

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

**“ESTUDIO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE  
PROTECCIONES DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA  
MARCEL LANIADO DE WIND”**

TOPICO DE GRADUACION

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**Especialización: POTENCIA**

Presentada por:

Xavier Eduardo Guerrero Fariño

Joffre Abdón Mieles Santillán

Cecilia del Rocío Zhunio González

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2002

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios que nos ha iluminado a través de nuestras vidas y especialmente en el transcurso de esta carrera universitaria.

A todas esas personas que de una u otra manera colaboraron durante la realización de este trabajo, y con especial aprecio al Ing. Juan Saavedra, Director del Tópico, por su invaluable ayuda.

## **DEDICATORIA**

A NUESTROS PADRES Y  
HERMANOS POR TODA LA FE Y  
EL APOYO QUE NOS HAN  
BRINDADO A LO LARGO DE  
NUESTRAS VIDAS Y POR TODO  
EL ESFUERZO DESPLEGADO  
PARA QUE ESTEMOS EN ESTA  
ETAPA CULMINANTE DE LA  
CARRERA

## **DECLARACION EXPRESA**

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

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

---

Xavier Eduardo Guerrero Fariño

---

Joffre Abdón Mieles Santillán

---

Cecilia del Rocío Zhunio González

## TRIBUNAL DE GRADUACION

---

Ing. Carlos Monsalve A.  
SUBDECANO DE LA FIEC  
PRESIDENTE

---

Ing. Juan Saavedra M.  
DIRECTOR DEL TOPICO

---

Ing. Alberto Hanze B.  
VOCAL PRINCIPAL

---

Ing. Eduardo León C.  
VOCAL PRINCIPAL

## **RESUMEN**

El presente trabajo desarrolla el estudio de los componentes del sistema de protecciones de la Central Hidroeléctrica “Marcel Laniado de Wind”, la cual forma parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI) por medio del que se transmite la energía generada en la central.

El proyecto tiene como finalidad brindar información detallada del sistema de protecciones eléctricas de la Central Hidroeléctrica “Marcel Laniado de Wind”, para que sirva como guía de estudio o material de apoyo en futuras investigaciones.

La primera parte del trabajo trata sobre la descripción teórica de los elementos constitutivos de la central tanto mecánicos como eléctricos y de los equipos de protección utilizados.

La segunda parte comprende la revisión e interpretación de todos los componentes del sistema de protecciones de la central hidroeléctrica mediante el desglose de los diferentes relés, sus ajustes e interacción con el Sistema de Control Distribuido (DCS); y el análisis de la efectividad del sistema mediante ciertas fallas ocurridas, clasificándolas y diagnosticando el tipo de disparo que pudo haber ocurrido.

# INDICE GENERAL

	Pág.
<b>RESUMEN.....</b>	<b>VI</b>
<b>INDICE GENERAL.....</b>	<b>VII</b>
<b>INDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>XII</b>
<b>INDICE DE TABLAS.....</b>	<b>XVIII</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>I. DESCRIPCION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DAULE - PERIPA</b>	
<b>"MARCEL LANIADO DE WIND".....</b>	<b>3</b>
1.1. Introducción.....	3
1.2. Elementos constitutivos de la Central Hidroeléctrica.....	5
1.2.1. Presa.....	5
1.2.2. Desagüe del embalse.....	9
1.2.3. Chimenea de equilibrio.....	10
1.2.4. Tubería de presión.....	12
1.2.5. Válvula Mariposa.....	15
1.2.6. Turbina.....	18
1.2.7. Tubería de aspiración.....	22

1.2.8. Paneles de cierre.....	23
1.2.9. Casa de máquinas.....	23
1.3. Sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica.....	26
1.3.1. Sistema eléctrico de la Casa de Máquinas.....	26
1.3.2. Sistema eléctrico de Subestación y Líneas de Transmisión.....	32
1.3.3. Sistema de Control Distribuido (DCS).....	41

## **II. EQUIPOS DE PROTECCION Y AUXILIARES.....45**

2.1. Breve historia y funcionamiento de los relés de protección.....	45
2.1.1. Relés electromecánicos.....	47
2.1.2. Relés electrónicos.....	48
2.1.3. Relés numéricos.....	50
2.2. La serie RE.316*4 de relés numéricos de protección.....	52
2.2.1. Software.....	55
2.2.2. Hardware.....	57
2.3. Elementos de Medición.....	59
2.3.1. Transformadores de Corriente.....	60
2.3.2. Transformadores de Potencial.....	65
2.4. Elementos de Interrupción.....	72
2.4.1. Circuit Breakers.....	72
2.4.2. Seccionadores.....	75

### III. SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA

#### DAULE - PERIPA "MARCEL LANIADO DE WIND".....79

3.1. Introducción.....	79
3.2. Protección del Generador.....	81
3.2.1. Protección diferencial (87G).....	81
3.2.2. Protección contra pérdida de excitación (40).....	88
3.2.3. Protección contra variación de frecuencia (81).....	94
3.2.4. Protección contra sobrevoltaje (59).....	97
3.2.5. Protección de distancia (21).....	100
3.2.6. Protección contra potencia inversa (32).....	106
3.2.7. Protección contra sobreexcitación (24).....	113
3.2.8. Protección contra corrientes desbalanceadas (46).....	119
3.2.9. Protección contra sobrecarga del generador (49).....	127
3.2.10. Protección contra fallas a tierra del estator (64E).....	137
3.2.11. Protección contra fallas a tierra del rotor (64R).....	144
3.2.12. Protección contra falla a tierra en la barra del neutro (64B).....	149
3.2.13. Protección contra corriente en los cojinetes (64C).....	150
3.2.14. Protección contra fallas del breaker del circuito principal (BF52G).....	152
3.3. Protección del grupo Generador Transformador.....	155
3.3.1. Protección diferencial del grupo generador transformador	

(87TG).....	155
3.3.2. Protección contra fallas a tierra del transformador elevador (87TN).....	164
3.3.3. Protección de equilibrio de tensión (60).....	166
3.3.4. Protección contra sobrecorriente (50/51).....	169
3.3.5. Protección de mínima tensión en la alimentación 125 Vcc (80).....	175
3.3.6. Protección contra pérdida de sincronismo (25).....	177
3.4. Protección de Líneas de Transmisión y Subestación.....	180
3.4.1. Protección diferencial de barras (187B).....	181
3.4.2. Protección contra fallas de los breakers de la subestación (150BF).....	186
3.4.3. Protección contra sobre / bajo voltaje en las barras (159/127).....	190
3.4.4. Protección contra pérdida de sincronismo en las barras de la subestación (125).....	192
3.4.5. Protección de distancia de las líneas de transmisión (121).....	193
3.4.6. Protección de autorecierre en las líneas de transmisión (179).....	205
3.4.7. Protección contra bajo voltaje de las líneas de transmisión (127).....	211

3.4.8. Protección contra pérdida de sincronismo de las líneas de transmisión (125 y 25M).....	212
3.5. Interfase entre el Sistema de Protecciones y el DCS.....	214
3.6. Bloqueos de la Unidad.....	218
3.6.1. Intervención del bloqueo eléctrico (IBE).....	221
3.6.2. Intervención del bloqueo mecánico (IBM).....	228
3.6.3. Bloqueo eléctrico desde el automatismo (BEA).....	233
3.7. Registrador cronológico de eventos (RCE).....	236
<b>IV. ANALISIS DE FALLAS: TROUBLE SHOOTING.....</b>	<b>244</b>
4.1. Introducción.....	244
4.2. Secuencia de arranque, parada y bloqueo de la unidad.....	246
4.3. Aplicación del Sistema de Protecciones.....	255
4.3.1. Análisis de Fallas Internas.....	256
4.3.2. Análisis de Fallas Externas.....	277
<b>V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>290</b>

**APENDICE**

**BIBLIOGRAFIA**

## INDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Fig. 1.1: Vista lateral de la central.....	4
Fig. 1.2: Perfil longitudinal de la central.....	6
Fig. 1.3: Niveles del embalse.....	7
Fig. 1.4: Presa y pozos de alivio.....	8
Fig. 1.5: Corte del vertedero principal.....	10
Fig. 1.6: Niveles de la chimenea de equilibrio.....	11
Fig. 1.7: Chimenea de equilibrio.....	12
Fig. 1.8: Revestimiento de la tubería de presión.....	13
Fig. 1.9: Derivaciones de la tubería de presión.....	14
Fig.1.10: Corte de las derivaciones de la tubería de presión.....	15
Fig. 1.11: Mecanismo de funcionamiento de la válvula mariposa.....	16
Fig. 1.12: Válvula by-pass de la válvula mariposa.....	17
Fig. 1.13: Válvula mariposa antes de instalación.....	17
Fig. 1.14: Alabes fijos de la turbina.....	19
Fig. 1.15: Conformación del distribuidor.....	20
Fig. 1.16: Eje de la turbina.....	21
Fig. 1.17: Paneles de cierre.....	23

Fig. 1.18:	Piso del generador casa de máquinas.....	25
Fig. 1.19:	Estator.....	28
Fig. 1.20:	Rotor.....	28
Fig. 1.21:	Transformador de Potencia 85 MVA.....	30
Fig. 1.22:	Conservador de aceite.....	32
Fig. 1.23:	Subestación de la central.....	33
Fig. 1.24:	Diagrama Unifilar de la Subestación.....	34
Fig. 1.25:	Torres de transmisión.....	41
Fig. 2.1:	Relé Electromecánico Tipo Atracción.....	48
Fig. 2.2:	Relé Electromecánico Tipo Inducción.....	48
Fig. 2.3:	Variaciones de AND.....	49
Fig. 2.4:	Variaciones de OR.....	49
Fig. 2.5:	Convención de Símbolos negativos.....	50
Fig. 2.6:	Ejemplos de Unidades de Retardo de Tiempo.....	50
Fig. 2.7:	Relé Numérico ABB.....	52
Fig. 2.8:	Tiempos de la Grabadora de Perturbaciones.....	56
Fig. 2.9:	Disposición del Hardware.....	58
Fig. 2.10:	Circuito Equivalente del Transformador de Corriente.....	62
Fig. 2.11:	Diferentes representaciones de los CT's.....	63
Fig. 2.12:	Polaridad de los CT's.....	63
Fig. 2.13:	Conexión Estrella de CT's.....	64
Fig. 2.14:	Conexión Delta de CT's.....	64

Fig. 2.15:	Diferentes representaciones de los PT's.....	66
Fig. 2.16:	Transformador de potencial del tipo capacitivo con condensador de acoplamiento.....	68
Fig. 2.17:	Transformador de potencial del tipo capacitivo de boquilla.....	68
Fig. 2.18:	Circuito Equivalente del Transformador de Potencial.....	69
Fig. 2.19:	Circuito Equivalente del Transformador de Potencial del Tipo Capacitivo.....	69
Fig. 2.20:	Polaridad de los transformadores de potencial.....	71
Fig. 2.21:	Interruptor en SF <sub>6</sub> .....	74
Fig. 2.22:	Tipos de seccionadores.....	76
Fig. 2.23:	Seccionador tipo pantógrafo de la central.....	78
Fig. 3.1:	Protección Diferencial de una Fase.....	82
Fig. 3.2:	Característica de Operación de la Protección Diferencial del Generador.....	84
Fig. 3.3:	Característica de la Operación de la Función de Baja Reactancia.....	91
Fig. 3.4:	Ajuste de la característica de la función de baja excitación.....	93
Fig. 3.5:	Protección de sobrevoltaje del generador.....	98
Fig. 3.6:	Característica de la Operación de la función de baja impedancia.....	103
Fig. 3.7:	Protección de Baja Impedancia.....	104
Fig. 3.8:	Diferentes Aplicaciones de la función de Potencia.....	109

Fig. 3.9:	Aplicación de los diferentes ajustes de la corriente de fase R en relación al voltaje de fase a fase $U_{RS}$ .....	112
Fig. 3.10:	Sobreflujo limitado del transformador de 3 tipos.....	118
Fig. 3.11:	Estados de la función 46.....	123
Fig. 3.12:	Característica de Operación función de tiempo inverso.....	125
Fig. 3.13:	Característica de Operación de la función de sobrecarga del estator.....	129
Fig. 3.14:	Característica de Operación de la función de sobrecarga del rotor.....	132
Fig. 3.15:	Protección contra falla a tierra del estator.....	138
Fig. 3.16:	Protección diferencial del grupo gen-trafo 1 fase.....	156
Fig. 3.17:	Característica de operación de la protección diferencial del grupo.....	158
Fig. 3.18:	Característica de la Operación de la función de balance de voltaje.....	168
Fig. 3.19:	Característica de Operación función de Sobrecorriente.....	172
Fig. 3.20:	Esquema diferencial de barras colectoras.....	181
Fig. 3.21:	Arreglo de doble barra.....	184
Fig. 3.22:	Disposición de las Líneas de Transmisión.....	194
Fig. 3.23:	Zonas de protección de la función de distancia.....	196
Fig. 3.24:	Característica de Baja Impedancia.....	197
Fig. 3.25:	Tiempo de acción de zonas de protección.....	199

Fig. 3.26:	Bloque de contactos de los relés de disparo: (a)Paralelo - (b)Serie.....	217
Fig. 3.27:	Filosofía de mando y control de la Central.....	219
Fig. 3.28:	Diagrama OR de los bloqueos.....	220
Fig. 3.29:	Diagrama OR de la Intervención del Bloqueo Eléctrico.....	222
Fig. 3.30:	Relés de Bloqueo Falla Eléctrica en el Generador 86E.....	223
Fig. 3.31:	Diagrama OR Bloqueo grupo Generador Transformador.....	225
Fig. 3.32:	Relés de Bloqueo Falla Generador Transformador 86TG.....	226
Fig. 3.33:	Relés de Bloqueo de Falla Externa 86PP.....	228
Fig. 3.34:	Diagrama OR de la Intervención del Bloqueo Mecánico.....	230
Fig. 3.35:	Relés de Bloqueo Mecánico.....	231,232,233
Fig. 3.36:	Diagrama OR del Bloqueo Eléctrico desde el Automatismo...	235
Fig. 3.37:	Esquema unifilar de la protección del grupo.....	238
Fig. 3.38:	Esquema unifilar de la protección de la subestación.....	239
Fig. 3.39:	Funciones de Protección y Actuaciones para el Generador...	240
Fig. 3.40:	Funciones de Protección y Actuaciones para el Grupo.....	241
Fig. 3.41:	Funciones de Protección y Actuaciones para las Barras.....	242
Fig. 3.42:	Funciones de Protección y Actuaciones para las Líneas.....	243
Fig. 4.1:	Secuencia de arranque, parada y bloqueo de la unidad.....	252
Fig. 4.2:	Pasos de la secuencia de arranque, parada y bloqueo de la unidad.....	253
Fig. 4.3:	Ingresos CCM 480 Vca de la Unidad.....	261

Fig. 4.4:	Secuencia Exit Estado ST13.....	262
Fig. 4.5:	Pedidos ajuste Potencia Activa y Reactiva.....	263
Fig. 4.6:	Bloqueo y pedido de potencia reactiva de la unidad 2.....	264
Fig. 4.7:	Mouse del Servidor del DCS.....	265
Fig. 4.8:	Secuencia de Bloqueo falla interna 4.....	273
Fig. 4.9:	Intervención y verificación relés de Bloqueo Mecánico.....	275
Fig. 4.10:	Secuencia Estado ST40.....	276
Fig. 4.11:	Esquema de la falla externa 1.....	280
Fig. 4.12:	Valores de voltaje y corriente en el momento de la falla.....	285

## INDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla I: Datos Técnicos de los Generadores Eléctricos.....	27
Tabla II: Datos técnicos de la celda de puesta a tierra del generador....	27
Tabla III: Datos técnicos de los transformadores.....	29
Tabla IV: Datos técnicos de los Cables Aéreos.....	39
Tabla V: Ajuste de las variables del relé de Frecuencia.....	97
Tabla VI: Ajuste del relé de distancia 21.....	105
Tabla VII: Ajuste de la protección 150BF.....	190
Tabla VIII: Datos Técnicos de la Línea de Transmisión.....	194
Tabla IX: Ajuste zonas de distancia Portoviejo.....	203
Tabla X: Ajuste de las zonas de distancia Quevedo.....	205
Tabla XI: Variables Actuantes de la Secuencia.....	254

## INTRODUCCION

La Central Hidroeléctrica “Marcel Laniado de Wind” es una obra de importancia nacional debido a su facilidad de suplir de energía en conjunto con las centrales térmicas en momentos de estiaje de la central hidroeléctrica Paute, teniendo una producción de potencia de 213 MW que ayuda a satisfacer la demanda del Mercado Eléctrico del país a través del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

La evolución de los sistemas eléctricos ha sido tal que la medición de las variables ha pasado de ser tan compleja por medio de equipos análogos hasta la más avanzada tecnología con la que contamos en la actualidad de equipos totalmente automatizados. Esta central, al haber sido levantada recientemente a fines de la década de los 90's, no podía quedar atrás y fue implementada con los equipos más sofisticados en lo que respecta a su control, medición, protección y supervisión, para de esta manera ser un aporte importante en el desarrollo del país al proveer de energía eléctrica eficiente y de bajo costo.

Basándose en ésto, nuestro estudio se centra en una parte de esos sistemas eléctricos como son los componentes del sistema de protecciones, que tienen una alta importancia en que la generación de energía esté siempre

libre de interrupciones y poder brindar confiabilidad a través de equipos automatizados como son los relés multifuncionales de protección.

Primeramente, se hará una breve explicación de todos los elementos constitutivos de la central dando énfasis en las características que la diferencian de otras, ya sea en su sistema eléctrico, mecánico o civil, a través del capítulo 1. En el mismo se tratará de quizás el elemento más importante en el funcionamiento de la central, como es el Sistema de Control Distribuido (DCS), encargado de la supervisión en línea de todas las funciones inherentes. Conjuntamente en el capítulo 2 se hace una breve explicación de la evolución de los relés de protección eléctrica y equipos de medición e interrupción, hasta llegar a la serie RE.316\*4 de relés multifuncionales que componen el sistema.

A partir del capítulo 3 empieza el detalle de todas las funciones de protección correspondientes a cada uno de los equipos que componen la central, en el que se incluye sus características y ajustes, así como también la interacción entre el DCS y el sistema de protección, mediante los diferentes bloqueos que actúan. Ya en el capítulo 4 se hace un análisis de lo dicho anteriormente a través de hechos ocurridos que han ocasionado fallas y por ende han provocado la actuación de las protecciones.

# Capítulo 1

## DESCRIPCION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DAULE PERIPA "MARCEL LANIADO DE WIND"

### 1.1. INTRODUCCION

La Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind, forma parte del proyecto de propósito múltiple DAULE PERIPA cuyo nombre ha sido cambiado al del ex-Presidente Jaime Roldós Aguilera. Este proyecto tiene como características principales no solo la generación de energía eléctrica sino también el riego, el control de inundaciones, control de salinidad, abastecimiento de agua para consumo humano, complementar el déficit de almacenamientos "Posahonda" y "La Esperanza" mediante obras de transvase.

Este embalse se encuentra ubicado en las coordenadas geográficas 0°57' de latitud Sur y 79°44' de longitud Este a 10 Km. aguas abajo de

la confluencia de los ríos Peripa y Daule y a 190 Km. al Norte de la ciudad de Guayaquil.

Una característica principal de este proyecto hidroeléctrico es de regulación indirecta de los caudales de la Central Paute en momentos de estiaje, junto con las centrales térmicas, debido a su gran embalse y su régimen hidrológico distinto.

Es una obra de alcance nacional teniendo una capacidad instalada de 213 Mw. y una producción de energía anual media de 600 Gwh para abastecer la demanda del Mercado Eléctrico del país, a través del Sistema Nacional Interconectado. Una vista lateral de la central tomada a finales de su construcción se encuentra en la figura 1.1. Los otros componentes del proyecto de propósitos múltiples Jaime Roldós Aguilera tienen un alcance regional beneficiando a las provincias de Manabí, Los Ríos y Guayas.

**Fig. 1.1: Vista lateral de la central**



En este capítulo se mostrará los elementos más importantes que constituyen esta central hidroeléctrica, ya sean mecánico, eléctricos o civiles, dándose características de ellos desde el punto de vista general e individual.

## **1.2. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA**

En la figura 1.2 se puede observar un perfil longitudinal de la construcción de la central, con todas los niveles y ubicación de sus elementos

### **1.2.1. PRESA**

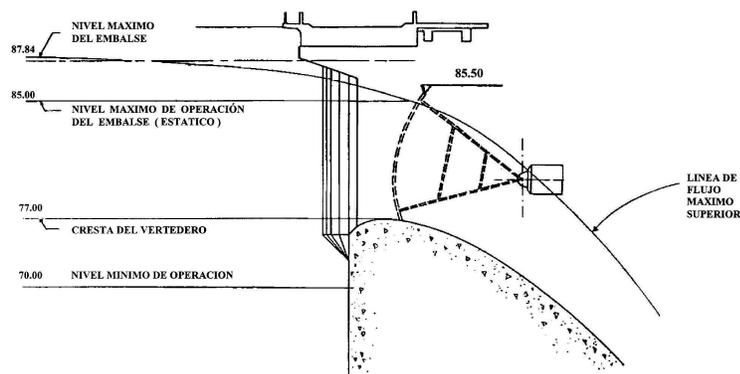
La presa está ubicada sobre el río Daule aproximadamente 19 km aguas arriba del poblado de Pichincha. Para clasificarla nos basamos en dos criterios, como son la función y el material de construcción.

La presa de acuerdo a su función es de embalse, la cual tiene como objetivo principal almacenar el agua en ella y tiene como



función secundaria incrementar su nivel de agua. El excedente de agua se lo envía al exterior a través de construcciones laterales o vertederos.

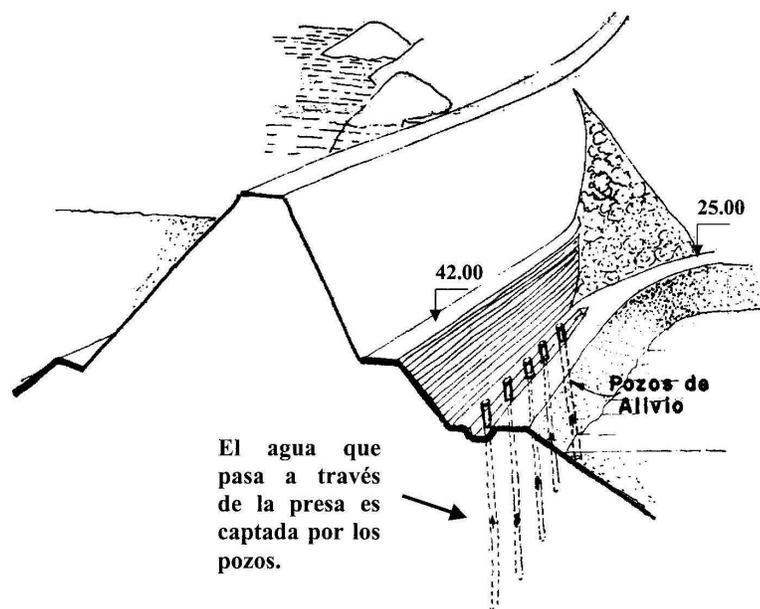
De acuerdo al material de construcción, se encuentra que la presa es de tierra, ya que generalmente se la utiliza en proyectos de propósito múltiple; es decir, en los proyectos donde a más de producir energía eléctrica se utiliza el agua para irrigar la tierra, control de inundaciones, abatimiento de salinidad, etc.; pero no se lo utiliza en proyectos exclusivamente hidroeléctricos; además su construcción fue hecha con revestimiento en enrocado con perfil de gravedad.



**Fig. 1.3: Niveles del embalse**

Esta presa cubre un embalse de  $6000 \times 10^6 \text{ m}^3$  de agua en un terreno de 22000 Ha. Tiene 260 m de longitud con un ancho de corona de 12 m, y su altura es de 90 m. Los niveles del embalse se encuentran en la figura 1.3.

En el talud de aguas abajo de la presa están construidos en la cota 25 msnm 10 pozos de alivio y en la cota 42 msnm un tramo de la carretera de acceso a la central, como se puede observar en la figura 1.4.

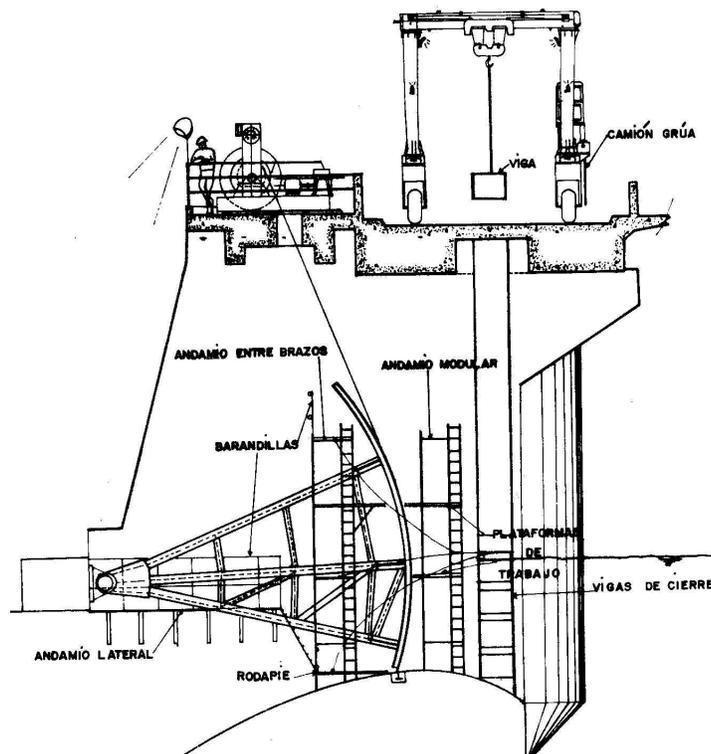


**Fig. 1.4: Presa y pozos de alivio**

### 1.2.2. DESAGUE DE EMBALSE

Para descargar el exceso de agua del embalse y precautelar la seguridad de la presa, la Central Hidroeléctrica Daule Peripa se encuentra constituida por el aliviadero de superficie, el cual descarga el agua a través de un canal abierto. Este canal se lo conoce en la central como vertedero fusible, el mismo que se encuentra ubicado a 17 Km. del vertedero principal, en la cota 85.7 msnm. El vertedero principal está compuesto de 3 compuertas radiales de 150 m de ancho, las cuales envían un flujo de agua de hasta 1500 m<sup>3</sup>/s, y además por una toma de agua a través de la presa.

La toma de agua a través de la presa tiene sus rejillas contra cuerpos flotantes alrededor del nivel mínimo de operación en la cota 65.00 msnm. De ahí se conecta con el túnel de presión de 8 m de diámetro, el cual conduce el agua a través de la presa. La figura 1.5 muestra un esquema en corte del vertedero principal.



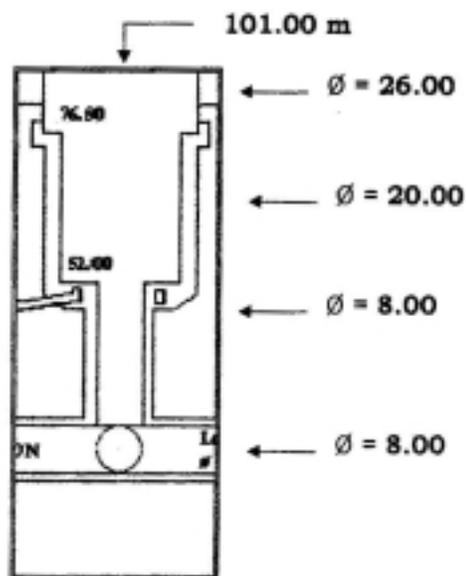
**Fig. 1.5: Corte del vertedero principal**

### 1.2.3. CHIMENEA DE EQUILIBRIO

Los fenómenos transitorios de la central presentados en el túnel de presión producto de los golpes de ariete son controlados por la chimenea de equilibrio.

Esta chimenea de equilibrio asentada 33 m a la derecha del túnel con un diámetro de 20 m desde la cota 52 msnm. hasta la

76.50 msnm. y de 26 m desde la cota 76.50 msnm. hasta la cota 101 msnm., sus paredes están compuestas de un blindaje de acero y una sección de hormigón armado de 1 m de espesor, tiene como función principal evitar las variaciones de presión en el interior de la tubería con respecto a la presión atmosférica debido a los cambios bruscos del caudal del fluido o golpes de ariete que se presentan en la tubería. Un gráfico demostrativo de los niveles que conforman las partes de la chimenea se muestra en la figura 1.6.



**Fig. 1.6: Niveles de la chimenea de equilibrio**

Esta chimenea de equilibrio se conecta con la tubería de presión a través de un tramo horizontal de 8 m de diámetro en

forma de derivación en T. Esta derivación está conformada por tres juntas oscilantes completas, con empaques, pernos, tuercas y puerta estanca. En la figura 1.7 observamos la chimenea de equilibrio en la actualidad, apreciando el blindaje de acero del que está compuesto.



**Fig. 1.7: Chimenea de equilibrio**

#### **1.2.4. TUBERIA DE PRESION**

Toda tubería de presión tiene como función la conducción forzada del agua de la chimenea de equilibrio a las turbinas. En la figura 1.8 se muestra un tramo de la tubería de presión en su momento constructivo.



**Fig. 1.8: Revestimiento de la tubería de presión**

Como es conocido, en todo proyecto hidroeléctrico mayores a 15 metros de altura, se utiliza la tubería de presión. Es ideal que cada turbina sea alimentada por su propia tubería, pero debido al factor económico, del cual la central hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind no se escapa, se utiliza una para las tres turbinas, como se lo puede apreciar en la figura 1.9, por lo que se requiere de sus respectivas derivaciones y sistemas de

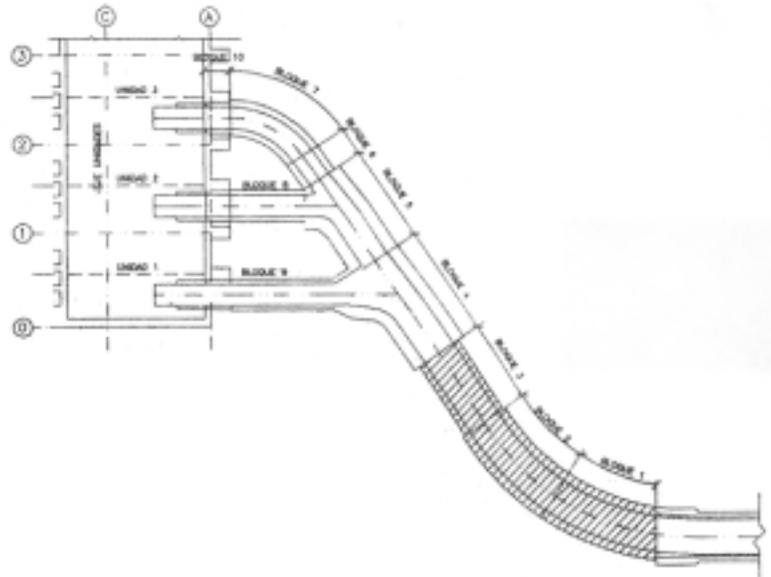
seccionamiento. Esto se explica debido a mantenimientos preventivos o correctivos de una unidad, en la cual se requiere sacarla de servicio sin afectar al funcionamiento de las otras.



**Fig. 1.9: Derivaciones de la tubería de presión**

Las derivaciones de las que consta esta tubería de presión son curvas, debido a menor pérdidas de presión de agua, que se provocarían utilizando derivaciones en ángulo recto, aunque su costo es mayor; en la figura 1.10 se observa los diferentes bloques que conforman la unión de la tubería de presión con las derivaciones o bifurcaciones.

La longitud de la tubería de presión es de 672 m, con un diámetro inicial de 8 m y un final de 6 m. En el momento de las derivaciones, su diámetro promedia los 5 m.



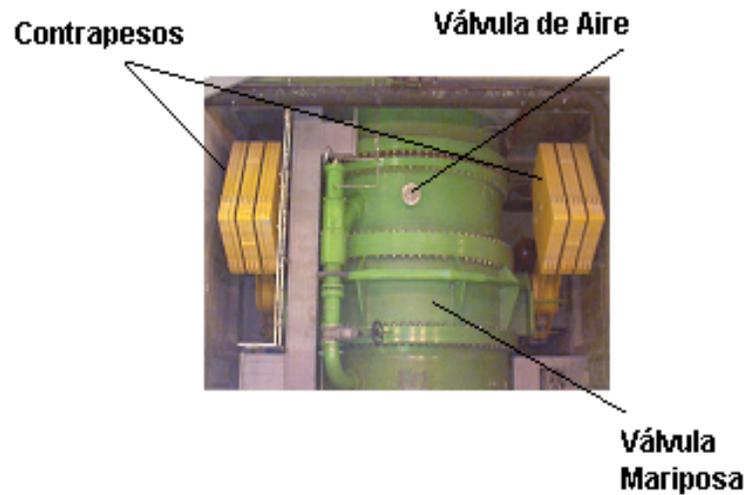
**Fig.1.10: Corte de las derivaciones de la tubería de presión**

### 1.2.5. VALVULA MARIPOSA

La válvula mariposa está instalada entre la conducción forzada (aguas arriba) y la turbina y tiene la función de dispositivo de cierre y de protección. En posición de cierre la válvula mariposa garantiza el sello del agua del lado aguas arriba y en posición de apertura, permite el paso del caudal total.

La válvula es de tipo eje horizontal (flujo pasante) con lente biplano que gira en apertura por medio de los servomotores de aceite y en cierre por medio de los contrapesos sujetos a las

extremidades de las respectivas palancas de mando, como se puede observar en la figura 1.11.



**Fig. 1.11: Mecanismo de funcionamiento de la válvula mariposa**

Un tubo de by-pass pone en conexión el lado aguas arriba con el lado aguas debajo de la válvula; este tubo está provisto de una válvula de cierre (normalmente en posición abierta) y de una válvula de by-pass que es controlada por un servomotor de aceite. El by-pass permite equilibrar las presiones durante las maniobras de apertura y cierre de la válvula. En la figura 1.12 se observa esta válvula by-pass.

**Válvula de by-pass**



**Fig. 1.12: Válvula by-pass de la válvula mariposa**

Por cada turbina tenemos una válvula mariposa cuyo diámetro es de 4.8 m. En la figura 1.13 encontramos la válvula mariposa antes de ser instalada.



**Fig. 1.13: Válvula mariposa antes de instalación**

### 1.2.6. TURBINA

La turbina es la máquina motriz que sirve para aprovechar la energía que se desarrolla por el desplazamiento del agua entre dos niveles.

Esta central está compuesta por tres turbinas tipo Francis de eje vertical acoplada con un generador sincrónico trifásico, cuyas características principales son las siguientes:

Tipo:	Francis de eje vertical
Número:	3
Caída de referencia por grupo:	54.62 m
Caudal nominal por turbina:	132.5 m <sup>3</sup> /s
Potencia bajo la caída de referencia:	72.45 Mw
Velocidad sincrónica:	163.64 rpm
Velocidad específica:	270.51m*Kw/71ft*Hp
Cota de ubicación del rodete:	16.50 m
Regulador:	Electrohidráulico
Tiempo de cierre:	6 segundos

Esta turbina Francis es del tipo reacción (el agua no incide normalmente sobre el álabe sino que se desliza sobre él poniéndolo en movimiento y haciendo girar el rotor) y radial-axial (agua entra en el sentido radial y sale en sentido axial). Está constituida principalmente por el distribuidor y el rodete.



**Fig. 1.14: Alabes fijos de la turbina**

**a. Elementos de la turbina**

En el distribuidor se encuentran 24 paletas directrices (álabes móviles) de acero inoxidable que sirven para regular el flujo de agua al rodete de acuerdo a las condiciones de carga de la unidad. Los álabes móviles son accionados por un anillo móvil y éste por el control de velocidad o gobernador de la unidad. Cuando estos

álabes móviles tienen sus caras prácticamente paralelas se tiene el máximo flujo de agua al rodete y en la posición a la que estos álabes móviles se tocan se tiene la posición de cerrado y no hay flujo de agua al rodete; en la figura 1.15 se observa la conformación del distribuidor.



**Fig. 1.15: Conformación del distribuidor**

El rodete tiene una serie de álabes mixtos que reciben el impulso del agua proveniente del distribuidor. Como consecuencia el rodete gira y por ende el rotor del generador eléctrico. Este rodete es de constitución mixta fundido / soldado de acero inoxidable.

Además de estos dos elementos principales tenemos muchos más, entre ellos mencionamos: anillo predistribuidor, un eje y un regulador de velocidad electrónico.

En la caja espiral anillo predistribuidor están soldadas las 24 paletas fijas que tienen la función de encauzar el agua uniformemente al distribuidor.

El eje es de acero forjado tipo vertical con empalmes en su parte inferior para las platinas del soporte de guía (Figura 1.16).



**Fig. 1.16: Eje de la turbina**

El regulador de velocidad permite tres modalidades de operación de la central, las cuales son:

- Regulación de potencia, en la cual el regulador mantiene la potencia generada al valor de consigna establecido por el operador.
- Regulación de frecuencia, en la cual el regulador mantiene la frecuencia de red, con la velocidad de respuesta establecida, variando la potencia.
- Regulación de apertura, en la cual el regulador mantiene la apertura de los álabes al valor de consigna, independientemente de las variaciones de frecuencia de la red.

### **1.2.7. TUBERIA DE ASPIRACION**

La tubería de aspiración sirve como enlace entre la turbina y el canal de desagüe y también para aprovechar la altura entre estos niveles de agua. Esta tubería facilita la inspección o mantenimiento de las unidades debido a la facilidad de desalojar el agua de descarga sin pérdidas de carga.

### 1.2.8. PANELES DE CIERRE

Los paneles de cierre se utilizan una vez al año para mantenimiento del área de descarga; la central dispone de tres juegos de paneles de cierre que sirven para cerrar los tres vanos del tubo de succión de cada turbina para el caso en que se deba vaciar la máquina. Estos paneles se observan en la figura 1.17.



**Fig. 1.17: Paneles de cierre**

### 1.2.9. CASA DE MAQUINAS

La casa de máquinas es el espacio físico donde se instalan las turbinas, generadores eléctricos, sistemas auxiliares, comando, control, protección, etc. Esta casa de máquinas es de tipo superficial, semiempotrada con sus paredes posteriores y

laterales enterradas, cimentadas sobre un estrato de arenisca. Tiene una longitud total de 102 m y un ancho de 42 m. En el techo de la casa de máquinas están ubicados los transformadores y junto a ésta en la parte posterior se ubica la subestación.

Longitudinalmente la casa de máquinas está dividida en cinco vanos: tres vanos para equipos principales, un vano de montaje y un vano de descarga. Transversalmente está dividida en dos vanos: el del equipo principal y el de equipos auxiliares.

Dadas las características topográficas del sitio, la central ha debido proyectarse de modo que todos los accesos se efectúen por la parte superior. Los accesos a los diferentes pisos se hacen por ascensor y por escaleras.

Para controlar las filtraciones se diseñó un filtro que rodea la estructura y para controlar las subpresiones se construyó pozos de alivio. Esta central tiene como característica gran cantidad de hormigón que se utilizó en la fundación para estabilizar la estructura contra las fuerzas de volcamiento, deslizamiento y flotación.

Los principales niveles de la estructura son:

Cubierta	42 msnm
Piso de Generadores	26 msnm
Piso de Turbinas	20.6 msnm
Eje de Rodete	16.5 msnm
Galería de Inspección	11 msnm
Fundación	0 msnm



**Fig. 1.18: Piso del generador casa de máquinas**

La central tiene un tubo de succión de 25 m que desarrolla una velocidad de salida del agua de 1.5 m/s.

## **1.3. SISTEMA ELECTRICO DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA**

### **1.3.1. SISTEMA ELECTRICO DE LA CASA DE MAQUINAS**

#### **a. Generador**

La central hidroeléctrica Daule Peripa está formada por tres generadores que cumplen la función de transformar la energía motriz de las turbinas en energía eléctrica. Los generadores son trifásicos sincrónicos, se encuentran instalados en la cota 26 msnm y sus características principales se muestran en la Tabla I.

El neutro del generador está conectado a tierra por medio de un transformador de distribución con resistencia en su bobinado secundario, el cual se encuentra instalado en una celda metálica ubicada en la cota 20.6 msnm con las siguientes características mostradas en la Tabla II.

Tipo	Paraguas de eje vertical
Número	3, trifásicos
Conexión del devanado del estator	Estrella
Potencia	
Nominal	78.89 MVA
Máxima continua	83.82 MVA
Tensión nominal	13.8 kV $\pm$ 5% kV
Amperaje	3305 A
Factor de potencia	0.9
Frecuencia	60 Hz
Velocidad sincrónica	163.64 r.p.m.
Velocidad de embalamiento	324 r.p.m.
Número de polos	44
Tipo de conexión del bobinado del estator	Estrella
Máxima temperatura	
Para los bobinados del estator	100°C
Para los bobinados de campo	100°C
Tensión nominal de excitación	194 Vcc
Corriente nominal de excitación	1206 A
Clase de aislamiento	F

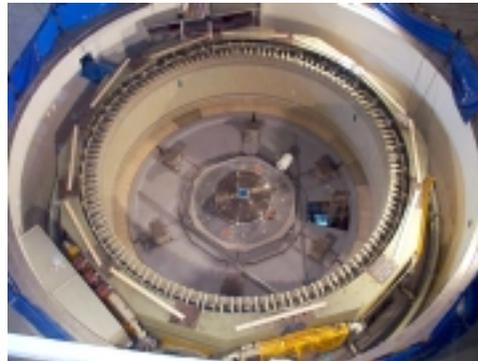
**Tabla I: Datos Técnicos de los Generadores Eléctricos**

Tensión nominal	13.8 kV
Nivel de aislamiento	17.5/28/95 kV
Frecuencia de operación	60 Hz
Seccionador unipolar	
Tensión nominal	13.8 kV
Corriente nominal	100 A
Transformador monofásico de puesta a tierra	
Capacidad	30 KVA, 60 Hz
Relación de transformación	13.8 kV / 240 V
Resistencia de puesta a tierra	240V - 0.240ohmios
	79.8 Kw - 60 Hz

**Tabla II: Datos técnicos de la celda de puesta a tierra del generador**

En el área de montaje a la cota 26.00, están puestas las bases metálicas, en que se apoyan los soportes para almacenar el rotor en el caso se requiera su extracción. La corriente de excitación es aplicada al rotor a través del conjunto de los anillos colectores, del porta-escobillas y de las escobillas. En total hay 28 de estas escobillas. En las figuras 1.19 y 1.20 se muestran el estator y el rotor de la unidad respectivamente, donde se pueden apreciar los polos.

**Fig. 1.19: Estator**



**Fig. 1.20: Rotor**



## b. Transformador

La central hidroeléctrica tiene tres transformadores de potencia de 85 MVA cada uno, lo cuales elevan el voltaje de 13.8 KV a 138 KV, son de fabricación Ansaldo-Coemsa de Brasil. Las características de los transformadores se encuentran en la Tabla III:

Tipo	TOV - FFA		
Número	3, trifásicos		
Grupo de conexiones	Ynd1		
Capacidad			
Alta tensión	85 MVA		
Baja tensión	85 MVA		
Nivel de aislamiento	AT/N	BT	
Impulso rayo cresta	650/95	95 kV	
Baja frecuencia (rms)	275/38	38 kV	
Rango de tensión nominal			
Baja tensión	13.8 kV		
Alta tensión	138 ± 2 x 2.5% kV		
Volumen de aceite	19100 litros		
Masa de aceite	16800 Kg		
Masa parte activa	41600 Kg		
Masa tanque y accesorios	18600 Kg		
Masa total	77000 Kg		
Cambiador de tomas			
Alta tensión			
Posición	Conexiones	Voltios (V)	Amperios (A)
5	a - b	144900	338,7
4	b - c	141450	346,9
3	c - d	138000	355,6
2	d - e	134500	364,7
1	e - f	131100	374,3
Baja Tensión		13800	3556,1
Tipo de enfriamiento	Circulación forzada de aceite y aire FOA		

**Tabla III: Datos técnicos de los transformadores**

Están instalados al exterior, sobre el piso de casa de máquinas a la cota 42 msnm, dentro de celdas corta fuego en hormigón como se observa en la figura 1.21. Cada transformador tiene un sistema de protección contra incendios con agua nebulizada. Los aisladores de Alta Tensión y del neutro son de porcelana de tipo capacitivo en papel resinado. Los aisladores de Media Tensión en porcelana y cuerpo en papel resina. Los terminales están conectados al ducto de barras de fases aisladas.



**Fig. 1.21: Transformador de Potencia 85 MVA**

Tiene un núcleo formado por láminas de acero al silicio de granos orientados en frío, teniendo como características principales alta permeabilidad y bajas

pérdidas específicas. Cada lámina es recubierta por una película aislante resistente al calor y no afectada por el aceite aislante. Los conductores usados para los devanados son de cobre electrolítico trefilado con cantos redondeados. El aislamiento es obtenido por recubrimiento con cintas de papel aislante. En los cables transpuestos, los conductores son recubiertos con resina.

La cuba y la tapa superior del transformador son provistas de aberturas de inspección cerradas con tapas. El tanque conservador es instalado en la parte más alta del circuito de enfriamiento. Su capacidad es suficiente para permitir la máxima expansión del volumen de aceite en consecuencia de su calentamiento. El conservador es del tipo de membrana para asegurar una efectiva separación entre aceite aislante y aire ambiente. En la tubería que une el tanque principal con el conservador, está montado el relé Buchholz, cuyo funcionamiento no está afectado por la presencia de la bolsa. Todo esto se lo puede observar en la figura 1.22.

**Fig. 1.22: Conservador de aceite**

### **1.3.2. SISTEMA ELECTRICO DE SUBESTACION Y LINEAS DE TRANSMISION**

#### **a. SUBESTACION**

La subestación de 138 kV de la central hidroeléctrica Daule - Peripa se construyó para permitir la interconexión al Sistema Nacional Interconectado S.N.I., mediante el seccionamiento de las dos líneas existentes que conectan las subestaciones Quevedo y Portoviejo al mismo.

La subestación se encuentra alimentada por medio de tres transformadores de potencia de 85 MVA desde los generadores de la central, se encuentra implantada sobre un terraplén a 20 m de la central en la cota 42 msnm, es de tipo convencional con aislamiento en aire (Figura 1.23).



