

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“NUEVOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN MULTIFUNCIÓN PARA EL  
MEJORAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES  
SÍNCRONOS”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**GIOVANNI RAMÍREZ GÓMEZ**

**PROMOCIÓN**

**1993-II**

**LIMA-PERÚ**

**2003**

## **DEDICATORIA**

**Expreso mi agradecimiento:**

**A mis padres, por su confianza y cariño.**

**A mi esposa, por su apoyo y dedicación.**

**A mis hijas, por que en ellas encontré la motivación para seguir adelante.**

**NUEVOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN  
MULTIFUNCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO  
DE LA PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES  
SÍNCRONOS**

## **SUMARIO**

En la presente tesis se desarrolla las razones por las cuales las empresas eléctricas de generación en nuestro país deben considerar el mejoramiento de la protección eléctrica de sus generadores, utilizando para ello equipos de protección modernos.

Se reseña específicamente los riesgos pertinentes a ocho áreas funcionales donde la protección de generadores de veinte años o más es inadecuada. También se discute las ventajas de la tecnología digital respecto a la convencional en tales programas de mejoramiento.

Se presenta una aplicación para el desarrollo de un programa de cálculo automático de las funciones de protección de un relé multifunción con la finalidad de ahorrar tiempo y además contar con una base de datos de todos los ajustes.

Finaliza el estudio con algunas recomendaciones y conclusiones a tener en consideración para la aplicación de los relés multifunción en el mejoramiento de la protección de los generadores síncronos.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	<b>1</b>	
<b>CAPÍTULO I</b>		
<b>EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN</b>		
1.1	Fundamentos básicos del generador síncrono	3
1.1.1	Generador síncrono básico	3
1.1.2	Conexión de generadores al sistema de potencia	4
1.1.3	Comportamiento del generador síncrono en corto circuito	6
1.2	Planta de generación	9
1.3	Fallas y condiciones anormales de un generador	11
1.4	Protección eléctrica de generadores	13
1.4.1	Protección diferencial	14
1.4.2	Protección de falla a tierra del estator	15
1.4.3	Protección contra desplazamientos del neutro	15
1.4.4	Protección contra potencia inversa	15
1.4.5	Protección contra secuencia negativa	15
1.4.6	Protección contra pérdida de campo	16
1.4.7	Protección contra baja tensión y sobretensión	17
1.4.8	Protección contra baja frecuencia y sobrefrecuencia	17

## **CAPÍTULO II**

### **MEJORAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE GENERADORES**

<b>SÍNCRONOS USANDO TECNOLOGÍA DIGITAL</b>	<b>18</b>
2.1 Áreas de mejoramiento de la protección en generadores antiguos	20
2.1.1 Mejora en la sensibilidad	20
2.1.2 Áreas nuevas o adicionales de protección	20
2.1.3 Consideraciones sobre aplicación de protecciones especiales	20
2.2 Áreas de protección con mejora en la sensibilidad	21
2.2.1 Protección contra secuencia negativa	21
2.2.2 Protección contra falla a tierra en el 100% del estator	22
2.2.3 Protección de doble nivel contra pérdida de campo	26
2.3 Áreas nuevas o adicionales de protección	31
2.3.1 Energización accidental inadvertida del generador	31
2.3.2 Protección contra pérdida de fusible del transformador de tensión	34
2.3.3 Disparo secuencial	36

## **CAPÍTULO III**

### **APLICACIÓN DE LOS RELÉS MULTIFUNCIÓN DE TECNOLOGÍA**

#### **DIGITAL PARA IMPLEMENTAR UN PROGRAMA DE**

<b>MEJORAMIENTO</b>	<b>38</b>
3.1 Protección más completa del generador síncrono	39
3.2 Funciones de protección de fallas eléctricas y condiciones anormales	42

3.2.1	Función de protección diferencial de generador	43
3.2.2	Función de protección contra fallas a tierra del estator	44
3.2.3	Función de protección contra desplazamiento de tensión del neutro	45
3.2.4	Función de protección contra falla a tierra direccional sensitiva	46
3.2.5	Función de protección contra sobrecorriente dependiente de tensión	47
3.2.6	Función de protección contra potencia inversa y potencia directa	48
3.2.7	Función de protección térmica con secuencia de fase negativa	50
3.2.8	Función de protección contra falla de campo	51
3.2.9	Función de protección contra baja tensión	52
3.2.10	Función de protección contra sobretensión	53
3.2.11	Función de protección contra baja frecuencia	55
3.2.12	Función de protección contra sobrefrecuencia	56
3.2.13	Función de protección contra balance de tensión	57
3.3	Otras consideraciones en materia de protección	57
3.3.1	Protección contra máquina muerta	57
3.3.2	Protección contra tensión de salto del interruptor	59
3.3.3	Protección contra sobreflujo	60
3.3.4	Protección contra sobrecorriente interbloqueada	62
3.4	Auto-diagnóstico y test para optimización del mantenimiento	64
3.4.1	Auto-test de arranque	64
3.4.2	Auto-test de run-time	65

3.4.3	Monitoreo del circuito de disparo	66
3.5	Secuencia de eventos, oscilografía, valores actuales y comunicación	66
3.5.1	Secuencia de eventos	66
3.5.2	Reporte de falla y datos oscilográficos	67
3.5.3	Monitoreo con oscilógrafo del generador	69
3.5.4	Valores actuales de monitoreo	71
3.5.5	Comunicaciones	71
3.6	Consideraciones adicionales	73

## **CAPÍTULO IV**

	<b>CÁLCULO Y AJUSTES DEL RELÉ MULTIFUNCIÓN</b>	<b>74</b>
4.1	Información básica de los datos técnicos del generador	74
4.2	Criterios de cálculo para los ajustes de las funciones de protección	76
4.2.1	Protección contra secuencia negativa	76
4.2.2	Protección contra pérdida de campo	78
4.2.3	Protección contra falla de estator a tierra	80
4.2.4	Protección contra sobreexcitación	81
4.2.5	Protección contra potencia inversa	82
4.2.6	Protección diferencial	83
4.2.7	Protección de sobrecorriente controlada/ restringida por tensión	84
4.2.8	Protección contra subtensión y sobretensión	85
4.2.9	Protección contra baja frecuencia y sobrefrecuencia	85



		IX
4.3	Desarrollo de un programa de cálculo automático	86
4.3.1	Base de datos 1	89
4.3.2	Base de datos 2	89
4.3.3	Base de datos 3	90
4.4	Ejemplo de aplicación de un grupo de generación	92

## **CAPÍTULO V**

	<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA</b>	104
5.1	Introducción	104
5.2	Costos y beneficios	104
5.2.1	Costo de reparación	105
5.2.2	Energía dejada de vender	106
5.2.3	Valorización de la transferencia de potencia	108
5.2.4	Costo de mantenimiento	110
5.2.5	Gasto de inversión	110
5.2.6	Ahorro de costos basado en la mejora de la productividad y disminución de salidas de servicio de la unidad	112
5.3	Evaluación económica del proyecto	113
5.3.1	Descripción del proyecto	113
5.3.2	Situación sin proyecto	113
5.3.3	Parámetros de evaluación	114
5.3.4	Beneficios de la alternativa con proyecto	114
5.3.5	Costo de la alternativa con proyecto	115
5.3.6	Inversión	115

		X
5.3.7	Evaluación económica de la alternativa	116
5.3.8	Análisis de sensibilidad	118
5.3.9	Adquisición de relés de protección	119
	<b>CONCLUSIONES</b>	120
	<b>ANEXOS</b>	
	<b>ANEXO A</b>	
	<b>TÉRMINOS DE REFERENCIA - “MONTAJE ELECTROMECAÍNICO DE RELÉS DE PROTECCIÓN DIGITAL EN LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CHARCANI IV Y VI”</b>	122
	<b>ANEXO B</b>	
	<b>REGISTRO DE FALLAS DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN HIDRÁULICA DE EGASA</b>	142
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	149

## **PRÓLOGO**

### **ANTECEDENTES**

La actualización de los sistemas de potencia de una planta y sus equipos se está convirtiendo en un asunto importante para las empresas de generación eléctrica. Debido a la presión de los costos de operación, competitividad, aumento de la vida útil y el deseo de mejorar la productividad, se están implementando programas de repartición de los recursos económicos para estas mejoras.

Uno de estos aspectos es la mejora y actualización de los esquemas existentes de la protección del generador con sistemas digitales. Tradicionalmente esta protección ha sido provista por relés discretos. Estos relés podían ser de los tipos electromecánicos o estáticos, requiriéndose varias funciones de protección para proteger totalmente los generadores contra los efectos adversos de los diferentes tipos de fallas bajo condiciones de operación anormales que puedan presentarse.

Los esquemas tradicionales de protección para generadores se encuentran conformados por varios relés detectores discretos junto con relés auxiliares y otros componentes del esquema. También se proporcionan generalmente algunas salidas de disparo para iniciar acciones de planta diversas, dependiendo del tipo de operación de protección.

Cuando se aplica tecnología digital a la protección de generadores, se puede integrar un número de funciones de protección en un solo relé. Este enfoque produce una reducción tanto en tamaño físico del esquema de protección como en las cargas impuestas en los transformadores de corriente y tensión. Si la integración se extiende para incluir una lógica de esquema, se reduce también la cantidad del cableado del

esquema entre el relé y los componentes auxiliares. Esto también minimiza los costos de diseño e instalación y simplifica el mantenimiento y los procedimientos para las pruebas de protocolo.

El uso de tecnología digital y la integración de un número de funciones de protección, ofrece beneficios adicionales: instrumentación local y remota, registro de eventos, fallas e interrupciones, ayuda para pruebas, autodocumentación de configuraciones y facilidades de comunicación serial de acceso remoto. Todas estas funciones pueden simplificar las pruebas de protocolo, pruebas de operación, solución de problemas y análisis post-falla. Así, al proporcionar mayor información de manera más sencilla, la unidad de protección se vuelve mucho más útil.

## **OBJETIVO Y ALCANCES**

El objetivo principal de este trabajo es implementar un procedimiento que permita actualizar y mejorar el sistema de protección existente de generadores síncronos mediante el uso de sistemas de protección multifunción, aprovechando las ventajas de la tecnología digital respecto a la convencional.

Brindar una guía técnica para el diseño de un sistema de protección del generador síncrono, mediante el uso del relé multifunción y presentar los beneficios del hardware estandarizado de estos relés, las funciones múltiples, características múltiples híbridas, otras características mejoradas, así como las comunicaciones remotas. Ganancia de costo y la aplicación de estos dispositivos para otros propósitos, además de los de protección tal como el control y supervisión para el mantenimiento predictivo de los grupos generadores.

# CAPÍTULO I

## EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN

### 1.1 Fundamentos Básicos del Generador Síncrono

#### 1.1.1 Generador Síncrono Básico

Un generador síncrono convierte la energía mecánica en energía eléctrica. La potencia mecánica del motor primo impulsa el eje del generador y el rotor donde se encuentra el devanado de campo tal como se muestra en la Figura N°1.

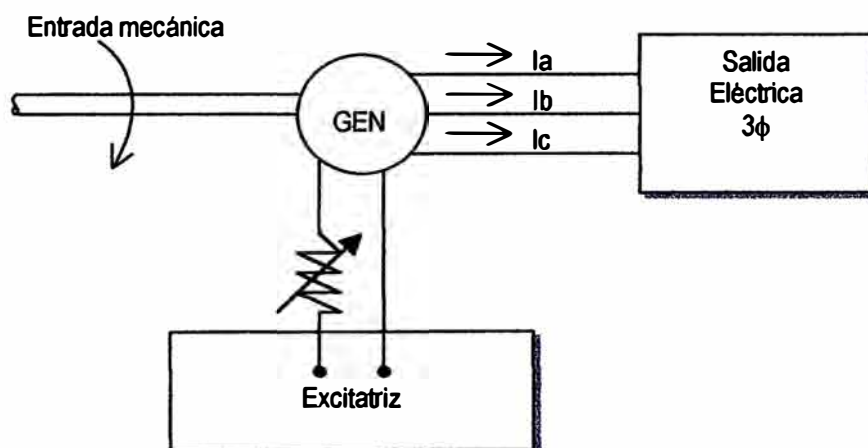


Figura N°1 Generador síncrono básico

La energía del motor primo se puede obtener quemando combustible fósil, tales como el carbón, petróleo o gas natural. El vapor producido hace girar el eje del generador (rotor) con velocidades típicas de 1800 a 3600 RPM. La transformación de la energía del vapor a rotación mecánica se realiza en una turbina. En plantas nucleares, el combustible es el uranio, que a través del proceso de fusión, es convertido en calor y que luego produce vapor. El vapor es forzado a través de una turbina de vapor para hacer girar el eje del generador. La energía del motor primo,

también se puede obtener por la caída o movimiento del agua. Los generadores hidroeléctricos giran a menores velocidades que las turbinas a vapor (alrededor de 100 – 300 RPM).

Las máquinas síncronas se clasifican en dos diseños principales – máquinas de rotor cilíndrico y máquinas de polos salientes. Los generadores impulsados por turbinas a vapor tienen rotores cilíndricos con ranuras donde están ubicadas las bobinas de campo. Muchos rotores cilíndricos están contruidos con acero fundido sólido. El número típico de polos es dos ó cuatro.

Los generadores impulsados por turbinas hidráulicas, tienen rotores de polos salientes laminado con bobina de campo concentrada y un gran número de polos.

En cualquier tipo de motor primo o diseño de máquina, la fuente de energía usada para mover el eje del generador es controlado por un regulador de velocidad conocido como gobernador.

La rotación del flujo producido en el campo del generador reacciona con las bobinas del estator y, debido al principio de la inducción, se genera una tensión trifásica en bornes.

### **1.1.2 Conexión de generadores al sistema de potencia**

Existen dos métodos básicos mayormente utilizados dentro de la industria para conectar generadores al sistema de potencia. Estos son, las conexiones directa y de unidad.

#### **A. Conexión Directa**

La Figura N°2A muestra un diagrama unifilar para una conexión directa de un generador al sistema de potencia. El generador es conectado a la barra de carga sin pasar a través de una transformación de tensión y suministra potencia directamente a

la carga. Este tipo de conexión fue un método utilizado anteriormente por la industria para la conexión de generadores cuando estos eran de mediana potencia. Hoy en día se usa todavía para conectar máquinas de menores potencias.

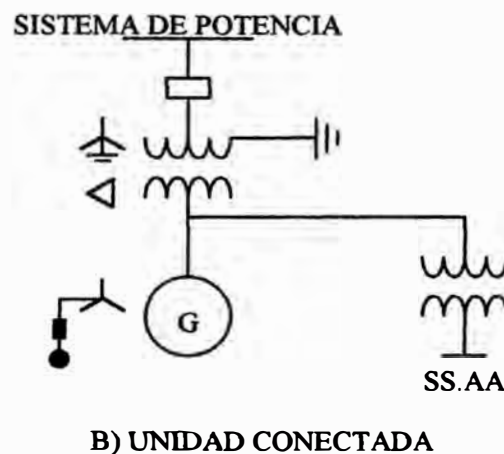
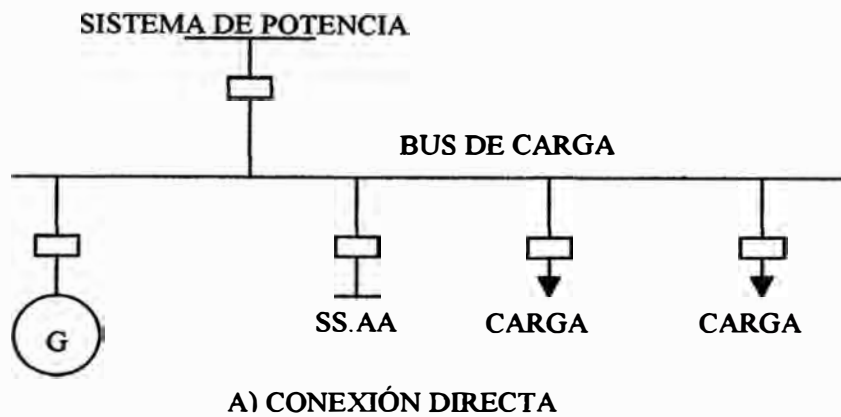


Figura N°2 Tipo de conexiones del generador

## B. Conexión de unidad

La Figura N°2B muestra un diagrama unifilar en el que el generador se conecta al sistema de potencia a través de un transformador elevador. La carga de servicios auxiliares del generador se alimenta desde el lado de baja de un transformador conectado a los terminales del generador.

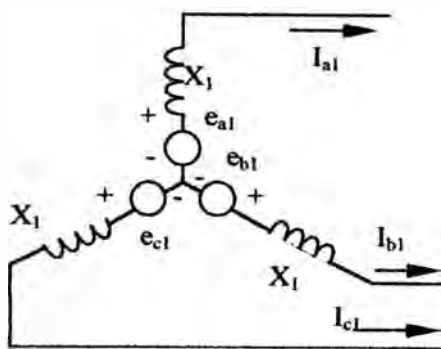
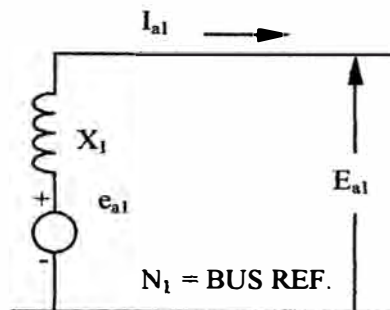
Los generadores en este caso son de gran potencia y se conectan al sistema de potencia usando un transformador principal con conexión delta-estrella. Como el generador esta conectado a un sistema en delta, la corriente de falla a tierra se puede reducir drásticamente conectando el neutro a tierra.

### **1.1.3 Comportamiento del generador síncrono en corto circuito**

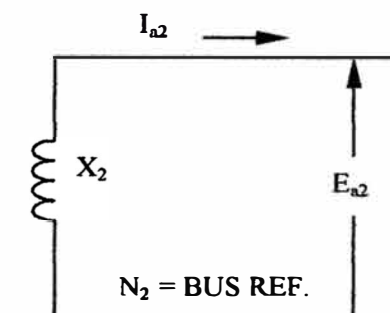
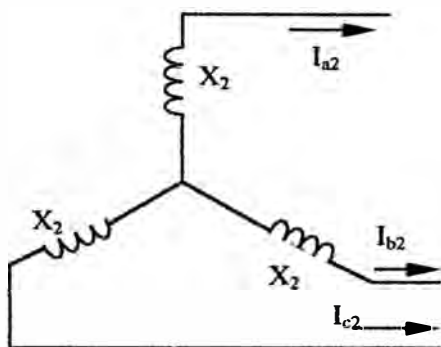
El circuito equivalente eléctrico de un generador síncrono esta conformado por una tensión interna en serie con una impedancia. En el cálculo de una corriente de falla, como la resistencia de la impedancia del generador es muy pequeña comparada con la reactancia, generalmente se obvia. La Tabla N°1 muestra la representación de las redes de secuencia de un generador.

El análisis de la componente simétrica es una herramienta matemática importante para calcular las tensiones y las corrientes del generador bajo condiciones de desbalance.

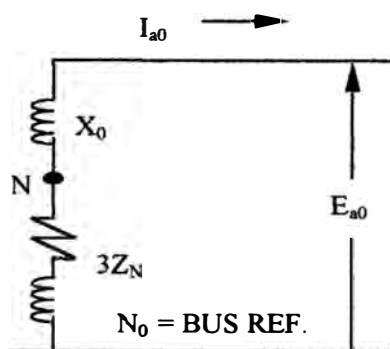
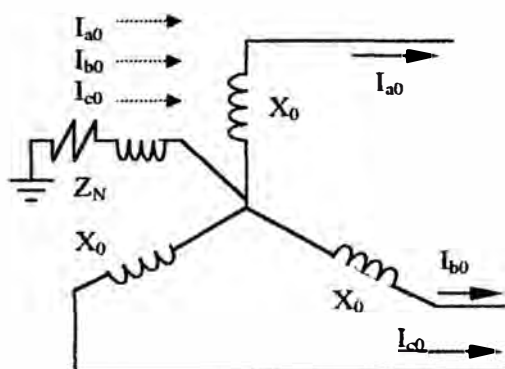


REPRESENTACIÓN 3 $\phi$ EQUIVALENTE 1 $\phi$ 

## SECUENCIA POSITIVA



## SECUENCIA NEGATIVA



## SECUENCIA CERO

Tabla N°1 Redes de secuencia del generador síncrono.

### **A. Reactancia de secuencia positiva ( $X_1$ )**

$X_1$  puede asumir dos valores diferentes de reactancia. En el circuito equivalente de secuencia positiva,  $X_d''$  que es la reactancia subtransitoria, ó  $X_d'$  la reactancia transitoria, ambas en eje directo del generador. Para el cálculo del valor final de la corriente de cortocircuito se requiere la reactancia  $X_d$ .

Todos estos parámetros en eje directo son necesarios para el cálculo del valor de la corriente de cortocircuito después que este ocurre. Estos valores son proveídos por el fabricante como parte de la hoja de datos técnicos del generador.

Puesto que la reactancia subtransitoria determina la corriente inicial, este valor es utilizado generalmente en el sistema de cálculo de corto circuito para aplicación de relés. El valor de la reactancia transitoria se utiliza para condiciones de estabilidad. Los valores no saturados de la reactancia se utilizan para el cálculo de la corriente de falla, por que la tensión se reduce bajo saturación durante fallas cercanas a la unidad. Puesto que los generadores típicamente se operan un poco saturados, la corriente de falla sostenida (estado estacionario) será menor que la máxima corriente de carga a menos que el regulador de tensión incremente el campo durante una falla sostenida.

### **B. Reactancia de secuencia negativa ( $X_2$ )**

El flujo de la corriente de secuencia negativa tiene un sentido de rotación opuesta y aparece como una componente de doble frecuencia en el rotor. El promedio de la reactancia subtransitoria de eje directo bajo los polos y entre los polos dan una buena aproximación de la reactancia de secuencia negativa. En una máquina de polos salientes, la reactancia de secuencia negativa es el promedio de las

reactancias subtransitorias de eje directo y eje de cuadratura ( $X_2 = (X_d'' + X_q'')/2$ ) pero en una máquina de rotor cilíndrico,  $X_2$  es igual a  $X_d''$ .

### **C. Reactancia de secuencia cero ( $X_0$ )**

La reactancia de secuencia cero es menor que el valor de secuencia positiva y negativa. Debido a la alta corriente de falla a tierra disponible para una máquina sólidamente a tierra, una impedancia (resistencia o reactancia) es casi siempre insertada en el neutro, excepto en generadores muy pequeños donde el costo de proveer conexión a tierra con relación a los costos de la máquina es considerable.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la resistencia del bobinado del estator es generalmente bastante pequeña y es obviada en los cálculos de corto circuito. Esta resistencia sin embargo es importante en la determinación de las constantes de tiempo ante una corriente de cortocircuito asimétrica. Para cálculos de fallas o condiciones de desbalance anormal del generador, los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero, se interconectan de acuerdo al tipo de falla.

## **1.2 Planta de Generación**

Un generador forma la etapa electromecánica de un proceso integral de transformación de energía que resulta en la producción de energía eléctrica. Excepto por circunstancias muy especiales, como con algunos tipos de locomotoras, normalmente se produce energía eléctrica de corriente alterna. El correspondiente motor o cualquiera de las formas de turbina actúa como un motor primo que genera fuerza mecánica rotativa a un alternador.

La máquina síncrona normalmente se utiliza para la producción de energía eléctrica alterna, sin embargo algunas veces se utilizan máquinas de inducción para la generación de energía, en paralelo con un sistema de potencia de donde extraen la

potencia reactiva requerida para producir el campo magnético (por ejemplo, en el caso de esquemas para pequeñas centrales hidroeléctricas). El término “generador” generalmente se utiliza para describir todo el sistema de transformación de energía, mientras que el término “alternador” es a veces utilizado como una descripción más específica de la unidad de transformación electromecánica.

La velocidad operativa de un motor primo, que es en último término dependiente de la fuente original de energía para el proceso de transformación, influye enormemente en los aspectos de diseño electromecánico del sistema de generación. En el caso de un motor primo de alta velocidad operativa, por ejemplo se utilizaría un engranaje de reducción para transmitir energía mecánica a un alternador de rotor cilíndrico de dos polos. En el caso de un motor primo de muy baja velocidad operativa, se activaría directamente un alternador de polos salientes con pares multipolares. Durante los cambios en el sistema de suministro eléctrico, el tipo de motor primo, y los correspondientes dispositivos para el control de velocidad, tendrán gran influencia en el rendimiento dinámico de la planta generadora.

Existen muchos tipos de plantas generadoras que han evolucionado para explotar las fuentes comunes de energía existentes, por ejemplo, la combustión de lubricantes fósiles, recursos hidrológicos y fisión nuclear. Los diferentes esquemas de generación pueden servir para una producción de carga fundamental, máxima caída o de reserva.

Mientras que los esquemas de generación a gran escala aún satisfacen las necesidades básicas de la mayoría de las empresas nacionales de generación, cada vez crece más la tendencia hacia incorporar esquemas de pequeña escala que utilizan calor de recuperación, gases o material combustible resultante de muchos procesos

industriales modernos. La modificación de la legislación local y la estructura de tarifas de los servicios públicos podrían propiciar un entorno económico donde los grandes consumidores industriales de energía eléctrica se ven alentados a operar sus propias plantas generadoras que contribuyan o compensen el suministro público en determinados periodos en los que la demanda de energía eléctrica del sistema alcance límites máximos.

Como resultado de las consideraciones medio ambientales, actualmente se están realizando muchos esfuerzos por investigar en torno a sistemas de generación eficientes, confiables y económicos utilizando nuevas formas de energía renovable. Todos los factores anteriormente mencionados, conjuntamente con los requerimientos tradicionales de generación industrial, resultan en una gran demanda por protección de generadores, las cuales quedan convenientes y económicamente satisfechas por un sistema de protección integrado.

### **1.3 Fallas y condiciones anormales de un generador**

Se requiere la protección eléctrica para detectar rápidamente las fallas eléctricas mayores asociadas con la planta generadora e iniciar la parada correspondiente, y de manera menos urgente para detectar condiciones operativas anormales que de mantenerse pueden provocar una gran falla en la central.

Las condiciones eléctricas anormales pueden surgir como resultado de alguna falla en la central, pero también pueden ser causadas al exterior de ella.

A continuación se da una relación de las categorías comunes de fallas y condiciones anormales que pueden detectarse.

- **Principales fallas eléctricas**

Fallas de aislamiento en los devanados del estator o conexiones

- **Fallas eléctricas secundarias**
  - Fallas de aislamiento en el sistema de excitación
  - Fallas en el sistema de excitación
  - Sobretensión no sincronizada
- **Condiciones anormales en el motor primo y sistemas de control**
  - Fallas en el motor principal
  - Sobrefrecuencia
  - Sobreflujo
  - Energización del generador a rotor detenido
  - Saltos de corriente
- **Sistema eléctrico de potencia**
  - Alimentación de una falla no eliminada
  - Carga no balanceada prolongada o con gran desbalance
  - Sobrecarga prolongada o gran sobrecarga
  - Pérdida de sincronismo
  - Sobrefrecuencia
  - Baja frecuencia
  - Sobretensión sincronizada
  - Sobreexcitación
  - Baja tensión

Además del rango de protección eléctrica requerido para un generador, son necesarios diferentes tipos y niveles de protección mecánica tales como detección de vibración, lubricante y monitoreo de refrigeración, etc.

La acción requerida después de la respuesta de algún elemento de protección electromecánica se categoriza de la siguiente manera:

- Interrupción urgente
- Interrupción no urgente
- Solo alarma

Una interrupción urgente puede ser necesaria por ejemplo si ocurre una falla fase a fase dentro de las conexiones eléctricas del generador. Una interrupción no urgente puede ser secuencial en los casos en los que el motor primo pueda haber controlado para descargar eléctricamente el generador y así evitar la sobrevelocidad, particularmente en el caso de una turbina de vapor. Una interrupción no urgente puede ser iniciada en el caso de carga no balanceada continua. En el caso de carga no balanceada, es preferible que se dé una alarma antes de que sea inevitable la interrupción, permitiendo así posibles intervenciones del operador para controlar la situación.

Para disparos urgentes puede ser preferible mantener eléctricamente la condición de interrupción con contactos de salida con protección de cierre, los cuales requerirían una reinicialización manual. Para una interrupción no urgente se puede requerir que los contactos de salida se restablezcan sin intervención de manera que la producción de energía pueda ser reiniciada tan pronto como sea posible.

#### **1.4 Protección eléctrica de generadores**

Para una protección óptima de los generadores a fin de garantizar la evacuación de la falla sin causar daños graves, es necesario contar con un gran número de relés de protección. A continuación se presentan las principales protecciones con que debe contar un generador síncrono:

- Protección diferencial
- Protección de estator a tierra
- Protección contra desplazamiento de neutro
- Protección contra potencia inversa
- Protección contra secuencia negativa
- Protección de campo
- Protección contra baja tensión y sobretensión
- Protección contra baja frecuencia y sobrefrecuencia

#### 1.4.1 Protección diferencial (87G)

La protección diferencial del generador sirve para la protección contra fallas fase a fase o trifásica en los devanados del estator, las cuales normalmente implican altas corrientes de falla, haciéndose necesario un dispositivo de rápida acción. Esta protección se aplica por fases y puede contar con una característica de simple o doble pendiente como se muestra en la Figura N°3.

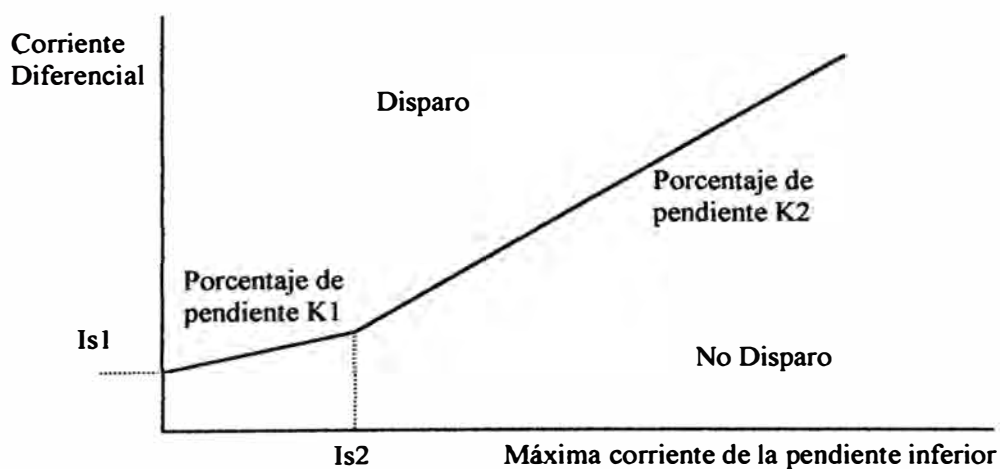


Figura N°3 Característica de polarización de la protección diferencial



### **1.4.2 Protección de falla a tierra del estator (51N)**

La protección de falla a tierra del estator responde a la corriente y puede ser configurada para cubrir hasta el 95% de los devanados del estator. Generalmente se utiliza en generadores con el neutro conectado a tierra mediante resistencia, aunque también se utiliza para responder a la corriente en el circuito secundario de un transformador de puesta a tierra cargado con una resistencia.

### **1.4.3 Protección contra desplazamientos del neutro**

La protección contra desplazamiento del neutro se activa con la tensión y se utiliza para la detección de fallas a tierra en el devanado del estator de generadores conectados a tierra por medio de un transformador de distribución.

### **1.4.4 Protección contra potencia inversa**

La protección de potencia inversa se utiliza para proteger al grupo cuando se produce una inversión de la potencia activa y evitar la operación como motor. Se puede aplicar una protección de baja potencia de salida para generadores de turbinas a vapor en los que se requiere paradas secuenciales; y en operaciones menos urgentes, para prevenir la sobrevelocidad.

### **1.4.5 Protección contra secuencia negativa**

Esta protección sirve para detectar condiciones sostenidas de carga no balanceada. Bajo tales circunstancias, se inducen corrientes de doble frecuencia en el rotor del generador, las cuales pueden causar un rápido sobrecalentamiento del bobinado. La protección tiene una curva de réplica térmica que simula los efectos de calentamiento pre-falla debido a bajos niveles de corriente estacionaria con secuencia de fase negativa  $I_2$ . Cuando el valor de  $I_2$  es marcadamente superior a la corriente de entrada, la réplica térmica se aproxima a una característica de  $t = K/I_2^2$  donde  $K$  es la

constante de capacidad térmica de corriente en segundos. Las características de disparo se muestran en la Figura N°4.

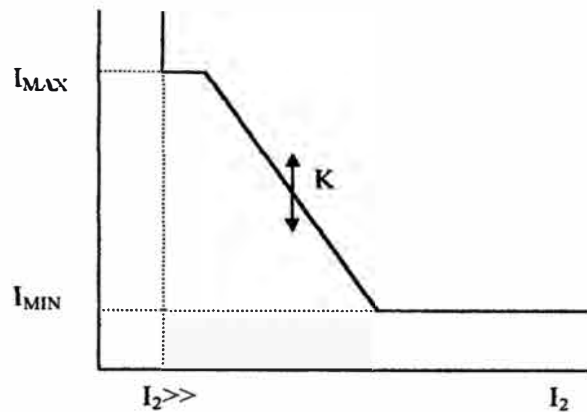


Figura N°4 Características de disparo de secuencia de fase negativa

#### 1.4.6 Protección contra pérdida de campo

La pérdida de la corriente de excitación puede ocasionar que un alto valor de corriente reactiva fluya del sistema de potencia al generador, lo cual puede poner en peligro la máquina. La protección contra pérdida de campo, generalmente es un elemento de medida de una admitancia monofásica, cuya característica mho se muestra en la Figura N°5.

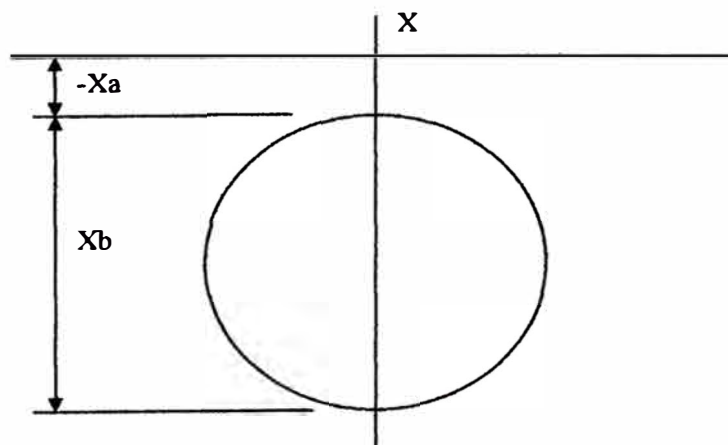


Figura N°5 Característica de protección contra pérdida de campo

#### **1.4.7 Protección contra baja tensión y sobretensión**

Estas protecciones se utilizan principalmente para respaldar el regulador de velocidad y la operación del regulador automático de tensión. Cuando se produce una sobretensión severa, se puede configurar el nivel alto del dispositivo de sobretensión para permitir una operación rápida. Ambas protecciones son dispositivos trifásicos.

#### **1.4.8 Protección contra baja frecuencia y sobrefrecuencia**

La protección de baja frecuencia se utiliza para detectar sobrecargas del generador ocasionadas por diferentes interrupciones en el sistema o en las condiciones de operación. La protección de sobrefrecuencia se utiliza para respaldar al regulador de velocidad en los casos de velocidad excesiva.

