



**Universidad de San Carlos de Guatemala**  
**Facultad de Ingeniería**  
**Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica**

**PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LAS PROTECCIONES DE  
LOS GENERADORES DE LA HIDROELÉCTRICA SANTA MARÍA DE  
JESÚS, IMPLEMENTANDO RELEVADORES DIGITALES MULTIFUNCIÓN.**

Leandro Felipe Chuc Yaxón

Asesorado por el Ing. Carlos Alberto Quijivix Racancoj

Guatemala, noviembre de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LAS PROTECCIONES DE  
LOS GENERADORES DE LA HIDROELÉCTRICA SANTA MARÍA DE  
JESÚS, IMPLEMENTANDO RELEVADORES DIGITALES MULTIFUNCIÓN.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

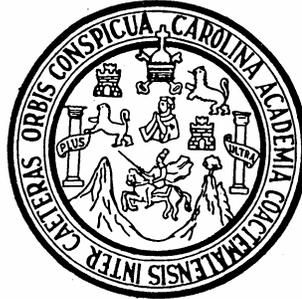
**LEANDRO FELIPE CHUC YAXÓN**

ASESORADO POR EL ING. CARLOS ALBERTO QUIJIVIX RACANCOJ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2005

# UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



## FACULTAD DE INGENIERÍA

### NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

### TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Fuentes
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

### **PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LAS PROTECCIONES DE LOS GENERADORES DE LA HIDROELÉCTRICA SANTA MARÍA DE JESÚS, IMPLEMENTANDO RELEVADORES DIGITALES MULTIFUNCIÓN.**

Tema que me fuera asignado por la Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica, el 5 de octubre de 2004.

Leandro Felipe Chuc Yaxón

## **DEDICATORIA A:**

- DIOS** Todopoderoso fuente de todo conocimiento, que me permite alcanzar esta meta; cuídanos, como siempre lo has hecho.
- MIS PADRES** P.E.M. Leandro Chuc Vicente y Profa. Matilde Yaxón de Chuc, por su apoyo, amor y comprensión incondicional que siempre me brindan. Que mi logro sea la satisfacción a todos sus esfuerzos y que les estaré agradecido toda mi vida.
- MIS ABUELITOS** Baltasar Angel Chuc (Q.E.P.D.), María Vicente, Felipe Yaxón (Q.E.P.D.), Paulina Yac, por sus deseos y consejos.
- MIS SOBRINOS** Allancito, Bety, Christopher, Cristel, Evelyn, Heidi, Joseline, Kimberly y Yessy. Que mi logro sea superado por ustedes.
- MIS HERMANOS** Maria, Miriam, Cesar, Imelda y Angel.
- MI FAMILIA  
EN GENERAL** Con mucho cariño.
- MI GLORIOSA CASA  
DE ESTUDIOS** Tricentenaria Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, por abrir sus puertas para mi superación académica.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

### **DIOS**

Todopoderoso fuente de todo conocimiento, que me permite alcanzar esta meta; cuídanos, como siempre lo has hecho.

### **MIS PADRES**

P.E.M. Leandro Chuc Vicente y Profa. Matilde Yaxón de Chuc, por su apoyo, amor y comprensión incondicional que siempre me brindan. Que mi logro sea la satisfacción a todos sus esfuerzos y que les estaré agradecido toda mi vida.

### **AL AMIGO Y ASESOR**

Ingeniero Carlos Alberto Quijivix, por toda su colaboración en el desarrollo de este trabajo.

## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	V
<b>GLOSARIO</b>	IX
<b>RESUMEN</b>	XI
<b>OBJETIVOS</b>	XIII
<b>INTRODUCCIÓN</b>	XV

<b>1. GENERALIDADES DE LA HIDROELÉCTRICA SANTA MARÍA DE JESÚS</b>	1
1.1. Descripción de la planta	1
1.2. Partes que conforman la hidroeléctrica	1
1.2.1. presa-embalse	1
1.2.2. Tubería	2
1.2.2.1. Tubería de baja presión	2
1.2.2.2. Tubería de alta presión	3
1.2.3. Casa de válvulas	3
1.2.3.1. Válvula de protección de tubería	3
1.2.3.2. Válvula de niveladora de presiones	3
1.2.3.3. Válvula para desagüe	3
1.2.4. Casa de Máquinas	4
1.2.4.1. Turbina-generator-excitatriz de las unidades generadoras	4
1.2.4.2. Sistema de regulación de velocidad	9
1.2.4.3. Sistema de regulación de voltaje	9
1.2.4.4. Sistema de refrigeración	10
1.2.4.5. Sistema de lubricación	10
1.2.4.6. Barras colectoras	11
1.2.5. Subestación	11

1.3.	Esquemas de protección instalados en cada una de las unidades	11
1.3.1.	Protecciones instaladas en la unidad uno	12
1.3.2.	Protecciones instaladas en la unidad dos	14
1.3.3.	Protecciones instaladas en la unidad tres	16
1.4.	Evaluación de las protecciones de las unidades generadoras	18
<b>2.</b>	<b>Teoría de esquemas de protección de generadores</b>	<b>21</b>
2.1.	Protección contra sobre-corriente	22
2.2.	Protección contra sobre-excitación y sobre-voltaje	24
2.3.	Protección diferencial	30
2.4.	Pérdida de campo	34
2.5.	Potencia inversa	37
2.6.	Protección de puesta a tierra del estator	37
2.7.	Frecuencia anormal	41
2.8.	Sobre-corriente en el neutro	48
2.9.	Tierra en el campo	50
<b>3.</b>	<b>Propuesta para la implementación del relevador digital multifunción</b>	<b>55</b>
3.1.	Características generales del relevador digital multifunción	55
3.1.1.	Aumento de la vida útil de los generadores	56
3.1.2.	Falta de calibración y reducción de mantenimiento	57
3.1.3.	Funcionalidad seleccionable por el usuario	57
3.1.4.	Capacidad de auto-diagnóstico	58
3.1.5.	Capacidad de comunicaciones	58
3.1.6.	Monitoreo oscilográfico	60

3.2.	Áreas de mejora de la protección de los generadores de la hidroeléctrica Santa María de Jesús	60
3.2.1.	Mejora en la sensibilidad de las protecciones	61
3.2.1.1.	Protección contra secuencia negativa (corriente desequilibrada)	61
3.2.1.2.	Protección contra falla a tierra en el 100 % del estator	62
3.2.1.3.	Protección de doble nivel contra la pérdida de campo	62
3.2.2.	Nuevas áreas de protección	63
3.2.2.1.	Energización inadvertida del generador	63
3.2.2.2.	Pérdida de fusible del transformador de voltaje (PT)	64
3.2.2.3.	Disparo secuencial	64
3.2.2.4.	Monitoreo con oscilógrafo	65
3.2.3.	Aplicación de protecciones especiales	66
3.2.3.1.	Falla del interruptor del generador	66
3.2.3.2.	Protección contra el contorneamiento en la cabeza del interruptor del generador	67
3.3.	Características de los relevadores digitales multifunción propuestos	68
3.3.1.	Características del relevador Beckwithelectric M3420	68
3.3.2.	Características del relevador Siemens SIPROTEC 4-7UM6	69
3.3.3.	Características del relevador General-Electric AAA-0101	70

3.3.4.	Características del relevador Schweitzer Engineering Laboratories SEL 300G	71
<b>4.</b>	<b>Análisis económico de la implementación del relevador digital multifunción</b>	<b>73</b>
4.1.	Costo utilizando el relevador digital Beckwithelectric M3425	73
4.2.	Costo utilizando el relevador digital siemens SIPROTEC 4-7UM6	74
4.3.	Costo utilizando el relevador Multilin General-Electric AAA 0101	75
4.4.	Costo utilizando el relevador Schweitzer Engineering Laboratories SEL-300G	76
4.5.	Costo por pérdida de generación debido a falla grave en unidad generadora	77
4.6.	Selección del relevador digital multifunción a utilizar según necesidades y costo	81
4.7.	Costo de ejecución	83
4.8.	Tiempo de ejecución	85
4.9.	Inversión operacional	86
4.10.	Equipo necesario para la operación, monitoreo y control del relevador digital	86
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>89</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>91</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>93</b>
	<b>ANEXO</b>	<b>95</b>
	<b>Cálculo y ajuste de los parámetros: corriente, voltaje, potencias real y reactiva, etc., de entrada del relevador digital multifunción.</b>	

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1	Diagrama unifilar de unidad uno	13
2	Diagrama unifilar de unidad dos	15
3	Diagrama unifilar de unidad tres	17
4	Esquema de protección contra sobre-corriente 51	23
5	Relé de tiempo inverso B y de tiempo definido A	28
6	Curva de relé diferencial de porcentaje de pendiente variable	32
7	Conexión de relé diferencial de porcentaje en Y	32
8	Relé diferencial de alta impedancia	33
9	Curva de relé de mho compensado de zona única	35
10	Curva de relé de compensación de mho de dos zonas	36
11	Generador puesto a tierra con alta impedancia	39
12	Puesta a tierra del estator con baja impedancia	40
13	Protección diferencial de tierra usando relé tipo producto	41
14	Curva carga-frecuencia	45
15	Ubicación del relé de corriente en el neutro 51TN	50
16	Detección de tierra en el campo usando fuente de DC	51
17	Detección de tierra en el campo usando un divisor de tensión	52
18	Esquema de comunicaciones por medio de software	59
19	Lectura del oscilógrafo del relevador digital multifunción	65
20	Curva de precio SPOT promedio diario en 2,004	78
21	Esquema unifilar de conexión del relevador	103
22	Relés de salida del relevador	104
23	Característica 87G-K1=1%, captación =0.3 A	106
24	Característica 87G K1=2%, captación = 0.3 A	107
25	Característica 87G-K1=5%, captación =0.3 A	108

26	Característica 87G-K1=10%, captación =0.3 A	109
27	Característica tiempo/corriente de la función 46T	112
28	Características mho para las funciones 40-1 y 40-2	114
29	Curva Tiempo-Corriente 51V para restricción de 0 al 30%	117
30	Curva Tiempo-Corriente 51V para restricción del 50 %	118
31	Curva Tiempo-Corriente 51V para restricción del 75%	119
32	Curva Tiempo-Corriente 51V para restricción del 100%	120
33	Curva de Tiempo de la función 24T (curva 1)	124
34	Curva de Tiempo de la función 24T (curva 2)	125
35	Curva de Tiempo de la función 24T (curva 3)	126
36	Característica Tiempo-Tensión 59	130
37	Diagrama de lógica simple 87G, 32, 27, 59 AE	133
38	Curva característica Tiempo-Tensión 27	135

## TABLAS

I	Características de turbina y generador uno	4
II	Características de excitatriz uno	5
III	Características de turbina y generador dos	6
IV	Características de excitatriz dos	7
V	Características de turbina y generador tres	7
VI	Características de excitatriz tres	8
VII	Protecciones instaladas en unidades generadoras	18
VIII	Costo y elementos del relé Beckwithelectric	73
XIX	Costo total de la implementación del relé Beckwithelectric	74
X	Costo y elementos del relé Siemens	74
XI	Costo total de la implementación del relé Siemens	74
XII	Costo y elementos del relé General-Electric	75
XIII	Costo total de la implementación del relé General-Electric	75
XIV	Costo y elementos del relé Schweitzer	76
XV	Costo total de la implementación del relé Schweitzer	76
XVI	Despacho promedio diario de energía en verano	77
XVII	Despacho promedio diario de energía en invierno	78
XVIII	Costo por pérdida de generación	80
XIX	Elementos para determinar el costo de ejecución	83
XX	Tiempo de ejecución	85



## GLOSARIO

<b>Baudios</b>	Unidad de medida de transmisión de datos.
<b>c.p.s.</b>	Unidad de medida de tiempo expresada en ciclos por segundo.
<b>CT</b>	Siglas para referirse a un transformador de corriente.
<b>CT'S</b>	Siglas para referirse a los transformadores de corriente.
<b>Display</b>	Pantalla de visualización de mensajes o caracteres.
<b>DGP</b>	Siglas en inglés que se refiere al dispositivo de protección de generadores o relé.
<b>Hp</b>	Unidad de medida de potencia mecánica.
<b>HM</b>	Interfaz hombre-máquina.
<b>INDE</b>	Siglas para el Instituto Nacional de Electrificación.