**Fig.1.23: Subestación de la central**

El esquema adoptado para esta subestación es de doble barra con 8 posiciones; 5 de ellas con un disyuntor y 5 seccionadores cada una siendo una de posición para el by-pass, 3 posiciones para los generadores y acoples de barras que emplean un disyuntor y 2 seccionadores cada uno, como se observa en el diagrama unifilar de la subestación en la figura 1.24.

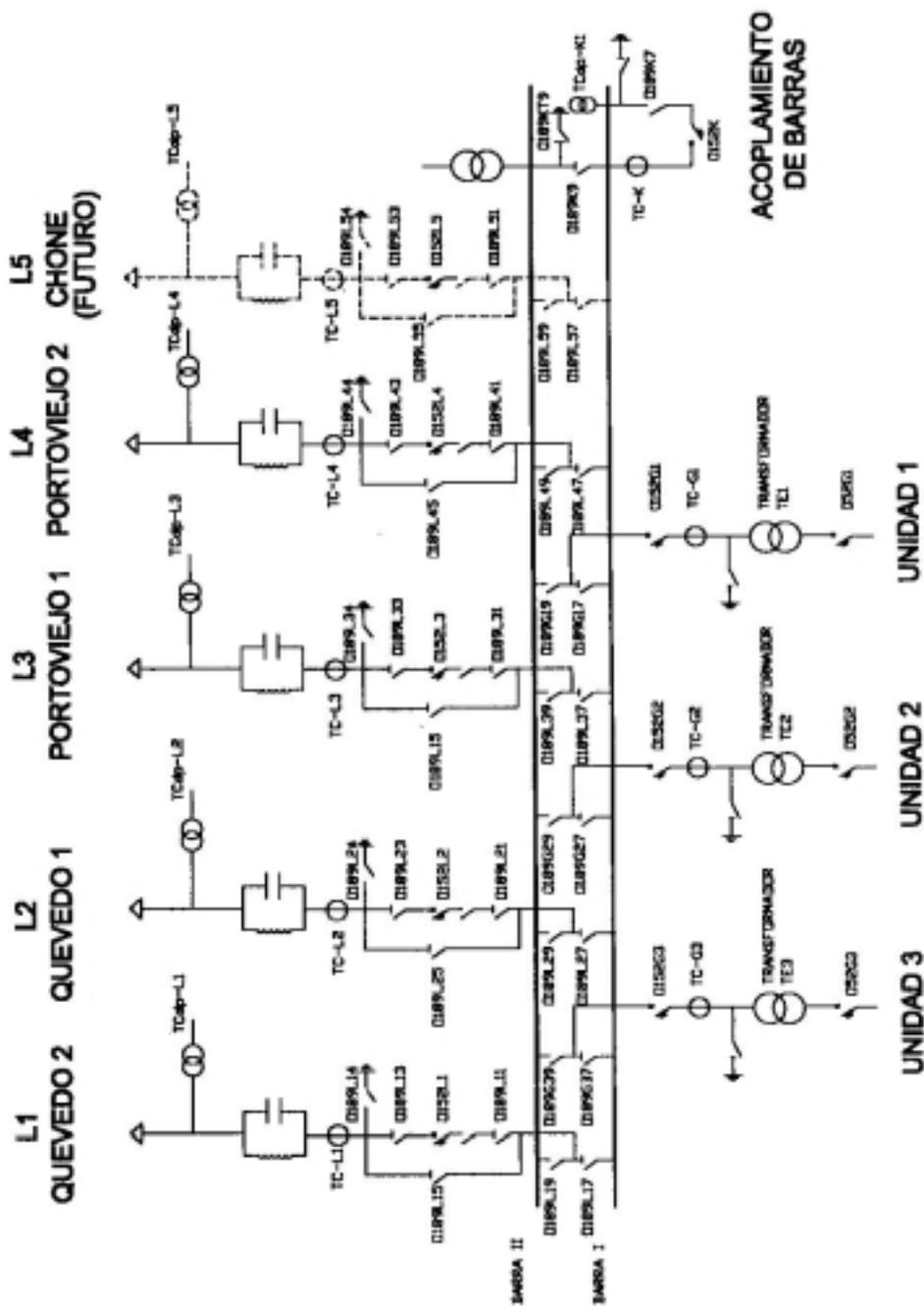


Fig. 1.24: Diagrama Unifilar de la Subestación

El arreglo de barras consta de :

- 4 posiciones de líneas a 138 kV: 2 para la subestación Quevedo y 2 para la subestación de Portoviejo.
- 3 posiciones de 138 kV de los generadores.
- 1 posición de 138 kV para acople de barras.

Los disyuntores aislados son en SF<sub>6</sub>, teniendo a la entrada de las líneas instalado un seccionador de pantógrafo por medio del cual se realiza el by-pass del disyuntor de línea y sus seccionadores, así en el caso de una falla o de mantenimiento del disyuntor se mantiene la línea en servicio usando como disyuntor de línea el paralelo de barras.

Los principales equipos eléctricos instalados en la subestación son:

#### **a.1. Disyuntor**

Son de fabricación ABB, en gas de hexafluoruro de azufre SF<sub>6</sub>, tipo LTB - 145, con mando tripolar de apertura y cierre de resortes. Los resortes de

apertura se cargan durante la operación de cierre del equipo, de forma tal que cuando el disyuntor está cerrado siempre está almacenada la energía para su disparo. El resorte de cierre es cargado al terminarse la maniobra de cierre por medio de un motor de 125 Vcc. Su capacidad nominal de corte de cortocircuito es 20 KA

#### **a.2. Transformadores de Tensión Capacitiva**

Son de tipo capacitivo, su fabricación es ABB, tipo CPB - 145, tanto en las salidas de línea, como en barras, con capacidad de 19000 pF y de tensión primaria de  $138000/\sqrt{3}$  KV. Tienen dos devanados secundarios: uno de 100 VA clase 0.5 para medición y otro de 400 VA clase 3P para protección.

#### **a.3. Transformadores de Corriente**

Son de fabricación ABB, tipo IBM 145, de tensión primaria  $138000/\sqrt{3}$  kV, con corriente nominal de 400 A; los transformadores de corriente pueden

ser sobrecargados en los siguientes límites, sin alterar su precisión.

- 560 A            permanentemente
- 650 A            durante 2 horas
- 700 A            durante 1 hora

Su corriente secundaria nominal es de 5 A, con cuatro devanados secundarios: uno de 100 VA clase 0.5 FS5 para medición y tres de 200 VA clase 5P20 para protección.

#### **a.4. Pararrayos**

Son de fabricación ABB, tipo EXLIM Q 120 CM 145 de óxido metálico, son instalados en la salida de las líneas, y son equipos con mediciones de descargas y miliamperímetros para medición de la corriente de dispersión.

Los pararrayos están instalados arriba de la celda corta-fuego de los transformadores de potencia, para su protección.

**a.5. Sistema de Puesta a Tierra**

El sistema de puesta a tierra de la subestación tiene un conductor de cable desnudo de  $120 \text{ mm}^2$  que constituyen la malla primaria, las uniones tienen soldaduras exotérmicas en sus conexiones cobre-cobre y cobre-hierro, su resistencia es inferior a 1 ohmio y puede soportar una corriente de cortocircuito a tierra durante 2 s. Las derivaciones están hechas con conductores de cobre desnudo de  $90 \text{ mm}^2$  para constituir una malla de tierra secundaria. Las bandejas tienen una barra de cobre de puesta a tierra que corre por toda la subestación.

Los equipos electrónicos se conectan a tierra por medio de una barra de cobre que se conecta a la malla principal.

**a.6. Cables Aéreos**

Los conductores aéreos son de aluminio-acero (ACSR) para líneas y barras, y acero galvanizado para los cables de guardia.

Sus características se observan a continuación en la tabla IV:

	TIPO	SECCION		SECCION Cu (mm <sup>2</sup> )	CAP. CORRIENTE (A)
		MCM	(mm <sup>2</sup> )		
Para barras y disyuntor de acople	ACSR Marigolg	1113	564	354.7	1040
Para salida de línea	ACSR Canna	397.5	201.4	126.7	550
Para cable de guardia	Acero galvaniz.	3/8" diamet.	60	-----	-----

**Tabla IV: Datos técnicos de los Cables Aéreos**

Para conexiones de mayor longitud se ha utilizado tubo de aluminio de 2".

#### **b. LINEAS DE TRANSMISION**

El conductor utilizado para las líneas de transmisión de 138 kV es ACSR, código BRANT de 397.5 MCM para las fases y un cable de acero galvanizado de 9.5 mm (3/8") de alta resistencia para el hilo de guardia, éstos se encuentran montados sobre una estructura de acero autosoportantes, cuyos ejes recorren paralelamente en una longitud aproximada de 13 Km por cada uno.

Las líneas de transmisión atraviesan terrenos relativamente planos con las siguientes características:

- Altura máxima del terreno 105 msnm
- Altura mínima del terreno 57 msnm
- Tipo de vegetación Pasto, maíz, café y cacao
- Temperatura media anual 25°C
- Humedad relativa 80 - 90 %
- Precipitación pluviométrica 2170 mm<sup>3</sup>  
media anual

El tipo de aisladores utilizados para soporte de líneas es de vidrio templado, clase ANSI 52 - 4, formando cadenas de aisladores de 10 elementos para anclaje y de 9 elementos para suspensión. La figura 1.25 muestra las torres que salen con líneas de 138 KV desde la central hacia los diferentes puntos de abastecimiento de energía eléctrica, como son las subestaciones Portoviejo y Quevedo, en dos dobles ternas de conductor.



**Fig. 1.25: Torres de transmisión**

### **1.3.3. SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO (DCS)**

La central hidroeléctrica Daule - Peripa ha sido dotada completamente de un moderno sistema automatizado, supervisando el mando, la protección y el control de la central, subestación y servicios auxiliares a través del Sistema de Control Distribuido (DCS), el mismo que tiene la capacidad de procesar las señales de entrada, salida, alarmas y bloqueos de las unidades.

El DCS se encuentra configurado en dos niveles de automatización:

**a. Control del proceso.**

El control de proceso permite la adquisición de señales de entrada y salida de la central tanto digitales como analógicas, este control es realizado mediante cinco controladores multifuncionales (PMC): 3 controladores para las unidades, 1 controlador para la subestación y 1 controlador para los servicios auxiliares y presa de la central.

**b. Supervisión del proceso (Interfase hombre - máquina)**

En las unidades supervisoras se visualizan los procesos y se permite ejecutar las operaciones de la central; tiene seis estaciones de operación: 1 de ingeniería, 3 para las unidades, 1 para la subestación y 1 para servicios auxiliares.

Las funciones que desarrolla el DCS son:

- Arranque y parada de las unidades.
- Control de generación de potencia activa y reactiva.
- Sincronización.

- Supervisión de variables analógicas y digitales en tiempo real, alarmas y señalizaciones.
- Procesamiento de señales de bloqueo mecánico y eléctrico.
- Registrador cronológico de eventos (RCE).
- Análisis de variables en el tiempo y tendencia de las mismas (control estadístico).

El DCS controla el proceso de arranque y parada de la central, completando el arranque en 13 pasos y la parada en 10 pasos, los que presentan diferentes condiciones de operación en cada uno, debiendo que ser confirmadas por el control para avanzar al siguiente paso; en caso de no satisfacer la condición la máquina no continúa con el proceso, regresando a la condición de parada para que el operador revise el daño ocurrido.

La sincronización de las unidades con el sistema, se lo realiza sólo automáticamente desde el DCS, verificando que todas las condiciones iniciales sean satisfechas, para enviar el consenso al relé de sincronismo, que es el que finalmente cierra el disyuntor de la unidad que va a entrar.

El DCS visualiza en cualquier momento las cantidades eléctricas o mecánicas como voltaje, corriente, presión, temperatura, etc, guardándolos en memoria para ser utilizados nuevamente de ser necesario.

# Capítulo 2

## EQUIPOS DE PROTECCION Y AUXILIARES

### 2.1. BREVE HISTORIA Y FUNCIONAMIENTO DE LOS RELES DE PROTECCION

Los relés son dispositivos compactos conectados a lo largo de un sistema de potencia para detectar condiciones intolerables o no deseadas dentro de un área asignada. Ellos son una forma de protección activa designada a mantener un alto grado de continuidad de servicio y un daño limitado de los equipos; en otras palabras se los consideran los centinelas silenciosos de los sistemas de potencia.

Existen diversas formas de clasificar a los relés, entre ellas están:

- Por su función: de protección, de monitoreo, de recierre, de regulación, auxiliar y sincronización.

- Por sus entradas: corriente, voltaje, potencia, presión, frecuencia, flujo, temperatura, vibración, etc.
- Por su principio de operación o estructura: balance de corriente, porcentaje, producto, estado sólido, térmico, electromecánico, etc.
- Por su característica de actuación: distancia, sobrecorriente direccional, tiempo inverso, bajo voltaje, piloto, etc.

Con el pasar del tiempo y el mejoramiento de la tecnología, los relés han experimentado lo que se puede llamar la clasificación según su historia:

- Relés electromecánicos: atracción e inducción electromagnética
- Relés electrónicos de estado sólido
- Relés digitales o numéricos (microprocesadores)

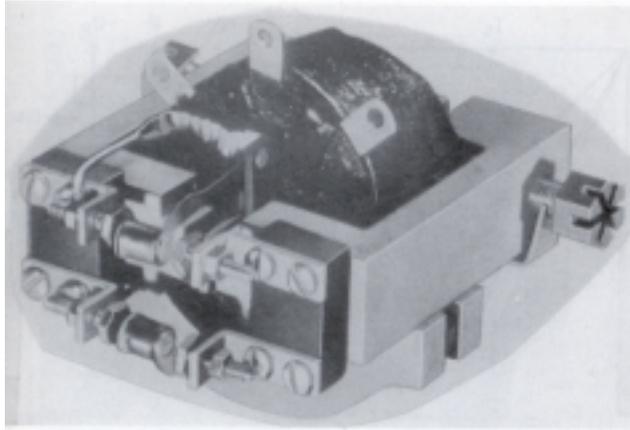
Los electromecánicos se caracterizan porque las cantidades medidas son convertidas en señales bajas pero similares, y son combinadas o comparadas directamente con valores de referencia que se encuentran en los detectores de nivel para producir la salida deseada. Los electrónicos son aquellos en los cuales las cantidades medidas son manipuladas en forma análoga y convertidas subsecuentemente en forma binaria. Mientras que en los digitales las cantidades medidas

son convertidas en datos numéricos, mientras que un microprocesador con operaciones matemáticas y/o lógicas toma decisiones de disparo.

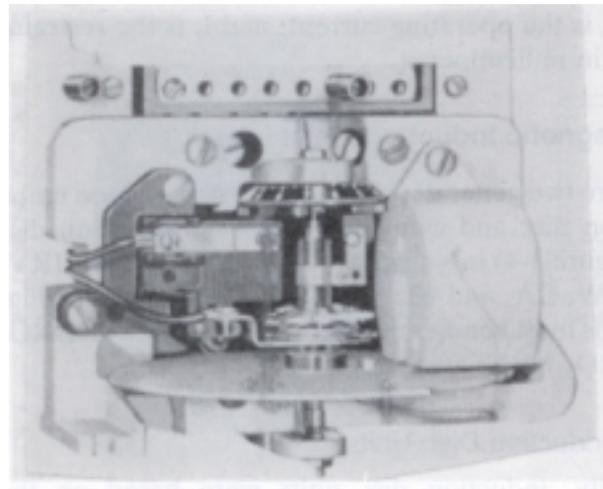
### **2.1.1. RELES ELECTROMECAÑICOS**

Como se explicó anteriormente para los relés electromecánicos, los primeros en salir al mercado, solo existían dos principios de funcionamiento fundamentalmente diferentes: el de atracción electromagnética y el de inducción electromagnética. Los primeros funcionan en virtud de un émbolo que es atraído dentro de un solenoide o una armadura que es atraída por los polos de un electroimán; estos relés pueden ser accionados por magnitudes de corriente directa o corriente alterna. Mientras que los segundos utilizan el principio del motor de inducción por medio del cual el torque se desarrolla cuando se logra la inducción de un rotor; su magnitud de accionamiento es de corriente alterna. Los tipos de inducción magnética se pueden dar por medio de un relé de disco o de cilindro.

A continuación, se puede observar en las figuras 2.1 y 2.2 ejemplos de relés electromecánicos del tipo atracción e inducción electromagnética, respectivamente.



**Fig. 2.1: Relé Electromecánico Tipo Atracción**



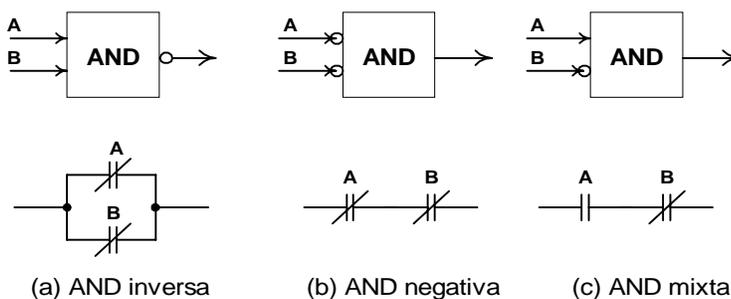
**Fig. 2.2: Relé Electromecánico Tipo Inducción**

### **2.1.2. RELES ELECTRONICOS**

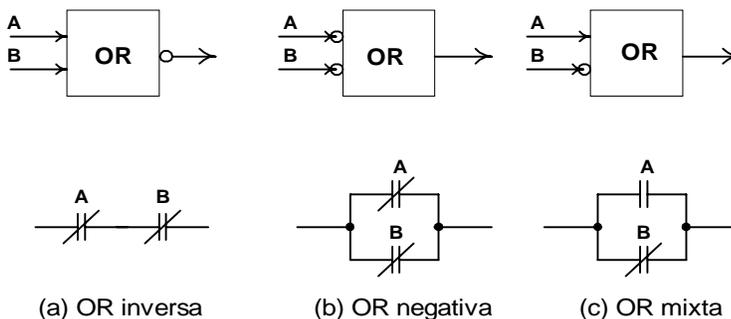
Fueron los siguientes en aparecer en escena después de los relés electromecánicos, con tecnología más avanzada pero manteniendo el mismo principio de funcionamiento.

Este tipo de relés usan varias componentes de potencia baja, como son los diodos, transistores, tiristores, capacitores, etc, que los convirtieron en unidades lógicas debido al uso de materiales semiconductores, los cuales daban mayor estabilidad y un amplio rango de temperatura.

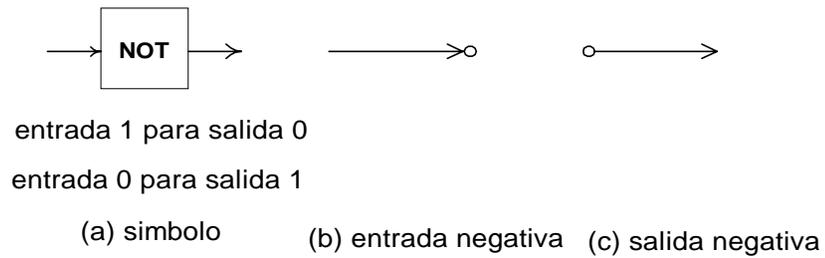
Las unidades lógicas más utilizadas fueron las tipo AND, OR, NOT y Retardo de tiempo (Delay). En las figuras 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6 se observan diferentes configuraciones de este tipo de unidades.



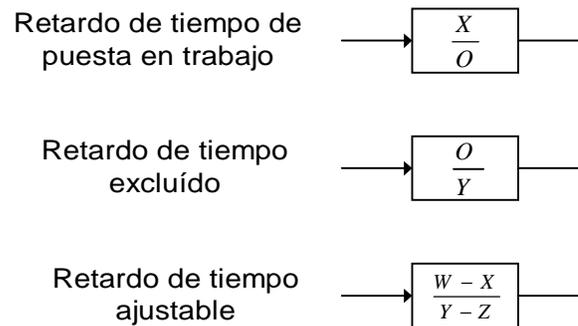
**Fig. 2.3: Variaciones de AND**



**Fig. 2.4: Variaciones de OR**



**Fig. 2.5: Convención de Símbolos negativos**



**Fig. 2.6: Ejemplos de Unidades de Retardo de Tiempo**

Actualmente, los relés electrónicos se los encuentra en instalaciones eléctricas que se hicieron en las décadas de los años setenta y ochenta, poniendo casi en desuso el relé electromecánico.

### 2.1.3. RELES NUMERICOS

Estos relés tipo microprocesador actúa bajo la influencia de los diagramas lógicos de bloques y los diagramas esquemáticos de circuitos lógicos; es decir se basa en el procesamiento de datos

medidos de manera análoga para convertirlos en datos de forma numérica.

Se convirtieron en los relés de la época moderna debido a la facilidad de operación y mantenimiento que éstos brindan, en comparación con los relés electromecánicos, y además de que los elementos con los que están hechos son mucho más sofisticados que los relés electrónicos.

Constan de softwares en los cuales no sólo vienen grabadas las funciones de protección sino también funciones adicionales como lo son medición y control, con lo que resulta mucho más fácil proveer de un completo esquema de supervisión de una unidad eléctrica. Su lenguaje de programación es similar al de los PLC y su control es por medio de unidades remotas. Su tecnología permite la automatización, con lo que las decisiones de un operador se reducen a la mínima expresión. Otras de sus características es el ahorro de espacio ya que en un solo panel se puede tener la protección de un sistema completo.

Este tipo de relés se los puede encontrar en las instalaciones eléctricas de la década de los noventa, como por ejemplo en la Central Hidroeléctrica “Marcel Laniado de Wind”.



**Fig. 2.7: Relé Numérico ABB**

## **2.2. LA SERIE RE.316\*4 DE RELES NUMERICOS DE PROTECCIÓN**

La serie 316 de relés numéricos son terminales de protección para diferentes aplicaciones. Cada terminal está contenido en una cabina compacta que posee todas las interfaces necesarias. Está provista con un módulo software y hardware de pre-análisis para adaptarse al sistema y puede ser configurado en sitio de ser necesario para aplicaciones dedicadas.

Los terminales en la serie 316 combinan algoritmos numéricos avanzados para un rango completo de mediciones complejas, detección de fallas de alta velocidad y retardos donde sean requeridos, así como llevar a cabo los objetivos para esquemas de protección sencillos o redundantes. Computadores personales con programas HMI y herramientas para el operador, ingeniería de relés y servicios, amplían los horizontes para una protección de los sistemas de potencia más confiable y relevante además de dar una operación y monitoreo tan sencilla como simplificada es la instalación y mantenimiento.

Los terminales también ofrecen flexibilidad en la configuración con conexiones a entradas análogas y binarias, relés de señalización y disparo, leds de indicación así como flexibilidad funcional. La tecnología que implanta para una total protección y control de los sistemas a su cargo las hace por medio del uso de 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.

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

probados 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 está 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 de que 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

La Central utiliza todas estos terminales de la serie 316 para uso en sus sistemas de protecciones, control y monitoreo, y gracias a ello se encuentra totalmente automatizada. Dichos terminales son de marca ABB, como en la figura 2.7.

### 2.2.1. SOFTWARE

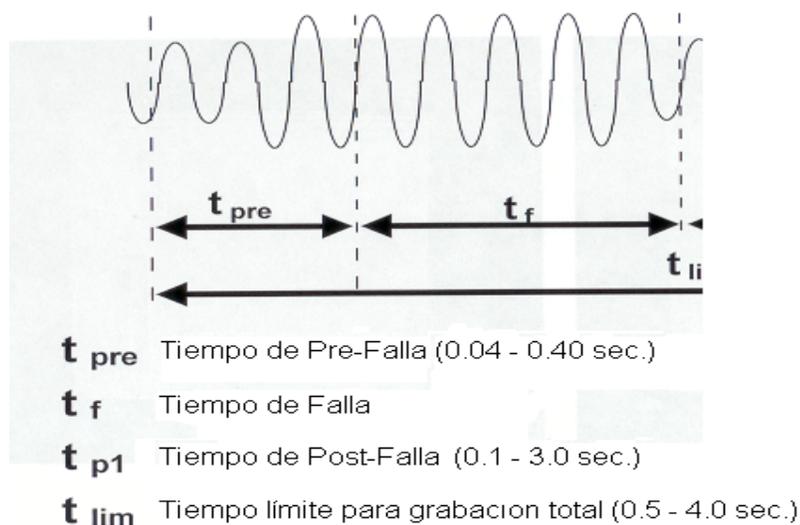
El software de este tipo de terminales viene dado principalmente por la librería de funciones, pero también en él se encuentra configurado los esquemas de comunicación de datos desde los equipos hasta las terminales y se puede observar las pantallas de las mediciones hechas en cada uno de los puntos de la central; el grabador de eventos y perturbaciones también es parte del software.

La librería 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%, 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.
- Distancia, Autorecierre, etc. del terminal REL316.
- Control de circuit breakers, supervisión del tiempo de acción, etc. del terminal REC316.

El grabador de eventos almacena los últimos 256 eventos ocurridos en la central, dando una tabla donde se puede encontrar el día, el número, el tiempo y el número de la función que trabajó 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 análogos 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.



**Fig. 2.8: Tiempos de la Grabadora de Perturbaciones**

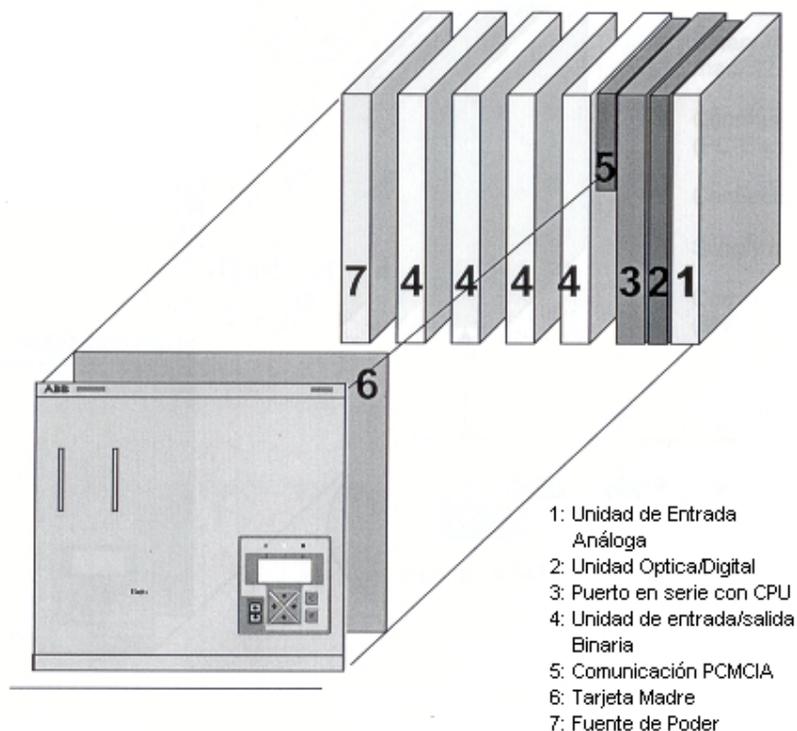
### 2.2.2. HARDWARE

Como se conoce en términos de computación, el software es el conjunto de programas que puede ejecutar una computadora para hacer posible su funcionamiento, como son el sistema operativo, los compiladores, ensambladores, rutinas y programas agregados por el usuario; mientras que el hardware es el conjunto de componentes físicos (cables, tornillos, placas, etc.) que constituyen una computadora. En base a esta definición, el hardware de los terminales RE es el conjunto de elementos que componen el equipo, tales como los diferentes tipo de carcazas, los conectores, los leds de señalización, el CPU, la fuente de poder, la unidad transformadora de voltaje, la tarjeta madre, el convertidor analógico digital, etc. La disposición física de cada uno de estos elementos se encuentra en la figura 2.9.

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.

- 9 Entradas Análogas.



**Fig. 2.9: Disposición del Hardware**

En resumen, el software y el hardware constan de una completa librería de funciones para control básico y monitoreo, protección de generadores, transformadores, líneas y cables; son de marca ABB y se adaptan a los demás equipos que están involucrados en la protección de la Central.

### **2.3. ELEMENTOS DE MEDICION**

En las instalaciones eléctricas existe la necesidad de conectar aparatos de medidas como también es preciso disponer de relés con finalidades diversas: protección, aviso, enclavamiento, etc. Unos y otros suelen ser de constitución delicada, reducidas dimensiones y buena precisión. Frecuentemente las magnitudes que hay que medir (o vigilar) son elevadas tensiones, fuertes corrientes o ambas. Por ello, al mismo tiempo que se iniciaba el uso de la corriente alterna, nacieron los transformadores de medida.

Sirven para proteger personal y aparatos de altos voltajes y permitir niveles de aislamiento razonables. Son críticos en la protección con relés, ya que éstos son tan precisos como la información dada por los transformadores lo sea. Magnitudes estándar de los transformadores y relés que alimentan están por el orden de los 5 a 1 amperio; 100, 110 o 120 voltios; 50 o 60 hertz.

Por lo expresado anteriormente los elementos de medición utilizados en la central para la alimentación de los equipos son los transformadores de corriente (CT's) y los transformadores de potencial (PT's).

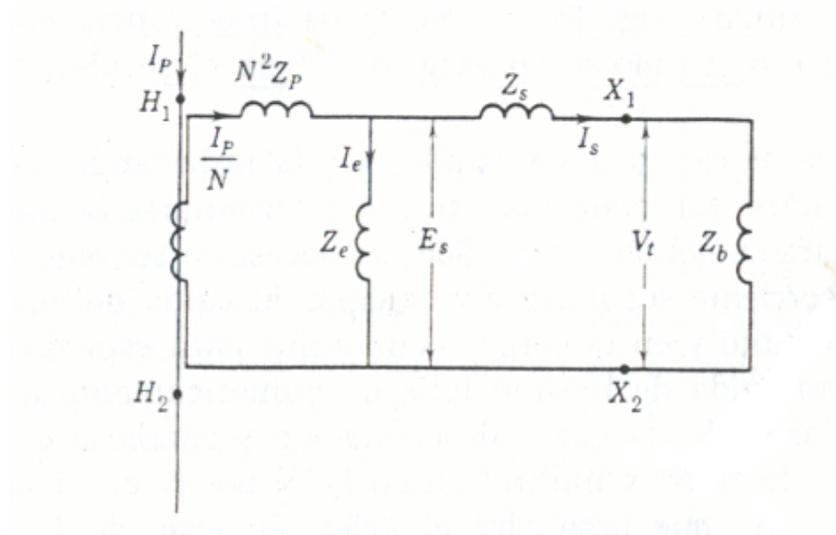
### 2.3.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Uno de los criterios para seleccionar la relación de los transformadores de corriente es el rango de corriente continua de los equipos conectados ya sea relés, transformadores de corriente auxiliares, instrumentos, etc.) y el devanado secundario del mismo transformador de corriente. Ya en la práctica, cuando fluye corriente de carga a través de las fases de los relés o de los dispositivos conectados, se utiliza una relación de corriente del CT tal que en el secundario su salida sea alrededor de 5 a 1 amperios con corriente de carga máxima en el primario.

Sin embargo, la actuación que se requiere del CT varía de acuerdo a la aplicación del relé. Se necesitaría de CT's de alta calidad por ejemplo en esquemas de protección diferencial, debido a la exactitud de los datos que permitan al relé actuar; mientras que en la protección de líneas de transmisión no es tan crítico un CT de alta calidad debido a que se utiliza terminales remotos como respaldo a fallas.

Por lo general, todos los tipos de transformadores de corriente se utilizan para propósitos de protección por relés. El CT de boquilla es el más usado en los circuitos de alta tensión porque es menos costoso que otros. Este consta de un núcleo de forma anular con un arrollamiento secundario, y se construye dentro de equipos como interruptores, transformadores de potencia, generadores, etc., y su núcleo rodea una boquilla de aislamiento a través del cual pasa un conductor de potencia. Los CT's de este tipo se caracterizan por tener una amplia sección transversal en los cuales la saturación es menor y por ende más precisión a elevadas corrientes. Además existen otros tipos de CT's como el del núcleo concentrado o el ventana.

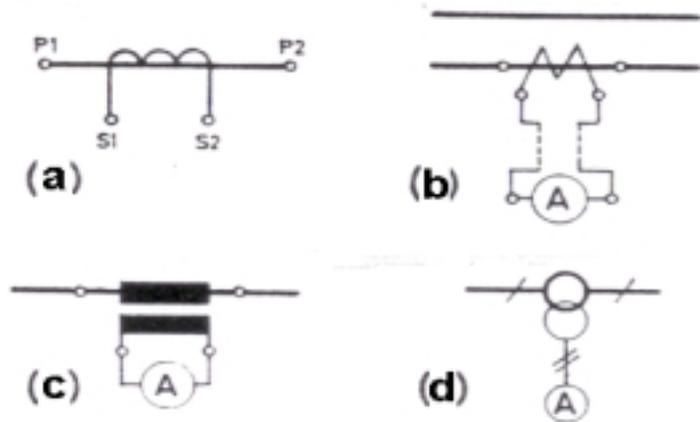
El circuito equivalente de un transformador de corriente se muestra en la figura 2.10. La curva característica secundaria de excitación de un CT está dada por la corriente de excitación secundaria  $I_e$  que es una función del voltaje secundario de excitación  $E_s$  y de la impedancia secundaria de excitación  $Z_e$ . Con esta curva se calcula la precisión de un CT tipo boquilla.



**Fig. 2.10: Circuito Equivalente del Transformador de Corriente**

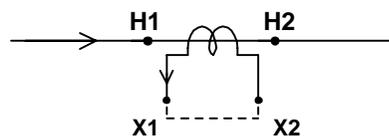
Para clasificar la precisión del CT se tiene las normas ASA, por ejemplo 10H10 o 2.5L50, donde H es la impedancia secundaria interna alta (CT's de núcleo concentrado); L es la impedancia secundaria interna baja (CT's tipo boquilla); el número antes de la letra es el error máximo de relación especificado en porcentaje; el número después de la letra es la tensión final máxima secundaria para el error de relación con corriente secundaria 20 veces la corriente nominal.

Existen diversas forma de representación de los CT's, entre ellas están las que se muestran en la figura 2.11.



**Fig. 2.11: Diferentes representaciones de los CT's**

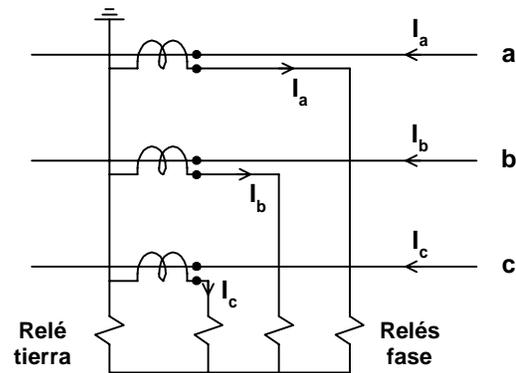
La polaridad de los CT's está dada por marcas o por símbolos  $H_1$  y  $H_2$  en el primario y  $X_1$  y  $X_2$  en el secundario. La convección es que si la corriente primaria entra por el terminal  $H_1$ , la corriente secundaria sale por  $X_1$ ; o bien, si la corriente primaria entra por el terminal  $H_2$ , la corriente secundaria sale por  $X_2$ . Un ejemplo se observa en la figura 2.12.



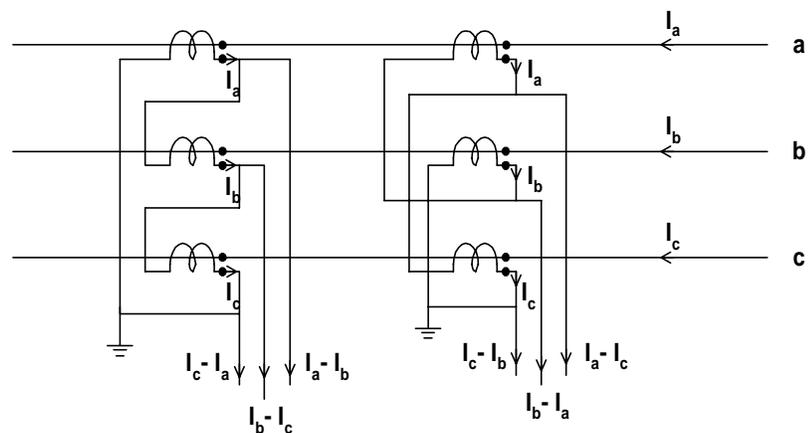
**Fig. 2.12: Polaridad de los CT's**

Las conexiones de los CT's se realizan de acuerdo a la polaridad de los mismos. Dependiendo de que tipo de uso se le

esté dando a ellos y que relé esté usándose en la protección, tenemos ejemplos de las conexiones Estrella (figura 2.13) y Delta (figura 2.14).



**Fig. 2.13: Conexión Estrella de CT's**



**Fig. 2.14: Conexión Delta de CT's**

El mayor problema de los transformadores de corriente es la saturación a la que están expuestos en momentos en que se presenten corrientes de falla de gran magnitud, debido a su

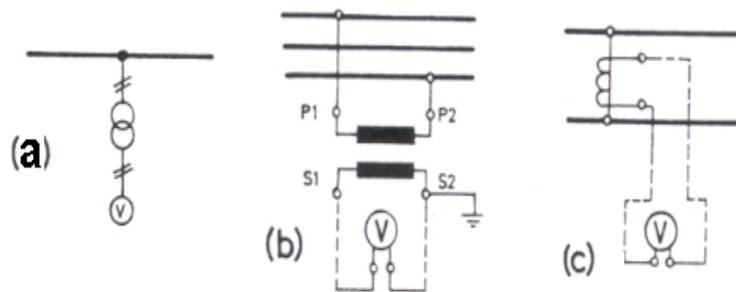
valor o cercanía. Sin embargo, para algunos relés no es crítico esta corriente, como por ejemplo los relés de sobrecorriente del tipo inducción, gracias a que poseen gran exactitud. La saturación puede darse por componentes DC o AC en la corriente de falla. La componente DC es la más dañina, debido a que el CT se satura en los primeros ciclos de la falla haciendo que se pueda colapsar. Para evitar estos problemas, hay que seleccionar los CT's de acuerdo a las necesidades de la protección.

En el capítulo 1 se especificó las características técnicas de los transformadores de corriente utilizados en la Central.

### **2.3.2. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL**

Los transformadores de potencial se utilizan para alimentar bobina voltimétricas (contadores, voltímetros ordinarios o registradores, relés, etc.). Son de dos clases: transformadores de potencial para alimentación de instrumentos y transformadores de potencial capacitivos. Se basan en dos criterios de selección: el nivel de voltaje del sistema y el nivel de aislamiento básico de impulso requerido por el sistema en el

cual van a ser usados. Bajo las normas ANSI se utilizan dos tipos de voltaje nominal secundario, 115 y 120 voltios, con sus correspondientes valor línea a neutro de  $115/\sqrt{3}$  y  $120/\sqrt{3}$  voltios. Para los transformadores del tipo capacitivo los voltajes nominales secundarios son 115 y 66.4 voltios. Diferentes representaciones de los transformadores de potencial se muestran en la figura 2.15.

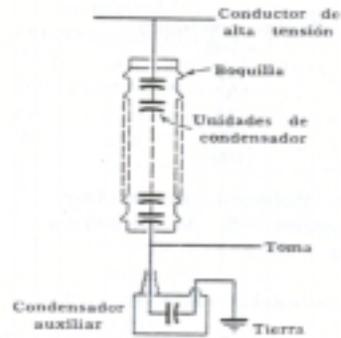


**Fig. 2.15: Diferentes representaciones de los PT's**

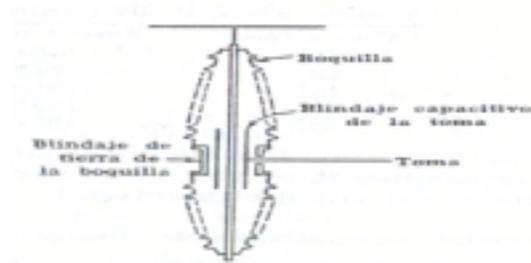
La diferencia en el uso de uno u otro tipo de transformadores de potencial radica en que los PT's del tipo capacitivo para protección por medio de relés son más baratos que los PT's para instrumentos, aunque no son tan precisos. Además influye que existen ciertas disposiciones de circuitos que no permiten el uso de uno u otro, como por ejemplo, en sistemas donde se conectan dos o más secciones de líneas de transmisión a una barra colectora común, los PT's normales tendrán capacidad

suficiente para alimentar los equipos de protección, lo que no podría hacer los del tipo capacitivos. Mientras que en sistemas donde se utilizan barras colectoras en anillo, no hay lugar para un conjunto sencillo de transformadores normales que abastezca los relés de todos los circuitos, mientras que los del tipo capacitivo se los puede colocar en el lado de la línea de los interruptores de cada circuito.

Existen dos tipos de PT's del tipo capacitivos para protección: el de condensador de acoplamiento y el de boquilla. Los dos son básicamente semejantes, pero su diferencia radica en el tipo de divisor de tensión capacitivo utilizado, que a su vez afecta su carga nominal. El primero de ellos utiliza una aglomeración de condensadores conectados en serie y de un condensador auxiliar, como se muestra en la figura 2.16. El segundo utiliza el acoplamiento capacitivo de una boquilla de un interruptor o transformador de potencia especialmente construida, como se muestra en la figura 2.17.



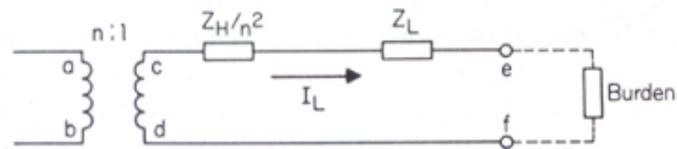
**Fig. 2.16: Transformador de potencial del tipo capacitivo con condensador de acoplamiento**



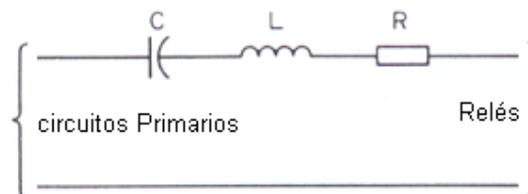
**Fig. 2.17: Transformador de potencial del tipo capacitivo de boquilla**

Los circuitos equivalentes de las dos clases de PT's que existen se muestran en las figuras 2.18 y 2.19. En el transformador de potencial normal se observa que la corriente del lado de baja tensión fluye a través de las impedancias del lado de alta

tensión referida al de baja más la respectiva impedancia de este lado; también hay que considerar el burden que tiene el transformador. Típicos valores de error máximo que se tiene en estos dispositivos van desde 0.3 hasta el 1.2%, con lo que se demuestra que tienen excelente actuación frente a transientes.



**Fig. 2.18: Circuito Equivalente del Transformador de Potencial**

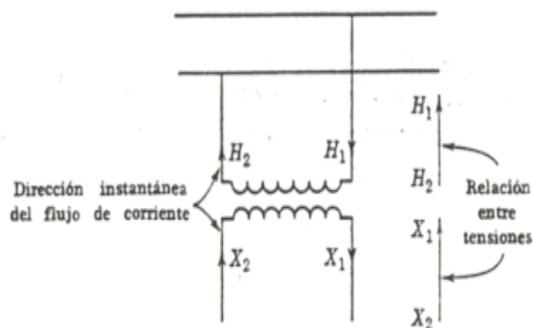


**Fig. 2.19: Circuito Equivalente del Transformador de Potencial del Tipo Capacitivo**

La característica del transformador de potencial del tipo capacitivo se basa en la energía almacenada dentro de los elementos L y C en momentos de ocurrencia de una falla en el lado primario. Debido a la tendencia de tintineo inherente en los circuitos RLC, un cortocircuito repentino en el lado del primario

no produce un colapso instantáneo del voltaje aplicado a los relés. Otros transientes son introducidos por la presencia de los circuitos ferrosónicos y hasta por los mismos relés, pero estos PT's no son afectados significativamente y reproducirán transientes primarios con excelente fidelidad.

La polaridad de los transformadores de potencial por lo general están marcadas para el lado de alta y baja tensión con  $H_1$  y  $X_1$ , respectivamente. Las marcas de polaridad tienen el mismo significado que para los transformadores de corriente, es decir, que cuando la corriente entra por la terminal  $H_1$ , ésta sale por la terminal  $X_1$ . La relación entre las tensiones alta y baja es tal que  $X_1$  tiene la misma polaridad instantánea que  $H_1$ , como se muestra en la figura 2.20. No tiene importancia alguna el que el transformador tenga polaridad aditiva o substractiva porque esto no tiene efecto en las conexiones.



**Fig. 2.20: Polaridad de los transformadores de potencial**

Los transformadores de potencial se conectan de acuerdo a la utilización: medición o protección; si se lo va a utilizar en protección, la conexión variará dependiendo del elemento que van a proteger y el tipo de protección que se va a dar. Por ejemplo, si se quiere hacer una protección a un banco de transformadores de potencia conectados en estrella delta, se necesitará hacer una conexión delta estrella del banco de transformadores de potencial, y con éstos transmitir las señales a los relés de protección (distancia, sobrevoltaje, etc.).

En la Central se encuentran transformadores de potencial del tipo capacitivo en la Subestación, y transformadores de potencial para instrumentos en la unidades. Las características de cada uno de ellos se los detalló en el capítulo 1 dentro del sistema eléctrico de la central.

## **2.4. ELEMENTOS DE INTERRUPCION**

### **2.4.1. CIRCUIT BREAKERS**

Los circuit breakers o interruptores son dispositivos mecánicos de interrupción destinados al cierre o apertura de la continuidad del servicio eléctrico bajo carga en condiciones normales de operación o en condiciones de cortocircuito. El interruptor además del transformador son los dispositivos más importantes en una subestación para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Las partes principales de los interruptores son:

- Parte activa, constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.
- Parte pasiva, protege eléctrica y mecánicamente al interruptor y soporta el gabinete de control.

Los interruptores están constituidos por:

- Contacto principal al voltaje del sistema.

- Aislamiento entre el contacto principal y el potencial de tierra (porcelana, aceite, gas).
- Dispositivos de operación y supervisión.
- Un eslabón aislado entre el dispositivo de operación y el contacto principal.