## **CAPÍTULO II MEJORAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE GENERADORES SÍNCRONOS USANDO TECNOLOGÍA DIGITAL**

Actualmente, muchas empresas generadoras presentan una evidente necesidad de mejorar los esquemas de protección de los generadores antiguos para cumplir con las exigencias actuales, sin embargo las empresas de electricidad parecen estar reacias a hacer las modificaciones necesarias en sus plantas eléctricas. Esto puede deberse a varios factores: falta de pericia, la creencia errónea que los generadores no fallan con suficiente frecuencia para justificar su protección adecuada, o la creencia en que las deficiencias de diseño en la protección pueden ser compensadas mediante procedimientos de operación.

En este capítulo se presentan las razones por las cuales las empresas de generación así como otros propietarios de generadores, deberían considerar el mejoramiento de la protección eléctrica de sus generadores de modo de cumplir con las exigencias de las normas.

Durante su operación los generadores experimentan cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. En muchos casos, el daño al equipo producido por estos eventos puede reducirse o evitarse mediante la protección apropiada del generador. Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no solo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Tales como: la sobreexcitación, la sobretensión, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa y situaciones anormales de frecuencia. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede

sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático.

En un generador protegido apropiadamente, es imprescindible contar con protección contra las condiciones anormales dañinas. Sin embargo lo que se objeta no es que este tipo de protección no funcione cuando deba hacerlo, sino que pueda operar inapropiadamente sacando a un generador del servicio en forma innecesaria. Esta preocupación sobre el mejoramiento de la protección puede reducirse mucho entendiendo la necesidad de tales mejoras y cómo aplicarlas a un generador determinado. La desconexión innecesaria por disparo de un generador es inconveniente, pero las consecuencias de dañar la máquina por no haberla desconectado lo son aún más. Si esto sucede, el costo para la empresa eléctrica va a incluir no sólo la reparación o sustitución de la máquina dañada, sino los gastos substanciales de suministrar energía de reemplazo mientras la unidad esta fuera de servicio.

En las instalaciones con personal, un operador experimentado y alerta puede en ciertas ocasiones corregir una condición anormal de operación evitando que se saque de servicio un generador. Sin embargo en la gran mayoría de los casos, el evento ocurre demasiado rápido como para que el operador pueda reaccionar, razón por la cual se necesita la detección automática y la desconexión por disparo del generador para evitar daños.

La sobreexcitación y la energización inadvertida son ejemplos de tales eventos. Por estas razones, los procedimientos de operación no pueden reemplazar una apropiada protección automática.

## **2.1 Áreas de mejoramiento de la protección en generadores antiguos**

Las áreas de mejoramiento de la protección de generadores de 20 años de antigüedad o más están comprendidas en tres amplias categorías: mejora en la sensibilidad, áreas nuevas o adicionales de protección, consideraciones sobre aplicación de protecciones especiales.

### **2.1.1 Mejora en la sensibilidad**

La mejora en la sensibilidad se debe dar en áreas de protección donde los relés antiguos no ofrecen el nivel de detección necesario para impedir los daños. Se puede mencionar la necesidad de mejorar en:

- protección contra secuencia negativa (corriente desequilibrada)
- protección contra falla a tierra en el 100% del estator
- protección de doble nivel contra la pérdida de campo

### **2.1.2 Áreas nuevas o adicionales de protección**

Hace 20 años no se consideraban como problemas, se ha comprobado lo contrario a través de las experiencias de operación. Estas áreas son:

energización inadvertida del generador

pérdida de fusible del transformador de tensión (Vt)

disparo secuencial

monitoreo con oscilógrafo

### **2.1.3 Consideraciones sobre aplicación de protecciones especiales**

Corresponden sólo a los generadores. Estas áreas incluyen:

Falla del interruptor del generador

Protección contra el contorneamiento en la cabeza del interruptor del generador

Tanto IEEE como ANSI (Instituto de Normas Nacionales Americanas) han desarrollado guías sobre protección que demuestran la necesidad de suministrar la protección, en las principales áreas de mejoramiento citadas. Estas guías expresan el punto de vista de los usuarios (empresas eléctricas y propietarios de generadores) así como de los fabricantes de los generadores y reflejan experiencias en el servicio.

## **2.2 Áreas de protección con mejora en la sensibilidad**

### **2.2.1 Protección contra secuencia negativa (corriente desequilibrada)**

Hay diversas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desequilibradas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de secuencia negativa de corriente que inducen una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. El efecto superficial de la corriente de doble frecuencia del rotor hace que ésta sea forzada sobre los elementos de la superficie del rotor. Dichas corrientes del rotor pueden producir temperaturas excesivas en muy corto plazo.

El flujo de la corriente de secuencia negativa se presenta en el rotor de una máquina de rotor cilíndrico y de manera similar ocurre también en máquinas de polos salientes. La corriente circula a través del contacto metal-metal de los anillos de retención hacia las cuñas forjadas del rotor. Debido al esfuerzo superficial, en los devanados de campo circula sólo una parte muy pequeña de esta corriente de alta frecuencia.

Una práctica común es suministrar protección al generador contra condiciones de corrientes desequilibradas externas que podrían dañar la máquina. Esta protección consiste en un relé de sobrecorriente temporizado que es sensible a la corriente de secuencia negativa. Para esta protección, existen dos tipos de relés: un relé

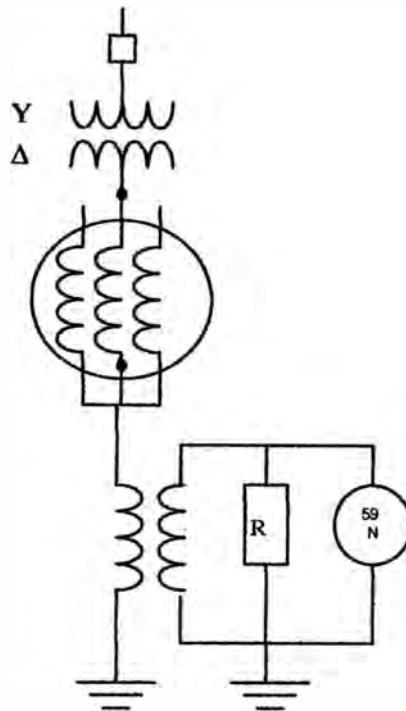


Figura N°7 Generador con puesta a tierra de alta impedancia

El esquema usual de protección contra falla a tierra del estator, en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia, es un relé de sobretensión con retardo de tiempo (59N) conectado a través de la resistencia de puesta a tierra para detectar la tensión de secuencia cero, como se muestra en la Figura N°7.

El relé que se usa para esta función está diseñado para ser sensible a la tensión de frecuencia fundamental e insensible a las tensiones de tercera armónica y otras tensiones armónicas de secuencia cero, presentes en el neutro del generador.

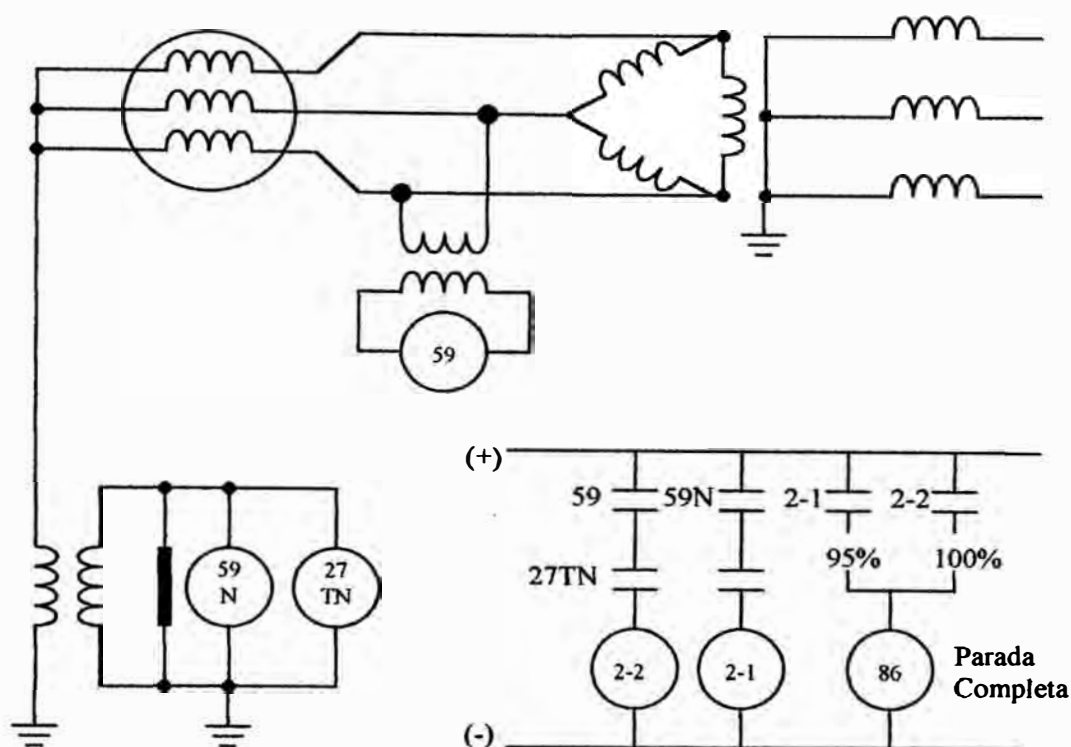
Típicamente, el relé de sobretensión tiene un ajuste mínimo aproximado de enganche (pickup) de 5 V. Con este ajuste y las relaciones típicas de los transformadores de distribución, este esquema es incapaz de detectar fallas a través de todo el devanado del estator.



El esquema de protección con 59N es claro y confiable, sin embargo protege únicamente un 90-95% del devanado del estator. Esto es así pues una falla entre el 5 y 10% restante del devanado, cerca del neutro, no produce suficiente tensión residual de 60 Hz.

Es importante dotar a los principales generadores con un sistema de protección adicional contra fallas a tierra, para obtener una cobertura del 100% del devanado. Los generadores con más de 20 años de antigüedad tienen típicamente sólo un 90-95% del devanado del estator protegido contra fallas a tierra.

Muchas empresas eléctricas han realizado mejoras para tener protección contra fallas a tierra en un 100% del devanado del estator. Uno de los métodos es usar un relé de baja tensión de tercera armónica. Las componentes de tensión de tercera armónica están presentes, en diverso grado, en el neutro de casi todas las máquinas; ellas surgen y varían debido a diferencias en el diseño, la fabricación y la carga de la máquina. Esta tensión, de estar presente en suficiente magnitud, puede usarse para detectar fallas a tierra cerca del neutro.



- 59 Relé supervisor de sobretensión instantáneo  
 59N Relé de sobretensión sintonizado a la frecuencia fundamental (60Hz)  
 27 TN Relé de bajo voltaje sintonizado a la frecuencia de tercera armónica (180 Hz)  
 2-1, 2-2 Temporizadores

Figura N° 8 Esquema de protección contra falla a tierra

Uno de los métodos se basa en que el nivel de tensión de tercera armónica en el neutro disminuye en las fallas cercanas al neutro. Por lo tanto, un relé de baja tensión que opera con la tensión de tercera armónica medida en el extremo del neutro puede usarse para detectar fallas cercanas al neutro. Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden detectarse con una protección convencional contra falla a tierra, puede utilizarse un relé de sobretensión (59N) que opere con la tensión del neutro de 60Hz. La combinación de ambos relés protege al 100% del devanado del estator. En la Figura N° 8 se muestra un esquema simplificado de protección que

emplea esta técnica. La Figura N° 9 ilustra la superposición de las funciones del 27TN (tercera armónica) y del 59N para proteger al 100% del devanado del estator.

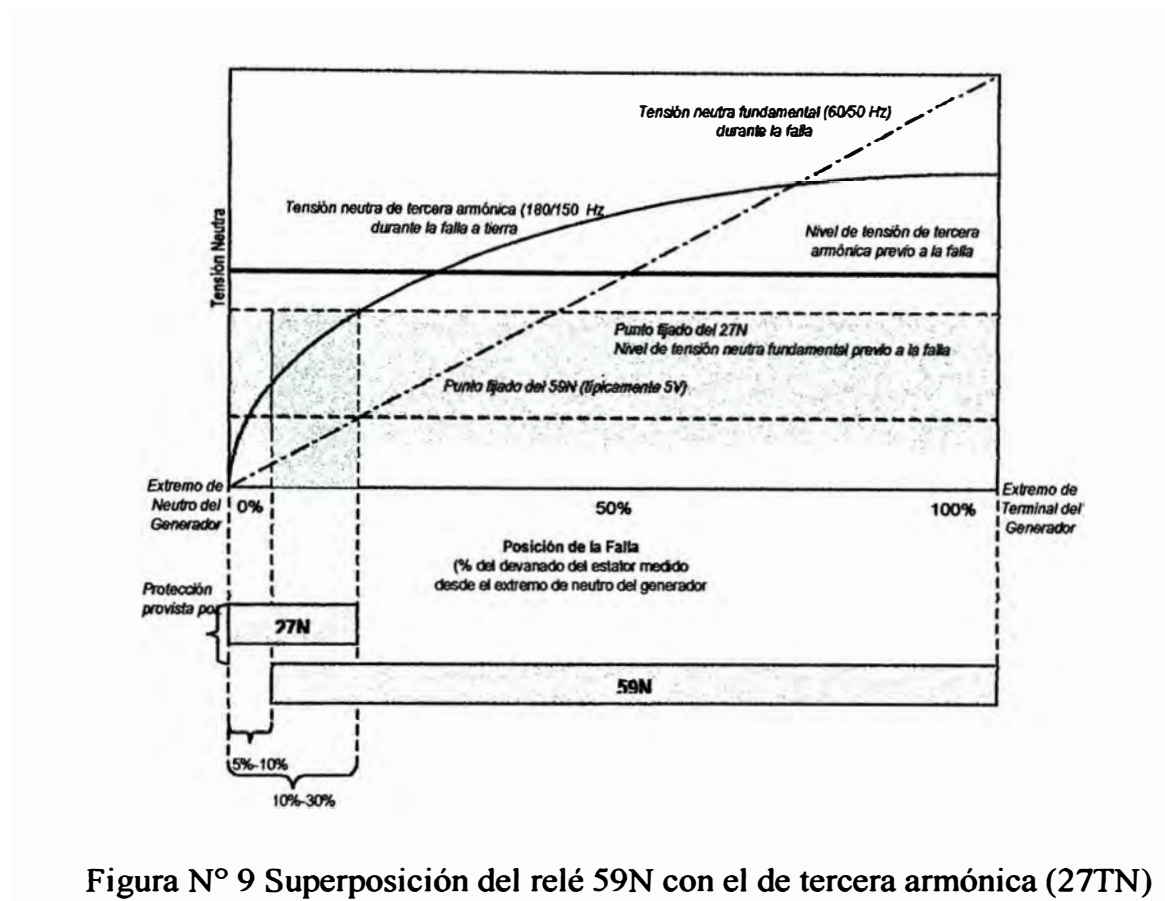


Figura N° 9 Superposición del relé 59N con el de tercera armónica (27TN)

### 2.2.3 Protección de doble nivel contra pérdida de campo

La pérdida parcial o total de campo en un generador síncrono es perjudicial tanto para el generador como para el sistema de potencia al que está conectado. Esta condición deberá ser detectada rápidamente y para evitar los daños al generador, se le deberá aislar del sistema. Una condición de pérdida de campo que no haya sido detectada puede tener un impacto devastador en el sistema de potencia al provocar una pérdida del respaldo de potencia reactiva y crear un consumo importante de la misma.

Si se reduce o pierde la corriente de excitación, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de energía en vez de suministrarla y opera en la región subexcitada de la curva de capacidad. Si ocurre una pérdida total de campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída de tensión en los terminales del generador, este va a funcionar como un generador de inducción; de lo contrario, se perderá el sincronismo. El cambio desde la operación sobreexcitada normal a la operación subexcitada ante una pérdida de campo no es instantáneo, sino que ocurre durante un periodo de tiempo (segundos, por lo general) dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado. La curva de capacidad del generador (Figura N° 10) define los límites de operación del generador.

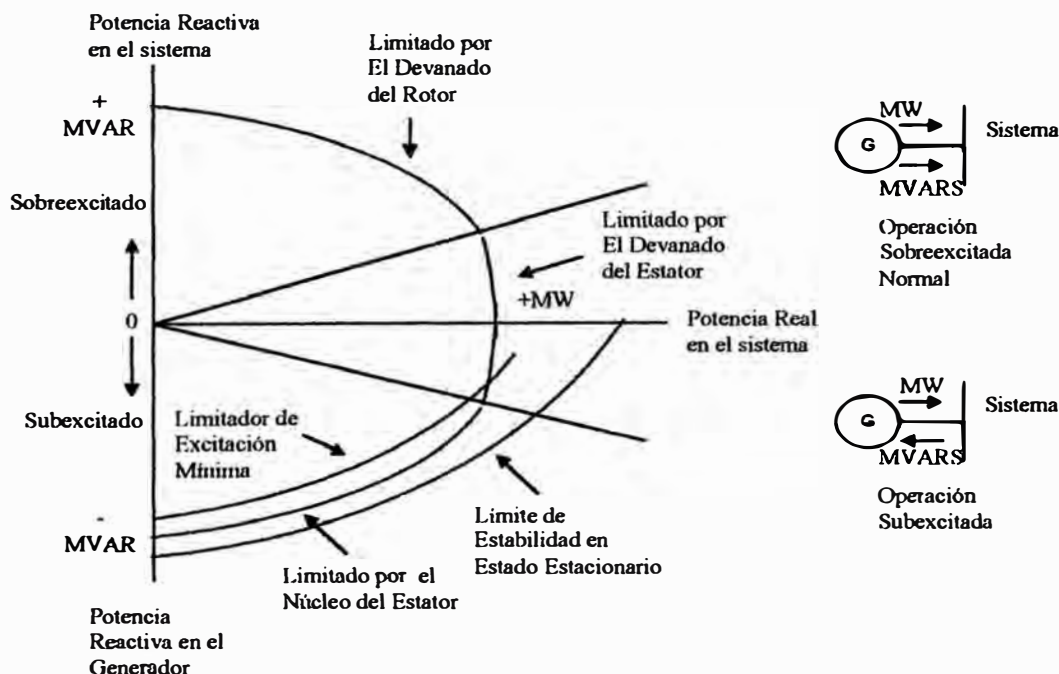


Figura N° 10 Curva de Capacidad del Generador

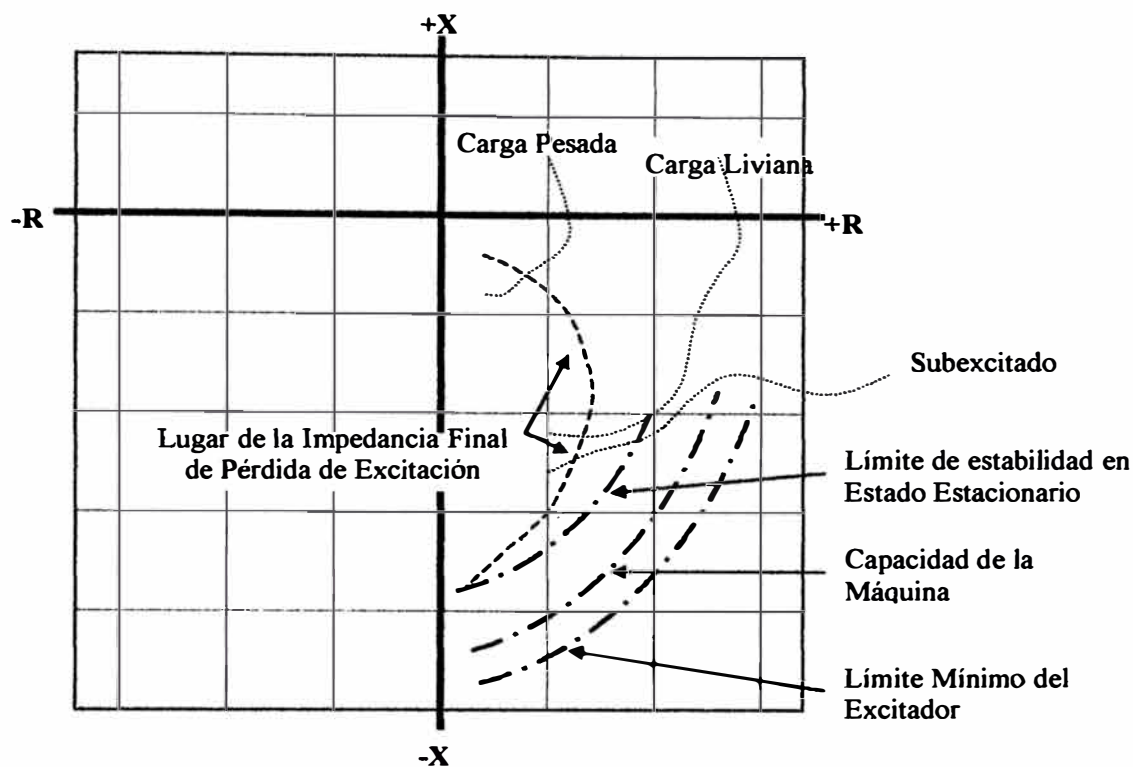


Figura N°11 Característica de pérdida de campo del generador

El método más común aplicado en la detección de pérdida de campo del generador es el uso de relés de distancia para detectar la variación de impedancia vista desde los terminales del generador. Se ha demostrado que cuando un generador pierde su excitación mientras opera a diversos niveles de carga, la variación de impedancia vista desde los terminales de la máquina tendrá las características que muestra el diagrama R-X en la Figura N°11. Los relés de pérdida de campo en generadores antiguos usan típicamente una característica “mho” de zona única, como se muestra en la Figura N°12.

El relé mide la impedancia vista desde los terminales de la máquina y opera cuando la impedancia cae dentro de la característica circular. El relé está compensado desde el origen en la mitad de la reactancia transitoria longitudinal

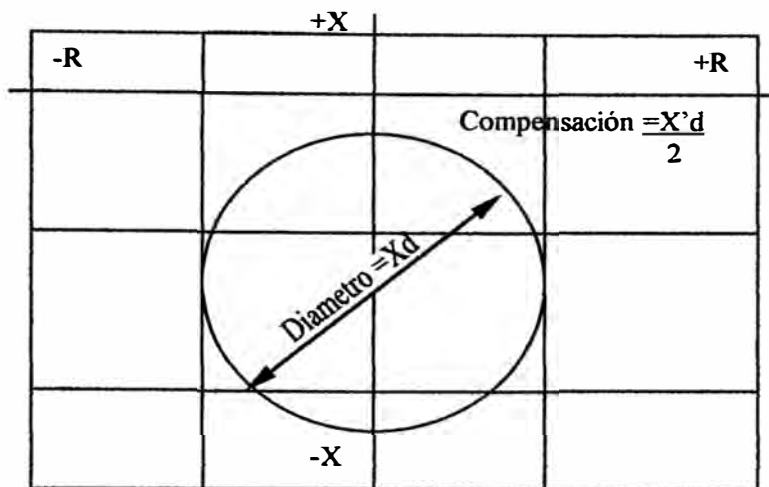
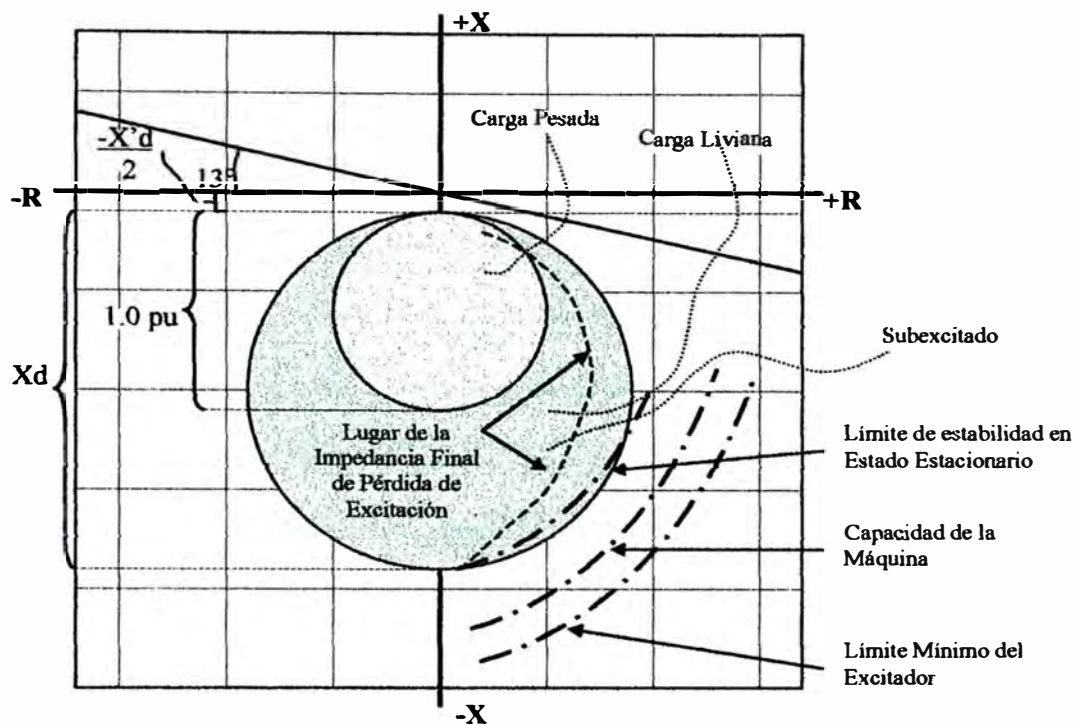
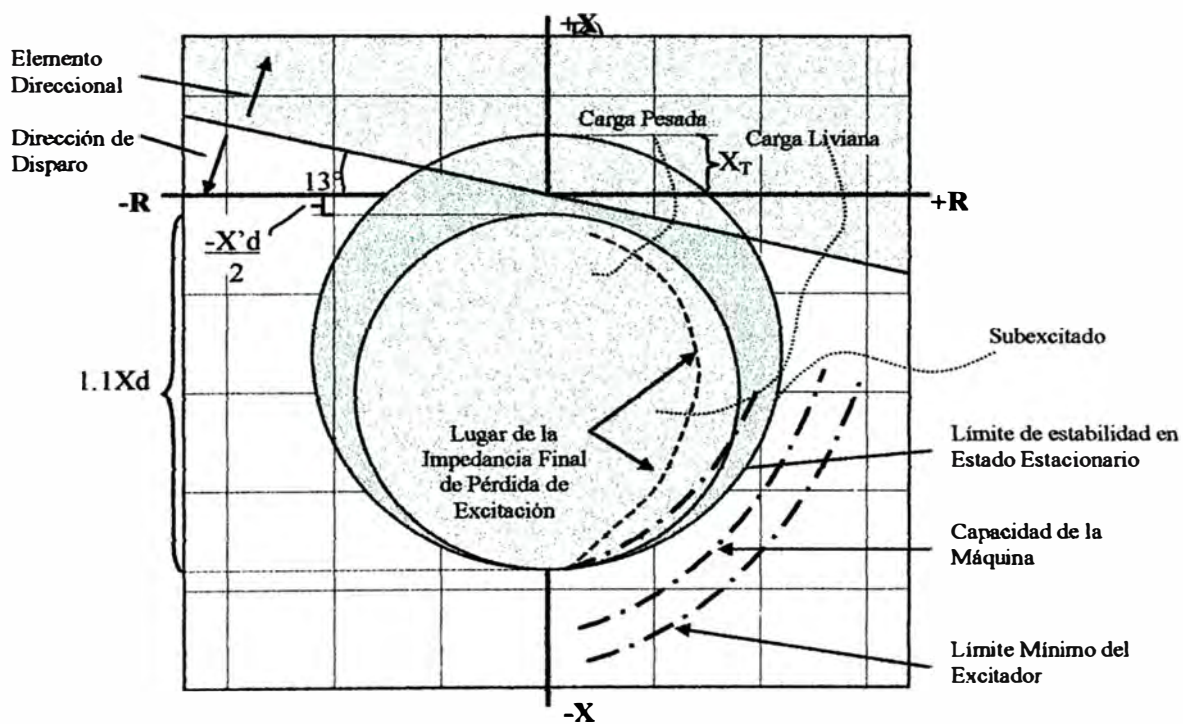


Figura N° 12 Pérdida de campo (característica) con un antiguo relé mho compensado de zona única

$(X'd/2)$ , para evitar el funcionamiento incorrecto durante perturbaciones del sistema y otras condiciones de falla. El diámetro del círculo está ajustado en un valor igual a la reactancia sincrónica longitudinal. Se usa un retardo de tiempo para proporcionar seguridad contra las oscilaciones estables de potencia. Este retardo de tiempo incrementa el tiempo de operación del relé, lo que significa que la potencia reactiva extraída por el generador persiste durante un tiempo más prolongado, haciendo al sistema de potencia más susceptible al colapso de la tensión. Muchas empresas eléctricas han adquirido modernos relés “mho” de dos zonas para mejorar la protección. Estos esquemas se muestran en la Figura N° 13. El círculo “mho” interno está ajustado para disparo instantáneo y es la trayectoria del lugar geométrico de la impedancia en máquinas con carga pesada. La operación instantánea de la unidad con “mho” interno detecta rápidamente una condición de pérdida de campo, minimizando la posibilidad de que este evento provoque un colapso de tensión en toda el área.



A) Pérdida de campo usando el método de compensación mho de dos zonas



B) Pérdida de campo usando el método de elementos direccionales y dos zonas

Figura N° 13 Pérdida de campo con el método moderno mho de dos zonas

## **2.3 Areas nuevas o adicionales de protección**

### **2.3.1 Energización Accidental Inadvertida del Generador**

La energización inadvertida o accidental de generadores síncronos es un problema particular en la industria. Las máquinas grandes resultan dañadas y en algunos casos completamente destruidas, al ser energizadas accidentalmente mientras se encuentran fuera de línea. La frecuencia de estos eventos ha llevado a que los fabricantes de generadores recomienden que el problema sea atendido usando esquemas de relés de protección dedicados.

Cuando un generador es energizado mientras está fuera de línea en vacío o parado por inercia, funciona como un motor de inducción y puede dañarse en pocos segundos. Muchas máquinas grandes han sido severamente dañadas y en algunos casos completamente destruidas.

Errores de operación, contorneamientos en la cabeza del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control o una combinación de estas causas, resultan en la energización accidental de generadores mientras están fuera de línea.

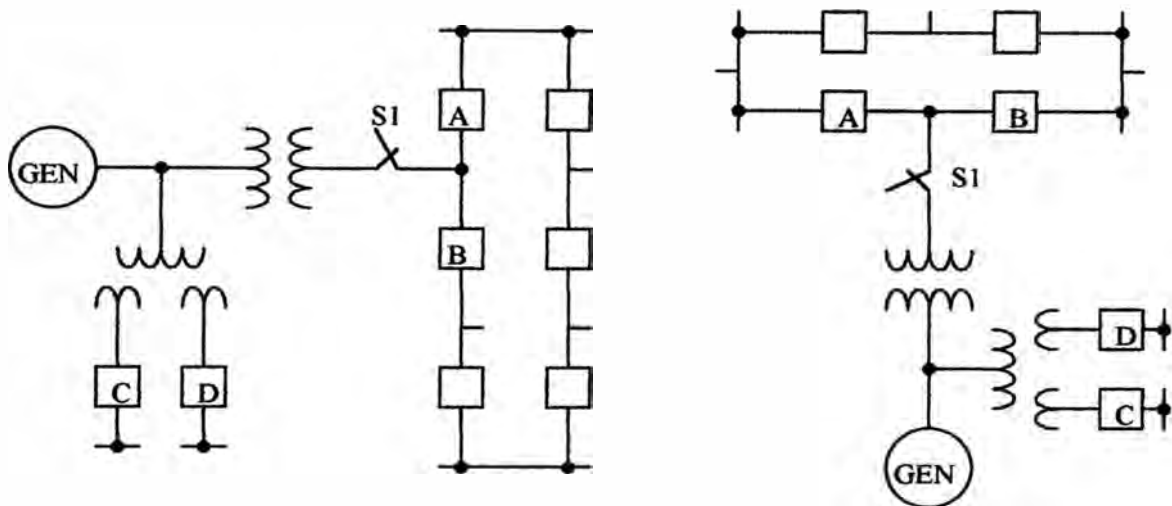
#### **2.3.1.1 Errores de Operación**

Debido a que actualmente las centrales de generación utilizan configuraciones más complejas como por ejemplo de un interruptor y medio o de barra en anillo. La Figura N° 14 muestra diagramas unifilares típicos para estos casos.

Estos diseños ofrecen suficiente flexibilidad para permitir que se saque de servicio un interruptor de generador de alta tensión (A ó B) sin requerir que el generador sea también retirado del servicio. Existen seccionadores de interruptor (no se muestran) para aislar al interruptor durante la reparación. Sin embargo cuando la unidad está fuera de línea, los interruptores de generador (A y B) se integran



generalmente al servicio como interruptores de barra para completar una fila en una estación de un interruptor y medio o completar una barra en anillo. En consecuencia, el generador es aislado del sistema usando únicamente un seccionador abierto de alta tensión (S1).



A) Típica estación con un interruptor y medio B) Típica estación con barra en anillo

Figura N° 14 Diagramas unifilares de estaciones generadoras de alta tensión

Un generador, al energizarse accidentalmente con tensión trifásica mientras esta en vacío, funciona como un motor de inducción. Durante la energización trifásica de un generador parado, se induce en el rotor un flujo rotativo a frecuencia sincrónica.

La corriente resultante de rotor produce un rápido calentamiento del rotor, que lo puede dañar en muy poco tiempo. La impedancia de la máquina durante este intervalo de alto deslizamiento es equivalente a la reactancia de secuencia negativa del generador.

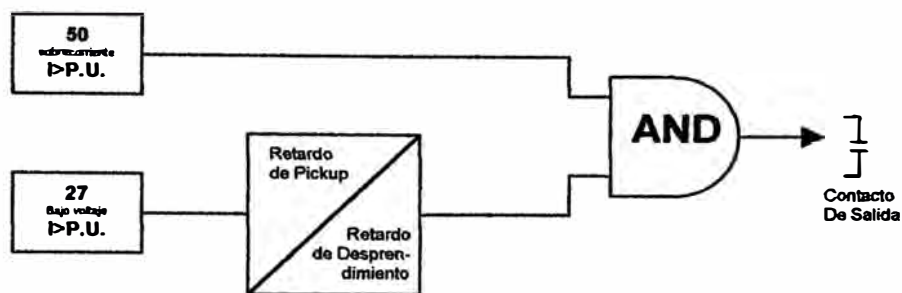


Figura N° 15 Diagrama lógico de la función de energización inadvertida

Debido a las severas limitaciones de la protección de generadores con relés convencionales para detectar la energización inadvertida, se desarrollaron e instalaron esquemas de protección dedicados.

Contrariamente a los esquemas convencionales que dan protección cuando el equipo está en servicio, estos esquemas proporcionan protección cuando el equipo está fuera de servicio. Por ello, al implementar esta protección debe tenerse mucho cuidado de no interrumpir la tensión continua de servicios auxiliares para el disparo, ni las magnitudes de entrada del relé al esquema cuando la unidad protegida está fuera de servicio.

Un método usado comúnmente para detectar la energización inadvertida es el esquema de sobrecorriente supervisado por tensión mostrado en la figura N° 15. Un elemento de baja tensión con retardos ajustables de tiempo de enganche y desenganche supervisa un relé de sobrecorriente instantánea. Los detectores de baja tensión configuran automáticamente el disparo por sobrecorriente al sacarse de línea al generador. Cuando la máquina retorna al servicio, el detector desactiva el relé de sobrecorriente.

