorriente y Bajo Voltaje, Falla a tierra del rotor, etc. del terminal REG316.
- Diferencial del transformador, Falla a tierra del transformador, etc. del terminal RET316.
- Protección de Distancia, Autorecierre, etc. del terminal REL316.
- Control de circuito breakers, supervisión del tiempo de acción, etc. del terminal REC316.

El grabador de eventos almacena los últimos 256 eventos ocurridos, dando una tabla donde se puede encontrar el día, el número, el tiempo y el número de la función que operó en ese evento, sus entradas son binarias y su salida es una función del

disparo o de alguna otra función especial. En cambio, el grabador de perturbaciones se caracteriza por ser un equipo de 9 canales analógicos y 16 canales binarios para ingreso y salida de datos, 12 funciones de medición y tiempo total de grabación de 5 segundos. En la figura 2.8 se puede apreciar los diferentes tiempos de grabación con que cuenta esta unidad en caso de perturbación. Se define a una perturbación como la operación de alguna protección del sistema en respuesta de una condición inusual dentro del mismo, y los eventos son todos aquellos sucesos que se dan durante el funcionamiento del sistema, por ejemplo, una pequeña variación de voltaje, un desfase angular entre el voltaje y la corriente de un 1%, etc.

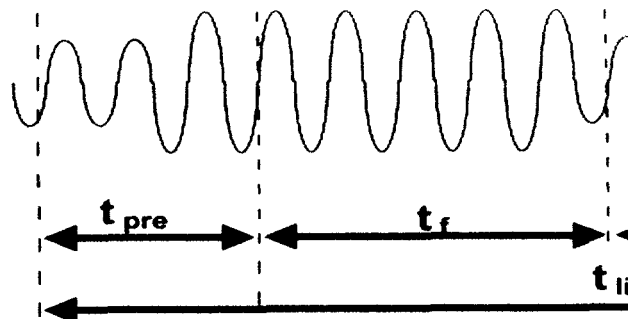


- t_{pre}** Tiempo de Pre-Falla (0.04 - 0.40 sec.)
- t_f** Tiempo de Falla
- t_{p1}** Tiempo de Post-Falla (0.1 - 3.0 sec.)
- t_{lim}** Tiempo límite para grabacion total (0.5 - 4.0 sec.)

Fig. 1.3 Tiempos de la Grabadora de Perturbaciones



disparo o de alguna otra función especial. En cambio, el grabador de perturbaciones se caracteriza por ser un equipo de 9 canales analógicos y 16 canales binarios para ingreso y salida de datos, 12 funciones de medición y tiempo total de grabación de 5 segundos. En la figura 2.8 se puede apreciar los diferentes tiempos de grabación con que cuenta esta unidad en caso de perturbación. Se define a una perturbación como la operación de alguna protección del sistema en respuesta de una condición indeseada dentro del mismo, y los eventos son todos aquellos sucesos que se dan durante el funcionamiento del sistema, por ejemplo, una pequeña variación de voltaje, un desfase angular entre el voltaje y la corriente de un 1%, etc.



- t_{pre}** Tiempo de Pre-Falla (0.04 - 0.40 sec.)
- t_f** Tiempo de Falla
- t_{p1}** Tiempo de Post-Falla (0.1 - 3.0 sec.)
- t_{lim}** Tiempo límite para grabación total (0.5 - 4.0 sec.)

Fig. 1.3 Tiempos de la Grabadora de Perturbaciones



En el software del REG316*4 ambas señales de entrada, analógicas y binarias, se condicionan antes de ser procesadas. Tal como se describe en el capítulo de hardware anterior, las señales analógicas pasan a través de los transformadores de entrada. Filtro pasa bajos (filtro anti-alias) y convertidor A/D. Una vez en la forma numérica, se separan a través de filtros numéricos en componentes reales e imaginarias, antes de ser aplicadas al procesador principal. Las señales binarias en las entradas de los opto acopladores se llevan en forma directa al procesador principal. Se produce entonces el procesamiento efectivo de las señales en relación con los algoritmos de protección.

A continuación se procederá a hacer una pequeña introducción de las funciones que se hicieron operativas con el software de instalación del REG*316 v.7

Protección direccional de sobrecorriente

La función direccional de sobrecorriente está disponible con la característica de tiempo inverso o de tiempo definido. Esta función comprende una memoria de tensión para las fallas cercanas a la ubicación del relé.

Función de frecuencia

La función de frecuencia brinda la posibilidad de tener el parámetro frecuencia dentro de una banda aceptada que será el valor de las fronteras que se desee aplicar. Esta función puede configurarse como función de máxima o mínima frecuencia y se aplica como una función de protección.



Medición

Ambas funciones miden los valores rms. monofásicos o trifásicos de la tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva para ser presentado sobre el HMI local o para transferir al control de la estación. En el caso de las entradas de tensión, se puede elegir entre las tensiones fase-neutro o fase-fase. La medición de las potencias trifásicas activas y reactivas se realiza a través de la función de potencia.

Funciones auxiliares

Las funciones auxiliares tales como la función lógica y un temporizador/integrador permiten al usuario crear combinaciones lógicas de las señales y temporizaciones de operación y reposición.

La característica de supervisión de tiempo permite la comprobación de apertura y cierre de una amplia clase de elementos de maniobra (interruptores, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra). La falla de un interruptor para abrir o cerrar dentro de un tiempo ajustable resulta en la creación de la señal correspondiente para su posterior procesamiento.

Registrador secuencial de eventos

La función del registrador de eventos tiene capacidad para registrar hasta 256 señales binarias incluyendo el registro del tiempo con una resolución en el orden de los milisegundos e indica los valores a los que el sistema ha considerado una condición indeseable.

Registrador de fallas

El registrador de fallas supervisa hasta 9 entradas analógicas y 16 entradas binarias y resultados internos de las funciones de protección. La capacidad de registro de fallas depende de la duración de la falla. Esta función requiere la unidad opcional de memoria y comunicación, la cual debe incluir la memoria para el registro de la falla. El tiempo opcional de registro es de

La característica de supervisión de tiempo permite la comprobación de apertura y cierre de una amplia clase de elementos de maniobra (interruptores, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra). La falla de un interruptor para abrir o cerrar dentro de un tiempo ajustable resulta en la creación de la señal correspondiente para su posterior procesamiento.

Registrador secuencial de eventos

La función del registrador de eventos tiene capacidad para registrar hasta 256 señales binarias incluyendo el registro del tiempo con una resolución en el orden de los milisegundos e indica los valores a los que el sistema ha considerado una condición indeseable.

Registrador de fallas

El registrador de fallas supervisa hasta 9 entradas analógicas y 16 entradas binarias y resultados internos de las funciones de protección. La capacidad de registro de fallas depende de la duración de la falla. Esta función requiere la unidad opcional de memoria y comunicación, la cual debe incluir la memoria para el registro de la falla. El tiempo opcional de registro es de

aproximadamente de 5 s. Es posible llegar a una redundancia con el uso de esta función y el registrador secuencial de eventos, debido a que el registrar fallas se encuentra dentro de los eventos del sistema.

Auto-diagnóstico y supervisión

Las funciones de auto-diagnóstico y supervisión del REG316*4 aseguran máxima disponibilidad no sólo del dispositivo de protección por sí mismo, sino también del dispositivo de potencia que esta protegiendo. Las fallas en el hardware se indican inmediatamente con un contacto de alarma. En particular, se supervisan en forma continua la alimentación externa e interna. La función correcta y tolerancia del convertidor A/D se ensayan cíclicamente convirtiendo dos tensiones de referencia. Algoritmos especiales controlan regularmente las memorias de los procesadores (funciones de fondo).

Una ventaja importante de las funciones extendidas de auto-diagnóstico y supervisión es que el ensayo y mantenimiento rutinario se reducen.



En el software y el hardware constan bibliotecas completas de funciones para control básico y monitoreo, protección de generadores, transformadores, líneas y cables.

1.3 APLICACIONES

Las principales áreas de aplicación del sistema RE316*4 son la protección de unidades de generación, motores y transformadores.

El diseño modular hace que la unidad sea extremadamente flexible y fácil de adaptar al tamaño del sistema primario de la instalación y al esquema de protección que se desea implementar. Se puede alcanzar soluciones económicas dentro del rango completo de aplicaciones, para el cual se ha diseñado.

Son posibles diferentes grados de redundancia, la disponibilidad y la confiabilidad de la protección pueden elegirse de manera que se adapte a la aplicación. Duplicando las unidades REG316*4 y también por medio de la parametrización múltiple; los diversos ajustes que se pueden dar a las protecciones par establecer protecciones de respaldo con una misma función.

La utilización de interfases estándar hace que el RE316*4 sea compatible con los sistemas de control de proceso. Son posibles diferentes formas de intercambio de datos con niveles de control de proceso superiores, p. e. reporte en un solo sentido de estados digitales y eventos, valores medidos y parámetros de protección.

Funciones de protección

Se incluyen todas las funciones de protección importantes requeridas para la protección de generadores, motores y transformadores. El sistema puede por lo tanto reemplazar varios relés en un esquema de protección convencional.

En este caso y para la sustentación del presente desarrollo se utilizarán las funciones de protección del generador del REG*316 v.7

Todos los rangos de ajuste son extremadamente amplios para hacer que las funciones de protección se adapten a múltiples aplicaciones.

Entre otros, pueden ajustarse los siguientes parámetros principales:

- Entrada del canal o canales.
- Ajuste de operación.
- Temporización.



- Definición de la característica de operación.
- Lógica de disparo.
- Lógica de la señal de control.

El ajuste de un parámetro permite que la función de protección se conecte a un canal de entrada particular.



Las señales digitales de entrada y salida también pueden conectarse lógicamente:

- Las salidas de disparo de cada función de protección pueden ser asignadas a los canales del conjunto de relés auxiliares de disparo en forma matricial.
- Las señales de operación y disparo pueden asignarse a los canales del conjunto de relés auxiliares de señalización.
- Puede bloquearse cada función de protección con una señal digital (es decir entradas digitales o señales de disparo de otras funciones de protección).
- Las señales externas aplicadas a las entradas digitales pueden procesarse de la manera más conveniente.
- Las señales digitales pueden combinarse para realizar funciones lógicas, p.e. señales de habilitación o bloqueo

externas con las señales de salida de una función de protección interna y luego utilizada para bloquear una de las otras funciones de protección.



CAPITULO 2

AJUSTES DE LOS RÉLES DIGITALES

2.1 RELÉ ABB REG-316

En relación al diverso mundo de los relés digitales, se puede añadir que cada fabricante tiene su propia versión del software para la programación de sus equipos. Para efecto de lo cual cada relé adjunta su propio manual de instrucciones; pero lo que no cambia de un equipo a otro son sus ajustes; es decir, los valores a los cuales tienen que ser programados los relés digitales dependen no del equipo en sí sino de las características propias de la Central Eléctrica donde van a ser instalados.

En el caso de este trabajo, el tema ha sido basado en la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind, por lo tanto los ajustes que a continuación se detallan corresponden a estudios previamente

realizados por expertos según las características técnicas de la Central en mención. El relé digital que proporciona protección al Generador es el ABB REG-316, el cual consta de dos versiones diferentes que son:

- El relé REG-316 V2
- El relé REG-316 V7

2.1.1 RELÉ REG-316 V2

El relé ABB REG-316 V2 proporciona protección al Generador, y esta versión en particular contiene la siguiente biblioteca de funciones:

- Protección Diferencial (87G).
- Protección de Distancia (21).
- Protección contra Pérdida de Excitación (40).
- Protección contra Sobrevoltaje (59).
- Protección contra Potencia Inversa (32).
- Protección contra Variación de Frecuencia (81).

- Protección contra fallas del Disyuntor del circuito principal (BF52G).

2.1.1.1 Protección Diferencial - 87G

La Protección Diferencial del generador en su definición más simple nos indica que la diferencia entre dos o más magnitudes de corriente medidas a través de transformadores (CT) ejecutan la operación de disparo si esta diferencia excede un valor predeterminado, conocido como corriente de puesta en trabajo.

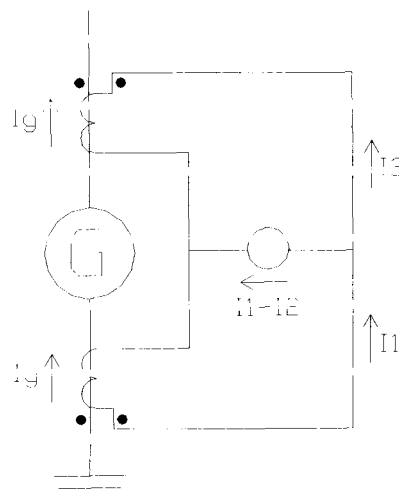


Fig. 2.1: Esquema básico de la protección diferencial en una sola fase.

Donde:

$I_0 = I_1 - I_2$: Corriente de puesta en trabajo.

I_1 = Corriente que entra al equipo a protegerse. (referida al secundario del CT)

I_2 = Corriente que sale del equipo a protegerse. (referida al secundario del CT)

En este estudio el propósito de la protección diferencial del generador es detectar las fallas de fase en la zona del estator. La protección es sensible y veloz. En el relé ABB REG-316 es necesario considerar dos tipos de ajustes para la protección diferencial:

- El ajuste básico (g)
- La relación de puesta en trabajo (v).



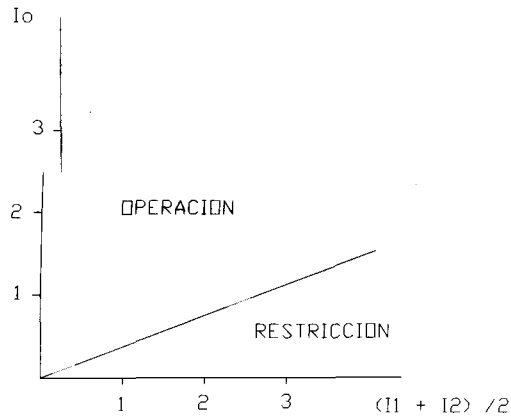


Fig. 2.2: Característica de operación de la protección Diferencial del Generador

a. Ajuste básico (g)

El parámetro de ajuste denominado básico (g) es el encargado de definir el valor de puesta en trabajo cuando el origen de las fallas es interno, es decir el problema se produce dentro del campo de protección del relé.

Cuando se producen fallas externas de gran magnitud es posible la existencia de un pequeño diferencial de corriente censado por el relé, causado probablemente por la saturación de los CT's, lo que podría ocasionar una falsa operación del equipo. Entonces hay un punto

crítico para el valor de ajuste (g) el cual no debe ser muy pequeño, por la razón expuesta anteriormente mientras que al mismo tiempo debe ser pequeño para el caso en que la excitación sea baja y actúe, el valor usado es el siguiente:

$$g = 0.1 I_n$$

g : es la corriente de puesta en trabajo.

I_n : es la corriente del relé.



b. Relación de puesta en trabajo (v)

La confiabilidad de la protección durante las fallas externas es responsabilidad de la puesta en trabajo (v).

Hay dos observaciones principales que se deben contemplar al definir este parámetro:

- Debe ser pequeño para ser sensible a fallas durante la operación normal del equipo a corriente de carga.



- Al producirse una falla externa la relación de puesta en trabajo (v) debe ser lo suficientemente alta y no producir una falsa operación.

El valor de la relación de puesta en trabajo (V) o pendiente del relé es:

$$V = 0.25$$

2.1.1.2 Protección de Distancia - 21

La protección de distancia (21) sirve como protección de respaldo en toda la unidad transformador generador, actúa para toda falla que se produzca dentro de la característica circular en la curva de impedancia, resistencia vs. reactancia (R-X). Esta es la parte de la característica conocida como zona de operación.

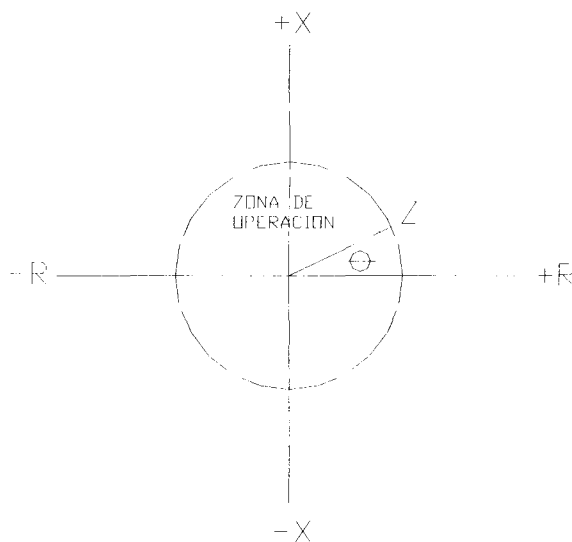


Fig. 2.3: Característica de la Operación de la función de baja impedancia

La reactancia de cortocircuito del transformador elevador nos proporciona el ajuste de la función de baja impedancia. De otro modo la distancia entre el transformador elevador y el circuit breaker de alta tensión en la mayoría de los casos es demasiado corto para permitir discriminar directamente el ajuste de la impedancia entre fallas en la zona de la unidad generador transformador y fallas sobre la otra zona del disyuntor de alto voltaje. La impedancia es de esta manera ajustada al 70% de la impedancia del transformador, la cual por lo menos incluye el devanado del transformador sobre el lado del generador en la zona de protección.