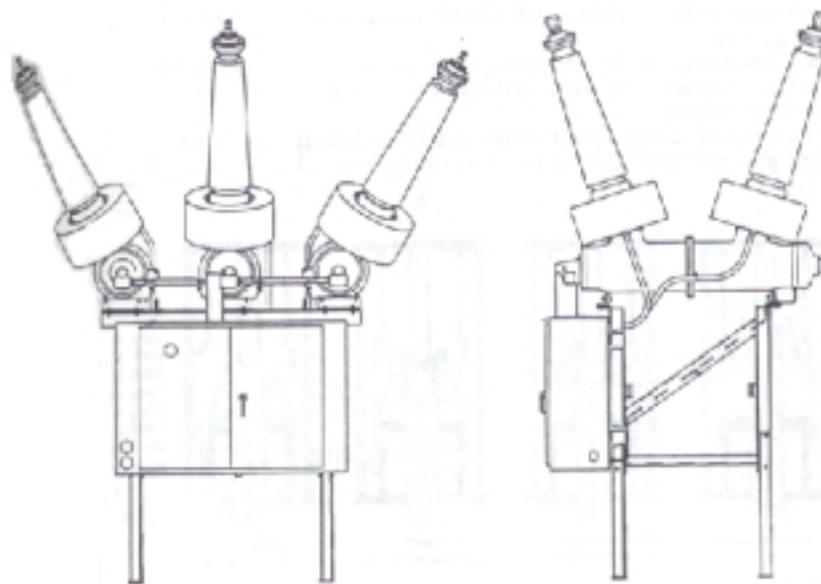
Al producirse la apertura del interruptor, la característica principal originada es la presencia de un arco eléctrico cuya extinción se produce en la cámara de extinción en donde al abrirse los contactos del interruptor la energía producida se transforma en calor produciendo la extinción del arco, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos:

- Grande y pequeño volumen de aceite
- Neumáticos
- Hexafluoruro de azufre SF<sub>6</sub>
- Vacío

Los interruptores de pequeño y gran volumen y los neumáticos realizan la extinción del arco utilizando como elemento de enfriamiento el aceite.

El interruptor en Hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ) para la interrupción utiliza el gas  $\text{SF}_6$  debido a la alta rigidez dieléctrica que posee, aún en bajas presiones. Un esquema típico de este tipo de interruptores se muestra en la figura 2.21.

El interruptor en vacío abre los contactos dentro de la cámara de vacío en donde no se produce el arco eléctrico.



**Fig. 2.21: Interruptor en  $\text{SF}_6$**

En la central se utilizan interruptores GCB (Gas Circuit Breaker) tanto en la subestación como para las unidades. Las características de cada uno de ellos fueron explicadas en el capítulo 1.

## 2.4.2. SECCIONADORES

Son dispositivos que sirven para conectar o desconectar secciones de una instalación eléctrica, desconectando circuitos bajo la tensión nominal pero nunca fluyendo corriente a través del mismo como lo es para el caso de los interruptores, para realizar la apertura de un seccionador siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

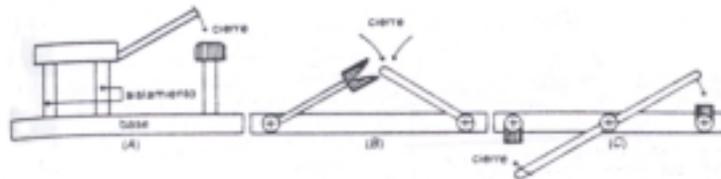
Los seccionadores están compuestos por una base metálica, columnas de aisladores que fijan el nivel de impulso y una cuchilla formada por una parte móvil y una parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Los seccionadores de acuerdo con la posición que tiene la base y la forma del elemento móvil pueden ser:

### a. **Horizontales**

Constituido por tres partes (aisladores) haciendo girar la columna central para el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla, compensando el peso con un resorte que ayuda a la apertura como se lo muestra en la figura

2.22(a). Otro tipo de cuchilla horizontal es aquel donde la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal, una se encuentra soportada sobre dos columnas de aisladores que giran simultáneamente para realizar su apertura como se lo indica en la figura 2.22 (b) y la otra soportada sobre tres columnas de aisladores, las dos columnas externas fijas sostienen las mordazas fijas y la columna central gira y soportada el elemento móvil así como se lo muestra en la figura 2.22 (c).



**Fig. 2.22: Tipos de seccionadores**

**b. Verticales**

Son iguales a los horizontales indicados en la figura 2.22(a) con la diferencia de que los tres aisladores se encuentran en forma horizontal y la base en forma vertical, de igual manera posee un resorte para facilitar la apertura.

**c. Pantógrafo**

Son cuchillas de un poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil, la cual tiene un sistema mecánico de barras conductoras en forma de pantógrafos. La parte fija se cuelga de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo, de esta manera al elevarse la parte superior se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito. Su ventaja principal es el reducido espacio que ocupa.

Los seccionadores utilizados en esta central son de fabricación Efacec y se clasifican en:

- SHDT 145, de dos columnas con apertura central, con cuchillas de puesta a tierra para las líneas y para la posición de acople de barras.
- STD 145, cuchillas de puesta a tierra para la salida de los generadores.
- SHD145, de dos columnas con apertura central, sin cuchillas de tierra para las barras o el seccionador de disyuntor del lado de barras.
- SXE 145, de pantógrafo como by-pass del disyuntor (Fig. 2.23).



**Fig. 2.23: Seccionador tipo pantógrafo de la central**

# Capítulo 3

## SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DAULE PERIPA "MARCEL LANIADO DE WIND"

### 3.1. INTRODUCCION

Los relés de protección o sistemas de relés de protección son redes compactas analógicas conectadas a varias partes de los sistemas de potencia para detectar condiciones indeseables o intolerables dentro de su área asignada. Su función principal es iniciar la desconexión del área en problemas, por lo que junto con los circuit breakers conforman un equipo y ambos deben ser planeados.

El sistema de protección no se requiere que trabaje durante la operación normal del sistema, pero debe ser capaz de operar para evitar serios daños y salida de los equipos, así el tiempo de vida de operación del relé es del orden de segundos aunque estén conectados

en el sistema por muchos años. Por lo que un sistema de protección debe ser capaz de responder a todas las anomalías que puedan ocurrir en el sistema de potencia.

Para aplicar un sistema de protecciones se debe basar en cuatro factores importantes:

- Economía inicial.
- Eficiencia y flexibilidad de operación.
- Experiencia.
- Medida de falla tanto en CT's y PT's.

Además de todo lo expresado se debe cumplir los cinco principios básicos de aplicación de los relés para que el sistema de protecciones sea el adecuado:

- Confiabilidad.
- Selectividad.
- Velocidad.
- Simplicidad.
- Sensibilidad.

Cabe recalcar que toda protección por relés debe siempre estar apoyada por un respaldo dado por otros relés cuyo funcionamiento es

ver la falla al mismo tiempo que la protección primaria pero actuar si ésta falla.

En este capítulo trataremos básicamente sobre un estudio de los sistemas de protección de los generadores, del grupo generador transformador y de las líneas de transmisión y subestación. Desglosaremos cada uno de sus componentes y además describiremos las señales que envían los relés de protección para provocar los disparos de la unidad, mediante los bloqueos eléctrico, mecánico y desde el automatismo. Se hará una breve interpretación de la interfase del Sistema de Protecciones y el Sistema Automatizado de la Central.

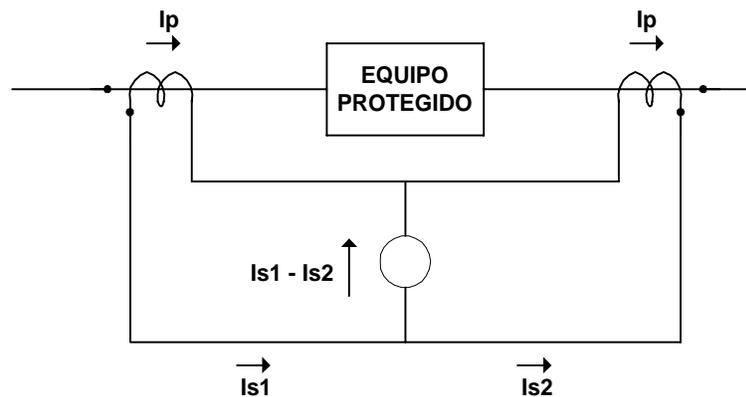
## **3.2. PROTECCION DEL GENERADOR**

### **3.2.1. PROTECCION DIFERENCIAL (87G)**

El mejor método de detectar cortocircuitos en los devanados de la armadura o en los terminales del generador, provocados por fallas internas en los equipos que involucran más de una fase, es utilizando la protección por medio de relés diferenciales.

En la protección diferencial las corrientes en cada fase, en cada lado de la máquina son comparadas en un circuito diferencial y cualquier diferencia de corriente es usada para operar un relé.

Un esquema sencillo mostrando la protección diferencial de una fase utilizando un relé de sobrecorriente es el que se muestra en la figura 3.1:



**Fig. 3.1: Protección Diferencial de una Fase**

En condiciones normales de operación el relé no debe funcionar debido a que la resta de  $I_{s1} - I_{s2} = 0$ . Para fallas externas el relé tampoco debe operar debido a que hay otros relés encargados de esta protección. Para condiciones de falla interna (entre los terminales o en el devanado) la corriente  $I_{s1}$  va a ser diferente a la corriente  $I_{s2}$  por lo que se producirá un

desequilibrio que si llega a ser mayor a la corriente de puesta en trabajo del relé, éste operará.

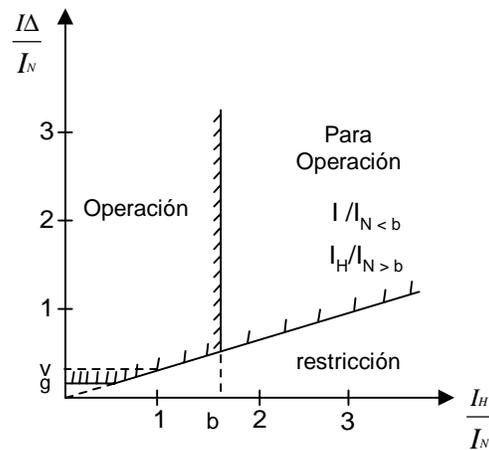
La Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind al estar totalmente automatizada consta en su sistema de protección, de relés multifuncionales los cuales tienen la capacidad de proteger el equipo ante diferentes tipos de fallas. Uno de estos relés multifuncionales es el REG 316 V2 el cual se encarga de las diferentes protecciones del generador, entre ellas la diferencial (87G), que tiene las siguientes características:

- Características de disparo de corrientes dependientes no lineales (Figura 3.2).
- Alta estabilidad durante fallas externas y saturación de los CT's.
- Corto tiempo de operación.
- Medición trifásica.

Otras características extras de este relé son las siguientes:

- No hay limitaciones en su funcionamiento por el Inrush magnético.
- No tiene compensaciones (en la medición) por la forma en que se conecta.

- Solo tiene dos entradas de medición.
- Consta de una unidad para suprimir armónicos.



**Fig. 3.2: Característica de Operación de la Protección Diferencial del Generador**

El relé tiene tres entradas analógicas (corriente) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias, ya sea por señales de disparo de las tres fases o por señales de disparo de cada una de las fases (R, S, T) y su medición es de corriente total de cada una de las fases (R, S, T).

#### a. Ajuste del relé

El propósito de la protección diferencial del generador es detectar las fallas de fase en la zona del estator. La

protección es sensible, rápida y absolutamente discriminatoria. Para lograr este propósito debemos lograr dos tipos de ajustes:

El ajuste básico ( $g$ ) y la relación de puesta en trabajo ( $v$ ).

#### **a.1. Ajuste básico ( $g$ )**

El ajuste básico es el que define la puesta en trabajo de la protección diferencial para fallas internas. Esta es la sección de la característica de operación con una baja corriente de limitación  $I_H$ .

El valor más bajo posible debe ser escogido por  $g$  para detectar los peores casos de fallas cuando la excitación es baja. La protección no puede detectar fallas entre espiras en el mismo devanado porque ellos no producen una corriente diferencial.

Sin embargo, una corriente diferencial pequeña puede fluir durante una operación normal causando un falso disparo si es que  $g$  está ajustado en un valor demasiado bajo. Esta

corriente diferencial incorrecta es usualmente dada por los desbalances de los errores de los CT's o los Burden de los CT's. Para evitar todas estas corrientes diferenciales no deseadas el ajuste típico del  $g$  es de  $0.1 I_N$ .

La corriente de puesta en trabajo para el relé está calculada por la fórmula:

$$I = g / I_N * I_{N1} / I_{gN}$$

donde:

$I_{N1}$  es la corriente del CT = 5000 A

$I_{gN}$  es la corriente del Generador = 4000 A

$g / I_N = 0.1$  por lo que la  $I_{pick-up}$  del primario referida al generador es 0.125

#### **a.2. Relación de puesta en trabajo (v)**

La puesta en trabajo  $v$  es decisiva para la estabilidad de la protección durante las fallas externas. Esta es la sección de la característica de operación con corrientes de limitación mucho más altas que  $1.5 I_N$ .

El valor de  $v$  define la corriente  $I_D$  para una corriente limitante  $I_H$  en la región inclinada moderadamente de la característica de operación. El ajuste de  $v$  debe ser lo suficientemente pequeño para hacer que la protección sea sensible a fallas cuando la corriente de carga está circulando, pero suficientemente alta para evitar falsos disparos durante fallas externas. Un ajuste típico de  $v$  es **0.25**.

Un ajuste mucho más alto de  $v$  es escogido cuando el comportamiento de la transiente de los CT's durante fallas pueden causar grandes corrientes diferenciales. Este es normalmente el resultado de CT's de relación muy baja o con burden ampliamente diferentes. El ajuste de  $v$  entonces sería de 0.5. El tiempo máximo de disparo que tiene esta protección es de:

- $I_{\Delta} > 2I_N \leq 30 \text{ ms}$
- $I_{\Delta} \leq 2I_N \leq 50 \text{ ms}$

### 3.2.2. PROTECCION CONTRA PERDIDA DE EXCITACION (40)

El generador debe mantenerse siempre en línea, es decir en funcionamiento, supliendo potencia tanto como sea posible, particularmente cuando la máquina representa una porción medible de la capacidad del sistema.

Cuando un generador síncrono pierde excitación funciona como generador de inducción que gira arriba de la velocidad síncrona. Por esta razón una alarma rápida de excitación baja da la oportunidad de reincorporar el campo si es posible y permitir el disparo. Disparos innecesarios y una pérdida de KW de salida resultantes del mismo pueden precipitar a que un sistema quiebre. Cuando la máquina y el sistema inician una inestabilidad causada por la pérdida de excitación éstas deberían dispararse automáticamente.

Un sistema en el que a la pérdida de excitación de un generador pueden seguir serios disturbios, debe estar provisto de equipo automático de protección por relés de respuestas rápidas para disparar los interruptores principal y de campo. Se han utilizado en forma muy extensa los relés de baja corriente

conectados en el circuito del campo, pero el tipo más selectivo de relé de pérdida de excitación es uno direccional que funciona a partir de la corriente y voltaje alterno en los terminales del generador.

La pérdida de excitación puede ocurrir como resultado de:

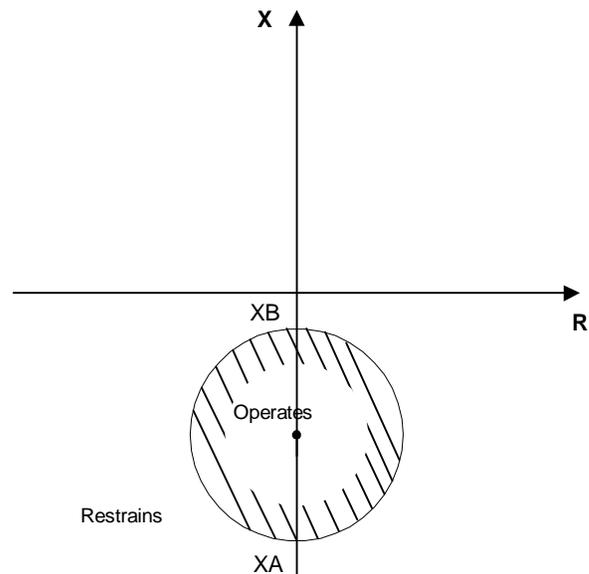
- Pérdida de campo de la excitatriz.
- Disparo accidental del breaker de campo.
- Cortocircuitos en los circuitos de campo.
- Mal contacto en las escobillas.
- Falla en el cierre del breaker de campo.
- Pérdida de la entrada de corriente alterna.
- Operación a frecuencia reducida cuando el regulador está fuera de servicio.

El relé multifuncional REG 316 V2 se encarga también de la protección contra la pérdida de excitación mediante el relé de mínima reactancia ( $40\angle<$ ). Su aplicación es la detección de condiciones inadmisibles de operación debido a baja excitación de un generador sincrónico. Entre sus principales características se puede mencionar:

- Característica de operación circular (Figura 3.3).

- Selectividad para operar dentro o fuera de la circunferencia.
- Tamaño y posición ajustables a la característica de operación.
- Corrección de errores de fases causados por el circuito de entrada.
- Retraso del tiempo ajustable.
- Insensible a los componentes DC y a los armónicos en las ondas de voltaje y de corriente.
- Medición monofásica o trifásica.
- Detección de la más baja impedancia (Distancia desde el centro del círculo).
- Medición de la baja reactancia gracias a la unidad de baja corriente ( $0.1 I_N$ ).

Este relé consta de entradas análogas (voltaje y corriente) y de entradas binarias, además de dos salidas binarias (puesta en trabajo y disparo). Su medición es de solo impedancia (distancia desde el centro del círculo).



**Fig. 3.3: Característica de la Operación de la Función de Baja Reactancia**

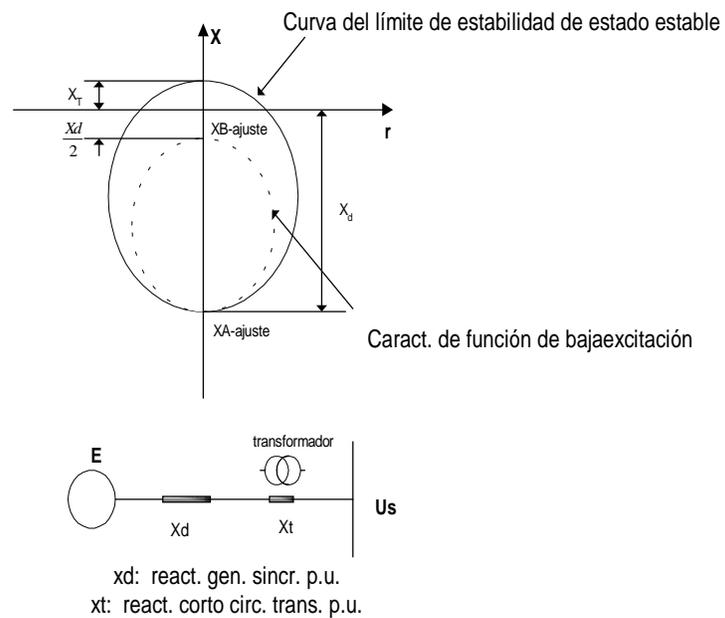
**a. Ajuste del relé**

La función de baja reactancia o baja excitación protege al generador en condiciones de operación potencialmente peligrosas las cuales pueden producirse en eventos de pérdida o de reducción de excitación. Existe peligro en situaciones en las cuales la unidad se vuelve inestable y pierde sincronismo. Esto causa fatiga térmica debido a corrientes inducidas por un lado y fatiga mecánica debido a fuentes de torque por el otro lado.

Es generalmente conocido que una máquina sincrónica no puede ser cargada tan capacitivamente como lo es inductivamente debido a que demasiada carga capacitiva causa caídas. La razón es el límite de estabilidad definido por el ángulo de carga  $\delta = 90^\circ$ , la cual puede ser alcanzada cuando la unidad está con excitación baja para un factor de potencia  $\phi$ . Cuando el voltaje es medido en los terminales del generador se puede obtener una gráfica de límite de estabilidad del generador como se muestra en la figura 3.4. Los puntos de operación de un generador poco excitado son representados por la reactancia  $X_A$  (total de pérdidas de excitación) y la reactancia  $X_B$ .

La protección tiene una característica circular que no coincide normalmente con el límite de estabilidad lo que evita falsos disparos durante caídas de voltaje causados por fallas en el sistema de potencia.

Los valores clásicos de las reactancias  $X_A$  y  $X_B$  para el ajuste del relé de mínima reactancia (40) son:



**Fig. 3.4: Ajuste de la característica de la función de baja excitación**

$X_A$	-1.18p.u.
$X_B$	-0.19p.u.
Corrección de ángulo de fase	$30^\circ$

Este relé incluye un integrador (una función delay separada) para mantener las señales de baja excitación en el caso de giros de potencia. Es necesario porque el ajuste normal del delay se resetea durante éstos. El valor

típico del delay de disparo es de 5s, del delay separado es de 6s y del delay de reseteo es de 1s.

Este esquema también incluye uno a tres sistemas de medición independientes, cada uno de los cuales es conectado al voltaje fase fase y a la corriente fase, por lo tanto todos los sistemas de medición necesitan el ángulo de su propia fase .

### **3.2.3. PROTECCION CONTRA VARIACION DE FRECUENCIA (81)**

Si la frecuencia de operación en cualquier máquina síncrona se desvía de su valor ya fijado, se debe tomar una acción correctiva o el disparo será inminente.

La protección contra variaciones de frecuencia es usada en las máquinas síncronas y en los primomotores para contrarrestar los efectos en la operación a baja frecuencia o sobre frecuencia o por desprendimientos de carga, en el evento de una sobrecarga.

Los efectos adversos en los casos anticipados previamente por la protección de frecuencia son:

- Crecimiento de temperatura excesiva y pérdidas adicionales en el hierro del generador.
- Daños al generador y al primomotor por causa de las vibraciones.

Algunas máquinas sincrónicas son sujeto de vibraciones severas si éstas son operadas a velocidades diferentes a las especificadas para ellas. Las vibraciones ocurren más usualmente a velocidades menores que la frecuencia ya determinada, pero pueden ocurrir también tanto para velocidades menores o mayores. Existen frecuentemente muchos estados de protección contra vibraciones de frecuencia usando diversos relés de estado simple. Un esquema completo comprende de esta manera cuatro estados, dos (alarma y disparo) para sobre frecuencia y dos (alarma y disparo) para baja frecuencia. El disparo es retrasado para evitar el riesgo de malas operaciones durante transientes.

Esta protección de variación de frecuencia se encuentra dada por el relé de frecuencia (81), que está incluido en el relé multifuncional REG 316 V2 cuyas características son:

- Medición de voltaje.
- Cálculo de la frecuencia basada en el vector complejo de voltaje.
- Insensible al componente DC y a los armónicos.
- Bloqueo de bajo voltaje.

Además tiene dos entradas: una análoga de voltaje y una binaria de bloqueo, y tres salidas binarias (bloqueo de bajo voltaje, arranque y disparo). Su medición es de frecuencia y voltaje.

**a. Ajuste del relé**

El ajuste de este relé se lo tiene que hacer en los valores de frecuencia, retardo de acción, bloqueo de bajo voltaje y para valores máximos o mínimos de sobre o baja frecuencia, como a continuación se detalla en la Tabla V:

<b>VARIABLE</b>	<b>SOBREFRECUENCIA</b>	<b>BAJAFRECUENCIA</b>
Frecuencia	61Hz	59Hz
Bloqueo voltaje	0,80 Un	0,80Un
Retardo	60 s	5 s
MAXMIN	MAX	MIN

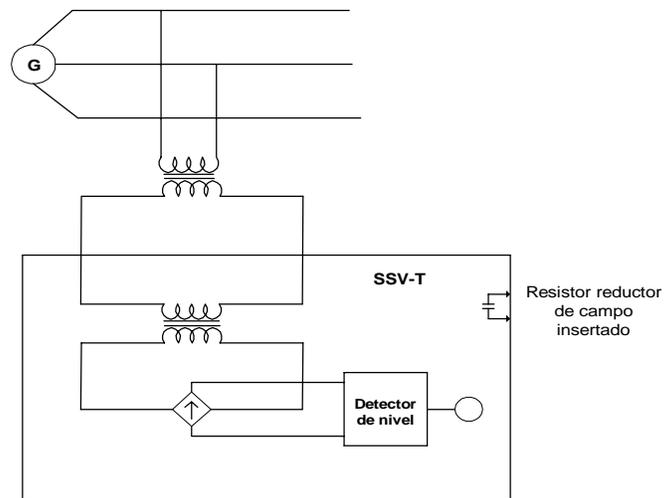
**Tabla V: Ajuste de las variables del relé  
de Frecuencia**

### **3.2.4. PROTECCION CONTRA SOBREVOLTAJE (59)**

La protección contra el sobrevoltaje es recomendada especialmente para generadores hidroeléctricos sujetos a sobrevelocidades y por consiguiente a sobrevelocidades cuando se pierde carga.

El esquema de protección contra el sobrevoltaje alterno es mostrado en la figura 3.5.

El relé, el cual cambia la excitación para reducir el voltaje de salida, puede también proveer protección de respaldo por el regulador de voltaje.



**Fig. 3.5: Protección de sobrevoltaje del generador**

El relé está alimentado de un transformador de potencial distinto al del regulador de voltaje. Si el sobrevoltaje continúa, se disparará el interruptor principal del generador y luego el del campo o del excitador.

La función de protección contra sobrevoltaje instantáneo (59) con evaluación del valor pico se encuentra dentro del relé multifuncional REG 316 V2. Esta función es una protección de alta velocidad que opera en un amplio rango de frecuencia.

Tiene un propósito primario para las siguientes aplicaciones:

- Donde una protección de sobrevoltaje es requerida la cual es muy insensible a frecuencias especialmente para

$f > f_N$ . La capacidad limitante de los PT's para transformar baja frecuencia debe ser considerado para  $f < f_N$ .

- Cuando la protección de alta velocidad es requerida. La alta velocidad es conseguida por medio de mediciones de valores instantáneos de voltaje y desde componentes DC y armónicos que no son suprimidos.

Comparado con la función normal de voltaje, la función instantánea tiene una gran tolerancia para ajustar el valor de la puesta en trabajo, pero de todas maneras para este tipo de protección se debe usar las dos funciones.

Las características de este relé son las siguientes:

- Evaluación de valores instantáneos, valores de frecuencia extremadamente rápidos e independientes sobre una gran escala.
- No supresión de los componentes DC ni armónicos.
- Medición monofásica y trifásica.
- Detección del valor máximo en el modo trifásico.
- Ajustable al más bajo limitante de frecuencia.

- Almacenamiento de los valores pico que siguen a la puesta de trabajo.

Tiene una entrada análoga de voltaje y una binaria de bloqueo, y dos salidas binarias (puesta en trabajo y disparo). Su medición es de amplitud de corriente.

**a. Ajuste del relé**

Los valores en que hay que ajustar el relé son: Sobrevoltaje (V), retado de tiempo, mínima frecuencia y sobre o bajo voltaje (MAXMIN). El ajuste es el siguiente:

Ajuste V	1.12 Un
$F_{\min}$	40 Hz
Retardo	5 s
MAXMIN	MAX

### 3.2.5. PROTECCION DE DISTANCIA (21)

Todo generador debe tener dispositivos contra el suministro continuo de la corriente de cortocircuito a una falla en un elemento adyacente del sistema debido a una falla de la protección primaria. Un relé de distancia responde a numerosas

entradas como una función de la distancia del circuito eléctrico entre la ubicación del relé y el punto de falla. Hay muchos tipos de relés de distancia entre ellos: Impedancia, Reactancia, Mho, etc.

Este relé compara la corriente y el voltaje de un sistema de potencia para determinar si una falla existe dentro o fuera de su zona de operación.

El relé multifuncional REG 316 V2 tiene previsto para la protección de respaldo del generador para fallas externas al relé de distancia de baja impedancia (21), el cual sirve como protección para fallas en la fase a toda la unidad transformador generador. Este es más rápido y más sensible que la protección de sobrecorriente. Su desventaja es que la zona de protección es más corta que la de la protección diferencial, la cual sirve como protección principal.

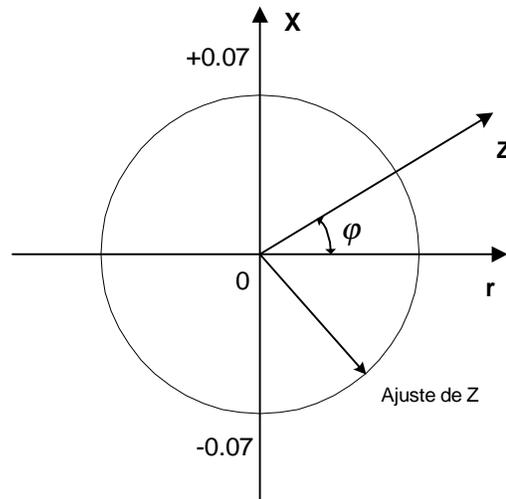
El esquema de baja impedancia es conectado a los CT's en el neutro del generador y los PT's en los terminales del generador. La característica de operación del relé de baja impedancia es un círculo en el plano R-X de acuerdo con el cual el origen

representa la ubicación de los PT's. La zona de protección cubre los devanados del generador, los cables y el transformador elevador.

Las características de este relé son:

- Característica de operación circular (Figura 3.6).
- Tiempo de retardo ajustable.
- Insensible a las componentes DC y a los armónicos en voltaje y corriente.
- Medición monofásica o trifásica.
- Detección de la más baja impedancia en el modo trifásico.
- Medición de baja impedancia permitida por la unidad de baja corriente ( $0.1 I_N$ ).
- Detección de fallas de cortocircuito de dos y tres fases (Protección de respaldo).

Se compone de entradas análogas (voltaje y corriente) y de entradas binarias (bloqueo); sus salidas son binarias (Puesta en trabajo y disparo) y su única medición es el valor de impedancia.

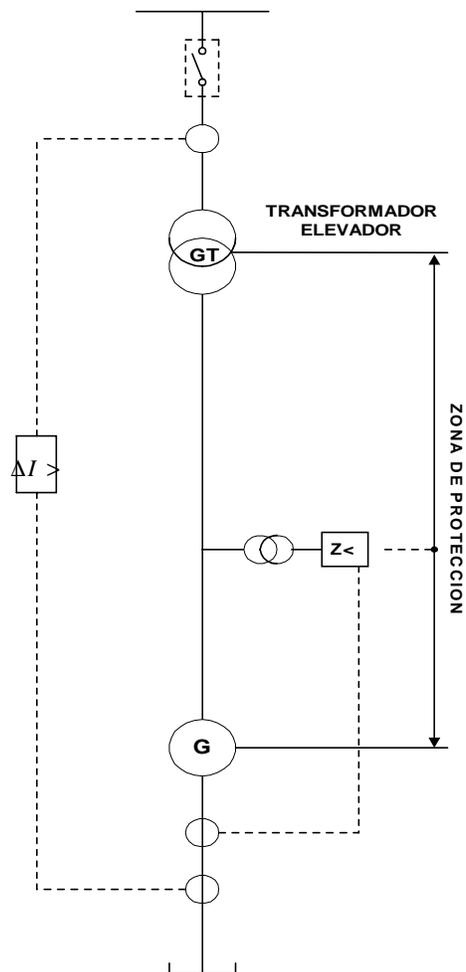


**Fig. 3.6: Característica de la Operación de la función de baja impedancia**

**a. Ajuste del relé**

El ajuste de la función de baja impedancia es determinada por la reactancia de cortocircuito del transformador elevador. 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 circuit breaker 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. 3.7: Protección de Baja Impedancia**

El ajuste de la función de baja impedancia es referida siempre a los voltajes y corrientes relacionadas. El

primer paso de la protección, con un retardo corto, protege la alimentación hasta el 70% de la impedancia del circuito equivalente del transformador de potencia y da el bloqueo de la turbina. 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 sólo abre el circuit breaker.

La impedancia de la zona protegida  $Z_T$  está determinada por la impedancia de corto circuito del transformador de potencia  $Z_{Tn}$  y es:

$$Z_{Tn} = 0.125 \text{ p.u.}$$

$$Z_T = Z_{Tn} * Z_{BASE} = 0.28 \text{ Ohm}$$

Las variables que se ajustan en este relé son el valor de la impedancia y el retardo del tiempo. Los valores típicos de ajuste de las variables de este relé se encuentran en la Tabla VI:

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

**Tabla VI: Ajuste del relé de distancia 21**

### 3.2.6. PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA (32)

Los relés que trabajan con potencia se utilizan especialmente para la protección contra condiciones diferentes a la de los cortocircuitos. Estos relés entonces, responden cuando existe un flujo de potencia en una dirección a través del circuito que lo alimenta y regresan a su estado normal cuando el flujo de potencia se encuentra en la dirección opuesta.

Por lo expresado anteriormente los relés utilizados para trabajar en la protección contra potencia inversa son los de tipo direccional de corriente alterna, los cuales, necesitan magnitudes para trabajar, como son el voltaje y la corriente.

Los relés de potencia tienen por lo general características de acción retardada para evitar el funcionamiento no deseado durante inversiones de potencia momentáneas, como en la sincronización de generadores o en los cortocircuitos. Esta acción retardada puede ser una característica de tiempo inverso incluida en el mismo relé, o puede ser proporcionada por un relé separado de acción retardada.

El relé de potencia inversa es usado primordialmente para proteger el primomotor. Es necesario para las siguientes clases del mismo:

- Turbinas a vapor.
- Hidrounidades Francis y Kaplan.
- Turbinas a gas.
- Motores a Diesel.

Para primomotores con índices más altos de 30 MW se usan dos relés de potencia inversa, debido a su importancia y valor.

El relé multifuncional REG 316 V2 se encarga de la protección contra la potencia inversa del generador mediante la función o relé de potencia inversa (32), la cual tiene las siguientes aplicaciones:

- Potencia Inversa.
- Potencia Activa.
- Potencia Reactiva.
- Dirección de la potencia.

Las características con las que trabaja el relé son:

- Retardo de tiempo definido.
- Sobre o baja potencia.

- Angulo característico ajustable.
- Provisión para la corrección de errores de fase causados por el circuito de entrada.
- Medición monofásica, bifásica o trifásica (bifásica solo con los PT's conectados en delta).
- Amplio rango de aplicaciones (figura 3.8).
- Corrección de los errores de fase en los PT's y CT's.
- Insensible a las componentes DC y a los armónicos en el voltaje y corriente.

Las entradas del relé son análogas (voltaje y corriente) y binarias, y las salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo); la única medición que tiene es de potencia.

**a. Ajuste del relé**

La función de potencia inversa consta de los siguientes parámetros para su ajuste:

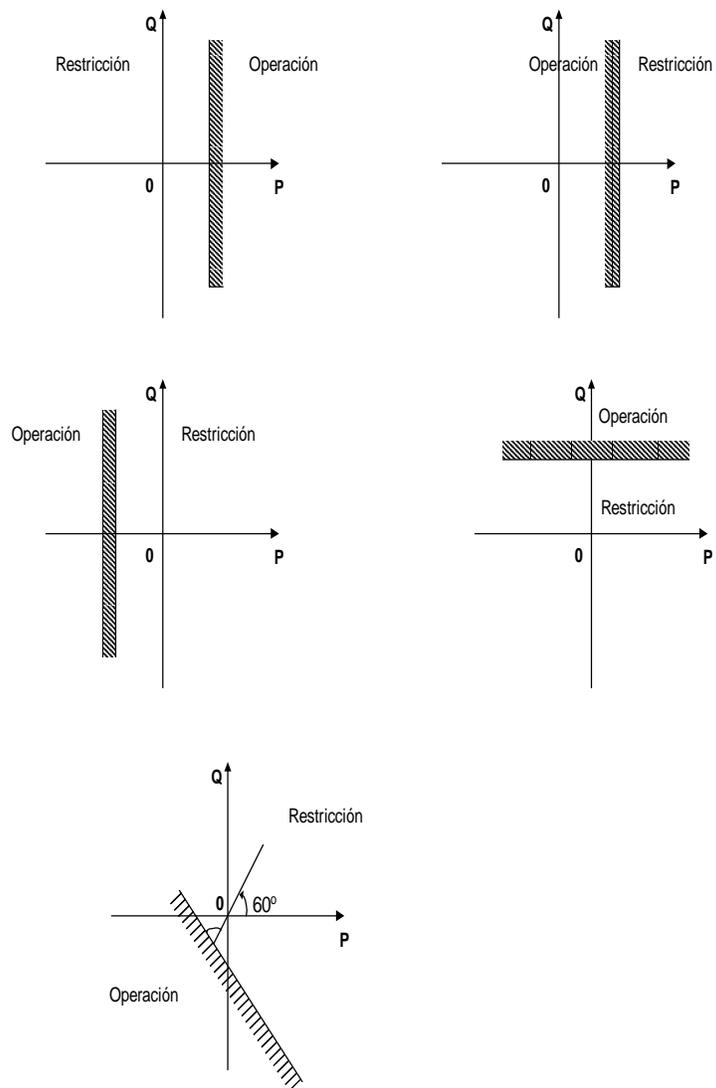
Potencia Referida	$P_N$
Ajuste	P
Relación de Reseteo	Reset
Sobre / Baja potencia	MaxMin
Angulo Característico	Angulo

Compensación de error de fase

Comp

Retardo en el disparo

Delay



**Fig. 3.8: Diferentes Aplicaciones de la función de Potencia**

Esta función tiene dos temporizadores adicionales y dos estados. El ajuste es la mitad de la combinación de la potencia de la unidad primomotor/generador y es la misma para ambos estados.

El primer estado tiene un retardo de tiempo corto y tiene el propósito de proteger contra sobrevelocidades durante el procedimiento de parada normal. Por medio del disparo del circuit breaker principal vía función de potencia inversa, la posibilidad de sobrevelocidad debido a fallas del regulador o fugas en la válvula de vapor es permitida. Para prevenir falsos disparos en el caso de turbinas de vapor, la función de potencia inversa es capaz de hacerlo por medio de contactos auxiliares que se encuentran en la válvula principal de vapor del primomotor.

El propósito del segundo estado es preveer contra temperaturas excesivamente altas y posibles daños mecánicos al primomotor. El retardo de tiempo debe ser más largo en este caso, porque la temperatura se incrementa lentamente.

La función de potencia está conectada a las corrientes de fase y a los voltajes fase-fase o fase-neutro. El propósito de la compensación de fase es doble:

- Compensar la diferencia de fase entre el voltaje de fase y cualquier voltaje fase-fase medido.
- Determinar si la función responde a la potencia activa o reactiva.

La figura 3.9 resume los modos de operación más importantes para simplificar el ajuste correcto de los parámetros correspondientes.

La compensación de fase también provee facilidades para cambios de la dirección de la medición o para compensar la incorrecta polaridad de los PT's o los CT's. Esta compensación de fase es vital para corregir el error de fase entre los PT's y CT's, los cuales tienen una influencia considerablemente adversa sobre la medición de potencia activa a factores de potencia bajo.

Los valores típicos con los que se ajustan las variables de este relé son:

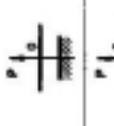
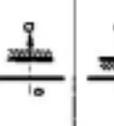
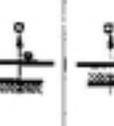
Function	"Max/Min"	"Drop-Ratio"					"P-Setting"	"Angle"
		max	min		>0	<0		
Active power	MAX	< 100%				>0	+30°	
	MIN	> 100%						
Reverse power	MIN	< 100%				<0	+30°	
	MAX	> 100%						
Inductive reactive power	MAX	< 100%				>0	+120°	
	MIN	> 100%						
Capacitive reactive power	MIN	< 100%				<0	+120°	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

Fig. 3.9: Aplicación de los diferentes ajustes de la corriente de fase R en relación al voltaje de fase a fase  $U_{RS}$

P	-0.020 P <sub>n</sub>	
Delay	Estado 1	5 s
	Estado 2	20 s
Angulo	30°	
Comp.	0	
MAXMIN	MIN	
Reset	60%	

### 3.2.7. PROTECCION CONTRA SOBREEXCITACION (24)

La sobreexcitación puede provocar daños térmicos a los núcleos debido a flujos excesivamente altos en los circuitos magnéticos. El flujo excesivo satura el núcleo de acero y fluye en el interior de las estructuras adyacentes, causando pérdidas por valores altos de las corrientes de eddy en el núcleo y en los materiales conductores adyacentes.

Como el flujo es directamente proporcional al voltaje e inversamente proporcional a la frecuencia, la unidad de medida para la excitación es definida como unidad de voltaje dividida para unidad de frecuencia (Volts/Hertz). La sobreexcitación

existe siempre que la unidad Volts/Hertz exceda los límites de diseño del equipo.

Este tipo de circunstancias son comunes en sistemas de unidad generador transformador, debido a que el transformador puede estar sujeto a una sobreexcitación en condiciones de rechazo de carga.

El relé multifuncional REG 316 V7 tiene dos tipos de relés de protección contra la sobreexcitación: protección contra sobreexcitación o sobreflujo y protección contra sobreflujo de tiempo inverso, que en realidad es un solo relé con características diferentes.

**a. PROTECCION CONTRA SOBREEXCITACION (24)**

La aplicación de esta protección es para generadores y transformadores de poder contra flujos excesivos, especialmente está diseñado con la intención de proteger primordialmente los núcleos de hierro.

El disparo para la función se retarda para evitar una falsa operación durante sistemas transientes tales como

rechazos de carga. El flujo magnético no es medido directamente. Más bien la relación frecuencia / voltaje, que es proporcional al flujo y mucho más fácil de medir, es monitoreada. El sobreflujo puede resultar tanto del incremento del voltaje del sistema o de la reducción de la frecuencia del sistema.

Las características del relé de sobreflujo son las siguientes:

- Evaluación de la relación voltaje / frecuencia.
- Medición monofásica.
- Retardo de tiempo definido.
- Determinación de la frecuencia por medio del vector voltaje complejo.
- Insensible a los componentes DC y a los armónicos.
- Modo de sobre o baja excitación.
- Bloqueo para voltaje mínimo.

Tiene una entrada análoga (voltaje) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y

disparo) y su medición es en relación voltaje frecuencia o en frecuencia.

#### **a.1. Ajuste del relé**

Las variables a ser ajustadas en este relé son:

Flujo magnético

Retardo

Valor máximo o mínimo del sobre o bajo flujo.

Los valores típicos de ajuste del relé de sobreflujo son:

Ajuste  $V/f$                        $1.1 U_N/f_N$

Retardo                              60 s

Sobre o bajo flujo      MAX

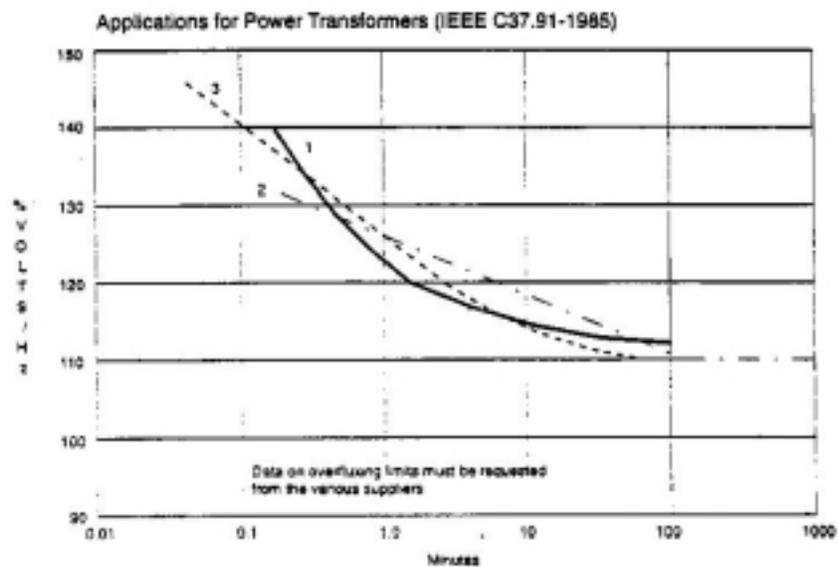
#### **b. PROTECCION CONTRA EL SOBREFLUJO DE TIEMPO INVERSO**

La aplicación de este relé es para la protección de generadores y transformadores de poder contra flujos excesivos, especialmente en partes del metal no laminadas cargadas pesadamente y en el calentamiento excesivo asociado de la unidad.

Las características que tiene esta función del relé son:

- Evaluación de la relación voltaje / frecuencia.
- Medición monofásica.
- Retardo de tiempo inverso de acuerdo a la relación  $U/f$ .
- Determinación de la frecuencia por medio del vector voltaje complejo.
- Insensible a las componentes DC y armónicos.
- Retardo determinado por la respuesta de la función integrador.
- De acuerdo a la guía IEEE C37.91-1985 el ajuste es hecho por medio de la ayuda de tablas (figura 3.10).
- Relación ajustable del conteo regresivo cuando desaparece el sobreflujo.

Tiene una entrada análoga (voltaje) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es en relación voltaje / frecuencia o en frecuencia.



**Fig. 3.10: Sobreflujo limitado del transformador de 3 tipos**

### b.1. Ajuste del relé

Las variables que intervienen en el ajuste del relé son:

Flujo magnético

Tiempo mínimo de operación  $t_{\min}$

Tiempo máximo de operación  $t_{\max}$

Tiempo de reseteo Reset

Voltaje de Referencia  $V_B$

Los valores típicos de ajuste de las variables del relé de sobreflujo son:

$$\text{Ajuste } V/f \quad 1.070 U_N/f_N$$

$$t_{\min} \quad 0.2 \text{ min}$$

$$t_{\max} \quad 60 \text{ min}$$

$$\text{Reset} \quad 60 \text{ min}$$

$$V_B \quad 1.0 U_N$$

Los datos técnicos de la unidad permiten un sobreflujo continuo permisible 1.06 p.u.

### **3.2.8. PROTECCION CONTRA CORRIENTES DESBALANCEADAS (46)**

Las fallas asimétricas producen muy severos daños de calentamiento en las máquinas de generación que las fallas simétricas. Las corrientes de secuencia negativa que fluyen durante estas fallas desbalanceadas producen corrientes desequilibradas en el estator e inducen corrientes en el hierro del rotor provocando en el sistema frecuencias dobles. Estas corrientes originan el sobrecalentamiento en la superficie del rotor en forma rápida, y si la falla persiste sin tener solución inmediata el metal se derretiría dañando la estructura del rotor,

y hasta se puede producir sobrecalentamientos por vibraciones severas.

Dichas fallas resultan por problemas en los esquemas de protección o en los equipos externos a la máquina. Para la protección de estas fallas se utiliza por lo general relés de sobrecorriente, ya sea de tiempo definido o de tiempo inverso. Los relés de protección integrados tales como el REG 316 V7 incluyen las funciones de protección contra secuencias negativas, tiempo definido y tiempo inverso y las funciones de alarma.

**a. PROTECCION CONTRA CORRIENTES  
DESBALANCEADAS DE TIEMPO DEFINIDO**

La aplicación de esta protección es para los generadores contra el calentamiento excesivo del rotor debido a cargas asimétricas de las tres fases, pero también puede deberse al resultado de una fase en circuito abierto.