### **2.3.1.2 Contorneamiento en la cabeza del interruptor**

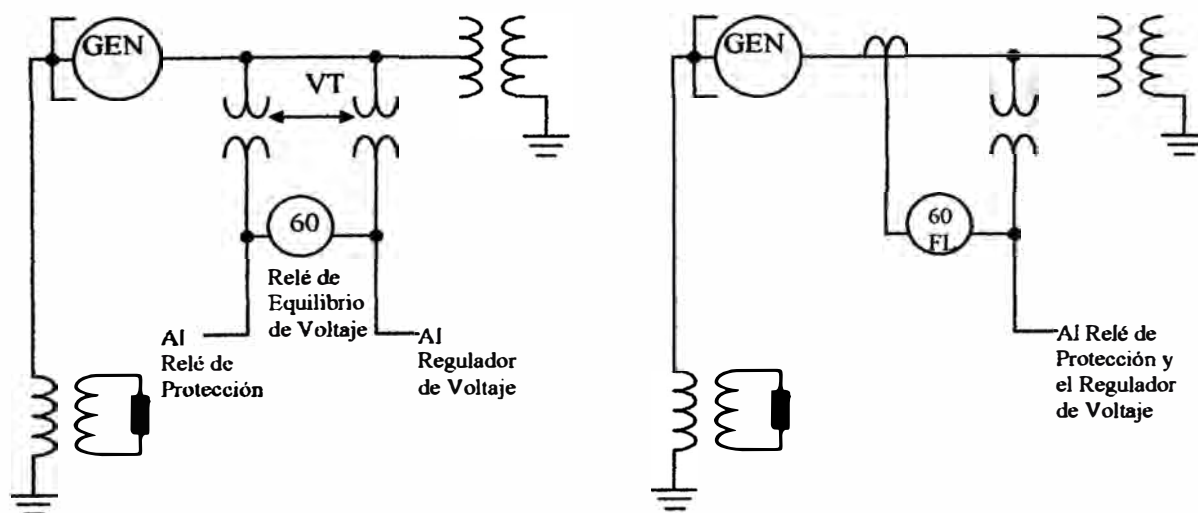
El gran esfuerzo dieléctrico relacionado con los interruptores de alta tensión y el pequeño espacio de separación entre contactos requeridos para una interrupción a alta velocidad, pueden provocar el contorneamiento de contactos. Este contorneamiento de contactos (generalmente en uno o dos polos) es otra causa de la energización inadvertida de generadores. El riesgo de contorneamiento es mayor justo antes de la sincronización o justo después de sacar de servicio a la unidad. Durante este periodo, la tensión a través del interruptor abierto del generador, puede ser el doble de la tensión nominal, debido al ángulo de desfase angular entre la unidad y el sistema. En este periodo, una pérdida de presión en algunos tipos de interruptores de alta tensión puede provocar el contorneamiento de uno o más polos del interruptor, energizando el generador y provocando un flujo significativo de corriente desequilibrada dañina en los devanados del generador. Esta condición particular de falla del interruptor debe detectarse y aislarse rápidamente para evitar daños considerables al generador.

### **2.3.2 Protección contra pérdida de fusible del transformador de tensión (VT)**

La pérdida de la señal del transformador de tensión (VT) puede deberse a varias causas, siendo la más común la falla del fusible. Otras causas pueden ser una verdadera falla del VT o en el cableado, un circuito abierto en los montajes corredizos, una abertura del contacto debida a corrosión, o un fusible fundido por cortocircuito causado por un error en el mantenimiento de la línea. Tal pérdida de la señal del VT puede ocasionar el mal funcionamiento de los relés de protección, el embalamiento del regulador de tensión del generador, provocando la sobreexcitación. Se requiere un método de detección para poder bloquear el disparo del relé y

transferir a operación manual el regulador de tensión. Típicamente, las funciones de protección como la 21, 32, 40 y 51V se ven afectadas y son normalmente bloqueadas al detectarse una pérdida de la señal de tensión.

En generadores de gran potencia, es común usar dos conjuntos de transformadores de tensión (VTs) en la zona de protección del generador. Como muestra la Figura N° 16a, los VTs conectados usualmente en estrella a tierra–estrella a tierra normalmente tienen fusibles en el secundario, y algunas veces fusibles en el primario. Estos VTs se emplean para suministrar la señal de tensión a varios relés de protección y al regulador de tensión. Si se funde un fusible en los circuitos del VT, las tensiones secundarias aplicadas a los relés y al regulador de tensión se reducirán en magnitud y se desfazarán. Este cambio en la señal de tensión puede hacer que los relés funcionen incorrectamente y que el regulador sobreexcite al generador.



a) Aplicación de protección con relé  
equilibrio de voltaje

b) Método moderno de detección de  
pérdida de fusible del VT

Figura N° 16 Detección de pérdida de fusible del VT

En muchos generadores antiguos de mediana potencia, se provee un solo conjunto de VTs. No se puede usar un relé de equilibrio de tensión a menos que se agregue un segundo conjunto de VTs. Por ello, muchos generadores no tienen protección contra pérdida de fusible de VT.

Un método digital moderno usado en la detección de fallas del VT usa las relaciones de las tensiones y corrientes de secuencia negativa durante una pérdida de la señal de tensión. Al perderse la señal de un VT, las tensiones trifásicas se desequilibran. Debido a este desequilibrio, se produce una tensión de secuencia negativa. Para distinguir entre esta condición y una falla, se verifica las corrientes de secuencia negativa. La presencia de tensión de secuencia negativa en ausencia de corriente de secuencia negativa indica que hubo una falla de fusible en vez de otro tipo de falla.

### **2.3.3 Disparo secuencial**

Este método de parada se usa en generadores de centrales a vapor para evitar la sobrevelocidad, si es que el disparo retardado no tiene efectos perjudiciales en la unidad generadora.

Este método de disparo del generador fue recomendado hace algunos años por fabricantes de generadores con turbinas de vapor como consecuencia de fallas del generador por sobrevelocidad.

Se usa para disparar el generador por problemas en el motor primo únicamente si no se requiere disparo de alta velocidad. Al principio se disparan las válvulas de turbina. Un relé de potencia inversa en serie con los conmutadores de posición cerrado de las válvulas protege contra una posible sobrevelocidad de la turbina, asegurando que los flujos de vapor se hayan reducido por debajo de lo necesario para

producir una condición de sobrevelocidad antes de disparar el ó los interruptores del generador.

Este es el método de disparo preferido para problemas mecánicos de turbina o caldera, pues impide la sobrevelocidad de la máquina. La Figura N° 17 muestra el diagrama de bloques del disparo secuencial.

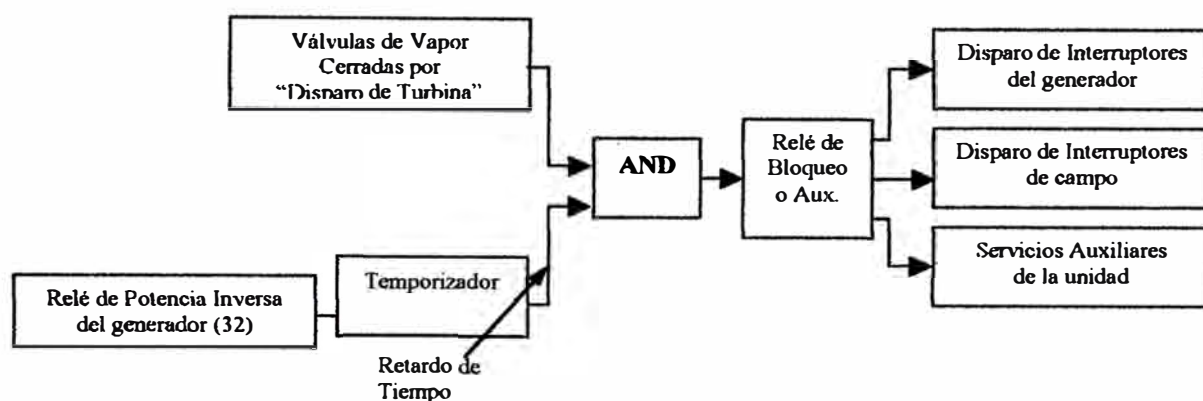


Figura N° 17 Lógica del disparo secuencial

Una desventaja de este método de disparo es que no hay una salida de disparo para una falla de los interruptores de límite de las válvulas de turbina o del relé de potencia inversa. Al usar este enfoque, debe contarse con protección de respaldo para asegurar el disparo de los interruptores principales y de campo del generador en caso de falla. Para ello se emplea generalmente otro relé de potencia inversa que inicia disparos independientes.

Los relés digitales modernos tienen múltiples ajustes sensibles de potencia inversa que pueden usarse para el disparo secuencial y el disparo directo de potencia inversa. En las grandes máquinas de vapor con enfriamiento forzado, se requiere sensibilidades de potencia inversa de 0,5% de la clasificación asignada del estator del generador.

### **CAPÍTULO III IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIGITAL DEL GENERADOR**

La mejora de los esquemas de protección del generador existente con un equipo de protección digital ofrece al propietario de la central muchas ventajas importantes. Éstos equipos proveen una protección más completa de la máquina, capacidades de diagnóstico para una mayor productividad y optimización del mantenimiento, extensión de la vida útil con una implementación mínima, y las ventajas operacionales de la secuencia de eventos, valores actuales y capacidades de comunicación.

Con estas capacidades adicionales de anulación y/o reducción de tiempo de salida forzada justifica aun más los reajustes de los costos. En instalaciones antiguas los relés electromecánicos que han estado en servicio por muchos años se acercan al fin de su vida útil debido al deterioro del aislamiento. El reemplazo de estos relés con nuevos relés electromecánicos o análogos no podría tener un beneficio tan eficaz como la implementación de un sistema digital. Un ejemplo que ilustra la reducción estimada en costos de salidas de servicio comparado con los costos de reajuste es tratado más adelante en el Capítulo V de Evaluación Económica.

Para ilustrar los beneficios alcanzado por el reajuste de los esquemas de protección de generador existente con los sistemas de protección de generador digitales se examinan los criterios:

- Protección más completa de la máquina.
- Auto-diagnóstico y prueba para la optimización del mantenimiento.
- Secuencia de eventos, oscilografía, valores actuales, y comunicación.

- Ahorro del costo basado en la mejora de la productividad y reducción de salidas de servicio de la unidad.
- Consideraciones adicionales

El objetivo principal es mejorar la protección, proveer un mejor mantenimiento del sistema de protección mediante las autopruebas y el mantenimiento predictivo. Cada uno de estos aspectos producen un beneficio importante al usuario que se analiza a continuación.

### **3.1 Protección más completa del generador síncrono.**

Muchas unidades antiguas existentes no están protegidas totalmente con respecto a la práctica actual ya que cuando estas unidades se pusieron en servicio la tecnología de ese tiempo no ofrecía las funciones de protección que están disponibles en la actualidad.

En ese sentido un sistema típico de protección digital de generador incluye las siguientes funciones de protección:

1. Diferencial de estator (87G)
2. Desbalance de corriente (46)
3. Pérdida de excitación (40)
4. Potencia inversa (32)
5. Sobrecorriente de tiempo con restricción por tensión (51V)
6. Falla a tierra en el 100% del estator (64G/ 27TN)
7. Sobre-excitación (24)
8. Sobretensión (59)
9. Sobre y subfrecuencia (81)
10. Falla de fusible del transformador de tensión (VTFF)



## 11. Energización accidental

Existen muchas unidades que no son equipadas totalmente con todas estas funciones de protección y en muchos casos las funciones originales de protección no son suficientemente sensibles o estables. Las funciones de protección tales como falla a tierra en el 100% del estator, sobre-excitación y energización accidental constituyen buenas adiciones para complementar el esquema existente de la protección del generador. Los incidentes que ocurren en la industria y que pueden causar daño y salidas de servicio forzadas se pueden prevenir o mitigar si se instala esta protección. La Mejora de la protección ayudará a extender la vida de estos generadores antiguos por la minimización del tiempo de eliminación de la falla y la duración de exposición en condiciones anormales de operación. El daño debido a incidentes como la energización accidental, que es potencialmente devastadora, se puede eliminar con la aplicación de este tipo de protección. La Tabla N° 2 ilustra algunas de las diferencias entre los sistemas digitales y esquema de la protección de unidades antiguas usando relés electromecánicos.

**Tabla N° 2 Comparación de Mejoramiento de la Protección mediante Sistema Digital versus Sistema Electromecánico Típico**

SISTEMA DIGITAL	PROTECCIÓN ELECTROMECHANICA	COMENTARIOS
Protección en el 100% del Estator	IAV	IAV protege 90-95%. En el sistema digital con la opción 27TN& 64G para la protección a tierra en el 100% del estator.
Protección Completa de Sobreexcitación	Dos Ajustes de Protección de sobreexcitación, si ocurre cualquiera	El sistema digital mejora las coordenadas con las curvas de capacidad del transformador y del Generador.
Energización Accidental de Turbina de Generador	No Suministrado (Nota 1)	La aceleración del sistema giratorio no esta protegido estando en contra de unidades antiguas.
Subfrecuencia de Cuatro Pasos	Generalmente no Suministrado (Nota 2)	
Protección Desbalance de Corriente de Armadura	INC77	Protección más sensible en condiciones de corriente de secuencia negativa.
Pérdida de Excitación Dos Zonas	Generalmente Una Zona de Protección	Posibilidad de falso disparo con una zona de protección durante oscilaciones de potencia.
Protección de Potencia Inversa	Falta de sensibilidad para algunas aplicaciones	El sistema digital ofrece mejor sensibilidad.
Falla de Fusible de Transformador del Voltaje	El relé de balance de voltaje requiere dos transformadores de voltaje	La detección mediante análisis requiere solo un transformador de voltaje.
Algoritmo de Rastreo de Frecuencia	Pobre respuesta de Frecuencia	Los sistemas digitales proveen una protección superior en operación con ausencia de frecuencia. (por ejemplo durante el arranque).
<p>Nota 1. No suministrado o tiene un esquema complicado asociado con él.            Nota 2. Si es suministrado tiene una actuación no confiable que requiere un esquema complejo para proveer seguridad.</p>		

### 3.2 Funciones de protección de fallas eléctricas y condiciones anormales

La protección con relés de múltiples funciones digitales es un método ideal y económico de mejorar la protección de generadores al nivel de las exigencias actuales de los sistemas eléctricos. La Figura N° 18 exhibe un diagrama funcional de este relé.

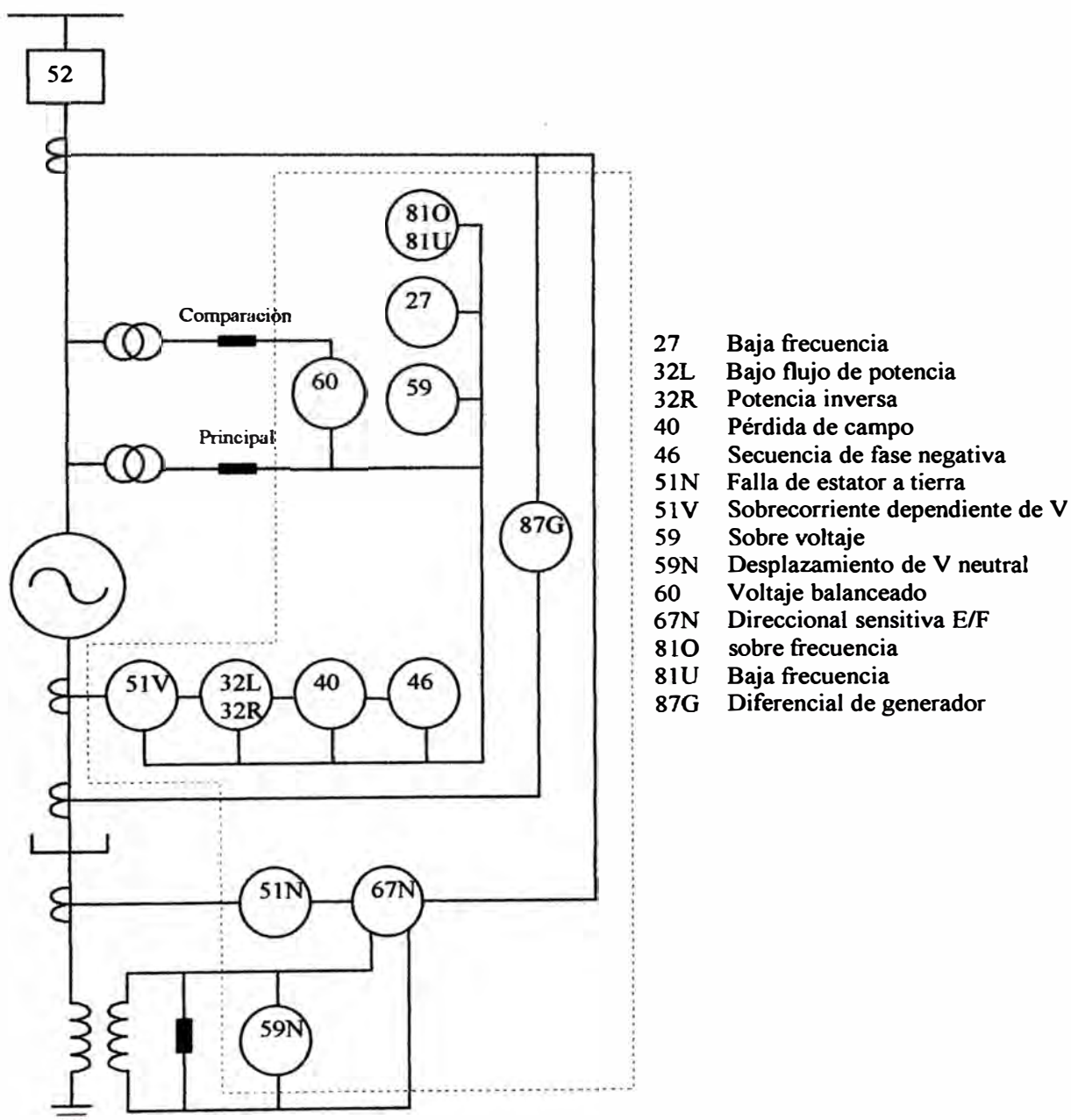


Figura N° 18 Funciones de protección proporcionadas por el relé multifunción

Estas funciones y otras adicionales, están incluidas en los relés multifunción, en un paquete único compacto, adecuado para montaje en bastidor o en el panel.

### **3.2.1 Función de protección diferencial de generador (87G)**

Esta función protege contra fallas de aislamiento del devanado del estator, producida por cortocircuitos entre fases en los arrollamientos del estator o entre los terminales del generador, los cuales pueden provocar daños serios en el aislamiento, arrollamientos y el núcleo magnético del estator y esfuerzos mecánicos de torsión en el rotor; por lo que la máquina debe ser desconectada inmediatamente de la red a fin de reducir los daños. Esta desconexión puede ser efectuada instantáneamente por la protección diferencial que debe ser inmune a la saturación de los transformadores de corriente.

La falla del aislamiento del devanado o conexión del estator puede producir daños severos en los devanados y núcleo del estator y en el aislamiento del devanado. El alcance del daño es una función del nivel y duración de la falla. Debe aplicarse protección para limitar el alcance de los daños y de esta manera limitar los costos de reparación.

Para máquinas con potencias superiores a 1 MVA, es usual utilizar la protección diferencial del generador. Esta forma de protección de la unidad permite una detección discriminatoria de las fallas en el devanado, sin retrasos intencionales, cuando surgen fallas de corriente significativas. La zona de protección, definida por la ubicación de los transformadores de corriente (CTs), debe ser configurada con miras a superponer la protección para otros ítems de la planta, tales como la barra del generador u otro transformador elevador.

La forma más probable de falla de aislamiento en el devanado del estator será entre un conductor del devanado y el núcleo del estator, lo cual constituye una falla a tierra del estator. Tal corriente sería detectada por la protección diferencial del generador si la corriente es suficientemente alta. Para limitar aun más el daño causado por las fallas del devanado, los devanados de los generadores normalmente son conectados a tierra por medio de una impedancia para limitar las corrientes de falla a tierra del estator. En el caso de conexión a tierra de muy alta impedancia, la protección diferencial del estator del generador sólo responderá a una falla fase a fase o a una falla a tierra con la impedancia a tierra en corto circuito. Es más probable que ocurra una falla fase a fase dentro de las conexiones de la máquina. La probabilidad que ocurra tal falla dependerá de la disposición y aislamiento de las conexiones del devanado. A pesar de que son pocas las probabilidades de que ocurra tal falla, es posible que se presenten fallas eléctricas más severas.

### **3.2.2 Función de protección contra fallas a tierra del estator (51N)**

Esta función de protección contra fallas a tierra del estator opera con la corriente de un CT ubicado en el neutro del generador. Puede ser utilizada para proporcionar una protección contra fallas en las espiras y es inmune a terceras armónicas.

Cuando se aplica a generadores directamente conectados, la protección debe estar coordinada con otra función de protección contra fallas a tierra. La configuración empleada debe ser menor al 33% del nivel de fallas a tierra. Para aplicaciones en las cuales la protección diferencial proporciona una cobertura de menos del 95% del devanado del estator debe aplicarse una configuración del 5% del nivel de falla a tierra.

Cuando los generadores están indirectamente conectados (a tierra a través de un transformador de distribución), la señal puede ser suministrada desde un CT ubicado en el circuito primario o en el secundario del transformador de distribución. Con un CT en el circuito primario, la protección tiene la ventaja de detectar una falla a tierra, la que causa una descarga en el devanado primario del transformador de distribución. Con el CT en el circuito secundario, la protección tiene la ventaja de detectar un corto circuito a través del resistor de carga.

### **3.2.3 Función de protección contra desplazamiento de tensión del neutro (59N-1/59N-2)**

Esta función de protección opera por tensión con un solo elemento de medición, siendo inmune ante armónicas.

En el caso de generadores conectados directamente a tierra, la tensión de medida es suministrada desde un transformador de tensión delta abierto. La configuración de tensión debe ser mayor que la configuración efectiva de cualquier protección contra falla a tierra en el sistema. Un retardo suficiente por el cual se active primero la protección contra fallas a tierra, en caso de ser necesaria. La rápida protección contra fallas a tierra puede activarse cuando el generador no está conectado al resto del sistema.

Aplicada a generadores indirectamente conectados, la tensión de medida es suministrada desde el devanado secundario de un transformador de distribución a tierra o desde un transformador de tensión delta abierto. Puede aplicarse un retardo corto para estabilizar la protección durante fluctuaciones de tensión debido a fallas o fugas durante fallas en el sistema de alta tensión.

La función de protección contra fallas por desplazamiento de la tensión del neutro consta de un elemento de medición único con dos relés independientemente regulables. Esta protección puede utilizarse para suministrar una protección contra fallas a tierra, al margen de si el generador está conectado a tierra o no, o sin considerar la forma de conexión a tierra y el nivel de corriente de falla a tierra. Esta función podría ser el medio principal de suministro de protección contra falla a tierra del estator para máquinas conectadas indirectamente cuando se utiliza la función de protección operada por corriente (51N) que suministra protección en las espiras del devanado del estator. En este caso el equipo está provisto de una entrada de señal de tensión del neutro dedicada para esta función de protección. Esta entrada también suministra una señal de tensión de polarización para la función de protección contra falla a tierra direccional sensitiva (67N).

#### **3.2.4 Función de protección contra falla a tierra direccional sensitiva (67N)**

Esta función de protección se aplica cuando dos o más generadores están conectados directamente a una barra colectora común. La corriente operativa se obtiene de la conexión residual de los CTs del lado del neutro. Debe aplicarse una configuración de corriente operativa sensitiva al 5% del nivel de falla a tierra como máximo. Donde sea imposible obtener el nivel de sensibilidad requerido de la conexión residual de los CT, se puede utilizar un CT dedicado para balance del núcleo. La entrada de falla a tierra del estator suministra la señal polarizadora de corriente. La entrada de desplazamiento de tensión neutral suministra la entrada polarizadora de tensión.

Esta protección sólo se aplicaría en casos de generadores paralelos directamente conectados a la barra colectora, donde la función de protección

diferencial del generador por tipo de unidad no es adecuadamente sensible para detectar fallas a tierra sobre el 95% de los devanados del estator. La función de protección contra fallas a tierra direccional sensitiva permite asegurar una adecuada discriminación.

### **3.2.5 Función de protección contra sobrecorriente dependiente de tensión (51V)**

Esta función proporciona protección de respaldo contra fallas en el sistema no solucionadas. El modo operativo de protección puede ser configurado como una función simple de sobrecorriente, una función de sobre corriente controlada por tensión o una función de sobrecorriente restringida por tensión. La protección contra sobre corriente dependiente de tensión debe graduarse en función a la protección contra sobrecorriente del sistema. Cuando se utilizan relés de sobrecorriente con contactos de arranque en los alimentadores de salida, puede lograrse una graduación del tiempo bloqueando la operación de la protección contra sobrecorriente dependiente de tensión.

Cuando una falla cercana al generador ocasione una disminución de la corriente de falla, la tensión de falla y la tensión del sistema será monitoreada para distinguir entre corriente con carga normal y una falla del sistema. Aquí se deberá seleccionar el modo de operación controlada por la tensión o el de operación restringida por la tensión.

#### **3.2.5.1 Función de protección contra sobrecorriente controlada por la tensión**

Se inicia un cambio gradual en la configuración de la corriente si la tensión del sistema cae por debajo del nivel seleccionado. Se aplica cuando el generador es conectado directamente al sistema.



Se debe seleccionar la tensión de entrada para el control, lo cual asegura que una reducción de tensión resultante de una falla a tierra monofásica no resultará en un cambio en la configuración de corriente. También cuando se aplica protección con secuencia de fase negativa, el cálculo de la tensión de entrada sólo necesita considerar el efecto de una falla trifásica remota.

### **3.2.5.2 Función de protección contra sobrecorriente restringida por tensión**

La configuración de corriente se reduce cada vez más a medida que la tensión caiga bajo el nivel seleccionado. También se define un nivel de tensión menor, bajo el cual la configuración de corriente permanecerá a un valor mínimo.

Se aplica cuando el generador está indirectamente conectado al sistema (por medio de un transformador elevador). También cuando se aplica una protección con secuencia de fase negativa, sólo se necesita considerar la reducción de tensión debido a una falla trifásica remota.

La tensión de entrada debe ser seleccionada asegurando que la reducción de tensión debido a una falla a tierra monofásica no resulte en un cambio en la configuración de corriente. Se deberá establecer la tensión de entrada mínima ligeramente sobre el nivel de tensión resultante de una falla trifásica remota. Cuando se configura con una característica de tiempo definido, esta protección puede ser equivalente a una protección bajo impedancia.

## **3.2.6 Función de protección contra potencia inversa y potencia directa (32R/32L)**

### **3.2.6.1 Función de protección contra potencia inversa (32R)**

Esta función de protección detecta el flujo de potencia activa hacia el generador. El nivel de potencia requerido para activar el generador dependerá del

tipo de motor primo. Se utiliza una entrada de corriente de alta sensibilidad para monitorear la potencia del sistema. Este puede ser conectado a los CTs principales de protección del sistema o, para aplicaciones que requieren una configuración sensitiva, la entrada puede ser controlada desde un CT para medición de alta precisión.

En caso falle el motor primo, un generador que está conectado en paralelo con un sistema de suministro u otros generadores, comenzará a “activarse” y se transmitirá energía activa del sistema de suministro para cubrir las pérdidas mecánicas del alternador y del motor primo fallidos. Para detectar automáticamente este modo mecánico de falla para luego poder desconectar la máquina afectada desde el sistema de suministro, se aplica a menudo la protección contra potencia inversa.

Las consecuencias de activar el generador y el nivel de recolección de potencia alimentada desde el sistema de suministro dependerán del tipo de motor primo. Cuando puedan ocurrir daños rápidos al motor primo y/o cuando se recolecte un alto nivel de potencia del sistema de suministro, se debe producir la desconexión automática del generador.

### **3.2.6.2 Función de protección contra potencia directa (32L)**

Esta función de protección se ofrece para aquellos usuarios que deseen interbloquear el disparo de la función de protección no urgente y, posiblemente el disparo manual del interruptor automático del generador y sistema de excitación. El interbloqueo con un elemento de medición de la potencia directa confirma que el control mecánico ha sido cortado. Tal arreglo aseguraría que no habría posibilidad de que el generador se sobreacelere cuando alguna carga eléctrica restrictiva sea cortada por el disparo eléctrico.

Con cualquier generador, el disparo del interruptor automático del generador y sistema de excitación deben ser acompañados por una válvula de cierre o un sistema de estrangulación. Sin embargo, siempre existe el riesgo de que las válvulas de estrangulación no se puedan cerrar completamente y que la máquina se acelere cuando se retire la carga eléctrica. En las estructuras del tipo turbo - alternador a vapor de alta velocidad, una sobrevelocidad aparentemente menor puede resultar en daños o ruptura de la máquina, así como en una amenaza contra la seguridad de las personas. Cuando falla el cierre total de una válvula a vapor durante una parada, el riesgo es inminente. Este riesgo de sobrevelocidad puede ser combatido utilizando válvulas duplicadas en serie.

### **3.2.7 Función de protección térmica con secuencia de fase negativa (46)**

Esta función protege el rotor de un generador de daños que puedan resultar de los efectos de calentamiento de las corrientes con secuencia de fase negativa y proporciona una verdadera protección térmica. Además, es precisa sobre un amplio rango de frecuencia del sistema. La tensión de entrada de disparo se debe establecer en un nivel ligeramente mayor que la tensión disruptiva de la corriente con secuencia de fase negativa constante del generador.

La protección debe ser ajustada de modo que permita una protección completa al solucionar una falla no balanceada. Para lograr un ajuste más fácil con protección completa durante la solución de una falla altamente asimétrica, se puede establecer un tiempo de operación mínimo para la protección con secuencia de fase negativa. Para corrientes con secuencia de fase negativa ligeramente sobre la configuración, se puede establecer un tiempo de disparo máximo; puede proporcionar protección de respaldo para fallas asimétricas no esclarecidas. Esta función de protección modela la

característica de enfriamiento del generador, siguiendo la exposición a corrientes con secuencia de fase negativa.

La falta de simetría en la corriente de carga puede ser descrita en términos de un componente de corriente con secuencia de fase negativa (rotación de fase inversa) balanceada existente con el componente con secuencia de fase positiva balanceada. Cualquier componente con secuencia de fase negativa de la corriente del estator establecerá un componente rotativo inverso del flujo del estator que pasa al rotor a una doble velocidad. Tal componente de flujo inducirá contracorrientes de doble frecuencia, que causarán el calentamiento del cuerpo del rotor, devanados del rotor principal, los devanados amortiguadores y otros componentes metálicos del rotor. El calentamiento de contracorriente y el índice de disipación de calor es tal que no se alcanzan temperaturas dañinas dentro de los componentes individuales del rotor. A todas las máquinas síncronas se les asignará una corriente con secuencia de fase negativa máxima continua, establecida por el fabricante. Para diferentes categorías del generador, los niveles mínimos de resistencia de corriente con secuencia de fase negativa se han especificado mediante normas internacionales tales como IEC34-1 y el ANSI C50.13-1997[1].

### **3.2.8 Función de protección contra falla de campo (40)**

Esta función de protección mide la impedancia en los terminales de un generador que funciona en paralelo con otra fuente para detectar fallas relativas a la excitación del generador.

Puede ocurrir una pérdida total de excitación debido a un disparo accidental del sistema de excitación, un circuito abierto o un corto circuito ocurrido en el circuito de excitación DC, el salto de cualquier anillo deslizante o una falla de la fuente de

energía de excitación. Un circuito abierto puro en el sistema de excitación no puede ser de larga duración debido a la alta tensión que se desarrollaría a través del circuito abierto con la máquina en operación conectada a un sistema de alimentación. Tal falla puede convertirse rápidamente en una falla de cortocircuito.

Cuando falla la excitación de un generador síncrono, su fuerza electromotriz interna decae. Esto puede provocar la caída de la salida de energía activa de la máquina y un incremento del nivel de energía reactiva que se transmite desde el sistema de suministro. Cuando la salida de energía activa cae, el accionador mecánico acelerará la máquina de modo que pueda funcionar a una velocidad supersíncrona. Cuando la máquina comienza a funcionar supersíncronamente, se inducen corrientes de frecuencia de deslizamiento en el cuerpo del rotor, en los devanados amortiguadores y en los devanados de campo. Las corrientes del rotor de baja frecuencia inducidas por deslizamiento producirán un flujo en el rotor. Entonces la máquina se excitará desde el sistema de suministro y operará como un generador de inducción.

### **3.2.9 Función de protección contra baja tensión (27)**

La protección contra baja tensión no es un requerimiento comúnmente especificado en los esquemas de protección de un generador. Sin embargo los elementos de baja tensión algunas veces son utilizados como elementos de interbloqueo para otros tipos de protección tales como fallas de campo. La protección contra baja tensión puede ser utilizada para detectar condiciones de operaciones anormales o una falla del sistema de suministro que podría no ser detectada por otra protección del generador.

Para un generador aislado o para un conjunto de generadores aislados, especialmente en el caso de una planta de generación en standby, podría surgir una condición de baja tensión prolongada por una serie de razones. Una de ellas sería la presencia de alguna falla en el equipo de regulación de tensión automática (AVR). Si tal condición persiste, se deberá iniciar el disparo automático del generador para prevenir posibles daños en las cargas del sistema. Otra razón podría ser que exista una falla en algún lugar que no haya sido esclarecido por otros medios.

En el caso de generadores que están alimentando un sistema industrial, que normalmente son alimentados desde una fuente del sistema de potencia, las configuraciones de la función de protección contra sobre corriente del sistema tendría que estar sobre los niveles máximos de la corriente de carga del sistema contando con una fuente normal de suministro. Si el suministro del sistema falla, la generación local quedaría alimentando todo el sistema. Cuando la generación local no puede satisfacer la carga de todo el sistema, ocurrirá una eliminación automática de cargas no esenciales. Si posteriormente se produjera una falla en el sistema, el aporte de corriente de falla relativamente bajo del sistema de generación local y su descenso en el tiempo puede ocasionar que no se active la protección contra sobre corriente del sistema. En este caso, se espera que opere la sobre corriente de respaldo del generador.

### **3.2.10 Función de protección contra sobretensión (59)**

Podría surgir una condición de sobretensión en el terminal del generador no sincronizada cuando éste se encuentre en funcionamiento, pero no conectado aun sistema de alimentación, o cuando un solo generador esté funcionando y suministrando energía a un sistema de alimentación aislado. Tal sobre tensión podría

resultar en el caso de una falla con un equipo de regulación de alta tensión automática o si el regulador de tensión estuviera configurado para un control manual y se cometiera un error operativo. Se debe configurar la protección contra sobretensión para prevenir posibles daños en el aislamiento del generador, excesos de flujo prolongados de la planta generadora o daños en las cargas aisladas del sistema.

Cuando un generador está sincronizado a un sistema de suministro con otras fuentes, sólo podría surgir una sobre tensión sincronizada si el generador ha sido cargado ligeramente y se le pide suministrar un alto nivel de corriente capacitiva hacia el sistema de alimentación. También puede ser posible que se presente una condición de sobre tensión luego de una separación del sistema, en donde un generador puede experimentar un rechazo de carga total mientras que aún está conectado a parte del sistema de alimentación original.

El equipo regulador de tensión automático debe responder rápidamente para corregir la condición de sobretensión, sin embargo es recomendable una protección contra sobretensión ante posibles fallas del regulador de tensión para corregir la situación o ante la posibilidad de que el regulador haya sido configurado para control manual.

El peor caso de una sobretensión en una planta generadora después de la separación del sistema, la cual resulta en un rechazo de carga total, puede ser experimentada por los generadores hidráulicos. El tiempo de respuesta del equipo que controla la velocidad puede ser tan lento que puede ocurrir una sobrevelocidad transitiva de hasta 200% de la velocidad nominal. Aun con una acción reguladora de

tensión, tal sobrevelocidad puede causar una sobre tensión transitoria hasta del 150%. Una alta sobretensión puede causar un rápido daño en el sistema de aislamiento.