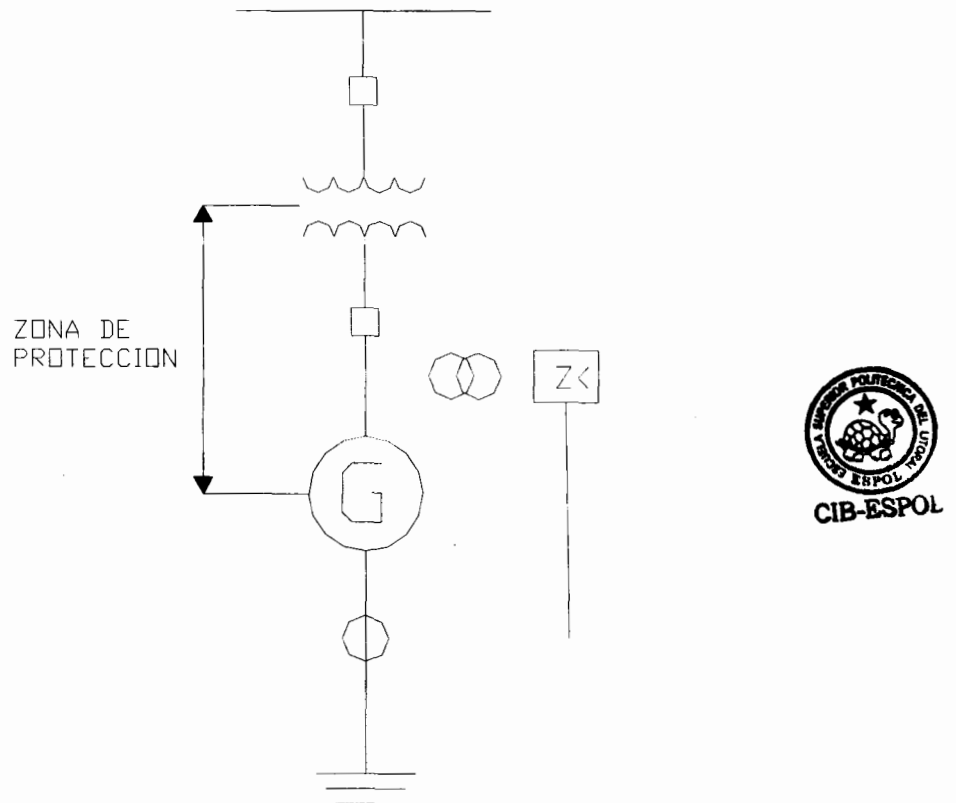


Fig. 2.4: Protección de Baja Impedancia primera zona.

El segundo paso, con un retardo largo, está siempre supuesto a la protección de las barras de la subestación. Este ajuste es de alrededor del 300% de la impedancia equivalente del transformador de potencia y manda a disparo.

Las variables que se ajustan en este relé son el valor de la impedancia y el retardo del tiempo. Los valores de



ajuste de las variables de este relé se encuentran en la

Tabla:

VARIABLE	1er. PASO	2do. PASO
IMPEDANCIA (P.U.)	0,065	0,28
RETARDO (S)	0,2	2

Tabla I: Ajuste del relé de distancia 21

2.1.1.3 Protección contra Pérdida de Excitación - 40

Cuando en un generador síncrono se produce una baja de la excitación pueden ocurrir situaciones inestables como que empiece a actuar como un generador de inducción y su giro se vuelve mayor que la velocidad síncrona. Bajo estas condiciones es deseable que el sistema de protecciones aleje inmediatamente la falla, por esta razón una alarma rápida de excitación baja permite reponer el campo o ejecutar el disparo.

Existen diversas razones por las que un generador esta propenso a perder la excitación: un mal contacto en las



escobillas, un corto circuito en el campo mismo, mal funcionamiento del mecanismo del breaker de campo, irregularidades en la alimentación de corriente alterna, cuando el regulador este fuera de servicio y se opere a frecuencia reducida o por la pérdida de campo de la excitatriz. Todo lo expuesto es causa de sobrecalentamiento por las corrientes inducidas.

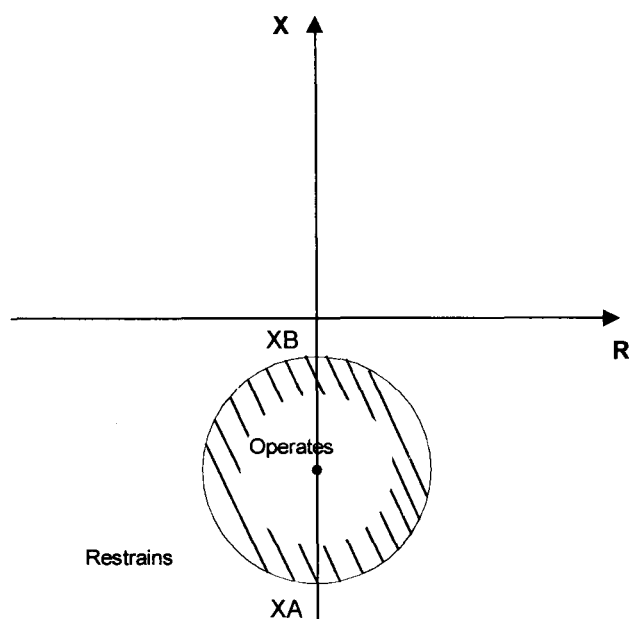


Fig.2.5: Característica de la operación de la función de Baja Reactancia

El relé multifuncional REG-316 v2 provee el tipo de protección necesaria para precautelar la pérdida o baja

de excitación, para esto hace uso de la función de mínima reactancia ($40\text{Ø}<$). Se basa en un relé direccional que mide corriente y voltaje alternos en la salida del generador, el cual posee una característica circular como se puede apreciar en la figura, su parámetro es sólo de impedancia. También posee una gran selectividad para operar dentro o fuera de la circunferencia y se detecta la más baja impedancia que en el gráfico es la distancia desde el centro del círculo.

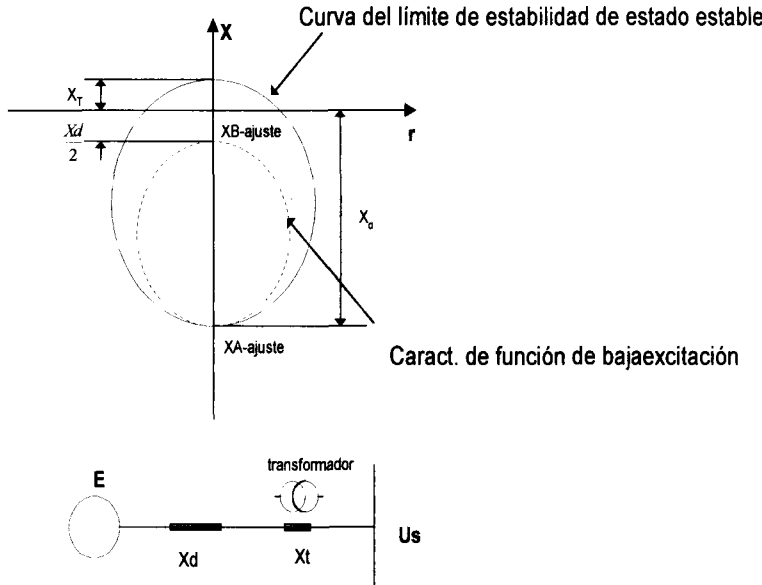


Fig. 2.6: Ajuste de la característica de la función de baja excitación

X_d : reactancia del generador sincrónico en p.u.

X_t : reactancia en corto circuito del transformador en p.u.

X_A : total de pérdidas de excitación p.u.

X_B : es la mitad de las pérdidas de excitación en p.u.

Los generadores sincrónicos no pueden ser cargados más capacitiva que inductivamente, demasiada carga capacitiva da lugar a caídas de voltaje. Lo que es causaría que el límite de estabilidad llegara a ser alcanzado cuando la máquina funciona con excitación baja a un factor de potencia determinado. La figura 2.5 muestra el límite de estabilidad cuando el voltaje es medido en los terminales del generador. El relé posee una característica circular que no coincide usualmente con los límites de operación lo cual salvaguarda una incorrecta operación para caídas de voltaje en el sistema. Aclarado esto mencionaremos que son dos los parámetros a ser ajustados en un relé: La reactancia X_a que es el total de pérdidas de excitación y la reactancia X_b , también se ajusta la corrección de errores de fases causados por el circuito de entrada, sus valores de configuración se detallan en la siguiente tabla:



VARIABLE	AJUSTE
X_A	-1.18p.u.
X_B	-0.19p.u.
Corrección de ángulo de fase	30°
Retardo	5 s

Tabla II: Ajuste del relé de pérdida de excitación

2.1.1.4 Protección contra Sobrevoltaje - 59

La protección de sobrevoltaje es muy común en las centrales hidroeléctricas debido a que están expuestas a sobrevelocidades cuando se produce en el sistema pérdidas repentinas de carga.

Esta es una función de alta velocidad que opera en un amplio rango de frecuencia. Se considera la protección instantánea de sobrevoltaje para las siguientes aplicaciones: cuando se necesita una alta sensibilidad para frecuencias mayores a la nominal y el mismo caso cuando las frecuencias son demasiado bajas y se produce problemas con las lecturas de algunos PT

debido a su capacidad limitada de transformar baja frecuencia.

Esta función se la considera de respaldo por esta razón su retardo de tiempo es bastante largo. Los principales parámetros en el ajuste del relé ABB REG-316 de la Central son los siguientes:

VARIABLE	AJUSTE
Voltaje	1.12 Un
Frecuencia mínima	40 Hz
Retardo	5 s
MAXMIN	MAX

Tabla III: Ajuste de las variables del relé de Sobrevoltaje

2.1.1.5 Protección contra Potencia Inversa - 32

Este tipo de protección responde cuando existe el flujo de potencia en dirección opuesta a la de entrega a través del circuito del generador. A esto se lo conoce usualmente como motorización.

El relé para funcionar necesita lecturas de voltaje y corriente, específicamente deben ser de tipo direccional. Es posible la inversión de flujo de potencia en la

sincronización del generador, para estos casos se le da un retardo de tiempo al relé para que no actúe.

El relé REG 316 V2 puede funcionar para poner límites de potencia en la parte activa o reactiva. Se ilustra esto en la fig. 2.7.

La función para lograr la completa protección utiliza dos estados:

- El primer estado tiene un retardo de tiempo corto: esto se da porque es posible debido a fallas del regulador que produzcan sobrevelocidades durante una parada normal.
- El segundo estado protege contra sobretensiones y daños mecánicos al primomotor. El retardo es más largo porque el calentamiento se produce gradualmente.

Existe una compensación de fase que es vital para corregir el error de fase entre los PT's y CT's, los cuales



a factores de potencia bajo presentan errores en sus mediciones de potencia activa. Los valores típicos con los que se ajustan las variables de este relé son:

VARIABLES	AJUSTES
Potencia	-0.020 P_n
Retardo	(Estado 1) 5s (Estado 2) 20 s
Angulo	30°
Compensación	0
MAXMIN	MIN
Reseteo	60%

Tabla IV: Ajuste de las variables del relé contra potencia inversa

2.1.1.6 Protección contra variación de Frecuencia - 81

El objetivo de esta protección es evitar daños en las máquinas sincrónicas o en los primomotores a consecuencia de la sobre o baja frecuencia, ocasionada normalmente por las variaciones repentinas de la carga. En algunas máquinas sincrónicas se producen vibraciones cuando son operadas a velocidades diferentes de la frecuencia nominal, estas vibraciones pueden llegar a ser muy severas sobretodo a

velocidades inferiores a las especificadas para ellas; pero no se descarta que pueda ocurrir este fenómeno a velocidades mayores que la ya determinada. Otro problema a causa de sobre o baja frecuencia es el aumento de temperatura indiscriminada y las pérdidas excesivas en el hierro del generador. Existe un retardo de tiempo en los ajustes ya que no se desea una operación errónea durante transientes.



Anteriormente en la Central Marcel Laniado los valores de ajuste de la sobre o baja frecuencia eran de 61 y 59 Hz respectivamente, lo cual ocasionaba constantes disparos al existir mucha diferencia con la frecuencia en la que oscila el sistema. Desde el 2003 se amplió el rango a 62 y 58 Hz, lo que pasó a ser regla del Cenace, con esto se ha solucionado el inconveniente. En las centrales hidroeléctricas no se producen inconvenientes al trabajar en estos rangos de frecuencia; pero si es un problema en centrales térmicas a las que la baja frecuencia les produce vibraciones que con el tiempo pueden afectar la estructura el generador.



El ajuste de esta función aplicados a la central Daule – Peripa se detallan en la siguiente tabla:

VARIABLE	SOBREFRECUENCIA	BAJAFRECUENCIA
Frecuencia	62 Hz	58 Hz
Bloqueo voltaje	0,80 Un	0,80 Un
Retardo	60 s	5 s
MAXMIN	MAX	MIN

Tabla V: Ajuste de las variables del relé de frecuencia

2.1.1.7 Protección contra fallas del Disyuntor del circuito principal - BF52G

Es probable que se presente la situación de que el mecanismo del disyuntor en SF6 del generador por alguna causa se bloquee al mando de cierre en caso de ser requerido, lo que podría suceder si el nivel de presión del hexafluoruro de azufre baja demasiado. Este tipo de protección ofrece un respaldo al disyuntor del generador, porque de acontecer esto inmediatamente se da una señal de disparo al Breaker de 138 KV de la Subestación.



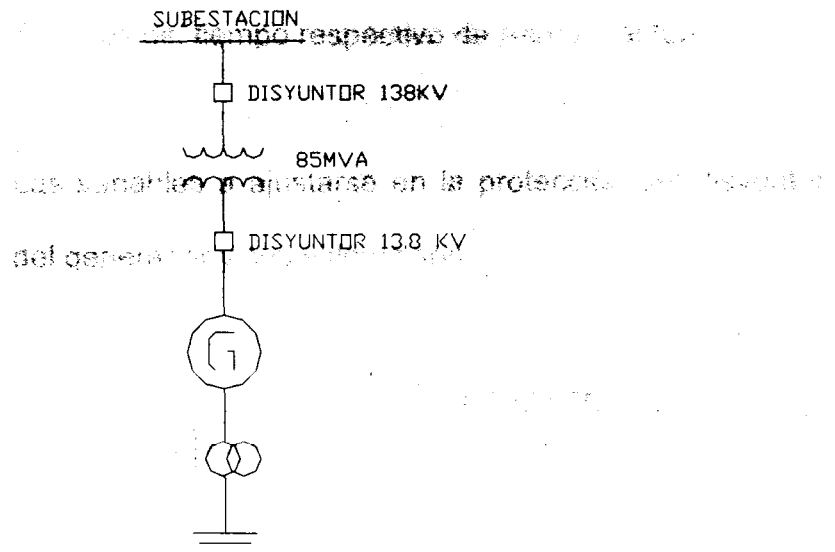


Fig. 2.8: Esquema de la protección del 52 del Generador

Lo primordial es mantener la estabilidad de la red dando el orden de despeje de falla a los breakers adyacentes. Para lo cual es importante que la función de falla de breaker tenga la posibilidad de medir corriente AC sin que exista la componente DC. El relé no opera hasta que la señal de inicio ha sido recibida y el tiempo de ajuste ha pasado.

Lo importante para la protección de fallas del breaker del generador es que el relé encargado de realizarla reciba

la señal de disparo desde el bloqueo, para que éste después del tiempo respectivo de retardo, actúe.

Las variables a ajustarse en la protección del disyuntor del generador y sus valores son:

VARIABLES	AJUSTES
Retardo de disparo	0.30 s
Retardo de reseteo	0.01 s



CIB-ESPOL

Tabla VI: Ajuste de las variables del relé contra fallas del disyuntor del circuito principal



CIB-ESPOL

2.1.2 RELE REG-316 V7



CIB-ESPOL

El relé ABB REG-316 V7 proporciona protección al Generador siendo su biblioteca de funciones la siguiente:

- Protección contra falla a tierra en la barra del Neutro (64B)

- Protección contra falla a tierra del Estator (64E)
- Protección contra falla a tierra del Rotor (64R)
- Protección contra Corrientes Desbalanceadas (46)

2.1.2.1 Protección contra falla a tierra en la barra del Neutro - 64B

Existen diversas protecciones contra las fallas a tierra de un generador; pero en el caso de que el disyuntor del generador se encuentre abierto la protección contra falla a tierra del neutro se convierte en la principal, ya que es responsable de proporcionar alarma cuando se produce una fuga a tierra entre el generador y el lado del transformador mediante el cual se encuentra aterrizado el equipo.

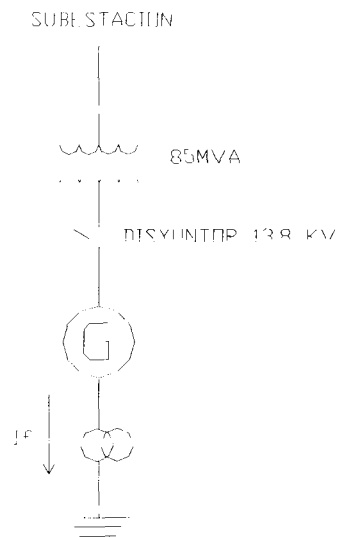


Fig. 2.9: Esquema de una falla a tierra por la barra del neutro

El relé digital basa su principio de funcionamiento en la medición de los posibles sobre o bajo voltajes, mediante el uso de una función de voltaje de tiempo definido.

Los valores de las variables de esta función vienen dados en la siguiente tabla:

VARIABLE	AJUSTE
Voltaje	$0.1 U_N$
Retardo	1 s
MaxMin	MAX

Tabla VII: Ajuste de las variables del relé contra falla a tierra en la barra del neutro



2.1.2.2 Protección contra falla a tierra del Estator - 64E

Diversos autores analizan métodos para realizar la protección contra fallas a tierra, una forma es utilizando relés diferenciales pero un gran inconveniente es que no responden a fallas monofásicas a tierra por ser muy difícil la detección de fallas de alta impedancia. La función 64E del relé en estudio utiliza una función separada de la línea de puesta a tierra, logrando así alta sensibilidad al ser ajustado sin tener relación directa con la corriente de carga. Un transformador de distribución es conectado a la línea del neutro del punto estrella del generador, es una práctica muy generalizada y es aquí donde se conectan los circuitos de detección de sobrevoltaje, en la figura se observan estos detalles.

Es posible que el relé de puesta a tierra dentro de las probabilidades opere para una falla externa del generador, entonces se hace obligatorio la aplicación de un pequeño retraso de tiempo para coordinar con otros



relés en la misma zona. Esta función otorga dos tipos de protección al devanado del estator:

- Protección del devanado del estator al 100%.
- Protección del devanado del estator al 95%.

Proteccion contra fallas a tierra del estator 100%

La protección al 100% se encarga de proteger al centro estrella del generador y una parte del devanado del estator dependiendo de la magnitud de la fuga a tierra.