<b>Modem</b>	Dispositivo electrónico para la transmisión de datos por vía telefónica.
<b>Primotor</b>	Fuerza o medio impulsor acoplado al eje del generador.
<b>PT</b>	Siglas para referirse a un transformador de potencial.
<b>PT'S</b>	Siglas para referirse a los transformadores de potencial.

## RESUMEN

En la actualidad, el sistema de protecciones de las unidades generadoras de la hidroeléctrica Santa María de Jesús, se ha quedado rezagado, ya que los esquemas de protección datan de más de cincuenta años, lo que en la actualidad lo vuelve un sistema de protecciones obsoleto, que podría enfrentar muchas dificultades para poder desempeñar sus funciones en forma eficiente para las condiciones actuales. La falta de un programa de constante actualización de los equipos instalados, ha dado lugar a que éstos se vayan deteriorando gradualmente y que en cierto momento fallen y causen pérdida de tiempo, gastos elevados e interrupciones innecesarias que tienen repercusión directa en la suspensión del servicio de generación de energía eléctrica a los usuarios.

La falta de un archivo completo que contenga la documentación técnica sobre los equipos con los que cuenta la hidroeléctrica, las modificaciones que se han realizado, así como los aspectos mecánicos, aspectos eléctricos, registro de fallas, etc., hace que cada vez que se tenga que prestar servicio a cualquiera de los equipos, sea necesario ir hasta el lugar donde se encuentran los mismos e incluso desarmarlos para poder investigarlos, con ello, se pierde tiempo y datos valiosos que puedan servir de base para saber el momento en que resulte más económico reemplazar un equipo que repararlo.

Únicamente pueden conseguirse los máximos beneficios de un sistema de protecciones, mediante una actualización de los mismos, con el fin de aumentar el tiempo de vida útil de las unidades generadoras.



## **OBJETIVOS**

### **General**

1. Proponer la mejora de las protecciones de las unidades generadoras utilizando los relevadores digitales multifunción, hacer una evaluación de las condiciones del sistema actual de protecciones y de las mejoras que se tendrían al utilizar estos dispositivos para proteger las unidades de la hidroeléctrica Santa María de Jesús.

### **Específicos**

1. Hacer los diagramas de protección existentes de cada una de las unidades, ya que no se cuenta con esta información.
2. Realizar un diagnóstico de las condiciones de funcionamiento de las protecciones existentes y de cuáles se encuentran en operación en cada unidad generadora.
3. Proponer relevadores, para que el usuario decida el que mejor se adapte a las condiciones y necesidades de la hidroeléctrica Santa María de Jesús.
4. Realizar un análisis económico sobre el costo de implementar los relevadores digitales multifunción.
5. Hacer la descripción de los pasos a seguir, para el ajuste de los parámetros de entrada en un relevador digital multifunción.



## INTRODUCCIÓN

La hidroeléctrica Santa María de Jesús, es un conjunto de elementos humanos, materiales, y tecnológicos organizados adecuadamente para contribuir a la generación de energía eléctrica al sistema nacional interconectado (S.I.N.), trabajando con el fin que ésta se lleve a cabo en las condiciones de máxima eficiencia y de óptima rentabilidad económica.

Para poder ofrecer una mejor atención en la generación de energía eléctrica, es necesario que los entes encargados de velar por la misma, posean los medios necesarios como: personal capacitado, infraestructura, equipamiento e instalaciones que se encuentren en condiciones adecuadas y oportunas de funcionamiento, que satisfagan las necesidades mínimas de operación, que se incluya la aplicación de un programa de mejoramiento; sin embargo, el mejoramiento constante organizado y eficiente es poco común en nuestro medio, ya que no se tiene la visión de mejorar día a día todo el entorno, que influye sobre la operación de las plantas de generación y en especial el de la hidroeléctrica Santa María de Jesús.

También se debe dar importancia al papel que juega el departamento de mantenimiento eléctrico en la hidroeléctrica, ya que es el encargado de llevar el control sobre las modificaciones y actualizaciones, que se han realizado en los diagramas eléctricos de toda la planta.

En el capítulo uno, se realiza una descripción completa de las instalaciones de la hidroeléctrica Santa María de Jesús, abarcando aspectos como la descripción de los equipos de cada área y un diagnóstico de las condiciones actuales de funcionamiento de los mismos. En el capítulo dos, se presenta los fundamentos de esquemas teóricos de protección de generadores. El capítulo tres abarca las nuevas áreas de protección que se logra al implementar los relevadores digitales multifunción. En el capítulo cuatro se realiza un análisis económico sobre la implementación de los relevadores digitales multifunción, así como se deja a criterio del usuario el relevador a implementar según las condiciones de la hidroeléctrica Santa María de Jesús. Finalmente, en el anexo se utiliza uno de los relevadores como muestra del ajuste de los parámetros de entrada que hay que ajustar y de los pasos que se deben llevar a cabo para poner en funcionamiento cada una de las funciones individuales, que maneja el relevador digital multifunción.

# **1. GENERALIDADES DE LA HIDROELÉCTRICA SANTA MARÍA DE JESÚS**

## **1.1. Descripción de la planta**

La hidroeléctrica Santa Maria de Jesús se encuentra ubicada en el sur-occidente de la República de Guatemala a 1540 metros sobre el nivel del mar en el departamento de Quetzaltenango, a la cual se puede llegar a través de las rutas nacionales.

Esta hidroeléctrica fue puesta en operación en el año 1927 con una capacidad instalada de 6.880 MVA, posee un embalse de regulación horaria con un caudal de  $7.2 \text{ mts}^3 / \text{seg.}$  y una caída de 104.5 mts. que es conducido por una única tubería que alimenta tres unidades que están instaladas en la casa de maquinas y que están conectadas a la barra principal a 2,300 voltios y al transformador el cual eleva la tensión de 2,300 a 69,000 voltios el cual se conecta al sistema nacional interconectado (S.N.I.).

## **1.2. Partes que conforman la hidroeléctrica Santa María**

### **1.2.1. presa-embalse**

Altura Máxima: 12 m

Longitud de la corona: 125m

La presa funciona por gravedad y esta construida de hormigón, esta encierra un embalse de regulación horaria con un volumen aproximado de  $12,000 \text{ mts}^3$ .

En ella se encuentran tres compuertas, una compuerta de entrada de agua en la cual esta instalado el desarenador, esta compuerta de entrada se acciona manualmente, mientras que las dos compuertas restantes se utilizan para llevar el agua hacia la tubería principal que conduce a la casa de maquinas y en caso necesario para evacuar la presa en caso de crecidas si es necesario para no dañarla, estas compuertas funcionan por medio de un mecanismo hidráulico accionado por bombas y en caso de que estas bombas llegaran a fallar se cuenta con un sistema hidráulico manual para lograr abrir las compuertas.

## **1.2.2. Tubería**

### **1.2.2.1. Tubería de baja presión**

La tubería de baja presión es la misma para las tres unidades y transporta el agua desde el desarenador hasta la casa de válvulas.

Longitud	227m
Diámetro interno	2.1m
Espesor de pared	0.009 m

Cuenta además con tres juntas de expansión que se encuentran distribuidas a través de toda la trayectoria de la tubería a la vez que existen cambios de diámetro en tubos con ligera forma cónica. En toda la trayectoria existen dos tubos con esta forma, el primero cambia el diámetro de 2.1 a 2 metros y el segundo de 2 a 1.9 metros. En esta tubería existen solamente dos codos uno en el inicio de la tubería y otro al final en la casa de válvulas.

### **1.2.2.2. Tubería de alta presión**

La tubería de alta presión es la tubería individual para cada una de las unidades que va desde la casa de válvulas hasta la casa de maquinas por lo que para cada una de las unidades la tubería es igual ya que tienen cambios de diámetro interno de 1.15 a 1.05 y 0.95 metros con tubos de 0.008 metros de grosor en los tramos rectos y de 0.01 metros en los codos y en lo único que cambian es en su longitud ya que la tubería de la unidad uno mide 235 metros, la longitud de la tubería de la unidad dos es de 215 metros y la longitud de la tubería de la unidad tres es de 205.05 metros.

### **1.2.3. Casa de válvulas**

#### **1.2.3.1. Válvula de protección de tubería**

Esta ubicada en el extremo superior de la tubería de presión y su función es impedir vaciar la tubería de baja presión en caso de fugas o trabajos de mantenimiento, esta válvula es de tipo mariposa y esta dotada con un servomotor el cual es operado desde la casa de maquinas.

#### **1.2.3.2. Válvula niveladora de presiones**

Es de tipo compuerta y su accionamiento es completamente manual.

#### **1.2.3.3. Válvula para desagüe**

Es de tipo compuerta y su accionamiento es completamente manual.

### 1.2.4. Casa de Máquinas

La casa de maquinas esta situada al fondo del valle utilizado para la caída de agua este es un edificio de tres niveles de concreto techado con lamina el cual guarda los siguientes equipos: tubería forzada, turbinas, generadores, grúas, paneles de control, sistemas de regulación, sistemas de lubricación, equipos de protección, interruptores de potencia, seccionadores, bobina de choque, barras de potencia, taller de mantenimiento, bodega de repuestos y la sala de operadores.