### **3.2.11 Función de protección contra baja frecuencia (81U)**

La operación a baja frecuencia de un generador se producirá cuando la carga del sistema de alimentación exceda la capacidad del motor primo de un generador aislado o un grupo de generadores. Cuando la carga del sistema excede la capacidad del alternador, mas no la del motor primo, el alternador podrá sobrecargarse sin una caída de frecuencia. Esto podría ser importante para que el fabricante de alternadores proporcione dispositivos de medición de temperatura para el devanado del estator, los cuales proporcionarían una alarma o pararían automáticamente el generador antes de que se produzcan daños térmicos en el devanado.

La sobrecarga puede surgir cuando un sistema de suministro comienza a dividirse, con carga conectada a un grupo aislado, que están por encima de su capacidad. Tales eventos deben ser tomados en cuenta por los planificadores y se debe implementar un sistema automático de eliminación de carga de manera que la carga retorne rápidamente dentro de los límites de capacidad del generador. En este caso, la operación de baja frecuencia sería una condición transitoria, como durante las oscilaciones de potencia. El grado de eliminación de carga deberá tener en cuenta el hecho de que algunas plantas generadoras, como las plantas en base a turbinas a gas, pueden tener una capacidad de energía reducida cuando trabajan por debajo de su frecuencia nominal. En el caso de una baja eliminación de carga, los generadores deberán contar con una protección contra baja frecuencia de respaldo para parar la planta generadora antes que puedan ocurrir daños en la planta o en la carga del sistema no-protegida.



Cuando se trabaja a una frecuencia con tensión nominal se puede generar un sobreflujo en el generador, y su planta eléctrica asociada, lo cual debe ser tomado en cuenta. Sin embargo las consideraciones más críticas deberán tomarse en relación con la fatiga de los álabes de los generadores con turbinas de alta velocidad; especialmente en plantas activadas a vapor. Cuando se trabaja a niveles distintos a los de la frecuencia nominal, se puede establecer una resonancia anormal en los álabes que, de prolongarse, pueden llevar a fracturas del disco de la turbina. Tales efectos pueden ser acumulativos de manera que debe limitarse en la medida posible toda operación que se aleje de los niveles de frecuencia de los niveles nominales, a fin de evitar la necesidad de inspecciones y revisiones anticipadas. Cuando se trabaja a una baja frecuencia es más difícil enfrentar, ya que existen pocas acciones que puedan ser tomadas en la estación generadora en el caso de una baja eliminación de carga, que no implica la parada del generador.

### **3.2.12 Función de protección contra sobrefrecuencia (81O)**

La operación moderada de sobrefrecuencia de un generador no es potencialmente peligrosa para el generador y otras plantas eléctricas ya que bajo estas condiciones se pueden tomar acciones en la planta generadora para corregir la situación sin parar necesariamente el generador.

Como ya hemos visto, la operación de un generador de turbina de alta velocidad fuera de los márgenes de velocidad nominal puede llevar a la resonancia en los álabes que, si se prolonga, o acumula, puede provocar daños en la turbina. La operación de sobrefrecuencia severa de un grupo de generación de alta velocidad, puede causar daños en la planta como resultado de las altas fuerzas centrífugas que se impondrían en los componentes rotativos.

La sobrefrecuencia de un grupo de generación surge únicamente cuando la entrada de energía mecánica hacia el alternador excede a la carga eléctrica y pérdidas mecánicas. El caso más común de sobrefrecuencia se produce después de una pérdida sustancial de carga eléctrica. Cuando se incrementa la velocidad, el regulador responderá rápidamente reduciendo la energía mecánica de entrada de manera que se vuelva a ganar la velocidad normal de ejecución.

La protección contra sobrefrecuencia puede ser requerida como una función de respaldo contra fallas del regulador o control de estrangulación luego de la pérdida de carga o durante una ejecución no sincronizada.

### **3.2.13 Función de protección contra balance de tensión (60)**

Esta función se ofrece como un método de identificar fusibles VT de manera que se pueda dar una alarma y evitar una parada no deseada del generador como efecto de la función de protección sensitiva a la tensión.

La función de protección contra balance de tensión opera a partir de las señales derivadas de las dos entradas VT principales del relé y de las señales derivadas de un par adicional de entrada VT de referencia. El nivel de diferencia de tensión se determina entre cada una de las dos entradas principales y de tensión de referencia. Cuando se detecta una diferencia de tensión que excede la tensión de entrada ajustable ( $V_s$ ) se activa una alarma. El circuito VT fallido se identifica comparando las entradas de tensión para ver cuál tiene el menor nivel de tensión.

## **3.3 Otras aplicaciones en materia de protección**

### **3.3.1 Protección contra máquina muerta**

En un sistema de suministro de fuente múltiple, el cierre de un interruptor automático de un generador debe ser controlado ya sea por el equipo de

sincronización automática o por un dispositivo de cierre manual llevado a cabo con la ayuda de instrumentos de sincronización y supervisado por un relé de control sincronizado.

Aunque no es posible el cierre accidental del interruptor automático del generador, sin embargo, existe ciertamente un pequeño riesgo; especialmente cuando se detectan fallas, se llevan a cabo pruebas de mantenimiento o evaluación de los sistemas de control. El posible daño causado al conectar una máquina muerta a un sistema de suministro activo o al energizar un turbo-alternador a vapor cuando roten los engranes, puede ser extremadamente costoso si no se ha proporcionado un método de disparo rápido para el interruptor del generador.

Si una máquina muerta es energizada desde un sistema de suministro activo, las corrientes del rotor se inducirán y la máquina se acelerará como un motor de inducción. Las corrientes inducidas en el cuerpo del rotor y devanados serían muy altas durante la parada inicial de la máquina y podría resultar rápidamente en daños térmicos a menos que la máquina haya sido diseñada para un arranque directo en línea como un motor de inducción (posiblemente para arrancar un motor primario con turbina a gas). La rotación del eje no esperada también podría resultar en daño mecánico rápido si los sistemas de lubricación no están funcionando o si el turbo-alternador a vapor está rotando los engranes.

Una serie de funciones de protección del relé puede responder a la energización accidental de la máquina muerta. La impedancia efectiva de la máquina durante dicha energización sería similar a su reactancia subtransitoria y de esta manera la corriente transmitida desde el sistema de suministro sería alta. Las funciones de protección contra fallas de campo y sobrecorriente podrían responder a la condición.

La función de protección contra energía inversa también respondería teóricamente, sin embargo el componente altamente reactivo de la corriente del estator puede ocasionar que el elemento de medición de la energía no responda. Todas estas funciones de protección normalmente se configuran de modo que se inicie el disparo del generador mediante retardos discriminatorios de manera que el disparo que se produce después de la energización de una máquina muerta sería bastante lento.

### **3.3.2 Protección contra tensión de salto del interruptor**

Antes de la sincronización del generador, o a continuación del disparo del generador donde el generador protegido puede ser deslizado con respecto a un sistema de suministro, es posible establecer una tensión con fase neutral de por lo menos dos veces el valor nominal a través del interruptor automático del generador. Se puede establecer incluso una tensión mayor brevemente justo después del disparo del generador para fallas en el motor primo, cuando el nivel pre-falla de excitación puede ser mantenido hasta que se produzca la acción del regulador de tensión. Aunque los interruptores automáticos del generador deben ser diseñados con el objetivo de controlar tales situaciones, se ha incrementado la probabilidad de que se produzca descarga disruptiva en el interruptor o en los aisladores del mecanismo de control de un terminal abierto contaminado habiéndose registrado tales fallas.

Es más probable que se produzca este modo de falla en el interruptor en una fase inicialmente y puede ser detectado por medio del elemento de medición de la corriente neutral. Si el generador está conectado directamente al sistema de alimentación, el elemento de la función de protección contra fallas a tierra en el estator adicional operado por corriente ( $I_{e>>}$ ) puede ser aplicado como un elemento instantáneo, para detectar rápidamente la tensión de salto. Este elemento adicional

podría ser activado y configurado a fin de operar un contacto de salida cuando una entrada lógica asignada sea energizada por medio de un contacto auxiliar en el interruptor automático normalmente cerrado, lo que indica al relé que el interruptor debe estar abierto.

Cuando un generador es conectado al sistema de suministro por medio de un transformador elevador con sólo un interruptor de sincronización HV, sería necesario activar un elemento instantáneo de la protección contra falla tierra de reserva HV. Si esta protección es suministrada por un relé, uno de los elementos de protección adicional de este relé ( $I_{o>}$  ó  $I_{o>>}$ ) puede tener una configuración sin retardo. Este elemento de protección puede ser configurado para operar sin retardo. Este elemento de protección sería activado cuando el circuito este abierto. Puede utilizarse el cierre del contacto auxiliar del interruptor del generador normalmente abierto para bloquear este elemento específico del relé.

### **3.3.3 Protección contra sobre flujo**

Cuando el rango de magnitud por unidad de la tensión en el terminal del generador entre la frecuencia por unidad exceda la unidad, el generador y los transformadores asociados (transformadores elevadores, unidad de suministro de excitación y tensión) experimentarán sobre flujo. Ya que estos componentes de planta serán operados cerca de sus niveles de saturación nuclear, para mantener el tamaño y costos en un nivel mínimo, aun un sobreflujo moderado, por encima de 1.05 por unidad, puede llevar a una saturación nuclear y un incremento en los niveles de flujo a través de los componentes de planta no laminados que no han sido diseñados para el paso de niveles significativos de flujo; por ejemplo: pernos centrales con un diseño para transformador tradicional. Las contracorrientes

tradicionales en tales componentes llevarán a un rápido calentamiento localizado, que puede atentar contra la integridad del aislamiento eléctrico y acelerar su desgaste, etc.

Las causas comunes de sobreflujo en una planta generadora se producen durante operaciones de baja frecuencia, antes de la sincronización y sobretensión luego del rechazo repentino de carga.

Durante el arranque lento de un generador, el nivel de excitación debe ser controlado para poder limitar la tensión terminal de tal manera que no ocurra sobreflujo. Si la excitación comienza de manera muy anticipada durante el arranque y el regulador automático de tensión es activado para excitar la máquina procurando alcanzar la nominal antes de llegar a la velocidad nominal, puede producirse el sobreflujo de la unidad. Un sobreflujo severo podría ocasionar la operación de algunos diseños de protección diferencial del transformador, los cuales pueden ser beneficiosos para una condición sostenida. Sin embargo, no se puede confiar en dicho disparo ya que algunos relés protectores han sido diseñados para tratar y prevenir disparos resultantes de un sobreflujo transitorio que no llegaría a ser una amenaza para el transformador.

Después del rechazo significativo de carga, existirá transitoriamente una sobretensión terminal en el generador hasta que el regulador automático de tensión sea capaz de reducir la excitación de manera suficiente. Inmediatamente después de un rechazo de carga, ocurrirá una condición de sobretensión antes de que la máquina acelere para incrementar la frecuencia y reducir el sobreflujo. La respuesta del regulador y motor primario también podría ser más rápida que los tiempos de respuesta del regulador de estilo antiguo, de manera que el efecto compensador de la

sobrefrecuencia podría ser limitado. El resultado puede ser que la planta generadora esté sujeta a un flujo excesivo por demasiado tiempo.

### **3.3.4 Protección contra sobrecorriente interbloqueada**

Cuando un solo generador o un pequeño número de generadores son la única fuente de alimentación para la barra colectora principal de la estación generadora, difícilmente puede lograrse la coordinación entre la protección contra sobrecorriente del generador dependiente de la tensión (51V) con la protección de sobrecorriente retardada para los circuitos que están siendo alimentados desde la barra colectora del generador. Surgen dificultades con la protección dependiente del tiempo, como resultado que ambos conjuntos de protección ven niveles similares de corriente de falla ante una falla en el alimentador. Esto puede resultar en que la protección dependiente de tensión sea más sensitiva a una falla, que provoca una reducción de tensión fase a fase.

Un método para tratar con el tipo de problema mencionado sería emplear una protección contra sobrecorriente dependiente de tensión para los alimentadores que provienen de la barra colectora del generador. Otra solución sería bloquear la operación de la función de protección contra sobrecorriente dependiente de tensión del generador (51V) si se activa la protección de sobrecorriente del alimentador. Esto podría ser realizado permitiendo que se activen los contactos para la protección del alimentador actuando en la entrada lógica para bloquear la función de protección de sobrecorriente dependiente de tensión (51V) del relé multifunción del generador, tal como se muestra en la Figura N° 19. Debe permitirse un margen de tiempo de coordinación adecuado entre el tiempo de operación de la protección de

sobrecorriente dependiente de tensión para una falla y el tiempo de operación del contacto de arranque instantáneo del relé del alimentador.

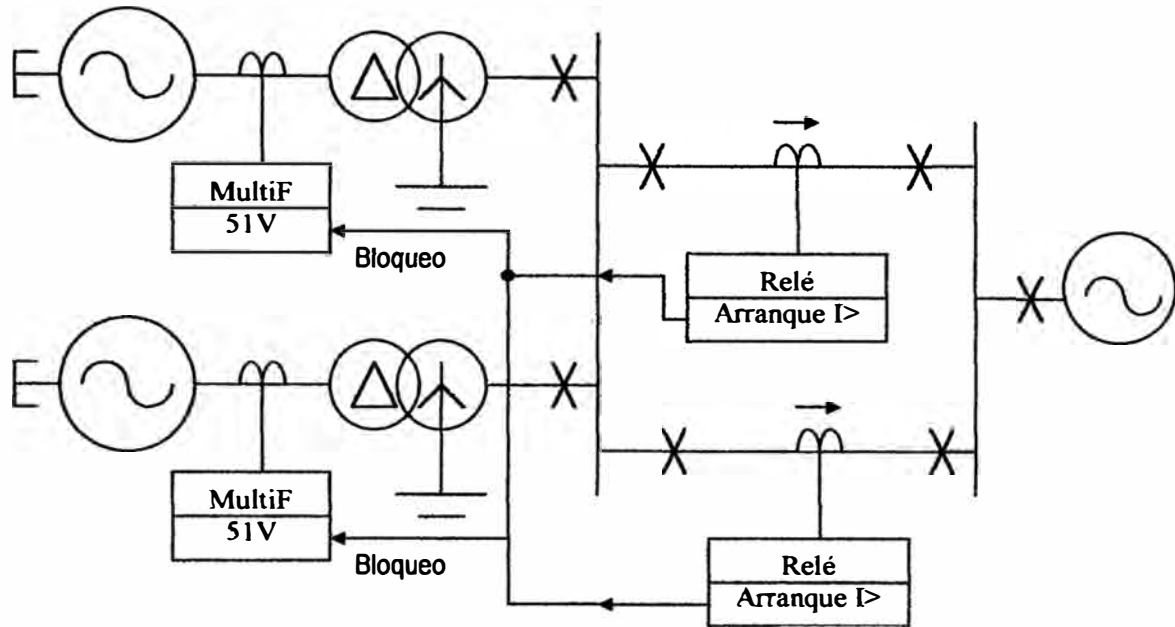


Figura N° 19 Función de protección contra sobrecorriente dependiente de tensión interbloqueado

Cuando la protección de sobrecorriente del alimentador retardado en el tiempo no es sensible a una falla de sobrecorriente, el contacto de bloqueo no operará y la función de protección del generador dependiente de tensión será libre de proporcionar la protección de respaldo requerida.

De manera similar para arreglar la protección de sobrecorriente interbloqueada, en el caso de los generadores conectados directamente, se puede superar las dificultades surgidas durante la coordinación de la función de protección de falla a tierra del estator de tiempo retardado (51N) del relé multifunción con la protección



de falla a tierra, mediante la creación de un esquema de protección de falla a tierra interbloqueado, tal como se muestra en la Figura N° 20.

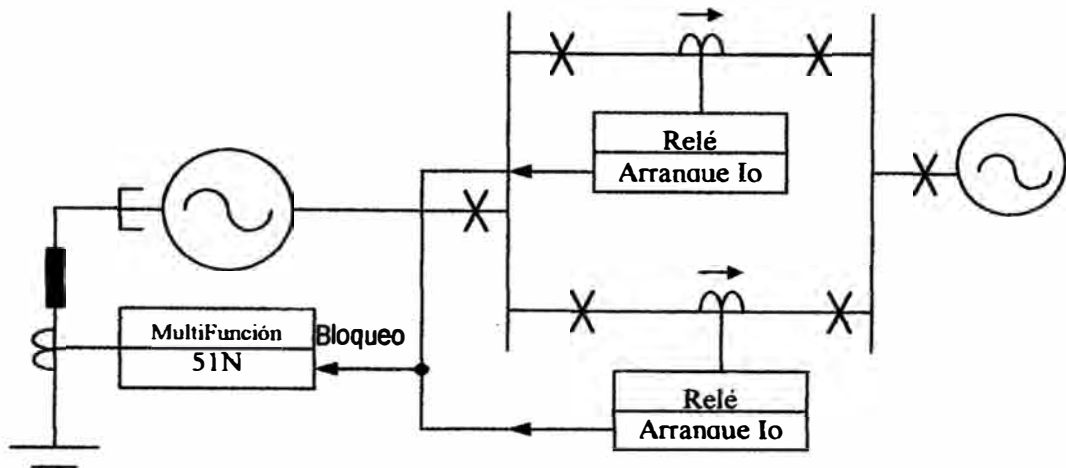


Figura N° 20 Función de protección interbloqueada contra fallas a tierra del estator.

### 3.4 Auto-diagnóstico y test para optimización del mantenimiento

Las siguientes características apoyan el concepto de extensión de la vida útil y la optimización del mantenimiento. La capacidad del sistema para chequearse continuamente él mismo, da al usuario la flexibilidad de reducir el mantenimiento fuera de tiempo y el tiempo de prueba. El usuario es alertado inmediatamente de cualquiera problema y los diagnósticos identifican la naturaleza específica del problema para eliminar retrasos en la localización de la falla que es costoso.

#### 3.4.1 Auto tests de arranque

Generalmente la comprobación más comprensiva del sistema digital se ejecuta durante un encendido. Desde el sistema digital no se esta ejecutando ninguna actividad de protección en ese tiempo, la prueba (tal como prueba de RAM) podría ser destructiva para el procesamiento run-time que se ejecuta durante el arranque.

Todo los procesadores participan en el auto test de arranque. Los procesadores comunican sus resultados entre ellos para que cualquier falla encontrada pueda ser informada al usuario, y también para que cada procesador complete con buen éxito su auto test asignado antes que el sistema digital empiece la actividad de protección. Si una falla crítica de auto test es detectada, el sistema digital no continuará su arranque, ni causará un restablecimiento. El estado del sistema digital se guardará, y se imprimirá un mensaje del diagnostico. La salida de la alarma crítica será presentada.

### **3.4.2 Auto test de run-time**

Cada uno de los procesadores tendrá un "tiempo inactivo" cuando el sistema está en un estado de rastreo; por ejemplo, cuando el sistema digital no ejecuta un proceso de falla o post-falla. Durante este tiempo inactivo, cada procesador ejecutará un auto-test "final" que no está dividiendo al proceso de primer plano; éste es, el test que no inhibe interrupciones para cualquier procesador.

Beneficios para el Usuario:

1. Diagnostico muy comprensivo antes de seguir en línea.
2. Diagnóstico continuo durante el funcionamiento normal sin interferir con cualquiera ejecución funcional.
3. Ambas alarmas para problemas críticos y no críticos.
4. Identifica una tarjeta/componente malo durante los diagnósticos.
5. Más de 80 mensajes diferentes de diagnostico.
6. Reduce la frecuencia de mantenimiento.

### **3.4.3 Monitoreo del circuito de disparo**

El monitoreo del circuito de disparo consta del monitoreo de una tensión y una corriente DC. Bajo una condición normal, la tensión DC por los contactos de disparo es supervisada continuamente. Si la tensión DC llega a ser virtualmente cero, entonces el circuito de disparo tiene una "apertura fallada". Se produce una alarma no crítica cuando el autodiagnóstico detecta esta condición.

Cuando el sistema digital emite un disparo, entonces se monitorea la corriente DC a través de cada uno de los contactos programados para el disparo. El relé de disparo se sella, tan largo como la corriente que esta fluyendo, para proteger el contacto. Este circuito requiere una corriente mínima para reconocer la corriente de disparo. El estado del flujo de corriente de disparo y la siguiente orden de algún disparo, es grabada en la secuencia de eventos.

Beneficios para el Usuario:

1. Reconoce y alerta de un circuito de disparo abierto.
2. Chequea la integridad del circuito de disparo cuando el interruptor y el relé de cierre son disparados.

## **3.5 Secuencia de eventos, oscilografía, valores actuales y comunicación**

### **3.5.1 Secuencia de eventos**

Esta función etiqueta el tiempo y graba en memoria los últimos 100 eventos. La resolución del tiempo-etiqueta es de 1 milisegundo. La lista de evento contiene eventos del sistema de potencia, acciones del operador y alarmas de auto-prueba. El sistema digital incluye un reloj de tiempo real que puede correr libremente o ser sincronizado por una señal externa tal como un satélite. Éste es una característica útil cuando se esta llevando a cabo una falla o un análisis incidente y podía ser

concebible reducir el tiempo de fuera de servicio y permite una restauración del servicio más rápida con una mayor confiabilidad.

### **3.5.2 Reporte de falla y datos oscilográficos**

La unidad incluye un reporte de falla, fecha y tiempo, tiempo de operación del sistema, valores de medición pre-falla, corrientes y voltajes de falla, tipos de falla y disparo, y hasta 14 secuencias de eventos donde se informa desde el inicio y después de la falla. La Figura N° 21 muestra un ejemplo de un reporte de falla.

MPS	0000
<b>FAULT REPORT</b>	
Station ID: XYZ Power Station	
Generator ID: GENERATOR N° 1	
FAULT #: 02	
FAULT DATE: 08/09/99	FAULT TIME: 05:10:37.829
FAULT TYPE: ABC	
TRIP TYPE: 87G	SYSTEM OPERATING TIME: 000014
<b>PREFault</b>	<b>FAULT</b>
IAS: 0128.0 A	IAS: 014672 A IAR: 015664 A
IBS: 0208.0 A	IBS: 015264 A IBR: 016704 A
ICS: 0080.0 A	ICS: 013600 A ICR: 014960 A
VAN: 010.2 KV	VAN: 693.0 V
VBN: 010.2 KV	VBN: 693.0 V
VCN: 010.0 KV	VCN: 679.4 V
FREQ: 60.00	VN : 047.0 V
WATTS: +1888.5 KWATT	
VARS: +3777.0 KVAR	
05:10:37.834 87G PHASE A ON	
05:10:37.834 87G PHASE B ON	
05:10:37.836 87G PHASE C ON	
05:10:37.836 94G TRIP SIGNAL ON	
05:10:37.841 TRIP CIRCUIT ENERGIZED	
05:10:37.898 GENERATOR OFF-LINE	
05:10:41.559 87G PHASE B OFF	
05:10:41.560 87G PHASE A OFF	
05:10:41.562 87G PHASE C OFF	
05:10:41.570 94G TRIP SIGNAL RESET	

Figura N° 21 Típico reporte de falla generado por un sistema de protección digital

Un juego de datos de oscilografía se guarda en memoria cada vez que el sistema digital guarda un reporte de falla.

El sistema digital tiene capacidad de capturar y grabar un total de 120 ciclos de datos de forma de onda y 90 señales del estado digitales. La memoria de 120 ciclos es dividida en 1, 2, o 3 particiones que es seleccionable por el usuario. El número de ciclos de pre-falla capturados por falla puede ser ajustado a 20 ciclos. El

almacenamiento de la oscilografía es activado automáticamente cuando ocurre un evento de disparo o también se puede activar por una entrada de contacto externo. La Figura N° 22 presenta un ejemplo de datos de forma de onda capturada durante un evento de falla a tierra.

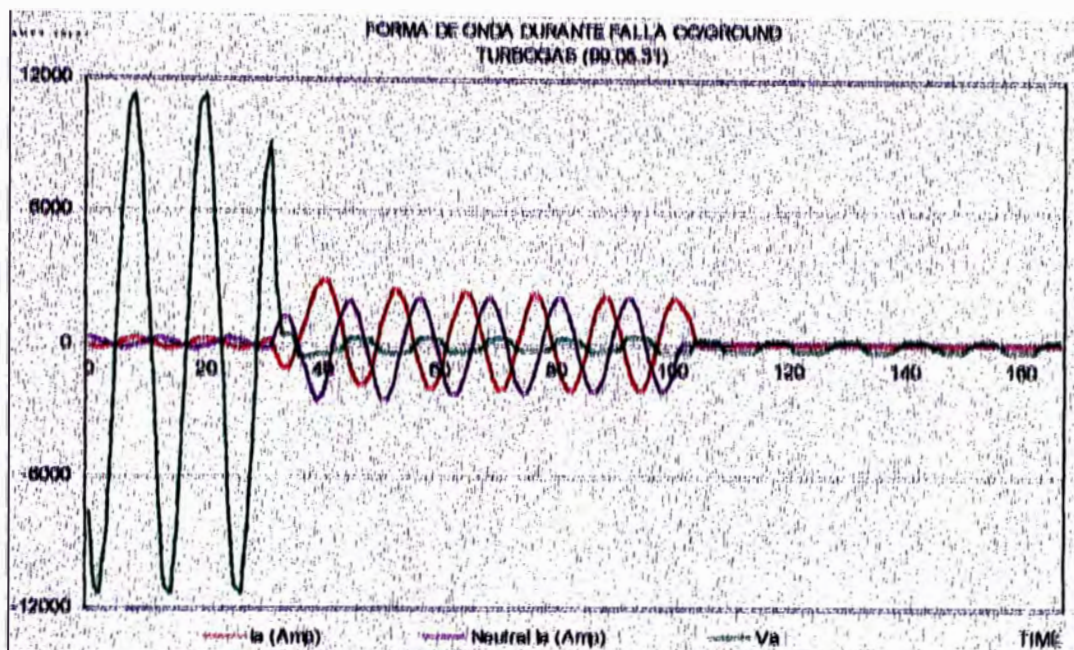


Figura N° 22 Típicas formas de ondas capturadas por un sistema de protección digital

### 3.5.3 Monitoreo con oscilógrafo del generador

El monitoreo del sistema de transmisión de una empresa eléctrica con oscilógrafos que registran los voltajes y corrientes de relés ha sido aceptado desde hace tiempo y sirve para proveer los datos básicos para analizar el funcionamiento del sistema de protección de la transmisión. Como hay más fallas en líneas de transmisión que fallas y condiciones anormales en un generador, muchos creen que no se justificaba económicamente un monitoreo similar de los generadores con

oscilógrafos “autónomos”. Sin embargo, con la llegada de los relés digitales de protección para generadores, los oscilógrafos están incorporados en el relé de protección. La Figura N° 23 es un ejemplo de un registro oscilográfico de este relé.

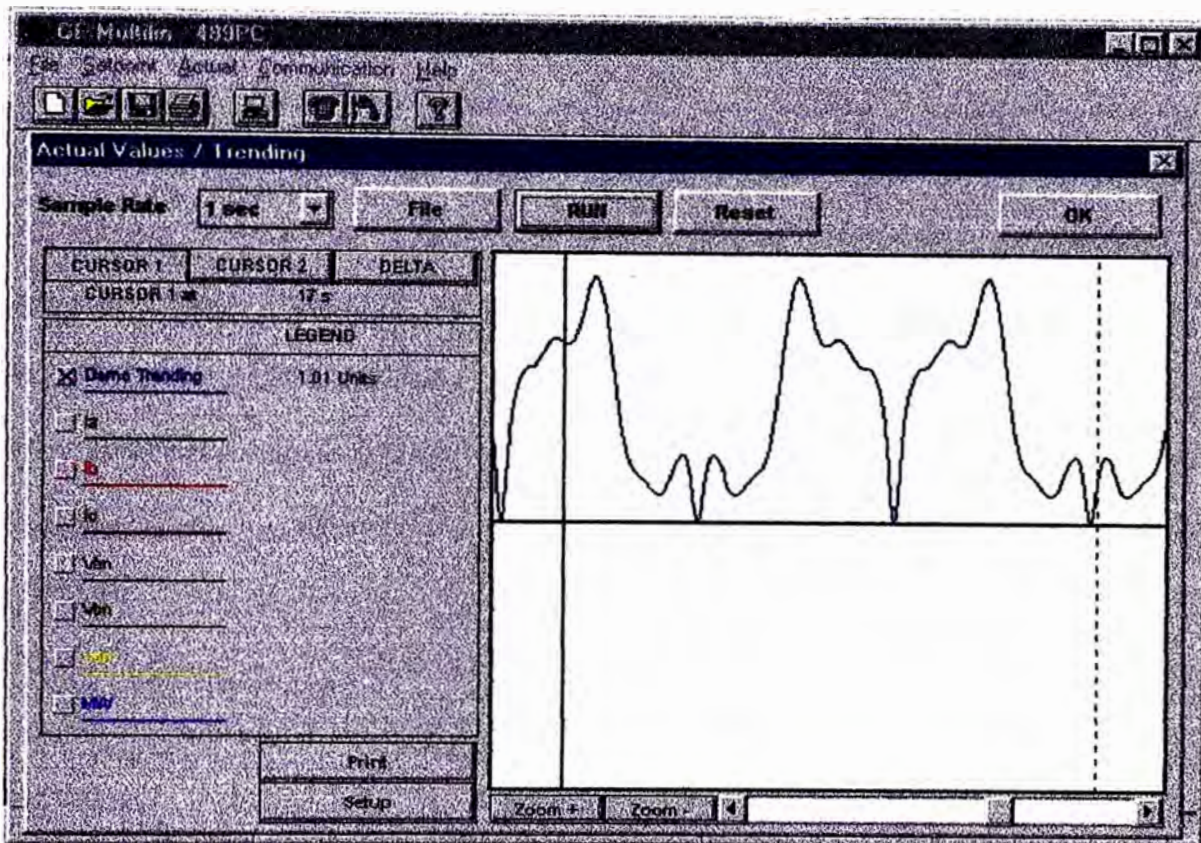


Figura N° 23 Registro oscilográfico de un relé digital

Usando la capacidad de comunicación remota de estos relés, se puede lograr con rapidez el acceso a la información del evento y el oscilógrafo desde una ubicación remota, luego de un disparo del generador, para determinar si los relés e interruptores automáticos funcionaron apropiadamente. La información del oscilógrafo también puede identificar el tipo de pruebas necesarias para determinar la causa de un disparo y apresurar el retorno al servicio del generador. Esto brinda al

ingeniero de protecciones los datos que requiere para mantener equipos fuera de línea para su prueba e inspección, de ser necesario, luego de un disparo eléctrico, o para reintegrar la unidad al servicio con mínima demora. Las empresas eléctricas que han implementado un programa de monitoreo oscilográfico de generadores, consideran sumamente valiosa esta información.

#### **3.5.4 Valores Actuales de Monitoreo**

El sistema digital provee un despliegue de medición para parámetros analógicos incluyendo corrientes de fase, corriente de secuencia negativa, voltajes de fase, % de tercero armónico de voltaje de fase y neutro, megawatts, megavars y frecuencia del sistema. Éstos valores displayados pueden desfilarse por pantalla o bloqueados para cualquiera de los parámetros mencionados anteriormente y son actualizados periódicamente.

#### **3.5.5 Comunicaciones**

Muchos proyectos de mejoramiento de las protecciones son parte de programas generales de automatización o de prolongación de la vida útil en plantas eléctricas. Una de las características importantes de los relés digitales es su capacidad de comunicación. Ambas comunicaciones, local y remota son disponibles con el sistema digital. Una interfase local hombre-máquina se localiza en la parte frontal del sistema mediante el uso de un teclado, un display de diodo emisor de luz, y LEDs de señal.

Los relés digitales multifunción tienen puertos de comunicación en serie. Los puertos de interfaz en serie son puertos estándar RS-232 de 9 pines. El puerto del panel frontal, se usa para ajustar e interrogar localmente al relé por medio de una computadora. También disponen de un puerto configurado RS-485, que generalmente esta disponible en la parte posterior de la unidad. Estos puertos, pueden



usarse para ajustar e interrogar en forma remota al relé por medio de un módem y el software de comunicación. La comunicación con múltiples relés se puede realizar usando un sencillo y económico convertidor de señales de comunicación y un módem tal como se muestra en la Figura N° 24.

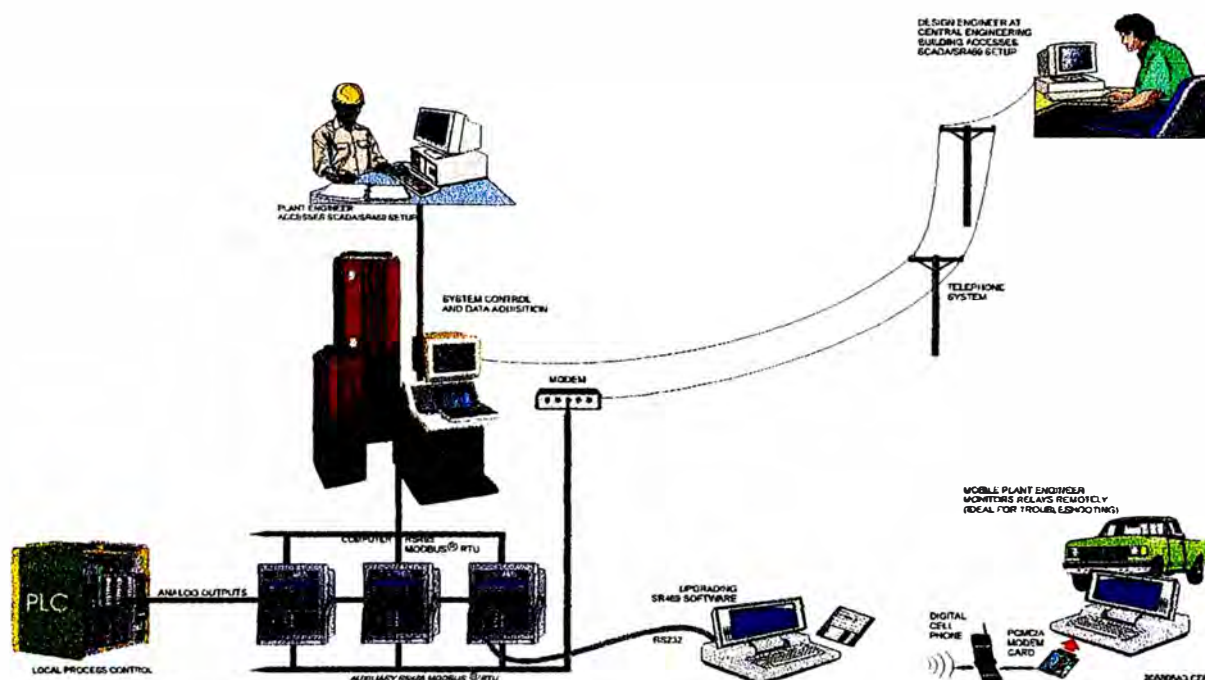


Figura N° 24 Sistemas de Comunicación Múltiple

Un conjunto usual de comunicaciones puede incluir un PLC usando las salidas analógicas para funciones de control. Uno de los puertos RS485 puede conectarse a un DCS (sistema de control distribuido) o sistema SCADA lo que permite monitorización en línea por el personal de operación y poder acceder a las magnitudes de medición (MW, MVAR, Voltios, Amperios, F.P., etc.). De esta manera, se ahorra en los costos y el cableado de los transductores dedicados a cada magnitud de medición.

Todas las características anteriores reforzarán la habilidad de los usuarios para ejecutar el mantenimiento y análisis de falla. Estas mejoras resultarán en una reducción de costos asociado con la operación y el mantenimiento de la instalación. Usando la información del reporte de fallas y los datos de oscilografía ayudará a resolver rápido el problema y el análisis de los eventos y reducir el tiempo de la salida de servicio.