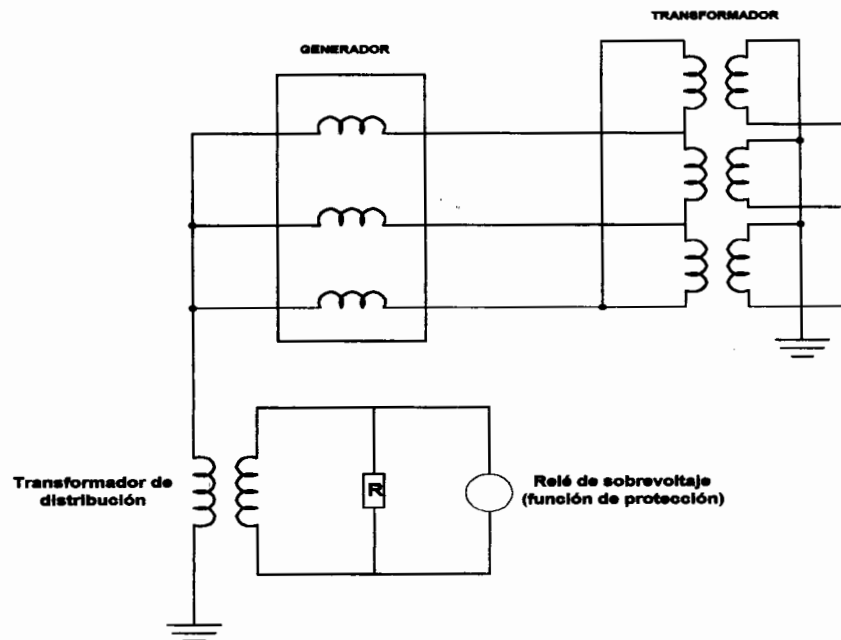


Fig. 2.10: Protección contra falla a tierra del estator

En el éxito del accionar del relé las funciones de Alarma y disparo se coordinan con diferentes tiempos de retardo. El valor de resistencia del ajuste recibe el nombre de Rfs y es más alto en el ajuste para alarma. Los parámetros auxiliares son los siguientes:

Rfs: es el valor de la resistencia del ajuste.

MTR: es la relación de medición del transformador.

RES: es la resistencia de aterrizamiento en el secundario del transformador.

Los valores de ajuste del relé son:

VARIABLE	AJUSTE
Ajuste Rfs (Alarma)	10 K Ω
Retardo (Alarma)	10 s
Ajuste Rfs (Disparo)	2 K Ω
Retardo (Disparo)	1s
RES	2.18 K Ω
MTR	89.9

Tabla VIII: Ajuste del relé contra falla a tierra en el estator 100%

Proteccion contra fallas a tierra del estator 95%

Se aplica normalmente al 95 % de la longitud del devanado del estator porque así evitamos un disparo no deseado. Protege al generador o también al grupo generador transformador, es una función de tiempo definido. La conexión de sus PT's es posible realizarla en los terminales del generador o en el centro estrella de este.



Los ajustes de las variables de este relé contra falla a tierra en el estator son:

VARIABLE	AJUSTE
Voltaje	0.05 U_N
Retardo	0.5s
MAXMIN	MAX

Tabla IX: Ajuste del relé contra falla a tierra en el estator 95%



2.1.2.3 Protección contra falla a tierra del Rotor - 64R

Es la protección dedicada a precautelar el estado del devanado del rotor durante una falla a tierra. Se fundamenta en la inyección de voltaje con señal



ndo

del

a y

tes

a a

ara

ista

2.1.2.4 Protección contra Corrientes Desbalanceadas – 46

Las corrientes desbalanceadas producen secuencia negativa, estas corrientes causan desequilibrio en el estator e inducen corrientes en el rotor. Las consecuencias de esta perturbación es un sobrecalentamiento de la superficie del rotor y es posible que se produzcan vibraciones.

Esta protección permite desbalances en tiempos cortos, peor en cambio al ser la perturbación muy larga esta manda la señal de operación. Para esto hace uso de una característica inversa de operación. Los generadores grandes son los que están sujetos a variaciones más frecuentes de desbalance de corriente.



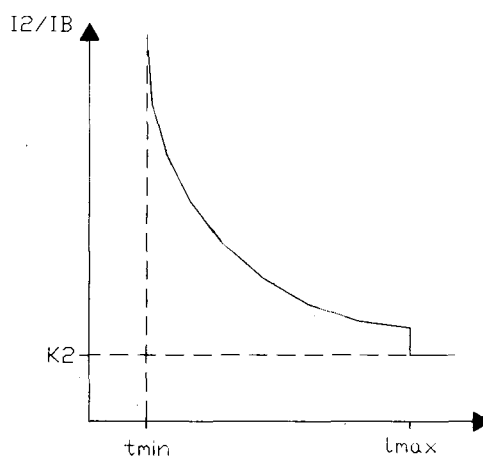


Fig. 2.11: Característica de operación función de tiempo inverso

La curva de tiempo inverso se forma a partir de la siguiente ecuación cuadrática:

$$t = K_1 / [(I_2/I_B)^2 - K_2^2]$$

Las variables que intervienen en el ajuste del relé son:

- Corriente referida ($I_B = I_{GN} \cdot I_{N2} / I_{N1}$).
- Multiplicador K_1 (componente de secuencia negativa de la energía permisible).
- K_2 (Componente de secuencia negativa permisible continua).

- Donde I_2 es la secuencia negativa del estator expresada en por unidad.
- t_{min} es el tiempo que se da para que una corriente pueda aparecer sin provocar un disparo.
- t_{max} es el tiempo después del cual un valor de corriente estable permisible no provoque una operación incorrecta.

Los valores del ajuste del relé son :

VARIABLES	AJUSTES
I_B	$1.0 I_N$
K_1	30 s
K_2	$0.08 I_2/I_B$
t_{min}	5 s
t_{max}	1000 s
$t_{reseteo}$	30 s

Tabla XI: Ajuste del relé contra corrientes desbalanceadas de tiempo

inverso



















Function	"Max/Min"	"Drop-Ratio"	Diagram		"P-Setting"	"Angle" (°)
			Vector Diagram	Power Diagram		
Active power	max	< 100%			> 0	+30°
	min	> 100%			< 0	+30°
Reverse power	max	< 100%			> 0	+120°
	min	> 100%			< 0	+120°
Inductive reactive power	max	< 100%			> 0	+30°
	min	> 100%			< 0	+30°
Capacitive reactive power	max	< 100%			> 0	+120°
	min	> 100%			< 0	+120°

Fig. 2.7: Aplicación de los diferentes ajustes de la corriente de fase R en relacional voltaje de fase a fase U_{RS}

CAPITULO 3

INSTALACION DE LOS RELES DIGITALES.

3.1 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN.

Para la instalación del relé digital de la marca ABB es necesario contar con varios equipos.

Para el efecto se necesita:

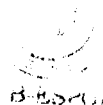
- 1 PC ,
- el relé propiamente dicho y
- el programa de instalación.

La computadora que se utilice debe ser compatible con el programa de instalación del relé para lo cual es necesario que la máquina que se va a utilizar cuente con:

- Windows 3.1x, Windows 95 or Windows NT 4.0.
- 16 MByte RAM,
- 1 floppy drive (3½"; 1.44 MByte) y un disco duro con al menos 12 MByte libres.
- 1 interfase serie (RS-232C).
- 1 interfase paralelo (Centronics).

El funcionamiento del relé digital esta basado en los parámetros de las funciones que se puedan comunicar por medio de la computadora al elemento de protección (relé) una vez que se halla seleccionado los mismos en el programa de instalación. Además de seleccionar la tarjeta y versión correcta del software del relé, las mismas que establecen el tipo de entradas analógicas y todo lo que concierne al manejo interno del relé.

El relé digital es capaz de simular el trabajo de un relé convencional por medio de una función matemática. Además, el relé tiene la ventaja de que en la misma unidad se pueden encontrar un buen número de protecciones (funciones) al mismo tiempo que contiene funciones auxiliares, funciones de medición, etc.



Por lo tanto, para la instalación del relé; primero se debe cargar el programa en la máquina, una vez hecho esto se puede empezar a manejar el programa activando las funciones que se van a utilizar y todo el proceso que esto conlleva, luego se debe informar al relé los parámetros seleccionados o modificados para su funcionamiento.

Por medio de la máquina (PC) se puede hacer una supervisión del funcionamiento del relé, la supervisión puede realizarse cuando se está en operación normal o cuando se ha presentado una falla.

A continuación se muestra en el esquema de la Fig.3.1, la comunicación entre la máquina y el relé.



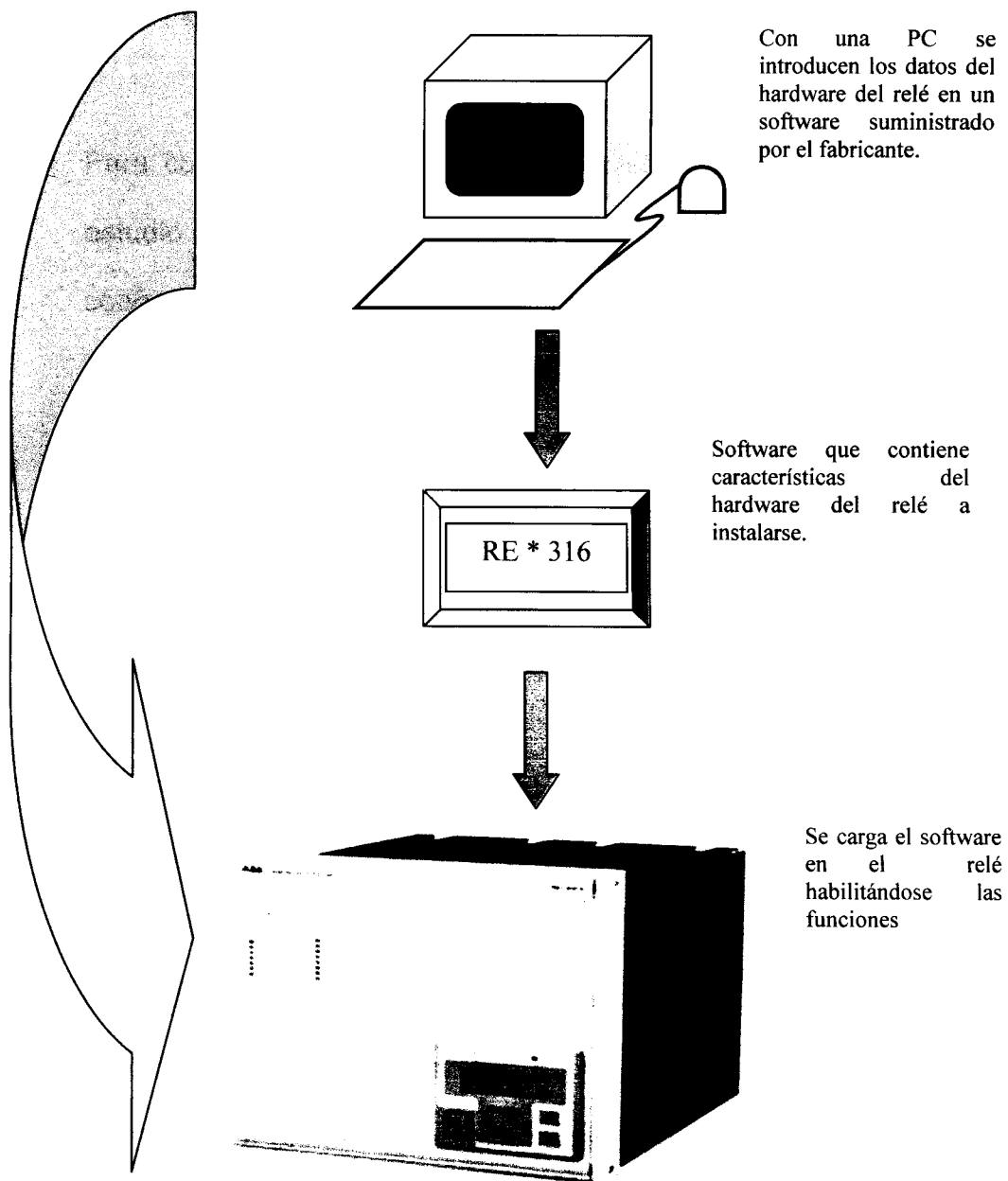


Fig. 3.1 Procedimiento de instalación del relé.

3.2 SOFTWARE DE INSTALACIÓN.

Para completar la programación del relé es necesario tener listo el estudio de las protecciones que se van a realizar, es necesario conocer las funciones que se van a utilizar, el tipo de señales analógicas que van a llegar al relé, así como el conocimiento de la ubicación de las protecciones en el sistema, también el cableado del relé y donde se van a tener las señales (en las borneras del relé) que se muestran como resultado de alguna operación, además de la organización interna de los disparos, señalización, LED's y bloqueos .

El manejo del programa de instalación que es objeto de este estudio, se reduce al manejo del EDITOR del programa. Debido a que es el único de acceso disponible para ser programado debido a que trabajaremos fuera de línea durante la sustentación de este tema. Dicho sea de paso, para modificar la acción de un relé que está funcionando, primero debemos hacer los cambios en el programa y luego comunicarle los cambios hechos al relé por medio del computador.

Existe un número de funciones disponibles para una biblioteca, dependiendo de la biblioteca que se seleccione se encontrará diferentes grupos funciones, es decir, se puede escoger el tipo de funciones que se utilizarán para la aplicación que cualquier proyecto .



Cuando se halla escogido la biblioteca que contiene un determinado número de funciones, el siguiente paso será el de activar las funciones que se van a utilizar dándoles sus parámetros y ordenando todas las señales que a ella deben llegar y que de ella deben salir. Cada vez que se edite una función de la biblioteca, ésta existirá en el relé para su funcionamiento.



En la parte frontal del relé existen 16 LED's a la vista, los mismos que deben ser destinados para encenderse por la activación de una sola señal, previamente establecida y nombrada cuando se ha programando el relé, esto permite al supervisor estar en capacidad de reconocer el problema que se pudiera presentar de acuerdo al encendido de los LED's.



Para empezar a trabajar con el software, es necesario entrar al *EDITOR* y luego a *EDIT HARDWARE FUNCTIONS* que es donde se van a dar todos los parámetros que permitirán al programa manejar

los datos de las funciones de protección, para luego proceder a ingresar los parámetros de las funciones de protección propiamente dichas.

A continuación en la Fig. 3.2 se describe un esquema con las funciones que se deben programar para cumplir con esta primera parte de la programación del relé.



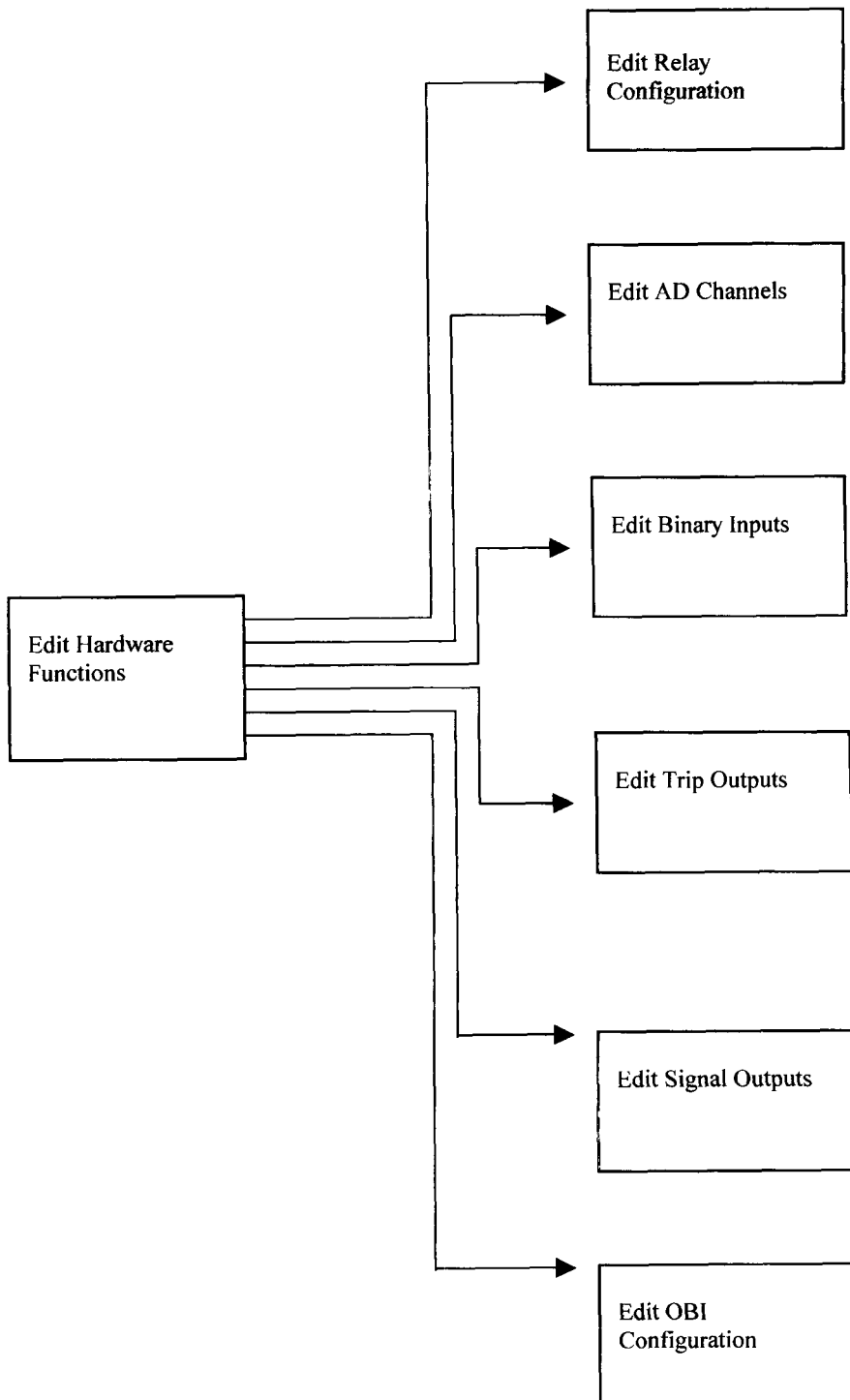


Fig. 3.2 Esquema de programación del EDIT HARDWARE FUNCTIONS.

3.2.1 EDIT HARDWARE FUNCTIONS

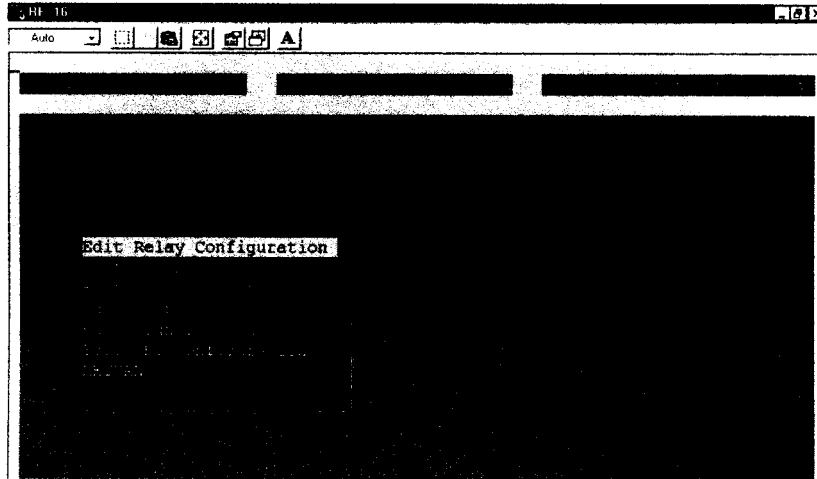


Fig. 3.3 Ventana Principal Edit Hardware Functions

Este primer menú brinda la opción de configurar el programa que dejará listo al relé para ingresar los parámetros de las funciones de protección que se deseen instalar .