#### 1.2.4.1. Turbina-Generador-Excitatriz de las unidades generadoras

La turbina, el generador numero uno y su excitatriz tienen las siguientes características:

**Tabla I.** Características de turbina y generador uno

Turbina No. 1	Tipo Francis espiral
Posición	Horizontal
Marca	FRITZ NEUMELLER
Velocidad de rotación	720 rpm
Caudal de diseño	2.35 m <sup>3</sup> / seg
Numero de albes móviles	13
Numero de alabes directores	14
Presión de entrada	12 Kg / cm <sup>2</sup>
Presión de salida	5.1 Kg /cm <sup>2</sup>
Potencia	3550 hp.
Caída bruta	104 m.
Caída neta	101 m

### Continuación

Generador No. 1	Marca SCHORCH
Tipo de corriente generada	Trifásica alterna
Tipo de conexión	Y (estrella)
Voltaje generado	2,300± 5%
Amperaje generado	778 amperios
Potencia	3.10 MVA
Factor de potencia	0.80
Frecuencia	60 Hz
Velocidad de rotación	720 rpm
Numero de polos	10

La excitatriz que alimentaba la unidad uno era una excitatriz dinámica que estaba montada en el eje del generador pero por fallas que presentaba esta fue sustituida por una excitatriz estática la cual necesita un voltaje de entrada para su funcionamiento y que tiene las siguientes características:

**Tabla II.** Característica de excitatriz uno

Excitatriz No. 1	Marca Basler Electric
Part. No.	9361500100
Parámetros de entrada	2,300 VAC, 60Hz
Parámetros de salida	63 VDC, 600 A, 37.5 KW
Fecha de instalación	11-07-01

La turbina, el generador numero dos y su excitatriz tienen las siguientes características:

**Tabla III.** Características de turbina y generador dos

Turbina No. 2	Tipo Francis espiral
Posición	Horizontal
Marca	FRITZ NEUMELLER
Velocidad de rotación	720 rpm
Caudal de diseño	2.35 m <sup>3</sup> / seg
Numero de albes móviles	13
Numero de alabes directores	14
Presión de entrada	12 Kg / cm <sup>2</sup>
Presión de salida	5.1 Kg /cm <sup>2</sup>
Potencia	3550 hp.
Caída bruta	104 m.
Caída neta	101 m
Generador No. 2	Marca AVK tipo DIDB 160 GH710D
Numero de serie	8720556
Tipo de corriente generada	Trifásica alterna
Tipo de conexión	Y (estrella)
Voltaje generado	2,300± 5%
Amperaje generado	690 amperios
Potencia	2.75 MVA
Factor de potencia	0.80
Frecuencia	60 Hz
Velocidad de rotación	720 rpm
Numero de polos	10

La excitatriz de la unidad dos es una excitatriz dinámica que esta montada en el eje del generador y que utiliza el movimiento del eje del generador para generar corriente directa que alimente el campo del generador, esta excitatriz dinámica esta diseñada especialmente para el generador, los parámetros aun visibles en placa son:

**Tabla IV.** Características de excitatriz dos

Excitatriz No. 2	Marca AVK
Corriente generada	Directa ( DC)
Amperaje generado	250 A
Velocidad de rotación	720 rpm
Voltaje generado	80 V

La turbina y el generador numero tres tienen las siguientes características:

**Tabla V.** Características de turbina y generador tres

Turbina No. 3	Tipo Francis espiral
Posición	Horizontal
Marca	VOITH
Velocidad de rotación	720 rpm
Caudal de diseño	2.42 m <sup>3</sup> / seg
Numero de albes móviles	13
Numero de alabes directores	14
Presión de entrada	12 Kg / cm <sup>2</sup>
Presión de salida	5.1 Kg /cm <sup>2</sup>
Potencia	2950 hp.
Caída bruta	104 m.
Caída neta	101 m

## Continuación

Generador No. 3	Marca AEG tipo s7067 / 10
Numero de serie	752/775
Tipo de corriente generada	Trifásica alterna
Tipo de conexión	Y (estrella)
Voltaje generado	2,300± 5%
Amperaje generado	690 amperios
Potencia	2.75 MVA
Factor de potencia	0.80
Frecuencia	60 Hz
Velocidad de rotación	720 rpm
Numero de polos	10

La excitatriz de la unidad tres es una excitatriz dinámica que esta montada en el eje del generador y que utiliza el movimiento del eje para generar corriente directa que alimente el campo del generador, los parámetros visibles aun en placa .son:

**Tabla VI.** Características de excitatriz tres

Excitatriz No. 3	Marca AEG
Corriente generada	Directa ( DC)
Amperaje generado	244/288 A
Velocidad de rotación	720 rpm
Voltaje generado	100/115 V

#### **1.2.4.2. Sistema de regulación de velocidad**

El sistema de regulación automático de velocidad de cada unidad generadora toma su señal de referencia de una rueda dentada instalada en la punta del rotor en el lado de servicio del generador, esta señal , a velocidad nominal de 720 rpm es traducida a una señal de onda cuadrada, cualquier variación de velocidad es traducida a una variación proporcional, el regulador de velocidad al detectar las variaciones de velocidad a través de las ondas cuadradas actúa sobre las tolberas que regulan el chorro de agua hacia la tubería tratando de mantener de esta manera, constante la velocidad de rotación de la unidad generadora.

#### **1.2.4.3. Sistema de regulación de voltaje**

La unidad generadora numero uno esta excitada por un dispositivo estático y a la vez regulando su voltaje, las unidades generadoras dos y tres por ser dispositivos dinámicos de excitación y regulación de voltaje son considerados como reguladores compuestos, ya que la corriente de excitación esta formada por una componente independiente de la carga (tensión del generador) y una componente dependiente de la carga (corriente del generador), que se obtiene directamente del generador. Con diodos de silicio en conexión de puente se rectifica la corriente alterna regulada, y es transmitida al devanado polar. Por la forma de excitación que tienen los generadores, la ejecución especial de los reguladores se obtienen tiempos de regulación extremadamente cortos.

#### **1.2.4.4. Sistema de refrigeración**

Cada unidad generadora posee un sistema de refrigeración, el cual consta de dos sistemas interconectados través de un intercambiador de calor formado por un sistema de refrigeración primaria, el cual toma el agua de un pozo colector de agua turbinada y una tomada de una fuente natural y llevada a la central hidroeléctrica a través de tubería.

#### **1.2.4.5. Sistema de lubricación**

Cada unidad posee su sistema de lubricación, para cada unidad existe una bomba encargada de lubricar la chumacera principal de cada turbina con el fin de mantener estas entre 25 a 38 grados centígrados de temperatura y evitar que se calienten excesivamente, los alabes directores de las turbinas son lubricados manualmente cada 192 horas de servicio.

Cada unidad generadora esta soportada por dos chumaceras las cuales son lubricadas por bombas encargadas de enviar lubricante con el fin de evitar sobrecalentamiento de las chumaceras las cuales deben mantenerse dentro de un margen de 38 a 52 grados centígrados además que el control de la temperatura del lubricante es controlado por medio de un intercambiador de calor el cual opera con agua como refrigerante.

La excitatriz dinámica y los reguladores de velocidad de las unidades dos y tres utilizan depósitos internos de aceite para lubricar los cojinetes, estos depósitos se les debe dar servicio cada 4000 horas de servicio.

#### **1.2.4.6. Barras colectoras**

Existe un sistema de barras colectoras instalada en el tercer nivel de la casa de maquinas, está formada por una barra principal y una barra auxiliar identificadas por barra uno y barra dos. Estas barras son alimentadas por las tres unidades generadoras, solamente una barra es energizada a la vez mientras a la otra se le da mantenimiento o se saca de servicio, toda la instalación de barras esta diseñada para una tensión de 2.3 KV.

#### **1.2.5 Subestación**

La subestación de intemperie con su sistema de barra principal y barra auxiliar o de transferencia diseñadas para 2.3 / 69 KV ya que 69 KV es la tensión a la cual se interconecta a la red eléctrica nacional por medio del interruptor de potencia y los seccionadores, el transformador instalado en esta subestación es el encargado de elevar el voltaje y es de una capacidad de 10MVA, toda la instalación esta protegida por medio de fusibles y pararrayos.

### **1.3. Esquemas de protección instalados en cada una de las unidades**

Los esquemas de protección instalados en cada una de las unidades y los que aun están operando pudieron ser identificados con la colaboración de los electricistas de turno ya que a través de los 76 años que lleva operando la planta se ha extraviado información detallada de los equipos que en un principio fueron instalados y que no se cuenta con información acerca de los cambios que se fueron realizando durante los años por lo que ha sido necesario volver a realizar para cada unidad un diagrama unifilar con los equipos que se encuentran instalados en la actualidad.

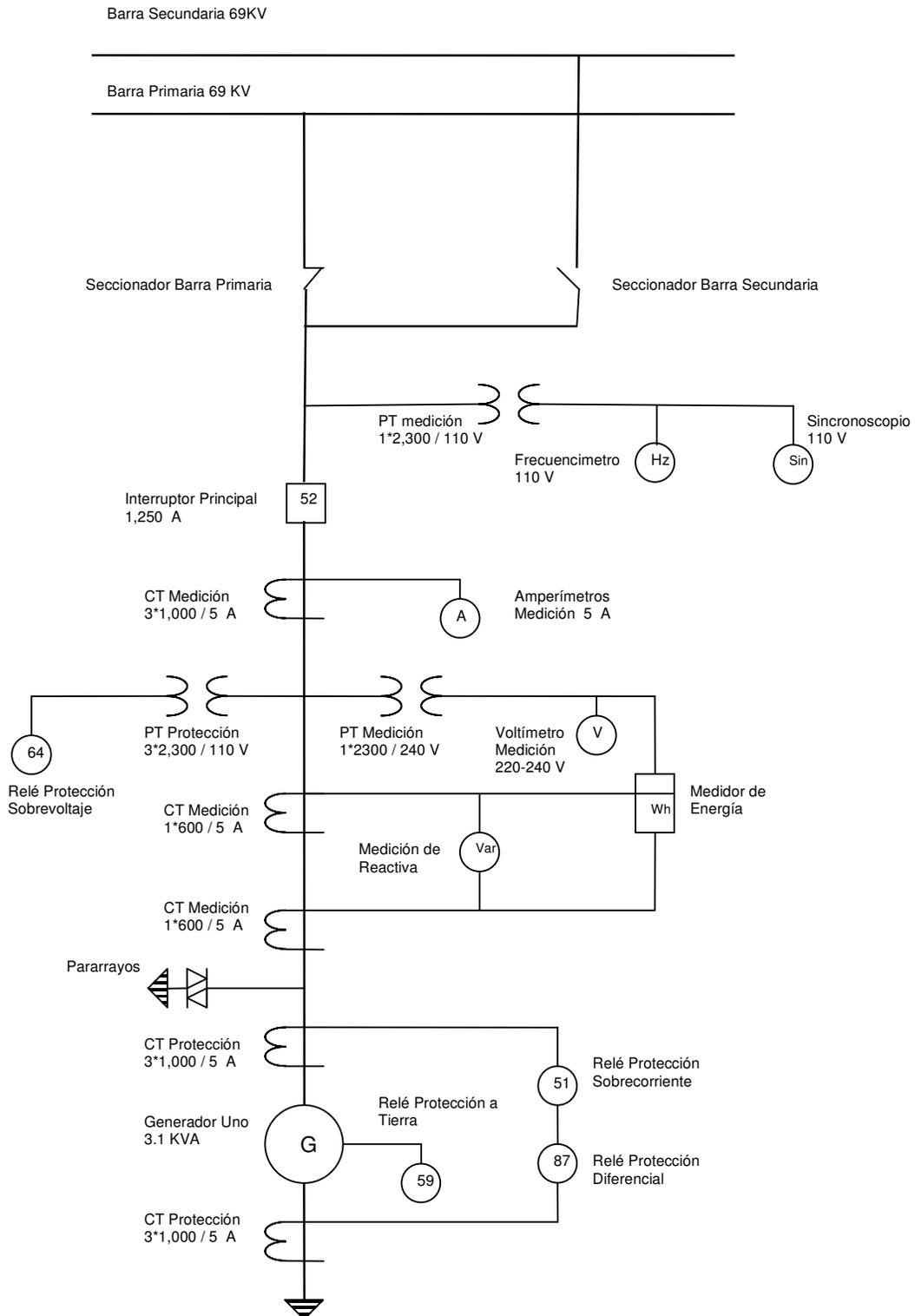
### **1.3.1. Protecciones instaladas en la unidad uno**