### **3.6 Consideraciones adicionales**

Las siguientes consideraciones son dignas de mención en referencia al recambio:

1. Típicamente se requiere menos del 25% del espacio del tablero en comparación a la protección existente.
2. Una unidad que concentra varios componentes de funciones individuales hace que la instalación del sistema digital sea relativamente fácil.
3. Las salidas de control programable provee una "interfase transparente" para los circuitos de control existentes.
4. Construido como test de recursos puede utilizarse para pruebas de inyección de corriente y voltaje.
5. Las salidas funcionales seleccionables configuradas para contactos pueden proveer facilidad de ensayos y cambios de la filosofía de protección.
6. La falla crítica en un sistema digital puede degradar la protección más significativamente que una falla en un sistema electromecánico. En consecuencia, se debe proveer una protección de respaldo adecuada. Esto se puede hacer usando componentes de relé selectos, dos sistemas digitales, etc.

## **CAPÍTULO IV CÁLCULO Y AJUSTES DEL RELÉ MULTIFUNCIÓN**

### **4.1 Información básica de los datos técnicos del generador**

El fabricante del generador deberá entregar los datos técnicos (diseño y pruebas), los cuales son necesarios para el ajuste de las funciones de protección de la máquina.

- **Datos generales del generador**

Estos valores son:

Potencia activa

Potencia aparente

Factor de potencia

Frecuencia

Corriente del estator

Tensión nominal

Temperatura del sistema de refrigeración

Tipo de excitación

Clase de aislamiento

- **Bobinado del estator**

Tipo de enfriamiento

Medio de enfriamiento

Pérdida de calor disipado a carga nominal

- **Núcleo del estator**

Tipo de enfriamiento

Medio de enfriamiento

Pérdida de calor disipado a carga nominal

- **Bobinado del rotor**

Tipo de enfriamiento

Medio de enfriamiento

Pérdida de calor disipado a carga nominal

- **Eficiencias**

Estos valores están relacionados con el nivel de carga, el factor de potencia y la temperatura del sistema de enfriamiento.

- **Salida y carga desbalanceada aceptable**

Carga desbalanceada continua

Constante de capacidad térmica ( $I_2^2 \cdot t$ )

Variación de la potencia de salida con la temperatura del aire frío

Límite de potencia de salida con un sistema de refrigeración fuera de servicio

Potencia de salida con  $\cos\phi=0$  (subexcitado y sobreexcitado)

- **Generador – corriente de excitación y tensiones**

Con variaciones de carga (25 – 100%) se determina la corriente de excitación y la tensión de salida

- **Reactancias**

Reactancias en eje directo (subtransitoria, transitoria y síncrona)

Reactancias en eje cuadratura (subtransitoria, transitoria y síncrona)

Reactancia de secuencia negativa

Reactancia de secuencia cero

- **Constantes de tiempo**

Constantes de tiempo en eje directo (transitoria y subtransitoria) en corto circuito y vacío

Constantes de tiempo en eje cuadratura (transitoria y subtransitoria) en corto circuito y vacío

Constante de tiempo DC

- **Resistencias**

Resistencias del bobinado del estator

Resistencias del bobinado del rotor

Resistencia de secuencia positiva

Resistencia de secuencia negativa

Resistencia de secuencia cero

- **Curva de capacidad reactiva (diagrama Q-P)**

## 4.2 Criterios de cálculo para los ajustes de las funciones de protección

### 4.2.1 Protección contra secuencia negativa

El calentamiento por secuencia negativa que excede los límites térmicos del rotor, provoca fallas. Estos límites se basan en la siguiente ecuación, para un generador determinado:

$$K=I^2_2t$$

Donde:

K = una constante que depende del diseño y tamaño del generador

T = tiempo en segundos

$I_2$  = valor RMS de la corriente de secuencia negativa en “por unidad”

La capacidad de corriente desequilibrada continua de un generador está definida en ANSI C50.13. Esta norma establece que “el generador deberá ser capaz de soportar, sin dañarse, los efectos de un desequilibrio continuo de corriente equivalente a una corriente  $I_2$  de secuencia negativa, cuyos valores se muestran en la Tabla N° 3. El criterio consiste en no exceder los KVA nominales y que la corriente máxima no supere el 105 por ciento de la corriente nominal en ninguna de las fases”.

<u>Tipo de Generador</u>	<u><math>I_2</math> Permisible (porcentaje del valor nominal del estator)</u>
<b>Polos salientes</b>	
Con devanados amortiguadores	10
Sin devanados amortiguadores	5
<b>Rotor Cilíndrico</b>	
Enfriado indirectamente	10
Enfriado directamente – hasta 960 MVA	8
961 hasta 1200 MVA	6
1201 hasta 1500 MVA	5

Tabla N° 3 Capacidad de corriente desequilibrada continua de un generador

De esta misma norma se puede tomar los valores de la constante de capacidad térmica K que depende del tipo de diseño y tamaño del generador (Tabla N° 4).

Tipo de generador		$I_2^2t$ permisible
Generador de polo saliente		40
Compensador sincrónico		30
Generadores de rotor cilíndrico		
	Enfriado indirectamente	30
	Enfriado directamente (0-800 MVA)	10
	Enfriado directamente (801-1600 MVA)	Ver curva abajo

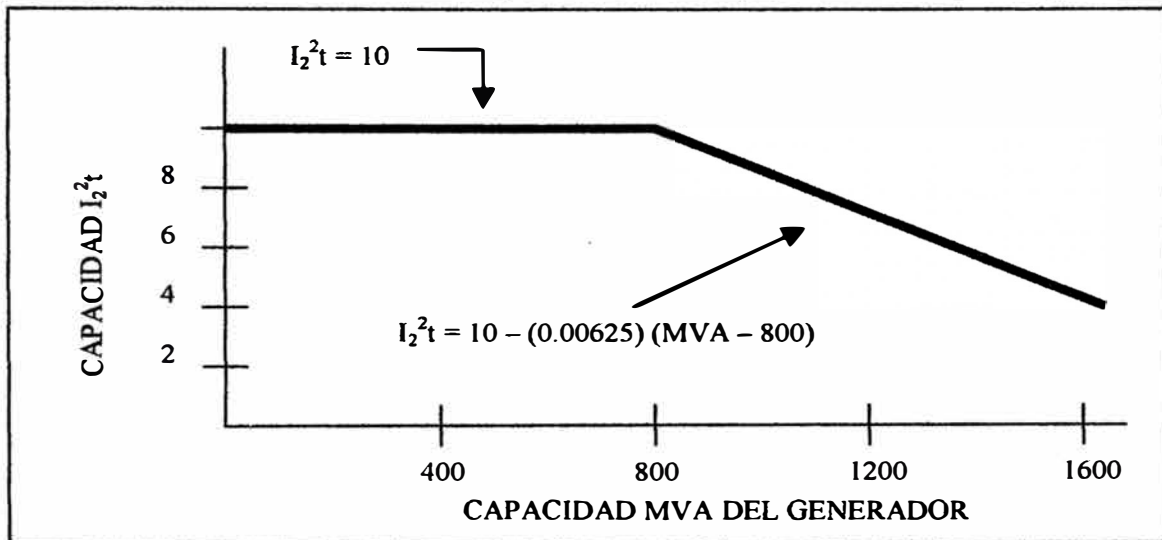


Tabla N° 4 Valores de K en función del tipo de diseño y tamaño del generador

#### 4.2.2 Protección contra pérdida de campo

Los relés modernos de pérdida de campo en generadores, usan típicamente una característica mho de dos zonas y opera cuando la impedancia cae dentro de la característica circular, como se muestra en la Figura N° 25.

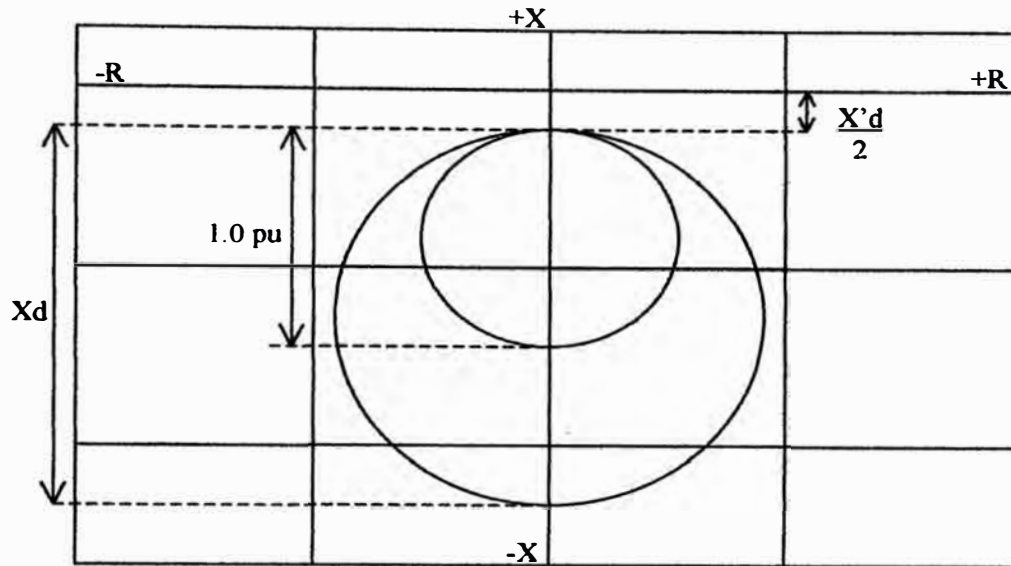


Figura N° 25 Característica mho de dos zonas para pérdida de campo

El relé está compensado desde el origen en la mitad de la reactancia transitoria en eje directo ( $X'_d/2$ ). El diámetro del círculo exterior está ajustado en un valor igual a la reactancia sincrónica de eje directo ( $X_d$ ). Se usa un retardo de tiempo para proporcionar seguridad contra las oscilaciones estables de potencia. El círculo mho interno está ajustado para disparo instantáneo y detecta rápidamente una condición de pérdida de campo.

Es importante señalar que estos parámetros deben estar reflejados al lado del relé, así:

$$\text{Compensación} = (X'_d/2) * \frac{\text{radio CT}}{\text{radio VT}}$$

$$\text{Diámetro Exterior} = (X_d) * \frac{\text{radio CT}}{\text{radio VT}}$$

$$\text{Diámetro Interior} = (kV_{\text{primario}} / MVA_{\text{generador}}) * \frac{\text{radio CT}}{\text{radio VT}}$$



### **4.2.3 Protección contra falla de estator a tierra**

#### **4.2.3.1 Sobretensión de neutro 59N (protección del 95% Estator a tierra)**

La tensión en el relé de protección contra sobretensión de neutro esta en función de la relación del transformador de distribución y la localización de la falla. La tensión será máxima para una falla en los terminales y disminuirá su magnitud de acuerdo a como la falla se vaya acercando al neutro. Típicamente el relé de sobretensión de neutro tiene un ajuste mínimo de aproximadamente 5 V.

Se recomienda utilizar el estándar de ajuste de General Electric que protege el 95% del bobinado del estator, esto dentro de un margen de 5 a 6 voltios. El ajuste de tiempo para el relé de sobretensión de neutro se elige teniendo en cuenta la coordinación con los demás equipos de protección como por ejemplo fusibles, de tal manera que el tiempo de disparo sea menor al de los fusibles. En forma práctica se considera un rango de 10 a 15 segundos.

#### **4.2.3.2 Subtensión de tercer armónico en el neutro**

La protección contra subtensión neutral de tercer armónico en combinación con la protección de sobretensión de neutro provee una protección del 100% del estator a tierra. Esta función de protección es la mejor aplicación de los relés modernos para la medición de tensión de tercer armónico.

Típicamente, el menor valor se presenta en vacío, pero éste varia en cada generador. Los relés multifunción que poseen esta función miden directamente la tensión neutral de tercer armónico. Como un ejemplo, en la Tabla N° 5 se presenta la magnitud de la tensión de tercer armónico en el neutro, en los terminales y su relación para diferentes condiciones de operación de un generador típico.

CARGA		TENSIÓN RMS 180 HZ		RELACIÓN DE TENSIÓN
MW	MVAR	NEUTRO	TERMINAL	TERMINAL/NEUTRO
0	0	2.8	2.7	1.08
7	0	2.5	3.7	1.48
35	5	2.7	3.8	1.41
105	5	4.2	5.0	1.19
175	25	5.5	6.2	1.13
340	25	8.0	8.0	1.00

Tabla N° 5 Magnitudes de tensión de tercer armónico para un generador típico

El ajuste de la protección de sobretensión neutral de tercer armónico debe ser al 50% del menor valor de medida.

#### 4.2.4 Protección contra sobreexcitación

La sobreexcitación de un generador ocurrirá siempre que la relación de tensión/frecuencia, expresado en voltios por hertz (V/Hz) aplicado a los terminales del equipo exceda los límites de diseño. Este fenómeno también se presenta en cualquier transformador conectado a los terminales del generador. Las normas ANSI/IEEE (C 50.13) establecen los siguientes límites:

Generador : 1.05 p.u.

Transformador : 1.05 p.u. a plena carga

1.01 p.u. sin carga

Estos límites se aplican, a menos que el fabricante del equipo indique otras magnitudes. Cuando el valor de la relación V/Hz excede los límites, la saturación del núcleo magnético del generador o transformador conectado, puede ocurrir y un alto flujo de dispersión fluye en los componentes no laminados, que no están diseñados para transportar flujo. Los daños pueden ocurrir en segundos.

Para proteger un generador y/o transformador, se puede aplicar un relé V/Hz con una característica de tiempo inverso para un nivel excesivo de V/Hz. Un nivel mínimo de operación de V/Hz y un tiempo de retardo usualmente puede ser fijado para proveer una cobertura de las características V/Hz (capacidad de sobreflujo) combinadas del generador y el transformador.

#### 4.2.5 Protección contra potencia inversa

Los niveles típicos de potencia inversa y los posibles daños como consecuencia de la motorización que pueden producirse en diferentes tipos de plantas generadoras se muestran en la Tabla N° 6.

Motor Primo	Potencia Motorizada (Porcentaje Nominal)	Posible daño
Motor Diesel	5% - 25%	Riesgo de fuego o explosión
La potencia motorizada depende de la razón de compresión y de la rigidez del cilindro. Se requiere una rápida desconexión para limitar la pérdida de potencia y reducir el riesgo de daño		
Turbina a Gas	10% - 15% (eje partido)  >50% (eje simple)	Con un mismo accionador de engranaje, el daño podría surgir debido a un torque en reversa en los dientes del engranaje
La carga del compresor en máquinas de eje simple puede provocar una potencia motorizada alta comparada con máquinas de eje partido. Se requiere una rápida desconexión para limitar la pérdida de potencia o el daño		
Turbinas Hidráulicas	0.2% - 2% (Alabes fuera del agua) >2.0% (Alabes en agua)	Una cavitación en los álabes y el rotor puede ocurrir en un largo periodo de uso
La potencia es baja cuando las paletas están por encima del nivel del agua. Los dispositivos de detección de flujo hidráulico son los principales detectores de la pérdida de control. La desconexión automática es recomendada		
Turbina a Vapor	0.5% - 3% (condensado)  3% - 6% no condensado)	Daño por estrés térmico será causado en las paletas de la turbina de baja presión cuando el flujo de vapor no este disponible para disipar pérdidas por fricción del aire
Puede ocurrir daño rápidamente con un grupo condensador o cuando se pierde el vacío con un grupo no condensador. Protección contra potencia inversa puede ser usada como un método secundario de detección y se usaría solamente para activar la alarma		

Tabla N° 6 Niveles de potencia motorizada de plantas generadoras

La necesidad de desconexión automática es quizás menor para una planta que se supervisa continuamente, sin embargo, si fallara el motor primo, la atención del personal de control puede desviarse a otros aspectos de la falla mecánica. Si el daño del motor puede ocurrir rápidamente, la acción del operador puede ser demasiado lenta para prevenir mayores daños, así que es posible que se requiera una desconexión automática del generador o un dispositivo de alarma. En el caso de plantas generadoras sin atención, por ejemplo, pequeñas centrales hidráulicas que solo son supervisadas periódicamente, se deberá producir la desconexión automática del generador aún si no se hubiera previsto el daño inmediato del motor primo. Si no se ha producido la desconexión automática en tales casos, los motores pueden estar funcionando por horas, produciendo gradualmente daños en la planta cada vez mayores. La desconexión automática también evitará una pérdida innecesaria de energía.

De acuerdo a la norma ANSI/IEEE C37.102, se debe utilizar un retardo (típicamente 30 segundos) para prevenir la operación de la protección bajo ciertas condiciones de falla en el sistema y oscilaciones del sistema de suministro.

#### **4.2.6 Protección diferencial**

Los nuevos relés, poseen una característica de doble pendiente (ver Figura N° 3), la pendiente inferior facilita la sensibilidad ante fallas internas, mientras que la superior crea estabilidad cuando se producen fallas prolongadas, específicamente si los transformadores de corriente del generador se saturan.

Para el cálculo del arranque, es decir la corriente de operación mínima, se debe tener en cuenta los siguientes márgenes:

Corriente de excitación ( $I_{ex}/I_n$ )	5%
--	----

– Error en la medición de los TCs	:	5%
– Error en la medición del relé	:	3%
– Efecto de corriente de inserción	:	5%
– Efecto de transitorios	:	3%
– Factor de seguridad	:	5%

Estos márgenes de error son valores típicos que pueden disminuir de acuerdo a la precisión de los equipos de protección.

Para el cálculo de la pendiente de polarización, se debe tener en cuenta los siguientes márgenes:

– Compensación por la posición de Taps	:	5% - 15%
– Compensación por error en los TCs	:	5%
– Error por componente continua	:	5%
– Compensación por error de relé:	:	5%

A fin de superar los transitorios de corriente se puede considerar un tiempo de retardo de cinco ciclos.

#### **4.2.7 Protección de sobrecorriente controlada/restringida por tensión**

Esta función provee respaldo ante fallas de fase del sistema, pero tiene dificultades para el ajuste, pues debe coordinar con la protección de respaldo del sistema. Para esto se debe considerar el tiempo de los relés de respaldo y el caso cuando el interruptor falla.

Los ajustes típicos de esta protección considera para el caso de control por tensión un ajuste de arranque entre el 40 y 50 por ciento de plena carga y para el caso de restringido por tensión un ajuste de 150 por ciento, reduciéndose el arranque automáticamente.

#### **4.2.8 Protección contra subtensión y sobretensión**

La protección de subtensión se debe ajustar para que solo este habilitado cuando el generador esta en línea para evitar el disparo durante el arranque. Esta función se debe ajustar típicamente al 90% del valor de la tensión de la máquina. El tiempo de retardo debe ser mayor que el tiempo de despeje para un corto circuito del sistema, que causaría una condición de bajo voltaje.

La protección de sobretensión del generador, además de disparar el interruptor principal del generador, debe disparar también la excitatriz. De acuerdo a las normas ANSI/IEEE C37.102 la capacidad continua de sobretensión del generador y transformador con carga es de 105 por ciento. Sin embargo, este es un requerimiento mínimo.

#### **4.2.9 Protección contra subfrecuencia y sobrefrecuencia**

La función de protección contra baja frecuencia del relé deberá ser configurada en coordinación con el sistema de rechazo de carga automática, de manera que el disparo del generador no ocurra en el caso de una eliminación exitosa luego de una sobrecarga del sistema. La función de protección también debe ser configurada de manera que los límites de tiempo de frecuencia establecidos para el grupo de generación no sean infringidos. Se debe mantener una condición continua de baja frecuencia al 10%. La protección contra baja frecuencia de dos etapas, se puede configurar como se ilustra en la Figura N° 26 en coordinación con el sistema de eliminación de carga del sistema de etapas múltiples.

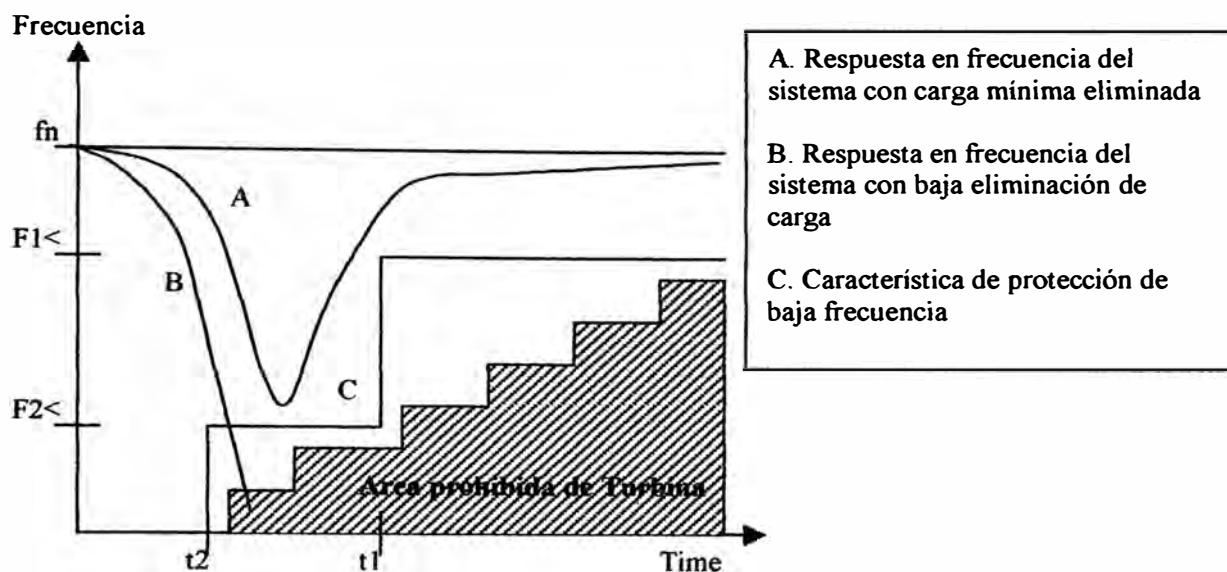


Figura N° 26 Coordinación de la función de protección contra baja frecuencia con rechazo de carga en el sistema

Las configuraciones de la protección del sobrefrecuencia se deben seleccionar en coordinación con las excursiones normales de sobrefrecuencia transitorias luego del rechazo de carga total. El fabricante del generador debe informar sobre el comportamiento de la frecuencia transitoria previsto, el cual debe corresponder a las normas internacionales de respuesta de un regulador.

#### 4.3 Desarrollo de un programa de cálculo automático

Las empresas generadores cuentan con muchas unidades de generación eléctrica y al implementarse los relés multifunción, se hace muy complicado realizar cálculos individuales para el ajuste de protección de cada una de las unidades, por esto es importante automatizar los cálculos a fin de ahorrar tiempo; y además es necesario contar con una base de datos de todos los ajustes de las diferentes funciones de protección.

Existen muchos programas de base de datos para este propósito, sin embargo la idea es utilizar la herramienta más simple y efectiva para este propósito. Una de estas herramientas es el Visual Basic en un entorno del programa de hojas de cálculo Excel.

Este programa debe considerar tres bases de datos, la primera con los parámetros y datos generales del generador y de los transformadores auxiliares. La segunda base de datos debe incluir tablas de valores de capacidades y limitaciones de acuerdo al tipo de generador y las normas internacionales; también los factores de ajuste, de seguridad, compensaciones por error de medición, del relé y todos los criterios presentados en la parte 4.2. La tercera base de datos comprende las características propias del relé multifunción, esto es los diagramas y curvas de las diferentes funciones de protección, las constantes de ajuste, formas de cálculo y límites de los ajustes.

Para evaluar todas las funciones de protección se deben crear macros que combinen las tres base de datos y calcule los ajustes finales. En el caso que no se satisfaga algunos resultados, por las limitaciones del propio relé ó la coordinación de tiempos no es la optima, es necesario recalcular, a fin de que estos ajustes sean los correctos. Finalmente, estos resultados pueden ser impresos para su evaluación y archivo. La Figura N° 27 representa la forma de evaluación de este programa de cálculo automático de los ajustes de un relé multifunción.



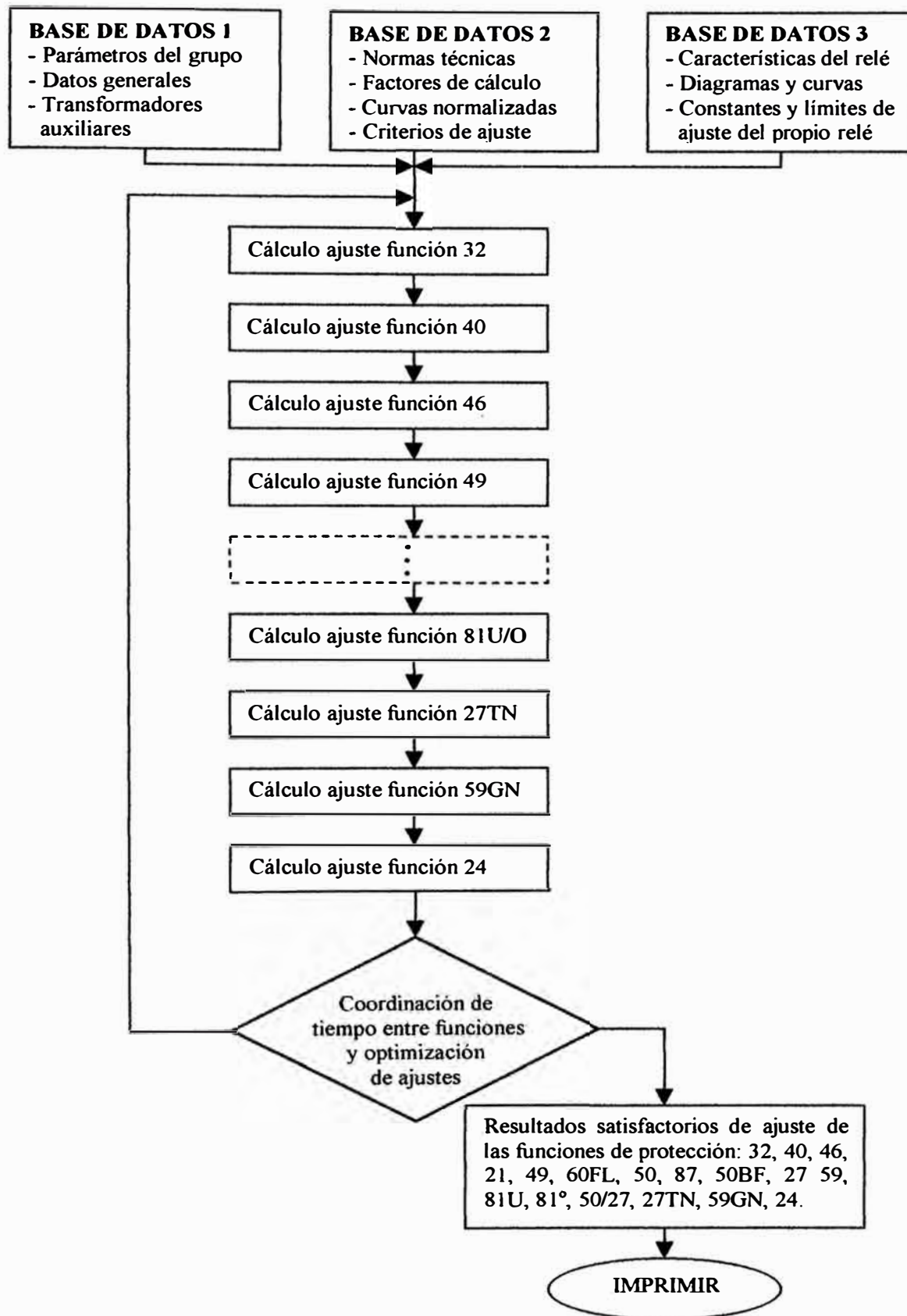


Figura N° 27 Programa de cálculo automático de funciones de protección

### 4.3.1 Base de Datos 1

Los datos de entrada deben ser editados en una tabla conteniendo los parámetros y datos generales del generador, salidas y desbalance de carga permisible, reactancias saturadas, constantes de tiempo y transformadores auxiliares, tal como se muestra en la Figura N° 28.

Características generales del generador			
<b>Potencia Aparente ( MVA )</b>		<b>10,8</b>	
<b>Potencia Activa ( MW )</b>		<b>8,64</b>	
<b>Factor de Potencia</b>		<b>0,8</b>	
<b>Corriente del estator ( A )</b>		<b>1188</b>	
<b>Voltaje Nominal ( V )</b>		<b>5250</b>	
<b>Rango de Voltaje</b>			
<b>Tipo de excitatriz</b>			
<b>Clase de aislamiento</b>			
<b>Salidas y desbalance de carga permisible</b>			
<b>Desbalance continuo (%)</b>		<b>10</b>	
<b><math>I_2^{*} \cdot t</math></b>		<b>10</b>	
<b>Salida a fp = 0 (sub-excitado) (MVar)</b>			
<b>Salida (sobre-excitado) (MVar)</b>		<b>6,48</b>	
<b>Corriente-excitatriz ( A )</b>		<b>467</b>	
<b>Voltaje-excitatriz ( V )</b>		<b>142</b>	
<b>P.base ( MVA )</b>		<b>10,8</b>	
<b>Reactancias Saturadas :</b>			
<b>Sub-transitoria XD'' ( % )</b>		<b>22</b>	
<b>Transitoria XD' ( % )</b>		<b>32</b>	
<b>Sincrona XD ( % )</b>		<b>130</b>	
<b>Sec-Neg X2 ( % )</b>		<b>26</b>	
<b>Resistencias:</b>			
<b>Debanado de estator ( <math>\Omega</math> )</b>		<b>0,001674</b>	
<b>Debanado de rotor ( <math>\Omega</math> )</b>		<b>0,3501</b>	
<b>Sec-pos R1 ( % )</b>		<b>0,367</b>	
<b>Sec-Neg R2 ( % )</b>		<b>3,201</b>	
<b>Sec-Cero Ro ( % )</b>		<b>0,267</b>	
<b>Constantes de tiempo :</b>			
<b>TD'' ( Seg )</b>		<b>0,031</b>	
<b>TD' ( Seg )</b>		<b>0,873</b>	
<b>TQ'' ( Seg )</b>		<b>0,068</b>	
<b>TQ' ( Seg )</b>		<b>0,534</b>	
<b>TA ( Seg )</b>		<b>0,3</b>	
<b>Transformadores Auxiliares :</b>			
	<b>Prim.</b>	<b>Sec.</b>	<b>Rc : Rv</b>
<b>TC:</b>	1250	5	250
<b>PT:</b>	5250,00	100	52,5

Comandos

<< Regresar

**Calcular >>**

Imprimir

Figura N° 28 Características generales del generador

### 4.3.2 Base de Datos 2

Esta base de datos debe incluir tablas de valores de capacidades y limitaciones de acuerdo al tipo de generador y las normas internacionales; así como también los

factores de ajuste, de seguridad, compensaciones por error de medición, del relé y todos los criterios presentados en la parte 4.2.

### **4.3.3 Base de datos 3**

Esta base de datos comprende las características propias del relé multifunción, tales como los diagramas y curvas de las diferentes funciones de protección, las constantes de ajuste, formas de cálculo y límites de los ajustes.

Los datos de salida de cada función de protección deben estar ordenados en hojas (Sheets) a fin de ubicarlos con los comandos de direccionamiento.

El siguiente procedimiento, editado en visual Basic direcciona la ubicación de cada función:

```
Sub Funcion46()  
  Sheets("46").Select  
  Range("b2").Select  
End Sub
```

```
Sub Funcion59GN()  
  Sheets("27TN").Select  
  Range("a2").Select  
End Sub
```

```
Sub Funcion27TN()  
  Sheets("27TN").Select  
  Range("a11").Select  
End Sub
```

```
Sub Funcion81U()  
  Sheets("27TN").Select  
  Range("a23").Select  
End Sub
```

```
Sub Funcion81O()  
  Sheets("27TN").Select  
  Range("e23").Select  
End Sub
```

De esta manera se direcciona todas las demás funciones de protección (49, 50, 60FL, 27, 81, 59, 27, 32, 40, etc.).

Los ajustes de algunas funciones de protección requieren la visualización gráfica cuando se trata de curvas de tiempo inverso, como por ejemplo la curva de sobrecarga. El siguiente procedimiento resalta la curva elegida:

```
Sub pinta()
```

```
    Dim X As Integer
    X = Range("c34").Value
```

```
    ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 11").Activate
    ActiveChart.SeriesCollection(X).Select
    With Selection.Border
        .ColorIndex = 3
        .Weight = xlThin
        .LineStyle = xlContinuous
    End With
    Range("C34").Select
```

```
End Sub
```

```
Sub despinta()
```

```
    Dim X As Integer
```

```
    For i = 1 To 15
    ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 11").Activate
    ActiveChart.SeriesCollection(i).Select
    With Selection.Border
        .ColorIndex = 1
        .Weight = xlThin
        .LineStyle = xlContinuous
    End With
    Next
    Range("C34").Select
```

```
End Sub
```

A fin de facilitar las acciones de impresión, cálculo y retorno al menú principal, es necesario crear comandos, esto es un grupo de botoneras y asignarles una macro de impresión simple, otra macro para el cálculo manual y automático que

permita evaluar los ajustes para diferentes condiciones y otra macro para retornar a un menú principal donde se puede seleccionar la función de protección a evaluar.

Los siguientes procedimientos realizan las operaciones antes mencionadas:

```

Sub Imprime()
    ActiveWindow.SelectedSheets.PrintPreview
    ActiveWindow.SelectedSheets.PrintOut From:=1, To:=1, Copies:=1
End Sub

Sub calcular()
    With Application
        .Calculation = xlAutomatic
        .MaxChange = 0.001
    End With

    With Application
        .Calculation = xlManual
        .MaxChange = 0.001
    End With
    Range("b6").Select
End Sub

Sub retornar()
    Sheets("principal").Select
    Range("a2").Select
    Application.Caption = "Menú Principal"
End Sub

```

#### 4.4 Ejemplo de aplicación de un grupo de generación

La siguiente aplicación, presenta los cálculos automáticos de los ajustes de protección de un grupo de generación de la central hidroeléctrica Charcani VI. Aquí se instaló un relé multifunción de marca General Electric, modelo SR489 en reemplazo de los siguientes relés de protección:

- 3 Relés de protección térmica
- 3 Relés de máxima intensidad

1 Relé de máxima tensión

1 Relé de falla de rotor a tierra

1 Relé de falla de estator a tierra

1 Relé diferencial.

El relé multifunción cuenta con mas funciones de protección que complementan las protecciones actuales. Para su instalación fue necesario la modificación del esquema eléctrico de protección así como el retiro de los relés antiguos. Finalmente se realizó los ajustes basándose en un programa de cálculo automático.

La Figura N° 29 muestra el diagrama unifilar de protección del grupo 1 de la central Hidroeléctrica Charcani VI, donde se considera todas las funciones de protección a excepción de la función de pérdida de campo por medición de potencia reactiva (40Q). En la Figura N° 30 se presentan los datos generales del generador así como del transformador de potencia y los transformadores auxiliares. Los resultados de los ajustes se presentan en las Figuras N° 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37 y 38.