3.2.2 EDIT RELAY CONFIGURATION

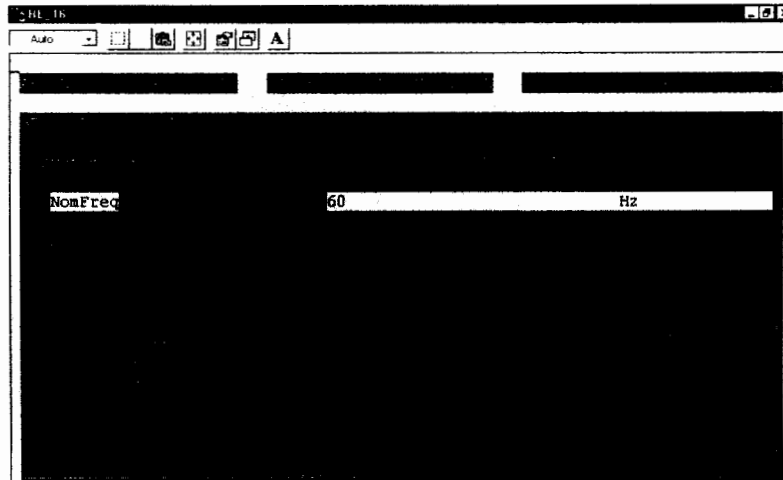


Fig. 3.4 Ventana secundaria Edit Function Parameters

NomFreq.

Es el valor de la frecuencia que puede ser 50 o 60 Hz.

A/D

Este es el tipo de convertidor analógico digital que puede ser:

- On VC61: A/D converter on 316VC61a or 316VC61b
- EA62 MasterS: Transmisión de datos a corta distancia
- EA62 SlaveS: Transmisión de datos a corta distancia

- EA62 MasterL: Transmisión de datos a larga distancia
- EA62 SlaveL: Transmisión de datos a larga distancia
- EA62 MstFoxS: Transmisión de datos a corta distancia usando FOX
- EA62 MstFoxL: Transmisión de datos a larga distancia usando FOX
- EA62 SlvFoxS: Transmisión de datos a corta distancia usando FOX
- EA62 SlvFoxL: Transmisión de datos a larga distancia usando FOX.

AD Config K

Determina el tipo de canales analógicos que se manejarán en el relé.

0...47: K0: Libre selección del tipo de transformadores de entrada.

K41...K47: Transformador de entrada de acuerdo al Data Sheet.

Esta opción permite escoger la versión con la que se va a trabajar y brinda la información del tipo de canales analógicos que son señales directas del sistema para el relé y marcan el

funcionamiento de las funciones de protección. Este parámetro debe ser configurado antes de trabajar con las funciones de protección y no debe ser cambiado en el futuro.

Obsérvese la información sobre las diferentes versiones y los tipos de canales analógicos que se pueden manejar en el relé.

Tabla I y Tabla II

Transformer type / Version	K61	K62	K63	K64	K65	K66	K67
CT's protection characteristic	2x3ph	1x3ph	2x3ph	1x3ph	3x3ph	1x3ph	1x3ph
CT's measuring characteristic	1x1ph	1x1ph				1x3ph	
PT's	2x1ph	2x1ph	1x3ph	2x3ph		1x3ph	3x1ph

Tabla XII Tipos de canales analógicos según versión

Observación: el modelo K67 tiene tres PT's monofásicos especiales para 100% E-F



Transformer type / Version	K41	K42	K43	K44	K45	K46	K ...
CT's protection characteristic	1x3ph	1x3ph	3x3ph	2x1ph	2x1ph	1x3ph	Free
CT's measuring characteristic				1x1ph	1x1ph	1x1ph	Free
PT's	1x3ph		3x1ph			1x3ph	
	3x1ph	2x3ph	1x3ph	2x3ph		2x1ph	Free

Tabla XIII Tipos de canales analógicos según versión

Además, los valores nominales del relé son :

Para corriente tenemos que $I_N = 1, 2 \text{ ó } 5 \text{ [A]}$

Para voltaje tenemos que $U_N = 100 \text{ ó } 200 \text{ [V]}$

La versión K63 tiene nueve canales analógicos que con las siguientes características :

Canal 1 correspondiente a CT #1 fase R

Canal 2 correspondiente a CT #1 fase S

Canal 3 correspondiente a CT #1 fase T

Canal 4 correspondiente a CT #2 fase R

Canal 5 correspondiente a CT #2 fase S

Canal 6 correspondiente a CT #2 fase T

Canal 7 correspondiente a PT fase R

Canal 8 correspondiente a PT fase S

Canal 9 correspondiente a PT fase T

Esta misma versión será utilizada para el desarrollo de este estudio.

Slot 1:

Determinamos el tipo de tarjeta en el slot 1 que puede ser :

- 316DB61
- 316DB62
- 316DB63 ó
- vacío



Slot 2:

Determina el tipo de tarjeta en el slot 2 que puede ser :

- 316DB61
- 316DB62
- 316DB63 ó
- vacío



Slot 3 :

Determina el tipo de tarjeta en el slot 3 que puede ser:



- 316DB61
- 316DB62
- 316DB63 o
- vacio

Slot 4 :

Determina el tipo de tarjeta en el slot 4 que puede ser :

- 316DB61
- 316DB62
- 316DB63 o
- vacio

Es posible utilizar los tres tipos de tarjeta antes mencionados en todos los slots.

De estas tarjetas dependerá la configuración interna que tenga el relé, es decir, que por medio de las tarjetas se definen las características internas del relé como son: la cantidad de canales de señalización, los canales de disparo, los bloqueos en caso de existir y los LED's.



A continuación obsérvese las diferentes características de las tarjetas:

➤ **316DB61**

- *8 opto acopladores*
- *6 relés de señalización*
- *2 relés de comando*
- *8 LED's*

➤ **316DB62**

- *4 opto acopladores*
- *10 relés de señalización*
- *2 relés de comando*
- *8 LED's*

➤ **316DB63**

- *14 opto acopladores*
- *8 relés de señalización*
- *8 LED's*

Para el presente estudio se utilizará la tarjeta *316DB62* por sus características.

SWVers SX...:

La primera parte del código de software .(letras)

SWVers S.XXX:

La segunda parte del código de software.(gráficos)

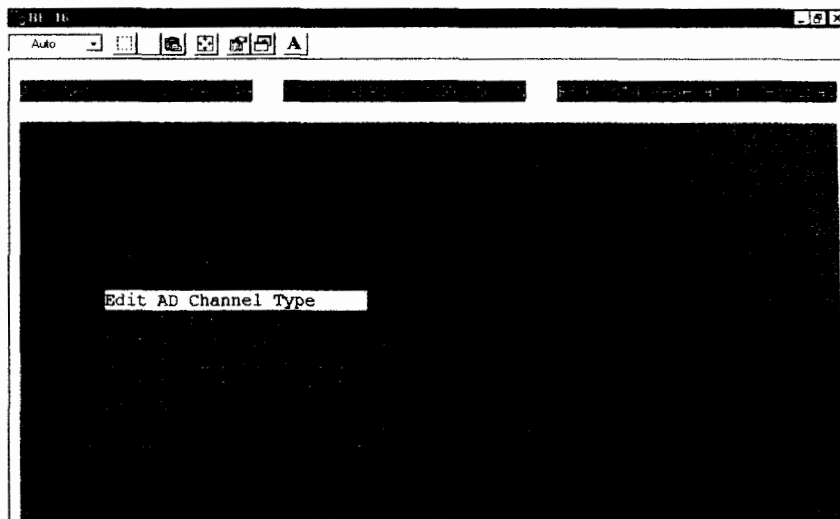
3.2.3 EDIT AD CHANNELS

Fig. 3.5 Ventana Principal Edit AD Channels

Edit AD Channel Type:

Se encuentra el tipo de canales que van a trabajar en el relé, son nueve canales de los que se trabajarán con seis de corriente y tres de voltaje, el tipo de canales es fijado automáticamente por el programa luego de haber ingresado el parámetro K, este parámetro K estaba en el menú anterior de la ventana de *Edit Relay Configuration*, al completar los datos de esa ventana automáticamente se dió origen al tipo de canal en cada uno de los nueve disponibles, esto provoca que el usuario no pueda seleccionar los canales en adelante.

Edit AD Nominal Value:

Sirve para definir los valores nominales de acuerdo a las señales recibidas, ya sea de corriente o de voltaje, ambas provenientes del sistema protegido, tomando en cuenta el valor nominal que es dado por la tarjeta madre que puede ser 1, 2 ó 5 amperios para corriente y 100 o 200 voltios para voltaje.

Edit AD Prim /Sec Ratio:

Se puede poner cualquier valor en este parámetro ya que no es útil para la programación del relé. Este parámetro es usado

para problemas de perturbación en los sistemas de potencia.
Aplicación que no fue tratada en el presente estudio.

Edit AD Channel Ref Val:

Son los valores de referencia del sistema a proteger.

Sirven para darle al programa el valor exacto de corriente y voltaje nominales del sistema.

Las siguientes fórmulas son para obtener los valores de referencia de corriente y voltaje.

$$\text{Ref Val (I)} = I_N / I_{\text{set}}$$

$$\text{Ref Val (V)} = V_N / V_{\text{set}}$$

de donde:

I_N, V_N son los valores propios y particulares del sistema.

$I_{\text{set}}, V_{\text{set}}$ son los valores seleccionados en la pantalla de *Edit AD Nominal Value*.

Edit AD Channel Comment:

Permite escribir los comentarios que ayudarán a reconocer el canal en el que se trabajará por medio de los nombres o códigos que en ellos se escriban.

3.2.4 EDIT BINARY INPUTS

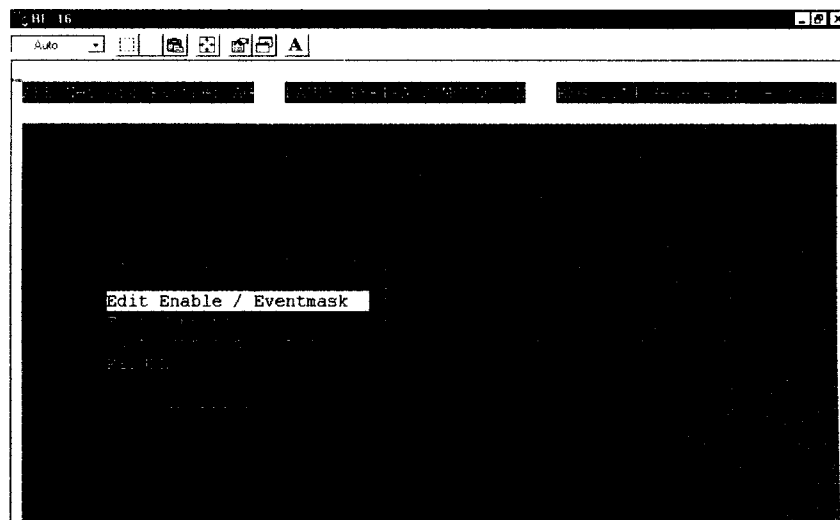


Fig. 3.6 Ventana Principal Edit Binary Inputs

Edit Enable / Eventmask

No se toma en cuenta .

Edit Comment

Comentarios para identificar cuál es la entrada binaria en cada uno de los canales .



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

Edit DoubleIndication

Es útil en el caso de que se quiera combinar algunas señales del relé, ya sea en serie o paralelo.

Observación: Si quieres darle más potencia a un contacto debes colocarlo en serie; la explicación es: cada contacto es una resistencia, por lo tanto, si pones dos resistencias en serie tienes una resistencia mayor, lo que no ocurre si colocas dos resistencias en paralelo donde el valor final de la resistencia se reduce.

3.2.5 EDIT TRIP OUTPUTS

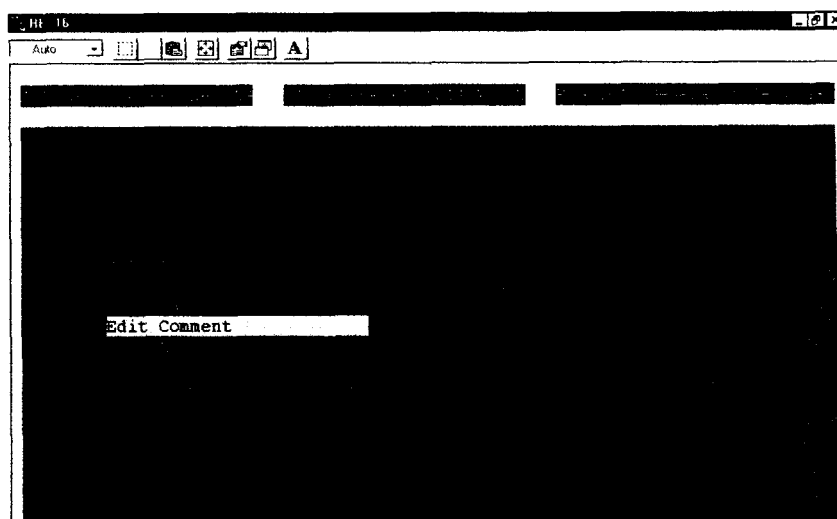


Fig. 3.7 Ventana Principal Edit Trip Outputs

En esta ventana se definen las señales de disparo con sus respectivos nombres. Ver Fig. 3.7

3.2.6 EDIT SIGNAL OUTPUTS

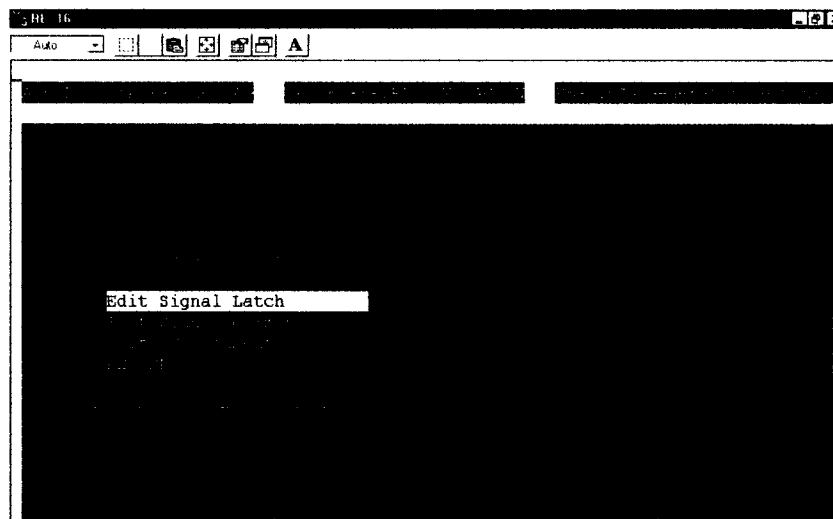


Fig. 3.8 Ventana Principal Edit Signal Outputs

Edit Signal Latch

En esta ventana se pueden activar los LED's que se van a utilizar en su modalidad de HOLD; si se quiere que la señal de este LED permanezca encendida para indicar que alguna protección ha operado. Lo que se debe hacer es ingresar el número de cada LED en la matriz de accionamiento para que cumpla la condición antes mencionada y dejar el cero para los

que no se desee que permanezcan encendidos una vez que hallan sido activados por su señal correspondiente.

Edit Signal Comment

Son los canales de señalización con su respectivo comentario.

Edit LED Comment

Dar los nombres para que permiten identificar la asociación de cada LED con la protección que ha operado durante alguna falla.

3.2.7 OBI CONFIGURATION

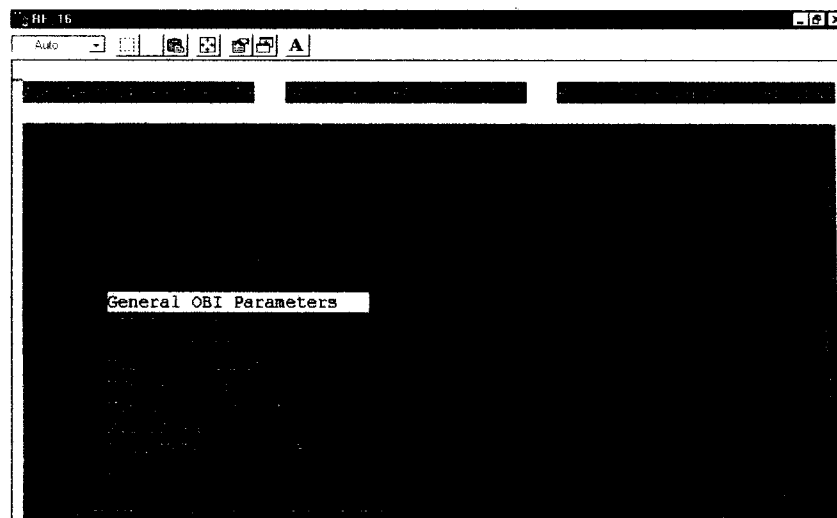


Fig. 3.9 Ventana Principal OBI Configuration





General OBI Parameters

OBI = Puerto para interfase.

En esta ventana se establece la dirección del canal de comunicación del relé con otros aparatos externos. Se utiliza cuando la puerta principal de entrada de la parte frontal del relé esta dañada. Es muy importante establecer este parámetro y anotarlo, ya que en el caso de que se presente la necesidad de utilizar este protocolo y no se conoce cual de ellos es, nos vemos en la situación de averiguarlo con una probabilidad para cada intento de 1/255 , ya que existen 255 posibles salidas .

Los demás parámetros han sido seleccionados por el mismo programa durante la elección de la versión y el tipo de la tarjeta a ser utilizada por el relé, los mismos que no deberán ser modificados.

Una vez hecho todo esto se puede iniciar la configuración de las funciones de protección del relé .

3.2.8 Software de instalación aplicado a la Central Daule – Peripa.

Para facilitar el estudio del REG*316 vamos a tomar un diagrama de la central donde se puede encontrar la información necesaria para programar el relé. Con este esquema seremos capaces de mostrar el funcionamiento del relé en su totalidad con todas las ventajas e inconvenientes que se pudieran presentar durante la programación de una determinada función.