Una carga asimétrica en un generador produce campo magnético, el cual se mueve en la dirección opuesta al

campo de secuencia positiva. El flujo de secuencia negativa induce corrientes en el rotor y esto resulta en pérdidas adicionales e incremento de temperatura en el mismo. Este último puede representar un peligro para el rotor y esta es la razón por la cual se aplica la protección.

Las características del relé de secuencia negativa de tiempo definido son:

- Retardo de tiempo definido
- Medición trifásica
- Insensible a las componentes DC y armónicos.

Tiene una entrada análoga (corriente) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es la proporción de la componente de secuencia negativa de la corriente.

#### **a.1. Ajuste del relé**

La asimetría de la carga en el generador es definida en términos de la corriente del estator de secuencia negativa  $I_2$  la cual es monitoreada.

La función de tiempo definido está diseñada para sistemas donde las asimetrías son de larga duración y no cambian frecuentemente. Esto generalmente se aplica en el caso de generadores pequeños o medianos. Dos estados de esta función son usados, uno para alarma y otro para disparo.

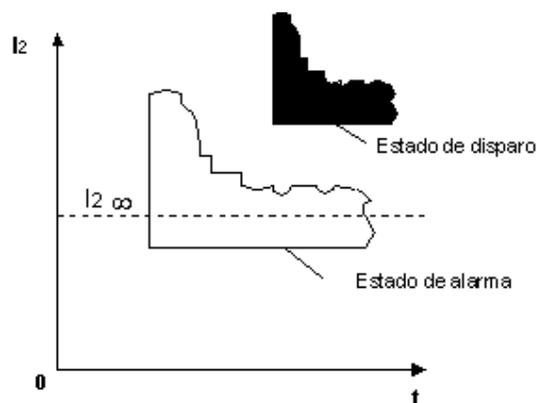
La máxima relación continua de la corriente de la función  $I_2$  es diseñada por el constructor del generador, usualmente con un porcentaje de la corriente relacionada del generador  $I_{GN}$ .

El estado de alarma es normalmente ajustado al valor de  $I_2$  o algo menor, mientras que el estado de disparo es ajustado desde el 50 al 100% más alto que el valor de estado de alarma.

La protección de la función es siempre retardada para impedir disparos durante fenómenos de transientes y especialmente durante fallas a tierra y fase a fase en el sistema de potencia. El retardo

debe ser relativamente grande porque el rango al cual la temperatura de las partes en peligro del rotor se incrementan es relativamente bajo.

En casos donde ambos estados son usados para disparo, el que tiene el ajuste más alto debe ser el más rápido, como se observa en la figura 3.11.



**Fig. 3.11: Estados de la función 46**

Las variables a ser ajustadas son:

- Componente de secuencia negativa de la corriente del estator  $I_2$ .
- Retardo

Los valores típicos de ajuste de las variables del relé son :

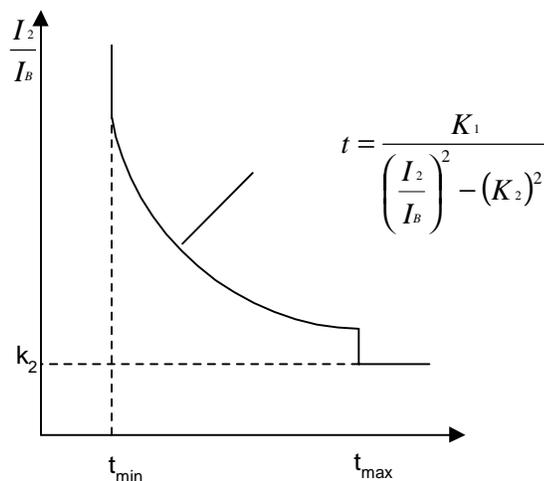
- Primer estado (alarma):
  - $I_2$                       0.08  $I_N$
  - Retardo                      5 s
- Segundo estado (disparo)
  - $I_2$                       0.15  $I_N$
  - Retardo                      10 s

**b.      PROTECCION                      CONTRA                      CORRIENTES  
DESBALANCEADAS DE TIEMPO INVERSO (46)**

La aplicación de esta protección es contra las corrientes de secuencia negativa de generadores grandes sujetos a altas variaciones térmicas contra calentamientos excesivos del rotor debido a cargas asimétricas. Esta protección es especialmente recomendada donde los niveles de las corrientes de secuencia negativa varían frecuentemente, porque en dichos casos altos niveles de esta corriente son permitidos para periodos cortos.

Las características de este relé son :

- Retardo de tiempo inverso acorde al nivel de la corriente de secuencia negativa (figura 3.12).
- Rangos amplios de ajuste para los parámetros determinados en la característica de operación.
- Relación ajustable del conteo regresivo cuando desaparece la sobrecarga.
- Insensible a las componentes DC y a los armónicos.
- Medición trifásica.



**Fig. 3.12: Característica de Operación  
función de tiempo inverso**

Tiene una entrada analógica (corriente) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en

trabajo y disparo) y su medición es la proporción de la componente de secuencia negativa de la corriente.

### b.1. Ajuste del relé

Las variables que intervienen en el ajuste del relé son:

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

Los valores típicos del ajuste del relé son :

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

donde  $I_2$  es la corriente de secuencia negativa del estator expresada en por unidad.

### **3.2.9. PROTECCION CONTRA SOBRECARGA DEL GENERADOR (49)**

La sobrecarga de un generador es una de las causas que producen el sobrecalentamiento del mismo, el cual también puede ser dado por la falla del sistema de enfriamiento. Este tipo de problemas son fáciles de detectar si es que los generadores están equipados con resistencias detectoras de temperatura o con relés detectores de sobrecorriente. Este tipo de fallas se dan comúnmente en los generadores grandes (>1.5 MVA). El relé multifuncional REG 316 V7 consta de dispositivos tanto para protección de sobretemperatura general de la unidad como para protección de sobrecarga en el estator y en el rotor.

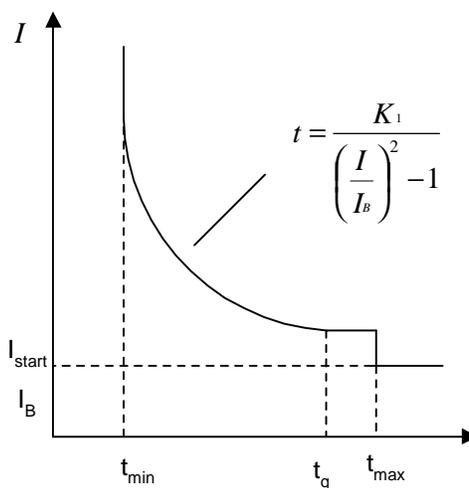
#### **a. PROTECCION CONTRA SOBRECARGA DEL ESTATOR (49E)**

La función de protección de sobrecarga del estator protege los devanados del estator contra el momento excesivo de temperatura como resultado de

sobrecorrientes. La función es aplicable a turbo alternadores diseñados de acuerdo a las normas de estándar americanas ASA-C50.13 (requerimiento de estándar americano para generadores sincrónicos de rotor cilíndrico) o una capacidad de sobrecarga definida estándar similar.

Las características de esta función son las siguientes:

- Retardo inversamente proporcional a la sobrecarga.
- Característica de operación de acuerdo a la norma ASA-C50.13 con rango de ajuste extendido (figura 3.13).
- Relación ajustable de conteo regresivo cuando la sobrecarga desaparece (relación de enfriamiento de imagen térmica).
- Insensible a componentes DC y armónicos.
- Medición monofásica o trifásica.
- Detección de la fase más alta en el modo trifásico.
- Ajuste amplio del multiplicador de tiempo.



**Fig. 3.13: Característica de Operación de la función de sobrecarga del estator**

Tiene una entrada análoga (corriente) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es de amplitud de corriente.

#### a.1. Ajuste del relé

Para la protección se necesita una corriente de referencia  $I_B$  que es calculada de la corriente de carga del generador  $I_{B1}$ , la que es usualmente la misma que la corriente relacionada del generador

y la corriente relacionada de los CT's  $I_{N1}$  e  $I_{N2}$ , como sigue:

$$I_B = I_{B1} \cdot (I_{N1} / I_{N2})$$

Además de esto tenemos un multiplicador  $K_1$  cuyo valor es de acuerdo a las normas ASA para la unidad diseñada.

Las variables que se ajustan en esta función son las siguientes:

$I_B$	corriente de referencia
$I$	Corriente permitida
$K_1$	Multiplicador
$t_{min}$	Tiempo de operación mínima
$t_g$	Característica efectiva de tiempo inverso
$t_{max}$	Retardo máximo
$t_{reset}$	Tiempo de reseteo

Los valores típicos de este relé son:

$I_B$	$1.0 I_N$
$I$	$1.1 I_B$
$K_1$	41.4 s

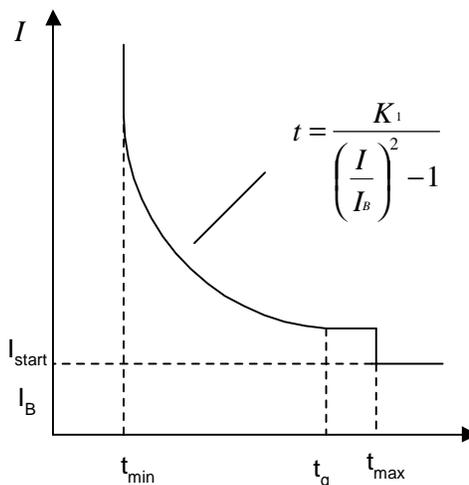
$t_{\min}$	10 s
$t_g$	120 s
$t_{\max}$	300 s
$t_{\text{reset}}$	120 s

**b. PROTECCION CONTRA SOBRECARGA DEL ROTOR  
(49R)**

La función de protección de sobrecarga del rotor protege el devanado del rotor contra el aumento excesivo de temperatura como resultado de sobrecorrientes. La función es aplicable a turbo alternadores diseñados de acuerdo a las normas de estándar americanas ASA-C50.13 (requerimientos de estándar americanos para generadores sincrónicos de rotor cilíndrico) o una capacidad de sobrecarga definida estándar similar. Este se conecta a los CT's en la fuente de excitación AC y puede no ser usada para sistemas de excitación sin escobillas.

Las características de esta función son las siguientes:

- Retardo inversamente proporcional a la sobrecarga (figura 3.14).



**Fig. 3.14: Característica de Operación de la función de sobrecarga del rotor**

- Característica de operación de acuerdo a la norma ASA-C50.13 con rango de ajuste extendido.
- Relación ajustable de conteo regresivo cuando la sobrecarga desaparece (relación de enfriamiento de imagen térmica).
- Medición trifásica.
- Medición de corriente:
  - ❖ Trifásica de la fuente de excitación AC.
  - ❖ Evaluación de la suma de las tres fases (valores instantáneos sin filtraciones digitales).

Tiene una entrada análoga (corriente) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es de amplitud de corriente.

#### **b.1. Ajuste del relé**

Para la protección se necesita una corriente de referencia  $I_B$  que es calculada de la corriente de carga ac  $I_{B1}$  de la fuente de excitación, la cual es la misma que la corriente de excitación a carga completa.

$$I_B = I_{B1} \cdot (I_{N1} / I_{N2})$$

Además de este tenemos un multiplicador  $K_1$  cuyo valor es de acuerdo a las normas ASA para la unidad diseñada.

Las variables son exactamente iguales a las de la función de protección contra sobrecorriente del estator. Los valores típicos de este relé son los

mismos excepto el multiplicador de tiempo ( $K_1$ ) que es 33.8 s.

**c. PROTECCION CONTRA SOBRETENPERATURA (49)**

La protección contra la sobretemperatura se da por medio de una imagen térmica exacta de la unidad protegida y es contra aumentos inadmisibles de temperatura causados por sobrecorriente. En contraste a la protección de sobrecarga esta función puede proteger unidades de cualquier rango de potencia y capacidad térmica. Este monitorea el aumento de temperatura y no la temperatura absoluta. Por lo tanto no toma en cuenta ni la temperatura ambiente ni la efectividad del sistema de enfriamiento.

La protección opera con una imagen térmica de aumento de temperatura. Un cambio de corriente causa que la temperatura de la unidad protegida aumente de un valor inicial a un valor final de acuerdo a varias funciones exponenciales. Varias influencias sobre el aumento de la temperatura son las respuestas térmicas de, en el caso de transformadores de poder, el agua de enfriamiento, el

aceite, los devanados, etc. Una función exponencial como la del aceite del transformador es siempre más dominante que las otras. La imagen térmica usada en la protección para modelar el aumento transiente de temperatura opera de acuerdo a una función exponencial.

El aumento de temperatura modelado por la protección es determinado por lo siguiente:

- La temperatura final de estado estable correspondiente a la corriente.
- El incremento excesivo de temperatura debido a funciones de transferencia.

Las características de este relé son:

- Imagen térmica para el modelo de primer orden.
- Estado de alarma y disparo.
- Temperatura inicial ajustable.
- Filtro para componente DC y armónico.
- Medición de corriente trifásica o monofásica.
- Detección del máximo valor para medición trifásica.

- Incremento en la temperatura calculado 40 veces por cada ajuste constante de tiempo térmico.

Tiene una entrada análoga (corriente) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (alarma y disparo) y su medición es de aumento de temperatura, disipación de potencia y corriente.

### c.1. Ajuste del relé

Las variables que intervienen en el ajuste de esta función son:

Aumento de temperatura inicial	Theta-begin
Alarma por aumento temperatura	Theta-warn
Disparo por aumento temperatura	Theta-trip
Corriente de referencia	$I_B$
Constante térmica de tiempo	Time constant

Los valores típicos de este relé son:

$I_B$	$1.0 I_N$
Theta-Begin	100%
Theta-Warn	105%
Theta-Trip	110%

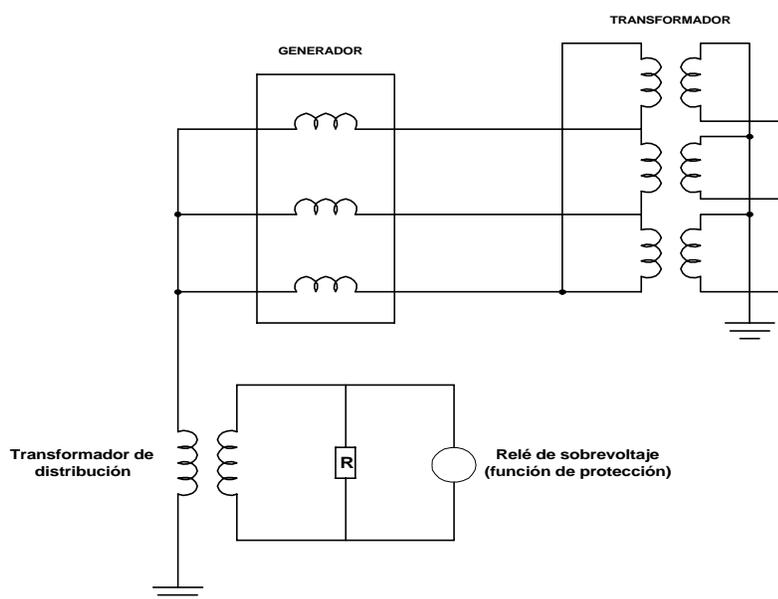
Time constant      10 min

### **3.2.10.PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA DEL ESTATOR (64E)**

El método de aterrizamiento afecta el grado de protección proporcionado por los relés diferenciales. Cuando se tiene impedancia de puesta a tierra muy alta y la magnitud de la corriente de falla es muy pequeña es difícil detectar fallas de alta impedancia debido a que los relés diferenciales no responden a fallas monofásicas a tierra. Un relé separado en el neutro aterrizado proveerá de protección sensible si es que este puede ser ajustado sin considerar la corriente de carga.

El relé de tierra puede también operar para fallas a tierra fuera del generador. Por esta razón un retardo de tiempo debe ser necesario para coordinar con otros relés coincidentes. Un caso típico es un generador conectado directamente a una barra con otro circuito. Una falla sobre uno de estos circuitos no dispararía la máquina; los relés en el circuito fallado despejarán tales fallas.

Dentro de la protección contra fallas a tierra del estator existen diferentes tipos de esquemas de detección de la falla los cuales consisten en cubrir parte o totalidad del devanado que está puesto a tierra. El relé multifuncional REG 316 v7 contiene dos funciones de protección al 95% o el 100% del devanado del estator del generador, el cual se encuentra conectado a tierra por medio de un transformador de distribución y otros circuitos que miden posibles sobrevoltajes, como se observa en la figura 3.15.



**Fig. 3.15: Protección contra falla a tierra del estator**

**a. PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA DEL ESTATOR 100% (64E)**

La función del 100% de falla a tierra del estator detecta las fallas a tierra cerca al punto estrella de un generador. Esta función es basada en el principio de desplazamiento del potencial del punto estrella del generador por medio de la inyección de una señal codificada de baja frecuencia. La señal de inyección es generada por la unidad de inyección REX 010 y alimenta al circuito del estator por medio del bloque del transformador inyector REX 010.

Esta protección en conjunto con la función de voltaje que cubre el 95% del devanado, completa la detección de las fallas a tierra sobre el 100% del mismo. La compensación es provista por la influencia de una segunda alta resistencia aterrizada del punto estrellas en la zona de protección.

Las características para este relé son las siguientes:

- Protege el punto estrella y una parte del devanado del estator dependiendo de la corriente de falla a

tierra. El devanado entero es protegido cuando el generador es estacionario.

- Ajustable cuando dos puestas a tierra están en la zona de protección.
- Supervisión continua del nivel de aislamiento del estator.
- Monitoreo de la amplitud y frecuencia de la señal de inyección.
- Calculo de la resistencia de puesta a tierra.
- Monitoreo de la correcta conexión de la puesta a tierra.

Tiene dos entradas análogas (voltaje), cuatro entradas binarias (bloqueo, segundo punto estrella paralelo, ajuste MTR y ajuste RES); sus salidas son binarias (puesta a punto del estado de alarma, alarma, puesta a punto del estado de disparo, disparo, segundo punto estrella paralelo, ajuste MTR activado, ajuste REs activado, inyección en el circuito abierto interno, e inyección en el circuito abierto externo) y su medición es de la resistencia de falla a tierra  $R_{fs}$ , relación de medición del transformador MTR y el resistor aterrizado REs.

### a.1. Ajuste del relé

Existen dos estados de ajuste: Alarma y disparo.

El valor de ajuste del  $R_{fs}$  para alarma debe ser siempre más alto que el valor de ajuste del  $R_{fs}$  para disparo.

Ambos estados de alarma y disparo tienen sus propios temporizadores. Los retardos típicos usados para protección de falla a tierra del 100% son en el rango de segundos.

Las variables a ser ajustadas en la función son:

Ajuste  $R_{fs}$  para disparo.

Ajuste  $R_{fs}$  para alarma.

Retardo para disparo.

Retardo para alarma.

REs

MTR

Los valores típicos de ajuste del relé son:

Estado de alarma:

- Ajuste  $R_{fs}$                       10 K $\Omega$

- Retardo 10 s

Estado de disparo:

- Ajuste  $R_{fs}$  2 K $\Omega$
- Retardo 1s

REs 2.18 K $\Omega$

MTR 89.9

**b. PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA DEL ESTATOR 95% (64E)**

El esquema de protección del estator de 95% es del tipo de tiempo definido y es diseñado para la protección de generadores o unidades generador transformador.

La zona estándar de protección es el 95% de la longitud del devanado del estator, es normal limitar la zona al 95% para evitar cualquier riesgo de falso disparo. La función es conectada ya sea a los PT's en el punto estrella de estator o a los PT's en los terminales del generador.

Las características de este relé son:

- Insensible a las componentes DC y a los armónicos.
- Medición monofásica o trifásica.
- Detección del valor de fase más alto o más bajo en el modo trifásico.

Tiene una entrada análoga (voltaje) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es de amplitud de voltaje.

#### **b.1. Ajuste del relé**

Las variables a ajustarse en este relé son:

Voltaje

Retardo

Sobre/Bajo Voltaje MAXMIN

Los valores típicos de las variables de este relé son:

Voltaje      0.05  $U_N$

Retardo      0.5s

MAXMIN      MAX

### **3.2.11.PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA DEL ROTOR (64R)**

Dentro de la protección contra fallas a tierra del rotor existen diferentes funciones de detección de fallas que protegen el devanado por medio de un sistema de excitación o por medio de un sistema de tiempo definido, que están contenidos en el relé multifuncional REG 316 V7.

#### **a. PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA DEL ROTOR POR INYECCION**

La aplicación de esta protección es para la detección de fallas a tierra en los devanados del rotor de un generador; debido a su baja sensibilidad a señales falsas, este esquema puede ser usado para tipo de sistemas de excitación.

Las características para este relé son las mencionadas a continuación:

- Detección de fallas a tierra sobre los devanados del rotor.

- Inyección de voltaje con señales codificadas de baja frecuencia aplicadas vía resistores y capacitores acoplados a ambos polos del rotor.
- Cálculo de la resistencia de falla a tierra.
- Monitoreo de la amplitud y frecuencia de la señal de inyección.
- Supervisión continua del nivel de aislamiento.
- Monitoreo de la conexión correcta del resistor aterrizado.

Tiene dos entradas análogas (voltaje) y tres entradas binarias (bloqueo, ajuste del capacitor de acoplamiento y ajuste del  $R_{er}$ ); sus salidas son binarias (puesta en trabajo del estado de alarma, alarma, puesta en trabajo del estado de disparo, disparo, ajuste del capacitor de acoplamiento activado, ajuste del  $R_{er}$  activado, inyección en el circuito abierto interno, inyección en el circuito abierto externo y bloqueo externo) y su medición es de resistencia de falla a tierra  $R_{fr}$ , capacitor de acoplamiento  $CK$  y resistor aterrizado  $R_{er}$ .

### a.1. Ajuste del relé

Existen dos estados de ajuste: Alarma y disparo.

El valor del  $R_{fr}$  para alarma debe ser siempre más alto que el valor de ajuste del  $R_{fr}$  para disparo. Ambos estados de alarma y disparo tienen sus propios temporizadores. Los típicos retardos para la protección de falla a tierra del rotor son en el rango de segundos.

Las variables a ser ajustadas en la función son:

Ajuste  $R_{fr}$  para disparo

Ajuste  $R_{fr}$  para alarma

Retardo para disparo

Retardo para alarma

$R_{Er}$

CK

Voltaje de Inyección del Rotor  $U_{IR}$

Los valores típicos de ajuste del relé son:

Estado de alarma

- Ajuste  $R_{fr}$             5 K $\Omega$
- Retardo                    5s

Estado de disparo

- Ajuste  $R_{fr}$              $1k\Omega$
- Retardo                     $1s$

$R_{Er}$                              $1k\Omega$

CK                               $4\mu F$

$U_{IR}$                              $50V$

**b. PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA DEL ROTOR DE TIEMPO DEFINIDO**

Este esquema utiliza una función de protección de tiempo definido y opera de acuerdo al principio del puente de Wheatstone. No se deja influenciar por la frecuencia y los armónicos del sistema de excitación no hacen por tanto efecto en la protección del rotor.

El puente es conectado al circuito del rotor por 1 ó 2 capacitores de alto voltaje. La capacitancia del devanado del rotor en el puente no está balanceada. Existe un voltaje en el puente que es detectado por la función de sobrevoltaje, que dependiendo del diseño del esquema, el ajuste de la puesta en trabajo está entre 0.5 a 3 V para detectar fugas de aislamiento de  $1K\Omega$ .

Las características para este relé son:

- Insensible a las componentes DC y a los armónicos.
- Medición monofásica o trifásica.
- Detección del valor de fase más alto o más bajo en el modo trifásico.

Tiene una entrada análoga (voltaje) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es de amplitud de voltaje.

#### **b.1. Ajuste del relé**

Las variables a ajustarse en este relé son:

Sobrevoltaje

Retardo

Sobre/bajo voltaje MAXMIN

Los valores típicos de las variables de este relé son:

Sobrevoltaje (para  $1K\Omega$ ) 1 a 3 V

Retardo 1s

MaxMin MAX

### **3.2.12.PROTECCION CONTRA FALLA A TIERRA EN LA BARRA DEL NEUTRO (64B)**

El propósito de la protección es dar una alarma cuando hay una falla a tierra entre el generador y el lado del transformador. Cuando el breaker del circuito del generador está abierto, éste se transforma en la protección principal contra falla a tierra.

Su principio de funcionamiento es la detección de sobre y bajo voltaje por medio de una función de voltaje de tiempo definido. Su característica principal es la medición monofásica o trifásica con detección del más alto o el más bajo voltaje de fase respectivo. Todas estas características del relé se encuentran contenidas en el relé multifuncional REG 316 V7.

Tiene una entrada análoga (voltaje) y una entrada binarial (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es de amplitud de voltaje.

#### **a. Ajuste del relé**

Las variables a ajustarse en este relé son:

Voltaje

Retardo

Sobre/bajo voltaje MaxMin

Los valores típicos de las variables de este relé son:

Voltaje 0.1  $U_N$

Retardo 1 s

MaxMin MAX

### **3.2.13.PROTECCION CONTRA CORRIENTE EN LOS COJINETES (64C)**

La protección contra sobrecalentamiento en los cojinetes debe suministrarse en todos los generadores cuyo tamaño o importancia lo ameriten. Por lo general la protección sólo hace sonar una alarma, o en casos extremos, de centrales automatizadas puede provocar disparos de la unidad.

Este sobrecalentamiento en los cojinetes es producido por corrientes de fuga que pueden transmitirse al eje del rotor. Puede detectarse el sobrecalentamiento por medio de relés detectores de temperatura de resistencia o por medio de relés de sobrecorrientes, los dos colocados en los cojinetes.

La función de protección contra corrientes en los cojinetes en el eje del rotor (64C) se encuentra incluida en el relé multifuncional REG 316 V7, cuyo modo de operación es el de un transformador de corriente que cubre en su totalidad al eje del rotor y todas las funciones que se encuentran en él. Este transformador de corriente se encarga de la medición del devanado, el cual es conectado al relé RXIK1, que es el relé encargado de la medición de la corriente en el eje y de su protección. Por lo general el devanado medido contiene de 400 a 600 vueltas, dependiendo del diámetro del núcleo. Cuando la corriente en el devanado excede el valor de operación del relé, el RXIK1 opera y el disparo se da de acuerdo al ajuste de retardo hecho en el relé de tiempo RXKL1.

**a. Ajuste del relé**

El ajuste del relé de corriente RXIK1 es apropiadamente designado después de chequear la magnitud de las corrientes de fuga del relé cuando el generador coge carga. En caso de corrientes de fuga inducidas, un ajuste del 50% más alto que el ajuste cuando ocurre operaciones no deseadas es recomendado.

El ajuste del retardo de tiempo en el relé de tiempo RXKL1 debería sustituir con margen el retardo de tiempo de la protección de sobrecorriente o protección de impedancia de respaldo de cortocircuito en la fase.

Las variables a ser ajustadas y sus valores típicos para este relé son:

I >: 1.5 mA

Retardo t: 3 s

#### **3.2.14.PROTECCION CONTRA FALLAS DEL BREAKER DEL CIRCUITO PRINCIPAL (BF52G)**

En el evento de bajas repentinas de carga o de baja presión del SF<sub>6</sub> en el breaker del generador el mecanismo del breaker bloquearía su operación. Si el breaker está bloqueado durante un requerimiento de disparo desde uno de los relés de bloqueo (86), éste puede causar una situación muy peligrosa. Para superar esta anomalía, dos modificaciones deben ser llevadas a cabo:

- Disparar el breaker de la unidad de 138 KV siempre que el breaker del generador esté bloqueado.
- Incorporar una función de falla del breaker en la protección, la cual disparará el breaker de la unidad de 138 KV.

El relé multifuncional REG 316 V2 consta de una función de protección contra fallas del breaker del generador, cuyas características más importantes son:

- Disparo iniciado por los breakers adyacentes con el objetivo de aislar la sección fallada y mantener la estabilidad de la red.
- Exactitud, consistencia, tiempo de operación corto.
- Fallas del entorno pueden ser detectadas.
- Diseño muy compacto.
- El tiempo de despeje total de la falla del breaker puede ser ajustado a un valor mínimo de 0.135 s.
- Insensible a las corrientes DC y a las corrientes de falla.

Un factor importante para un relé de falla de breaker es la posibilidad de medir corriente AC sin que exista influencia de la componente DC. El relé de falla del breaker no mide corriente

hasta que la señal de inicio ha sido recibida y el tiempo de ajuste ha pasado.

**a. Ajuste del relé**

Lo más 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 y sus valores típicos del relé son:

Retardo de disparo	0.30 s
Retardo de reseteo	0.01 s

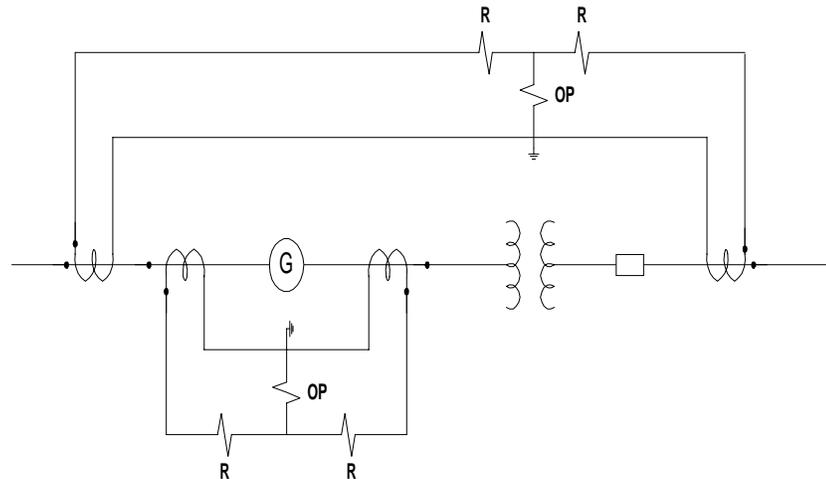
### **3.3. PROTECCIÓN DEL GRUPO GENERADOR TRANSFORMADOR**

#### **3.3.1. PROTECCION DIFERENCIAL DEL GRUPO GENERADOR TRANSFORMADOR (87TG)**

Por lo general la protección más adecuada para un transformador de potencia que se encuentra en red con una unidad de generación, como se da en este caso, es con relés diferenciales del tipo porcentaje, que puede ser conectado para incluir al generador, al transformador o al grupo generador transformador (Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind). Este arreglo de protección diferencial para el grupo provee una cobertura adicional para máquinas rotacionales.

Un esquema típico de protección grupo generador transformador es el que se observa en la figura 3.16. La aplicación de esta protección diferencial es para unidades generador transformador con transformadores de poder de 2 a 3 devanados y el propósito de la misma es detectar fallas de fase en la zona protegida. También puede detectar fallas a

tierra y fallas entre espiras. Su característica principal es sensibilidad, velocidad y absoluta discriminación.



**Fig. 3.16: Protección diferencial del grupo gen-trafo 1 fase**

Al igual que el relé multifuncional REG 316 cuyo objetivo de protección es el generador, tenemos el relé RET 316 que se encarga de las protecciones del grupo generador transformador (incluidas las de este último).

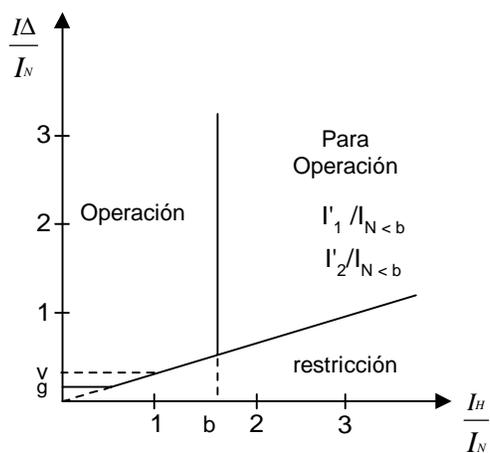
Las características más importantes que tiene la función de protección diferencial larga incluidas en el relé multifuncional son:

- Característica de operación dependiente no lineal (figura 3.17).

- Alta estabilidad durante fallas y en presencia de saturación de los CT's.
- Tiempo de disparo corto.
- Medición trifásica.
- Restricción de la corriente Inrush:
  - ❖ Usando la segunda armónica.
  - ❖ Detección de la corriente de fase más alta
- Detección de la corriente de carga para determinar si el transformador está energizado o no.
- Compensación del grupo fase.
- Compensación de la relación de los CT's.
- Esquema para transformadores de tres devanados:
  - ❖ Comparación fase fase de la corriente más alta del devanado con la suma de las corrientes de los otros dos devanados.
- Filtro armónico.
- Filtro de la componente DC de la corriente.

La función tiene tres entradas análogas (corriente) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (disparo, disparo de la fase R, disparo de la fase S y disparo de la fase T) y su medición es:

- Corriente total de fase R.
- Corriente total de fase S.
- Corriente total de fase T.
- Corriente restringida en la fase R.
- Corriente restringida en la fase S.
- Corriente restringida en la fase T.



**Fig. 3.17: Característica de operación de la protección diferencial del grupo**

**a. Ajuste del relé**

Las variables a ajustarse en esta función de protección son las siguientes:

### **a.1. Ajuste básico (g)**

Este ajuste define la puesta en trabajo de la protección diferencial para fallas internas. El valor más bajo posible debería ser escogido para “g” (alta sensibilidad) para permitir que detecte fallas a tierra de los transformadores y fallas entre espiras además de las fallas de fase.

El ajuste de “g” no debe ser demasiado bajo, de modo que evite daños o disparos falsos debido a:

- Errores de los CT's.
- La corriente máxima del transformador sin carga al máximo voltaje del sistema transiente.
- Rango del intercambiador de taps.

La corriente sin carga (corriente de magnetización) de un transformador de potencia moderno es usualmente muy baja del orden de 0.3 a 0.5% de la corriente relacionada, y llega hasta el 10% durante picos de voltaje transiente. Los mismos fenómenos producen cambios en el

intercambiador de taps, con variaciones de hasta el 20%.

Estas tres influencias causan una corriente diferencial la cual fluye durante condiciones normales del sistema. El ajuste de “g” debe ser escogido sobre el nivel de esta corriente diferencial.

**a.2. Relación de puesta en trabajo (v)**

Este ajuste es decisivo para la estabilidad de la protección durante fallas de fase externas y fases a tierra, en la presencia de altas corrientes de falla directa. El valor de “v” define la relación de la corriente de operación a corriente restringida. El ajuste debería ser tal que cuando se opera en condiciones de baja carga, pequeñas fallas que causan solo corrientes diferenciales bajas puedan ser detectadas, y al mismo tiempo que no exista riesgo de un falso disparo durante fallas directas.

**a.3. Corriente de limitación (b)**

Este ajuste define el punto en el cual la característica de operación es cambiada. La sección inclinada de la característica garantiza que el relé permanece estable durante fallas directas con saturación del CT. La habilidad para cambiar entre dos diferentes inclinaciones permite a la característica adaptarse a condiciones diferentes. Un buen ajuste de “b” provee alta estabilidad durante corrientes de falla directa y su eficiente sensibilidad para detectar corrientes de falla en la región de operación.

**a.4. Ajuste básico incrementado (g-high)**

Este ajuste provee de manera principal la prevención de falsos disparos bajo condiciones de operaciones particulares. Este es activado por una señal externa.

Muchas situaciones ocurren durante operaciones normales del sistema, las cuales causan corrientes diferenciales muy altas:

- Corriente de magnetización incrementada como consecuencia de un alto voltaje en el sistema (fallas del regulador de velocidad, etc).
- Variación larga de la relación de la corriente (intercambiador de taps al final de su rango).

Estas situaciones son detectadas por un relé de voltaje o de saturación y su señal cambia la función diferencial de “g” a “g-high”.

**a.5. Corriente diferencial de puesta en trabajo (I)**

El ajuste de esta corriente facilita el disparo rápido contra altas corrientes de falla interna (inhibe la detección de la corriente de Inrush).

El ajuste debe ser más alto que cualquier corriente normal de Inrush esperada.

**a.6. Relación de puesta en trabajo del detector Inrush (I-ratio)**

El ajuste de esta relación determina la sensibilidad de la función para detectar el Inrush.

**a.7. Tiempo de detección del Inrush (I-time)**

El ajuste para cuan largo la función de detección del Inrush debe ser activada depende de cuan largo es el daño de un falso disparo debido a una corriente Inrush, la cual fluye a través de un devanado.

**a.8. Factores de compensación de amplitud (a1, a2, a3)**

Estos factores facilitan la diferencia de compensación entre las corrientes relacionadas de la unidad protegida y los CT's. Los factores "a" son definidos por la relación de la corriente relacionada de los CT's a la corriente de referencia.

**a.9. Grupo de conexión de un transformador trifásico (s1, s2, s3)**

El factor "s1" define la conexión del primer devanado trifásico. Los factores "s2" y "s3" definen el grupo de conexión de los devanados 2 y 3 respectivamente. Es decir, ellos definen

primeramente como los devanados están conectados y a continuación sus ángulos de fase referidos al devanado 1.

Los valores típicos de estas variables son:

g	$0.3 I_N$
v	0.2
b	1.5
g-high	$2 I_N$
l	$9 I_N$
l-ratio	10%
l-time	5 s
a1	1.0
a2	1.0
s1	Y
s2	d1

### 3.3.2. PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA DEL TRANSFORMADOR ELEVADOR (87TN)

La protección de un transformador de potencia se da por lo general con relés diferenciales los cuales son los encargados

de detectar fallas internas y sobrecalentamiento. Debido al fenómeno del Inrush magnético (enlaces de flujo que provocan corrientes muy elevadas del orden de hasta 30 veces el valor nominal, en el momento de conexión), los relés diferenciales deben ser muy sensibles para distinguir entre la corriente de falla y la corriente de este fenómeno.

Por lo general la conexión a tierra de los transformadores es única, o sea tanto el lado de alta como el de baja tienen lo que se conoce como “tierra restricta”. Al estar conectado los devanados del transformador elevador en  $\Delta - Y$ , existe un desfaseamiento que debe ser compensado. En el momento en que se produce una falla a tierra debe existir una protección tal que discrimine la corriente de falla, la corriente de Inrush y la compensación de la conexión.

El relé multifuncional RET 316 provee de esta protección contra fallas a tierra del transformador elevador por medio de la función 87TN que se encuentra dentro de un relé adicional SPAJ 115C.

**a. Ajuste del relé**

Las variables que son ajustadas en esta función y sus valores típicos son:

Voltaje de estabilización	70 V
Resistencia del circuito	280 $\Omega$
Corriente de operación	0.25 A (5% $I_N$ )

**3.3.3. PROTECCIÓN DE EQUILIBRIO DE TENSIÓN (60)**

La protección de equilibrio de tensión o más conocida como protección de voltaje balanceado está dirigida principalmente a detectar errores de medición en el voltaje hecho por otros dispositivos. Es decir, su aplicación es la de comparación / monitoreo de las amplitudes de los voltajes de dos fuentes de voltaje generalmente idénticas conectadas a la misma barra de fase. La protección trabaja cuando la diferencia de los voltajes de una misma fase excede un valor ajustado de puesta en trabajo.

En la protección del transformador, comandada por el relé multifuncional RET 316, existe otro tipo de protecciones

auxiliares que cubren fallas ya sea del grupo o de elementos extras. El balance de voltaje se lo puede medir en dos puntos:

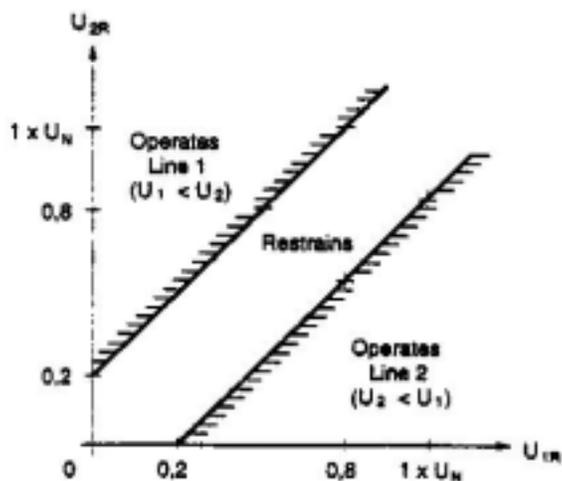
- En el lado de la red (60R).
- En el lado del generador (60G).

El encargado de la protección contra fallas de estos dos tipos de balances de voltaje es el relé trifásico auxiliar estático RXBA4 cuyas características son:

- Comparación de las amplitudes de dos grupos de entrada de voltaje (línea 1 y línea 2).
- Medición de voltaje monofásico o trifásico.
- Indicación del grupo con el voltaje más bajo.
- Evaluación del balance de voltaje por fase en el modo trifásico.
- Retardos ajustables para operación y reseteo.
- Insensible a las componentes DC y a los armónicos.

Esta función tiene dos sets de una a tres entradas análogas (voltaje) y una entrada binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo, disparo, disparo línea 1 con entrada de voltaje  $U_1$  y disparo de la línea 2 con entrada de voltaje  $U_2$ ) y su medición es:

- Modo monofásico:
  - ❖ Diferencia entre las amplitudes de voltaje ( $U_1 - U_2$ ).
- Modo trifásico:
  - ❖ Diferencia de la amplitud de voltaje para fase R ( $U_{1R} - U_{2R}$ ).
  - ❖ Diferencia de la amplitud de voltaje para fase S ( $U_{1S} - U_{2S}$ ).
  - ❖ Diferencia de la amplitud de voltaje para fase T ( $U_{1T} - U_{2T}$ ).



**Fig. 3.18: Característica de la Operación de la función de balance de voltaje**

**a. Ajuste del relé**

Una señal de disparo es emitida por la fuente con el voltaje más bajo (disparo línea 1 o línea 2) y una señal de disparo general después de un retardo de tiempo ajustado, provee las condiciones de disparo y de protección o bloqueo requeridas.

Las variables a ser ajustadas en ambos casos de la función de balance de voltaje (de lado del generador o del lado de la red) son:

Diferencia de voltaje máximo	V
Retardo de disparo	Delay
Retardo de reseteo	Reset

Los valores típicos de las variables de esta función son:

V	$0.20 U_N$
Delay	0.04 s
Reset	0.50 s

**3.3.4. PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE (50/51)**

Una falla externa a un transformador resulta en una sobrecarga la cual puede causar fallas en el mismo si ésta no es despejada

rápidamente. El transformador debe ser aislado antes que ocurra el daño usando relés de sobrecorriente. En bancos de transformadores pequeños, los relés de sobrecorriente pueden ser usados para proteger fallas internas, mientras que en bancos grandes su uso es para la protección de respaldo de los relés diferenciales. El relé de sobrecorriente da una protección sencilla y de bajo costo, pero su uso es limitado por su insensibilidad en el ajuste y porque su operación en la coordinación es difícil. También estos relés de sobrecorriente utilizados en unidades especiales, pueden proteger contra corriente de Inrush.

Existen muchos tipos de relés de sobrecorriente, pero los utilizados en la protección de los transformadores, tanto de servicios auxiliares como de excitación son del tipo de tiempo inverso y de tiempo definido. Esto se lo conoce como un dispositivo de protección 50/51, el cual combina las características de estos dos tipos de relés.

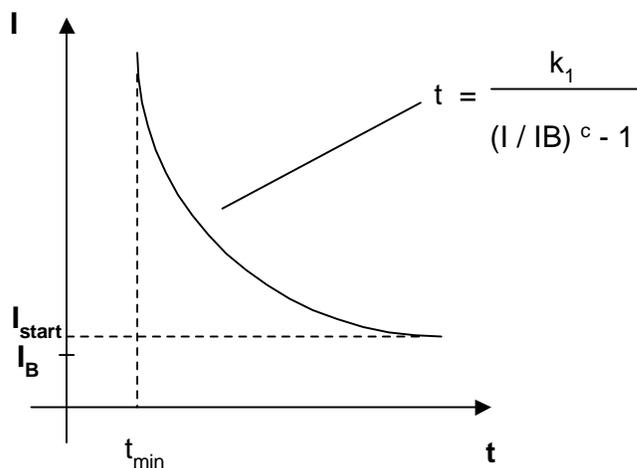
El relé multifuncional RET 316 está provisto de una unidad SPAJ 140C, que es un relé de sobrecorriente de dos pasos,

usado para proteger los circuitos del transformador. Estos dos pasos se los conoce como función 51 y 50.

La aplicación de esta unidad es el monitoreo general de corriente con respuesta instantánea a fallas o respuesta inversamente proporcional en su retardo de tiempo a la corriente. Entre las características más importantes que encontramos en esta unidad están:

- Insensible a componentes DC y armónicos.
- Medición monofásica o trifásica.
- Detección del valor más alto en el modo trifásico.
- Amplio rango de ajuste.
- Detección de la corriente Inrush.
- Características de operación de la función 51 de acuerdo al estándar británico 142 (figura 3.19):
  - C= 0.02 Normal inversa
  - C= 1 Muy inversa
  - C= 2 Extremadamente inversa

La unidad tiene dos tipos de entrada, una análoga (corriente) y una binaria (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es de amplitud de corriente.



**Fig. 3.19: Característica de Operación  
función de Sobrecorriente**

**a. Ajuste del relé**

La unidad SPAJ 140C provee de protección de sobrecorriente para los transformadores de servicios auxiliares y de excitación de la central, se las conoce como función 50/51 TS y 50/51 TX respectivamente.

El ajuste de esta unidad tiene como objetivo proteger el lado de alta tensión (13.8 KV) contra fallas de fase a fase, mediante un ajuste alto de sobrecorriente; mientras que para proteger el lado de bajo voltaje se debe usar una característica de tiempo inverso.

Las variables a ser ajustadas en ambos transformadores son las siguientes:

- Función 51:
  - Corriente de operación I.
  - Multiplicador K.
- Función 50:
  - Corriente de operación I.
  - Retardo T.

El multiplicador K es una variable que se da de acuerdo al tipo de curva inversa que se desea (c), y por el tiempo de operación del relé.

#### **a.1. Ajuste de la protección contra sobrecorriente en el transformador de servicios auxiliares (50/51 TS)**

Los datos del transformador de servicios auxiliares son:

Potencia:	$A_n = 2\text{MVA}$
Voltaje primario:	$V_{n_{\text{prim}}} = 13.8\text{KV}$
Voltaje secundario:	$V_{n_{\text{sec}}} = 0.48\text{KV}$
Corriente:	$I_{n_{\text{TS}}} = 83.77\text{A}$

Voltaje de cortocircuito:  $V_{cc} = 8.5\%$

Corriente de cortocircuito:  $I_{cc} = 1675.4 \text{ A}$

Relación del CT ( $I_n$ ):  $200/5$

El ajuste que se le hace a las respectivas funciones es:

- Primer paso (función 51):
  - $I = 0.5 I_n \geq 1.2 I_{nTS}$ .
  - $K = 0.3$  (normal inversa).
- Segundo paso (función 50):
  - $I_{>>} = 8 I_{nTS} = 3.34 I_n$ .
  - $T_{>>} = 0.05 \text{ s}$  (tiempo definido).