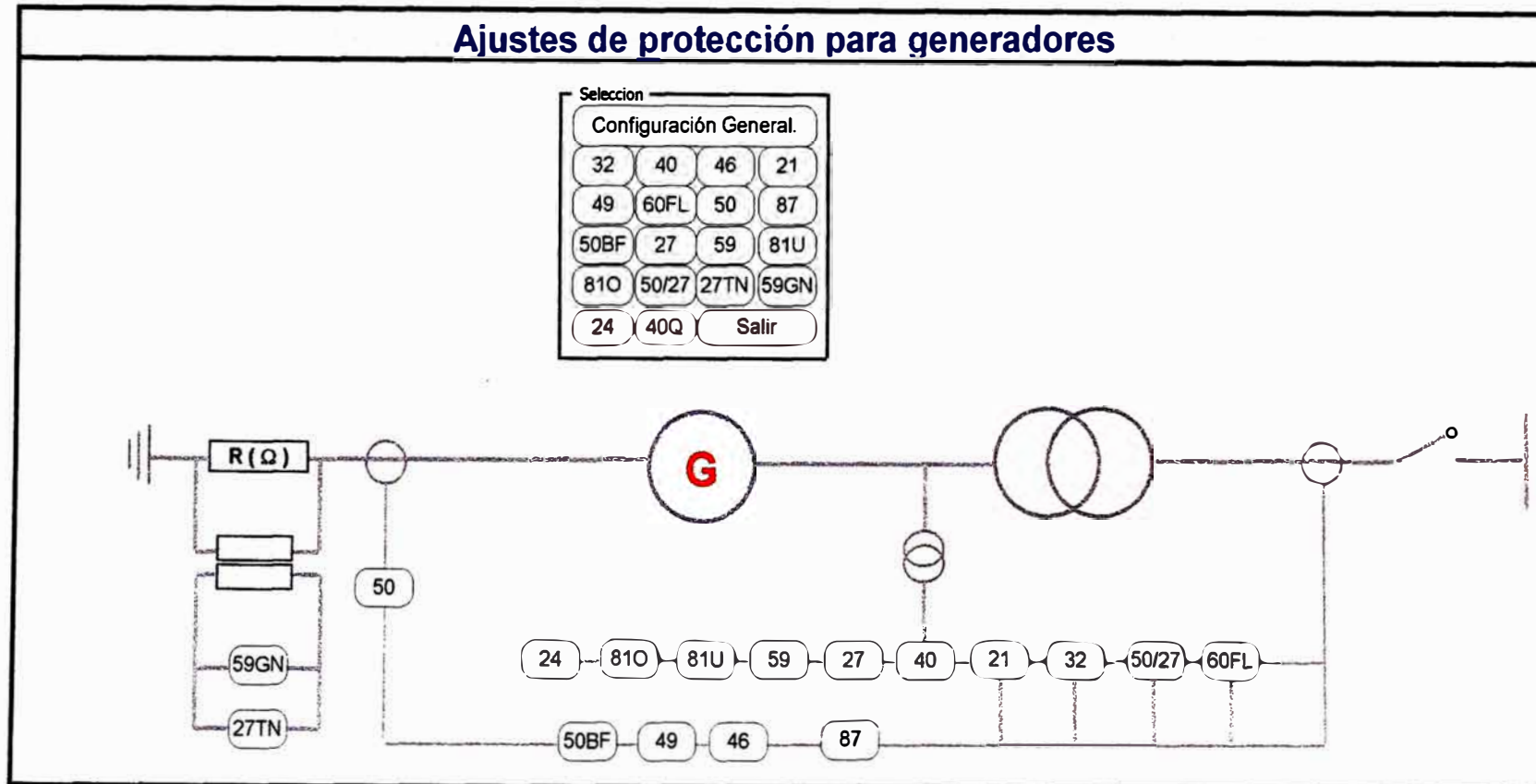


Figura N° 4.7 Diagrama unifilar de protección Grupo 1 - Central Hidroeléctrica charcani VI

<b>Características generales del generador</b>			
<b>Salidas y desbalance de carga permisible</b>			
Potencia Aparente ( MVA )	10.8	Desbalance continuo (%)	10
Potencia Activa ( MW )	8.64	$I_2^{**t}$	10
Factor de Potencia	0.8	Salida a fp = 0 (sub-excitado) (MVar)	
Corriente del estator ( A )	1188	Salida (sobre-excitado) (MVar)	6.48
Voltaje Nominal ( V )	5250	Corriente-excitatriz ( A )	467
Rango de Voltaje		Voltaje-excitatriz ( V )	142
Tipo de excitatriz		P.base ( MVA )	10.8
Clase de aislamiento			
<b>Reactancias Saturadas :</b>			
Sub-transitoria $X_D''$ ( % )	22		
Transitoria $X_D'$ ( % )	32		
Sincrona $X_D$ ( % )	130		
Sec-Neg $X_2$ ( % )	26		
<b>Resistencias:</b>			
Debanado de estator ( $\Omega$ )	0.001674		
Debanado de rotor ( $\Omega$ )	0.3501		
Sec-pos R1 ( % )	0.367		
Sec-Neg R2 ( % )	3.201		
Sec-Cero $R_o$ ( % )	0.267		
<b>Constantes de tiempo :</b>			
		$T_D''$ ( Seg )	0.031
		$T_D'$ ( Seg )	0.873
		$T_Q''$ ( Seg )	0.068
		$T_Q'$ ( Seg )	0.534
		$T_A$ ( Seg )	0.3
<b>Transformadores Auxiliares :</b>			
	<b>Prim.</b>	<b>Sec.</b>	<b>Rc : Rv</b>
TC:	1250	5	250
PT:	5250.00	100	52.5

Comandos

**<< Regresar**

**Calcular >>**

Imprimir

Figura N° 4.8 Datos generales del Generador 1 - Central Hidroeléctrica Charcani VI



**Protección contra potencia inversa ( 32 )**

Usando Normas : ANSI/IEEE C37.102

Tipo de motor primo:

Diesel de 2T  
 T.Hidraulica  
 TV-Convencional  
 TV-Cond-enfriada

Porcentaje Admisible  
de potencia Inversa  
( % IN )

2-100

Ajuste  $\uparrow$ 1 Tiempo (seg)

	Ajuste $\uparrow$ 1	Tiempo (seg)
A	10	30
T		

Comandos

<< Regresar

Calcular >>

Imprimir

**Protección contra Sobreexcitación ( 24 )**

Usando Norma : ANSI- C 50.13

Generador-Transformador

Generador-Transformador

Porcentaje Admisible  
de sobreexcitación  
( p.u )

1.1

Ajuste(%Vn/Fn) Tiempo (seg)

	Ajuste(%Vn/Fn)	Tiempo (seg)
A	110	60
T	118	6

Plena-carga

Plena-carga

Figura N° 4.9 Ajustes de las funciones de protección 32 y 24

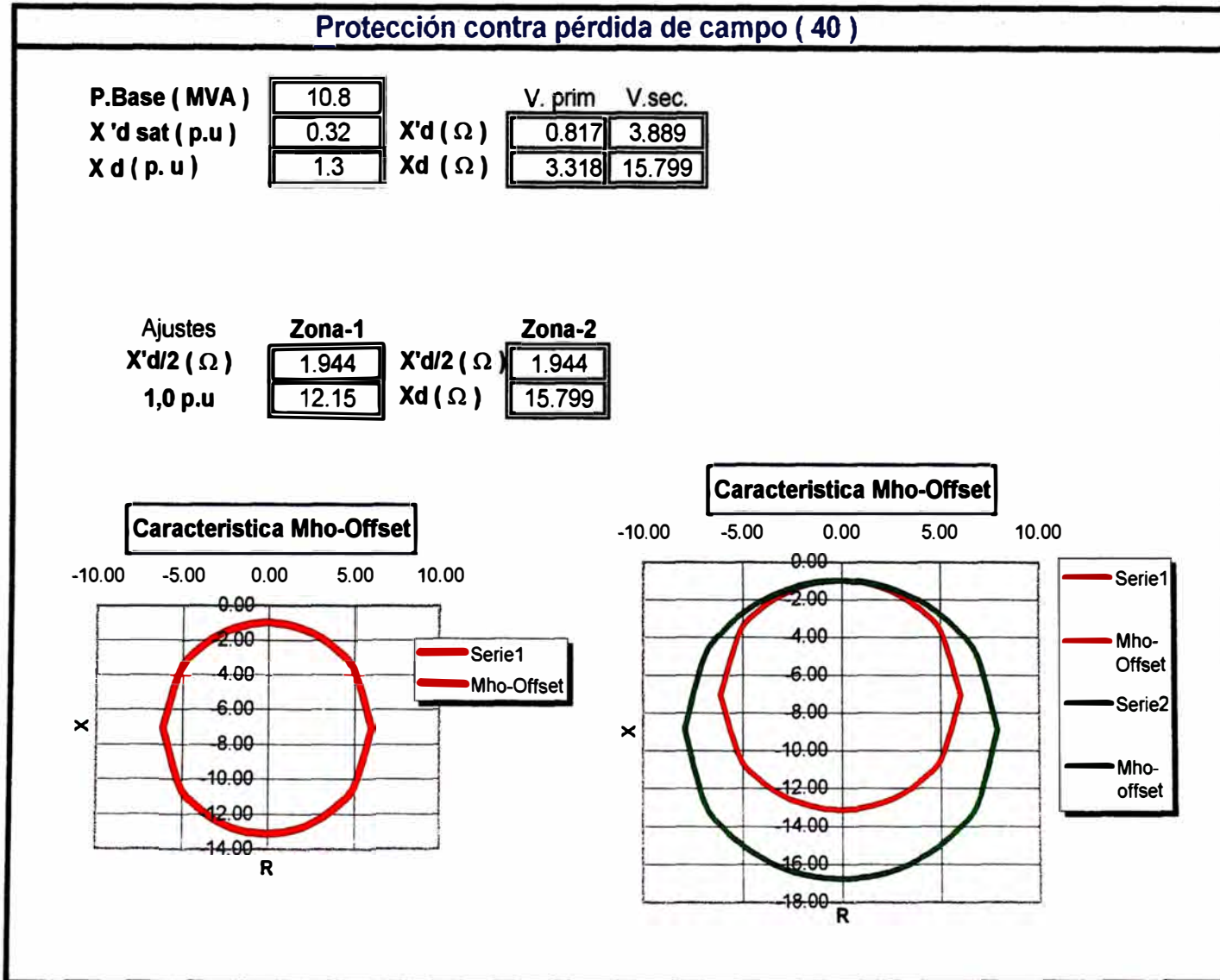


Figura N° 4.10 Ajuste de función de protección 40

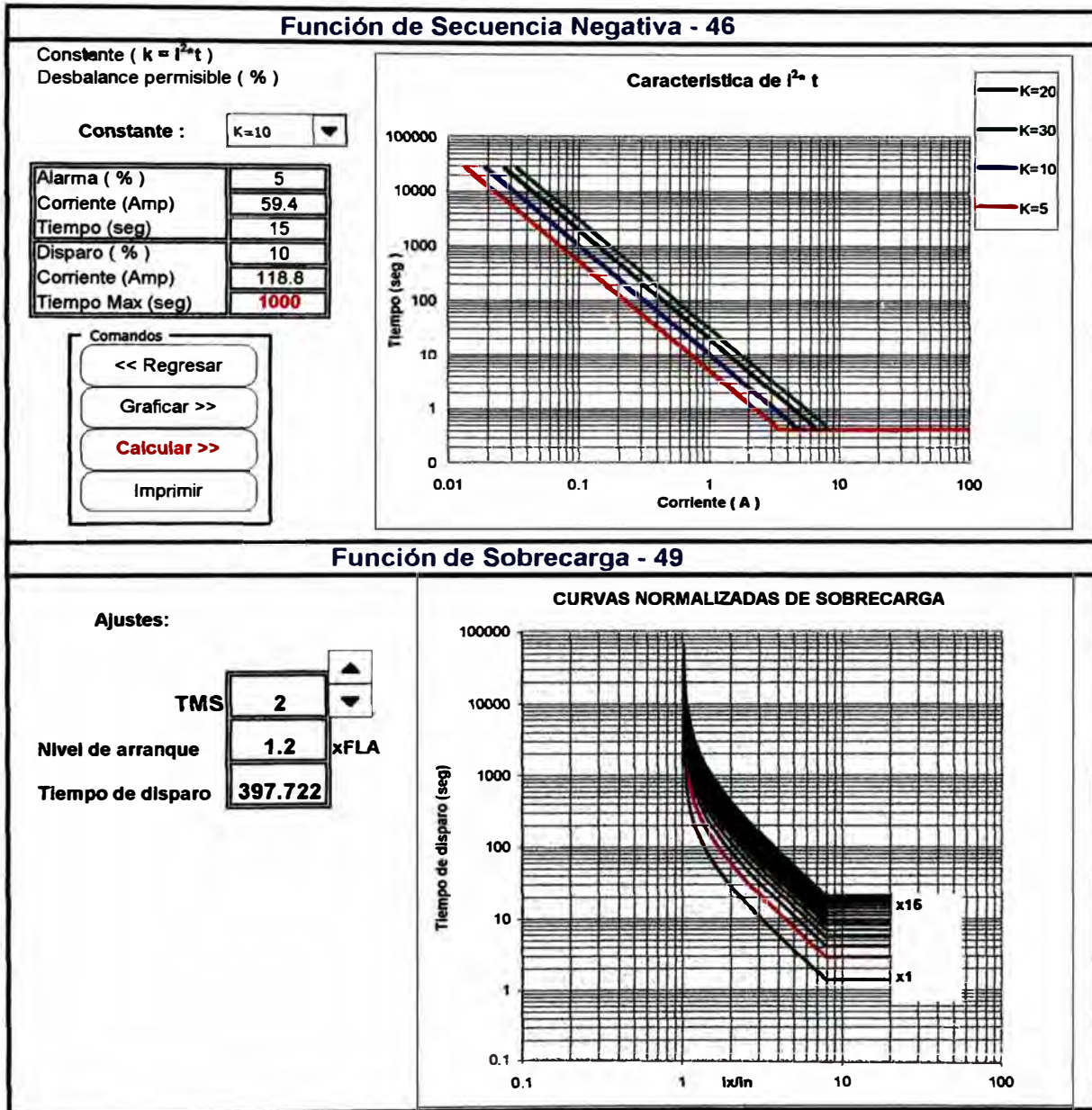


Figura N° 4.11 Ajustes de las funciones de protección 46 y 49

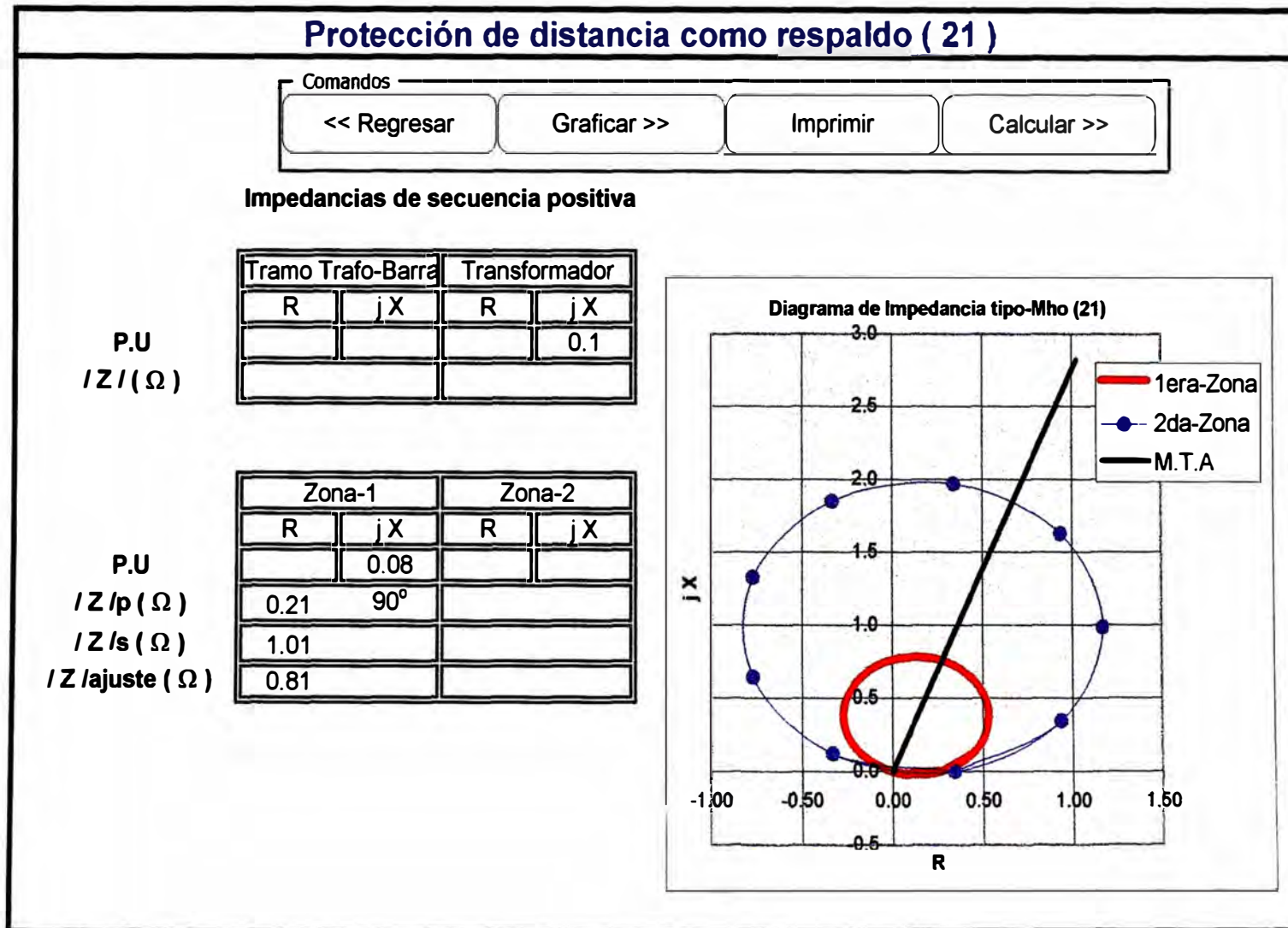


Figura N° 4.12 Ajuste de Función de protección 21



### Función Diferencial de fases - 87

**Características del transformador de potencia**

Comandos

Potencia	11.2	MVA
Tension A.T	35.6	kV
Tension B.T	5.25	kV
Grupo de conexión	Ynd11	
V.prim-máx (Tap-Sup)	37	kV
V.prim-mín (Tap-Inf)	34.2	kV

**A ) Cálculo del arranque ( Mín PICK-UP )**

1.-Corriente de excitación ( $I_{ex}/I_n$ ):	5	( % )
2.-Error en la medición de los TCs.	5	( % )
3.-Error en la medición del rele	3	( % )
4.-Efecto de la corriente de inserción	5	( % )
5.-Efecto de transitorios	3	( % )
6.- Factor de seguridad	5	( % )

$\Sigma comp >$  Mín PICK-UP =

26	( % )
30	( % )

**B ) Cálculo de la pendiente de polarización ( S-I )**

1.- Compensacion por la posicion de Taps.

a1.- Posición máxima del tap:	I1.rele:	5.2321	I2.rele:	4.8876
	V Tap-max	6.8085	( % )	
a2.- Posición mínima del tap:	I1.rele:	5.6605	I2.rele:	4.8876
	V Tap-mín	14.654	( % )	
	V Tap-mayor	14.654	( % )	

2.-Compensacion por error en los TCs:

5	( % )
---	-------

3.-Error por componente continua:

5	( % )
---	-------

4.-Compensacion por error de rele:

5	( % )
29.65	( % )

$\Sigma comp >$  Slope-1 (  $v1$  ) =

30.00	( % )
-------	-------

Slope-2 (  $v2$  ) =

60	( % )
----	-------

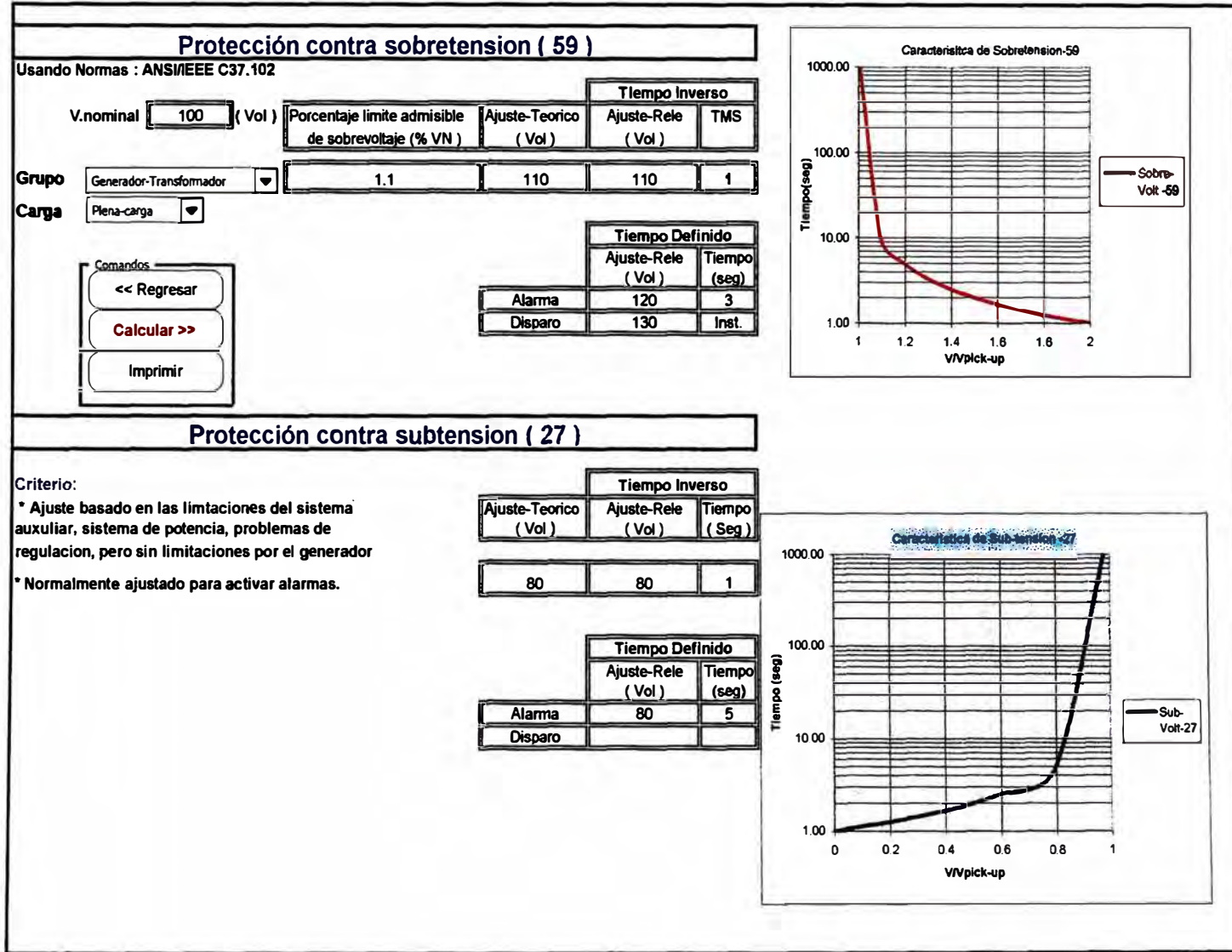
Tiempo

0.15	seg
------	-----

T.C. - Principales		T.C. - Auxiliares	
CT.A.T (prim)	200	CT.A.T (prim)	4.18
CT.A.T (sec)	5	CT.A.T (sec)	2.89
CT.B.T (prim)	1250	CT.B.T (prim)	5.04
CT.B.T (sec)	5	CT.B.T (sec)	5

**Característica de operacion diferencial**

Figura N° 4.14 Ajustes de la función de protección 87



Característica de Sub-tension-27

Figura N° 4.15 Ajustes de las funciones de protección 27 y 59

<b>Función de sobretension de neutro 59N (proteccion del 95% Estator a tierra)</b>																																
<b>Haciendo uso del estandar de General Electric:</b>																																
<b>Ajuste ( Volt )</b> <b>Tiempo (seg)</b> <b>Resistencia de neutro ( <math>\Omega</math> )</b>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td style="text-align: center;">5.40</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">10</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">1000</td></tr> <tr><td style="text-align: center;"> </td></tr> </table>	5.40	10	1000		<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center; width: fit-content; margin: auto;"> <b>Comandos</b>            &lt;&lt; Regresar  <b>Calcular &gt;&gt;</b>            Imprimir         </div>																										
5.40																																
10																																
1000																																
		<b>Corriente de falla a tierra</b> IN = 3.03 Amp V-disparo = 284 Voltios primarios <b>% Real Protegido : 90.6 %</b>																														
<b>Funcion de deteccion del Subvoltaje de tercer armonico ( 27TN ) Proteccion al 100%</b>																																
<b>Ajuste ( Volt-3th )</b> <b>Tiempo (seg)</b>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td style="text-align: center;">1.50</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">10</td></tr> <tr><td style="text-align: center;"> </td></tr> </table>	1.50	10		<b>Mediciones de Tercer Armonico del Generador</b> <table border="1" style="margin: auto; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Carga ( % In )</th> <th>Mag-3th ( V )</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0 (vacío)</td><td>3</td></tr> <tr><td>25</td><td>4</td></tr> <tr><td>50</td><td>5</td></tr> <tr><td>100</td><td>8</td></tr> </tbody> </table>	Carga ( % In )	Mag-3th ( V )	0 (vacío)	3	25	4	50	5	100	8																	
1.50																																
10																																
Carga ( % In )	Mag-3th ( V )																															
0 (vacío)	3																															
25	4																															
50	5																															
100	8																															
		<b>Nota:</b> Esta funcion es optimamente ajustada haciendo mediciones en el campo del voltaje neutral de tercer armonico. Y normalmente el menor valor es en vacio, pero este varia dependiendo del diseño del generador.																														
<b>Funcion de minima frecuencia ( 81U )</b>		<b>Funcion de sobre - frecuencia ( 81O )</b>																														
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="text-align: center;">Frecuencia (Hz)</th> <th style="text-align: center;">Tiempo (seg)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Alarma:</td><td style="text-align: center;">59</td><td style="text-align: center;">5</td></tr> <tr><td>Disparo:</td><td style="text-align: center;">58</td><td style="text-align: center;">1</td></tr> <tr><td>V.desbloqueo (%Vn)</td><td style="text-align: center;">70</td><td style="text-align: center;">70</td></tr> <tr><td>T.desbloqueo(seg)</td><td style="text-align: center;"> </td><td style="text-align: center;">0</td></tr> </tbody> </table>		Frecuencia (Hz)	Tiempo (seg)	Alarma:	59	5	Disparo:	58	1	V.desbloqueo (%Vn)	70	70	T.desbloqueo(seg)		0	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="text-align: center;">Frecuencia (Hz)</th> <th style="text-align: center;">Tiempo(seg)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Alarma:</td><td style="text-align: center;">60.5</td><td style="text-align: center;">5</td></tr> <tr><td>Disparo:</td><td style="text-align: center;">61.5</td><td style="text-align: center;">1</td></tr> <tr><td>V.desbloqueo (%Vn)</td><td style="text-align: center;">70</td><td style="text-align: center;">70</td></tr> <tr><td>T.desbloqueo(seg)</td><td style="text-align: center;"> </td><td style="text-align: center;">0</td></tr> </tbody> </table>			Frecuencia (Hz)	Tiempo(seg)	Alarma:	60.5	5	Disparo:	61.5	1	V.desbloqueo (%Vn)	70	70	T.desbloqueo(seg)		0
	Frecuencia (Hz)	Tiempo (seg)																														
Alarma:	59	5																														
Disparo:	58	1																														
V.desbloqueo (%Vn)	70	70																														
T.desbloqueo(seg)		0																														
	Frecuencia (Hz)	Tiempo(seg)																														
Alarma:	60.5	5																														
Disparo:	61.5	1																														
V.desbloqueo (%Vn)	70	70																														
T.desbloqueo(seg)		0																														

Figura N° 4.16 Ajustes de las funciones de protección 59N, 27TN, 81U, 81O



## **CAPÍTULO V EVALUACIÓN ECONÓMICA**

### **5.1 Introducción**

Los resultados de la evaluación económica de un proyecto para la instalación de relés de protección multifunción, deben justificar el mejoramiento de la protección de los generadores síncronos.

En este capítulo se presenta los costos y beneficios, así como una aplicación correspondiente al proyecto “Montaje electromecánico de relés de protección digital en las centrales hidroeléctricas Charcani IV y VI” realizado en la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa (EGASA), cuyos términos de referencia se muestran en el Anexo A. El proyecto incluye, la instalación de cuatro equipos de protección digital multifunción que reemplazarán a los relés electromecánicos existentes a fin de mejorar la confiabilidad de protección de los grupos de generación. Además, estos equipos contarán con una comunicación a distancia desde el Centro de Control, con la finalidad de centralizar la captura de información.

Este caso, fue justificado económicamente, comparando las situaciones con o sin proyecto, detallando los costos y beneficios que involucra, siendo ejecutado a fines del año 1999. Los indicadores económicos utilizados para la evaluación económica son el VAN y el TIR.

### **5.2 Costos y Beneficios**

Por su antigüedad, los relés electromecánicos existentes en las diferentes centrales de generación eléctrica, tienen desperfectos que se manifiestan continuamente en operaciones incorrectas, dejando de operar ante fallas, lo que

origina pérdidas económicas por energía dejada de vender, perdidas materiales en equipos y eventuales desconexiones de otros grupos de generación; así como pérdida de la imagen de la empresa.

La parada del grupo de generación para su reparación, repercute también en los ingresos mensuales dejados de percibir por la valorización de las transferencias de potencia firme en el sistema. Esto significa que debido al mal estado de los relés antiguos instalados o por no contar con una nueva protección, se dejaría de percibir ingresos por venta de energía y potencia en el mercado, además de los gastos por reparación.

Adicionalmente, se debe señalar que en el caso que la salida de este grupo traiga como consecuencia la apertura de circuitos donde se encuentran los puntos de venta a los clientes (empresas distribuidoras y clientes libres), de acuerdo a lo previsto en las normas técnicas de calidad, las interrupciones podrían dar origen a que se imponga una penalidad por sobrepasar un número de interrupciones por semestre, lo que representa un monto considerable. Esta situación podría presentarse, como resultado de la mala actuación de los equipos de protección actualmente instalados que van a ser reemplazados con el proyecto.

Además se debe compensar al cliente por la energía no entregada con un costo de racionamiento que es mucho mayor al precio en barra.

### **5.2.1 Costo de Reparación**

En muchas centrales de generación antiguas ocurren fallas internas en los generadores y al no actuar ninguno de los equipos de protección por obsolescencia, la máquina resulta con graves daños dejando de entregar energía por varios días al

sistema. Este daño implica un costo de reparación muy alto, que depende del tipo de falla y que puede comprometer a las siguientes partes:

Aislamiento de los devanados del estator o conexiones

Aislamiento de los devanados del rotor

Aislamiento en el sistema de excitación

Devanados del estator

Devanado del rotor

Eje del alternador

El costo de estas partes varía de acuerdo al tamaño de la máquina y a la ubicación de la central, pues se agrega al costo, el flete por transporte. Adicionalmente se considera la mano de obra de reparación. Generalmente, estas partes son suministradas por el fabricante del generador por lo que no es necesario una licitación y el tiempo depende generalmente de su fabricación, pues si se habla de centrales de generación de mas de 20 años, estos no garantizan un stock disponible.

### **5.2.2 Energía dejada de vender**

La parada del grupo de generación para su reparación, repercute también en los ingresos mensuales dejados de percibir por la venta de la energía no entregada al sistema. Esto significa que debido al mal estado de los relés antiguos instalados o por no contar con una nueva protección, se dejaría de percibir ingresos por venta de energía y potencia en el mercado, además de los gastos por reparación señalados en el punto anterior.

Las centrales de generación, por tener un costo variable teóricamente cero, se consideran generalmente como de base, por lo tanto la energía que generan es para

cubrir principalmente a sus clientes (regulado y libre), luego la energía dejada de vender se valoriza con el precio medio de la barra de venta más cercana, aplicando el factor de pérdidas respectivo por transformación y transmisión. La siguiente formula se aplica para el cálculo de los ingresos dejados de percibir por la venta de energía.

$$IVE = EG * PM * FP$$

Donde:

IVE : Ingresos por venta de energía (S/.)

EG : Energía dejada de generar por el grupo (kWh)

PM : Precio medio de la barra de venta (S/./kWh)

FP : Factor de pérdidas desde la barra de generación hasta la barra de venta

La energía dejada de generar por el grupo se determina multiplicando la potencia generada por el grupo, por el tiempo que estará fuera de servicio para su reparación. El precio medio en la barra de venta más próximo al grupo fallado y los factores de pérdidas, se calculan de acuerdo a las tarifas en barra fijadas en la resolución de OSINERG, de la fijación tarifaria correspondiente.

Como el grupo de generación esta operando en base, tiene una entrega constante de potencia, se considera un factor de carga del 100% y una estructura de venta de 35% de energía en horas punta y 65% de energía en horas fuera de punta, calculándose el precio medio de la siguiente manera:

$$PM = PPB / (NDM * FC * 100) + 0.35 * PEPB + 0.65 * PEFPB$$

Donde:

PM : precio medio en la barra de venta (S/./kWh)

PPB : precio de potencia en la barra de venta (S/./kW-mes)

PEPB : precio de la energía en punta en la barra de venta (S/./kWh)

PEFPB : precio de la energía fuera de punta en la barra de venta (S./kWh)

NDM : numero de horas del mes

FC : factor de carga (1.00)

Los grupos térmicos de generación, generalmente entregan energía al sistema, dependiendo del despacho económico programado por el COES, por sus altos costos variables son despachados para cubrir las demandas horarias del sistema.

En este caso la energía dejada de vender se valoriza al costo marginal del sistema; con la siguiente relación se calcula los ingresos dejados de percibir por la energía dejada de transferir al sistema:

$$IVE = EG * (CM - CV) * FP$$

Donde:

IVE : Ingresos por venta de energía (S/.)

EG : Energía dejada de generar por el grupo (kWh)

CM : Costo marginal en la barra de entrega (S./kWh)

CV : Costo variable total del grupo (S./kWh)

FP : Factor de pérdidas

Los costos variables de los grupos de generación son calculados y evaluados por el COES en forma mensual. El costo marginal del sistema es calculado por el COES en forma horaria y es proporcionado a todas las empresas generadoras

### **5.2.3 Valorización de la transferencia de potencia**

Cuando un grupo de generación térmica deja de entregar potencia al sistema, se incrementa el factor de indisponibilidad, y para el caso de un grupo de generación hidráulica disminuye el factor de presencia, afectando los ingresos por transferencia

de potencia de punta mensual entre empresas generadoras. El cálculo se efectúa de la siguiente manera:

$$ITP = PFNR * PPG * FAIG$$

Donde:

ITP : Ingreso por transferencia de potencia (S/.)

PFNR : Potencia firme no remunerable (kW)

PPG : Precio de potencia de generación (S/./kW)

FAIG: Factor de ajuste de ingreso garantizado (<1)

La potencia firme no remunerable es aquella que se deja de percibir al no operar el grupo de generación. La forma de cálculo varía dependiendo del tipo de generador. Para un grupo de generación hidráulica, la potencia firme no remunerable se determina con la siguiente relación:

$$PFNR = PF * (1 - FP)$$

Donde:

PFNR : Potencia firme no remunerable del grupo hidráulico

PF : Potencia firme del grupo hidráulico

FP : Factor de presencia del grupo hidráulico

La potencia firme de grupos de generación hidráulica y térmica se determina de acuerdo al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y su modificatoria del Decreto Supremo N° 004-99-EM. Estos resultados son proporcionados por el COES a las empresas de generación para su aprobación en forma mensual. El factor de presencia esta en función a los días que operó el grupo con respecto al número de días del mes, por tanto su cálculo es directo.

Para un grupo de generación térmica, la potencia firme no remunerable se determina con la siguiente relación:

$$PFNR = PF * FI$$

Donde:

PFNR: Potencia firme no remunerable del grupo térmico

PF : Potencia firme del grupo térmico

FI : Factor de indisponibilidad del grupo térmico

El factor de indisponibilidad del grupo térmico esta en función a los días que operó el grupo con respecto al número de días del año, por tanto su cálculo es directo.