La unidad uno instalada en la planta es la que cuenta con todas las protecciones instaladas desde la puesta en operación de la planta, los esquemas instalados y que operan actualmente son: Protección contra sobre corriente, relevador que se identifica con el numero 51 en el diagrama unifilar, la protección contra sobrevoltaje se identifica con el relevador numero 64, protección diferencial identificada con el relevador 87 y protección de tierra en la carcasa también llamado circuito tierra identificado con el numero 59.

Las protecciones de la unidad uno se complementa con la protección contra pérdida de campo ó excitación y protección por falta de lubricación en las chumaceras. Estas protecciones mencionadas producen disparo instantáneo de la unidad generadora y no están identificadas en el diagrama.

El diagrama unifilar que muestra los equipos instalados en la unidad uno y especialmente las protecciones se muestra en la figura 1:

**Figura 1.** Diagrama unifilar de unidad uno



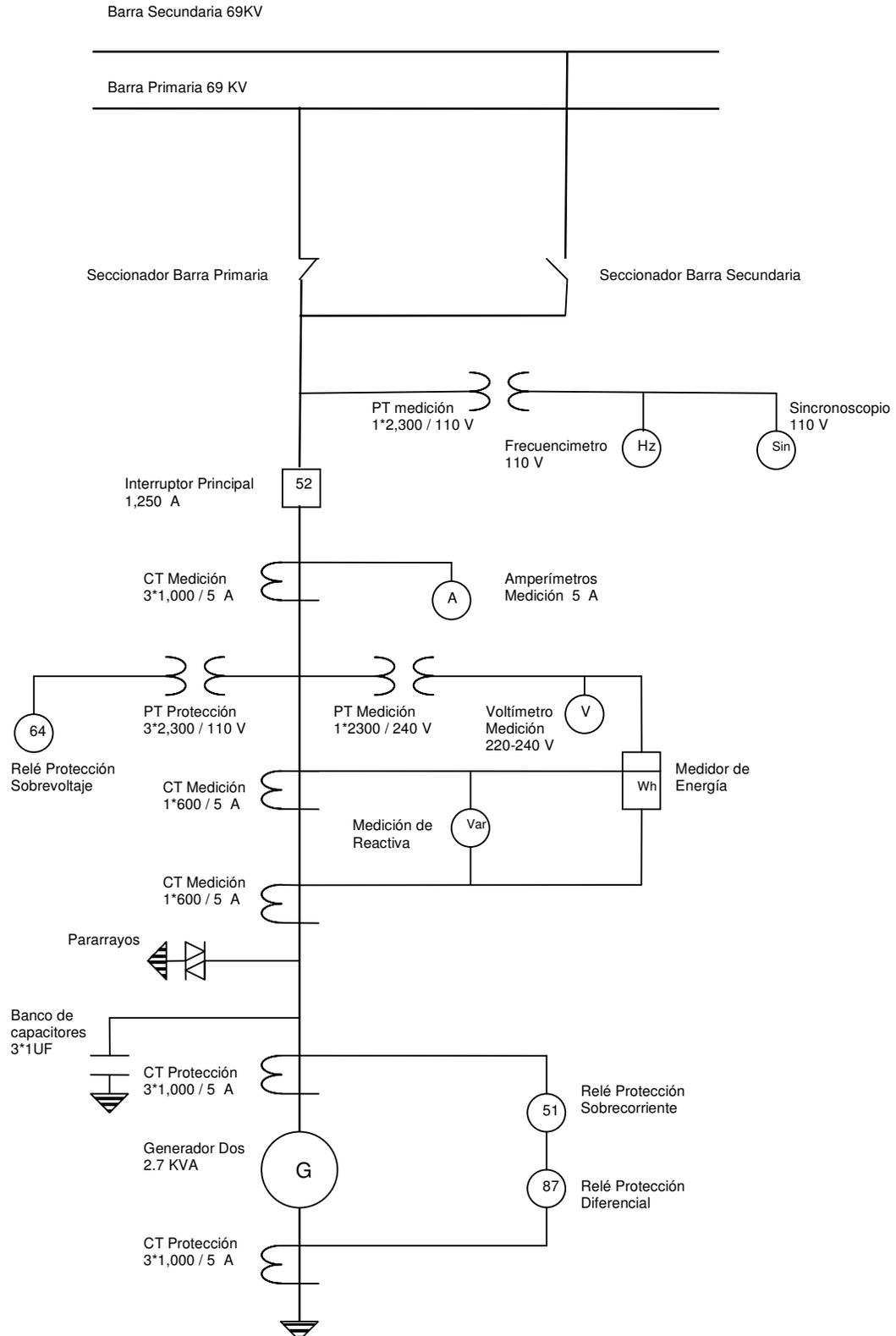
### **1.3.2. Protecciones instaladas en la unidad dos**

La unidad dos de la planta actualmente cuenta solo con los siguientes esquemas de protección: Protección contra sobre corriente, relevador que se identifica con el número 51 en el diagrama unifilar, la protección contra sobrevoltaje se identifica con el relevador numero 64, protección diferencial identificada con el relevador 87.

La unidad dos se complementa con la protección contra sobrecalentamiento de la carcasa del generador, protección por perdida de campo y protección por falta de lubricación en las chumaceras. Las protecciones mencionadas producen disparo instantáneo de la unidad generadora y no se muestran en el diagrama.

El diagrama unifilar que muestra los equipos instalados en la unidad dos y especialmente las protecciones se muestra en la figura 2.:

**Figura 2.** Diagrama unifilar de unidad dos



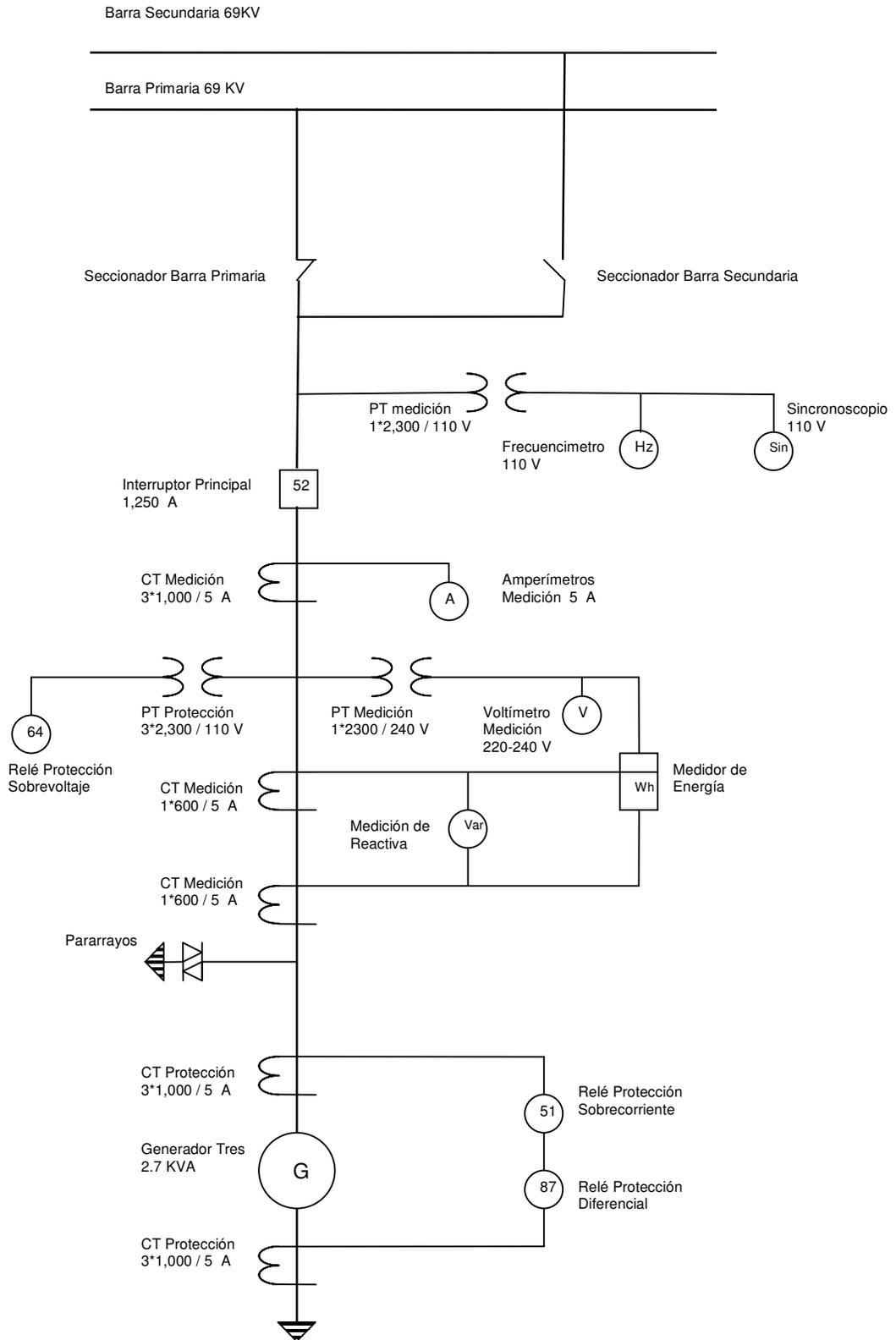
### **1.3.3. Protecciones instaladas en la unidad tres**

La unidad tres instalada en la planta actualmente cuenta solo con los siguientes esquemas de protección: Protección contra sobre corriente, relevador que se identifica con el número 51 en el diagrama unifilar, la protección contra sobrevoltaje se identifica con el relevador numero 64 y protección diferencial identificada con el relevador 87.