#### **a.2. Ajuste de la protección contra sobrecorriente en el transformador de excitación (50/51 TX)**

Los datos del transformador de excitación son:

Potencia:  $A_n = 3 \times 300 \text{ KVA}$

Voltaje primario:  $V_{n_{prim}} = 13.8 \text{ KV}$

Voltaje secundario:  $V_{n_{sec}} = 3 \times 300 \text{ V}$

Corriente:  $I_{n_{TX}} = 21.74 \text{ A}$

Voltaje de cortocircuito:  $V_{cc} = 7.68\%$

Corriente de cortocircuito:  $I_{cc} = 1675.4 \text{ A}$

Relación del CT (In): 100/5

El ajuste que se le hace a las respectivas funciones es:

- Primer paso (función 51):
  - $I = 0.45 I_n \geq 1.2 I_{TX}$ .
  - $K = 0.3$  (normal inversa).
- Segundo paso (función 50):
  - $I_{>>} = 8 I_{TX} = 3 I_n$ .
  - $T_{>>} = 0.05$  s (tiempo definido).

### **3.3.5. PROTECCION DE MINIMA TENSION EN LA ALIMENTACION 125 Vcc (80)**

La alimentación de corriente continua se utiliza en todos los paneles que contengan equipos de protección y medición de una central, debido a que éstos cuentan con elementos que trabajan bajo la influencia de corriente directa. Esta alimentación puede venir ya sea de un banco de baterías o de un rectificador de corriente alterna a continua dada por el transformador de servicios auxiliares hacia un banco

convertidor, las cuales proveen de los 125 voltios necesarios para el funcionamiento de los equipos.

Como es lógico, por ejemplo, en el momento de una falla se necesita que actúe un relé que pueda medirla y enviar un disparo del equipo que protege. Si por alguna razón el relé encargado de cumplir este trabajo no opera, se tendrá que analizar las razones de la falla del relé. Una de estas razones puede ser que la alimentación de 125 Vcc que recibe el relé se encuentra en un rango inferior al que se requiere para operación.

El panel de protección del grupo generador transformador consta de una unidad de medición de baja tensión de corriente continua RXSF1 (80) que recibe señales de entrada de los diferentes medios de alimentación. Su aplicación más importante es la supervisión, y por ende señalización o disparo en casos de falla.

Las entradas de este relé son del tipo análoga (voltaje) y binaria (corriente); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es de magnitud de voltaje.

**a. Ajuste del relé**

Las variables a ser ajustadas en este relé son:

- Voltaje  $V$
- Retardo  $t$

Los valores de ajuste de este relé son:

- $V = 125 V_{cc} \pm 5\%$
- $T \leq 0.05 \text{ s}$

### **3.3.6. PROTECCION CONTRA PERDIDA DE SINCRONISMO (25)**

El relé de verificación de sincronismo se encarga de revisar que los voltajes en ambos lados de un breaker son los mismos en magnitud y fase. Estos relés supervisan el cierre del breaker en cuestión de manera automática o manual. Los criterios para chequear la sincronización son: amplitud, diferencia de fase y diferencia de frecuencia.

La pérdida de sincronismo puede darse tanto en el lado de alta tensión como en el lado de baja tensión. El dispositivo de protección contra esta pérdida (25) es la que se encarga de supervisar desde el lado de baja tensión, y se encuentra dentro

del relé de protección SPAU 140C ubicado en el panel del grupo generador transformador.

Las características de esta unidad son las siguientes:

- Monitoreo de sincronización
  - Medición de voltaje monofásico.
  - Comparación y cálculo de diferencias de voltaje, ángulo y frecuencia.
- Monitoreo de voltaje
  - Medición monofásica o trifásica.
  - Evaluación de valores instantáneos.
  - Detección del valor más grande o más pequeño del voltaje en la medición trifásica.
- Selección para modo de operación remota.

La unidad tiene entradas análogas (voltaje) y entradas binarias (interbloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo, señal de cierre del breaker). Su medición es de chequeo de sincronismo (diferencia de voltaje, fase y frecuencia) y de chequeo de voltaje.

**a. Ajuste del relé**

Las variables a ser ajustadas en esta unidad de protección contra pérdida de sincronismo son:

- Nivel de voltaje superior  $U_{max}$
- Nivel de voltaje inferior  $U_{min}$
- Máxima diferencia de voltaje permitida  $\Delta U$
- Máxima diferencia de ángulo permitido  $\Delta \varnothing$
- Máxima diferencia de frecuencia permitida  $\Delta f$
- Tiempo de operación de la función de chequeo de voltaje  $t_{vc}$
- Tiempo de chequeo permitido para cierre del modo de operación  $t_{check}$
- Máxima longitud de la señal de cierre en modo de operación  $t_{pulse}$
- Tiempo de operación del breaker dado por el estado 1  $t_{CB13}$
- Tiempo de operación del breaker dado por el estado 2  $t_{CB23}$

Los valores con los que se ha ajustado a la unidad de protección son:

$$U_{max} \quad 0.8 U_N$$

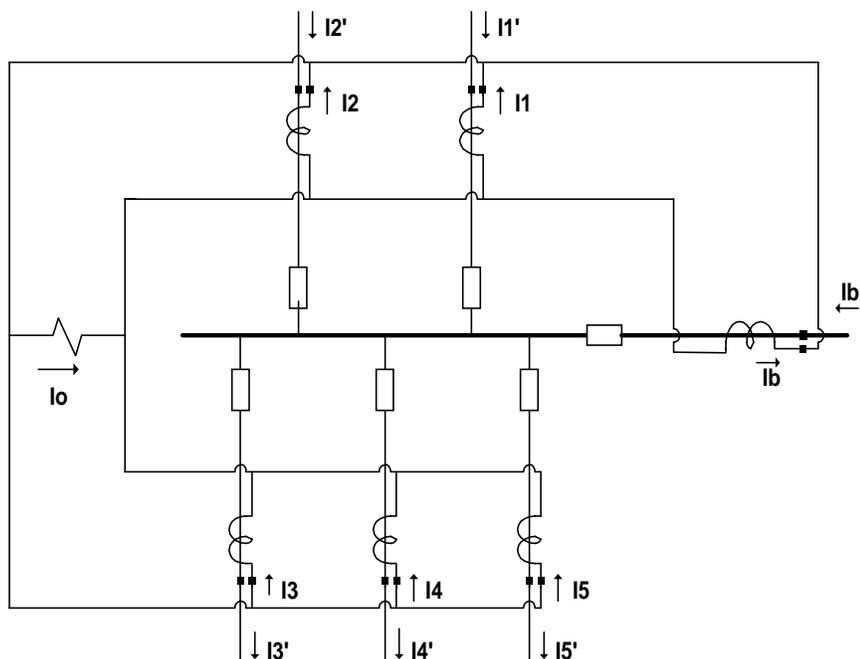
$U_{\min}$	$0.1 U_N$
$\Delta U$	$0.1 U_N$
$\Delta \varnothing$	$20^\circ$
$\Delta f$	$0.5 \text{ Hz}$
$t_{vc}$	$0.5 \text{ s}$
$t_{\text{check}}$	$0.5 \text{ s}$
$t_{\text{pulse}}$	$0.3 \text{ s}$
$t_{CB13}$	$0.075 \text{ s}$
$t_{CB23}$	$0.075 \text{ s}$

### **3.4. PROTECCIONES DE LINEAS DE TRANSMISION Y SUBESTACION**

Este tipo de protección está diseñada para producir la desconexión de las líneas de transmisión y de la subestación en caso de fallas debidas a cortocircuitos, sobrevoltajes, etc., con el fin de aislar la parte fallada y preservar la integridad de los equipos involucrados de la central o del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

### 3.4.1 PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS (187 B)

La protección diferencial es el método más sensible y confiable para proteger las barras colectoras de un sistema de potencia. El principio básico de este método es que la suma fasorial de todas las corrientes medidas que entran y salen de la barra debe ser cero, a menos que exista una falla dentro de la zona protegida. Para una falla que no se encuentre en esta zona, la dirección instantánea de al menos una de las corrientes es opuesta a las otras. Un diagrama explicativo es el que se muestra en la figura 3.20.



**Fig. 3.20: Esquema diferencial de barras colectoras**

Existen dos tipos de fallas que pueden afectar la protección diferencial de barras, como son las internas y las externas. Para condiciones normales o de falla externa, la sumatoria de las corrientes que entran va a ser igual a la sumatoria de las corrientes que salen, por lo tanto la corriente de operación del relé  $I_0$  tendrá un valor de cero, o sea el relé no operará. En cambio para condiciones de falla interna, estas dos sumatorias no serán iguales por lo que el relé operará debido a que existe una corriente en su bobina de operación.

Las causas más comunes de fallas internas se deben a: operaciones erróneas, animales o a fallas de los breakers. Pero en cualquiera de los dos casos de falla siempre existe un problema común en la protección diferencial, que es la saturación de los transformadores de corriente, debido a un gran número de circuitos conectados a la barra y a los diferentes niveles de energización.

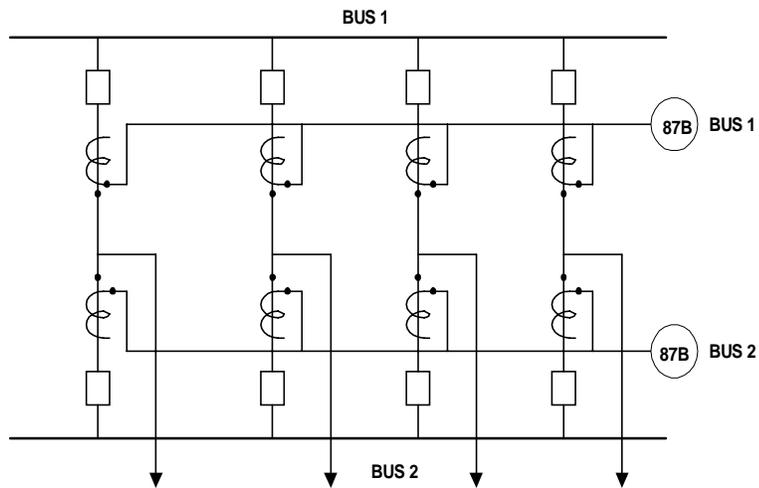
La saturación de los CT's puede darse gracias a corrientes AC o corrientes DC. Esta saturación podemos darle solución de la siguiente manera:

- Usando CT's con núcleos magnéticos de mayor sección transversal.
- Usando CT's con circuitos magnéticos de alta reluctancia (mayor espacio en el entrehierro).
- Usando CT's con circuitos magnéticos de aire, madera, etc. (acopladores lineales).
- Usando bobinas de retención para evitar falsos disparos debido a casos de pequeños desequilibrios de corriente.
- Usando un relé diferencial de antiimpedancia con circuito resonante.
- Usando relés diferenciales de porcentaje variable diseñados para ser insensible a la saturación DC.

La información requerida para preparar un esquema de protección de barras es muy importante debido a que incluye muchos factores, como lo son el económico, la simplicidad, la velocidad, etc. Entre la información más relevante está:

- Forma de configuración de la barra, es decir un arreglo de barra sencilla, doble, etc. como se muestra en la figura 3.21.
- Corrientes de falla en la barra máxima y mínima (fase a tierra y trifásica).

- Características de los CT's: relación, ubicación, clase de exactitud, curva de saturación.
- Velocidad de operación.



**Fig. 3.21: Arreglo de doble barra**

En esta central se tiene un relé de protección diferencial de barra y líneas cortas para fallas de fase y tierra del tipo de alta impedancia moderada y alta velocidad, todo contenido dentro de una unidad numérica conocida como relé RADSS, que se encuentra en el panel 2 de protección y hace la función del relé 187 tanto para la barra 1 como para la barra 2. Las características más importantes de esta unidad son:

- Alta velocidad de operación, cerca de 6 a 9 ms desde la ocurrencia de la falla hasta el disparo dado por el relé.
- Gran estabilidad en casos de falla fuera de la zona de protección.
- Ajuste bajo de la corriente diferencial de puesta en trabajo, alrededor del 1% de la corriente de la alimentadora que está más cargada.

**a. Ajuste del relé**

La característica primordial en la protección de un sistema de doble barra como es la tratada, es que la unidad protectora discrimine todos los relés de la barra que falla para que disparen, dejando habilitada la otra barra. Esto es un trabajo en conjunto con los breakers.

Los datos técnicos de cada uno de los CT's utilizados para la protección de las barras son:

Relación de los CT's	400/5
Burden	200 VA
Clase	5P20
Resistencia del devanado secundario	$R_{ct}=0.8\Omega$
Voltaje terminal	$V_K=600\text{ V}$

El ajuste que se le hace a la unidad protectora es el siguiente:

Pendiente de la curva de operación  $S= 0.8$

Sobrecorriente de arranque ajustada  $I_{d1}= 0.88 A$

Resistencia total del circuito diferencial  $R_{dt}= 165 \Omega$

### **3.4.2. PROTECCION CONTRA FALLAS DE LOS BREAKERS DE LA SUBESTACION (150BF)**

Los circuit breakers ocasionalmente fallan al interrumpir o disparar un circuito por muchas razones, por tal motivo los relés y breakers terminales remotos deben estar dispuestos a proveer respaldo para breakers fallados.

Cuando se diseñan sistemas de respaldo remoto se debe considerar cuatro características muy importantes, las cuales son:

- Selectividad.
- Sensibilidad.
- Velocidad.
- Aplicación y ajuste.

Estas cuatro características deben ser muy analizadas debido a que en sistemas remotos tienden a ser inexactas.

Los relés de falla de breakers son requeridos para dar un disparo rápido cuando el breaker del circuito primario no rompe apropiadamente un cortocircuito en la red. La sección fallada en la red puede ser disparada separadamente.

Es muy importante que el circuit breaker opere correctamente para poder remover la falla de forma rápida. Sin embargo, siempre hay un riesgo que el breaker no actúe de manera correcta y que el tiempo total de falla dependa del tiempo de disparo del circuit breaker. El impulso de disparo de un circuit breaker proveniente de la protección de barras o de líneas da simultáneamente una señal para que se inicie el relé de falla del breaker. En caso que la corriente a través del circuit breaker después del tiempo de ajuste todavía exceda el nivel de corriente programado, el relé de falla del breaker da un impulso de disparo a los breakers adyacentes.

Existe dentro del panel 3 de protección de la central una unidad numérica REB 010 que representa el relé de falla del breaker

(150 BF), el cual está dividido para cada una de las líneas que salen de las barras de la subestación, cada uno de los generadores que se conectan a las barras y para el breaker de interconexión o by-pass de las dos barras de la subestación. Como está explicado anteriormente, esta central tiene distribuidas sus cargas en diferentes barras.

Las características y funcionamiento de este módulo numérico son muy parecidas a la unidad de protección contra fallas del breaker del circuito principal (BF 52G), aunque su ajuste es totalmente diferente.

**a. Ajuste del relé**

La unidad de protección contra este tipo de fallas se caracteriza porque tienen que ser ajustados los diferentes relés que comandan los breakers de las líneas, los generadores y el by-pass de barra. Por lo expresado, todos estos relés tendrán las mismas variables a ajustarse, entre las cuales están:

- Switch start target ST
- Corriente sec. en los ramales de la barra In
- Ajuste de corriente I

- Porcentaje de corriente en el ramal %
- Ajuste del tiempo t

El switch start target tiene dos posiciones: ON para permitir a la unidad estar preparada a los impulsos externos y OFF para no permitir impulsos de disparo. El valor de ajuste de la corriente para cualquiera de los relés es de 0.3 veces el valor de la corriente relacionada de los ramales, la misma que es:

$$I_n = \frac{S_{nt}}{\sqrt{3}U_n} * \frac{1}{CT}$$

$$\Rightarrow I_n = 4.4A$$

Esta corriente  $I_n$  es la misma tanto para las líneas, los generadores y el by-pass de la barra y es referida al lado secundario. Un cuadro resumido de los ajustes de la unidad para los diferentes relés aplicados se observa a continuación en la Tabla VII:

Item	In	I	%	T(s)	ST
L1	4.4	0.3 In	34	0.29	ON
L2	4.4	0.3 In	34	0.29	ON
L3	4.4	0.3 In	34	0.29	ON
B1	4.4	0.3 In	34	0.29	ON
G1	4.4	0.3 In	34	0.29	ON
G2	4.4	0.3 In	34	0.29	ON
G3	4.4	0.3 In	34	0.29	ON

**Tabla VII: Ajuste de la protección 150BF**

### **3.4.3. PROTECCION CONTRA SOBRE / BAJO VOLTAJE EN LAS BARRAS (159 / 127)**

En toda subestación se corre el riesgo de sufrir bajas de voltaje en sus barras debido a factores como desincronización en el momento de apertura o cierre del breaker, falla en las operaciones del sistema, etc; de la misma manera se producen los sobrevoltajes.

Existe una unidad numérica para la protección contra estos problemas que pueden provocar mal funcionamiento en cualquiera de las barras de una subestación. Esta unidad SPAU 130 hace la función de un relé de voltaje trifásico y sus características son:

- Filtro contra componentes DC y armónicos.

- Medición de voltaje monofásico o trifásico.
- Detección del valor máximo y mínimo para la medición trifásica.

Las entradas de esta unidad son análogas (voltaje) y binarias (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es de amplitud de voltaje.

#### a. Ajuste del relé

Las variables a ser ajustadas para la operación de esta unidad, considerando que la protección es para sobre y bajo voltaje, son:

- Ajuste para el estado de sobrevoltaje  $U>$
- Tiempo de operación del estado de sobrevoltaje  $t>$
- Ajuste para el estado de bajo voltaje  $U<$
- Tiempo de operación del estado de bajo voltaje  $t<$

El valor de ajuste exacto de las variables con que cuenta la unidad es:

$$U> \quad 1.4 U_N$$

$$t > \quad 2 \text{ s}$$

$$U < 0.8 U_N$$

$$t < 1 \text{ s}$$

#### **3.4.4. PROTECCIÓN CONTRA PERDIDA DE SINCRONISMO EN LAS BARRAS DE LA SUBESTACION (125)**

Esta protección contra pérdida de sincronismo es dada por el relé de sincronización SPAU 140 C, el cual es un microprocesador integrado basado en un relé de medición de voltaje diseñado para ser usado en la revisión de las condiciones de cierre del circuit breaker.

La protección es dada en el lado de alta tensión (barras de la subestación) por la misma unidad que da la protección en el lado de baja tensión (grupo generador transformador) aunque ésta se encuentre en el panel de protección de líneas y subestación (relé 125). Obviamente todas las características así como sus variables son las mismas que las del relé 25 (Sección 3.3.6).

**a. Ajuste del relé**

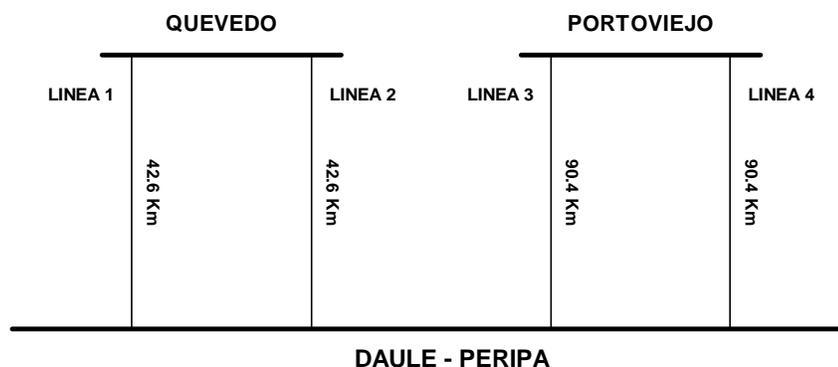
Las variables a ser ajustadas en esta unidad de protección son las mismas que las del relé 25 (Sección 3.3.6). Los valores con los que se ha ajustado la unidad de protección son:

$U_{\text{máx}}$	$0.8U_N$
$U_{\text{min}}$	$0.2U_N$
$\Delta U$	$0.1U_N$
$\Delta\phi$	$20^\circ$
$\Delta f$	$0.5\text{Hz}$
$t_{vc}$	$0.5\text{ s}$
$t_{\text{check}}$	$0.5\text{ s}$
$t_{\text{pulse}}$	$0.3\text{ s}$
$t_{CB13}$	$0.075\text{ s}$

### 3.4.5. PROTECCION DE DISTANCIA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION (121)

La energía producida por la central hidroeléctrica es transportada hacia los diferentes centros de carga por medio de

las líneas de transmisión. En esta central, como lo vimos en el capítulo 1, consta de cuatro posiciones de línea terminadas (dos hacia Quevedo y dos hacia Portoviejo) y una posición de línea a futuro (Chone). La disposición de las líneas se muestra en la figura 3.22 y sus datos técnicos se encuentran en la Tabla VIII.



**Fig. 3.22: Disposición de las Líneas de Transmisión**

CARACTERISTICA	LINEA L1, L2 DAULE PERIPA - QUEVEDO	LINEA L3, L4 DAULE PERIPA - PORTOVIEJO
Longitud [Km]	42.6	90.4
CT [A]	400 / 5	400 / 5
K1	80	80
PT [kV]	$138/\sqrt{3} / 0.115/\sqrt{3}$	$138/\sqrt{3} / 0.115/\sqrt{3}$
Ku	1200	1200
$Kz = Ku / K1$	15	15
RLP [ $\Omega$ / fase]	6.893	14.627
RLS [ $\Omega$ / fase]	0.460	0.975
XLP [ $\Omega$ / fase]	21.142	44.866
XLS [ $\Omega$ / fase]	1.409	2.991

**Tabla VIII: Datos Técnicos de la Línea de Transmisión**

de donde:

$K_1$  = Relación del CT principal

$K_U$  = Relación del PT principal

$K_Z$  = Relación de impedancia

$R_{LP}$  = Resistencia primaria de secuencia positiva de línea.

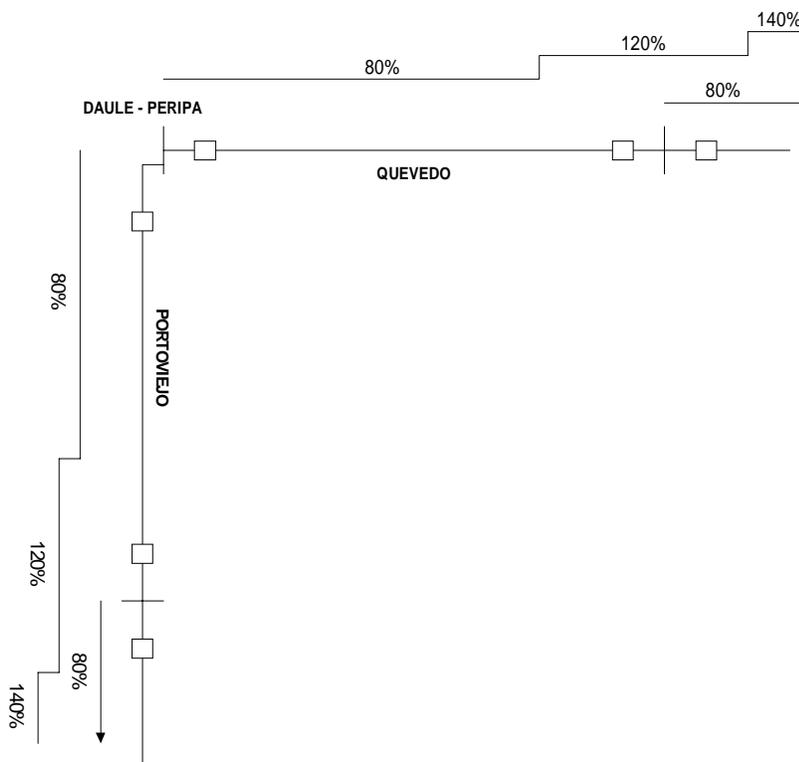
$R_{LS}$  = Resistencia secundaria de secuencia positiva de línea.

$X_{LP}$  = Reactancia primaria de secuencia positiva de línea.

$X_{LS}$  = Reactancia secundaria de secuencia positiva de línea.

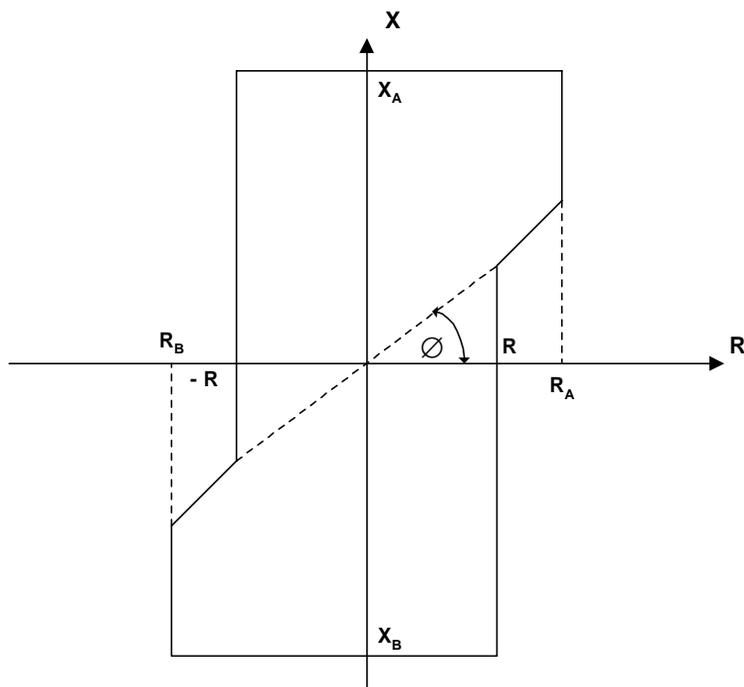
El sistema de protección de estas líneas de transmisión del tipo de distancia es dada por dos relés multifuncionales REL 316 en sus versiones SN 300 y SM 300. Esta protección de distancia tiene un principio teórico de funcionamiento igual al explicado en la función de protección de distancia del generador. La diferencia entre las dos versiones de este relé multifuncional es que el módulo SN 300 brinda una protección primaria de distancia (principal) contra fallas de fase monofásicas/trifásicas, la cual es asegurada por la función de 121/P y 121N/P; mientras que el módulo SM 300 brinda protección secundaria de distancia (respaldo) contra el mismo tipo de fallas, la cual es dada por las funciones 121/Z1, 121N/Z1, 121/Z2, 121N/Z2.

Ambas versiones ofrecen una protección que asegura siempre un disparo trifásico. La característica principal de la protección primaria es que utiliza un relé del tipo impedancia de sobrealcance con disparo permisible y tiene solamente una zona de acción. En cambio la protección secundaria utiliza tres zonas de acción, las cuales se calculan al 80%, 120% y 140% del valor equivalente de la impedancia en cada una de sus líneas, como se observa en la figura 3.23.



**Fig. 3.23: Zonas de protección de la función de distancia**

La característica de funcionamiento de estos relés de distancia del tipo impedancia por lo general es circular, pero en cambio para este relé multifuncional ha sido diseñado de forma asimétrica o polígona, como se muestra a continuación en la figura 3.24.



**Fig. 3.24: Característica de Baja Impedancia**

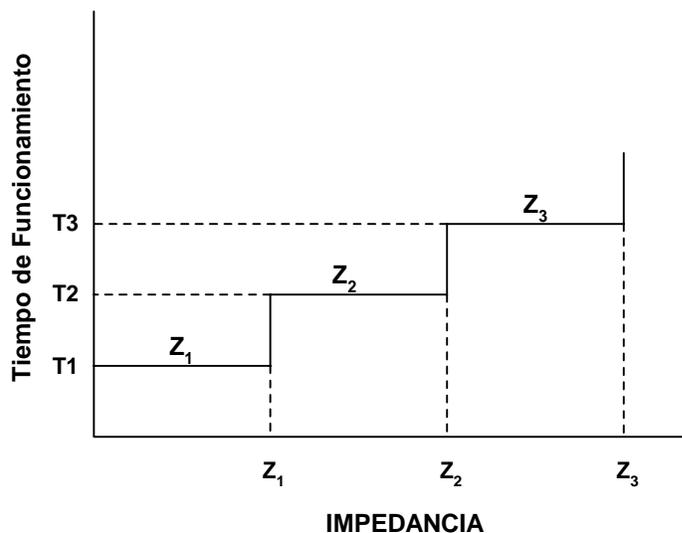
Entre las características principales de este relé están:

- Arrancadores de baja impedancia o sobrecorriente.
- Cinco estados de distancia (Independientes de las características asimétricas).

- Protección de respaldo de sobrecorriente de tiempo definido para zonas cortas protegidas.
- Supervisión de los PT's.
- Bloqueo contra desbalanceos de potencia.
- Protección contra sistemas sólidos o aterrizados de baja resistencia.
- Medición de voltaje y corriente trifásica.
- Ubicación del kilómetro de la falla con una variación de un 5%.

Las entradas de este relé son análogas (corriente y voltaje trifásico) y binarias (bloqueo del desbalanceo de potencia, extensión de zona, etc); sus salidas son binarias (disparo trifásico, disparo monofásico, disparo de respaldo, etc) y su medición es de impedancia por fase.

Una gráfica donde se puede observar como funcionan los retardos de tiempo de la función en base a las zonas protegidas es el mostrado en la figura 3.25.



**Fig. 3.25: Tiempo de acción de zonas de protección**

**a. Ajuste del relé**

Hay que tomar en cuenta que tanto la protección de la línea hacia Quevedo como la protección de la línea a Portoviejo, ya sea de forma principal o de respaldo, va a ser la misma en cuanto a las variables de ajuste de los relés multifuncionales, pero obviamente los valores van a ser ligeramente distintos debido a que el valor de la impedancia de la línea a ser ajustado está en función de la longitud de la misma, las cuales son diferentes. Además hay que considerar que para el cálculo de la impedancia de la línea Daule Peripa - Portoviejo se

utilizó como referencia una línea de 138 kV entre Portoviejo y otra subestación con los mismos parámetros longitudinales de la línea anterior y con longitud de 59.6 Km; mientras que para el cálculo de la impedancia de la línea Daule Peripa - Quevedo se utilizó como referencia dos transformadores de 100 MVA en la subestación donde parte la línea Quevedo - Santo Domingo.

Las variables a ser ajustadas y sus respectivos valores en las líneas Daule Peripa – Portoviejo son:

#### **a.1. Longitud de referencia**

Este parámetro es necesario para indicar la distancia a una falla del evento de un disparo; se expresa en  $\Omega$ /fase de reactancia de la longitud de referencia de la línea. Su valor típico de ajuste es de **0.033  $\Omega$ /fase**.

#### **a.2. Arrancadores**

La función de distancia provee de dos métodos de arranque de la protección como son por sobrecorriente y baja impedancia.

### a.2.1. Arrancadores de sobrecorriente

Se debe escoger en el menú de arrancadores esta función. Su variable de ajuste es el nivel de puesta en trabajo de la corriente  $I_s$ , el cual debe ser suficientemente más alto que el valor máximo de corriente de carga para evitar algún riesgo de mala operación en condiciones normales de carga. Su ajuste es de :

$$I_s = 4.0 I_N$$

### a.2.2. Arrancadores de baja impedancia

Las variables que deben ajustarse en este tipo de arrancadores se basan en la característica asimétrica del relé de impedancia y son:

$$X_A = 7.15 \Omega/\text{fase}$$

$$X_B = -7.15 \Omega/\text{fase}$$

$$R_A = 7.56 \Omega/\text{fase}$$

$$R_B = -7.56 \Omega/\text{fase}$$

$$R = 6.45 \Omega/\text{fase}$$

$$\theta = 31.8^\circ$$

### **a.2.3. Mínima corriente permitida**

Se usa para evitar que fluyan corrientes a través de la fase mucho más altas que la  $I_{\min}$ . Su ajuste es de:

$$I_{\min} = 0.157 I_N$$

### **a.2.4. Detector de falla a tierra**

Se basa en la medición de corriente del neutro. Cuando la corriente  $3I_o$  es mucho más alta que el mínimo ajuste propuesto actúa el relé. Su ajuste es:

$$3I_{o\min} = 0.392 I_N$$

## **a.3. Zonas de distancia**

Por medio de esta función es posible determinar los alcances de la zona de distancia que corresponden a los valores de impedancia y ángulos de fase de las líneas. Como ya se sabe las líneas tienen protección primaria de una zona y protección secundaria de tres zonas. Las

variables a ajustarse para cada una de las zonas son presentadas a continuación en la Tabla IX.

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>0</b>
<b>X [<math>\Omega</math>/fase]</b>	2.094	3.189	5.956	3.888
<b>R [<math>\Omega</math>/fase]</b>	0.683	1.268	1.942	1.268
<b>RR [<math>\Omega</math>/fase]</b>	1.51	1.974	3.275	2.138
<b>RRE [<math>\Omega</math>/fase]</b>	2.214	3.795	6.297	4.111
<b><math>\theta</math></b>	6.42°	6.42°	6.42°	6.42°
<b><math>\theta_m</math></b>	5.96°	5.96°	5.96°	5.96°
<b>T [s]</b>	0	0.3	0.8	0
<b><math>K_o</math></b>	0.740	0.740	0.740	0.740
<b><math>K_{on}</math></b>	0.710	0.710	0.710	0.710

**Tabla IX: Ajuste zonas de distancia Portoviejo**

de donde:

RRE = Resistencia de falla fase a tierra.

RR = Resistencia de falla multifase.

$\theta$  = Angulo de fase del factor de compensación de secuencia cero.

$\theta_n$  = Angulo de fase del factor de compensación de secuencia cero de líneas de doble circuito.

$K_o$  = Factor de compensación de secuencia cero.

$K_{on}$  = Factor de compensación de secuencia cero de líneas de doble circuito.

**a.4. Unidad de sobrecorriente de respaldo**

El ajuste de este parámetro determina el nivel de puesta en trabajo de la protección contra sobrecorriente utilizada de manera de respaldo.

Las variables que deben ser ajustadas son:

$$I_{o/c} = 1.020 I_N$$

$$t_{o/c} = 3 \text{ s}$$

**a.5. Supervisión de los PT's**

Esta función procesa componentes de secuencia negativa o cero en la falla. Las variables a ser ajustadas son:

$$U_{o_{\min}} = 0.2 U_N$$

$$I_{o_{\min}} = 0.07 I_N$$

$$U_{2_{\min}} = 0.2 U_N$$

$$I_{2_{\min}} = 0.07 I_N$$

**a.6. Elemento direccional**

Cada zona de distancia tiene su propio elemento de medición direccional. El voltaje usado para la medición depende de la amplitud del voltaje de falla. Su ajuste es el siguiente:

$$U_{\text{minfalla}} = 0.1 U_N$$

Para la protección de la línea Daule Peripa - Quevedo, se utilizan las mismas variable para el ajuste. El único parámetro que cambia es el ajuste de las zonas de distancia a3, cuyos valores se dan a continuación en la

Tabla X:

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>0</b>
<b>X [<math>\Omega</math>/fase]</b>	0.987	1.691	2.604	1.832
<b>R [<math>\Omega</math>/fase]</b>	0.322	0.551	0.597	0.597
<b>RR [<math>\Omega</math>/fase]</b>	0.731	1.254	1.930	1.358
<b>RRE [<math>\Omega</math>/fase]</b>	1.136	1.947	2.997	2.109
<b><math>\theta</math></b>	6.42°	6.42°	-1.28°	6.42°
<b><math>\theta_n</math></b>	5.96°	5.96°	5.96°	5.96°
<b>T [s]</b>	0	0.3	0.8	0
<b>Ko</b>	0.740	0.740	0.740	0.740
<b>Kon</b>	0.710	0.710	0.710	0.710

**Tabla X: Ajuste de las zonas de distancia Quevedo**

### **3.4.6. PROTECCION DE AUTORECIERRE EN LAS LINEAS DE TRANSMISION (179)**

La mayoría de las fallas son transientes y pueden ser despejadas desenergizando la línea momentáneamente. Según estadísticas menos del 10% de las fallas son permanentes, por lo que la idea de brindar un servicio continuo mediante la

operación de un relé que maneje un breaker que tenga recierre automático es excelente.

El recierre automático mejora la continuidad del servicio e incrementa el potencial de las líneas de transmisión, pero para su uso necesitamos tener en cuenta las siguientes precauciones:

- Un generador nunca debe ser conectado a un sistema bajo condiciones que producirán un impacto térmico o mecánico, debido a que la medida que obtiene el relé es inadecuada para realizar el recierre.
- Cuando un transformador está sujeto a fallas severas ciertas fuerzas son desarrolladas dentro y entre los devanados, que al ser repetitivos producen fallas. Para solucionar esto sería bueno minimizar el número de reconectores.

Pueden existir reconectores de uno o múltiples disparos. Para la protección de líneas de esta central se tiene el relé multifuncional REL 316, el cual consta de una función de autorecierre (179) en sus dos versiones SN 300 y SM 300, protección principal y de respaldo respectivamente para cada

una de las líneas. Esta función puede caracterizarse de uno a cuatro intentos de autorecierre monofásicos o trifásicos. La unidad opera con la función de corriente del relé de distancia y del relé de sincronización, que se encuentran en el REL 316.

Las características de esta función son las siguientes:

- Llega hasta cuatro intenciones de recierre rápidas o lentas.
- Señales individuales para cada uno de los ciclos de recierre.
- Primer ciclo con cuatro intenciones separadas monofásicas y/o trifásicas.
- Amplio rango de ajuste de tiempo muerto.

Sus entradas y salidas son binarias, y no consta de entradas análogas ni medición.

**a. Ajuste del relé**

El tipo y número de recierres está determinado por los parámetros "MODO 1AR" (Cuatro modos diferentes del primer ciclo de recierre) o por el "MODO 2.4 AR" (Máximo número de intenciones de recierre).

Del modo 1AR se tiene los siguientes tipos de primer recierre:

- 1.1P-1P: Recierre monofásico para fallas a tierra solamente.
- 1.1P-3P: Recierre trifásico para fallas a tierra.
- 1.1P3P-3P: Recierre trifásico para fallas a tierra y fallas de fase.
- 1.1P3P-1P3P: Recierre monofásico para fallas a tierra y recierre trifásico para fallas de fase.

Del modo 2.4 AR se tiene los siguientes números de intenciones de recierre:

- Off                      No hay recierre
- 2 intenciones        2 intenciones de recierre
- 3 intenciones        3 intenciones de recierre
- 4 intenciones        4 intenciones de recierre

Además de estos dos tipos de modo que se refieren a información general de la acción de recierre a ser

ajustadas, también deben ser ajustados los diferentes temporizadores que son:

$t_{DEAD1-1P}$  Primer tiempo muerto para recierre monofásico.

$t_{DEAD1-3P}$  Primer tiempo muerto para recierre trifásico.

$t_{DEAD1EXT}$  Extensión del primer tiempo muerto para recierre monofásico y trifásico.

$t_{DEAD2}$  Segundo tiempo muerto

$t_{DEAD3}$  Tercer tiempo muerto

$t_{DEAD4}$  Cuarto tiempo muerto

$t_{OPER}$  Máxima duración de una falla por la cual una intención de recierre es hecha.

$t_{Inhibit}$  Periodo después del recierre durante el cual otro disparo causa un disparo definitivo.

$t_{Close}$  Duración de la señal de cierre del circuit breaker.

$t_{Discrim 1P}$  Tiempo de discriminación de la falla envolvente para recierre monofásico.

$t_{Discrim 3P}$  Tiempo de discriminación de la falla envolvente para recierre trifásico.

- $t_{TimeOut}$  Periodo después del tiempo muerto durante el cual la señal de cierre del circuit breaker debe ocurrir.
- $t_{ARBlock}$  Tiempo durante el cual el recierre es bloqueado.

Los valores con los cuales se ajustan todas estas variables de la función de recierre automático son:

<b>Variable</b>	<b>Ajuste</b>
Modo 1 AR	1.1P-1P
Modo 2.4 AR	Off
$t_{DEAD1P}$	0.3 s
$t_{DEAD3P}$	0.3 s
$t_{DEAD1EXT}$	0.05 s
$t_{DEAD2}$	0.05 s
$t_{DEAD3}$	0.05 s
$t_{DEAD4}$	0.05 s
$t_{OPER}$	0.2 s
$t_{Inhibit}$	60 s
$t_{Close}$	0.3 s
$t_{Discrim1P}$	0.2 s
$t_{Discrim3P}$	0.2 s

$t_{\text{TimeOut}}$	0.8 s
$t_{\text{AR}_{\text{Block}}}$	5 s

### 3.4.7. PROTECCION CONTRA BAJO VOLTAJE DE LAS LINEAS DE TRANSMISION (127)

La función de protección de bajo voltaje se encuentra en un relé de voltaje trifásico SPAU 130, dentro del panel de protecciones de las líneas de transmisión. Se lo utiliza principalmente para protección de respaldo y su característica principal es bloquear la desconexión a tierra. Además esta unidad tiene otras características tales como:

- Filtro contra componentes DC y armónicos.
- Medición de voltaje monofásico o trifásico.
- Detección del valor mínimo para la medición trifásica.

Las entradas de esta unidad son análogas (voltaje) y binarias (bloqueo); sus salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo) y su medición es de amplitud de voltaje.

**a. Ajuste del relé**

Las variables a ser ajustadas para la operación de esta unidad de protección de bajo voltaje son:

Ajuste para el estado de bajo voltaje  $U_{<}$

Tiempo de operación del estado de bajo voltaje  $t_{<}$

Los valores exactos de ajuste de las variables con que cuenta la unidad son:

$U_{<} = 0.4 U_N$

$t_{<} = 1 \text{ s}$

**3.4.8. PROTECCION CONTRA PERDIDA DE SINCRONISMO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION (125 Y 25M)**

La función chequea el sincronismo entre dos sistemas eléctricos, permitiendo la conexión en paralelo cuando la amplitud de voltaje, el ángulo de fase y la diferencia de frecuencia son satisfechas.

Estas dos funciones de sincronización se encuentran dentro del relé multifuncional REL 316, con la diferencia de que la sincronización automática (125) está en la versión SN 300

mientras que la sincronización manual (25M) está en la versión SM 300. Se aplican para todas las líneas de transmisión que componen la central, y es una forma de verificación de que se esté llevando correctamente tanto en el lado de baja tensión (grupo generador transformador) como en el de alta tensión (barras de la subestación).

**a. Ajuste del relé**

El sincronismo automático es vigilado por la función 125 para permitir el comando de cierre desde el reconectador, mientras que el sincronismo manual es vigilado desde la función 25M para permitir el comando de cierre de forma manual. Estos dos enunciados expresados anteriormente significan que las variables a ser ajustadas entre los dos son las mismas, cambiando únicamente la forma de su operación.

Como estas dos funciones de sincronización tienen las mismas características que las dadas para el lado de alta y baja tensión, sus variables van a ser idénticas y sus valores de ajuste serán los siguientes:

$$\text{Max Volt Dif } (\Delta U) \quad 0.2 U_N$$

Max fase Dif ( $\Delta\phi$ )	10°
Max frec Dif ( $\Delta f$ )	0.2 Hz
Umin	0.8 U <sub>N</sub>
Umax	0.3 U <sub>N</sub>
Tiempo de supervisión	0.2 s
Tiempo de reset	0.05 s

### **3.5. INTERFASE ENTRE EL SISTEMA DE PROTECCIONES Y EL DCS**

La Central Hidroeléctrica "Marcel Laniado de Wind" está dotada con un Sistema de Control Distribuido (DCS), conforme a la más reciente tecnología, como se ha explicado en los capítulos 1 y 2. Este sistema maneja todas las variables de la central de manera automática tales como el control oleodinámico, las protecciones, servicios auxiliares, etc, con lo cual el trabajo de supervisión y mantenimiento de la central se vuelve mucho más sencilla.

Como lo hemos tratado en todo el capítulo, todos los sistemas eléctricos de la central cuentan con protecciones contra fallas de diversas formas y orígenes, tales como el generador, transformador,

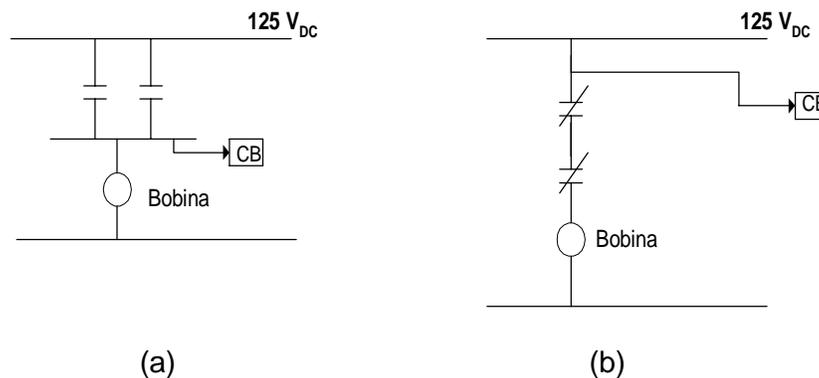
subestación, servicios auxiliares, etc. Pero no necesariamente las fallas que se pueden producir son de origen eléctrico, sino también de origen mecánico, y no todos los elementos protegidos son los que hemos mencionado anteriormente debido a que existe un sinnúmero de pequeños o grandes elementos que también tienen sus respectivas protecciones, como son: el eje, las válvulas, etc.

Por lo expresado anteriormente la central consta de protecciones mecánicas y protecciones eléctricas para los sistemas que la componen, entonces el DCS es el encargado de recibir todas las señales que emiten éstas. Cada una tiene sus contactos de disparo, o sea, relés que manejan bobinas de disparo en caso de ocurrencia de una falla. Las protecciones eléctricas se las divide para la unidad y para la subestación, por facilidad de aplicación.

Cada protección emite tres señales, que actúan al mismo tiempo. La primera de ellas se dirige a los relés de disparo; dependiendo de que falla sea se energizará el contacto de disparo que permitirá la actuación de relé 86M, 86E, 86TG o 86PP; al energizarse este relé se emitirá una señal que va al DCS, el cual dispondrá la actuación de secuencias de bloqueo normal, o sea, saca fuera de servicio la unidad; al mismo tiempo los relés de disparo emiten una señal al RCE

informando lo sucedido. La otra señal de las protecciones va hacia el DCS, que es el centro de recopilación de las informaciones; éste, en caso de que los relés de disparo no actúen, esperará un tiempo y analizará la situación para poder emitir un disparo de respaldo, mediante la actuación de secuencias de bloqueo de emergencia (respaldo). La última señal se dirige al Registrador Cronológico de Eventos (RCE) que es el equipo que almacena las actuaciones de la protección.