#### **5.2.4 Costo de mantenimiento**

El mantenimiento de un relé multifunción es mucho más simple y cómodo en comparación a los relés electromecánicos. Para las pruebas de operación es necesario solo una conexión de las entradas de corriente, tensión y contactos de salida, ahorrándose mucho tiempo en conectar y desconectar. Así también los bornes de conexión son menores si se compara a todos los relés que son reemplazados por el relé multifunción. De acuerdo a un presupuesto presentado por la empresa Tecknotron, el costo unitario para el mantenimiento de estos relés multifunción es de 250 dólares americanos, mientras que para cada relé electromecánico es de 100 dólares americanos.

#### **5.2.5 Gasto de Inversión**

El costo principal es el costo del relé multifunción. Existiendo muchas marcas que fabrican estos relés, los precios varían de acuerdo a la cantidad de funciones y al sistema de comunicación a utilizarse para su control.

En la Tabla N° 7 se presenta los precios de algunos relés multifunción:

MARCA	MODELO	PRECIO UNITARIO USA \$
BASLER	BBE-GPR-P1BVS	3,878.00
SEL	300G	5,895.00
BECKWITH ELECTRIC	M-3430	9,664.00
GEC ALSTHOM	LGPG111	11,252.00
GENERAL ELECTRIC	SR489	9,850.00
ABB	GPU	4,500.00

Tabla N° 7 Costo de Relés Multifunción

Además de los relés multifunción, es necesario contar con un sistema de comunicación remoto a fin de centralizar el control de todos los equipos de protección ubicados en las centrales de generación que conforman el proyecto. Para esto, es necesario adquirir equipos conversores de señal y módems para la comunicación a distancia. Los equipos modernos de protección, incluyen puertos de comunicación RS232 que permiten una conexión punto a punto y son aplicables cuando no se requiere una red o pruebas de protocolo; incluyen también puertos de comunicación RS485 para conectar a una red de relés con puertos del mismo tipo y luego a un módem o una central de comunicaciones que se encuentre a varios kilómetros de distancia.

Algunos relés multifunción tienen su propio concentrador o convertidor de señal para la comunicación a distancia, siendo lo más común el uso del convertidor RS232/RS485. La Tabla N° 8 muestra el precio de algunos conversores, concentradores y módem:



DESCRIPCIÓN	MARCA	MODELO	PRECIO UNITARIO USA \$
Integrador de comunicaciones	SEL	SEL-2020	4,621.00
Convertidor de señal RS232/RS485	GE – Multilin	F485	595.00
Convertidor RS232/RS485	PML	COM32	300.00
Interfaz de comunicación	Gec Alsthom	KITZ 201	1315.00
Modem telefónico	Robotics		170.00

Tabla N° 8 Costo de equipos de comunicación

### 5.2.6 Ahorro de costos basado en la mejora de la productividad y disminución de salidas de servicio de la unidad

El costo del tiempo de salida de servicio esta conservativamente estimado en \$34.00 por MWh. Este costo se asocia típicamente con la producción de energía de plantas de generación térmica. Está claramente reconocido que dependiendo de las circunstancias este costo puede ser significativamente más alto basado en la demanda de las cargas y la ocasión de perdida de carga.

Si con las funciones y características del sistema de protección digital de la unidad de generación el tiempo de salida de servicio se ha reducido en un día, entonces se pagará el reajuste para la reducción de un día.

Para una unidad de 40 MW, el pago por salida de servicio al instalar el sistema de protección digital se reducirá en:

$$(34.00 \text{ \$/ MWh}) \times (40 \text{ MW}) \times (24 \text{ horas}) = \$32,6400.00$$

Mientras que el costo total de instalación para el recambio a un sistema de protección digital se estima en \$12,000.00.

### **5.3 Evaluación económica del proyecto**

En las Centrales Hidroeléctricas Charcani IV y VI de EGASA, se instalaron cuatro (04) equipos de protección multifunción a fin de concentrar los diferentes tipos de protección de los grupos generadores y complementarlas con otras funciones.

#### **5.3.1 Descripción del Proyecto**

El proyecto considera la adquisición e instalación de los siguientes equipos:

- 4 Relés multifunción para generadores síncronos
- 2 conversores RS232/RS485
- 2 módem de comunicación
- 100 metros de cable apantallado

#### **5.3.2 Situación sin proyecto**

La situación sin proyecto significa no efectuar el reemplazo de los relés existentes.

Las Centrales Charcani IV y VI se encuentran ubicadas en la rivera del río Chili de la ciudad de Arequipa a 3500 msnm. Las condiciones más desfavorables y perjudiciales para los grupos de generación se presentan en época de avenida, pues las lluvias torrenciales y descargas atmosféricas que provocan sobretensiones, dañan el aislamiento de las máquinas. Este tipo de falla en el aislamiento se ha presentado en los generadores de la Central Charcani I y II, ocasionando la parada de los grupos para su reparación.

En el Anexo B se presenta una estadística de las fallas ocurridas durante los últimos años, que ocasionaron la parada de los grupos de generación para su

posterior reparación con el consiguiente gasto en repuesto y mano de obra, así como la energía dejada de entregar al sistema.

Los grupos de generación de las centrales Charcani IV y VI, tienen una antigüedad que oscila entre 20 y 40 años, en ese sentido sus equipos de protección, que en su momento fueron los adecuados, hoy en día no garantizan la misma confiabilidad. Por lo tanto a fin de optimizar el despeje de las fallas y complementarlas con otras funciones de protección, se hace necesario una modernización de los relés de protección.

### **5.3.3 Parámetros de evaluación**

Los principales parámetros para la evaluación económica de las alternativas con y sin proyecto son:

Horizonte de Evaluación	10 años
Vida útil	10 años
Depreciación	Lineal
Tipo de cambio	3.50 S/. / US \$

### **5.3.4 Beneficios de la alternativa con proyecto**

En forma conservadora, considerando un beneficio mínimo por la modernización del sistema de protección, que resulta en una reducción de un día el tiempo de salida de servicio de los grupos de las centrales Charcani IV y VI cuya potencia efectiva total es de 25 MW, se determina la valorización de la energía y la valorización de la transferencia de potencia.

El beneficio por la renovación del equipo de protección es evitar los costos descritos en los puntos 5.2.1, 5.2.2 5.2.3 y 5.2.4 que expresados en USA \$ se muestra en la Tabla N° 9.

Periodo	Costo de reparación	Venta de energía	Transferencia de potencia	Total US \$
0	0	0	0	0
1	0	18,146	1,439	19,585
2	0	18,146	1,439	19,585
3	0	18,146	1,439	19,585
4	0	18,146	1,439	19,585
5	0	18,146	1,439	19,585
6	0	18,146	1,439	19,585
7	0	18,146	1,439	19,585
8	0	18,146	1,439	19,585
9	0	18,146	1,439	19,585
10	0	18,146	1,439	19,585

Tabla N° 9 Beneficios de la alternativa

### 5.3.5 Costo de la alternativa con proyecto

Los costos de la alternativa son:

Mantenimiento : US \$ 1,200/año

Luego los gastos en el periodo de evaluación son:

Periodo	Mantenimiento	Total de Gastos
0	0	0
1	1,200	1,200
2	1,200	1,200
3	1,200	1,200
4	1,200	1,200
5	1,200	1,200
6	1,200	1,200
7	1,200	1,200
8	1,200	1,200
9	1,200	1,200
10	1,200	1,200

Tabla N° 10 Costos por mantenimiento

### 5.3.6 Inversión

La inversión de la alternativa es:

Costo de relés : 42,000 US\$

Instalación de relés : 8,000 US\$

Periodo	Inversión
0	50,000
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	0
8	0
9	0
10	0

Tabla N° 11 Inversión de la alternativa

### 5.3.7 Evaluación económica de la alternativa

Con los valores calculados anteriormente, se ha confeccionado el cuadro resumen de flujos de fondos, tal como se muestra en la Tabla N° 12.

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Ingresos</b>											
Ahorro en reparación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venta de Energía	0	18,146	18,146	18,146	18,146	18,146	18,146	18,146	18,146	18,146	18,146
Transferencia de Potencia	0	1,439	1,439	1,439	1,439	1,439	1,439	1,439	1,439	1,439	1,439
<b>Total Ingresos (I)</b>		19,585	19,585	19,585	19,585	19,585	19,585	19,585	19,585	19,585	19,585
<b>Gastos/Egresos</b>											
Operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento		1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
<b>Total Gastos (E)</b>		1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Margen	M=I-E	18,385	18,385	18,385	18,385	18,385	18,385	18,385	18,385	18,385	18,385
Depreciación (10 años)	D	15,901	10,779	6,327	3,714	2,180	1,280	751	441	259	152
Flujo de Caja antes de Impuestos	FCAIM=M-D	2,485	7,606	12,058	14,671	16,205	17,105	17,634	17,944	18,126	18,233
Inversion	-Io	-50,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ahorro pago Impuestos de Empresa	APIM=-0,335*FC	-832	-2,548	-4,039	-4,915	-5,429	-5,730	-5,907	-6,011	-6,072	-6,108
<b>Flujo de Caja Neto</b>		-50,000	17,553	15,837	14,346	13,470	12,956	12,655	12,478	12,374	12,277

**Tabla N° 5.6 Resumen de flujo de fondos**

### 5.3.8 Análisis de sensibilidad

Se efectuaron los análisis de sensibilidad con respecto a la Inversión, Ingresos y Gastos con variaciones en cada uno de ellos de  $\pm 10\%$ .

Los efectos que ocasionan estas variaciones en el VAN (con una tasa de descuento de 14 %) y en el TIR, son los que muestran en la siguiente Tabla:

	VARIACIÓN (%)	VAN (14%) USA \$	TIR (%)
CASO BASE	-	40,262	35
1. INVERSION	+10%	35,876	31
	- 10%	44,648	39
2. INGRESO	+10%	49,223	39
	- 10%	31,300	31
3. GASTOS	+10%	39,713	35
	- 10%	40,811	35

Tabla N° 13 Análisis de Sensibilidad

Del análisis de sensibilidad efectuado se puede observar que para un incremento de la inversión del 10 %, el TIR baja a 31 % y para una disminución de los beneficios en 10 %, el TIR baja a 31%.

El reemplazo de los relés en malas condiciones por un relé moderno implicará una mejora notable en la calidad de servicio.

En vista de los resultados de la evaluación se recomienda ejecutar el proyecto en referencia, lo que representa una inversión de US \$ 50,000 sin IGV.

### **5.3.9 Adquisición de relés de protección**

Aprobado el proyecto de inversión se realizó las especificaciones técnicas, posteriormente después de la evaluación técnica y económica se solicitó la compra de los siguientes materiales:

4 Relés multifunción de protección de generador marca: GE Multilin, tipo: SR489

2 Conversores RS232/RS485 marca: GE Multilin, tipo: F485

2 Módems telefónicos, marca: Robotics

100 metros de cable apantallado de 1 par de hilos

Este proyecto fue desarrollado en EGASA a fines del año 1999 bajo la supervisión del graduando, por haber sido el encargado del sistema de protección de los grupos de generación de esta.



## CONCLUSIONES

Actualmente, existen diversas áreas funcionales de protección de generadores de 20 años o más que tienen deficiencias significativas. Esta tesis trata de identificar tales áreas de protección, así como también los riesgos y las implicancias de no atenderlas debidamente.

La implementación mediante el uso de relés multifunción digitales, representa una estrategia económicamente eficaz para mejorar la protección al nivel de las normas técnicas actuales del sector eléctrico.

Los sistemas de protección multifunción digitales tienen una consideración válida, pues ayudan a reunir los objetivos de un programa de mejoramiento y modernización de las plantas de generación eléctrica.

La unidad de protección que concentra varios componentes de funciones individuales hace que se tenga una protección más completa de la máquina. Mediante la capacidad de diagnóstico de los relés multifunción, se logra una mayor productividad y optimización del mantenimiento.

Con una implementación mínima, sobre la base de los relés multifunción se obtiene una extensión de la vida útil, además de las ventajas operacionales de la secuencia de eventos, valores actuales y capacidades de comunicación.

Con todas estas capacidades de anulación y/o reducción de tiempo de salida forzada, se justifica aun más los reajustes de los costos.

## RECOMENDACIONES

La generación constituye la inversión de capital más costosa en una empresa de generación eléctrica; el proteger esta inversión previniendo las fallas debería ser una prioridad fundamental para las empresas de electricidad, así como para otros propietarios de generadores.

Considerando muchas unidades antiguas, los sistemas de protección se acercan a su fin de vida debido a la degradación del aislamiento, hoy en día es apropiado considerar una actualización para un sistema de protección digital del generador.

El mejoramiento y modernización de los sistemas de protección digitales se aplica específicamente a unidades más grandes donde el tiempo de salida forzada es sumamente costoso para los propietarios de la empresa generadora.

La falla crítica en un sistema digital puede degradar la protección en forma más significativa que una falla en un sistema electromecánico. En consecuencia, se debe proveer una protección de respaldo adecuada. Esto se puede hacer usando componentes de relé selectos, dos sistemas digitales, etc.

**ANEXO A**

**TÉRMINOS DE REFERENCIA - “MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE  
RELÉS DE PROTECCIÓN DIGITAL EN LAS CENTRALES  
HIDROELÉCTRICAS CHARCANI IV Y VI”**

**GERENCIA TECNICA  
COMERCIAL**

**GTC-02-99**

**MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE RELÉS DE  
PROTECCIÓN DIGITAL EN LAS CENTRALES  
HIDROELÉCTRICAS CHARCANI IV Y VI**

**TÉRMINOS DE REFERENCIA**

**AREQUIPA, OCTUBRE DE 1999**

# **INDICE**

- 1. GENERALIDADES**
- 2. EXTENSION DEL SERVICIO**
- 3. DESCRIPCION DE TRABAJOS**
- 4. MATERIALES Y EQUIPO**
- 5. RECURSOS HUMANOS**
- 6. PLAZO DE EJECUCIÓN**

## **1. GENERALIDADES**

En las Centrales Hidroeléctricas Charcani IV (grupos N° 1, 2, 3) y Charcani VI (grupo N° 1) se instalarán cuatro (04) equipos de protección digitales multifunción (General Electric – Multilin SR489) a fin de mejorar la protección eléctrica de los generadores de modo de cumplir con las normas actuales y concentrar los diferentes tipos de protección de los grupos generadores en un solo equipo.

Estos equipos serán interconectados a través de un cable de comunicación RS485 y concentrados mediante un convertidor RS485/232 con la finalidad de centralizar la captura de información a distancia desde el Centro de Control.

El mejoramiento de las protecciones eléctricas con los relés MULTILIN SR-489, permitirá además contar con monitoreo con oscilógrafo del generador.

## **2. EXTENSION DEL SERVICIO**

- 2.1 Replanteo de los esquemas eléctricos de protección, mando y medición.
- 2.2 Retiro de los relés antiguos para acondicionamiento de los paneles de protección existentes.
- 2.3 Fabricaciones metálicas para acondicionamiento de los paneles de protección existentes. Pintado de las fabricaciones metálicas.
- 2.4 Montaje, conexión y cableado de nuevos relés de protección multifunción.
- 2.5 Tendido de cables de control y cables de comunicación.
- 2.6 Pruebas y puesta en servicio de los relés de protección.
- 2.7 Suministro de materiales para fabricaciones metálicas, conexiones eléctricas y pintura.

## **3. DESCRIPCIÓN DE TRABAJOS:**

- 3.1 Replanteo de los esquemas eléctricos de protección y medición a instalar, para lo cual proporcionaremos los planos eléctricos. En los casos que sea necesario, el Contratista realizará el levantamiento de las instalaciones existentes. El Contratista deberá entregar los diagramas y esquemas eléctricos replanteados para su revisión y/o corrección por personal de EGASA, que deberán mostrar al detalle las conexiones eléctricas de los relés de protección, equipos de mando, medida y el sistema de comunicación. Los diagramas y esquemas eléctricos definitivos, replanteado por el contratista deberá ser entregado por duplicado (2 juegos).
- 3.2 Retiro de los relés antiguos para acondicionamiento de los paneles de protección existentes que alojarán los nuevos relés; se requiere que los relés de protección sigan protegiendo mientras se efectúa la instalación; estos se conectarán provisionalmente próximos al tablero de forma que no perturben la instalación de los nuevos relés.

- 3.3 Fabricaciones metálicas para acondicionamiento de los paneles de protección (tapas, cajas, etc.). Preparación de las pletinas de fierro para fijación de alambres y perfiles cominco para instalación de bornes de conexión.**

Acondicionamiento de los paneles de protección existentes, para lo cual se realizará los calados respectivos. Los espacios vacíos dejados por el retiro de los relés antiguos deberá ser tapado con planchas de fierro de 1/16" y pintadas, dejando el panel en óptimo acabado.

- 3.4 Montaje, conexión y cableado de los nuevos relés de protección, los cuales se instalarán en los siguientes puntos:**

1. Panel de Protección – C.H. Charcani IV – G1
2. Panel de Protección – C.H. Charcani IV – G2
3. Panel de Protección – C.H. Charcani IV – G3
4. Panel de Protección – C.H. Charcani VI – G1

Estas centrales de generación se encuentran ubicados en el distrito de Cayma, provincia de Arequipa y departamento de Arequipa.

Para el alambrado y conexionado de los relés de protección en los paneles de protección existentes, se utilizará alambre rígido y flexible de cobre THW 2.5 mm<sup>2</sup>. Se deberá instalar una bornera frontera con bornes de conexión (10 mm<sup>2</sup>) utilizando bornes seccionables para los circuitos circuito de corriente y tensión.

- 3.5 Tendido y conexión de cable de control (2x2.5 mm<sup>2</sup>) desde el interruptor de cada grupo de generación hasta el panel de protección para señalización de posición del interruptor.**

Realizar el conexionado del cable de comunicación para la red RS485 entre los relés de protección, utilizando para esto el cable de par trenzado y apantallado 2x24 AWG. Se deberá instalar también un (02) convertidores RS485/RS232 para concentrar las señales de salida de los relés multifunción.

- 3.6 Se deberá efectuar las pruebas de operación de los relés multifunción de acuerdo a los ajustes de cada función de protección proporcionado por EGASA, para esto el contratista deberá contar con un equipo de prueba de relés de protección con capacidad de simulación exacta de las corrientes y tensiones de un sistema trifásico. Este equipo deberá ser portátil y robusto, para utilizarlo en campo o en laboratorio, además deberá contar con todos sus accesorios, incluyendo además esquemas, instrucciones, etc.**

Finalmente, se deberá poner en servicio todos los equipos de protección y medida instalados, así como el sistema de comunicación, debiendo realizar pruebas de funcionamiento con los respectivos Softwars de los equipos instalados.

#### **4. DESCRIPCIÓN DE INSTALACIONES**

A continuación se detallan las características técnicas de los alternadores, transformadores y protecciones:

## **CENTRAL HIDRAULICA DE CHARCANI IV (CH-IV)**

### **TURBINA HIDRAULICA (CH-IV):**

▪ Marca	:	CHARMILLES
▪ Tipo	:	Turbina FRANCIS
▪ Eje	:	Horizontal
▪ Número de serie	:	Grupo Nro. 1 : 2193 Grupo Nro. 2 : 2270 Grupo Nro. 3 : 2193
▪ Velocidad	:	702 RPM
▪ Caida Neta	:	117.35 M
▪ Caudal	:	5 M3/s
▪ Potencia	:	6910 h.p.

### **GENERADOR (CH-IV):**

▪ Marca	:	BROWN BOVERI Y CIA
▪ Tipo	:	WAS 140 / 100 / 10
▪ Número	:	HM - 200003
▪ Potencia	:	6000 KVA
▪ Voltios	:	5250 +/- 5 % V
▪ Amperios	:	660 A
▪ Cos $\phi$	:	0.8
▪ Revoluciones	:	720 RPM
▪ Frecuencia	:	60 hz

### **REACTANCIAS DE GENERADOR - VALORES EN P.U. (CH-IV):**

▪ Sincronica	Xs	:	1.28
▪ Transitoria	X'	:	0.24
▪ Subtransitoria	X''	:	0.18
▪ Secuencia Neg.	X2	:	0.20
▪ Secuencia cero	Xo	:	0.10
▪ Limites MVA		:	Min - 1.8 Max 3.6
▪ H	(s)	:	2.1

### **EXCITATRIZ PRINCIPAL (CH-IV):**

▪ Marca	:	BROWN BOVERI Y CIA
▪ Tipo	:	GF 216 b
▪ Número de serie	:	Grupo Nro. 1 : A.402116 Grupo Nro. 2 : A.603376 Grupo Nro. 3 : B.69734
▪ Potencia	:	30 KW
▪ Voltios	:	78 VCC
▪ Amperios	:	385 ACC
▪ Velocidad	:	720 RPM

### **TRANSFORMADOR DE POTENCIA (CH-IV):**

▪ Marca	:	BROWN BOVERI
---------	---	--------------



- Potencia Nominal : 6000 KVA
- Frecuencia : 50 Hz
- Tensión nominal : 37000 - 36300  
35600 - 34900  
34200 / 5250 V
- Grupo de conexión : Yd11
- Tensión de corto circuito : Transformador 1 : 6.30 %  
Transformador 2: 6.21 %  
Transformador 3: 6.30 %
- Regulación : +/-2 x 2.0
- Posición de tap actual : 4

#### RELES DE PROTECCION ELECTROMECHANICOS (CH-IV):

CANT	PROTECCIÓN	MARCA	TIPO	FASES	CODIFICACIÓN		
					G-1	G-2	G-3
3	Térmica	Brown Boveri	ST	( R, S, T )	110	75	433
3	Máx. Intensidad	Brown Boveri	St	( R, S, T )	111	76	434
1	Máx. Tensión	Brown Boveri	SGnt	( R )	108	72	428
1	Rotor a Tierra	Brown Boveri	PA5		109a	74	431
1	Estator a Tierra	Brown Boveri	CU E		109	73	429
1	Diferencial	Brown Boveri	Dms	( R, S, T )	107	77	435

#### CENTRAL HIDRAULICA DE CHARCANI VI (CH-VI)

##### TURBINA HIDRAULICA (CH-VI):

- Marca : CHARMILLES
- Tipo : Turbina FRANCIS
- Velocidad : 514.3 / 428.6 RPM
- Frecuencia : 60 / 50 HZ
- Caída Neta : 69 / 69 M
- Caudal : 15 / 15 M3/s
- Potencia : 12450 / 12050 CAB

##### GENERADOR (CH-VI):

- Marca : BROWN BOVERI Y CIA
- Tipo : WAS 185/125/14
- Número : HM - 200003
- Potencia : 10800 / 11200 KVA
- Voltios : 5250 Y/ 5250 Y V
- Amperios : 1188 / 1233 A
- Cos  $\phi$  : 0.8 / 0.8
- Revoluciones : 428.6 / 514.03 RPM
- Frecuencia : 50 / 60 hz
- Volt. Excitación : 142 VCC
- Amp. Excitación : 467 ACC

##### REACTANCIAS - VALORES EN P.U (CH-VI):

▪ Sincrónica	Xs	:	1.30
▪ Transitoria	X'	:	0.32
▪ Subtransitoria	X''	:	0.22
▪ Secuencia Neg.	X2	:	0.26
▪ Secuencia cero	Xo	:	0.12
▪ Limites MVA		:	Min -3.24 Max 6.48
▪ H (s)		:	1.6

#### **EXCITATRIZ PRINCIPAL (CH-VI):**

▪ Marca	:	BROWN BOVERI Y CIA
▪ Tipo	:	GF 216 b
▪ Número	:	HM 270017
▪ Potencia	:	90 / 60 KW
▪ Voltios	:	165 / 135 / 210 VCC
▪ Voltios Exc.	:	35 / 20 / 66 VCC
▪ Amperios	:	545 / 445 / 695 ACC
▪ Velocidad	:	428.6 - 514/min Ns 944

#### **EXCITATRIZ AUXILIAR (CH-VI):**

▪ Marca	:	BROWN BOVERI Y CIA
▪ Tipo	:	GFC 134 a
▪ Número	:	HM 270018
▪ Potencia	:	3 / 5.5 KW
▪ Voltios	:	85 VCC
▪ Voltios Exc.	:	85 VCC
▪ Amperios	:	35 / 65 ACC
▪ Velocidad	:	428.6 - 514/min Ns 944

#### **TRANSFORMADOR DE POTENCIA (CH-VI):**

▪ Marca	:	BROWN BOVERI
▪ Potencia Nominal	:	11200 KVA
▪ Frecuencia	:	60 Hz
▪ Tensión nominal	:	37000 - 36300 35600 - 34900 34200 / 5250 V
▪ Grupo de conexión	:	Yd11
▪ Tensión de corto circuito	:	6.20 %
▪ Regulación	:	+/-2 x 2.0
▪ Posición de tap actual	:	5

#### **RELES DE PROTECCION ELECTROMECHANICOS.**

Los relés de protección originalmente instalados son del tipo electromecánico, marca ABB, y su fecha de instalación es de 1976. Los códigos de identificación son los siguientes:

<b>CANT</b>	<b>PROTECCIÓN</b>	<b>MARCA</b>	<b>FASES</b>	<b>CODIGO</b>
3	Térmica	Brown Boveri	(R, S, T)	646 R, S, T
3	Máx. Intensidad	Brown Boveri	(R, S, T)	647 R, S, T
1	Máx. Tensión	Brown Boveri	(R)	640 R
1	Rotor a Tierra	Brown Boveri		644
1	Estator a Tierra	Brown Boveri		642
1	Diferencial	Brown Boveri	(R, S, T)	806

## **TABLA DE SEÑALES Y DISPAROS**

La Tabla N° 1 y 2 muestran la disposición de señales en el panel respectivo de las centrales Charcani IV y VI.

## **ESQUEMAS ELECTRICOS Y MECÁNICOS**

Los esquemas mecánicos y eléctricos de protección de los grupos de generación de la Central Hidroeléctrica Charcani IV se presentan en los siguientes esquemas:

- 1.1a Sistema de protección – Grupo 1
- 1.1b Sistema de protección – Grupo 2
- 1.1c Sistema de protección – Grupo 3
- 1.2 Vista frontal de panel de protección
- 1.13 Interfaz de comunicación RS 485
- 1.14 Diagrama típico de cableado

Los esquemas mecánicos y eléctricos de protección de los grupos de generación de la Central Hidroeléctrica Charcani VI se presentan en los siguientes esquemas:

- 1.1 Sistema de protección – Diagrama unifilar
- 1.2 Vista frontal de panel de protección
- 1.16 Interfaz de comunicación RS 485
- 1.17 Diagrama típico de cableado

## **4. MATERIALES Y EQUIPO:**

El Contratista suministrará todos los materiales y equipos para fabricaciones metálicas, canaletas de plástico y los materiales que se describen en el siguiente cuadro:

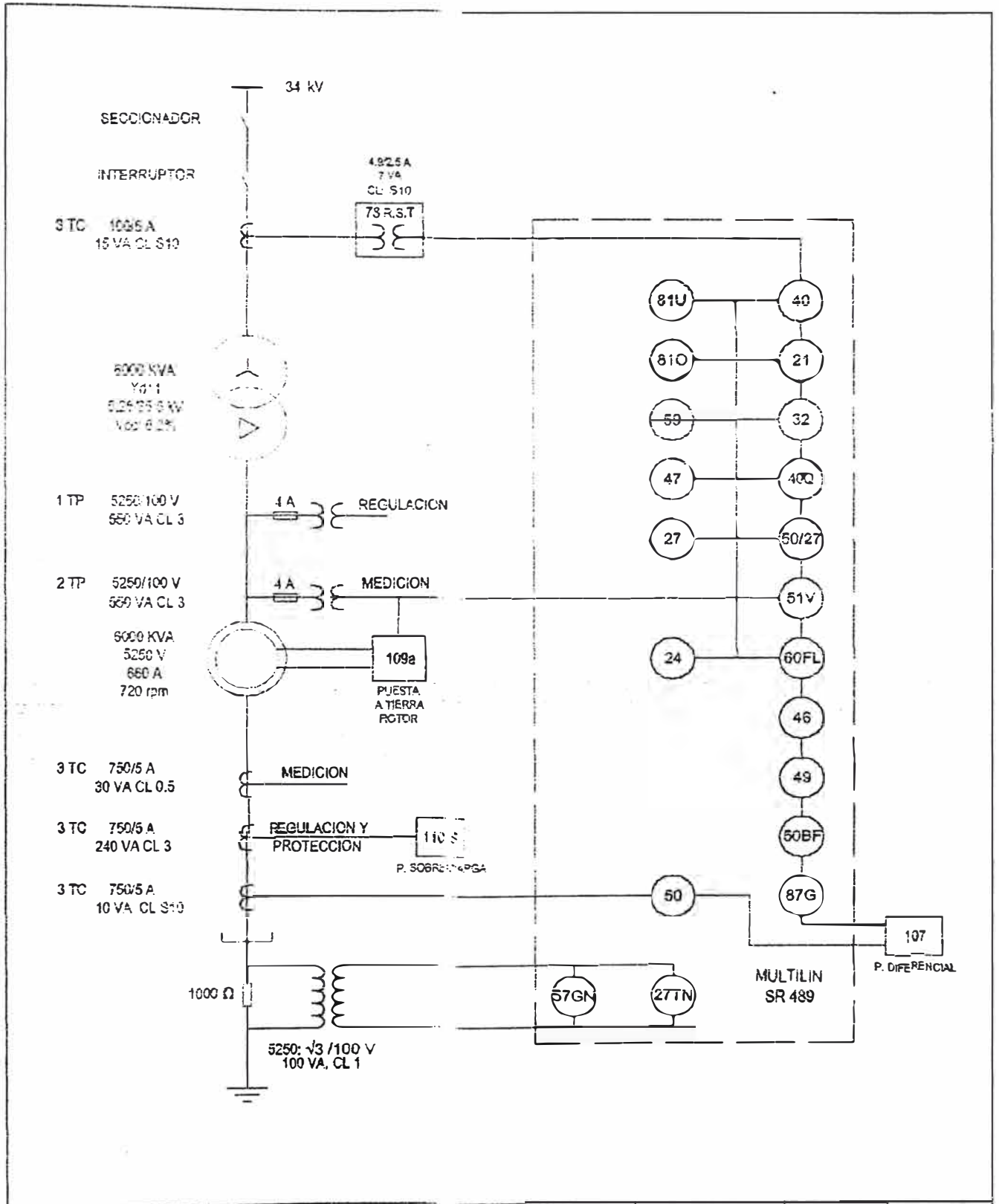
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO
1	Adaptador de enchufe redondo a plano	pza.	2
2	Atacable de 100 mm	pza.	300
3	Atacable de 200 mm	pza.	200
4	Base para rele 11 pines	pza.	1
5	Bornera 6mm.	pza.	100
6	Bornera de corriente 6mm	pza.	28
7	Bornera seccionable 4 mm	pza.	28
8	Cable apantallado 2 x 24 AWG	m	100
9	Cable flexiplasst 14 AWG	m	400
10	Cable NLT 2 x 14 AWG	m	70
11	Cable NLT 3 x 14 AWG	m	70
12	Cable NMT 4 x 12 AWG	m	150
13	Cable THW 12 AWG	m	81
14	Canaleta 40 x 80	m	6
15	Canaleta 50 x 50	m	12
16	Cinta aislante	rollo	1
17	Cinta espiral 8mm	m	20
18	Fusible cartucho 2 amp.	pza.	8
19	Marcador de bornera 1-100	pza.	400
20	Marcador de cable 16-10	pza.	50
21	Marcador de cable 22-18	pza.	150
22	Porta cintillo adhesivo 25 x 25	pza.	20
23	Portafusible unipolar cartucho 32 amp.	pza.	8
24	Perno exagonal 1/4	pza.	10
25	Rele encapsulado 11 pines 110 vcc.	pza.	1
26	Riel simetrico 2 mtr.	pza.	2
27	Tapa de bornera de corriente	pza.	4
28	Tapa de bornera P 8-10	pza.	18
29	Terminal horquilla 3/16 azul	pza.	250
30	Terminal horquilla 5/32 azul	pza.	200
31	Terminal pin azul	pza.	300
32	Terminal sobre moldeado amarillo	pza.	300
33	Terminal sobre moldeado azul	pza.	200
34	Terminal sobre moldeado gris	pza.	100
35	Tope de bornera	pza.	8
36	Plancha de fierro 1/8"	m2	1
37	Pintura esmalte	gl	1

## 5.0 RECURSOS HUMANOS

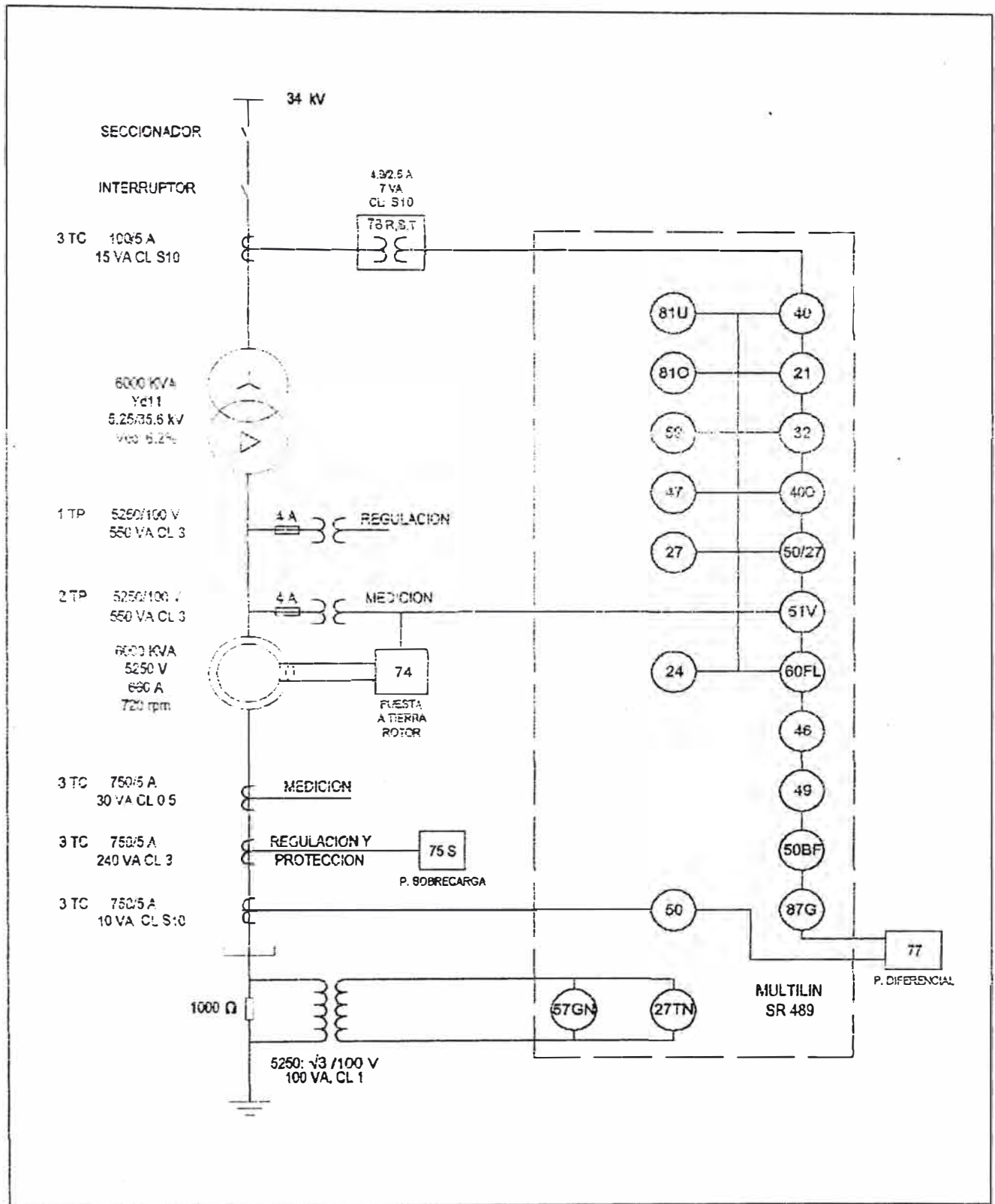
Para la ejecución de los trabajos el Contratista deberá contar con personal especializado con experiencia, contar con seguro de vida y contra accidentes. Para ello, el Contratista deberá remitir la relación del personal a emplear detallando las experiencias laborales. Deberá indicar además, los equipos y herramientas a emplear (equipos de medida, prueba, implementos de seguridad, etc.)