Utilizaremos la versión K63 para el Generador 1 , además se utilizarán solo dos slots de los cuatro disponibles , cada slot contendrá una tarjeta DB62.

Los valores nominales de corriente y voltaje de la central son 4.13 [A] y 115 [V] respectivamente.

Se adjuntan los diagramas de protección de la central en el presente trabajo, aunque hemos considerado hacer algunos cambios en el mismo. Además, se presentará el listado de



parámetros del programa una vez que hallan sido programados por los autores de este tema.



3.3 INGRESO DE PARÁMETROS.

Cuando ya se tienen todos los parámetros internos del relé listos y organizados, se procede a ingresar los parámetros de las funciones que se van a utilizar.

3.3.1 Ejemplo del ingreso de la primera función.



Para empezar a ingresar las funciones que se necesitarán en necesario dirigirse al menú *Present Prot Funcs* .

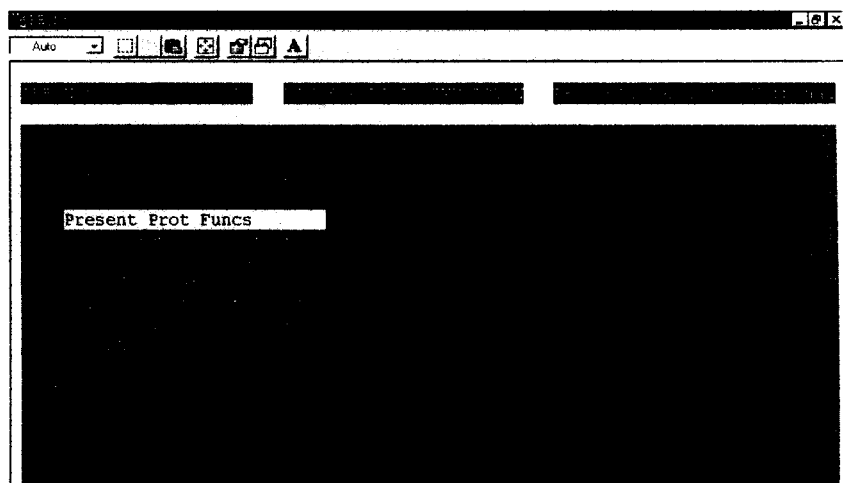


Fig. 3.10 Ventana Principal Editor

Dentro del grupo de funciones que se presentan se puede escoger la que se necesite, en esta ocasión se programará la función Diferencial del Generador (*Diff-Gen*), cuando se halla ingresado a la función ella estará lista para que los datos sean ingresados. Ver Fig. 3.13

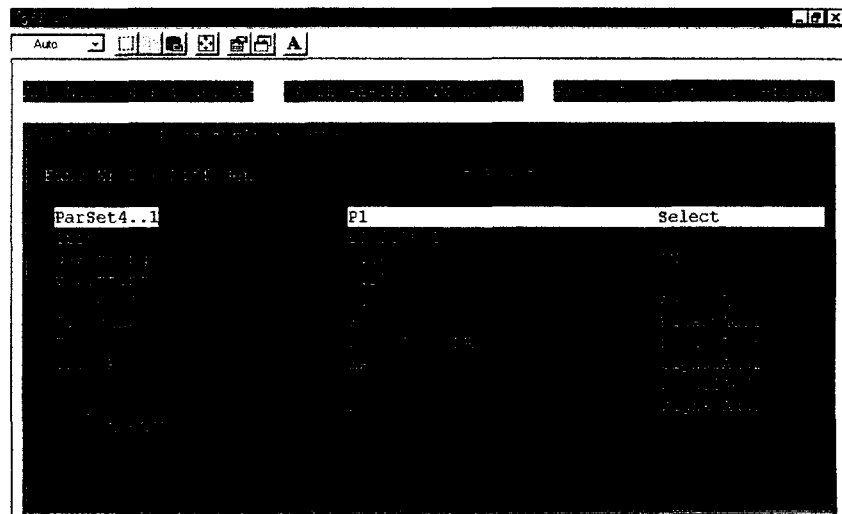


Fig. 3.13 Ventana secundaria Edit Function Parameters

Una vez que el ingreso de los parámetros para esta función este completo, se selecciona el último casillero de la pantalla actual que es el de *RETURN/ENTER* y los parámetros que se han ingresado estarán grabados. Ver Fig. 3.14

El siguiente paso será el de editar el nombre de la función para lo que se debe ingresar en *Edit Function Name* y agregar o cambiar el nombre que se quiera dar a la función.

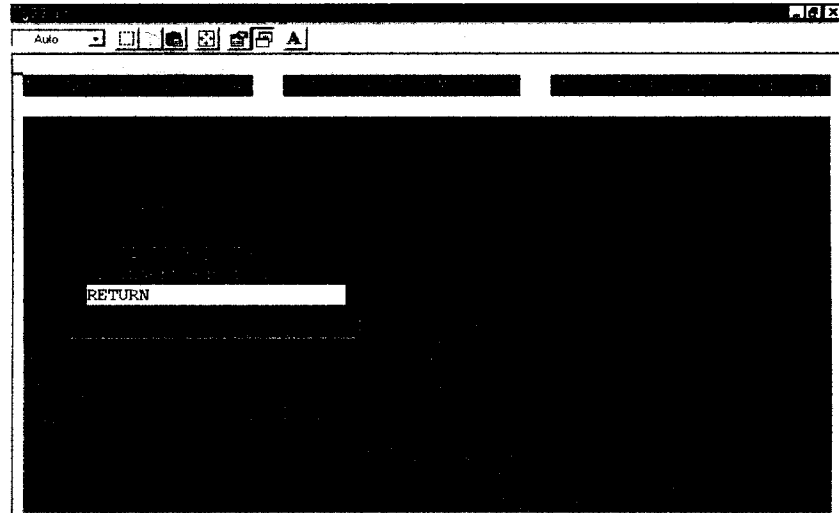


Fig. 3.14 Ventana Principal Present Protection Function

En este momento la función puede ser utilizada por el relé. Cada vez que sea necesario ingresar una nueva función se deben seguir los mismos pasos.

Cuando se haga un cambio en el software del relé y sea de interés del programador que el cambio permanezca, se debe seguir el siguiente procedimiento para grabar la información.



Primero, se debe seleccionar *RETURN/ENTER* y regresar de ventana en ventana hasta llegar a la primera pantalla que es la pantalla del *Editor*, cuando se llegue aquí el programa preguntará *SAVE ?* y se debe seleccionar “Y” para afirmar y “N” para negar .

Si se selecciona “Y” los cambios estarán salvados en el computador, pero si se quiere disponer de esta información en el futuro se debe guardar en un archivo ingresando a *Editor* y luego a *Save Parameters to File*, al seleccionar este último el software preguntará el nombre con el que se desea guardar el archivo que se creará en la máquina y sólo en la máquina en que se esta trabajando con la extensión **.SET*

Si se quiere recuperar este grupo de parámetros en el futuro lo único que se debe hacer es seleccionar *Load Parameters From File* y buscar con las teclas direccionales el nombre del archivo que contiene el set de parámetros y luego seleccionarlo, éste se cargará automáticamente

3.3.2 Formato de las funciones

El formato de las funciones es casi el mismo en todas ellas.

Se mostrará las más conocidas para explicar que significa cada uno de los casilleros presentes, para ello tomemos como ejemplo las siguientes funciones :

Voltaje de tiempo definido (Voltage DT)

Text	Units	Default	Min.	Max.	Step
ParSet 4.. 1		P1	(Select)		
Trip		00000000			
Delay	s	02 00	0 02	60 00	0 01
V-Setting	UN	1 200	0 010	2 000	0 002
MaxMin		MAX (1ph)	(Select)		
NrOfPhases		001	1	3	2
VoltageInp	AnalogAddr	0			
BlockInp	BinaryAddr	F			
Trip	SignalAddr	ER			
Start	SignalAddr	ER			

Fig. 3.15 Listado de Parámetros de la Función Voltage DT

ParSet 4.. 1 (*Selección del grupo de parámetros*)

Se refiere a escoger un grupo de parámetros entre el uno y el cuatro en el caso de existir los cuatro, lo cual no ocurre en este caso.



Trip (*Matriz de disparo*)

Es la matriz de disparo del relé, dice que seguridades deben aplicarse en el sistema; por ejemplo, se puede abrir el interruptor de alta.

Delay (*Retardo*)

Pregunta que tan rápido se quiere que la función actúe .

V-Setting (*Ajuste del Voltaje*)

Parámetro por el que se le indica al relé cual es el valor mínimo o máximo que se está dispuesto a soportar como frontera antes del disparo de la protección, el mismo que está dado en porcentaje y que va del 1% al 200% del Voltaje nominal.

MaxMin (*Selección del modo operativo*)

Esta misma función puede ser utilizada para mínimo o máximo voltaje de tiempo definido, además se puede seleccionar en cuantas fases soportaremos la subida o bajada de voltaje.

NrOfPhases (*Número de fases*)

El número de fases que se toman en cuenta al momento de monitorear, para la que se seleccionará que se tomen en cuenta las tres fases.

VoltageInp (*Canal analógico de voltage*)

Este parámetro pregunta de que canal se quiere hacer la medición, debe ser de uno de los tres últimos canales que son los de voltaje, para el efecto se seleccionará el canal 7 que es el primero del los tres de voltaje.

BlockInp (*Bloqueo de la función*)

Si es que existe alguna función que bloquea a esta o alguna señal, que en este caso no existe por lo que ubicamos un cero que corresponde a la opción " Always False".

Trip (*Información interna del disparo*)

Sirve para hacer la comunicación interna del relé, comunicando que la función ha operado a los diferentes lugares que lo requieren; como son los LED's, el DCS, el RCE (registro cronológico de eventos) y el ER (event recorder).

Start (*Puesta en trabajo*)

Se usa en el caso de que se desee que cuando la función opere algo más ocurra en el relé como por ejemplo, que otra función entre a operar o que brinde una señal que sirva de comparación, pero no la usaremos así que la mandamos al ER.

Potencia Inversa (Reverse Power)

Text	Unit	Default	Min.	Max.	Step
ParSet 4..1		P1	{Select}		
Trip		00000000			
P-Setting	PN	-0.050	-0.100	1.200	0.005
Angle	deg	000.0	-180.0	180.0	5.0
Drop-Ratio	%	60	30	170	1
Delay	s	00.50	0.05	60.00	0.01
MaxMin		MIN	{Select}		
Phi-Comp	deg	0.0	-5.0	5.0	0.1
NrOfPhases		001	1	3	1
CurrentInp	AnalogAddr	0			
VoltageInp	AnalogAddr	0			
PN	UN*IN	1.000	0.500	2.500	0.001
BlockInp	BinaryAddr	F			
Trip	SignalAddr	ER			
Start	SignalAddr				



Fig. 3.16 Listado de Parámetros de la Función Reverse Power

ParSet 4.. 1 (*Selección del grupo de parámetros*)

Se refiere a escoger un grupo de parámetros entre el uno y el cuatro en el caso de existir los cuatro, lo cual no ocurre en este caso.

Trip (*Matriz de disparo*)

Es la matriz de disparo del relé, dice que seguridades deben aplicarse en el sistema; por ejemplo, se puede abrir el interruptor de alta.

P-Setting (*Ajuste de Potencia*)

Es el valor de potencia para el que se desea que la función opere. Este valor puede estar comprendido entre :

$$- 0.1P_N \leq P\text{-Setting} \leq 1.2P_N$$

Angle (*Angulo*)

Es el ángulo característico que existe entre el voltaje y la corriente tomados en cuenta para máxima sensibilidad.

Drop-Ratio (*Valor proporcional*)

Es el valor de "Reset" en relación al valor seleccionado de P-Setting.

A continuación se muestra una gráfica donde se pueden observar los diferentes valores de Drop-Ratio en comparación con P-Setting, además, se presentan los valores que deben tomar algunos parámetros según el uso que se le de a la protección que en este caso es "reverse power". Ver la siguiente figura. Para la curva de Reset Ratio tenemos que :

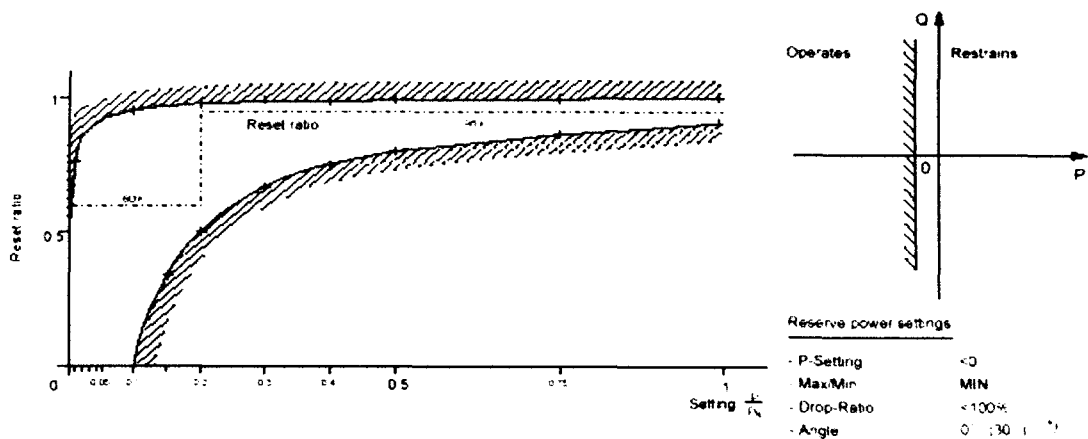


Fig. 3.17 Gráficos de valores característicos para la Función Reverse Power

Estos son los valores característicos para el casillero Drop-Ratio.

$$\text{for } 0.2 \leq \frac{P\text{-Setting}}{P_N} \leq 1: \quad 95\%$$

and

$$\text{for } 0.005 \leq \frac{P\text{-Setting}}{P_N} \leq 0.2: \quad 60\%$$

Delay (*Retardo*)

Este parámetro pregunta que tan rápido se desea que la función actúe .

MaxMin (*Selección del modo operativo*)

Esta misma función puede ser utilizada para sobre potencia o baja potencia; la baja potencia debe ser usada únicamente para *potencia inversa* ya que en este caso la potencia puede ser menor que cero.

Phi-Comp (*Angulo de compensación*)

Es un ángulo de compensación que se tiene en el caso de que se deee que la medición sea muy exacta. Este ángulo compensará el error que exista entre los ángulos de voltaje y corriente.

NrOfPhases (*Número de fases*)

En cuántas fases se hace la medición, para la que se s eleccioná que se tome en cuenta sólo una fase.

CurrentInp (*Canal analógico de corriente*)

Este parámetro pregunta de que canal se quiere hacer la medición de corriente, debe ser de uno de los seis canales de corriente, para el efecto se seleccionará el canal #1 de corriente.

VoltageInp (*Canal analógico de voltaje*)

Pregunta de que canal se quiere hacer la medición de voltaje, debe ser de uno de los tres últimos canales que son de voltaje, para el efecto se seleccionará el canal 7 que es el primero de los tres de voltaje.

PN (*Potencia Nominal*)

Es la potencia medida, dada por la fórmula $PN = U_N \times I_N$. Esta habilita la amplitud de la potencia medida para que sea compensada.

BlockInp (*Canal de bloqueo*)

Sirve en el caso de que exista alguna función o alguna señal que bloquea a ésta. En este caso se usará un canal de bloqueo "OC101" que sirve de bloqueo para las funciones de Potencia, Impedancia y Mínima Reactancia.

Trip (*Información interna de disparo*)

Este es el segundo trip y sirve para hacer la comunicación interna del relé, indica que la función ha operado a los diferentes lugares que lo requieren; como son los LED's, el DCS, el RCE (registro cronológico de eventos) y el ER (event recorder).

Start (*Puesta en trabajo*)

Utilizado en el caso que se quiera que cuando esta función opere algo más ocurra en el relé; por ejemplo, que otra función entre a operar o que brinde una señal que sirva de comparación, pero no se usará así que la mandamos al ER.

Frecuencia (Frequency)

Text	Unit	Default	Min.	Max.	Step
ParSet 4 1		P1	(Select)		
Trip		00000000			
Frequency	Hz	48.00	40.00	65.00	0.01
BlockVoltage	UN	0.20	0.20	0.80	0.10
Delay	s	01.00	0.10	60.00	0.01
MaxMin		MIN	(Select)		
VoltageInp	AnalogAddr	0			
Blocked (U<)	SignalAddr				
BlockingInp	BinaryAddr	F			
Trip	SignalAddr	ER			
Start	SignalAddr				



Fig. 3.18 Listado de Parámetros de la función Frequency

ParSet 4.. 1 (*Selección del grupo de parámetros*)

Se refiere a escoger un grupo de parámetros entre el uno y el cuatro en el caso de existir los cuatro, lo cual no ocurre en este caso.

Trip (*Matriz de disparo*)

Es la matriz de disparo del relé, indica que seguridades deben aplicarse en el sistema; por ejemplo, se puede abrir el interruptor de alta.

Frequency (*Ajuste de frecuencia*)

Es el valor de frecuencia que se usa como máximo o mínimo.



BlockVoltage (*Voltaje de bloqueo*)

El parámetro dice: si el voltaje es menor que el porcentaje de U_N seleccionado en este casillero, esta función de frecuencia no va a disparar, es decir, se va a mantener bloqueada hasta que el voltaje del generador alcance este valor porcentual. Esto es debido a que la función puede mal interpretar y provocar una falsa operación cuando el generador está parado o sin excitación, ya que en estas circunstancias se da que $V = 0$ y $f = 0$. Considerando lo antes mencionado se tiene esta lógica

adicional que es la de bloquear la función hasta que se alcance un cierto valor de voltaje determinado por el parámetro *BlockVoltage*.

Delay (Retardo)

Pregunta que tan rápido se quiere que la función actúe .

MaxMin (Selección del modo operativo)

Esta misma función puede ser utilizada para baja o sobre frecuencia .

Max → Sobre frecuencia

Min → Baja frecuencia

VoltageInp (Canal analógico de voltaje)

Pregunta de que canal se quiere hacer la medición, debe ser de uno de los tres últimos canales que son de voltaje, para el efecto se selecciona el canal 7 que es el primero de los tres de voltaje.

Blocked (U<) (Bloqueo)

Procede al bloqueo para una señal en caso de existir, cuando se tiene sobre o baja tensión.