Los relés de disparo o también llamados relés de bloqueo (lock out) son dispositivos eléctricos cuya función es sacar y mantener fuera de servicio en caso de condiciones anormales de operación. Su disposición es de un grupo de contactos que pueden conectarse normalmente abiertos o cerrados, dependiendo de la función y que al momento de recibir una señal de la bobina del relé de disparo, actúan bloqueando de manera total a la central; es decir saca de funcionamiento el equipo que se encuentra fallando hasta nueva orden, cuando se haya repuesto la posible falla. El disparo conlleva a que siempre se abra un interruptor que esté más cerca de la parte fallada. Un ejemplo es el mostrado en la figura 3.26.



**Fig. 3.26: Bloque de contactos de los relés de disparo:**

**(a) Paralelo - (b) Serie**

Los relés de disparo se pueden dividir en cuatro formas:

86M Relé de disparo contra falla mecánica.

86E Relé de disparo contra falla eléctrica.

86TG Relé de disparo contra falla del grupo generador transformador.

86PP Relé de disparo parada parcial.

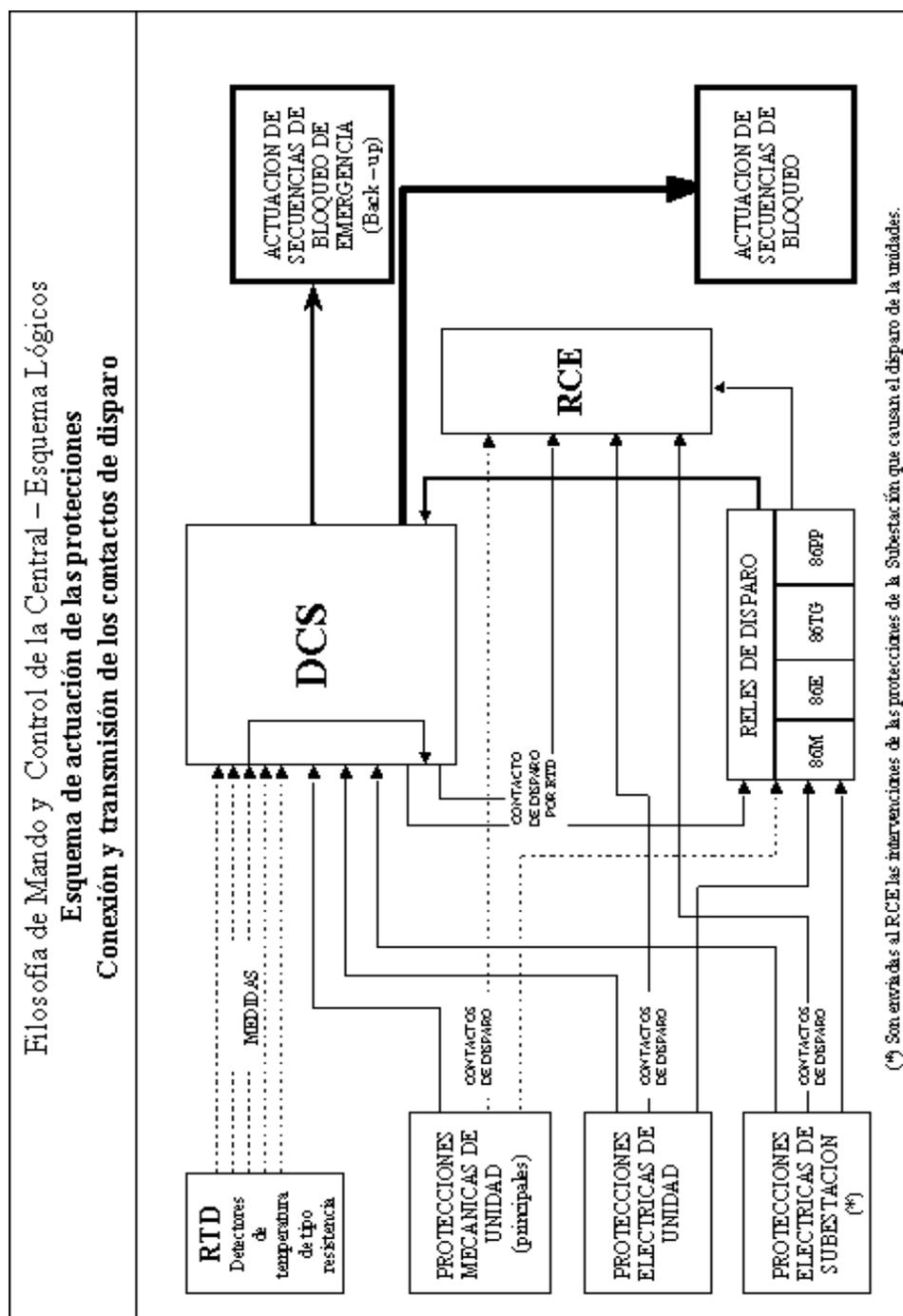
Aparte de las señales que recibe el DCS de los diferentes tipos de protección, también llegan señales de medida de temperatura de los devanados del estator por los RTD, detectores de temperatura del tipo resistencia, las cuales al momento de sobrepasar los márgenes establecidos por el DCS, accionan sus contactos de disparo cuyas señales van a los relés de bloqueo y al RCE, y pueden emitir

secuencias de bloqueo normal o de respaldo, dependiendo de quien haya emitido el disparo, el DCS o los relés.

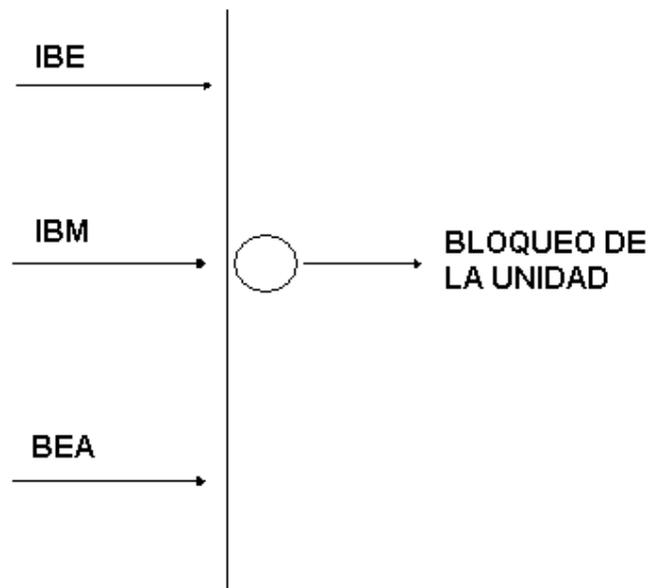
En resumen la característica más importante de esta interfase entre el sistema de protecciones y el DCS es su retroalimentación y su facilidad para detectar, verificar, controlar y reanudar el servicio de la unidad que pudo haber fallado. El esquema resumido se muestra en la figura 3.27.

### **3.6. BLOQUEOS DE LA UNIDAD**

El bloqueo o disparo de la unidad puede ser del tipo eléctrico, mecánico u originado desde el automatismo (DCS). Cada uno de estos bloqueos dan una señal a los respectivos relés de disparo para que actúe en caso de detectar una falla. La condición de funcionamiento de los bloqueos es que cuando cualquiera de los relés detecta una circunstancia mande al disparo sin importar que se den condiciones paralelas. O sea que se pueda representar en un diagrama OR representado a continuación en la figura 3.28.



**Fig. 3.27: Filosofía de mando y control de la Central**



**Fig. 3.28: Diagrama OR de los bloqueos**

de donde:

IBE  $\equiv$  Intervención del bloqueo eléctrico.

IBM  $\equiv$  Intervención del bloqueo mecánico.

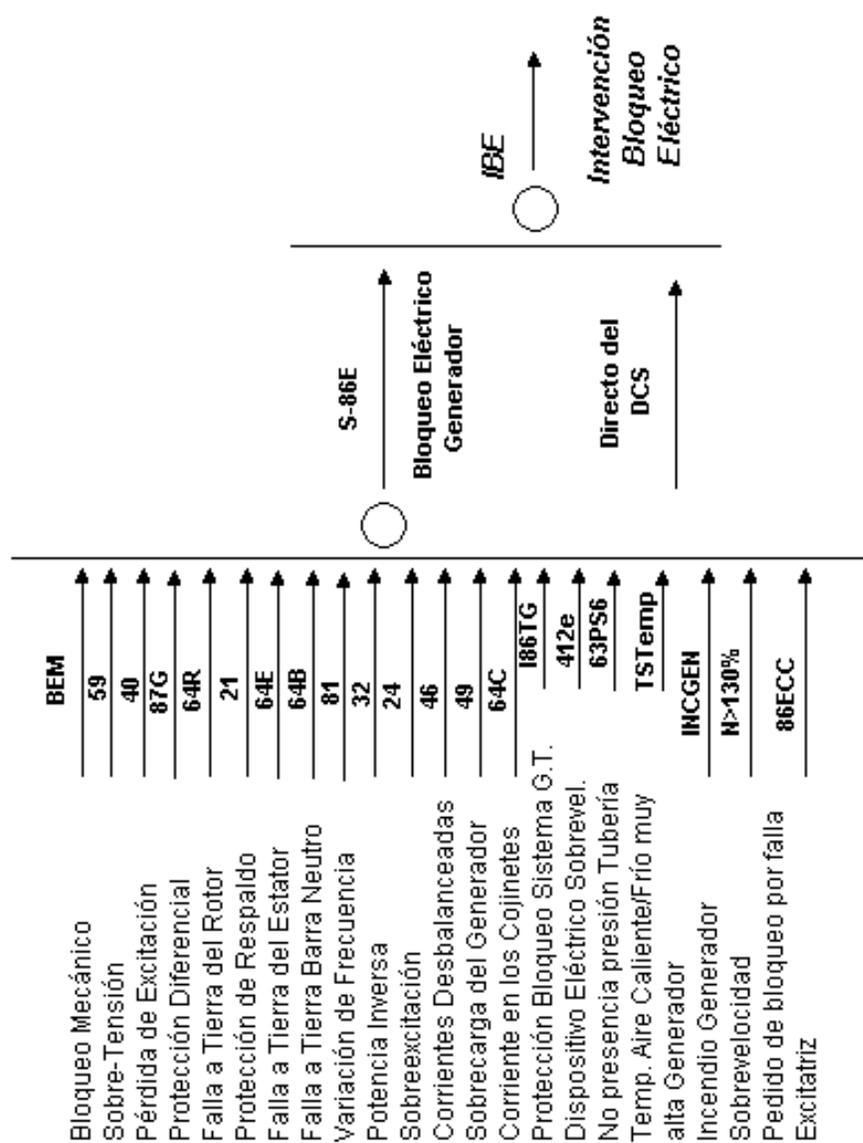
BEA  $\equiv$  Bloqueo eléctrico desde el automatismo.

### 3.6.1. INTERVENCION DEL BLOQUEO ELECTRICO (IBE)

El bloqueo eléctrico se puede dar por medio de la actuación de los relés de protección del generador, del grupo generador transformador o fallas externas. Las señales que ingresan a este bloqueo tienen sus contactos en serie normalmente cerrados y energizados, en el momento de detectarse una condición anormal de cualquiera de estos contactos se produce su apertura y por ende el disparo del relé de bloqueo 86E, cuyo resultado es el disparo del circuit breaker 52G.

La señales que pueden emitir este disparo no solamente son las estudiadas a lo largo de este capítulo, sino que existen otras extras como lo son los servicios auxiliares, etc.

La intervención del bloqueo eléctrico IBE también puede darse de manera directa desde el DCS si es que el relé 86E no responde. Normalmente todas las variables que intervienen pueden ser representadas en un diagrama OR como se muestra a continuación en la figura 3.29, y la cadena de disparo se la muestra en la figura 3.30.



**Fig. 3.29: Diagrama OR de la Intervención del Bloqueo Eléctrico**

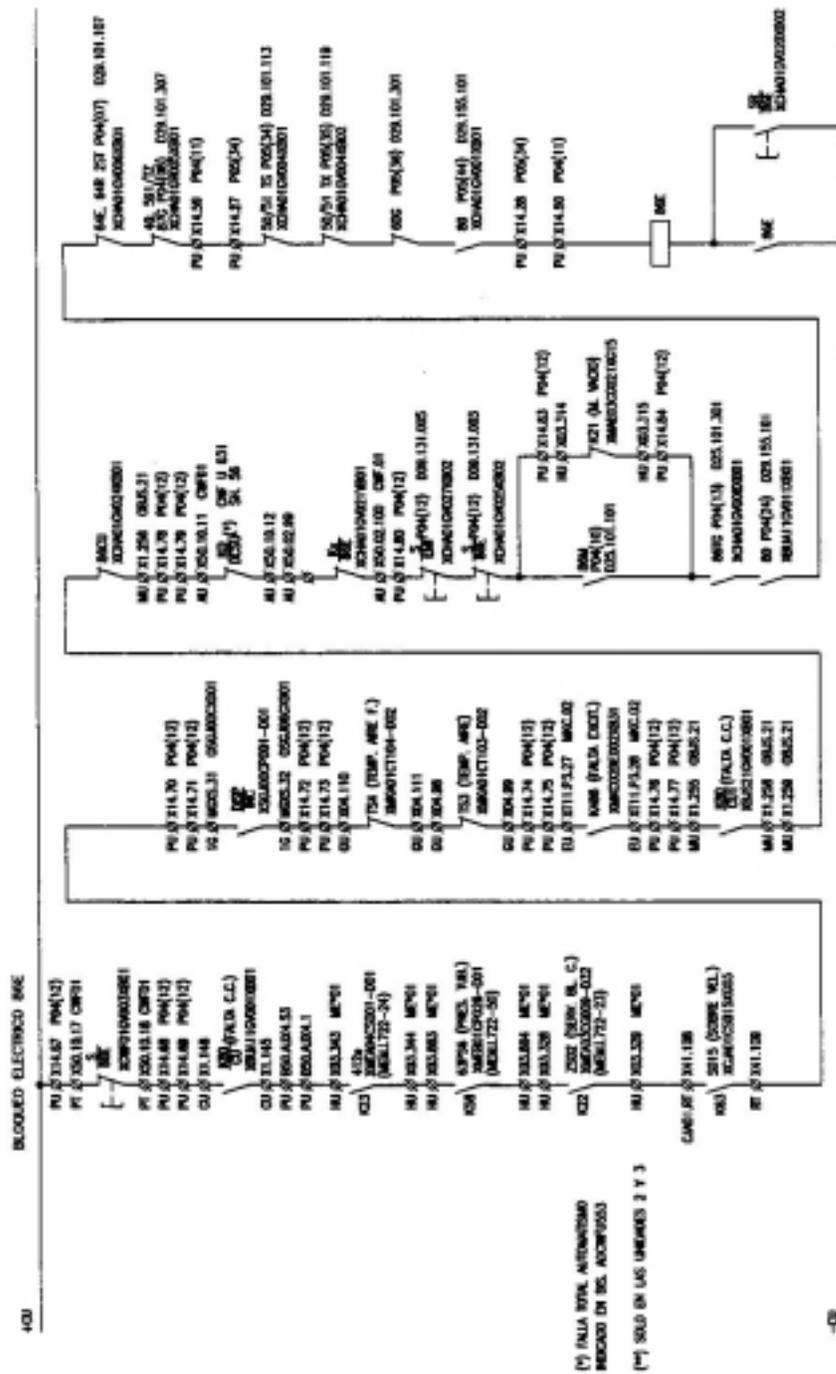
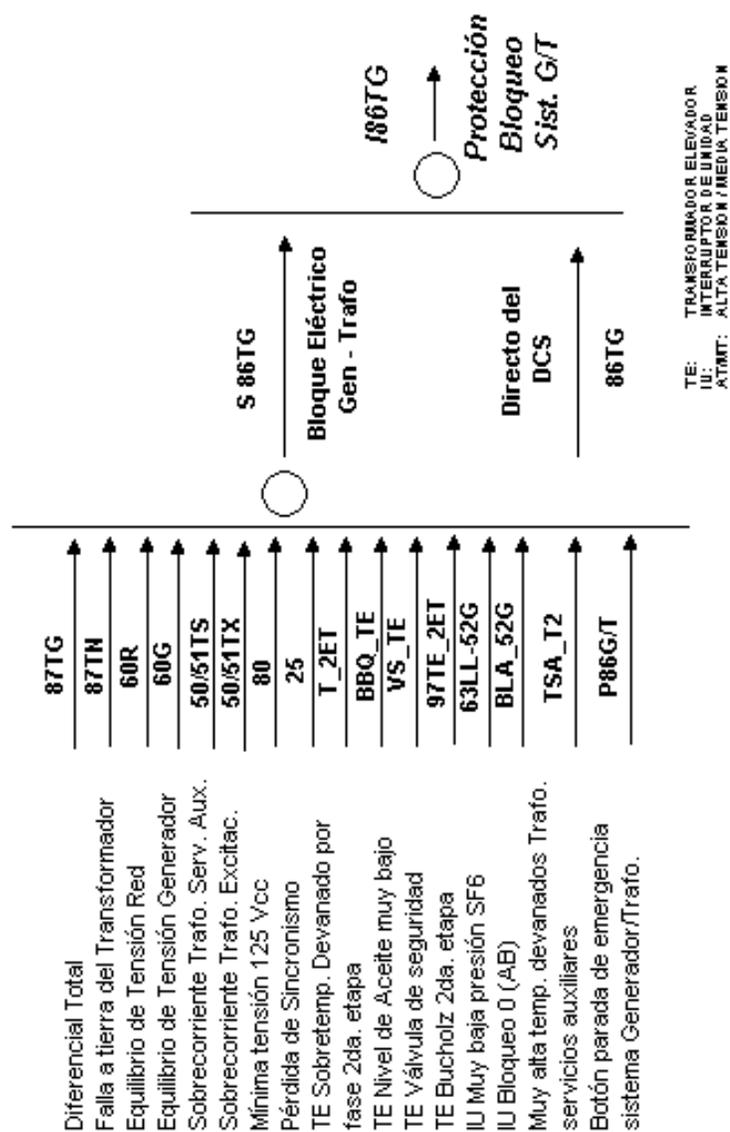


Fig. 3.30: Relés de Bloqueo Falla Eléctrica en el Generador 86E

**a. Bloqueo del grupo generador transformador**

Este bloqueo se debe a señales que pueden emitir los relés de protección de la unidad generador transformador, tanto eléctricas como mecánicas. En el momento de producirse una falla en alguno de los contactos dispuestos en serie normalmente cerrados de este bloqueo se provoca el disparo del relé 86TG que acciona la señal de intervención del bloqueo I86TG. Esta señal es la que va al diagrama OR de la intervención del bloqueo eléctrico formando parte de ella.

El relé 86TG es el encargado de abrir cualquiera de los interruptores que sea necesario en caso de que la falla sea en el transformador principal. La señal I86TG también es alimentada directamente del DCS en caso de que el relé 86TG no opere. El diagrama OR donde se representan todas las variables que intervienen en este bloqueo se lo muestra en las figura 3.31 y la cadena de disparo se encuentra en la figura 3.32.



**Fig. 3.31: Diagrama OR Bloqueo grupo Generador - Transformador**



**b. Bloqueo contra fallas externas**

Este bloqueo forma parte de la intervención del bloqueo eléctrico, el cual emite una señal a través de su relé 86PP, que produce una parada parcial por una falla externa en la línea de transmisión, subestación o equipos que lo forman. La manera de funcionar de este relé no es un bloqueo total sino que se baja la carga mientras se abre el interruptor principal permitiendo que la máquina siga funcionando hasta en casos extremos de que no haya carga.

Un diagrama representativo de la cadena de los contactos conectados en serie que permite el funcionamiento del relé 86PP se encuentra en la figura 3.33 mostrada a continuación.



**Fig. 3.33: Relés de Bloqueo de Falla Externa**

**86PP**

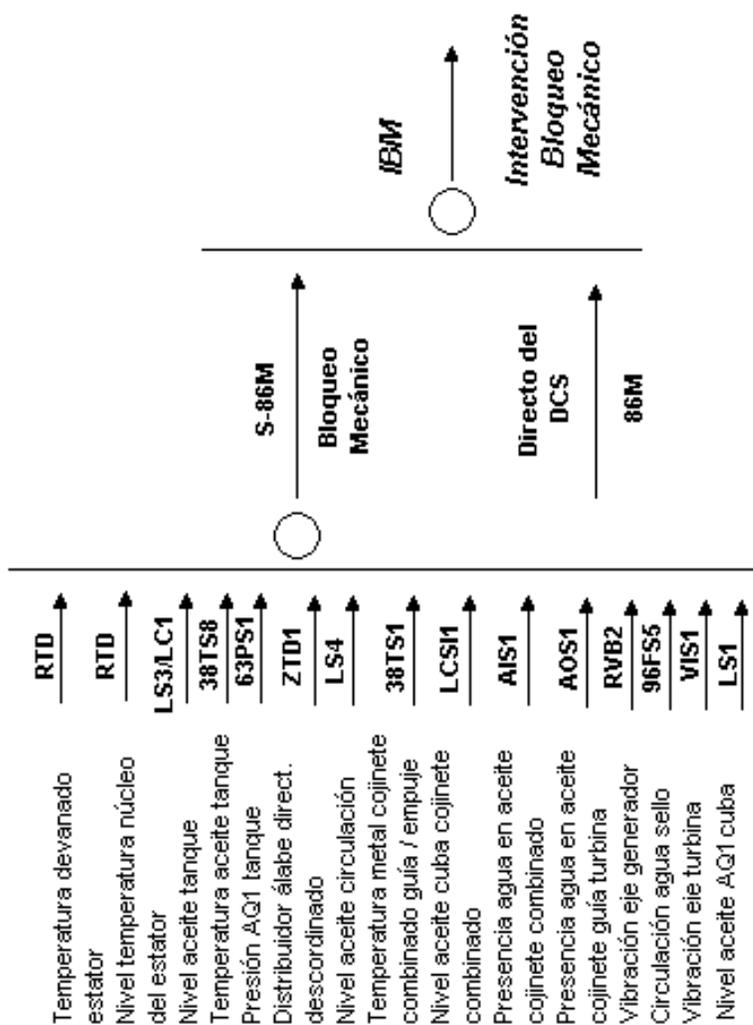
### **3.6.2. INTERVENCION DEL BLOQUEO MECANICO (IBM)**

Las variables utilizadas en este bloqueo son todas de origen mecánico dadas por relés que se encuentran colocados en puntos estratégicos de la unidad, como son su sistema oleodinámico, el eje, los cojinetes, etc. Los contactos de estos relés se encuentran normalmente cerrados en serie y en el momento en que se produzcan condiciones anormales de

operación se activa el relé de disparo 86M, representado todo esto en un diagrama OR.

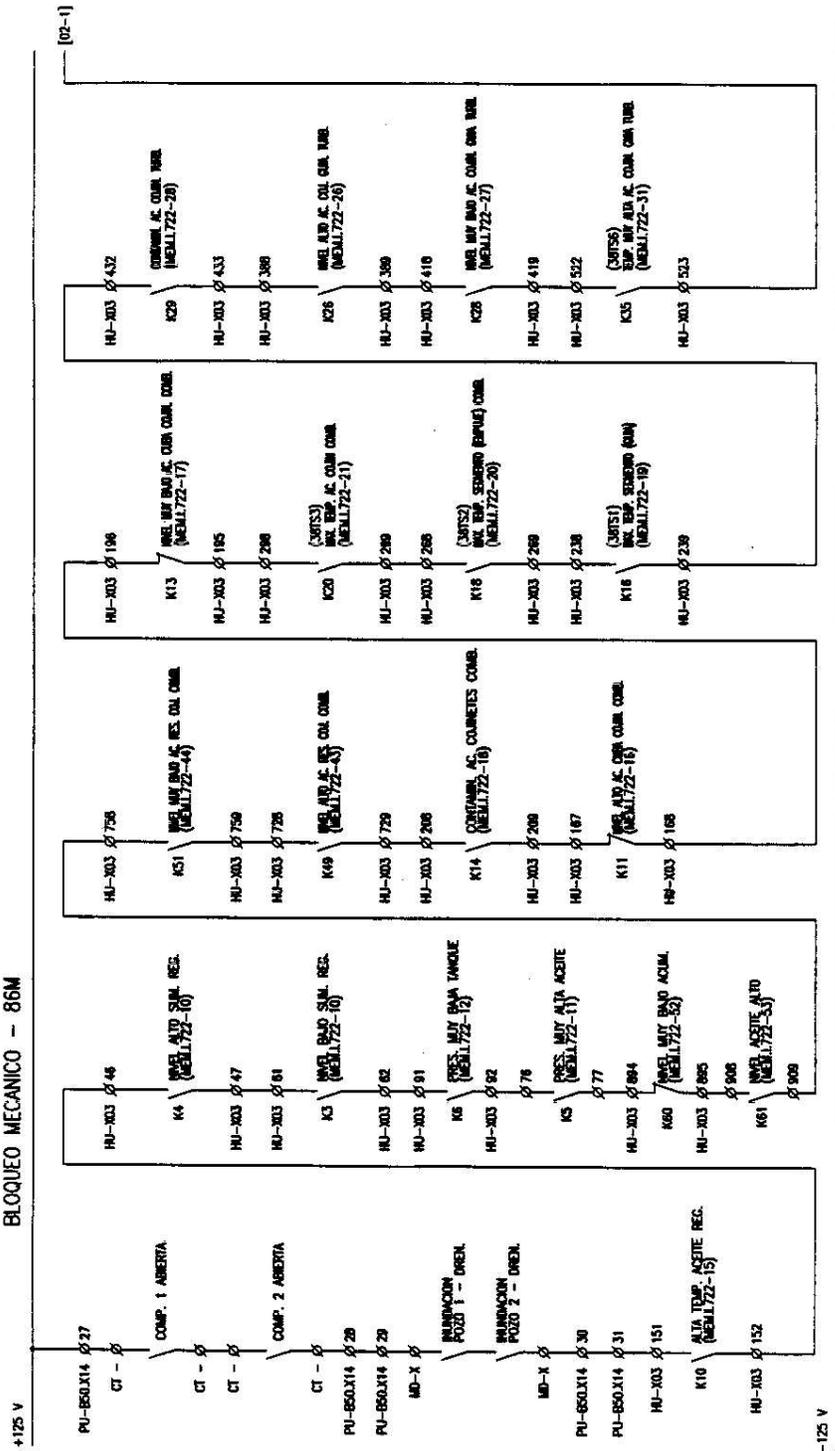
El 86M interrumpe al menor tiempo posible que la unidad siga girando mediante el cierre de los álabes, lo cual impide el paso del agua. En el momento en que ya no exista carga en la unidad se procede a abrir el interruptor principal.

En caso de que el relé 86M no opere, el DCS se encargará de enviar la señal correspondiente I86M para producir el bloqueo. A continuación en la figura 3.34 se muestran las señales de los relés que provocan el bloqueo mecánico en un diagrama OR, mientras que en la figura 3.35 se encuentra la cadena de disparo de los contactos que desenergizan el relé 86M.



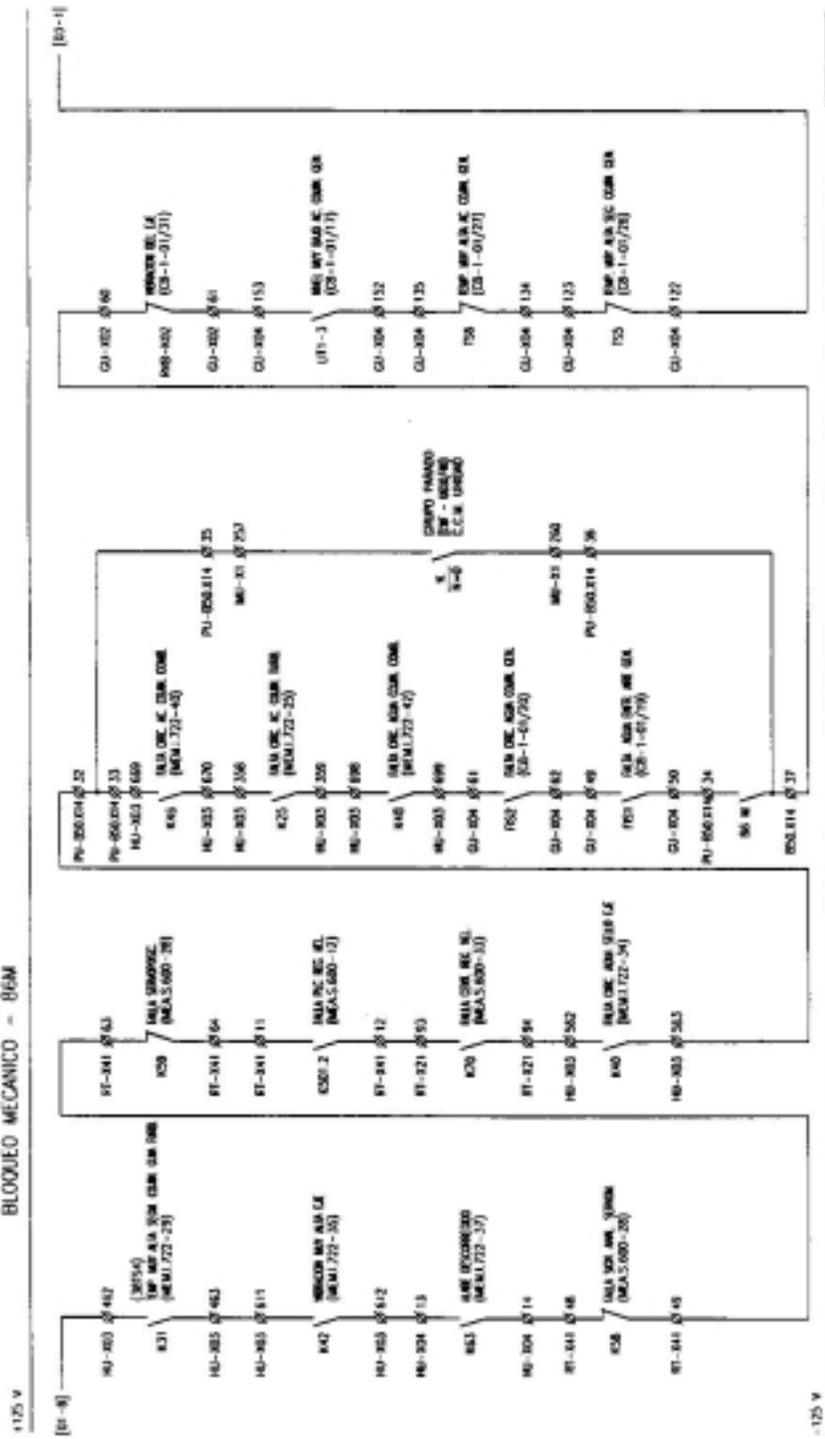
**Fig. 3.34: Diagrama OR de la Intervención del Bloqueo Mecánico**

BLOQUEO MECANICO - 86M

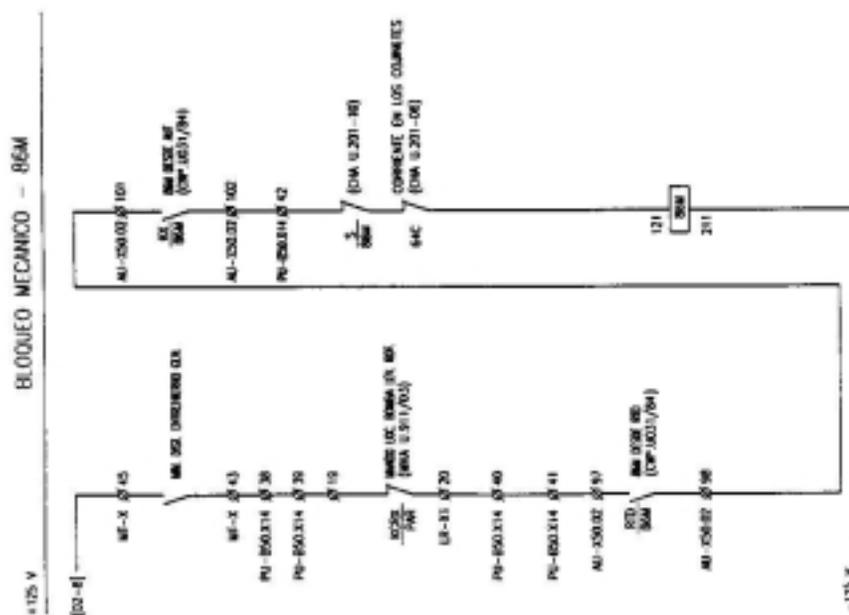


( 2 )

BLOQUEO MECANICO - 86M



(b)



(c)

Fig. 3.35: Relés de Bloqueo Mecánico

### 3.6.3. BLOQUEO ELECTRICO DESDE EL AUTOMATISMO

La retroalimentación que existe en las señales de los sistemas de protección permite que el DCS tenga una importancia vital cuando exista un mal funcionamiento en la central. Como se vio en la interfase, al DCS llegan todas las señales de los relés de protección, sean éstos eléctricos (unidad o subestación) o mecánicos (RTD's, etc.), los cuales primeramente deben ser

disparados por medio de los relés de bloqueo; cuando no es así por falla de sus contactos, el DCS da el disparo de respaldo por medio de la secuencia de bloqueo de emergencia. Pero existen señales que no van a los relés de bloqueo, sino que llegan directamente al DCS y provocan el llamado Bloqueo Eléctrico desde el Automatismo.

Las señales que además recibe el DCS son por Fallas de Origen Eléctrico (FOE) o por Fallas de Origen Mecánico (FOM), las cuales inmediatamente activan este bloqueo. También hay que considerar que para la actuación de este bloqueo eléctrico se puede recibir una señal de un relé de bajo voltaje del Centro de Control de Motores (CCM), de manera tal que sin importar el resto de fallas active el bloqueo.

La acción final del bloqueo es disparar el circuit breaker principal 52G desde el sistema supervisor. Todas las señales que pueden activar este bloqueo se muestran en un diagrama OR en la figura 3.36, concluyendo que al DCS llegan todas las señales, pero éstas son las que activa sin necesidad de que los relés de bloqueo actúen primeramente.

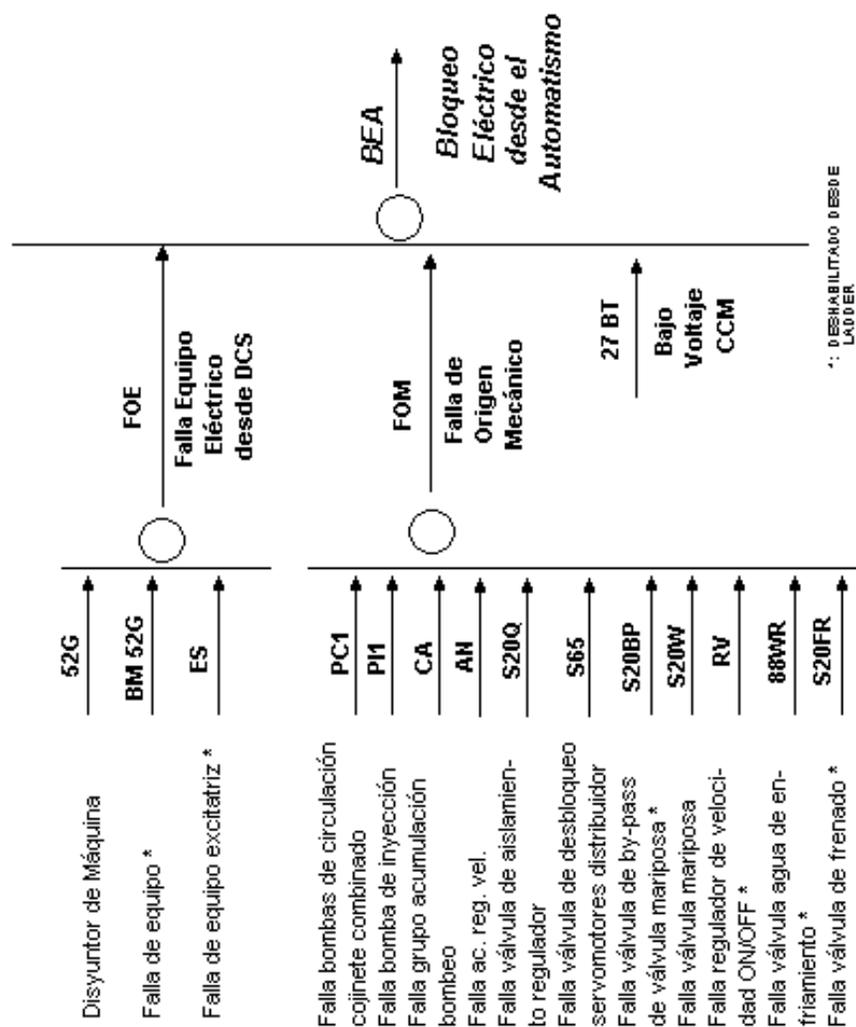


Fig. 3.36: Diagrama OR del Bloqueo Eléctrico desde el Automatismo

### **3.7. REGISTRADOR CRONOLOGICO DE EVENTOS (RCE)**

Durante la ocurrencia de una falla y puesta fuera de servicio de una unidad de la central o de una de las líneas de transmisión de 138 KV, las informaciones relativas son enviadas no solamente a la "Función Alarmas" del DCS sino también a la "Función RCE". Esta tiene la tarea de permitir la exacta reconstrucción de la secuencia cronológica de los eventos que han causado el disparo y adquiere las alarmas más importantes del sistema con la precisión de un milisegundo.

El RCE recibe señales tanto del DCS, de los relés de disparo como de las diferentes protecciones de la unidad. El registro de las informaciones se lo obtiene mediante una impresión que realiza el programa periódicamente. A la par de la señal enviada del RCE también son enviadas a activar alarmas que pueden ser visualizadas en pantalla del sistema de supervisión de las protecciones. Todos los eventos registrados en el arco de las 24 horas del RCE son almacenados en archivos diarios en formato Microsoft Access.

Para poder acceder al RCE se debe entrar a la ventana de variables que posee y que tiene los siguientes campos:

- **Date&Time:** fecha y hora de los eventos en formato hh/mm/ss.
- **Unit:** unidad de control de la cual llega la alarma (Unidad 1-2-3, Subestación, Servicios Auxiliares).
- **Tag:** identificación en código de la señal.
- **Description:** descripción del evento. La indicación 1 al final de la descripción significa que el evento está activado, la indicación 0 significa que el evento está desactivado.

Como resumen del capítulo, en las figuras 3.37 y 3.38 se muestran los diagramas unifilares de las protecciones tanto del grupo generador transformador como de la subestación y líneas de transmisión. En ellos se podrán observar todos los elementos y funciones consideradas en el análisis. En las figuras 3.39, 3.40, 3.41 y 3.42 se observan los diagramas unifilares junto con las actuaciones de las protecciones de cada uno de las diferentes funciones que se encuentran dentro de los relés multifuncionales de que consta el sistema más los relés auxiliares, divididos por grupo a proteger: generador, grupo generador transformador, barras de la subestación y líneas de transmisión, respectivamente. En ellos también se puede observar la ubicación de los relés en los diferentes paneles de protección.

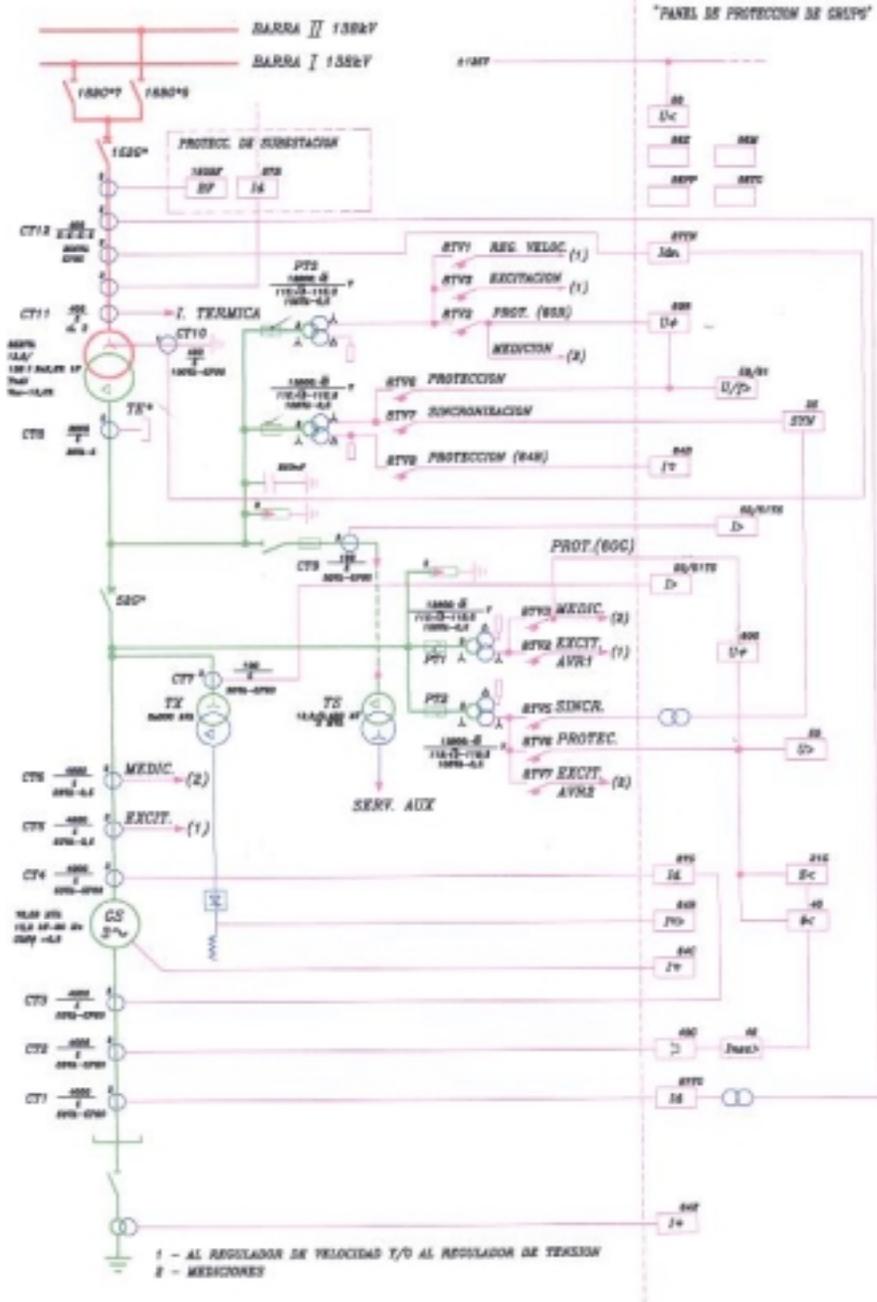
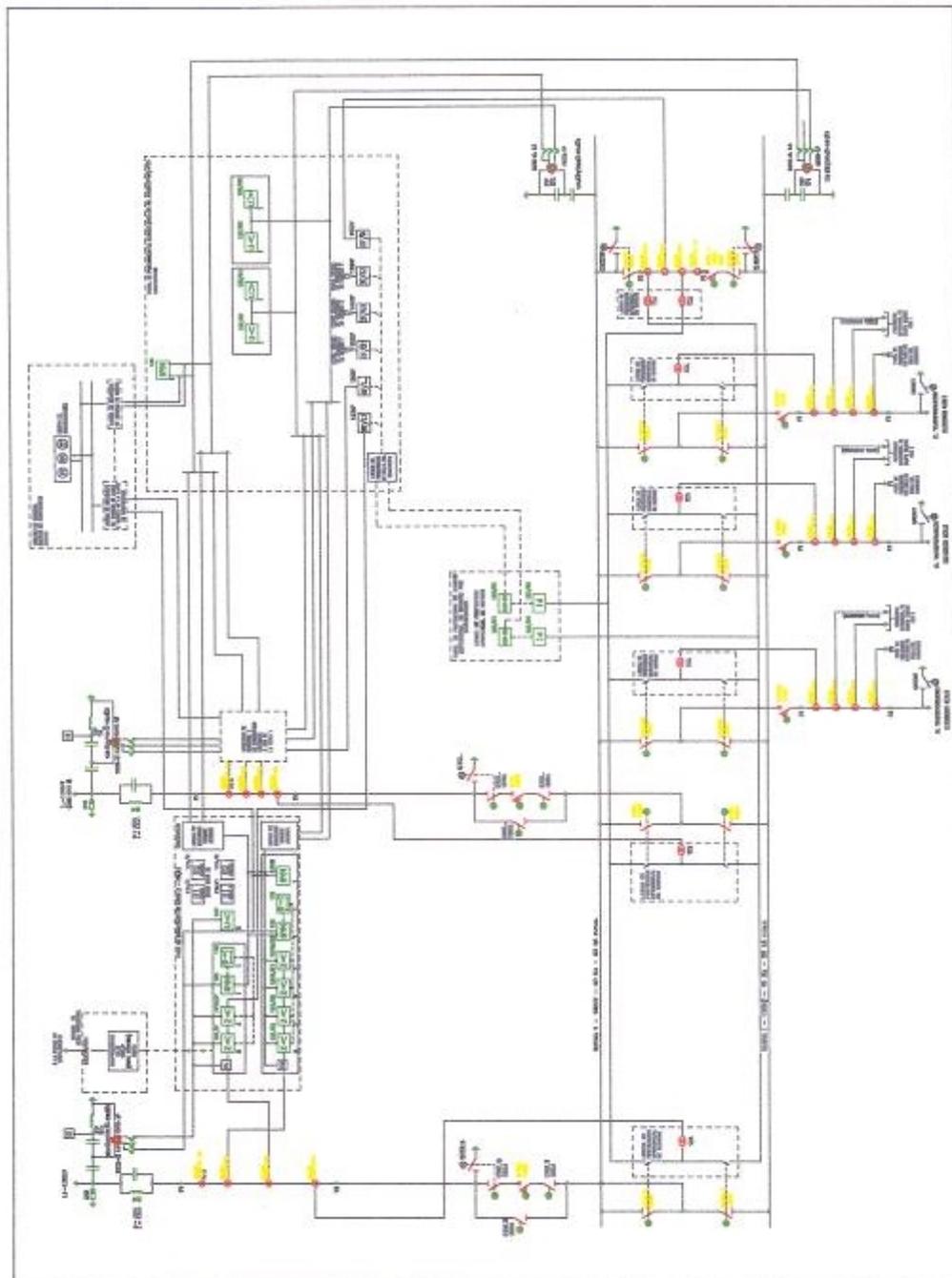