La unidad tres cuenta además con protección por falta de lubricación en las chumaceras y protección por perdida de campo. Las protecciones mencionadas producen disparo instantáneo de la unidad generadora y no se muestran en el diagrama.

El diagrama unifilar que muestra los equipos y protecciones instalados en la unidad tres se muestra en la figura 3.

**Figura 3.** Diagrama unifilar de unidad tres



#### 1.4. Evaluación de las protecciones de las unidades generadoras

La hidroeléctrica Santa María de Jesús se encuentra actualmente operando con tres unidades generadoras y no cuenta con un sistema completo de protecciones en las unidades, información importante de los generadores como las curvas de capacidad, impedancias, etc. no se tiene disponible, las protecciones existentes se resumen a continuación:

**Tabla VII.** Protecciones instaladas en unidades generadoras

Protección	Generador 1	Generador 2	Generador 3
Sobre corriente 51	X	X	X
Diferencial 87	X	X	X
Sobre Voltaje 64	X	X	X
Protección a tierra 59	X		
Sobre temperatura		X	

Estas protecciones utilizan relevadores electromecánicos que tienen muchos años de funcionamiento por lo que su mecanismo en general ya ha sufrido desgaste a pesar de tener calibraciones periódicas por lo que su confiabilidad se ha reducido gradualmente lo que pone en riesgo a las unidades generadoras, por otro lado en dos de las unidades ( unidad uno y tres ) ya se han deteriorado los elementos térmicos para el control de temperatura y dispositivos de detección de tensión en la carcasa lo cual representa un peligro para el personal que labora, afortunadamente no se han presentado fallas que dañen seriamente las unidades y que pongan en peligro la operación de la planta por lo que es importante la mejora los esquemas de protección en las tres unidades generadoras ya que los esquemas existentes datan de más de cincuenta años.

La actualización de las protecciones sería una forma de aprovechar al máximo y alargar la vida útil de las unidades generadoras, ya que la avería de las unidades representaría un costo alto, la sustitución de uno nuevo o la reparación del mismo así como el costo de que representa dejar de generar durante ese periodo.



## 2. TEORIA DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE GENERADORES

Los generadores representan el equipo más caro en un sistema eléctrico de potencia y se encuentran sometidos más que ningún otro equipo del sistema a los más diversos tipos de condiciones anormales. Las razones que se exponen a favor de minimizar la cantidad de equipos electromecánicos de protección son:

- A razón de más equipo electromecánico, mayor es el mantenimiento, y si el mantenimiento es defectuoso el equipo se torna menos confiable.
- El equipo electromecánico puede actuar incorrectamente y desconectar el generador de forma innecesaria.
- En algunas ocasiones, el operador puede evitar que un generador salga fuera de servicio en el caso de que su salida implique un trastorno significativo para el sistema eléctrico al que se encuentra conectado.

Casi la totalidad de las objeciones a los equipos de protección electromecánico no apuntan a que el relé no opere cuando debiera hacerlo, sino que lo haga incorrectamente poniendo al generador fuera del servicio.

No puede negarse la gravedad que puede significar para un sistema eléctrico la desconexión momentánea e innecesaria de un generador; pero tampoco puede evitarse ese daño mediante la falta de una protección necesaria, la protección de los generadores frente a la posibilidad de daños significativos es más importante que la protección a la continuidad momentánea del servicio del sistema eléctrico al que están conectados.

Una consideración a tener en cuenta al analizar las protecciones de un generador y que no se manifiesta en los restantes equipos que conforman un sistema eléctrico, es el hecho que la apertura de su interruptor principal es condición necesaria, pero no suficiente para evitar la prolongación de ciertos daños.

### **2.1. Protección contra sobrecorriente**

El tipo más simple de protección de respaldo es el relé de sobrecorriente, el relé 51 debe ser ajustado arriba de la corriente de carga y tener suficiente retardo de tiempo para permitir las oscilaciones del generador. Al mismo tiempo, debe ser ajustado lo suficientemente bajo para disparar con falla de fases remota para varias condiciones del sistema. En muchos casos, el criterio de ajuste confiable no puede cumplirse sobre un sistema real. Las más recientes investigaciones de las prácticas de respaldo del generador encuentran mínimas aplicaciones del respaldo de sobrecorriente (51). El ajuste de pickup de este tipo de relé deber ser normalmente de 1.5 a 2.0 veces la corriente nominal máxima del generador para prevenir disparos en falso. Los requerimientos de coordinación usualmente causan que el retardo de tiempo exceda de 0.5 segundos.

Puesto que la corriente de falla del generador decae a cerca de la corriente nominal de plena carga de acuerdo a la reactancia síncrona y la constante de tiempo del generador, el ajuste de pickup será muy alto para operar. Únicamente en un número pequeño de aplicaciones los requerimientos de coordinación del sistema y las constantes de tiempo del generador permitirán un ajuste confiable para este tipo de respaldo de sobrecorriente.



Si esto es cierto, entonces la habilidad de supervisión por tensión de la protección de sobrecorriente no proporcionará la seguridad necesaria y la protección de respaldo debe ser ajustada muy alta para ser efectiva.

La corriente del generador para una falla trifásica es menor para un generador sin carga con el regulador fuera de servicio. Esta es la peor condición usada para ajustar éstos dos tipos de relés. Para un relé controlado por tensión el ajuste de pickup debe estar entre 30% - 40% de la corriente de plena carga. Debido a los tiempos de disparo de los relés de sobrecorriente de respaldo son retardados cerca de 0.5 segundos o más, las corrientes en el generador deben ser calculadas usando la reactancia síncrona del generador y la tensión atrás de la reactancia síncrona del generador. Con el regulador fuera de servicio y únicamente carga auxiliar mínima, un valor típico para la tensión atrás de la reactancia síncrona es aproximadamente 1.2 pu. Dada una impedancia típica del generador de 1.5 pu. y una impedancia del transformador elevador de 0.1 pu, la corriente máxima de estado estable será de 0.7 pu. sin regulador de tensión.

## **2.2. Protección contra sobre-excitación y sobre-tensión**

Las normas ANSI/IEEE establecen que los generadores deben operar exitosamente a kVA nominales para niveles de tensión y frecuencia dentro de límites especificados. Las desviaciones en frecuencia y tensión fuera de estos límites pueden causar esfuerzos térmicos y dieléctricos que pueden causar daño en segundos.

La sobreexcitación y sub-excitación máxima permitida al generador esta definida por sus curvas de capacidad, hay que tomar en cuenta el lugar de operación del generador dentro de estas curvas ya que estas definirán los límites de operación del mismo para evitar el calentamiento excesivo de la armadura o del campo, así como los valores de carga máxima de potencia reactiva al cual puede estar sometido el generador.

La sobreexcitación de un generador o cualquier transformador conectado a las terminales del generador ocurrirá típicamente cuando la relación tensión a frecuencia, expresada como Volts por Hertz (V/Hz) aplicada a las terminales del equipo exceda los límites de diseño. Las normas ANSI/IEEE han establecido los siguientes límites:

Generadores 1.05 pu (En base del generador)

Transformadores 1.05 pu (En base del secundario del transformador) a carga nominal, f.p. de 0.8 ó mayor:1.1 pu (En base del transformador) sin carga.

Estos límites se aplican, a menos que otra cosa sea establecida por el fabricante del equipo. Cuando estas relaciones de V/Hz son excedidas, puede ocurrir la saturación del núcleo magnético del generador o transformador conectado, induciéndose flujo de dispersión en componentes no laminados, los cuales no están diseñados para llevar flujo; el daño puede ocurrir en segundos. Es una práctica general el proporcionar relés de V/Hz para proteger generadores y transformadores de estos niveles excesivos de densidad de flujo magnético. Típicamente, esta protección es independiente del control V/Hz en el sistema de excitación.

Una sobre-tensión excesiva en un generador ocurrirá cuando el nivel de esfuerzo del campo eléctrico excede la capacidad del aislamiento del devanado del estator del generador. No puede confiarse en la protección V/Hz para detectar todas las condiciones de sobre-tensión. Si la sobre-tensión es resultado de un incremento proporcional en la frecuencia, el relé de V/Hz ignorará el evento debido a que la relación Volts a Hertz no ha cambiado. Es práctica general el proporcionar un relé de sobre-tensión para alarmar, o en algunos casos, disparar los generadores por estos altos niveles de esfuerzos eléctricos.

Los relés de sobreexcitación, o V/Hz, son usados para proteger a los generadores y transformadores de los niveles excesivos de densidad de flujo magnético. Los altos niveles de densidad de flujo son causados por una sobreexcitación del generador. A estos altos niveles, las trayectorias del hierro magnético diseñadas para llevar el flujo normal se saturan, y el flujo comienza a fluir en trayectorias de dispersión no diseñadas para llevarlo. Estos campos resultantes son proporcionales a la tensión e inversamente proporcionales a la frecuencia. Por lo tanto, los altos niveles de densidad de flujo (y la sobreexcitación) aparecerán a consecuencia de la sobre-tensión, de la baja frecuencia o de una combinación de ambos.

El daño debido a la operación con V/Hz excesivos ocurre más frecuentemente cuando la unidad está fuera de línea, antes de la sincronización. La probabilidad de una sobreexcitación del generador se incrementa dramáticamente si los operadores preparan manualmente la unidad para la sincronización, particularmente si las alarmas de sobreexcitación o circuitos inhibidos son inadecuados o si los circuitos de transformadores de potencial (PT's) son formados inapropiadamente.