BlockInp (*Canal analógico de bloqueo*)

Sirve en el caso de que exista alguna función o alguna señal que bloquea a ésta, en este caso no existe, por lo tanto se ubica un cero que corresponde a la opción " Always False".

Trip (*Información interna del disparo*)

Sirve para hacer la comunicación interna del relé, indica que una función ha operado a los diferentes lugares que lo requieren como son los LED's, el DCS, el RCE (registro cronológico de eventos) y el ER (event recorder).



Start (*Puesta en trabajo*)

Sirve en el caso de que se quiera que cuando esta función opere algo más ocurra en nuestro relé, como por ejemplo que otra función entre a operar o que brinde una señal que sirva de comparación, pero no se usará así que la mandamos al ER.

Existe un inconveniente con estas funciones y es que en muchos casos se tiene tres y hasta cuatro salidas para indicar internamente al relé que una función determinada ha operado, pero el problema es que estas funciones solo pueden enviar

dos señales a parte de el registro del ER cada vez que se las programa .

Es en este caso es donde se utiliza las llamadas funciones Lógicas (Logic) que servirán como auxiliares para enviar las señales que no pudieron ser enviadas por la función principal.

El formato de estas funciones lógicas es el siguiente.

Lógicas (Logic)

Text	Units	Default	Min.	Max.	Step
ParSet 4 1		P1	(Select)		
Trip		00000000			
Logic Mode		OR	(Select)		
BinOutput	SignalAddr	ER			
BlockInp	BinaryAddr	F			
BinInp1 (R1)	BinaryAddr	F			
BinInp2 (R2)	BinaryAddr	F			
BinInp3 (S1)	BinaryAddr	F			
BinInp4 (S2)	BinaryAddr	F			

Fig. 3.19 Listado de Parámetros de la Función Lógica

ParSet 4.. 1 (Selección del grupo de parámetros)

Se refiere a escoger un grupo de parámetros entre el uno y el cuatro en el caso de existir los cuatro, lo cual no ocurre en este caso.

Trip (*Matriz de disparo*)

Es la matriz de disparo del relé, dice que seguridades deben aplicarse en el sistema . No se utiliza ningún disparo debido a que la función original que necesita el auxilio para enviar una o más señales ya tiene definida su matriz de disparo.

Logic Mode (*Modo Lógico*)

Se refiere a que tipo de función lógica se quiere utilizar y pueden ser:

- OR
- AND
- RS-Flip-Flop

BinOutput (*Salidas extras*)

Se debe señalar las salidas que hicieron falta en la función original, la función lógica también cuenta con capacidad para enviar dos señales.

BlockInp (*Canal analógico de bloqueo*)

Sirve en el caso de que exista alguna función o alguna señal que bloquea a ésta, en este caso no existe, por lo tanto se ubica un cero que corresponde a la opción “ Always False”.

BinInput 1..4 (*Entradas binarias*)

Son las entradas de la función donde se hace el enlace entre la función lógica y la función a la que pertenece la salida binaria que no se pudo enviar anteriormente por falta de salidas en la función original. Es muy importante que las entradas binarias que no han sido utilizadas sean marcadas con "F" cuando usamos el caracter lógico "OR" y marcadas con "T" cuando usamos el carater lógico "AND", para no interferir con el modo comparativo que necesariamente toma en cuenta a todas las *entradas*.

Otra función que se puede utilizar es:

Delay/Integrator

Text	Units	Default	Min.	Max.	Step
ParSet 4 1		P1	(Select)		
Trip		00000000			
Trip-Delay	s	01.00	00.00	300.00	0.01
Reset-Delay	s	00 01	00.00	300 00	0 01
Integration	0/1	0	0	1	1
BinaryInp	BinaryAddr	F			
BlockInp	BinaryAddr	F			
Trip	SignalAddr	ER			
Start	SignalAddr	ER			

Fig. 3.20 Listado de Parámetros de la Función *Delay/Integrator*



CIB-ESPOL

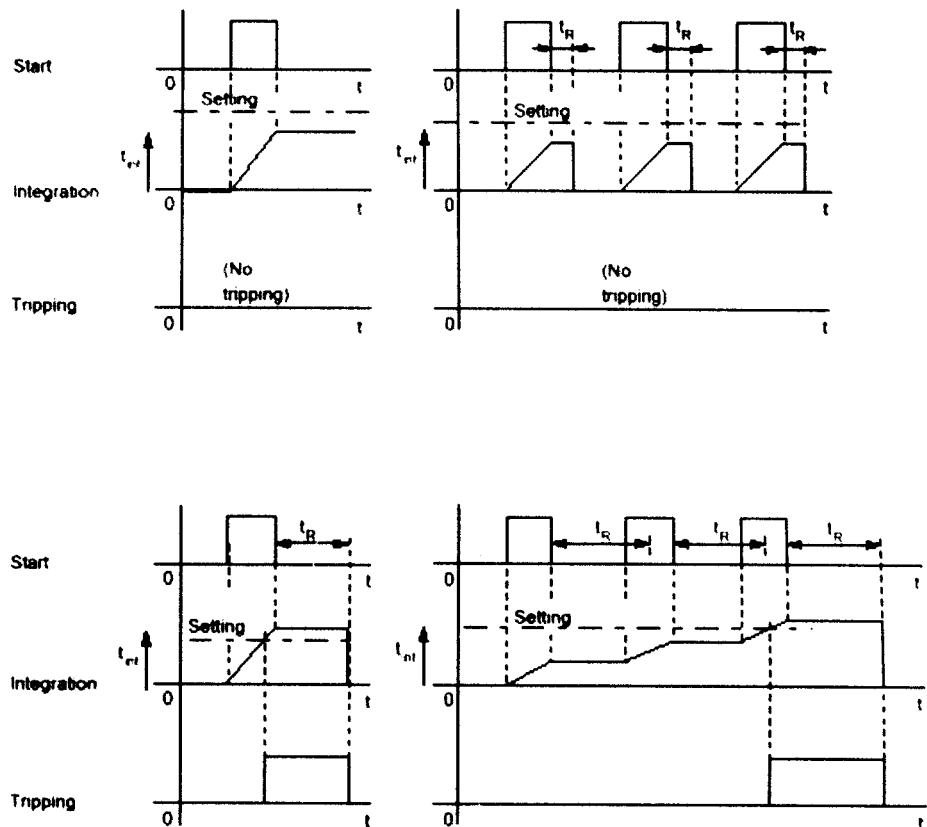


CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

Esta función trabaja como su nombre lo indica como un retardador para la operación de una determinada función. Es útil en el caso de que se quiera dar un retardo adicional a una función, pero, con la ventaja de que se tiene una forma especial para el disparo como se muestra en la siguiente figura. Fig. 3.21



HE ST 9.35.020 F1

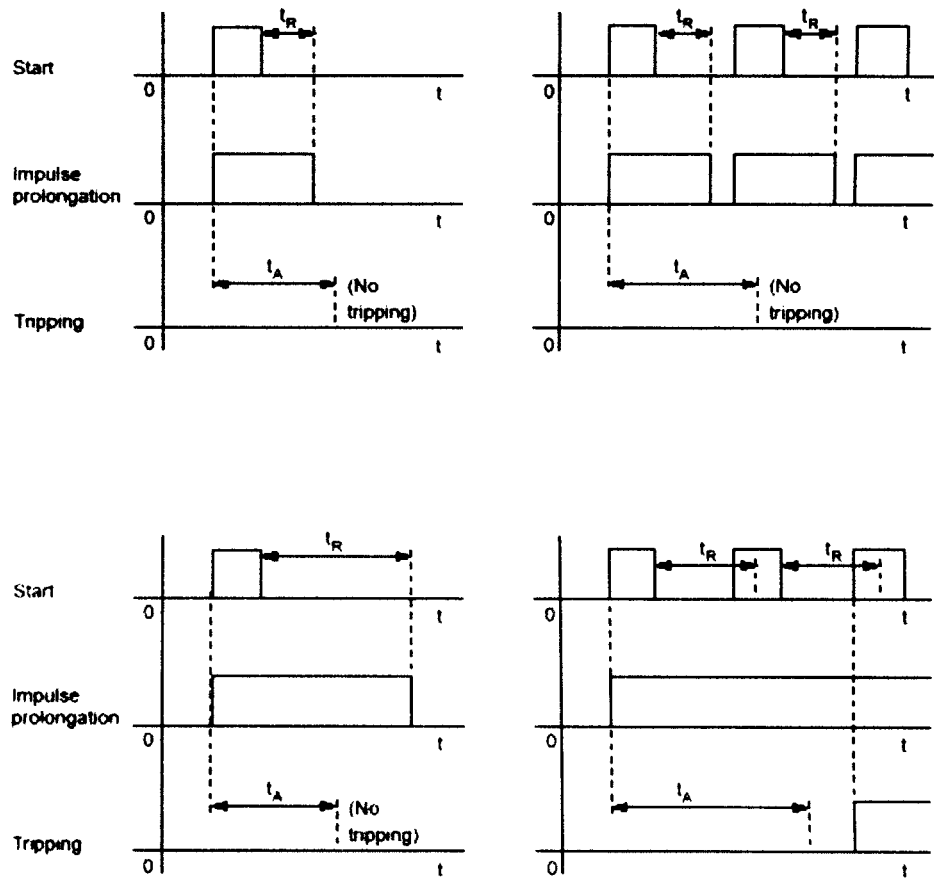
t_{int} integrated time for tripping
 t_R reset time ("Reset-Delay")
 Setting "Trp-Delay"

Fig. 3.21 Característica de Delay/Integrator con integración

Cuando se quiere utilizar ésta función ,“*Delay/Integrator*” , de la manera ilustrada en la figura anterior, se debe escoger el tipo de integración “1” para que el disparo se produzca con el uso de la pendiente. Obsérvese entonces bajo que condiciones se produce el disparo .

La otra forma de utilizar esta función es la del simple retardo de la acción como ya lo se habia mencionado anteriormente y su comportamiento se muestra en la siguiente figura. Fig. 3.22





HEST 935 019 FL

Note: Tripping only takes place, if a start also occurs within the time t_R
 t_A tripping time ("Trip-Delay")
 t_R reset time ("Reset-Delay")

Fig. 3.22 Característica de Delay/Integrator sin integración

En el caso anterior se trabajó sin integración .

Con la explicación de estas funciones se resume lo que al ingreso de parámetros para una función requiere, las demás

funciones que no han sido mencionadas tienen el mismo formato que las presentadas anteriormente por lo que damos paso al siguiente capítulo .

3.4 LISTADO DE PARÁMETROS

A continuación se presenta la lista de todos los parámetros que han sido programados en el relé, claramente identificados por partes.

Esta base de datos ha sido creada por los autores del presente tópico basados en los diagramas de protecciones de la Central Marcel Laniado de Wind.

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

➤ *List Functions*

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 1 Diff-Gen 87G

ParSet4..1

P1

Select



Trip	B10300000	
g-Setting	0.10	IN
v-Setting	0.25	
CurrentInp	1	AnalogAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
Trip	S103 S207 ER	SignalAddr
Trip-R	ER	SignalAddr
Trip-S	ER	SignalAddr
Trip-T	ER	SignalAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 2 Logic LOGIC 87G

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	L08 ER	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
BinInp1 (R1)	f 1 Trip	BinaryAddr
BinInp2 (R2)	F	BinaryAddr
BinInp3 (S1)	F	BinaryAddr
BinInp4 (S2)	F	BinaryAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 3 Underimped 21G1

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B12000000	
Delay	00.50	s
Z-Setting	0.250	UN/IN
NrOfPhases	003	
CurrentInp	1	AnalogAddr
VoltageInp	7	AnalogAddr
BlockInp	101	BinaryAddr
Trip	S204 L03 ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 4 Underimped 21G2

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B02040000	
Delay	00.50	s
Z-Setting	0.250	UN/IN
NrOfPhases	003	
CurrentInp	1	AnalogAddr
VoltageInp	7	AnalogAddr
BlockInp	101	BinaryAddr
Trip	S205 L04 ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 5 Logic LOGIC 21G1 & 21G2

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	S104	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
BinInp1 (R1)	f 3 Trip	BinaryAddr
BinInp2 (R2)	f 4 Trip	BinaryAddr

BinInp3 (S1)	F	BinaryAddr
BinInp4 (S2)	F	BinaryAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 6 Voltage-DT 59T 1ST STEP

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00300000	
Delay	05.00	s
V-Setting	1.120	UN
MaxMin	MAX (1ph)	Select
NrOfPhases	003	
VoltageInp	7	AnalogAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
Trip	S201 L06 ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr



SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 7 Voltage-DT 59I 2ND STEP

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00300000	



Delay	00.02	s
V-Setting	1.200	UN
MaxMin	MAX (1ph)	Select
NrOfPhases	003	
VoltageInp	7	AnalogAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
Trip	S202 L07 ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 8 Logic LOGIC 59T & 59I

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	S101	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
BinInp1 (R1)	f 6 Trip	BinaryAddr
BinInp2 (R2)	f 7 Trip	BinaryAddr
BinInp3 (S1)	F	BinaryAddr
BinInp4 (S2)	F	BinaryAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 9 Delay BF CB MT

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B02000000	
Trip-Delay	01.00	s
Reset-Delay	00.01	s
Integration	0	0/1
BinaryInp	103	BinaryAddr
BlockInp	102	BinaryAddr
Trip	S105 L10 ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr



SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 10 Logic LOGIC BF CB MT & 21G1

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	S210 ER	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
BinInp1 (R1)	f 3 Trip	BinaryAddr



BinInp2 (R2)	f 9 Trip	BinaryAddr
BinInp3 (S1)	F	BinaryAddr
BinInp4 (S2)	F	BinaryAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 11 MinReactance 40

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00300000	
Delay	00.50	s
XA-Setting	-2.00	UN/IN
XB-Setting	-0.50	UN/IN
MaxMin	MIN	Select
NrOfPhases	001	
CurrentInp	1	AnalogAddr
VoltageInp	7	AnalogAddr
Angle	030	deg
BlockInp	101	BinaryAddr
Trip	S102 S203 ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 12 Logic LOGIC 40

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	L05 ER	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
BinInp1 (R1)	f11 Trip	BinaryAddr
BinInp2 (R2)	F	BinaryAddr
BinInp3 (S1)	F	BinaryAddr
BinInp4 (S2)	F	BinaryAddr



SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 13 Power 32G

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00040000	
P-Setting	-0.050	PN
Angle	000.0	deg
Drop-Ratio	60	%
Delay	00.50	s
MaxMin	MIN	Select



Phi-Comp	0.0	deg
NrOfPhases	001	
CurrentInp	1	AnalogAddr
VoltageInp	7	AnalogAddr
PN	1.000	UN*IN
BlockInp	101	BinaryAddr
Trip	S107 L09 ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 14 Logic LOGIC 32G

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	S208	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
BinInp1 (R1)	f13 Trip	BinaryAddr
BinInp2 (R2)	F	BinaryAddr
BinInp3 (S1)	F	BinaryAddr
BinInp4 (S2)	F	BinaryAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 15 NoFunction

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 16 Frequency 81> OP. N

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B10000000	
Frequency	62.00	Hz
BlockVoltage	0.60	UN
Delay	60.00	s
MaxMin	MAX	Select
VoltageInp	7	AnalogAddr
Blocked (U<)		SignalAddr
BlockInp	104	BinaryAddr
Trip	ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 17 Frequency 81> B.S Mode

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B10000000	
Frequency	62.00	Hz
BlockVoltage	0.60	UN
Delay	05.00	s
MaxMin	MAX	Select
VoltageInp	7	AnalogAddr
Blocked (U<)		SignalAddr
BlockInp	-104	BinaryAddr
Trip	ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr



SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 18 Logic LOGIC 81> OP N & BS MODE

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	S108 L11 ER	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr



BinInp1 (R1)	f16 Trip	BinaryAddr
BinInp2 (R2)	f17 Trip	BinaryAddr
BinInp3 (S1)	F	BinaryAddr
BinInp4 (S2)	F	BinaryAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 19 Frequency 81< OP. N

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00300000	
Frequency	58.00	Hz
BlockVoltage	0.60	UN
Delay	60.00	s
MaxMin	MIN	Select
VoltageInp	7	AnalogAddr
Blocked (U<)		SignalAddr
BlockInp	104	BinaryAddr
Trip	ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 20 Frequency 81< BS MODE

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00300000	
Frequency	58.00	Hz
BlockVoltage	0.60	UN
Delay	01.00	s
MaxMin	MIN	Select
VoltageInp	7	AnalogAddr
Blocked (U<)		SignalAddr
BlockInp	-104	BinaryAddr
Trip	ER	SignalAddr
Start	ER	SignalAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 21 Logic LOGIC 81< OP.N &BS MODE

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	S109 L12	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
BinInp1 (R1)	f19 Trip	BinaryAddr

BinInp2 (R2)	f20 Trip	BinaryAddr
BinInp3 (S1)	F	BinaryAddr
BinInp4 (S2)	F	BinaryAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 22 Logic LOGIC 81<> OPN & BSMODE

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	S209	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
BinInp1 (R1)	f16 Trip	BinaryAddr
BinInp2 (R2)	f17 Trip	BinaryAddr
BinInp3 (S1)	f19 Trip	BinaryAddr
BinInp4 (S2)	f20 Trip	BinaryAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 23 Logic LOGIC BF CB MT

ParSet4..1	P1	Select
------------	----	--------

Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	S110	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
BinInp1 (R1)	f 9 Trip	BinaryAddr
BinInp2 (R2)	F	BinaryAddr
BinInp3 (S1)	F	BinaryAddr
BinInp4 (S2)	F	BinaryAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 24 Logic LOGIC BS MODI ACTIVE

ParSet4..1	P1	Select
Trip	B00000000	
Logic Mode	OR	Select
BinOutput	L16	SignalAddr
BlockInp	F	BinaryAddr
BinInp1 (R1)	104	BinaryAddr
BinInp2 (R2)	F	BinaryAddr
BinInp3 (S1)	F	BinaryAddr

BinInp4 (S2) F BinaryAddr

SYSTEM - DAULE PERIPA SIMULACION 13-02-2004 18:24

Func Nr 25 DisturbanceRec

ParSet4..1	P1	Select
StationNr	01	Nr.
preEvent	80	ms
Event	3000	ms
postEvent	80	ms
recMode	A	Select
TrigMode	TrigOnTrip	Select
StorageMode	Overwrite	Select
BinOutput	ER	SignalAddr
MemFullSign	ER	SignalAddr
AnalogInp 1	1	AnalogAddr
AnalogInp 2	2	AnalogAddr
AnalogInp 3	3	AnalogAddr
AnalogInp 4	4	AnalogAddr
AnalogInp 5	5	AnalogAddr
AnalogInp 6	6	AnalogAddr