Fig. 3.37: Esquema unifilar de la protección del grupo  
(Ver Apéndice C)



**Fig. 3.38: Esquema unifilar de la protección de la subestación  
(Ver Apéndice C)**

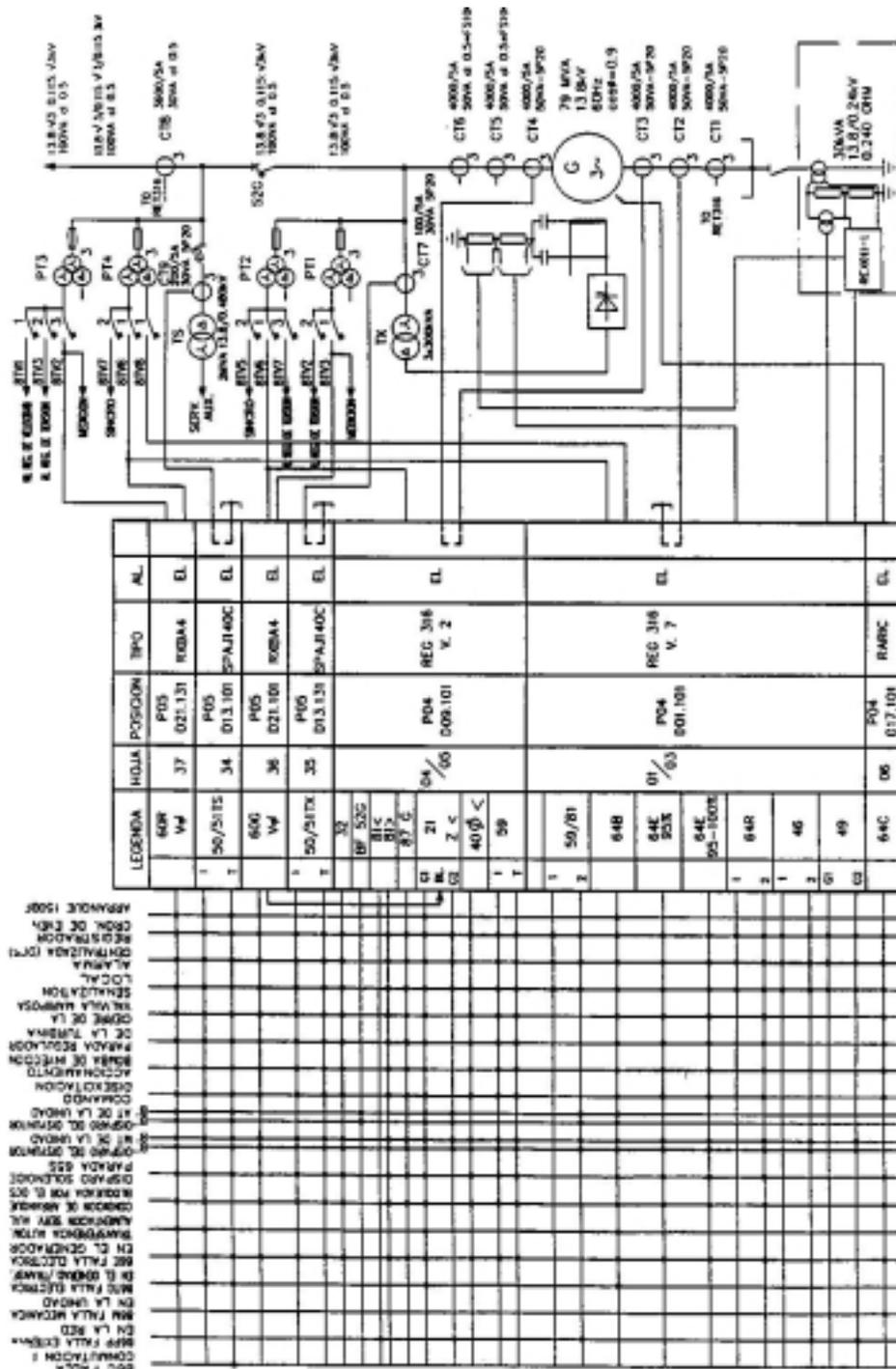


Fig. 3.39: Funciones de Protección y Actuaciones para el Generador

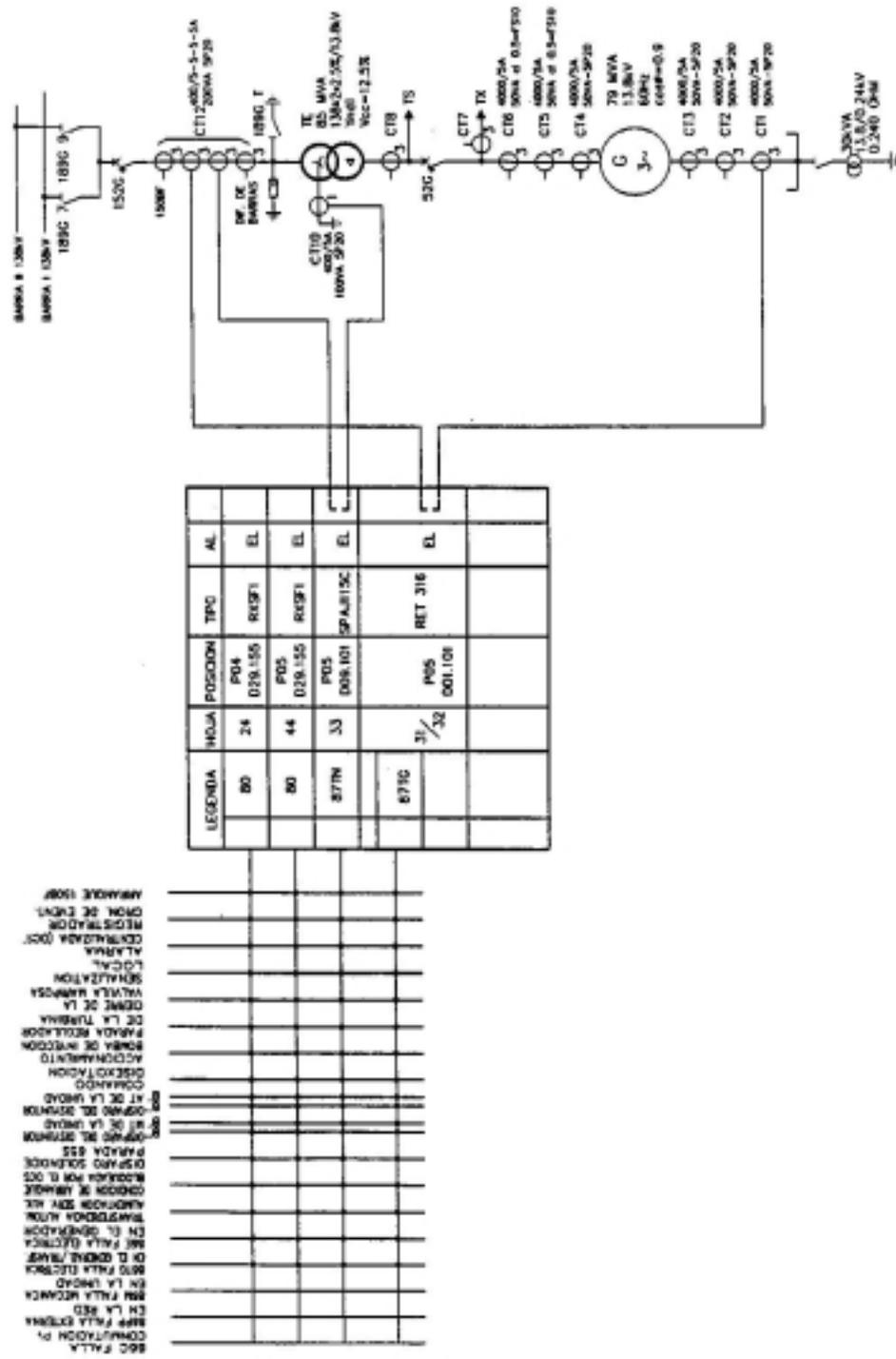


Fig. 3.40: Funciones de Protección y Actuaciones para el Grupo

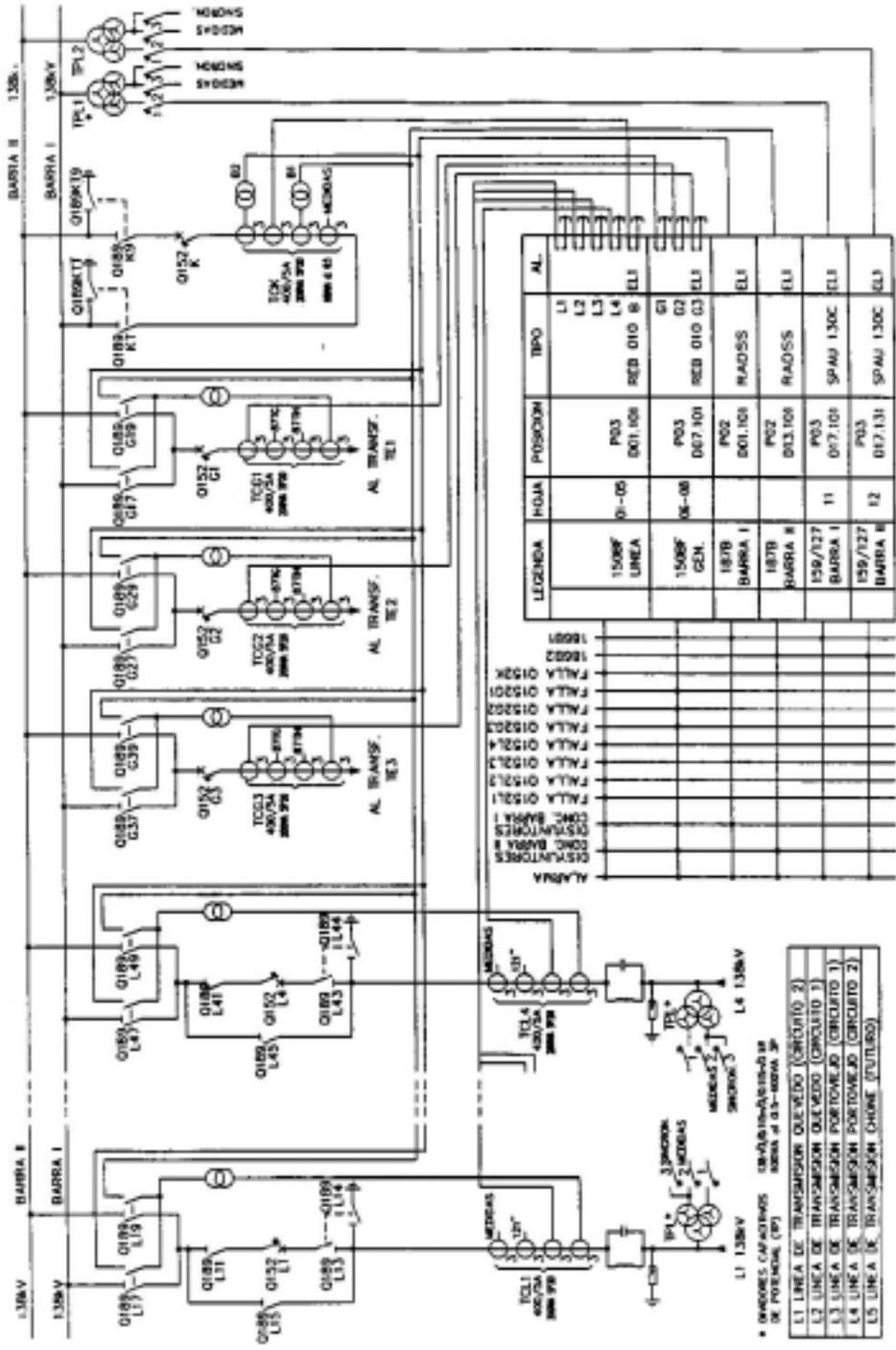


Fig. 3.41: Funciones de Protección y Actuaciones para las Barras

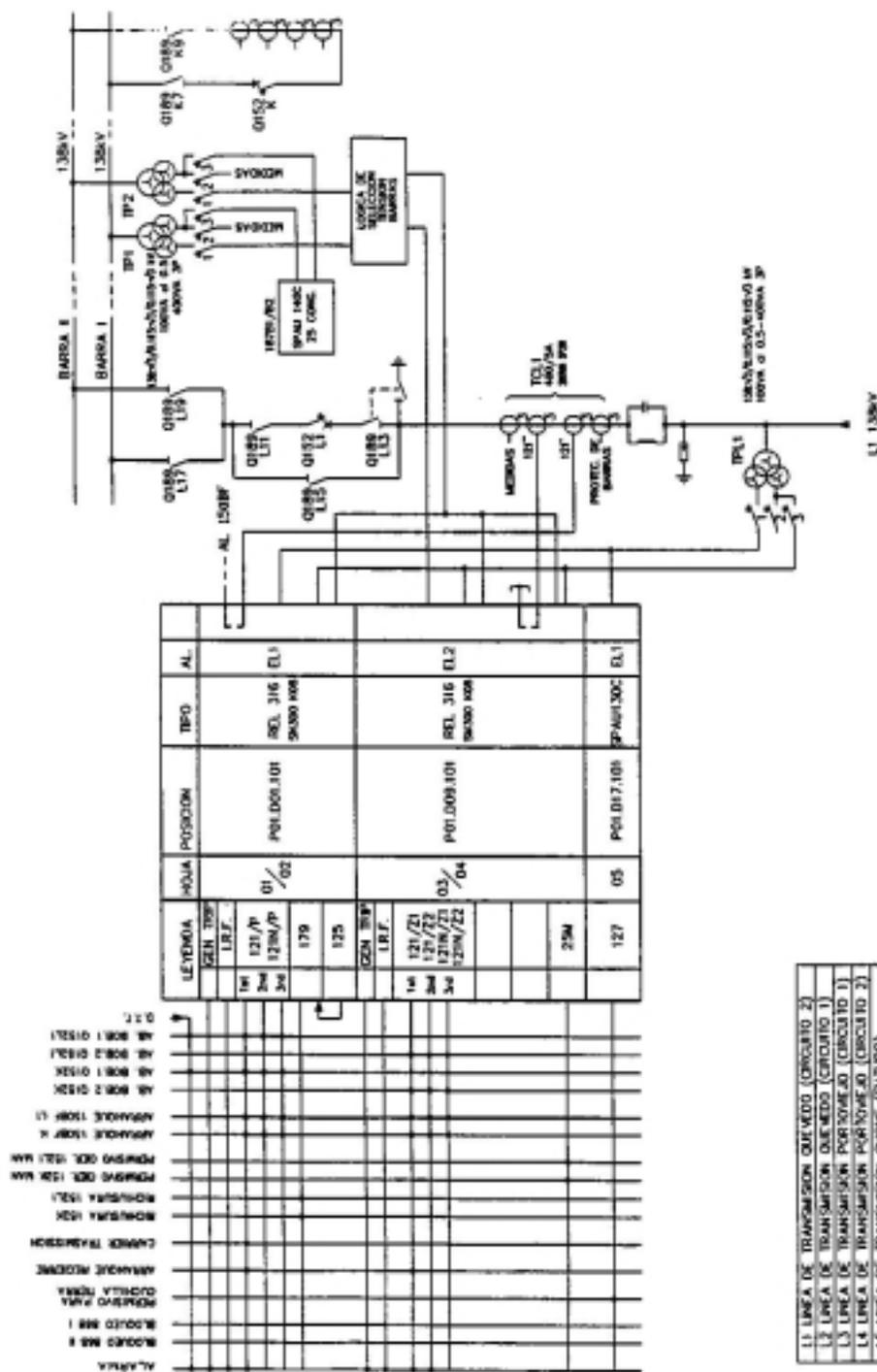


Fig. 3.42: Funciones de Protección y Actuaciones para las Líneas

# Capítulo 4

## ANALISIS DE FALLAS: TROUBLE SHOOTING

### 4.1. INTRODUCCION

Un adecuado estudio de fallas es siempre necesario en la mayoría de las aplicaciones de relés de protección. Fallas mecánicas, eléctricas, térmicas; fallas trifásicas, fallas a tierra, etc., no importa la que se dé, mas bien su ejecución y por ende su pronta prevención. Las cantidades que se puedan obtener durante la falla son fácilmente obtenidas en el estudio y frecuentemente usadas en resolver dificultades con los relés.

Con el pasar de los años los estudios han demostrado que durante una falla pueden existir ciertos tipos de disparos que promueven una u otra acción a tomar. Estos disparos son:

- **Correcto:** Es el que se da en el momento en el que el relé de protección sensa la falla y emite la orden a los equipos correspondientes.
- **Incorrecto:** Este se puede dividir en disparo falso (mala maniobra o falla del equipo) o en falla de la protección (ajuste).
- **Desconocido:** Es aquel en que no se sabe su origen. Es el que tiene el más alto porcentaje de todos los disparos en el sistema de protección.

El sistema de control distribuido (DCS) es el encargado de verificar todas las protecciones de la central mediante la supervisión en línea. Como se analizó en el capítulo 1 el DCS se divide en dos sistemas como son el control y la supervisión del proceso. A través de ellos en el momento de ocurrencia de una falla se pueden obtener los datos que involucran a ésta, detallándola y permitiendo una pronta reacción.

En este capítulo analizaremos fallas comunes que se han dado en la central, poniendo a prueba la eficiencia, velocidad y confiabilidad del sistema de protecciones mediante ejemplos detallados que permitirán conocer las variables actuantes estudiadas anteriormente. Para información general se hará una breve explicación de la secuencia de

arranque, parada y bloqueo de la unidad, la cual interviene en el momento en que se produce una falla.

## **4.2. SECUENCIA DE ARRANQUE, PARADA Y BLOQUEO DE LA UNIDAD**

Todas las funciones de la central se pueden manejar mediante dos tipos de dispositivos: sala de control y de manera local. En cualquiera de estos tipos se puede controlar la secuencia de arranque, parada y bloqueo de las unidades.

La secuencia puede ser de dos tipos:

- **Automática:** En esta modalidad enviando el comando de marcha o de parada de la unidad, ésta empezará automáticamente a seguir toda la secuencia hasta llevarnos a la condición final. Durante la transición el operador no puede efectuar ningún comando.
- **Paso a paso:** El operador seleccionará el momento en el cual hace avanzar la secuencia al paso sucesivo hasta posicionarse en la condición final o bien pararse en un paso intermedio de la secuencia y después ordenar la parada.

La secuencia de puesta en marcha del sistema se compone de diferentes pasos, en cada uno de los cuales se maniobra los varios órganos del sistema:

- Paso 3: Arranque de bomba de aceite del regulador de velocidad, bomba de circulación y aplicación de frenos.
- Paso 4: Válvula de aislamiento del sistema de regulación abierta.
- Paso 5: By-pass de la válvula mariposa abierta.
- Paso 6: Válvula mariposa abierta.
- Paso 7: Desbloqueo regulador de velocidad y frenos desaplicados.
- Paso 8: Regulador de velocidad insertado.
- Paso 9: Excitación insertada.
- Paso 10: Unidad en rotación y con tensión.
- Paso 11: Unidad de sincronismo insertada (sincronización).
- Paso 12: Regulación de apertura – turbina en regulación de potencia.
- Paso 13: Unidad en generación.

La secuencia de arranque empieza en el paso 3 debido a que el paso 1 son las condiciones iniciales satisfechas (CIS) con válvula mariposa cerrada y máquina parada, y el paso 2 fue eliminado por su

peligrosidad (válvula mariposa abierta y máquina parada). Existe el paso 0 que es estado inicial o DCS desconectado. Para poner en marcha la unidad es necesario que siempre se haya cumplido el paso 1.

Los pasos para la secuencia de parada son los siguientes:

- Paso 14: Potencia Reactiva cero y Potencia Activa cero.
- Paso 15: Interruptor principal del generador abierto.
- Paso 16: Desinsertada excitación – arranque de bomba de inyección.
- Paso 17: Regulador de velocidad off.
- Paso 18: Frenos aplicados.
- Paso 19: Cierre de válvula de aislamiento.
- Paso 20: Bombas, frenos y extractores de vapor off.

Tanto la puesta en marcha como la parada de las unidades puede ser automática o paso a paso. La selección del tipo de secuencia debe ser siempre efectuada con la unidad parada.

Cuando vamos a poner en marcha una unidad por medio de la secuencia automática existen dos mandos que nos permiten definir si la misma llega hasta el paso 10 (rotación en vacío) o va directo al paso

13 (cogiendo carga y sincronizado). Si es que llega a este paso la unidad en adelante es conectada a la red y alcanza automáticamente un valor de potencia de 43 MW, llamado "límite técnico de potencia".

Este valor del límite se debe a que el sistema es programado para ordenar a los servomotores del distribuidor una apertura del 45% de su carrera, que se lo logra en 65 segundos. De esta manera se logra llevar rápidamente la máquina a una generación de aproximadamente 43 MW (la cual depende también del nivel del embalse), es decir a un valor que asegura un funcionamiento regular de la turbina.

Cuando se va a poner la puesta en marcha de la unidad paso a paso el operador ingresa el respectivo comando y en este se quedará firme hasta que él no oprima el botón de ascenso al siguiente paso o hasta que no haya transcurrido el tiempo máximo de secuencia. Cabe mencionar que el operador no hará esto hasta que las condiciones iniciales se satisfagan para ese paso.

En el momento en que la secuencia cierre el interruptor de máquina y la unidad haya cogido carga y sincronizado, el operador puede aumentar o disminuir la potencia erogada. Estas operaciones se

pueden efectuar poniendo el sistema en “regulación de potencia” o en “regulación de apertura”.

De la misma manera que en puesta en marcha de las unidades, la parada se da automáticamente por medio del programa del DCS o paso a paso por medio del operador.

Además de éstas dos secuencias, existe también la secuencia de parada de la unidad durante una puesta en marcha por bloqueo, ya sea mecánico o eléctrico (externo o de automatismo). Esta secuencia tiene los siguientes pasos:

- Paso 40: Bloqueo mecánico.
- Paso 50: Bloqueo eléctrico y mecánico con velocidad mayor a 35%.
- Paso 51: Bloqueo eléctrico y mecánico con velocidad menor a 35% y mayor a 0%.
- Paso 52: Bloqueo eléctrico y mecánico con velocidad igual a cero.

Por bloqueo mecánico o eléctrico externo se entiende el que se da por causa de elementos externos al sistema que llevan a la desexcitación del relé de bloqueo mecánico 86M y eléctrico 86E, respectivamente.

Por bloqueo mecánico o eléctrico desde automatismo se entiende al bloqueo calculado del sistema de control o del bloqueo eléctrico, respectivamente. Las causas de los bloqueos se los explicó en la sección 3.5 de la interfase del DCS con el sistema de protecciones y la sección 3.6 de los bloqueos eléctricos. En caso de que la red de supervisión se pierda y no se pueda operar el sistema desde la sala de control, se lo hará desde el panel local de cada unidad, demostrando la versatilidad del sistema automático del DCS.

En la figura 4.1 se muestra todo el proceso de secuencia de arranque, parada y bloqueo de la unidad paso a paso. Se observa que antes de cada paso existen ciertas condiciones que deben ser satisfechas para que éste pueda ser llevado a cabo. Cuando estas condiciones se dan, el paso muestra las variables que logran accionar los órganos del sistema (figura 4.2), así como también da la oportunidad de que en el caso de una falla o mal funcionamiento se activen los bloqueos. Las condiciones iniciales que se deben cumplir para cada paso se lo muestra en funciones lógicas OR o AND. En la tabla XI se encuentra explicada la terminología de las variables que se utilizan en las secuencias. Cuando se encuentre una sigla atravesada por una raya significa la negación de esa variable.

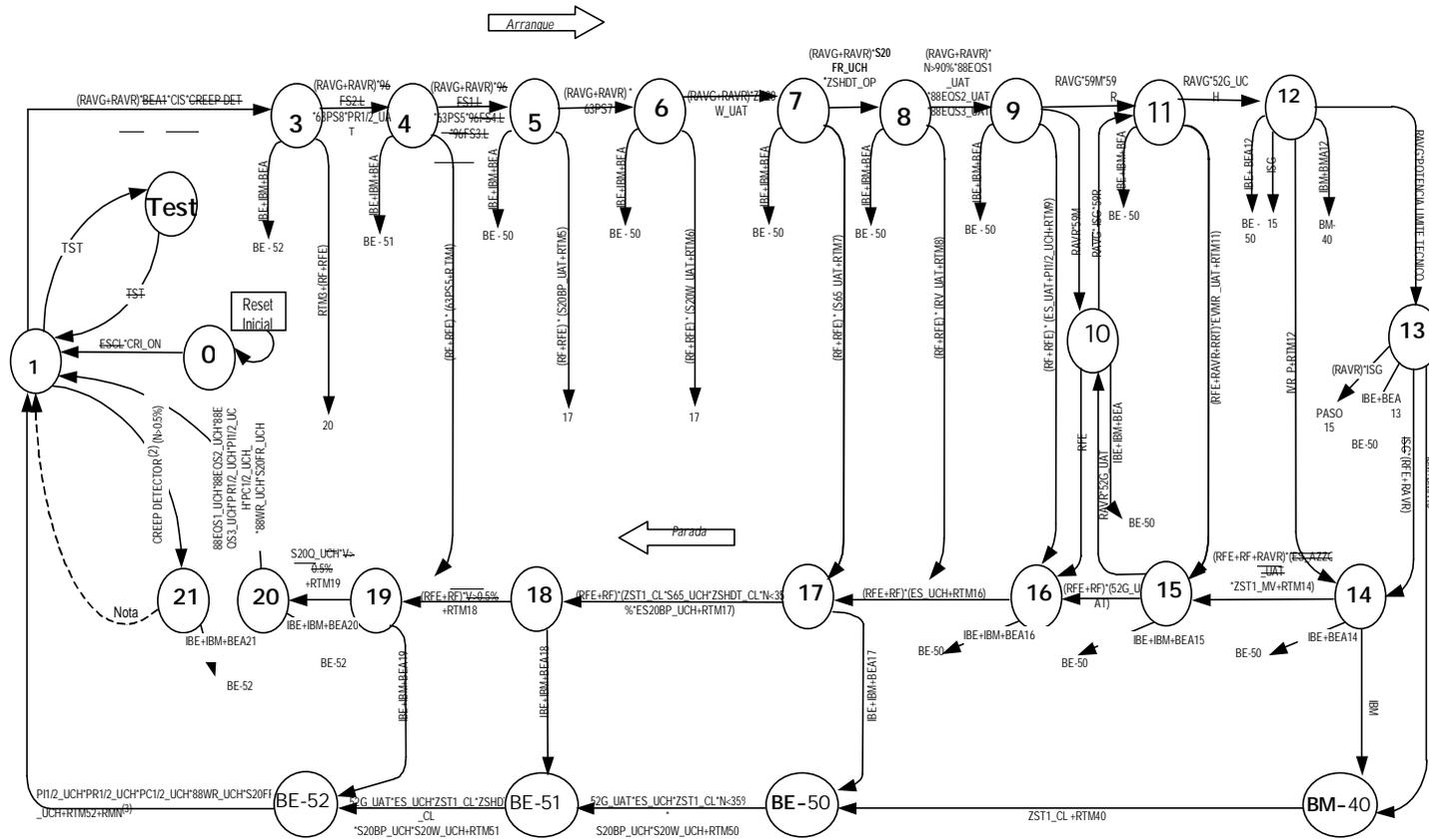
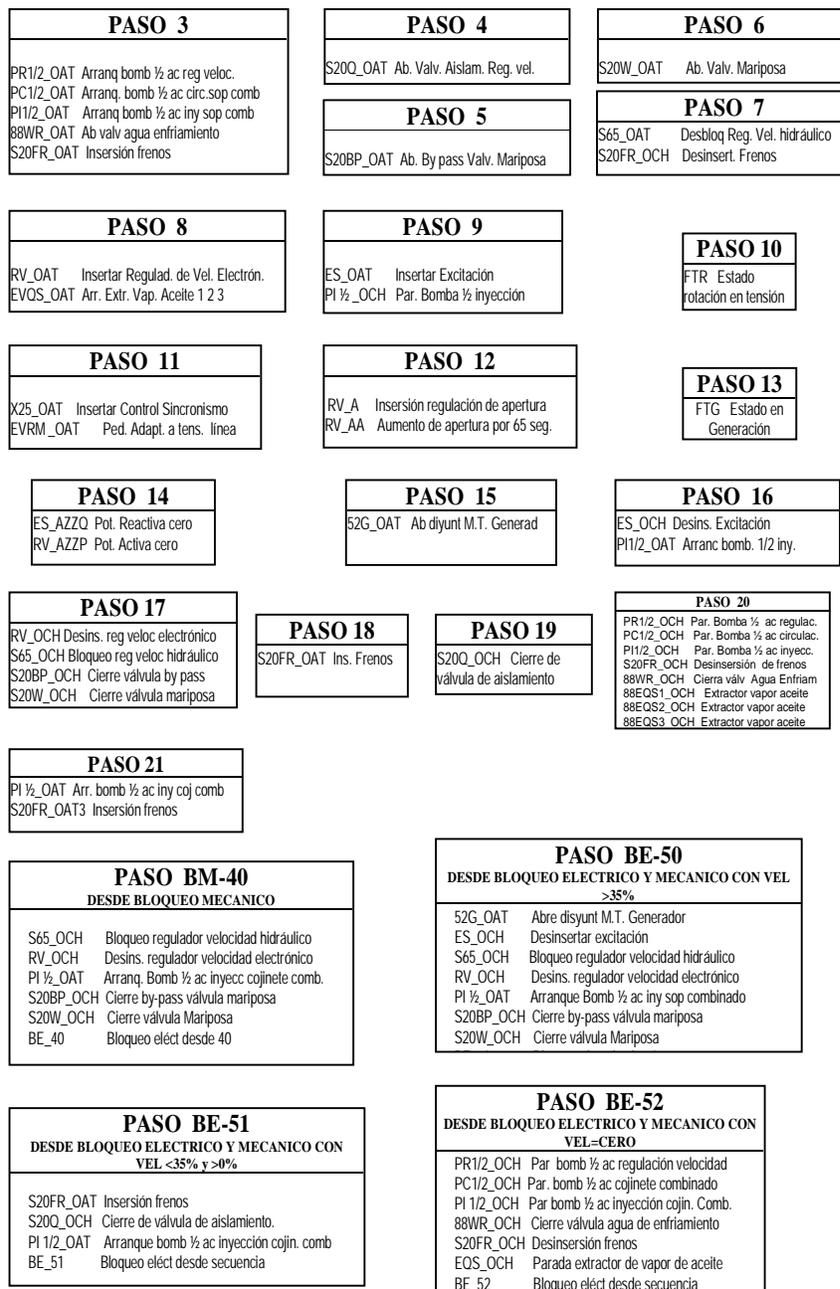


Fig. 4.1: Secuencia de arranque, parada y bloqueo de la unidad



**Fig. 4.2: Pasos de la secuencia de arranque, parada y bloqueo de la unidad**

SIGLA	DESCRIPCION
BEA1	Bloqueo eléctrico desde automatismo Paso 1
CIS	Condiciones iniciales satisfechas
CRI-ON	DCS encendido
DESC	Circulación agua enfriamiento aceite guía superior:baja
ENF	Circulación agua enfriamiento aire alternador:baja
ES-AZZQ-UAT	Potencia reactiva a cero
ES-UCH	Excitación desinsertada
ISG	Intervención bloqueo para fallas externas (86PP)
N>0,5%	Velocidad mayor del 0,5% de la nominal (creep detector)
PC1/2-UCH	Bomba circulación aceite cojinete combinado: parada
P11/2-UCH	Bomba inyección: parada
POT-LIM-TEC	Potencia limite técnico
PR1/2-UAT	Bomba regulador velocidad: arrancada
PR1/2-UCH	Bomba regulador de velocidad: parada
RAVG	Pedido operador arranque en generación
RAVR	Pedido operador arranque en rotación en tensión
RF	Pedido autónomo de parada desde automatismo
RFE	Pedido de parada operador
RTM14	Máximo tiempo paso 14
RTM16	Máximo tiempo paso 16
RTM17	Máximo tiempo paso 17
RTM18	Máximo tiempo paso 18
RTM19	Máximo tiempo paso 19
S20FR-UAT	Frenos insertados
S20FR-UCH	Frenos desinsertados
S20Q-UCH	Válvula de aislamiento: cerrada
S65-UCH	Regulador servomotor hidráulico: bloqueado
ZSHDT-OP	Cerrojo servomotor regulador: abierto
ZSHDT-CL	Cerrojo servomotor regulador: cerrado
ZST1-CL	Servomotor distribuidor: cerrado
ZST1-MV	Servomotor distribuidor: abierto en vacío
ZS20W-UAT	Válvula mariposa: abierta
52G-UAT	Interruptor unidad: cerrado
59M	Presencia tensión unidad
59R	Presencia tensión red
63PS5	Presencia presión sistema hidráulico de regulación turbina
63PS7	Presencia presión caracol turbina
63PS8	Presencia presión sistema inyección
88EQS1-UAT	Extractor vapor aceite cojinete combinado: arrancado
88EQS2-UAT	Extractor vapor aceite cojinete turbina: arrancado
88EQS3-UAT	Extractor vapor aceite cojinete guía superior: arrancado
88QS1-UCH	Extractor vapor aceite cojinete combinado: parado
88QS2-UCH	Extractor vapor aceite cojinete turbina: parado
88QS3-UCH	Extractor vapor aceite cojinete guía superior: parado
96FS1-L	Circulación agua enfriamiento aceite grupo acumulador bombeo: baja
96FS2-L	Circulación aceite cojinete combinado: baja
96FS3-L	Circulación agua enfriamiento aceite combinado: baja
96FS4-L	Circulación agua enfriamiento aceite guía turbina: baja

**Tabla XI: Variables actuantes de la secuencia**

### **4.3. APLICACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES**

Los casos de falla que se pueden dar en una central hidroeléctrica pueden pasar desapercibidos como pueden provocar situaciones tan complicadas que dañan a los equipos; todo depende de la manera como se haya implementado el sistema de protecciones. Gracias a la automatización de la que consta esta central, prevenir y corregir se vuelve una tarea más sencilla.

La mejor característica del sistema de protecciones manejado por el DCS es la facilidad de reconocer una falla inmediatamente, grabar todas sus implicaciones y dar una respuesta inmediata para así poner en funcionamiento rápidamente la parte fallada.

A continuación se analizarán siete casos distintos de fallas ocurridas en la central hidroeléctrica “Marcel Laniado de Wind” desde el período comprendido entre el inicio de sus operaciones hasta la actualidad, en donde se verá todas las características, descripciones y decisiones tomadas para su resolución inmediata determinado por el personal de la central, así como también se entregará un análisis personal y objetivo de lo sucedido a cargo de nosotros.

#### 4.3.1. ANÁLISIS DE FALLAS INTERNAS

a. **FALLA 1**

**Fecha:** 24 de Abril del 2001

**Unidad afectada:** Unidad 2

**Condiciones previas a la falla:**

- Potencia Activa: 60.60 MW
- Potencia Reactiva: 43.13 MVAR
- Voltaje de Barra: 15.11 KV
- Frecuencia: 60.26 Hz

**Zonas afectadas por la falla:** Ninguna

**Líneas afectadas por la falla:** Ninguna

**Hecho ocurrido:** Parada por bloqueo eléctrico desde el automatismo (BEA13).

**Descripción y Causas:** La unidad 2 se va a secuencia de parada por intervención del bloqueo eléctrico desde el automatismo en el momento que se encontraba en el

paso 13 (unidad en generación; véase sección 4.2). Unos minutos antes del hecho la unidad tenía valores de voltaje en barras de 14.43 KV y dando una potencia reactiva de 24.10 MVAR. Después de 53 segundos la potencia reactiva y el voltaje aumentaron a 26.07 MVAR y 15.05 KV, respectivamente, con pendiente positiva y 4 segundos más tarde alcanzó un valor de 15.11 KV y 43.13 MVAR. En este momento es cuando se emite una señal de alarma en el DCS de “Excitación máxima corriente de campo alcanzada”, lo que provoca que el supervisor de voltaje del Centro de Control de Motores de 480 Vca (CCM de la unidad) se desactive, originando el bloqueo y la parada de la unidad (véase figura 3.36, capítulo 3: Diagrama OR del bloqueo eléctrico desde el automatismo).

Las condiciones que activan el aumento de potencia reactiva de la unidad 2 son:

- Desde la sala de control por el pulso de aumentar potencia reactiva dado por el operador (Registro interno MKC02DE001YN53).
- Por una condición externa del sistema que hace que la tensión de barra se incremente, lo que

origina que la excitación de la unidad incremente los MVAR para igualar la tensión del sistema.

- Desde el PMC de la unidad.

El disparo fue al operador querer aumentar la potencia reactiva del generador 2 solicitada por el CENACE mediante la activación del registro interno, que dura 1 segundo el pulso, pero el software mantuvo activo este pulso por más de 23 minutos, incluso con unidad parada. O sea, la falla se debió a una mala acción del software que provocó que el registro interno MKC02DE001YN53 cerrara sus contactos produciendo que se energice el contacto IR003 que es el que da el paso para el aumento de potencia reactiva por parte del operador (IR092, figura 4.6 y figura 4.5 3er. diagrama OR).

**Acción:** Las alarmas que actuaron en esta falla fueron:

- Excitación máxima corriente de campo alcanzada (KA71).
- CCM falta tensión 480 Vca en barras.

Los relés que actuaron fueron:

- Ninguno, la parada fue dada por la secuencia EX 13-50.

**Solución:** Se activa el registro RESET de alarma (IR002); se espera que la unidad 2 haga su proceso de parada normal; se coordina con el CENACE la re inserción en el sistema; se arranca y sincroniza la unidad.

**Rapidez de acción:** La unidad estuvo fuera de servicio del sistema por el lapso de 00:16:01.

**Notas:** Se adjunta figura 4.3 (señales de ingreso del CCM de 480 Vca de la unidad); figura 4.4 (señales de la secuencia de salida en el estado 13); figura 4.5 (señales de los pedidos de ajuste de potencia activa y reactiva) y figura 4.6 (diagrama del bloqueo y gráfica del pedido de potencia reactiva de la unidad 2).

#### **ANALISIS Y CONCLUSION:**

- Cada operador maneja su propio servidor que es el que le permite el uso de las funciones del DCS en los elementos de la central; este servidor consta de un mouse especial (figura 4.7) que tiene dos botones que le permitiría aumentar la potencia

reactiva en caso de que sea requerida por el CENACE. La diferencia entre ambos es que mientras el botón izquierdo lo hace normalmente con cada pulso, el botón superior además de congelar la pantalla, congela la última función escogida. Por esa razón el registro interno quedó enclavado por tanto tiempo y se produjo el aumento de potencia reactiva en demasía. La parada no fue directamente por este aumento.

- La central se fue a bloqueo por intervención del relé de voltaje del CCM (27 BT), como consecuencia del aumento de potencia.
- El problema se solucionó porque al pararse la unidad se recuperaron los parámetros iniciales del servidor, desactivando cualquier función y volviendo a condiciones normales. De aquí se tiene que el software no pudo haber fallado porque al reiniciarse la unidad no volvió a ocurrir esta falla.
- Se concluye que el disparo es del tipo Correcto, debido a que actuó directamente esta señal en el bloqueo eléctrico desde el automatismo.

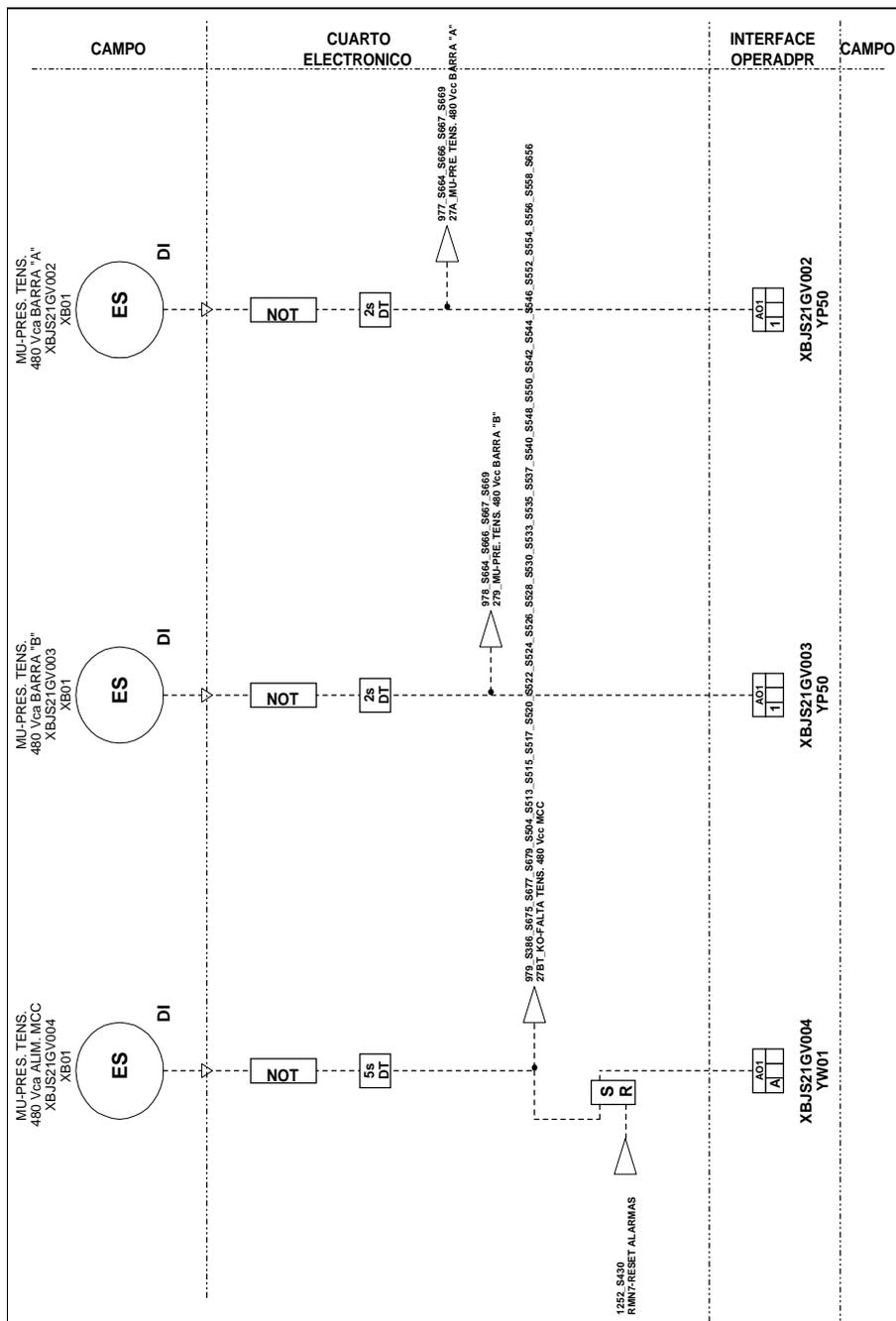


Fig. 4.3: Ingresos CCM 480 Vca de la Unidad

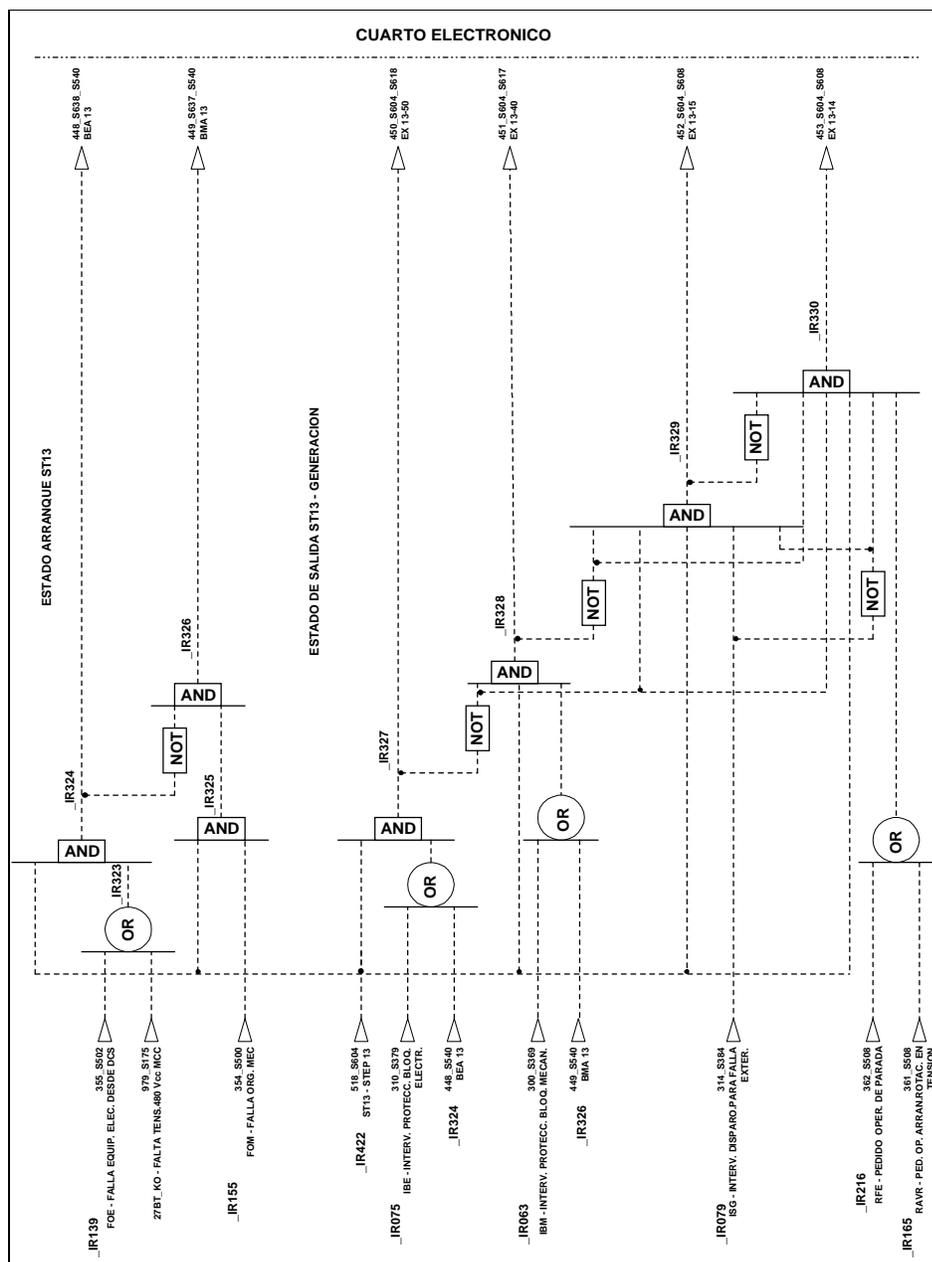
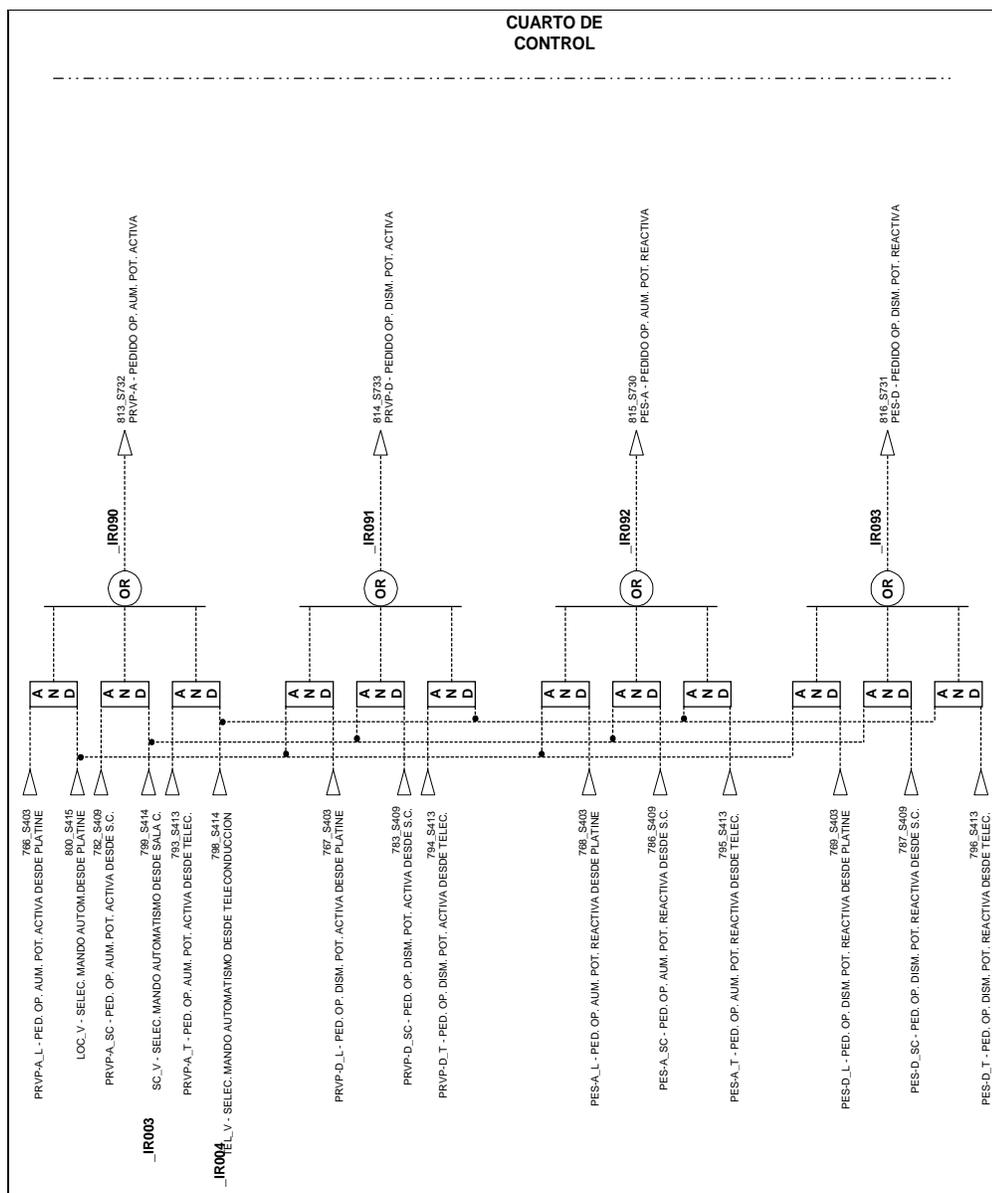
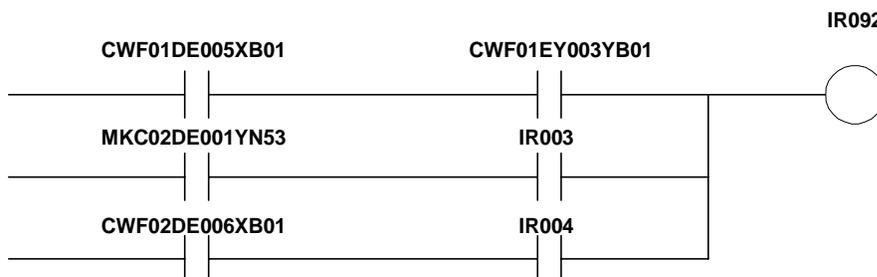