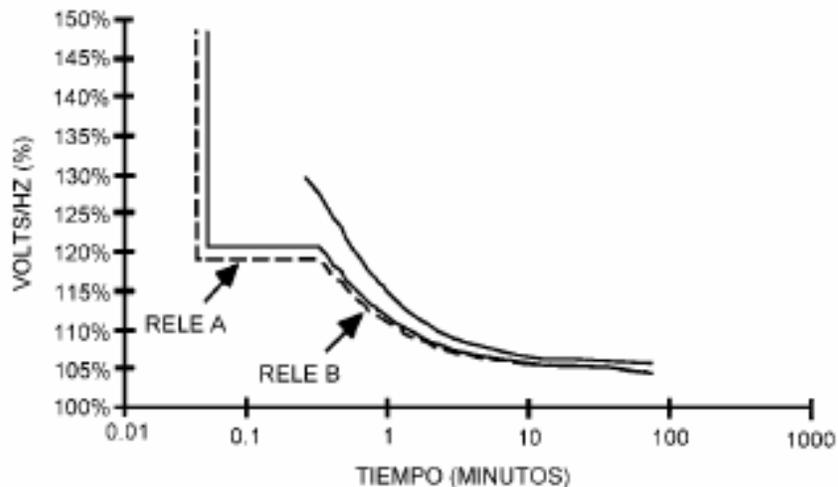
Un generador nuclear grande falló cuando un PT enchufado inadecuadamente causó que la señal de tensión fuera mucho menor que la tensión real de la máquina. Esta señal fue inicialmente leída por el operador que aplicaba manualmente la excitación al campo. El núcleo falló en menos de un minuto. Esta situación podría también haber ocurrido con un esquema automático si las medidas de seguridad adecuadas no fueron diseñadas en el sistema de protección, o si estas medidas fallaron.

Para la protección de V/Hz, existen dos características generales de relés usadas: tiempo definido y tiempo inverso.

Las figuras 5 muestran las características básicas y la zona de protección para cada uno de estos tipos de relés. En los nuevos relés de estado sólido de tiempo inverso, están disponibles dos estilos de ajustes de curva de tiempo inverso: un estilo de relé permite al usuario seleccionar puntos específicos en la curva deseada V/Hz – tiempo, para la aplicación particular del usuario. El otro estilo de relés proporciona conjuntos de curvas V/Hz-tiempo, de las cuales el usuario selecciona la curva específica que se adapte mejor a su aplicación.

Existen tres esquemas de protección comúnmente empleados para relés de V/Hz en la industria. Estos esquemas son: nivel simple, tiempo definido; nivel dual, tiempo definido; y tiempo inverso. Una desventaja importante de emplear un esquema de protección que únicamente utiliza relés de tiempo definido es la decisión entre la protección al equipo y la flexibilidad de operación. Pueden notarse las áreas no protegidas en las cuales los límites del equipo podrían ser excedidos y las áreas donde las características del relé restringen la operación debajo de los límites del equipo. Por esta razón, los relés de tiempo inverso proporcionan la protección y la flexibilidad de operación óptimas, puesto que coordinan mejor con los límites operacionales del equipo. La figura 5 muestra un esquema típico que usa tanto relés de tiempo inverso como relés de tiempo definido.

**Figura 5.** Relés de tiempo inverso B y de tiempo definido A



En los relés de sobre-tensión, el pickup debe ser ajustado arriba de la máxima tensión de operación normal; el relé puede tener una característica de tiempo inverso o definido para darle oportunidad al regulador de responder a condiciones transitorias antes de que ocurra el disparo. Adicionalmente, puede ser aplicado un elemento instantáneo para sobre-tensiones muy altas.

Es importante que el relé de sobre-tensión tenga una respuesta plana a la frecuencia, porque pueden presentarse cambios de frecuencia durante el evento de sobre-tensión. Esto es de particular importancia en instalaciones hidroeléctricas que pueden tener límites en la velocidad de cierre de compuertas, impuesto por la presión hidráulica en las compuertas de las esclusas. En tales casos, estas unidades pueden sufrir incrementos de velocidad del orden de 150% durante un rechazo total de carga, antes de que la acción del gobernador pueda tener efecto para reducir la velocidad.

Muchos relés de V/Hz son dispositivos monofásicos. Los problemas se presentan si la señal de tensión para el relé se toma de un solo PT del generador. Un fusible fundido o una conexión incompleta del circuito cuando se regresan los PT's a su lugar podrían dar como resultado que ninguna tensión sea censada por el relé de V/Hz, por lo que no habría protección.

Para tener una protección redundante y completa, deben usarse PT's en diferentes fases para alarmas múltiples y para funciones del relé. Algunos de los nuevos relés digitales tienen capacidad de alarmar cuando se pierde una o las dos entradas de potencial. Para relés de sobre-tensión, se aplican las mismas medidas que para relés de V/Hz.

La operación con V/Hz excesivos causará falla del equipo y debe ser tratada como un problema eléctrico severo. Como se recomienda en la "Guía para Protección de Generadores de C.A." (Guide for AC Generator Protection), se deben abrir los interruptores principal y de campo si la unidad está sincronizada. Para las unidades sin capacidad de rechazo de carga (que son incapaces para rápidamente bajar la potencia y estabilizarse en un punto de no carga), la turbina también debe ser disparada. En el periodo anterior a la sincronización, se deben proporcionar circuitos de alarma e inhibición para evitar que el operador sobreexcite al generador.

Para máquinas que operan fuera de línea, la práctica es disparar el interruptor de campo únicamente, y no disparar la turbina. Como el problema es del sistema de excitación, podría ser rápidamente remediado, y la unidad puesta en línea sin tener que ir a todo el proceso de arranque. Esto es particularmente ventajoso en unidades de vapor con tiempos de arranque largos.

Dos esquemas de disparo indicados por algunos de los encuestados en la investigación deben ser desalentados y desaprobados: abrir únicamente el interruptor de campo ante una operación del relé de V/Hz y disparar secuencialmente primero la turbina y después el generador. Algunos creen que un evento de V/Hz excesivos es posible únicamente con la unidad fuera de línea, y su lógica de protección tiene al relé de V/Hz que abre únicamente el interruptor de campo para cualquier condición de operación.

Si un evento ocurre mientras que la unidad está sincronizada a la red, el interruptor de campo abrirá y la unidad deberá depender de otros dispositivos de protección para ser disparada. Tampoco se recomienda el disparo secuencial de la unidad. El disparo secuencial implica un esquema donde el impulsor (usualmente una turbina) es disparado por un dispositivo que responda a algún disturbio, y entonces los interruptores de generador y de campo son disparados por algunos otros dispositivos de protección, como un relé de potencia inversa que responde a la pérdida del impulsor. Los retardos de tiempo inherentes a los esquemas de disparo secuencial son suficientemente largos para causar daño severo al equipo.

### **2.3. Protección diferencial**

Una falla de fase en el devanado del estator del generador es siempre considerada como seria debido a las altas corrientes encontradas y el daño potencial a los devanados de la máquina, así como a las flechas y el acoplamiento. Los largos tiempos de reparación para máquinas severamente dañadas pueden ser muy costosos; por consiguiente, también generan altos costos por reemplazo de potencia mientras la máquina está fuera de servicio. Por lo tanto, es muy importante minimizar el daño debido a fallas en el estator. Para agravar esta situación, la corriente de falla en un generador fallado no se INTERRUMPE cuando el campo del generador es disparado y el generador es separado del sistema. La energía almacenada en el campo continuará alimentando corriente de falla por varios segundos.

Las unidades generadoras grandes usan protección de alta rapidez para detectar estas severas fallas en el devanado del estator y minimizar el daño. El uso de métodos de rápida desexcitación puede ser justificable para producir el decremento rápido de las corrientes de falla. Normalmente se usa un relé diferencial de alta rapidez para detectar fallas trifásicas, de fase a fase y de doble fase a tierra.

Las fallas de una fase a tierra no son normalmente detectadas por los relés diferenciales de máquinas, a menos que su neutro esté puesto a tierra sólidamente o con baja impedancia. Cuando el neutro está puesto a tierra con alta impedancia, la corriente de falla es normalmente menor que la sensibilidad de un relé diferencial.

Un relé diferencial no detectará una falla entre espiras en la misma fase debido a que la corriente que entra y sale del devanado no cambiará. La detección separada de la falla entre espiras puede ser proporcionada a los generadores con dos o más devanados por fase. Cuando se conecta un Transformador de Corriente (CT) a una diferencial de generador en el lado de neutro del generador y otro en el interruptor del generador, la aplicación de los CT's necesita ser revisada minuciosamente para que éstos sean lo más similares posible.

Normalmente la protección de fallas de fase del estator del generador no necesita ser relacionada con Inrush como en un esquema de protección de transformador, puesto que la tensión del generador es creada lentamente cuando el campo es aplicado. Se usan tres tipos de relés diferenciales de alta rapidez para la detección de fallas de fase del estator.

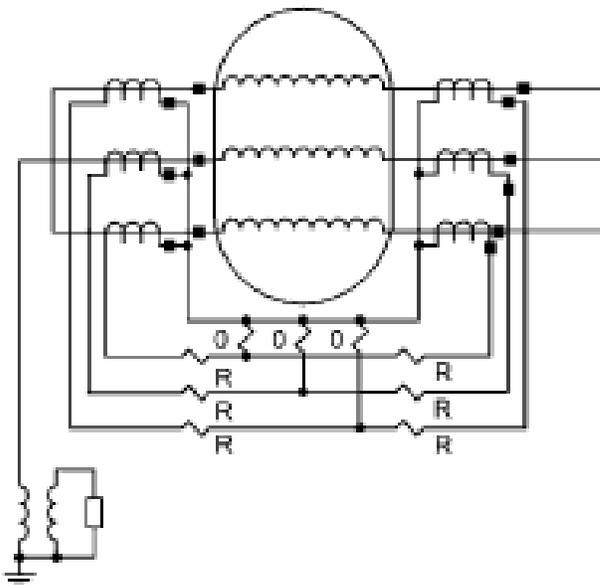
- **Diferencial de porcentaje:** La protección diferencial de porcentaje variable es más usada para máquinas grandes. La pendiente puede variar desde 5% a 50% ó más. Un relé de porcentaje fijo es normalmente fijado de 10 a 25%. Los transformadores de corriente usados en un esquema de relé diferencial deben tener preferentemente las mismas características; sin embargo, la diferencial de porcentaje variable es generalmente más tolerante a errores de CT's con altas corrientes.

Debe notarse que usar la misma precisión normalizada de CT's no garantiza obtener las mismas características reales; las características reales deben ser verificadas.

**Figura 6.** Curva de relé diferencial de porcentaje de pendiente variable

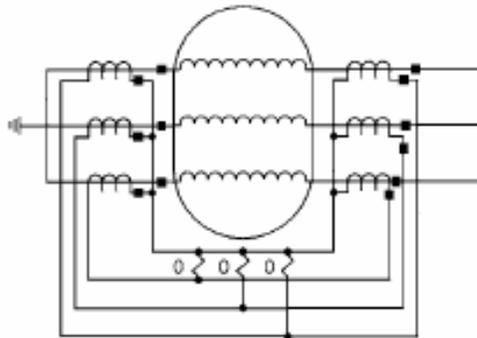


**Figura 7.** Conexión del relé diferencial de porcentaje en Y



- **Diferencial de alta impedancia:** Estos relés deben ser alimentados de CT's idénticos con devanados secundarios distribuidos totalmente, con reactancia de dispersión despreciable. El relé es realmente un relé de tensión y responde a la alta tensión impuesta a través de sus bobinas, causada por todos los CT's que tratan de forzar la corriente a través de la bobina de operación durante una falla interna. El ajuste del relé de alta impedancia se basa en la operación perfecta de un CT de entrada y la saturación completa del otro. Para las muy altas corrientes en generadores grandes, la proximidad de los CT's en diferentes fases puede causar corrientes desbalanceadas que fluyen en los secundarios de los CT's. Estas corrientes deben ser menores que la sensibilidad mínima del relé diferencial usado. Normalmente esto es tomado en cuenta en el diseño de la unidad por el fabricante pero, debe también ser revisado.