AnalogInp 7	7	AnalogAddr
AnalogInp 8	8	AnalogAddr
AnalogInp 9	9	AnalogAddr
AnalogInp 10	0	AnalogAddr
AnalogInp 11	0	AnalogAddr
AnalogInp 12	0	AnalogAddr
BinInp 1	F	BinaryAddr
BinInp 2	F	BinaryAddr
BinInp 3	F	BinaryAddr
BinInp 4	F	BinaryAddr
BinInp 5	F	BinaryAddr
BinInp 6	F	BinaryAddr
BinInp 7	F	BinaryAddr
BinInp 8	F	BinaryAddr
BinInp 9	F	BinaryAddr
BinInp 10	F	BinaryAddr
BinInp 11	F	BinaryAddr
BinInp 12	F	BinaryAddr
BinInp 13	F	BinaryAddr
BinInp 14	F	BinaryAddr
BinInp 15	F	BinaryAddr
BinInp 16	F	BinaryAddr

BinInp 1	no trig	Select
BinInp 2	no trig	Select
BinInp 3	no trig	Select
BinInp 4	no trig	Select
BinInp 5	no trig	Select
BinInp 6	no trig	Select
BinInp 7	no trig	Select
BinInp 8	no trig	Select
BinInp 9	no trig	Select
BinInp 10	no trig	Select
BinInp 11	no trig	Select
BinInp 12	no trig	Select
BinInp 13	no trig	Select
BinInp 14	no trig	Select
BinInp 15	no trig	Select
BinInp 16	no trig	Select
MWAImp 1		MWAImp
MWAImp 2		MWAImp
MWAImp 3		MWAImp
MWAImp 4		MWAImp
MWAImp 5		MWAImp
MWAImp 6		MWAImp



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

MWAImp 7		MWAImp
MWAImp 8		MWAImp
MWAImp 9		MWAImp
MWAImp 10		MWAImp
MWAImp 11		MWAImp
MWAImp 12		MWAImp
MWAScale 1	1	MWAScale
MWAScale 2	1	MWAScale
MWAScale 3	1	MWAScale
MWAScale 4	1	MWAScale
MWAScale 5	1	MWAScale
MWAScale 6	1	MWAScale
MWAScale 7	1	MWAScale
MWAScale 8	1	MWAScale
MWAScale 9	1	MWAScale
MWAScale 10	1	MWAScale
MWAScale 11	1	MWAScale
MWAScale 12	1	MWAScale

➤ **List AD Channels**

Ch. 1 CT 3ph - R 5 0.827 0.0 R FROM CT3 4000/5A

Used by 1 Diff-Gen CurrentInp 87G

Used by 3 Underimped CurrentInp 21G1

Used by 4 Underimped CurrentInp 21G2

Used by 11 MinReactance CurrentInp 40

Used by 13 Power CurrentInp 32G

Used by 25 DisturbanceR AnalogInp 1

Ch. 2 CT 3ph - S 5 0.827 0.0 S FROM CT3 4000/5A

Used by 25 DisturbanceR AnalogInp 2

Ch. 3 CT 3ph - T 5 0.827 0.0 T FROM CT3 4000/5A

Used by 25 DisturbanceR AnalogInp 3

Ch. 4 CT 3ph - R 5 0.827 0.0 R FROM CT4 4000/5A

Used by 25 DisturbanceR AnalogInp 4

Ch. 5 CT 3ph - S 5 0.827 0.0 S FROM CT4 4000/5A

Used by 25 DisturbanceR AnalogInp 5

Ch. 6 CT 3ph - T 5 0.827 0.0 T FROM CT4 4000/5A

Used by 25 DisturbanceR AnalogInp 6

Ch. 7 VTD 3ph 1.00 - R 100 1.150 0.0 R FROM PT2

13.8/0.115KV

Used by 3 Underimped VoltAgeInp 21G1

Used by 4 Underimped VoltAgeInp 21G2

Used by 6 Voltage-DT VoltAgeInp 59T 1ST STEP

Used by 7 Voltage-DT VoltAgeInp 59T 2ND STEP

Used by 11 MinReactance VoltAgeInp 40

Used by 13 Power VoltAgeInp 32G

Used by 16 Frequency VoltAgeInp 81> OP. N

Used by 17 Frequency VoltAgeInp 81> B.S Mode

Used by 19 Frequency VoltAgeInp 81< OP. N

Used by 20 Frequency VoltAgeInp 81< BS MODE

Used by 25 DisturbanceR AnalogInp 7

Ch. 8 VTD 3ph 1.00 - S 100 1.150 0.0 S FROM PT2
13.8/0.115KV

Used by 25 DisturbanceR AnalogInp 8

Ch. 9 VTD 3ph 1.00 - T 100 1.150 0.0 T FROM PT2
13.8/0.115KV

Used by 25 DisturbanceR AnalogInp 9



➤ **List Binary Input Channels**

Ch. 2 EventsOn SPARE

Ch. 3 EventsOn SPARE

Ch. 4 EventsOn SPARE

➤ **List Trip Output Channels**

Slot 1

Ch. 1 Unlatched OPEN C.B. 52G

Used by 1 Diff-Gen Trip 87G

Used by 3 Underimped Trip 21G1

Used by 16 Frequency Trip 81> OP. N

Used by 17 Frequency Trip 81> B.S Mode

Ch. 2 Unlatched OPEN C.B. 152G

Used by 3 Underimped Trip 21G1

Used by 4 Underimped Trip 21G2

Used by 9 Delay Trip BF CB MT

Slot 2

Ch. 1 Unlatched RELE DE BLOQUEO 86E

Used by 1 Diff-Gen Trip 87G

Used by 6 Voltage-DT Trip 59T 1ST STEP

Used by 7 Voltage-DT Trip 59I 2ND STEP

Used by 11 MinReactance Trip 40

Used by 19 Frequency Trip 81< OP. N

Used by 20 Frequency Trip 81< BS MODL

Ch. 2 Unlatched RELE DE BLOQUEO 86PP

Used by 4 Underimped Trip 21G2

Used by 13 Power Trip 32G

➤ **Signal Relays**

Slot 1

Ch. 1 Unlatched 59I & 59T RCE

Used by 8 Logic BinOutput LOGIC 59T & 59I

Ch. 2 Unlatched 40 RCE

Used by 11 MinReactance Trip 40

Ch. 3 Unlatched 87G RCE

Used by 1 Diff-Gen Trip 87G

Ch. 4 Unlatched 21G1 & 21G2 RCE

Used by 5 Logic BinOutput LOGIC 21G1 & 21G2

Ch. 5 Unlatched BF 52 MT

Used by 9 Delay Trip BF CB MT

Ch. 6 Unlatched FALLA GENERAL

Used by System IO GenTrip

Ch. 7 Unlatched 32G RCE

Used by 13 Power Trip 32G

Ch. 8 Unlatched 81> RCE

Used by 18 Logic BinOutput LOGIC 81> OP N & BS MODE

Ch. 9 Unlatched 81< RCE

Used by 21 Logic BinOutput LOGIC 81< OP.N &BS MODE

Ch. 10 Unlatched BF CB MT

Used by 23 Logic BinOutput LOGIC BF CB MT

Slot 2

Ch. 1 Unlatched 59I DCS

Used by 6 Voltage-DT Trip 59I 1ST STEP

Ch. 2 Unlatched 59T DCS

Used by 7 Voltage-DT Trip 59I 2ND STEP

Ch. 3 Unlatched 40 DCS

Used by 11 MinReactance Trip 40

Ch. 4 Unlatched 21G1 DCS

Used by 3 Underimped Trip 21G1

Ch. 5 Unlatched 21G2 DCS

Used by 4 Underimped Trip 21G2

Ch. 6 Unlatched SIGNAL I.R.F.

Used by System IO Relay Ready

Ch. 7 Unlatched 87G DCS

Used by 1 Diff-Gen Trip 87G

Ch. 8 Unlatched 32 DCS

Used by 14 Logic BinOutput LOGIC 32G

Ch. 9 Unlatched 81<> DCS

Used by 22 Logic BinOutput LOGIC 81<> OPN & EGMODEL

Ch. 10 Unlatched 21G1 & BF CB MT DCS

Used by 10 Logic BinOutput LOGIC BF CB MT & 21G1



➤ LEDs

Slot 1

Ch. 1 Unlatched RELE OK

Used by SYSTEM - System Ready

Ch. 2 Latched DISPARO GENERAL

Used by System IO GenTrip

Ch. 3 Latched 21G1



Used by 3 Underimped Trip 21G1

Ch. 4 Latched 21G2

Used by 4 Underimped Trip 21G2

Ch. 5 Latched 40

Used by 12 Logic BinOutput LOGIC 40

Ch. 6 Latched 59T

Used by 6 Voltage-DT Trip 59T 1ST STEP

Ch. 7 Latched 59I

Used by 7 Voltage-DT Trip 59I 2ND STEP

Ch. 8 Latched 87G

Used by 2 Logic BinOutput LOGIC 87G

Slot 2

Ch. 9 Latched 32

Used by 13 Power Trip 32G

Ch. 10 Latched TRIP BF CB MT

Used by 9 Delay Trip BF CB MT

Ch. 11 Latched 81>

Used by 18 Logic BinOutput LOGIC 81> OP N & BS MODE

Ch. 12 Latched 81<

Used by 21 Logic BinOutput LOGIC 81< OP.N &BS MODE

Ch. 13 Unlatched

Ch. 14 Unlatched

Ch. 15 Unlatched

Ch. 16 Latched BLACK START MODE ACTIVE

Used by 24 Logic BinOutput LOGIC BS MODE ACTIVE

➤ **List System/Special Function**

System Name = DAULE PERIPA SIMULACION

Software Version = V5.0y

System Vers

NomFreq	60	Hz
A/D	on VC61	Select
AD Config K	63	
Slot Nr 1	DB62	Select
Slot Nr 2	DB62	Select
Slot Nr 3	Not used	Select
Slot Nr 4	Not used	Select

SWVers SX...	R	Select
SWVers S.XXX	200	

System IO

LEDSigMode	AccumSigAll	Select
Confirm Pars	on	Select
TimeSyncByPC	on	Select
Relay Ready	S206	SignalAddr
GenTrip	S106 L02 ER	SignalAddr
GenTripAux		SignalAddr
GenStart	ER	SignalAddr
GenStartAux		SignalAddr
InjTstOutput		SignalAddr
Test active		SignalAddr
MMI is on	ER	SignalAddr
InjTstEnable	F	BinaryAddr
ExtReset	F	BinaryAddr
Enable Test	T	BinaryAddr
Rem. Setting	F	BinaryAddr
ParSet2	F	BinaryAddr

ParSet3	F	BinaryAddr
ParSet4	F	BinaryAddr
ParSet1	ER	SignalAddr
ParSet2	ER	SignalAddr
ParSet3	ER	SignalAddr
ParSet4	ER	SignalAddr
Modem Error	ER	SignalAddr
QuitStatus	ER	SignalAddr
MVB_PB_Warn	ER	SignalAddr
MVB_PB_Crash	ER	SignalAddr
PB BA1_Ready	ER	SignalAddr
PB_BA2_Ready	ER	SignalAddr
PB BA3 Ready	ER	SignalAddr
PB_BA4 Ready	ER	SignalAddr
PB LA faulty	ER	SignalAddr
PB LB faulty	ER	SignalAddr

OBI Config. Select OBI-CPU's

Slave/NodeAddr 11

OBI-MW 1

OBI-MW 2

OBI-MW 3

OBI-MW 4

OBI-MW 5

OBI-MW 6

OBI-MW 7

OBI-MW 8

OBI-MW 9

OBI-MW10

OBI-MW11

OBI-MW12

OBI-MW13

OBI-MW14

OBI-MW15

OBI-MW16

OBI-MW17

OBI-MW18

OBI-MW19



OBI-MW20

OBI-MW21

OBI-MW22

OBI-MW23

OBI-MW24

OBI-MW25

OBI-MW26

OBI-MW27

OBI-MW28

OBI-MW29

OBI-MW30

OBI-MW31

OBI-MW32

OBI Config. SPA Parameters

Baudrate	9600	Select
Master mask	Q events off	Select
Receiving		SignalAddr
Initiating		SignalAddr
RemoteMMI	on	Select

TimeSync	on	Select
SPAComm	on	Select
TestFuncs	on	Select
DownLoading	on	Select

OBI Config. LON Parameters

EventTxDelay	50
--------------	----

OBI Config. MVB-IBB Parameters

IBB-PCC-Slot	notUsed	Select
IBB-TimeSync	no	Select
SOE-DestAddr1	1	
SOE-DestAddr2	0	
SOE-DestAddr3	0	
SOE-DestAddr4	0	
BusSegNr	1	

Cycle	1024 ms	Select
Block SCSCmd	F	BinaryAddr
OBI-MW 1		
DeltaVal 1	00001	
OBI-MW 2		
DeltaVal 2	00001	
OBI-MW 3		
DeltaVal 3	00001	
OBI-MW 4		
DeltaVal 4	00001	
OBI-MW 5		
DeltaVal 5	00001	
OBI-MW 6		
DeltaVal 6	00001	
OBI-MW 7		
DeltaVal 7	00001	
OBI-MW 8		
DeltaVal 8	00001	
OBI-MW 9		
DeltaVal 9	00001	
OBI-MW10		
DeltaVal10	00001	

OBI-MW11		
DeltaVal11	00001	
OBI-MW12		
DeltaVal12	00001	
OBI-MW13		
DeltaVal13	00001	
OBI-MW14		
DeltaVal14	00001	
OBI-MW15		
DeltaVal15	00001	
BlockProcDat	F	BinaryAddr
BkPrDatSig	ER	SignalAddr

OBI Config. MVB-RBIO Parameters

PB-PCC-Slot	notUsed	Select
PB-DeviceAddress	1	
RedundSupVis	NoSupVis	Select
RBI/PBI 1.. 8	B00000000	active (>0)
RBI/PBI 9..16	B00000000	active (>0)
RBI/PBI 17..24	B00000000	active (>0)

RBI/PBI 25..32	B00000000	active (>0)
RBI/PBI 33..40	B00000000	active (>0)
RBI/PBI 41..48	B00000000	active (>0)
RBI/PBI 49..56	B00000000	active (>0)
RBI/PBI 57..64	B00000000	active (>0)
PBI 65..72	B00000000	active (>0)
PBI 73..80	B00000000	active (>0)
RBO 1.. 8	B00000000	active (>0)
RBO 9..16	B00000000	active (>0)
RBO 17..24	B00000000	active (>0)
RBO 25..32	B00000000	active (>0)
RBO 33..40	B00000000	active (>0)
RBO 41..48	B00000000	active (>0)
RBO 49..56	B00000000	active (>0)
RBO 57..64	B00000000	active (>0)

OBI Config. MVB-ITL Parameters

ITL-PCC-Slot	notUsed	Select
ITLIn 1.. 8	B00000000	active (>0)

:

:

:

:

:

RBI 25..32	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBI 33..40	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBI 41..48	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBI 49..56	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBI 57..64	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBO 1.. 8	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBO 9..16	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBO 17..24	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBO 25..32	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBO 33..40	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBO 41..48	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select

RBO 49..56	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
RBO 57..64	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
PBI 1.. 8	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
PBI 9..16	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
PBI 17..24	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
PBI 25..32	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
PBI 33..40	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
PBI 41..48	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
PBI 49..56	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
PBI 57..64	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
PBI 65..72	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select

PBI 73..80	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select
ITL 1.. 8	B00000000	active (>0)
ITL 9..16	B00000000	active (>0)
ITL 17..24	B00000000	active (>0)
ITL 25..32	B00000000	active (>0)
ITL 33..40	B00000000	active (>0)
ITL 41..48	B00000000	active (>0)
ITL 49..56	B00000000	active (>0)
ITL 57..64	B00000000	active (>0)
Cycle	1024 ms	Select

□

CAPITULO 4

PROCEDIMIENTOS PARA COMPROBAR EL FUNCIONAMIENTO DEL RELÉ

4.1 PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS

El procedimiento de pruebas es el punto donde se sabe si todo lo que se ha realizado hasta el momento esta correcto.

A continuación se presenta una pequeña secuencia de eventos para formar una idea del proceso que se debe seguir a la hora de hacer el chequeo correspondiente al relé.

Lo primero que se debe hacer es revisar el diagrama de cableado del relé, es decir, observar si las direcciones de este diagrama están correctas. Esto se verifica para todas las salidas con una prueba de

continuidad, se escoje un par de terminales y se observa en el diagrama a que señal pertenece, luego se le hace un puente entre los terminales escogidos y se verifica si ese puente ocurre en la salida o bornera .



Fig. 3.23 Confirmación del diagrama de cableado

En la parte superior Fig. 3.23 se esta verificando la ubicación de las borneras con el diagrama de cableado del relé; participan un ingeniero presente en la conferencia y el expositor Nikola Vukasovic.



Fig. 3.24 Ubicación de las puntas para confirmar diagrama de cableado

Se observa (Fig. 3.24) que el expositor verifica la ubicación de las puntas para la correcta medición de continuidad.

La siguiente prueba es la de observar los valores de corriente y voltaje que se presentan en los diferentes canales analógicos y ver si corresponden a los valores nominales establecidos. Es importante conocer que los valores que se registran en estos canales son los valores porcentuales de los valores nominales .

Para probar las funciones de protección se procede de manera individual, ya que una misma señal puede activar más de una función. Hay que tener en cuenta que los valores que se ingresan se deben

encontrar cerca de los valores de disparo para verificar la correcta operación de una función determinada. es por esto que al probar una función se puede hacer uso del **BlockInp** para bloquear las funciones que pueden disparar con el mismo ajuste de otra función, se bloquea la función que se desea no participe en la prueba colocando en este casillero la opción Always True "1" que es el uno lógico.

Hay tres pasos para hacer el test a la función :

1. Comprobar que la función produce los disparos.
2. Comprobar el tiempo en que la función opera.
3. Comprobar el valor al que la función opera.

Los resultados de las pruebas son medidos y comparados con los esperados y se ha obtenido un resultado positivo, el ingeniero que realiza la prueba está en la capacidad de llenar el formulario de prueba del relé y entregarlo firmado con su aprobación indicando que el relé está funcionando correctamente.

La realización de las pruebas requiere de un equipo especial; que consiste en una fuente de voltaje variable y una fuente de corriente variable. además debe ser posible visualizar el valor del ángulo de fase medido entre voltaje y corriente.