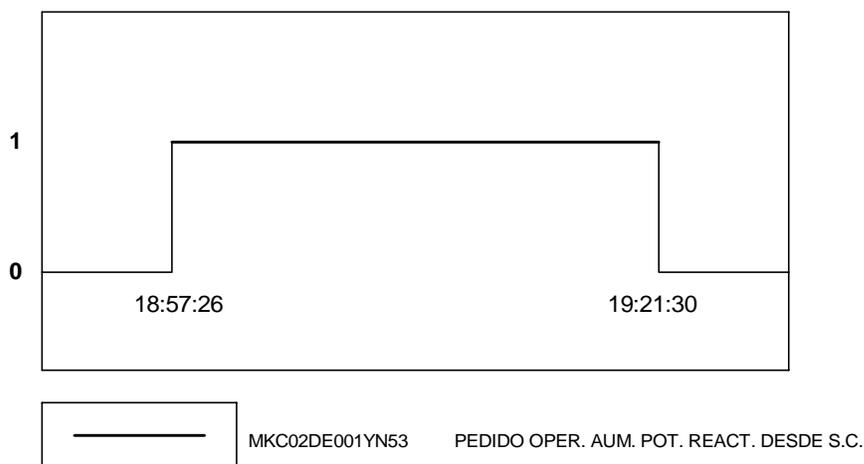
Fig. 4.4: Secuencia Exit Estado ST13



**Fig. 4.5: Pedidos ajuste Potencia Activa y Reactiva**



Nota: IR003 activado con unidad operando.  
 MKC02DE001YN53 pulso que incrementa potencia reactiva  
 IR092: Pedido del operador aumento potencia reactiva



**Fig. 4.6: Bloqueo y pedido de potencia reactiva de la unidad 2**

Congelamiento de función



**Fig. 4.7: Mouse del Servidor del DCS**

**b. FALLA 2**

**Fecha:** 09 de Abril del 2000

**Unidad afectada:** Unidad 2

**Condiciones previas a la falla:**

- Potencia Activa: 67.54 MW
- Potencia Reactiva: 16.97 MVAR
- Voltaje de Barra: 14.39 KV
- Frecuencia: 59.48 Hz

**Zonas afectadas por la falla:** Ninguna

**Líneas afectadas por la falla:** Ninguna

**Hecho ocurrido:** Activación del bloqueo mecánico.

**Descripción y Causas:** La unidad 2 sale del sistema por la actuación del relé del bloqueo mecánico 86M, el mismo que se activó por una señal de disparo del sensor “vibración eje generador” (véase figura 3.34, capítulo 3: Diagrama OR de la intervención del bloqueo mecánico). La causa probable es una falsa señal del instrumento debido a que la calibración de los sensores era la correcta.

**Acción:** Las alarmas que actuaron en esta falla fueron:

- Vibración eje generador (RVB2).
- RB falla mecánica unidad.
- Intervención programa bloqueo mecánico (IR650).
- RB falla eléctrica generador.

Los relés que actuaron fueron:

- Relé de bloqueo mecánico 86M.
- Relé de bloqueo eléctrico 86E.

**Solución:** Se espera que la unidad 2 cumpla con todos los pasos de la secuencia de parada por bloqueo; se

resetea el relé 86E con unidad parada; se revisa instrumentos y sensores y una vez cumplidas las CIS se restablece la conexión al SNI con la unidad 2 con autorización del CENACE.

**Rapidez de acción:** La unidad estuvo fuera de servicio del sistema por el lapso de 00:27:21.

**ANALISIS Y CONCLUSION:**

- El relé RVB2 sensó una vibración en el eje del generador que hizo operar los relés de bloqueos respectivos 86M y 86E.
- Se revisó la calibración de los relés y se midió valores de vibración en el eje y equipos aledaños. Al no haber nada fuera de lo normal se reinició la unidad.
- Se concluye que existió un disparo Incorrecto por falla en la protección (equipo mal ajustado).

**c. FALLA 3**

**Fecha:** 17 de Marzo del 2000

**Unidad afectada:** Unidad 1

**Condiciones previas a la falla:**

- Potencia Activa: 0 MW
- Potencia Reactiva: 0 MVAR
- Voltaje de Barras: 142 KV
- Frecuencia: 60 Hz

**Zonas afectadas por la falla:** Ninguna

**Líneas afectadas por la falla:** Ninguna

**Hecho ocurrido:** Actuación de la protección contra fallas a tierra del rotor (64R) (véase figura 3.29, capítulo 3: Diagrama OR de la intervención del bloqueo eléctrico).

**Descripción y Causas:** La unidad 1 se encontraba en secuencia de arranque, cuando en el paso 8 (regulador de velocidad On) se dispara el sistema de protección debido a que se registra en el DCS una falla del rotor a tierra. La causa de este disparo se debió a que la resistencia del aislamiento de los anillos del rotor se encontraba muy baja porque existía una fuga de agua en

la tubería de alimentación a la cuba de aceite del cojinete superior.

**Acción:** Las alarmas que actuaron en esta falla fueron:

- PU protección falla a tierra rotor - bloqueo.
- RB falla eléctrica generador.

Los relés que actuaron fueron:

- Relé de protección a tierra del rotor 64R.

**Solución:** Después de reparar la fuga con soldadura y de limpiar las partes superior e inferior del rotor, se hizo girar la unidad sin excitación por 35 minutos por lo que la resistencia de aislamiento del rotor y el estator quedaron con valores buenos (142 M $\Omega$  y 1350/385 M $\Omega$ , respectivamente). Se coordinó con el CENACE su arranque.

**Rapidez de acción:** La unidad no estuvo fuera de servicio debido a que no estaba conectada al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

**ANALISIS Y CONCLUSION:**

- La falla fue originada por una fuga de agua que ingresaba a la cuba de aceite del cojinete superior en su respectiva tubería de alimentación, el cual produjo una resistencia de aislamiento de los anillos del rotor con valores muy bajos (0.04 a 0.20 M $\Omega$ ).
- Por esta situación el relé 64R, de la cadena de bloqueo por fallas eléctricas actuó mandando la unidad a parada.
- Se reparó la fuga y se hizo girar la unidad sin excitación para que la resistencia obtenga valores deseados.
- Se concluye que fue un disparo Correcto.

**d. FALLA 4**

**Fecha:** 02 de Marzo del 2001

**Unidad afectada:** Unidad 3

**Condiciones previas a la falla:**

- Potencia Activa: 65.13 MW
- Potencia Reactiva: 15.35 MVAR

- Voltaje de Barra: 14.34 KV
- Frecuencia: 59.95 Hz

**Zonas afectadas por la falla:** Ninguna

**Líneas afectadas por la falla:** Ninguna

**Hecho ocurrido:** Parada por bloqueo mecánico desde automatismo (paso 40).

**Descripción y Causas:** La unidad 3 se va a secuencia de parada por intervención del registro interno IR650 (véase figura 3.36, capítulo 3: Falla de origen Mecánico – FOM) dado por el software en caso de una falla transferida al paso 40 desde el paso 13 (véase sección 4.2). La causa de esta falla es una alteración en la matriz lógica de alguna de las señales de los registros internos que dan el bloqueo mecánico (IR058 o IR060, véase figura 3.34, capítulo 3: Intervención del Bloqueo Mecánico). Si hubiera existido otro tipo de falla se hubieran activado las señales S-86M-1 y/o S-86M-2

(figura 4.8) por lo que hubiera quedado registrado en el RCE, cosa que no ocurrió.

**Acción:** Las alarmas que actuaron en esta falla fueron:

- Intervención de protección bloqueo mecánico DCS (IR650).

Los relés que actuaron fueron:

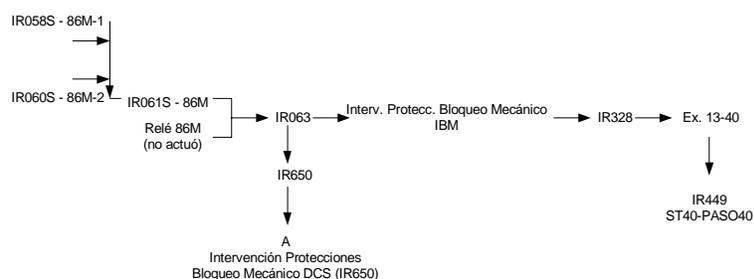
- Ninguno, la parada fue dada por la secuencia EX 15-40.

**Solución:** Se hizo un RESET de alarmas (registro IR002); se espera terminación del proceso normal de parada de la unidad; se obtiene condiciones iniciales satisfechas y se coordina con el CENACE el nuevo arranque la unidad.

**Rapidez de acción:** El tiempo que la unidad estuvo fuera de servicio hasta que se recuperó su generación fue de 00:16:51.

**Notas:** Al igual que en la falla interna 1 la central se encontraba generando, por lo que su diagrama de

estados para una parada desde el paso 13 por bloqueo eléctrico desde el automatismo es el mismo. En la figura 4.8 se observa la secuencia de bloqueo de esta falla mientras que en la figura 4.9 y 4.10 se muestran las señales que se producen durante la falla como son el relé de bloqueo mecánico 86M y el paso ST40.



**Fig. 4.8: Secuencia de Bloqueo falla interna 4**

### **ANALISIS Y CONCLUSION:**

- No se tiene conocimiento exacto de qué originó la falla, debido a que una alteración en la matriz lógica del DCS es muy improbable ya que éste es un sistema basado en tecnología de redes computacionales (una alteración de la matriz lógica, implicaría una falla de la red, la cual sería detectada y diagnosticada por el sistema protector). Se llama matriz lógica porque ésta

recibe señales de todos los puntos de la central, en forma de código binario (0 ó 1) que la van llenando, y para que exista un cambio de la información ya recibida es porque desde la fuente ha sido enviado una nueva entrada, lo que descarta que la propia matriz lógica cambie por sí misma.

- Operó en este caso las señales del bloqueo mecánico desde el automatismo, aunque no se sabe cuál.
- Para solucionar el problema se reinició la unidad y se reseteó las alarmas. No existió más fallas, así que si la causa fue la matriz lógica, la unidad hubiera parado nuevamente.
- Se concluye que en base de la información disponible este disparo fue del tipo Desconocido.

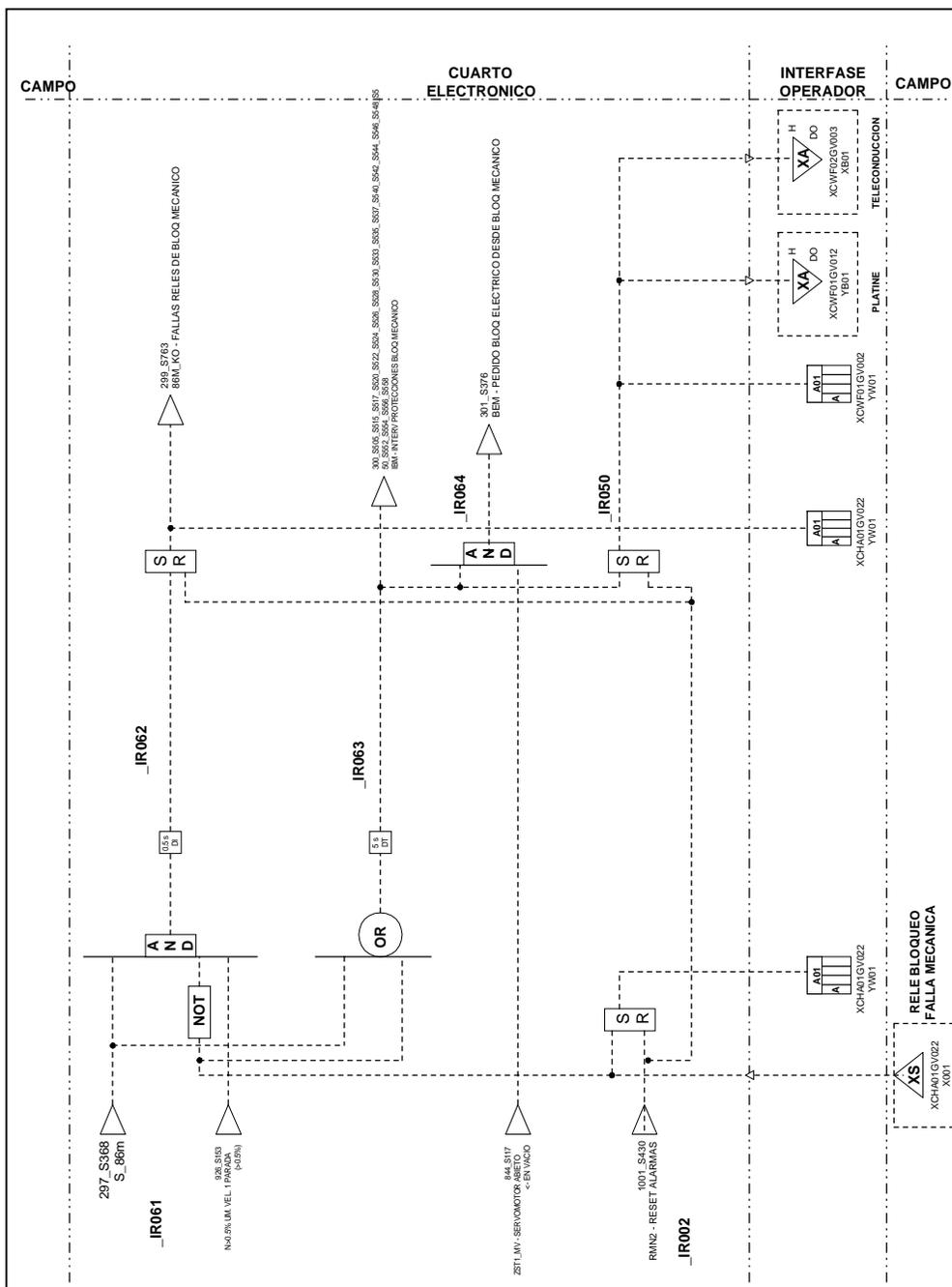


Fig. 4.9: Intervención y verificación relés de Bloqueo Mecánico

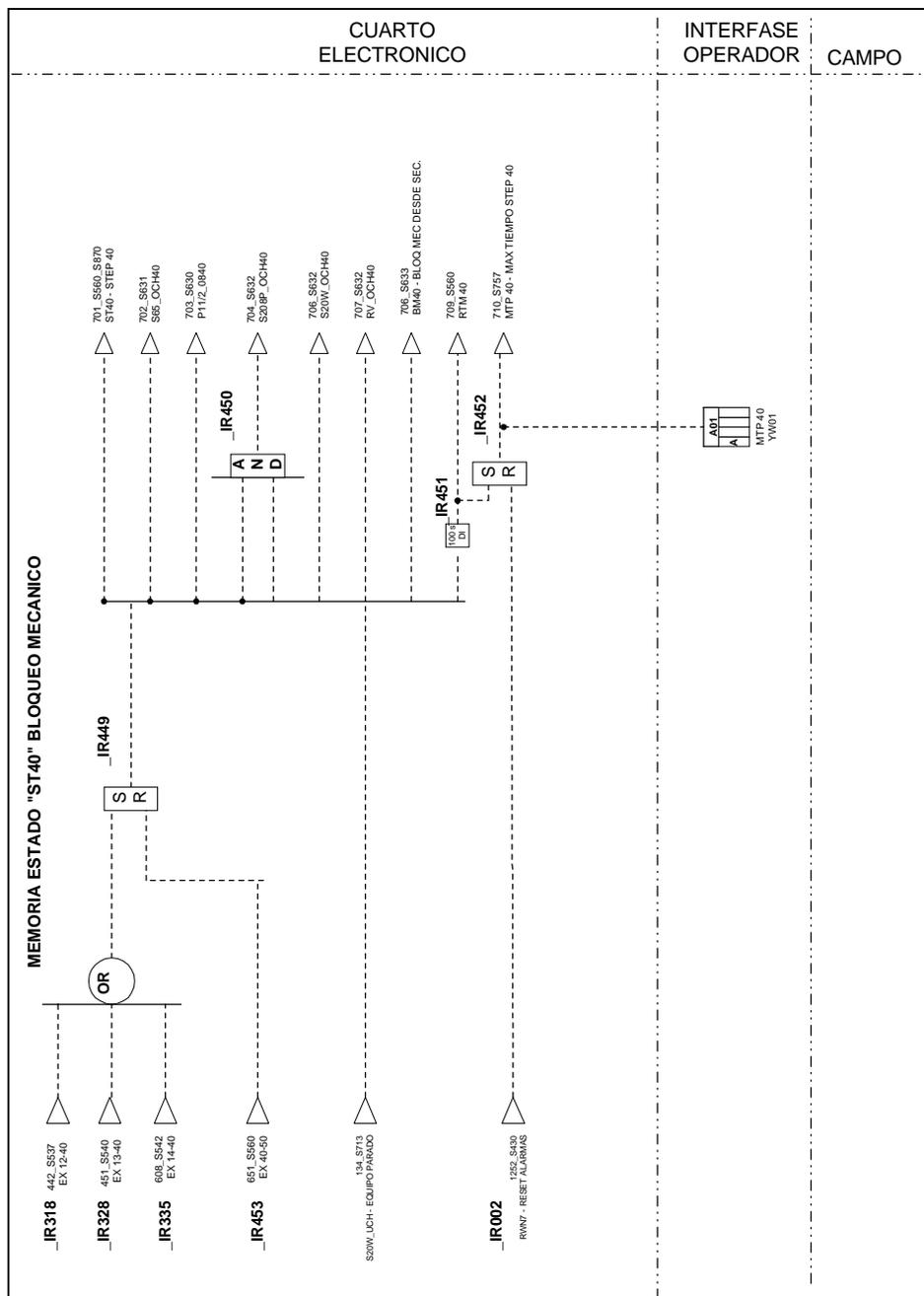


Fig. 4.10: Secuencia Estado ST40

#### 4.3.2. ANÁLISIS DE FALLAS EXTERNAS

a. **FALLA 1**

**Fecha:** 11 de Marzo del 2001

**Unidad afectada:** Unidad 3

**Condiciones previas a la falla:**

- Potencia Activa: 0 MW
- Potencia Reactiva: 0 MVAR
- Voltaje de Barra: 13.71 KV
- Frecuencia: 60 Hz

**Zonas afectadas por la falla:** Ninguna

**Líneas afectadas por la falla:** Ninguna

**Hecho ocurrido:** Actuación de la protección de respaldo de distancia 21 de la unidad 3 y parada de la unidad desde el paso 11 de la secuencia de arranque (sincronización).

**Descripción y Causas:** En la línea Daule Peripa – Portoviejo 2 ocurre una falla que provoca que el interruptor 152L4 perteneciente a la central se dispare por actuación de la protección del relé de distancia 21 contra fallas externas, zona 1 (véase figura 3.29, capítulo 3: Diagrama OR de la Intervención del Bloqueo Eléctrico). Al mismo tiempo el interruptor 452L1 perteneciente a la misma línea pero en la subestación Portoviejo abrió debido a la actuación de la protección del relé de distancia. A continuación el CENACE ordena el cierre de este último interruptor viendo que la falla fue pasajera, pero sin ordenar al mismo tiempo el cierre del interruptor de Daule Peripa, ocasionando que el voltaje de línea se incremente, reflejando un voltaje en el lado de baja tensión en el transformador de 85MVA de 14 KV, lo cual impide una sincronización normal, ya que la unidad 3 se encontraba en este proceso (paso 11 de la secuencia de arranque, sección 4.2), permaneciendo en dicho estado sin que se logre estabilizar el voltaje por un lapso mayor al retardo lógico de espera de este paso que es de 10 minutos, por lo que esta situación ocasiona que la unidad se vaya a secuencia de parada.

**Acción:** Las alarmas que actuaron en la parada debido a la falla por ausencia de sincronización fueron las siguientes:

- Tiempo de sincronización > 5 minutos.

Los relés que actuaron fueron:

- Ninguno, la parada fue dada por la secuencia EX 11-50 (bloqueo eléctrico desde el paso 11).

Para la falla en la que actuó la protección de distancia 21 de respaldo en la unidad, las alarmas fueron las siguientes:

- Disparo general.
- Disparo transferido – recibido.
- Protección primaria distancia.
- Falla tele-protección.
- Protección distancia de tierra.
- Protección secundaria distancia de tierra primera zona.
- Bajo voltaje.

Los relés que actuaron fueron:

- 21 zona 1.

**Solución:** Apertura del interruptor de la línea Daule 2 en la subestación Portoviejo ordenada por el CENACE para permitir el cierre normal del interruptor 152L4 de Daule Peripa. Bajada de reactivos coordinada con el CENACE y sincronización de la unidad siguiendo la secuencia de arranque.

**Rapidez de acción:** La unidad quedó fuera de servicio del sistema durante 01:30:00.

**Notas:** En la figura 4.11 se observa un esquema de la actuación de la protección de distancia 21 que provoca la falla de sincronización.



**Fig. 4.11: Esquema de la falla externa 1**

**ANALISIS Y CONCLUSION:**

- Está claro que la parada de la unidad la provocó el demasiado tiempo que se tomó el paso 11 de la secuencia de arranque en ejecutarse debido a que el voltaje en barras no era el ideal para lograr una sincronización (para lograr una buena sincronización se necesita dos requisitos: voltaje y frecuencia), pero la actuación de respaldo del relé de distancia que provocó que el interruptor abra fue por una falla pasajera.
- En la falla externa actuó el relé de protección de respaldo de la unidad: distancia (21); mientras que para la parada de la unidad actuó el retardo lógico de la secuencia de arranque paso 11.
- El problema se solucionó abriendo el interruptor en la subestación Portoviejo para igualar voltajes y de ahí cerrar todos los interruptores y reiniciar la unidad.
- Se concluye que la actuación de la protección provocó un disparo Correcto.

**b. FALLA 2**

**Fecha:** 07 de Marzo del 2000

**Unidad afectada:** Ninguna

**Condiciones previas a la falla:**

- Potencia Activa: 142.13 MW
- Potencia Reactiva: 0.98 MVAR
- Voltaje de Barra: 141 KV
- Frecuencia: 60 Hz

**Zonas afectadas por la falla:** Circuito Daule Peripa Portoviejo 1.

**Líneas afectadas por la falla:** Línea 3 de la subestación.

**Hecho ocurrido:** Actuación de la protección de distancia (121).

**Descripción y Causas:** Los relés de protección primaria y secundaria de la línea 3 detectaron un cortocircuito de una fase a tierra en la primera zona de la protección del

relé 121N/P (véase capítulo 3, sección 3.4.5: Protección de distancia de las Líneas de Transmisión). La falla se debió a una fuerte lluvia con tormenta eléctrica en el sector. La distancia de esta falla es aproximadamente a 13 Km. de Daule Peripa de acuerdo al módulo de eventos de la central (RCE). Como consecuencia de esta falla se produjo la abertura del disyuntor Q152L3. No se tuvo parada de ninguna unidad.

**Acción:** Las alarmas que actuaron en esta falla fueron:

- Portoviejo 1 disparo transferido recibido.
- Portoviejo 1 protección primaria.
- Portoviejo 1 disparo transferido enviado.
- Portoviejo 1 relé de baja tensión 127.
- Disyuntor de línea 3 152L3 abierto.

Los relés que actuaron fueron:

- Relé de protección a distancia primaria y secundaria (121).

**Solución:** Coordinación con el CENACE el cierre del disyuntor Q152L3; inspección de línea y sincronización con disyuntor en subestación Portoviejo.

**Rapidez de acción:** La unidad estuvo fuera de servicio 00:00:00 debido a que no hubo parada de la misma.

**Notas:** En la figura 4.12 se puede ver gráficos de valores de voltaje y corrientes en cada una de las fases de la línea afectada en el momento de la falla externa.

**ANALISIS Y CONCLUSION:**

- La falla fue originada por un cortocircuito de una fase a tierra en la línea 3 (Daule Peripa – Portoviejo 1) ocasionada por una fuerte lluvia con tormenta eléctrica en la zona.
- Operó la protección de distancia 121 de las líneas, primaria y secundaria.
- Se hizo maniobras que despejaron la falla y se coordinó con el CENACE el cierre del interruptor.
- Se concluye que la falla no provocó disparo de la unidad pero sí la abertura Correcta del disyuntor.



**c. FALLA 3****Fecha:** 28 de Julio del 2001**Unidad afectada:** Unidad 2**Condiciones previas a la falla:**

- Potencia Activa: 59.80 MW
- Potencia Reactiva: -2.6 MVAR
- Voltaje de Barra: 13.5 KV
- Frecuencia: 59.90 Hz

**Zonas afectadas por la falla:** En la unidad 2 se averió el transductor de presencia de tensión lado generador fase A y en la unidad 3 se averió el transductor de presencia de tensión de la red fase C.

**Líneas afectadas por la falla:** Subestación 138 KV y servicios auxiliares sin tensión.

**Hecho ocurrido:** Disparo de la unidad por operación del relé de baja frecuencia (81).

**Descripción y Causas:** La unidad 2 se bloquea por actuación del relé de baja frecuencia (81) (véase figura 3.29, capítulo 3: Diagrama OR de la intervención del Bloqueo Eléctrico) debido a que existió un disparo en la subestación Quevedo por falla en el Autotransformador ATT 230/138 KV, que provocó alteraciones en las líneas adyacentes, tales como oscilaciones de potencia que son las que influyen directamente en la variación de la frecuencia del sistema. Este disparo produce que se dañen los equipos transductores de tensión de las unidades 2 y 3, provocando por ende que la subestación y los servicios auxiliares se queden sin tensión.

**Acción:** Las alarmas que actuaron en esta falla fueron las siguientes:

- Intervención disparo por falla externa.
- Arranque en generación no posible.
- Disparo por baja frecuencia.

Los relés que actuaron fueron:

- Relé de baja frecuencia 81.
- Relé de bloqueo eléctrico 86E.

**Solución:** Apertura de todos los disyuntores de líneas de la subestación para poder enviar a generación la unidad 2 verificando primero que estén todas las condiciones iniciales satisfechas y coordinando con el CENACE el cierre de las líneas Quevedo 2 (L1) y Portoviejo 2 (L4). Encendida del grupo diesel para la alimentación del CCM 480 Vca hasta que se cierren los disyuntores de las líneas L2 y L3 y se restablezcan los servicios auxiliares.

**Rapidez de acción:** La unidad quedó fuera de servicio durante el lapso de 50 minutos hasta que se restableció sus funciones.

**ANALISIS Y CONCLUSION:**

- La parada de la unidad fue dada por oscilaciones de potencia producidas por el disparo del interruptor que protege el Autotransformador 230/138 KV de la subestación Quevedo.
- En esta falla actuó el relé de variación de frecuencia 81 que interviene en la cadena de disparo del relé de bloqueo eléctrico 86E.

- Apertura de interruptores de la subestación hasta normalizar el sistema y envío a secuencia de arranque de la unidad.
- El disparo de la unidad debido a la actuación de la protección contra la falla presentada fue Correcto.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La central hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind es la más reciente de todas las centrales de generación construidas y que se encuentran en funcionamiento en el país; por lo general, todas las centrales se construyen en base a un principio básico, por lo que ésta no se diferencia en mucho del resto que se encuentran en el Ecuador y el mundo, mas su tecnología y equipos modernos para controlar sus sistemas y poder operarlos es el punto por el cual se puede partir en estudios y análisis de sus sistemas. Uno de ellos es el Sistema de Protecciones.

Después de revisar cada uno de los componentes de este sistema, su interacción con el resto de programas y equipos de la central, y su ejecución ante cierto tipo de fallas, podemos concluir lo siguiente:

- Esta central hidroeléctrica es de suma importancia nacional, no sólo por su aporte de energía al Sistema Nacional Interconectado (SNI), sino también por la ayuda que presta en proyectos de riego en las

zonas aledañas, trasvase de agua a poblados cercanos a través de estaciones de bombeo y control de inundaciones en épocas de invierno. Es decir, la central cumple con su título de Proyecto de Propósito Múltiple.

- Los relés han evolucionado a través del tiempo, pasando desde individuales para cada función hasta los actuales multifuncionales que incorporan softwares de protección, medida y control. De esta manera se vuelve mucho más accesible el manejo de la central, obteniendo toda la información de los parámetros que actúan en su funcionamiento de forma más rápida y permitiendo que su arreglo se lo haga desde servidores y no en sitio.
- Todas las funciones de protección explicadas son en sí iguales para cada tipo de equipo que se quiera resguardar, sea éste en la central como en cualquier otro sitio en que se requiera protección eléctrica. La diferencia básica se encuentra en los ajustes hechos después de hacer los respectivos análisis y en la forma de implementación de los mismos.
- Por medio de la interfase entre el Sistema de Protecciones y el Sistema de Control Distribuido (DCS), a donde se van todas las

señales, se lleva un control estricto y supervigilado de la operación de cualquiera de los elementos que componen el sistema ante la presencia de posibles fallas, sean éstas eléctricas o mecánicas; la intervención del DCS consiste en sensor el momento en que una protección ha actuado, y en el caso en que ésta no opere funcione como respaldo por medio del automatismo.

- El Registrador Cronológico de Eventos (RCE) guarda toda la información de las variables actuantes en la central, así como los sucesos diarios que han ocurrido, no solamente del sistema de protecciones, sino de todos los sistemas que se tienen en ella. Llega a guardar información de varios meses en sus memorias, por lo que en caso de análisis de alguna falla, se puede recurrir a él para investigar y determinar las reales causas. Su funcionamiento es similar al de una caja negra en los aviones.
- Mientras realizamos el Análisis de Fallas: Trouble Shooting, encontramos que existen entre las múltiples fallas, algunas que han ocasionado disparos del tipo Incorrecto; tomando en cuenta que los equipos de protección utilizados en la Central son de última tecnología, lo que no asegura un funcionamiento perfecto, pero que sí sean lo más confiables posibles, se pudo notar que los disparos se

dan por fallas en la protección y ésto se debe posiblemente al ajuste de los relés.

- Hay fallas que producen otro tipo de disparos, llamados Desconocidos; se los conoce así debido a que en el momento en que alguna unidad de la central entra en secuencia de parada sin que haya motivo o acción de algunos de los equipos de protección, y después de la revisión respectiva a los parámetros de la unidad afectada, en que todo está correcto, se puede concluir que es de este tipo; en realidad estos disparos vienen a ser una especie polémica, debido a que la experiencia y los análisis post-falla han demostrado que la mayoría se deben a malas maniobras de los operadores de turno, que por miedo a reprensiones no confiesan que han alterado los procesos normales del sistema automatizado de la central.
- Por último, existen los disparos Correctos, que se dan cuando existe realmente una falla que provoca que los equipos de protección envíen a secuencia de parada alguna unidad, logrando que la falla pueda ser despejada para reinicio de los equipos. La correcta actuación de los equipos se verifica mediante los estudios respectivos que se hacen inmediatamente después de ocurrida una falla.

- Además de los tipos de falla que existen, del análisis también podemos concluir que la central al regirse bajo un sistema totalmente automatizado manejado por el Sistema de Control Distribuido (DCS), tiende a actuar de una manera muy rígida en cuanto a su sistema de protecciones se refiere, debido a que en momentos de que algún parámetro de los equipos que trabajan no esté de acuerdo a los ajustes con que fue implementado el sistema de protecciones, el DCS envía inmediatamente una señal de parada de la unidad afectada, cuando simplemente pueden ser casos en que el operador pueda verificar el problema y hacer una revisión que demuestre que no es necesario parar la unidad. Con esto se ganaría económicamente ya que no se dejaría de producir energía en el tiempo en que la unidad se esté revisando, como pasó en los casos analizados en el capítulo 4 en los que a pesar de que la rapidez de acción para que la unidad vuelva a funcionar es relativamente corto, se perdió valioso tiempo de producción.
- El sistema de Arranque, Parada y Bloqueo de la Central se encuentra muy ligado al sistema de Protecciones, debido a que en momento de detección de una falla, se debe seguir un proceso para que la protección actúe y lleve a la unidad hasta el punto de desconectarla de cualquier influencia con las partes dañadas.

- No todas las fallas producen parada de las unidades, como se puede observar en la falla externa # 2, ya que bastó que actuara la protección de distancia para que solamente dispare un interruptor de línea, manteniendo a la unidad en producción hasta que se despejó la falla. Esto demuestra la versatilidad del sistema de protecciones.

En definitiva, el sistema de protecciones de la central hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind está muy bien implementado y equipado, sus ajustes se encuentran en los valores en los cuales los estudios hechos por los técnicos extranjeros que la montaron seleccionaron y se encuentra en correcto funcionamiento al momento de este trabajo, pero no está de más mencionar ciertas recomendaciones que pueden ayudar a que se facilite el manejo de la central:

- Lograr que el personal tome conciencia de la responsabilidad que tiene para que en momentos de mala maniobra acepten los errores y así poder conocer el verdadero origen de determinada falla.
- En el momento en que el operador envía a una unidad a parada debe cerciorarse de que existe una pantalla que confirme la orden dada para evitar posibles errores.

- Debido a la alta tecnología que posee la central, ésta puede manejarse por sí sola y mandar a parada pero como tiene una cantidad de personal elevada se recomienda que ciertas situaciones que pueden convertirse en fallas sean primero visualizadas por medio de alarmas que eviten parar la unidad.

# **APENDICE**

## **APENDICE A**

### **BREVES DATOS SOBRE OTRAS CENTRALES IMPORTANTES DE GENERACION HIDROELECTRICA EN EL ECUADOR**

#### **A.1. CENTRAL HIDROELECTRICA PAUTE**

Este proyecto hidroeléctrico está ubicado en el límite de las provincias de Cañar, Azuay y Morona Santiago, a 125 km. de la capital de la provincia del Azuay, Cuenca, cerca de la población de Paute, de la cual se obtiene el nombre. Aprovecha el caudal del río Paute cuyas aguas se precipitan en el sector denominado Cola de San Pablo en un recorrido de 13 Km, produciendo un desnivel de 1000 m.

Se divide en tres fases que se diferencian de acuerdo a su proceso constructivo. Las dos primeras fases A y B comprenden cinco turbinas con igual número de generadores y transformadores cuya potencia instalada alcanza los 500 Mw. La fase C, que completa la primera etapa del desarrollo del potencial del río Paute, al igual que las fases A y B, aprovecha el caudal regulado en el embalse conocido como Amaluza. Esta está compuesta de una potencia instalada de 575 Mw con lo que se llega a los 1075 Mw de producción de la central que

abarca más del 80% de la energía que se necesita en el Ecuador en momentos en que se encuentra sin estiaje.

La presa Amaluza, que es del tipo hormigón en arco con una altura de 170 m y una longitud de coronación de 420 m, es la encargada de represar las aguas provenientes del río Paute y de permitir el paso del agua por medio de los túneles de carga hacia la casa de máquinas conocida como central Molino. Su capacidad de almacenamiento es de 120 millones de m<sup>3</sup> con un volumen útil de 90 millones de m<sup>3</sup>. El vertedero de exceso tiene una capacidad de descarga de 7724 m<sup>3</sup>/s.

El túnel de carga tiene 6.07 Km de longitud y 5 m de diámetro para alimentar las fases A y B y 6.02 Km de longitud y 7.8 m de diámetro para alimentar la fase C. Ambos túneles son paralelos y poseen sus propias chimeneas de equilibrio ubicadas al extremo aguas abajo del mismo, cuyas medidas son 7 m de diámetro y 170 m de altura para la primera fase y 7 m de diámetro y 131 m de altura para la última fase.

Después de los túneles de carga el agua llega a los grupos turbina generador a través de las tuberías de presión de 862 m de longitud y 3.75 m de diámetro para las fases A y B y de 922.5 m de longitud y 4.4 m de diámetro superior y 4.2 m de diámetro inferior para la fase C.

La casa de máquinas es subterránea y está construida en una caverna con 185.5 m de longitud, 23.4 m de ancho y 42.5 m de altura máxima, donde se albergan todas las unidades de las fases que corresponden a la central. Las turbinas que aquí se encuentran son del tipo Pelton de eje vertical que se conectan a los grupos generadores y a la vez a los transformadores trifásicos de 114/127 MVA con relación de transformación de 13.8/230 KV.

Cada una de las fases construidas tienen su propio túnel de descarga que se encarga de regresar las aguas turbinadas al río Paute. Están revestidas de hormigón lanzado con una solera de hormigón simple; se encuentran construidas de forma paralela a una distancia media de 30 m, con 6.67 m de ancho y una longitud de 400 m para las primeras fases y 406 m para la última fase.

El patio de maniobras está localizado a cielo abierto directamente sobre la casa de máquinas, sectorizado por fases. Como característica general se encuentra que son encapsuladas y aisladas en SF<sub>6</sub>, a 230 KV en esquema de doble barra.

## **A.2. CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN**

Esta Central fue concebida como parte del aprovechamiento integral de la cuenca media del río Pastaza; está ubicada en la provincia del Tungurahua, a 5 Km al este de la ciudad de Baños y sus instalaciones abarcan un área de aproximadamente 3 Km junto a la carretera Baños-Puyo. El embalsamiento de las aguas del río Pastaza se da mediante una presa de hormigón de gravedad de 43 m de altura y 300 m de longitud de coronación, ubicada a 1.5 km aguas arriba de la cascada de Agoyán.

Los niveles normales de operación del embalse se encuentran siempre entre las cotas 1651 msnm y 1645 msnm. Las aguas son conducidas a la casa de máquinas a través de un túnel de carga de aproximadamente 2.4 Km de longitud a través de montañas y 6 m de diámetro; la casa de máquinas es subterránea y en ella están instaladas dos grupos de 78 Mw y caudal de 60 m<sup>3</sup>/s cada uno. El agua turbinada es devuelta al cauce natural del río aproximadamente 1.5 Km aguas abajo de la cascada.

Los generadores son acoplados a turbinas tipo Francis de eje vertical y su voltaje de generación es de 13.8 KV; se conectan al Sistema

Nacional Interconectado (SNI) a través de dos transformadores de potencia de 85 MVA con relación 13.8/138 KV y un patio de maniobras aislado en SF<sub>6</sub>, que se encuentra encima de los transformadores.

### **A.3. CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA**

Es el primer proyecto hidroeléctrico construido en el país y está ubicado en la provincia del Tungurahua al noreste de la ciudad de Ambato, 107 Km al sureste de la ciudad de Quito. Tiene una potencia instalada de 69.2 Mw y se divide en la central subterránea Pucará y el embalse conocido como Pisayambo que almacena las aguas de los ríos Pisayambo, Quillopaccha, Agualongopungo, Talátag y El Golpe. La presa tiene 41.20 m de altura y 820 m de longitud, fue construida de material suelto al borde de la laguna de Pisayambo (embalse natural de regulación multiestacional) y sirve para levantar el nivel y embalsar un volumen de 90 millones de m<sup>3</sup> de agua; el caudal que ingresa a la tubería de presión es de 18.6 m<sup>3</sup>/s y la caída neta de agua que ingresa a la turbina es de 446 m.

## APENDICE B

### TABLEROS DE PROTECCION

A continuación se muestran fotos de algunos de los paneles de protección que se tienen en la sala de control de la Central. En ellos se encuentran los diferentes relés multifuncionales explicados a lo largo de los capítulos 2 y 3.

*Panel de Protección del Generador*



***Panel de Protección del Grupo Generador -Transformador***



## **APENDICE C**

### **PLANOS**

**C.1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

**C.2. DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DEL GRUPO  
GENERADOR TRANSFORMADOR**

**C.3. DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA  
SUBESTACION 138 KV**

## **BIBLIOGRAFIA**

1. ABB POWER T&D COMPANY INC., Protective Relaying Theory and Applications, 1994
2. ABB POWER T&D COMPANY INC., Transmission Product Presentations, CD, 1999
3. CEDEGE - CAF, "Supervisión y Fiscalización de la Construcción de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind" (Informe Final, 2000)
4. CEDEGE – CONSORCIO CHDP, Manual de Operación y Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica "Marcel Laniado de Wind" - Equipos de Protección y Medición, Volumen 19A, 1999
5. CEDEGE – CONSORCIO CHDP, Manual de Operación y Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind - Equipos de Protección y Medición, Volumen 19B, 1999

6. CEDEGE – CONSORCIO CHDP, Manual de Operación y Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind - Equipos de Protección y Medición, Volumen 19C, 1999
  
7. CEDEGE – CONSORCIO CHDP, Manual de Operación y Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind - Equipos de Protección y Medición, Volumen 19D, 1999
  
8. CEDEGE – CONSORCIO CHDP, Manual de Operación y Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind - Equipos de Protección y Medición, Volumen 19E, 1999
  
9. DE LA CRUZ FABIAN / LAURIDO KARINA / PEÑA ELVIS, “Operación Económica de los Sistemas Eléctricos de Potencia por el Método de Aproximaciones Lineales” (Tópico de Graduación, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1998)
  
10. FINK DONALD / BEATY H. WAYNE, Manual de Ingeniería Eléctrica, Decimotercera Edición, Tomo II, Editorial Mc. Graw Hill, 1995
  
11. GENERAL ELECTRIC, Product Catalog, Ontario – Canadá, 2001

12. MARTIN JOSE, Diseño de Subestaciones Eléctricas, Primera Edición, Editorial Mc. Graw Hill, 1987
13. MASON C. RUSELL, El Arte y la Ciencia de las Protecciones Eléctricas, Novena Edición, Compañía Editorial Continental S.A., 1982
14. RAS ENRIQUE, Transformadores de Potencia Medida y Protección, Séptima Edición, Ediciones Alfaomega, 1991
15. SAAVEDRA JUAN, "Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind" (Seminario, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2000)
16. SANTO POTESSE E., Centrales Eléctricas, Editorial Gustavo Gili S. A., Barcelona – España, 1971
17. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, Applied Protective Relaying, Second Edition, 1979
18. ZOPETTI JUDES GAUDENCIO, Centrales Hidroeléctricas, Editorial Gustavo Gili S. A., Barcelona – España, 1965