**Figura 8.** Relé diferencial de alta impedancia



## **2.4. Perdida de campo**

En el caso que un generador pierda su excitación, trabaja como generador de inducción girando a una velocidad mayor a la síncrona. Los generadores con rotor cilíndrico no están diseñados para estas operaciones, debido a que no tienen enrollados amortiguadores que puedan llevar las corrientes inducidas en el rotor. El tiempo para alcanzar un sobrecalentamiento peligroso puede ser tan corto como 2 a 3 minutos.

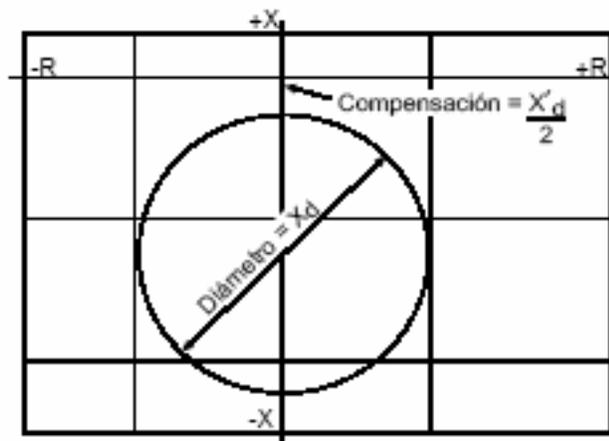
El estator de cualquier clase de generador síncrono puede sobrecalentarse debido a la sobrecorriente en los enrollados del estator mientras la máquina está operando como un generador de inducción.

Algunos sistemas no pueden tolerar la operación continua de un generador sin excitación. En el caso de que el generador no sea desconectado inmediatamente cuando pierde su excitación pueden surgir problemas de inestabilidad y ocurrir una pérdida de servicio mayor en el sistema eléctrico, debido a que un generador sin excitación adquiere potencia reactiva del sistema en una cantidad que puede ser 2 a 4 veces su potencia nominal. Además, es probable que el generador antes de perder su excitación haya estado entregando potencia reactiva al sistema. Como consecuencia de esta potencia reactiva tomada repentinamente del sistema y de la potencia reactiva que deja de entregar el generador, puede producirse una disminución general de tensión en el sistema, la que a su vez, puede producir una gran inestabilidad a menos que otros generadores puedan automática e inmediatamente tomar la carga reactiva adicional. Como consecuencia de lo expuesto, es recomendable la instalación de un sistema de protección contra la pérdida de excitación.

En el caso de que dicha pérdida, sea originada por un desperfecto en la excitatriz, el circuito de campo permanece intacto y el relé no trabaja debido a que lo mantienen las corrientes inducidas producidas por el deslizamiento.

El sistema de protección mas selectivo contra la pérdida de excitación es la utilización de un relé de distancia direccional, del tipo circular (mho o de impedancia) con su centro localizado en el eje negativo de las X del diagrama R – X. Dicho relé es alimentado con tensiones y corrientes tomadas de los bornes del generador. Cuando se pierde la excitación, la impedancia medida en bornes del generador sigue una trayectoria desde un punto localizado en el primer cuadrante (condición normal de operación) a una región del cuarto cuadrante la cual se alcanza solamente cuando la excitación se ha perdido. Al operar la protección se da orden de apertura al interruptor de campo y se desconecta el generador del sistema, antes que el generador o el sistema resulten dañados.

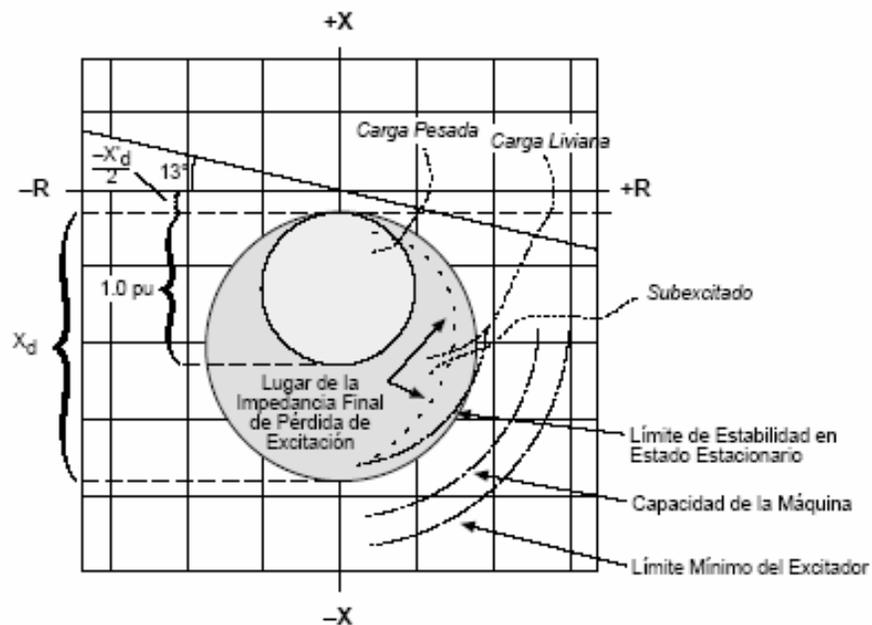
**Figura 9.** Curva de relé de mho compensado de zona única



El relé mide la impedancia como es percibida 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  $1/2$  de la reactancia transitoria longitudinal ( $X'd/2$ ), para evitar el funcionamiento incorrecto durante perturbaciones del sistema y otras condiciones de falla. El diámetro del círculo está ajustado para igualar la reactancia sincrónica longitudinal. Se usa un retardo de tiempo para proporcionar seguridad contra las oscilaciones estables de potencia.

Actualmente existen modernos relés de mho de dos zonas para mejorar la protección. Estos esquemas se muestran en la Figura. 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 del voltaje en toda el área.

**Figura 10.** Curva de relé de Compensación de mho de dos zonas



## **2.5. Potencia inversa**

Si el nivel de potencia resultante del indicador de potencia que se esta entregando al sistema nos indica un valor de potencia real negativa esto nos indicaría que se esta consumiendo potencia en lugar de entregarla (potencia inversa) y si este valor está dentro del rango de pickup del relé de potencia inversa se debe de comenzar el proceso de disparo.

El disparo de este relé es bastante retardado (normalmente 30 segundos o más) el cual es un tiempo muy grande para prevenir daño al generador. En algunos tipos de estos relés, este retardo de tiempo es introducido a través de un timer operado con tensión de CA. cuyo nivel de pickup requiere que esté presente el 50% de la tensión nominal en terminales. Si la tensión en terminales del generador está abajo de este nivel, el relé no operará. Si la fuente de potencial es desconectada, el relé de potencia inversa es también inhibido.

## **2.6. Protección de puesta a tierra del estator**

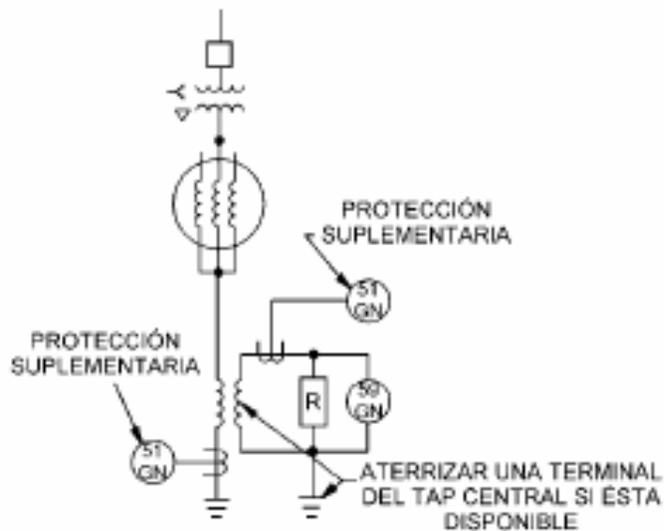
El método usado de puesta a tierra del estator en una instalación de generador determina el comportamiento del generador durante condiciones de falla a tierra. Si el generador está sólidamente puesto a tierra, como casi nunca sucede, aportará una muy alta magnitud de corriente a una falla de una línea a tierra (SLG) en sus terminales, acompañada de una reducción del 58% en las tensiones fase-fase que involucran la fase fallada y de un modesto desplazamiento de la tensión de neutro. Si el generador no está puesto a tierra, lo cual prácticamente nunca sucede, aportará una cantidad de corriente despreciable a una falla SLG franca en sus terminales, sin reducción en las tensiones fase-fase en terminales y un completo desplazamiento en la tensión de neutro.

Las altas magnitudes de corriente de falla que resultan de un generador sólidamente puesto a tierra son inaceptables debido al daño que la falla puede causar. La desconexión al generador a través del disparo del interruptor principal, de campo y el impulsor no hará que la corriente de falla se reduzca inmediatamente a cero. El flujo atrapado en el campo causará una corriente de falla que disminuye lentamente en algunos segundos después de que el generador es disparado, lo que magnifica sustancialmente el daño. Por otro lado, el operar un generador sin aterrizar provoca una corriente de falla despreciable, pero las tensiones de línea a tierra en las fases no falladas pueden elevarse durante las fallas con arqueo a niveles altamente peligrosos los cuales podrían causar la falla del aislamiento del generador. Como resultado, los devanados del estator de generadores grandes son puestos a tierra de tal forma que reduzcan las corrientes de falla y las sobre-tensiones y proporcionen un medio de detectar la condición de falla a tierra lo suficientemente rápido para prevenir el calentamiento del hierro. Dos tipos de puesta a tierra son ampliamente usados en la industria, llamados como puesta a tierra de alta y de baja impedancia.

- **Puesta a tierra del estator con alta impedancia:** La puesta a tierra del neutro del generador con alta impedancia es ilustrado en la figura 11. Este es principalmente utilizado en sistemas en conexión unitaria, sin embargo, puede también ser usado en generadores cross-compound donde un devanado está generalmente puesto a tierra a través de alta impedancia. La puesta a tierra del neutro del generador con alta resistencia utiliza un transformador de distribución con un valor de tensión primaria mayor o igual al valor de la tensión línea-neutro del generador y una tensión secundaria de 120 V ó 240 V. El transformador de distribución debe tener suficiente capacidad de sobre-tensión de forma que no se sature con fallas SLG con la máquina operada al 105% de tensión nominal.