Fig. 3.25 Reconocimiento del equipo simulador

En la parte superior (Fig. 3.25) se observa a un ingeniero presente acercarse a reconocer el equipo que produce los valores de corriente y voltaje variables, útil para simular las señales de un sistema.

A continuación el procedimiento a seguir para realizar la prueba de una función.

Para comenzar se debe escoger la función que se va a probar, para el efecto se ha escogido la función Diferencial del Generador .

El siguiente paso es observar de cual(es) de los canales analógicos la medición debe ser realizada. En este ejemplo que se tratará la función

diferencial, se debe tomar la medición de los canales 1 y 4, que pertenecen a la fase R del CT3 y fase R del CT4 respectivamente.

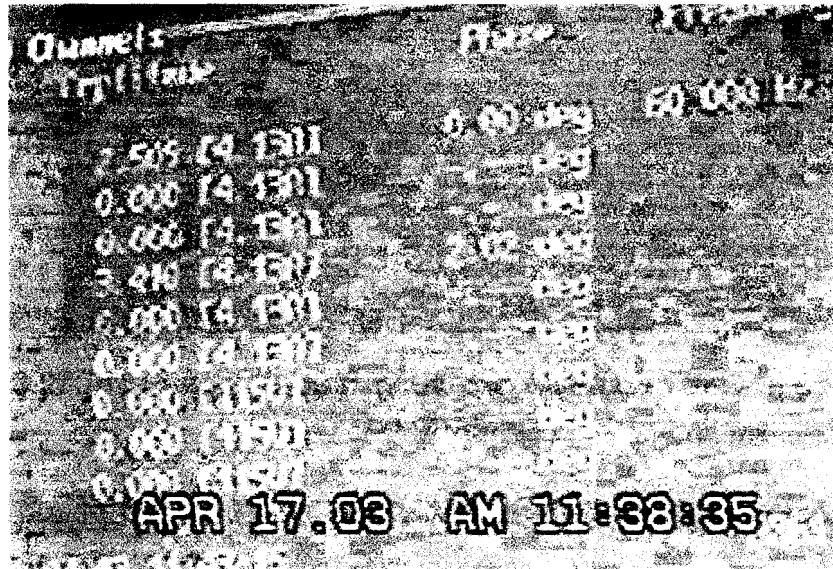


Fig. 3.26 Presentación de valores nominales ingresados desde las entradas analógicas

Obsérvese que se ha colocado el inyector de corriente variable en los canales 1 y 4 (Fig. 3.26) para comenzar a variar la corriente que por estos canales circula hasta producir una diferencia entre las corrientes que active la protección diferencial. Al alcanzar el umbral de la protección como se esperaba la función disparó sin problema y el LED correspondiente ha dado su señal.

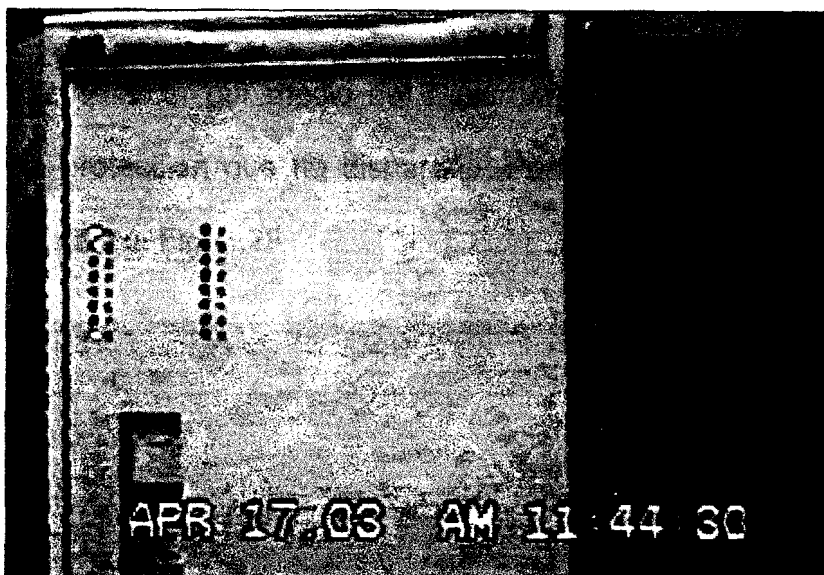


Fig. 3.27 Presentación de la actividad relé luego de una operación de prueba.

Se puede observar (Fig. 3.27) que hay tres LED's encendidos, cada uno corresponde a la siguiente señal.

- El primero indica que el relé está operando. (LED #1 de color verde).
- El segundo indica que se ha producido un disparo general por la gravedad de la falla (LED #2 de color rojo).
- El tercero indica que la protección Diferencial del Generador ha operado

(LED #8 de color naranja).

Es posible conocer por medio del *Disturbance Recorder* la hora, el valor y la protección que ha disparado. Para ilustrarlo obsérvese el siguiente gráfico. Fig. 3.28 .



Fig. 3.28 Presentación de una pantalla del Event Recorder durante una falla

Se ha producido un disparo a las 12:10:38:905 de la protección de distancia *21G2 2ND STEP* con el valor de *0.27 UN/IN*

Es posible tener este tipo de información en el momento que se produce una falla .

CONCLUSIONES

1. Al observar el funcionamiento del relé digital y conociendo como se efectuaba el esquema de protección antiguo con los relés electromagnéticos, se ha llegado a la conclusión de que ambos métodos son válidos, la diferencia radica en la manera en que se produce el funcionamiento de los relé digitales; es más sencillo conocer la ubicación de una falla usando un relé digital, debido a que cuando este aparato está en línea es posible observar las operaciones que realiza y su interacción con los demás elementos del sistema.
2. La confiabilidad los relés numéricos lleva ventaja sobre los relés convencionales, ya que el relé numérico esta en capacidad de trabajar con las mismas características en este momento que dentro de diez años sin mantenimiento, además de la exactitud de las mediciones que el aparato nos provee.
3. El proceso de protección de un sistema puede ser controlado desde un solo punto y con un solo computador, ya no es necesario ir al campo para hacer un cambio en el ajuste del relé ya que esta actividad se puede realizar desde el monitoreo.

4. Los relés numéricos benefician a las empresas aminorando los costos, una unidad de protección numérica esta valorada alrededor de los \$10,000 y cada unidad electromagnética alrededor de los \$4,000; estableciendo una comparación entre ambas se necesitaría al menos ocho unidades electromagnéticas para cumplir las mismas funciones que una unidad numérica.

5. La calibración de los relés numéricos es más flexible que la de los relés electromagnéticos; si se toma como ejemplo los TAP's de un CT que tienen valores fijos como son : 2, 3, 4, 5, 6, 8, etc., en estos casos no es posible elegir un valor intermedio, por ejemplo un valor de 6.5 [A] , en vez de seleccionar el 6.5 [A] se debe escoger el siguiente TAP que es 8 [A] , es un procedimiento conocido y aplicado en los relés electromagnéticos, en el caso de los relés numéricos se puede escoger el valor de 6.5 [A] sin problema.

RECOMENDACIONES

1. Para las centrales eléctricas existentes en el medio con sus equipos de protección antiguos se debe considerar hacer un cambio por la tecnología digital de protección, aunque muchos digan que las protecciones antiguas no han fallado. Se deberá realizar un estudio minucioso de la central o del sistema a ser cambiado y del número y tipo de protecciones que ella contiene, además del estudio de los elementos que pueden ser cambiados de la mano de la tecnología digital. El beneficiario del cambio deberá realizar un estudio comparativo de la operación con los relés digitales y con los relés electromagnéticos y también conocer la inversión que se necesita y la razón Beneficio/Costo. Una limitación es el desconocimiento de la tecnología digital, ya que hace un año era necesario contratar un profesional que requiere de una alta remuneración proveniente de la marca que provee el producto para hacer cualquier tipo de trabajo en la unidad.
2. Para el caso de las nuevas centrales que se vayan a instalar, una opción válida es empezar a elaborar los esquemas de protección

basados en la tecnología digital por las bondades que el relé digital presenta frente a los relés electromagnéticos.

3. El uso de este tipo de relé es adecuado para la protección de líneas de transmisión ya que existe una versión en la familia del RE*316 que contiene las funciones de protección para las L/T (RET*316).

4. Se debe tener en cuenta que existen *diferentes grupos de funciones* para cada versión del relé, y de acuerdo a estas versiones deben ser escogidos los diferentes parámetros con los que habrá que trabajar; como son los canales analógicos, tipo de tarjeta madre, etc.

APENDICE

APÉNDICE A

Diversas versiones disponibles del relé numérico REG*316 de la marca ABB.

A continuación se presentan las pantallas para cada versión del relé, contienen los diferentes grupos de funciones. Se pueden observar las posibilidades que existen a la hora de escoger la versión y tipo del relé.

sería muy difícil de explicar por el motivo del tiempo que requiere; con el trabajo realizado en este desarrollo se ilustra de gran manera el trabajo del relé, siendo el objetivo principal explicar el manejo del software del relé.

APENDICE B

Formato de hojas de evaluación del relé.

A continuación se presentan algunas de las hojas de evaluación del relé, sólo como referencias para tener una idea clara de el procedimiento que se realiza con el aparato a la hora de hacer las revisiones respectivas.

ABB TEST SHEET

STATION: _____

FEEDER: _____

98-12

Control and Protection Unit Type REC316*4

Settings

According to separate print out
Software version of the relay

Secondary Injection

Channel number	Main C.T./P.T. ratio [A/A], [kV/V]	AD channel rated value * [A], [V]	AD channel ref. value [-]	Injected value [A], [V]	Display AD calculated [UN], [IN]	Channels displayed [UN], [IN]
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						

* 100/200 V or 1/2/5 A respectively

Remark: If the AD channel reference value is not 1.0 it is advisable to inject rated value * ref. value to get on the display 1.00 * UN/IN

Example: Rated current generator = 540 A, C.T. ratio = 600/5 ---> Ref. value = 0.9

Injected current = 5 * 0.9 A = 4.5 A ---> Display = 1.00 * (4.50 A)

Special checks/ functions

Result

.....

Date: _____ Signature: _____

Client

Date: _____ Signature: _____

ABB TEST SHEET

STATION: _____

FEEDER: _____

98-12

Control and Protection Unit Type REC316*4

Activation/Deactivation of Binary Inputs

DB61	DB62	DB63		DB61	DB62	DB63	
Function/Remarks			Result	Function/Remarks			Result
OC 101	OC 201
OC 102	OC 202
OC 103	OC 203
OC 104	OC 204
OC 105	OC 205
OC 106	OC 206
OC 107	OC 207
OC 108	OC 208
OC 109	OC 209
OC 110	OC 210
OC 111	OC 211
OC 112	OC 212
OC 113	OC 213
OC 114	OC 214

DB61	DB62	DB63		DB61	DB62	DB63	
Function/Remarks			Result	Function/Remarks			Result
OC 301	OC 401
OC 302	OC 402
OC 303	OC 403
OC 304	OC 404
OC 305	OC 405
OC 306	OC 406
OC 307	OC 407
OC 308	OC 408
OC 309	OC 409
OC 310	OC 410
OC 311	OC 411
OC 312	OC 412
OC 313	OC 413
OC 314	OC 414

Date: _____	Signature: _____	Client Date: _____	Signature: _____
-------------	------------------	--------------------	------------------

ABB TEST SHEET

STATION: _____

FEEDER: _____

98-72

Control and Protection Unit Type REC316*4 Activation/Deactivation of Alarm Relays

		Function/Remarks	Result
DB61	S 101
DB62	S 102
DB63	S 103
	S 104
	S 105
	S 106
	S 107
	S 108
	S 109
	S 110
DB61	S 201
DB62	S 202
DB63	S 203
	S 204
	S 205
	S 206
	S 207
	S 208
	S 209
	S 210
DB61	S 301
DB62	S 302
DB63	S 303
	S 304
	S 305
	S 306
	S 307
	S 308
	S 309
	S 310
DB61	S 401
DB62	S 402
DB63	S 403
	S 404
	S 405
	S 406
	S 407
	S 408
	S 409
	S 410

Date: _____	Signature: _____	Client Date: _____	Signature: _____
-------------	------------------	-----------------------	------------------

ABB TEST SHEET

STATION: _____

FEEDER: _____

98-12

Control and Protection Unit Type REC316*4

Activation of Tripping Relays

	Function/Remarks	Result
DB61	C 101 Contact 1
DB62	C 101 Contact 2
	C 102 Contact 1
	C 102 Contact 2
DB61	C 201 Contact 1
DB62	C 201 Contact 2
	C 202 Contact 1
	C 202 Contact 2
DB61	C 301 Contact 1
DB62	C 301 Contact 2
	C 302 Contact 1
	C 302 Contact 2
DB61	C 401 Contact 1
DB62	C 401 Contact 2
	C 402 Contact 1
	C 402 Contact 2

Date: _____	Signature: _____	Client Date: _____	Signature: _____
-------------	------------------	-----------------------	------------------

Estos certificados se utilizan para avalar que el relé y su contenido tengan un correcto funcionamiento, estas hojas deben ser llenadas por el ingeniero que ha planificado el esquema de protección utilizado para el sistema.

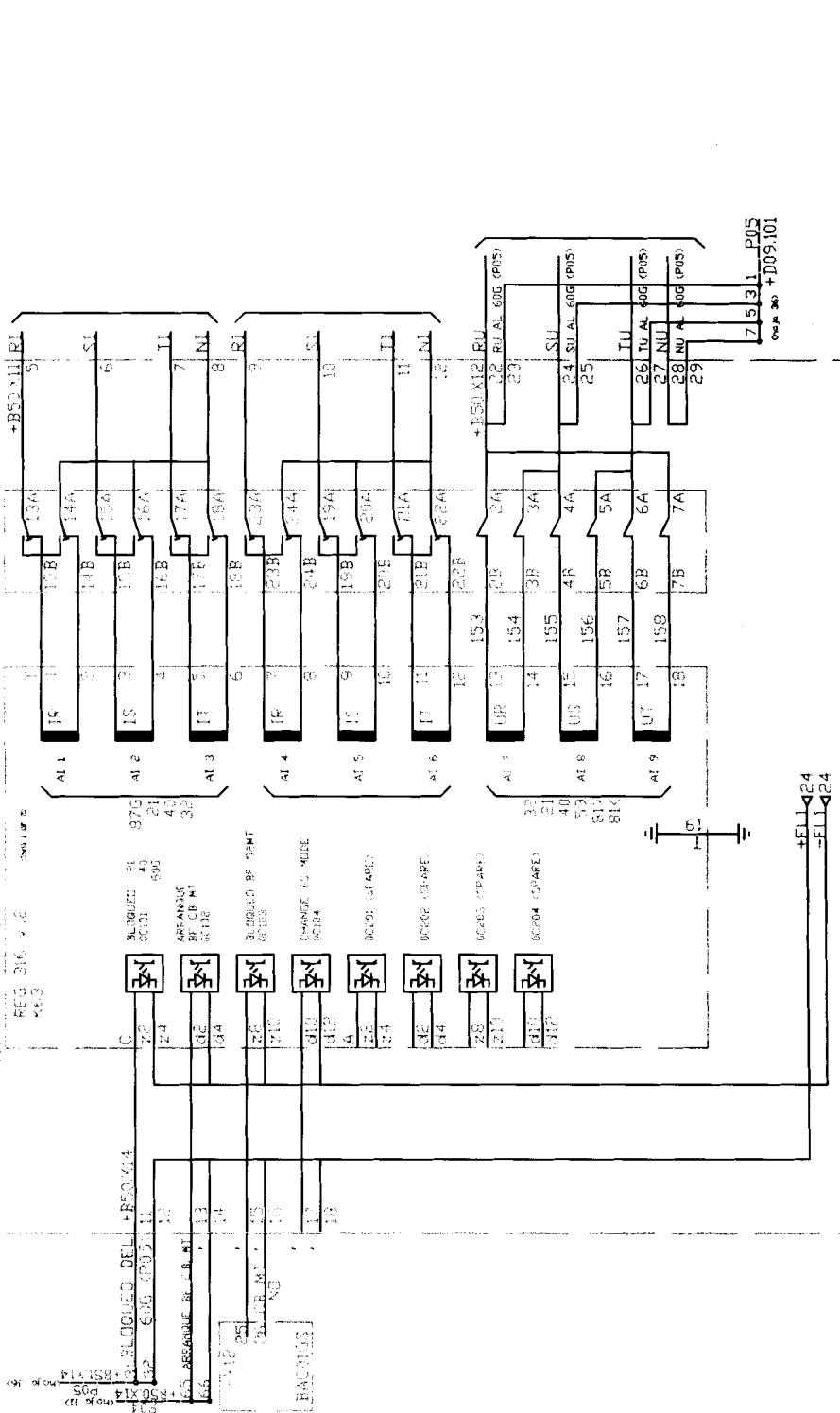
En estas hojas de evaluación el ingeniero cumple con la empresa ya que revisa todas las señales que emite el relé y todas las que recibe, al mismo tiempo provee a la empresa de información necesaria para reconocer cada una de las borneras y señales que son salidas del relé. Estas no son las únicas pruebas que se deben realizar al relé, en las hojas se puede observar que se revisan los valores porcentuales de los canales analógicos, señales (corriente y voltaje) que provienen del sistema.

APENDICE C

Diagramas del manejo de las señales internas del relé.

A continuación se presentan dos esquemas internos del relé digital de la marca ABB usados para la protección del Generador de la Central Marcel Laniado de Wind.

+D09,101 REG 316 x 12 879-01-41-55-02-BF 52MI-013 +D09,101:3



+E1 124
-E1 124

7531 P05
04R 30 +D09,101

BIBLIOGRAFÍA

a) Tópico de graduación

1. X. Guerrero , J. Mieles ,C. Zhunio “Estudio de los componentes del sistema de protecciones de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind” FIEC , 2002

b) Referencias de internet

2. Manual del REG316*4 , <http://www.ABB.com>

c) Referencias de internet

3. Manual del REG316*4 traducido al español, <http://www.ABB.com>

d) Conferencia de la ABB REG-316

4. Técnico de la ABB, Nikola Vukasovic , 2003 , Central Marcel Laniado de Wind

e) Reporte Técnico de la Central Marcel Laniado de Wind

5. Diagramas de protecciones del Generador 1 , Páginas 4 y 5 del libro del Generador 1

f) Software de programación para REG316*4.

6. Facilitado por la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind, Msc. Juan Saavedra M.

g) Tópico de graduación

7. La Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind y el Mercado Eléctrico Mayorista, Msc. Juan Saavedra M, Espol 2003.