## 6.0 PLAZO DE EJECUCIÓN

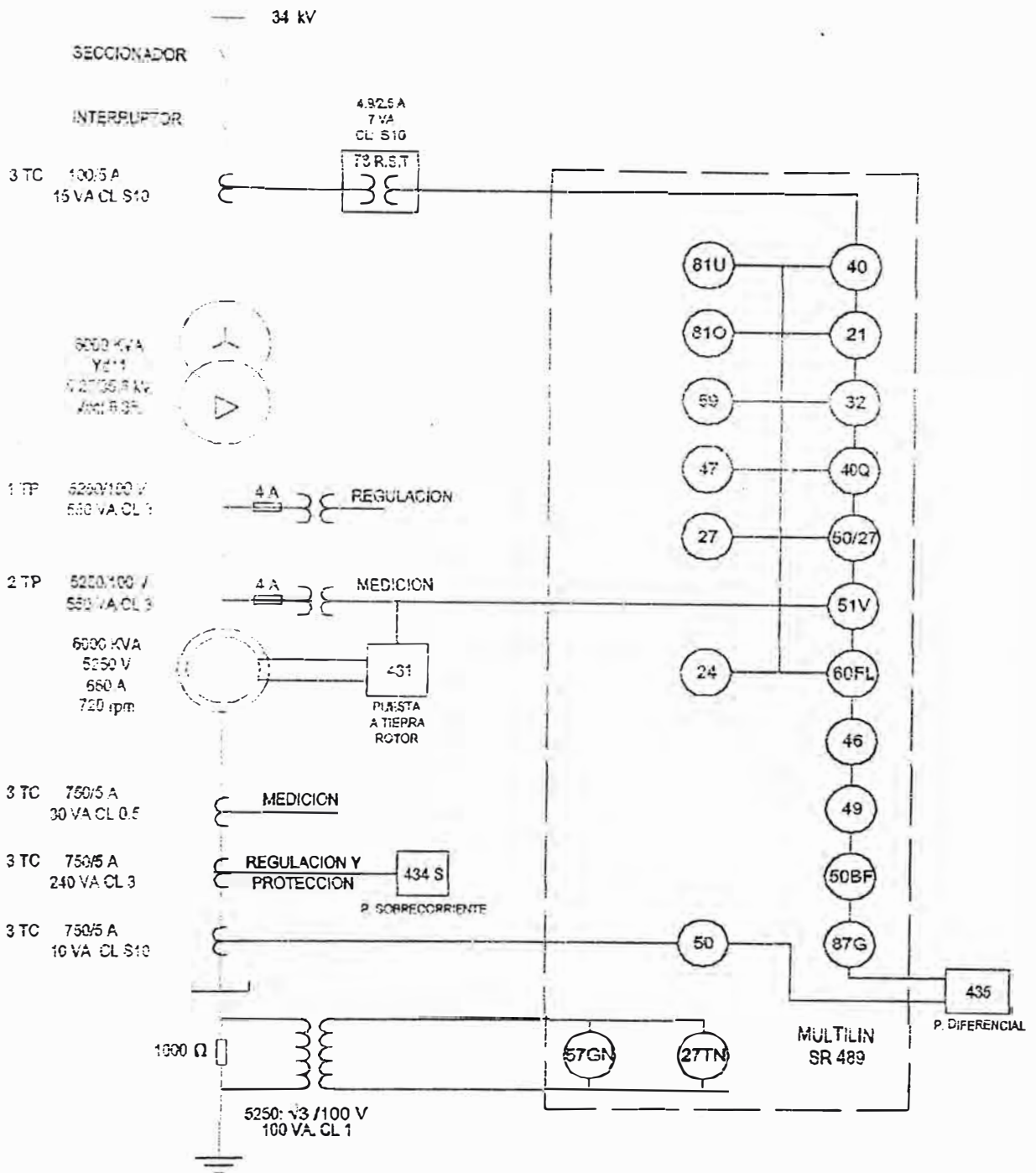
El plazo de ejecución es de 40 días calendario.



<b>Tecknotron</b>	EGASA / CHARCA 4 GRUPO 1 SISTEMA DE PROTECCION MODIFICADO DIAGRAMA UNIFILAR	Hoja Nº: 1	INDICE	ESQUEMA Nº
		Fecha: Nov. 99	1	1a
		Dib: A dIF.G		
		Rev: A.H.R.		



<b>Tecknotron</b>	EGASA / CHARCANI 4 SISTEMA DE PROTECCION MODIFICADO DIAGRAMA UNIFILAR	Hoja N°: 2	INDICE	ESQUEMA N°
		Fec h: a: 11/09/90	1	1b
		Dib: A.dI.F.G.		
		Rev: A.H.R.		



**Tecknotron**

EGASA / CHARCANI 4  
 SISTEMA DE PROTECCION MODIFICADO  
 DIAGRAMA UNIFILAR

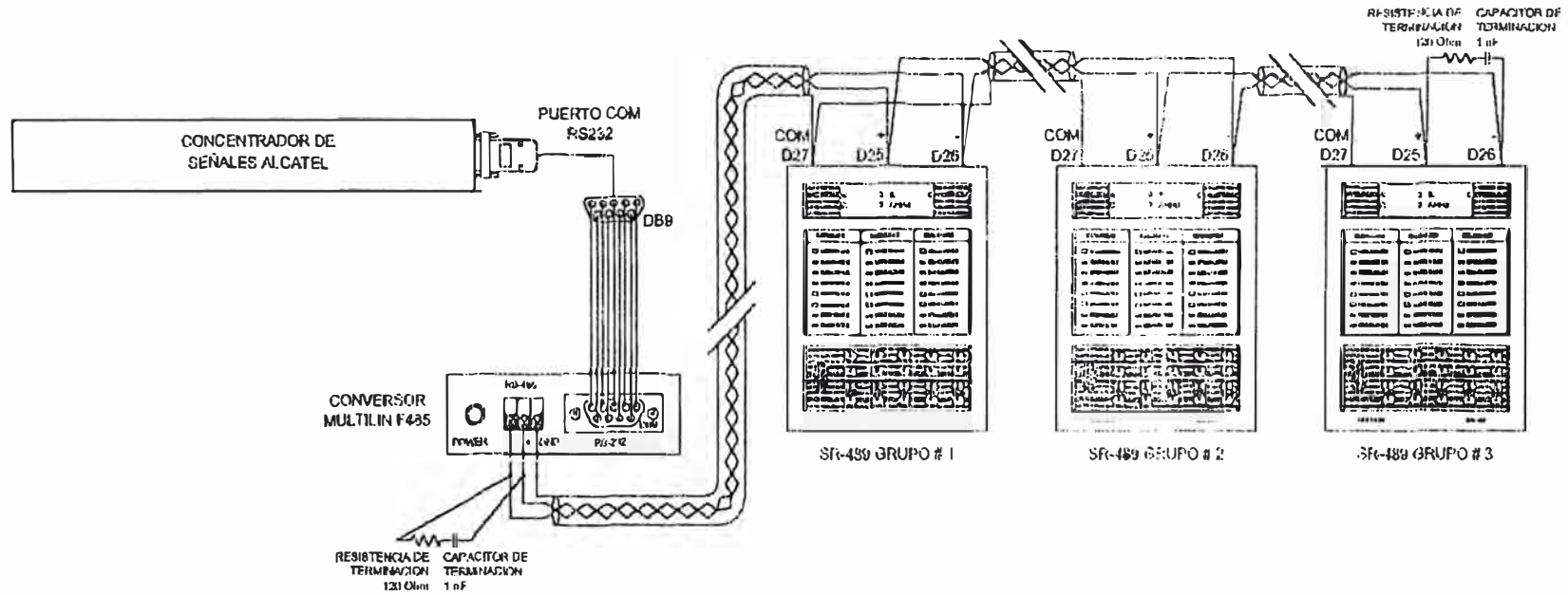
Hoja N°: 3  
 Fecha: Nov. 99  
 Dib: A. d.F.G  
 Rev: A.H.R.

INDICE	ESQUEMA N°
1	1c

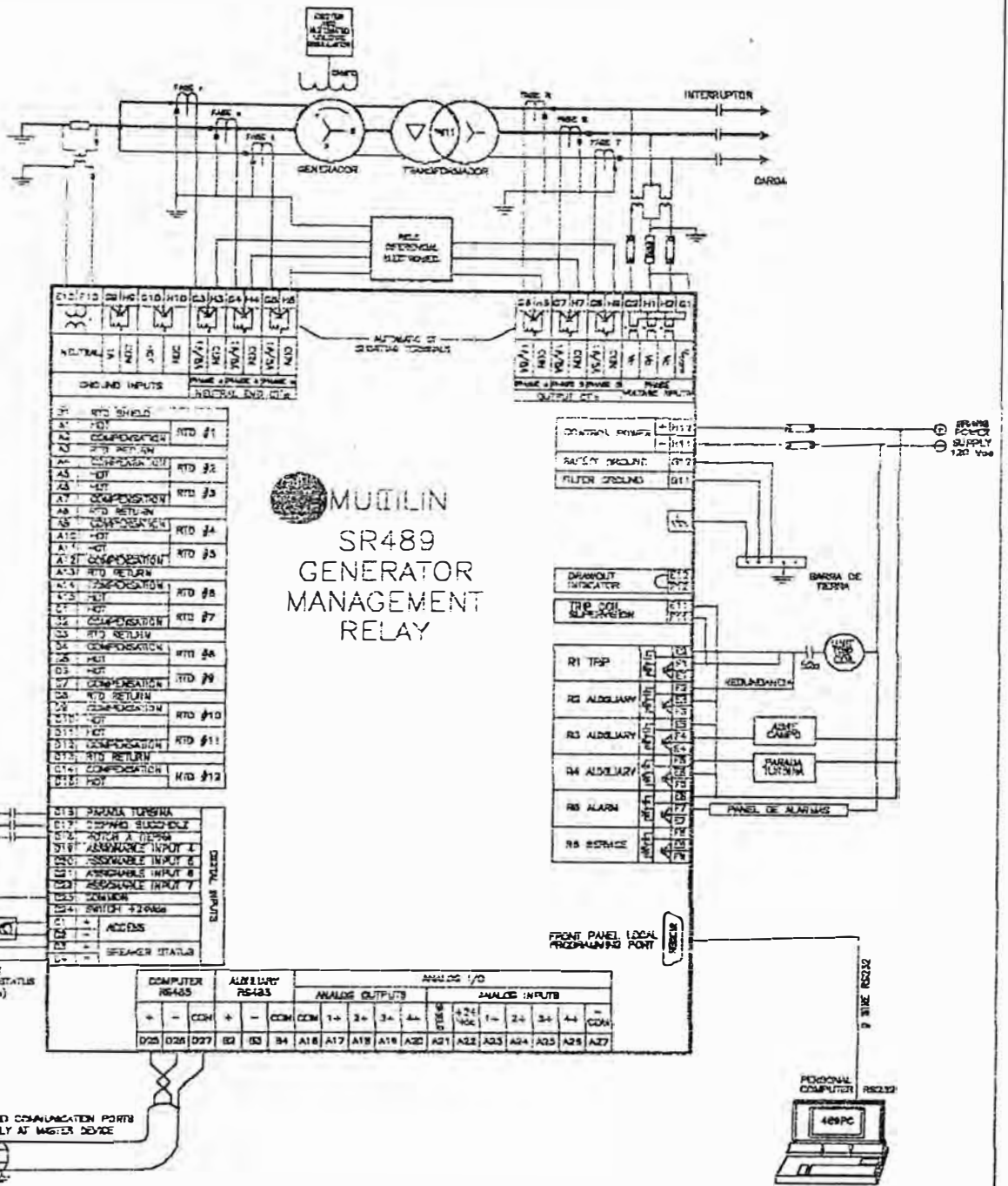




# INTERFAZ DE COMUNICACIONES RS 485 CH4



<b>Tecknotron</b>	EGASA / CHARCANI 4 GRUPO 6 MVA: 5250 V; 50/60 Hz	Fecha Nov 98	D.F.	Hoja N° 10	INTERFAZ DE COMUNICACIONES RS 485 CH4	INDICE	ESQUEMA	
		Ed. A. JFC	CH4			1	13	
		Rev. AHR						
		Vicio						



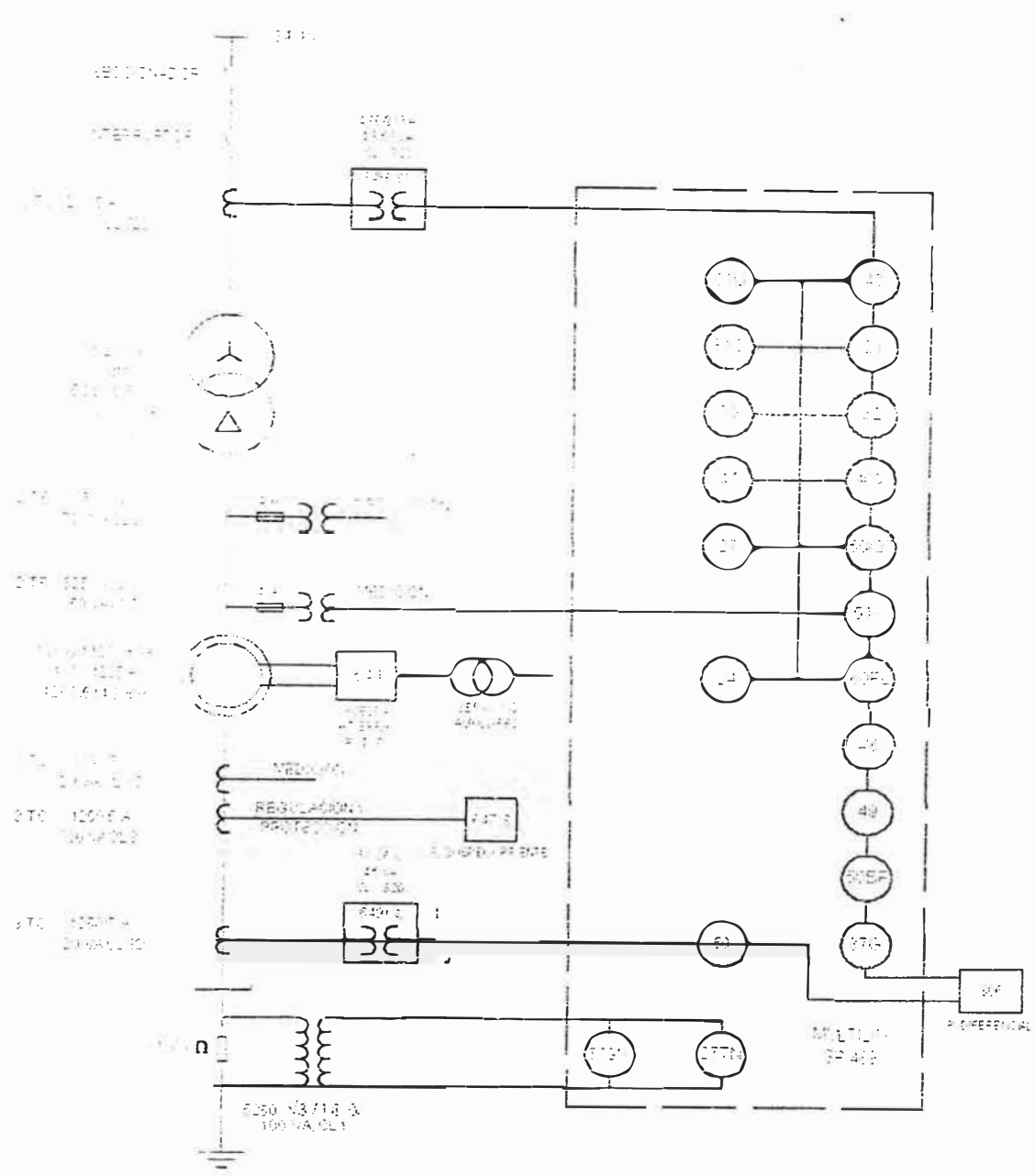

**MULLIN**  
**SR489**  
**GENERATOR**  
**MANAGEMENT**  
**RELAY**

**Tecknotron**

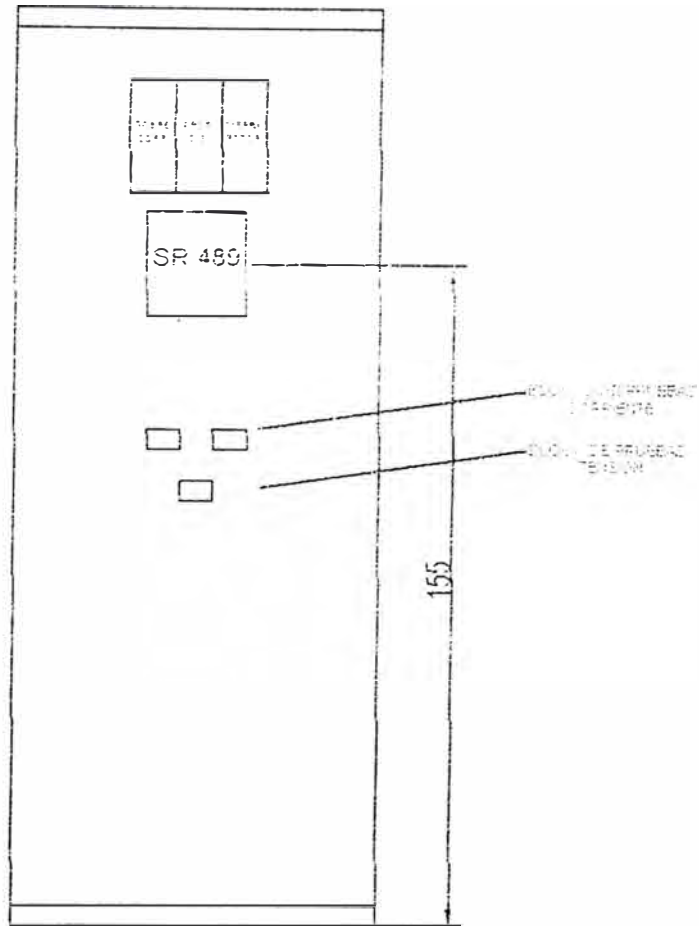
EGASA / CHARCANI 4  
DIAGRAMA TIPICO DE CABLEADO

Hoja N°: 20  
 Fecha: Nov. 99  
 Dib: A.dif G.  
 Rev: A.H.R.

FIGURA	EQUIVARIANT
1	14

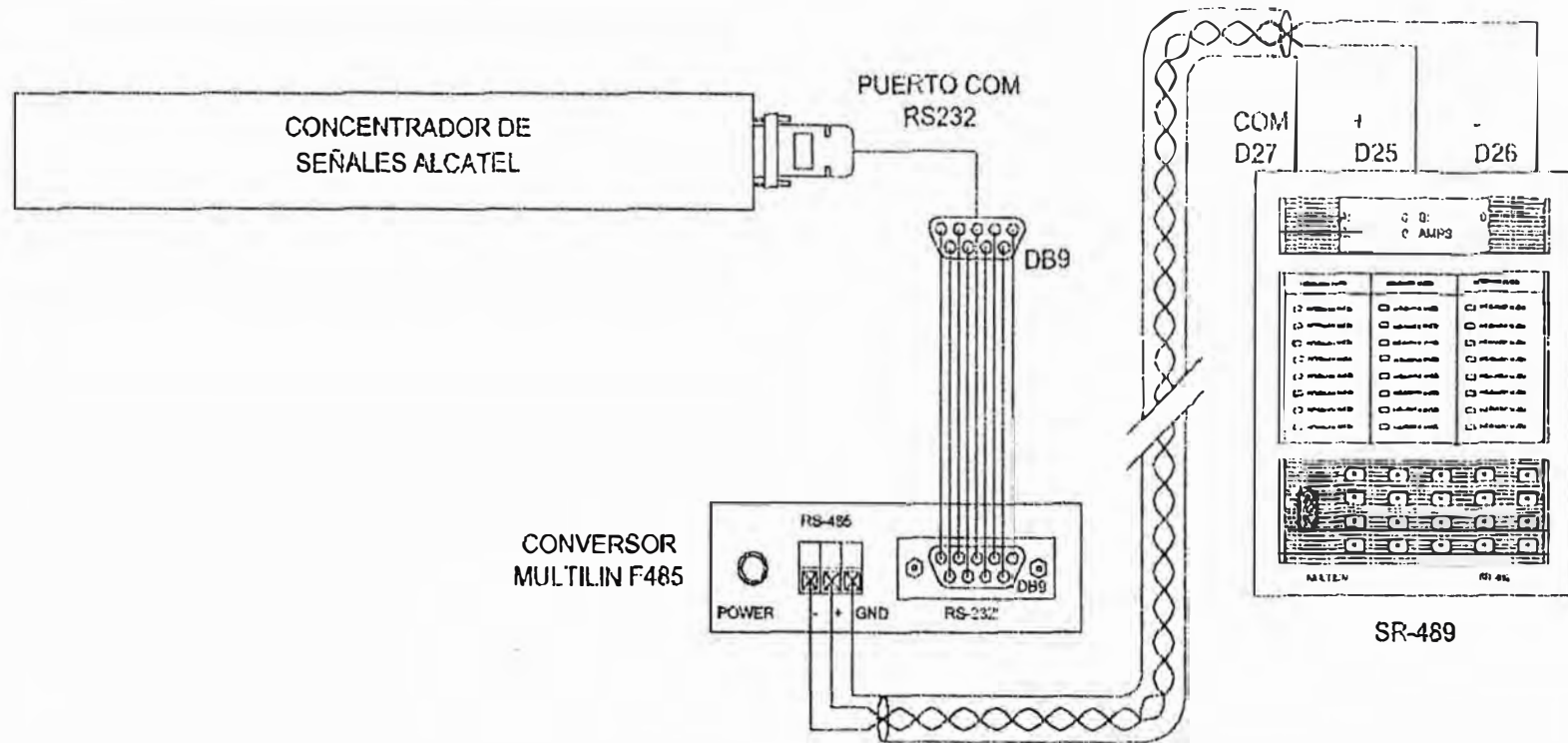


<b>Tecknotron</b>	EGASA / CHARCANI 6 SISTEMA DE PROTECCION MODIFICADO DIAGRAMA UNIFILAR	Hoja N°: 1	FOICE	ESQUEMA N°
		Fecha: Nov. 99	1	1
		Dib: A. di F.G.		
		Rev: A.H.R.		

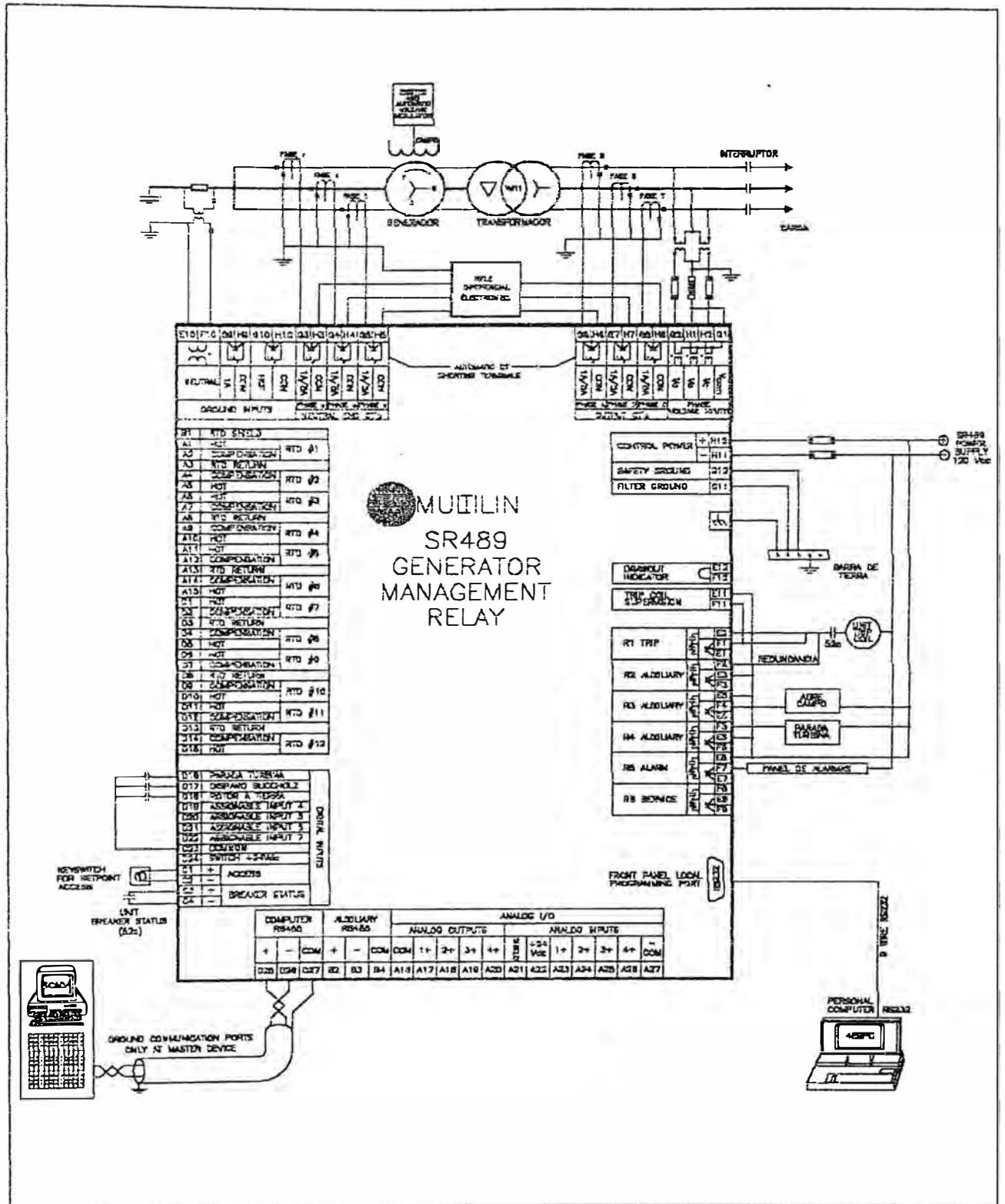


<b>Tecknotron</b>	EGASA / CHARCANI 6 PANEL DE PROTECCIONES MODIFICADO VISTA FRONTAL	Hoja Nº: 2	INDICE	ESQUEMA Nº
		Fecha: Nov. 99	1	2
		Dib: A.dif.G.		
		Rev: A.H.R.		

INTERFAZ DE COMUNICACIONES RS 485 CH6



<b>Tecknotron</b>	EGASA / CHARCANI 6 GRUPO 11.2 MVA; 5250 V; 50/60 Hz	Fecha: Nov 53	OP	Hys P P D	INTERFAZ DE COMUNICACIONES RS 485 CH6	INDIC	ESQUEMA N°
		Lab A-B-C	CH6			1	16
		Rev A-B-C					
		Visio					



<b>Tecknotron</b>	EGASA / CHARCANI 6	Hoja N°: 17	INDICE	ESQUEMA N°
	DIAGRAMA TIPICO DE CABLEADO	Fecha: Nov. 99	1	17
		Dib: A.dif.G.		
		Rev: A.H.R.		

**ANEXO B**

**REGISTRO DE FALLAS DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN**

**HIDRAULICA DE EGASA**

**REGISTRO DE FALLAS DE LOS GRUPOS HIDRAULICOS DE EGASA**

MOTIVO (FM)	F
AÑO	1999
CENTRAL	Charcani 1

N° de veces de FALLA			GRUPO		
MES	DÍA	MOTIVO	G1	G2	Total general
	2	5 Falla en el autotransformador	1		1
		6 Falla en el autotransformador	1		1
	3	3 falla en la linea de Yura	1	1	2
		4 fogonazo en la linea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS	1	1	2
		6 fogonazo en la linea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS	1		1
		13 caida de rayo sobre linea Ch5-Socabaya		1	1
		14 Paro por ingreso de torrenteras	1	1	2
		19 Paro de grupo por perturbaciones en la linea a YURA.	1	1	2
<b>Total general</b>			<b>7</b>	<b>5</b>	<b>12</b>



**REGISTRO DE FALLAS DE LOS GRUPOS HIDRAULICOS DE EGASA**

MOTIVO (FM)	F
AÑO	1999
CENTRAL	Charcani 2

N° de veces de FALLA			GRUPO			
MES	DÍA	MOTIVO	G1	G2	G3	Total general
1	27	Paro de grupo por rotura de la faja de bomba del regulador	1			1
		Paro de grupo por fuga de aceite del regulador.	1			1
2	5	Falla en el transformador de la minicentral	1			1
		Falla en el trafo de la minicentral			1 1	2
	7	Se desprendio 2 fase de la terna 2 de la línea Cha1-Cha3	1	1	1	3
	28	Fuga de aceite Rotura de una grasera detras del caracol de la turbina	1		1	1
3	3	falla en la línea de Yura	1	1	1	3
	4	fogonazo en la línea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS Perturbación en el SIS.	1		1	1
	13	caida de rayo sobre línea Ch5-Socabaya	1			1
		Paro de grupo por fallas en la línea YURA.			1	1
		Paro de grupo por sobrecarga.		1		1
	19	falla en la línea de Yura	1			1
Paro de grupo por fallas en la línea YURA.				1	1	
Paro de grupo por perturbaciones en la línea a YURA.			1		1	
<b>Total general</b>			<b>9</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>21</b>

**REGISTRO DE FALLAS DE LOS GRUPOS HIDRAULICOS DE EGASA**

MOTIVO (F/M)	F
AÑO	1999
CENTRAL	Charcani 3

N° de veces de FALLA			GRUPO		
MES	DÍA	MOTIVO	G1	G2	Total general
	2	5 Falla en el autotransformador de la minicentral g1	1	1	2
		7 Desprendimiento de 2 fases de la terna 2 de linea Ch1-Ch3	1	1	2
		20 (vacías)	1		1
	3	3 Paro de grupo por falla en la linea YURA. Paro de grupo por fallas en la linea YURA.		1	1
		4 fogonazo en la linea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS	1	1	2
		6 Paro de grupo por falla en la linea YURA.	1	1	2
		13 caida de rayo sobre linea Ch5-Socabaya	1	1	2
		14 caida de rayo sobre linea Ch5-Socabaya	1	1	2
		19 Paro de grupo por falla en la linea YURA.	1	1	2
Total general			9	8	17

**REGISTRO DE FALLAS DE LOS GRUPOS HIDRAULICOS DE EGASA**

MOTIVO (FM)	F
AÑO	1999
CENTRAL	Charcani 4

Nº de veces de FALLA			GRUPO			
MES	DÍA	MOTIVO	G1	G2	G3	Total general
2	5	Falla en el autotransformador de la minicentral g1	1	1	1	3
	6	Falla en el autotransformador de la minicentral g1			1	1
	11	Falla en el autotransformador de la minicentral g1			1	1
	17	sobrevelocidad,turbina bloqueada,rotura de 8 bieletas			1	1
3	3	falla en la linea de Yura	1	1	1	3
	4	fogonazo en la linea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS	1	1	1	3
	6	falla en la linea de Yura	1		1	2
		fogonazo en la linea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS		1		1
	13	caida de rayo sobre linea Ch5-Socabaya			1	1
	14	caida de rayo sobre linea Ch5-Socabaya	1			1
		fogonazo en la linea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS		1	1	2
	15	fogonazo en la linea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS			1	1
	18	fogonazo en la linea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS			1	1
19	caida de rayo sobre linea Ch5-Socabaya	1	1		2	
	fogonazo en la linea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS			1	1	
	31	Paro de grupo por falla eléctrica en la bomba de regulaci3n.		1		1
4	7	(vacias)			1	1
<b>Total general</b>			<b>6</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>26</b>

**REGISTRO DE FALLAS DE LOS GRUPOS HIDRAULICOS DE EGASA**

MOTIVO (FM)	F
AÑO	1999
CENTRAL	Charcani 6

N° de veces de FALLA			GRUPO	
MES	DÍA	MOTIVO	G1	Total general
	3	3 falla en la línea de Yura	1	1
		4 fogonazo en la línea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS	1	1
		14 fogonazo en la línea 2 de Ch4-Ch1, perturbacion en el SIS	1	1
		17 Falla eléctrica en la bomba del regulador	1	1
		19 falla en la línea de Yura	1	1
<b>Total general</b>			<b>5</b>	<b>5</b>

### HORAS DE MANTENIMIENTO DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN DE EGASA

Central	Grupo	1996	1997	1998	a marzo 1999
Charcani 4	CHA4 G1	1,087.51	49.78	22.80	31.50
Charcani 4	CHA4 G2	427.37	146.12	95.92	16.80
Charcani 4	CHA4 G3	582.52	119.81	38.49	92.00
Charcani 5	CHA5 G1	469.60	229.53	362.47	17.00
Charcani 5	CHA5 G2	616.22	125.66	251.60	45.00
Charcani 5	CHA5 G3	299.21	229.31	199.19	45.00
Charcani 1	CHA1G1	709.50	1,112.73	39.25	27.50
Charcani 1	CHA1G2	778.52	2,103.99	169.72	35.00
Charcani 2	CHA2G1	52.87	145.99	635.27	171.27
Charcani 2	CHA2G2	49.21	500.45	38.41	171.47
Charcani 2	CHA2G3	437.25	190.85	1,143.79	209.17
Charcani 3	CHA3G1	193.21	48.24	73.53	39.70
Charcani 3	CHA3G2	927.63	35.07	718.27	20.70
Charcani 6	CHA6G1	812.76	40.02	25.94	290.21
Chilina	S1	439.60	372.63	498.05	13.98
Chilina	S2	473.89	392.09	363.20	-
Chilina	CCOMBINADO	28.51	3.63	6.77	-
Chilina	TV1	17.50	-	11.74	-
Chilina	TV2	47.40	3.28	26.03	-
Chilina	TV3	239.43	664.80	19.43	85.04
Mollendo	MOLL G1		-	419.96	85.04
Mollendo	MOLL G2		-	478.75	107.99
Mollendo	MOLL G3		-	545.07	55.84

## **BIBLIOGRAFÍA**

N.H. Chau, Subhash C. Patel, Jonathan D. Gardell, "Upgrading and Enhancing the Generator Protection System by Making Use of Digital Systems", Conference for Protective Relay Engineers Texas A&M University College Station, Texas April 6-8, 1998.

Charles J. Mozina, Murty V.V.S. Yalla, "Fundamental Reliability considerations in the Design, Manufacturing and Application of Multifunction Digital Relays for Generator Protection", Canadian Electrical Association, Montreal April 1996.

Charles J. Mozina, "Upgrading Generator Protection Using Digital Tecnology", Canadian Electrical Association, Vancouver, B.C. March 1995.

C. Russell Mason, "The Art and Science of protective relaying"

GE Power Managenet, "Instruction Manual SR489 Generator Management Relay", Copyright 1998 GE Multilin.

Beckwith Electric, "Instruction Book Generator Protection M-3420", Copyright 1999 B.E. Co.Inc.

Dave Banham, "Instruction Manual Integral Generator Protection LGPG111", Copyright 1995 Gec Alsthom.

The Power Engineering Education Committee, Power System Relaying Committee, "IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators", copyright 1995 IEEE.