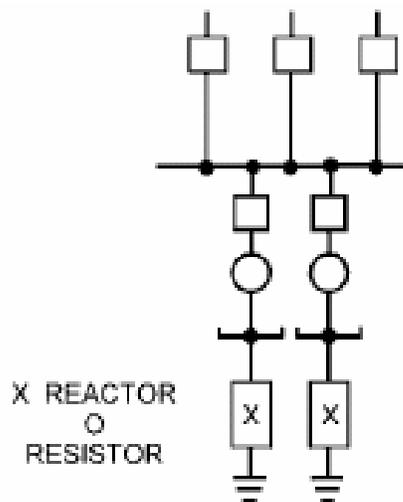
El resistor secundario es usualmente seleccionado de manera que para una falla SLG en las terminales del generador, la potencia disipada en el resistor sea aproximadamente igual a los volts-amperes reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus conductores, y los devanados de todos los transformadores conectado a las terminales del generador. Usando este método de puesta a tierra, una falla SLG es generalmente limitada de 3-25 amperes primarios. Como resultado, este nivel de corriente de falla no es suficiente para operar los relés diferenciales del generador.

**Figura 11.** Generador puesto a tierra con alta impedancia

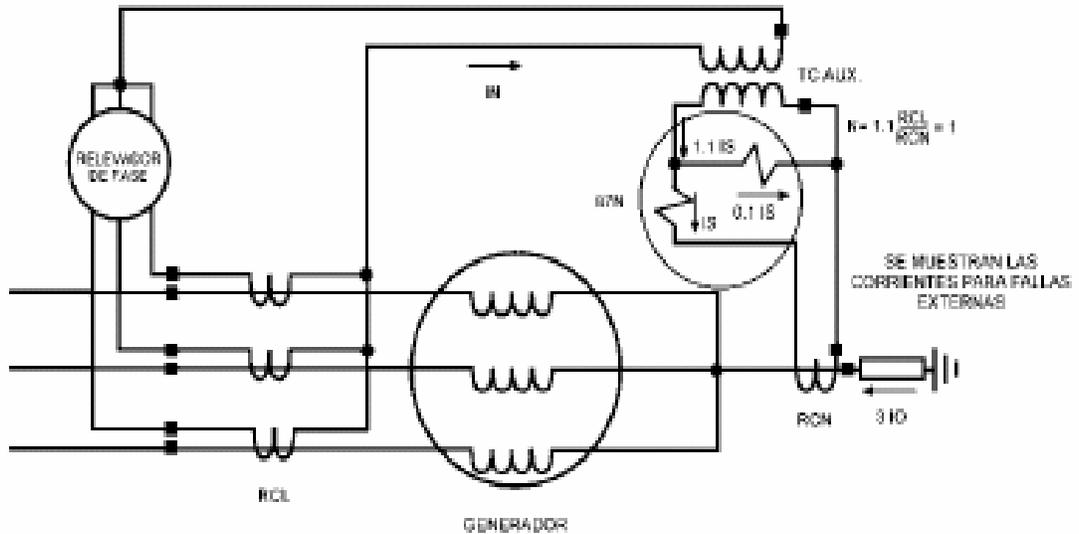


- **Puesta a tierra del estator con baja impedancia:** Este método se ilustra en la figura 12, el resistor o reactor de puesta a tierra es seleccionado para limitar la contribución del generador para una falla SLG a un rango de corrientes generalmente entre 200 A y 150% de la corriente de carga nominal. Con este amplio rango de corriente de falla disponible, los relés diferenciales de fase pueden proporcionar alguna protección de falla a tierra con altos niveles de corrientes de tierra. Sin embargo, el relé diferencial no proporcionará protección de falla a tierra para todo el devanado del estator. Por ello, es práctica común proporcionar alguna protección complementaria. La figura 2.6.3 es una ilustración de un esquema diferencial a tierra que puede ser usado para proporcionar esta mejora en la sensibilidad. El esquema usa un relé de sobrecorriente direccional tipo producto (87N). El relé está conectado para recibir corriente diferencial en el circuito de la bobina de operación y corriente del neutro (3I<sub>0</sub>) del generador en su circuito de polarización.

**Figura 12.** Puesta a tierra del estator con baja impedancia



**Figura 13.** Protección diferencial de tierra usando relè tipo producto



Los métodos de protección de puesta a tierra (alta y baja impedancia) en el estator descritos deben ser conectados para disparar y parar al generador.

## 2.7. Frecuencia anormal

Tanto el generador como la turbina están limitados en el grado de operación a frecuencia anormal que puede ser tolerados. A frecuencias reducidas, se tendrá una reducción en la capacidad del generador. La turbina, especialmente turbinas de vapor y gas, es considerada más estricta que el generador a frecuencias reducidas debido a las posibles resonancias mecánicas en las muchas etapas de los álabes de la turbina. La desviación de la velocidad nominal bajo carga traerá estímulos de frecuencias cercanos a una o más de las frecuencias naturales de los varios álabes y habrá un incremento en los esfuerzos vibratorios. A medida que se incrementan los esfuerzos vibratorios, el daño es acumulado, lo cual puede conducir a la fractura de algunas partes de la estructura de los álabes.

La protección primaria de baja frecuencia para generadores de turbinas se proporciona por la implementación de un programa de corte de carga automático en el sistema de potencia. Estos programas de corte de carga deben ser diseñados de tal forma que para la condición de máxima sobrecarga posible, sea cortada suficiente carga para restaurar rápidamente la frecuencia del sistema a un valor cercano al normal. La protección de respaldo para condiciones de baja frecuencia es proporcionada por el uso de uno o más relés de baja frecuencia y timers en cada generador. Los relés de baja frecuencia y los timers son usualmente conectados para disparar al generador.

Las condiciones de frecuencia anormal pueden causar disparos de generadores, que líneas de enlace se abran por sobrecarga o que partes del sistema se separen debido a las oscilaciones de potencia y a la inestabilidad resultante. Esto podría dar como resultado que el sistema de potencia se separe en una o más islas aisladas eléctricamente.

Para comprender de mejor manera esta condición utilizaremos la ecuación de oscilación del generador, al no cumplirse esta ecuación se produce un par de aceleración en el eje del rotor que producirá que el generador varíe su frecuencia de generación:

$$Jd^2\Theta_m / dt^2 = T_a = T_m - T_e \text{ (N-m)}$$

Siendo:

J = el momento de inercia de la masa del rotor

$\Theta_m$  = desplazamiento angular del rotor

t= tiempo

$T_m$  = par mecánico de fuente de energía mecánica

$T_e$  = par electromagnético

$T_a$  = par de aceleración total

Si el desplazamiento angular del rotor  $\Theta_m$  respecto a un eje de referencia que rota a velocidad sincrónica tenemos que:

$$\Theta_m = W_{sm} t + \delta_m$$

Siendo:

$W_{sm}$  = velocidad sincrónica del rotor de la maquina

$\delta_m$  = desplazamiento angular del rotor desde un eje de referencia que rota a velocidad sincrónica

Si derivamos  $\Theta_m$  respecto  $dt$  dos veces tenemos:  $d^2 \Theta_m / dt^2 = d^2 \delta_m / dt^2$   
sustituyendo en la ecuación de oscilación tenemos:

$$J d^2 \delta_m / dt^2 = T_a = T_m - T_e$$

Si recordamos que Potencia es igual al par por la velocidad angular ( $W_m$ ) entonces multiplicamos cada término de la ecuación de oscilación:

$$J W_m d^2 \delta_m / dt^2 = W_m T_a = W_m T_m - W_m T_e$$

$$J W_m d^2 \delta_m / dt^2 = P_a = P_m - P_e$$

Si:  $J W_m = M$  = constante de inercia del generador sustituimos en la ecuación de oscilación:

$$M d^2 \delta_m / dt^2 = P_a = P_m - P_e$$

Siendo:

$P_a$  = potencia de aceleración del generador

$P_m$  = potencia mecánica de entrada desde el promotor

$P_e$  = potencia eléctrica de salida del generador

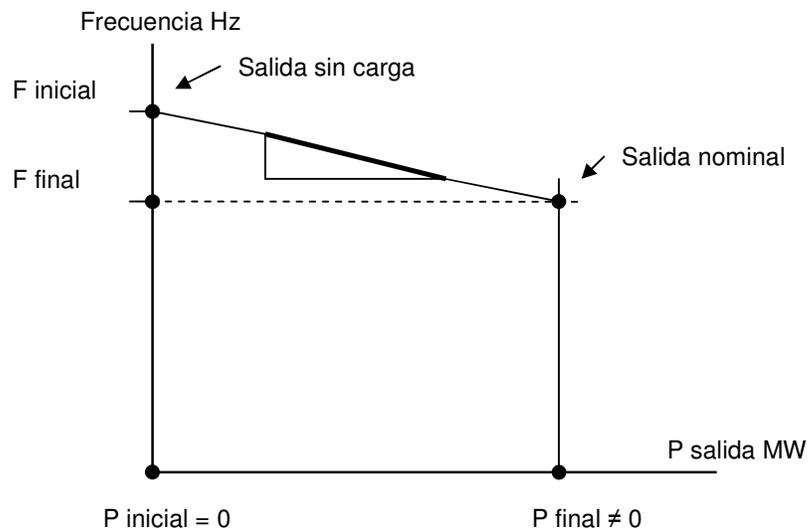
Cuando un sistema de potencia está en operación estable a frecuencia normal, la entrada total de potencia mecánica del impulsor primario del generador es igual a la suma de las cargas conectadas y todas las pérdidas de potencia real en el sistema ( $P_m - P_e = 0$ ).

Una alteración sensible de este balance causa una condición de frecuencia anormal del sistema porque tiende a existir una potencia de aceleración en el rotor del generador ( $P_a = P_m - P_e \neq 0$ ) que produce pérdida de sincronismo.

Las condiciones de frecuencia anormal pueden causar disparos de generadores, que líneas de enlace se abran por sobrecarga o que partes del sistema se separen debido a las oscilaciones de potencia y a la inestabilidad resultante. Esto podría dar como resultado que el sistema de potencia se separe en una o más islas aisladas eléctricamente.

La mayoría de las empresas suministradoras de energía han implementado programas de corte de carga automático para evitar tanto colapsos totales del sistema, así como para minimizar la posibilidad de daño a los equipos eléctricos durante una condición de operación con frecuencia anormal cuando aumenta la carga, la curva de carga-frecuencia ilustra esta condición en la figura 14:

**Figura 14.** Curva carga-frecuencia



La figura 14 muestra que a medida que aumenta la carga, la frecuencia de salida disminuye en un valor constante  $R$  ( $R$ = regulación de velocidad de la unidad generadora), los cambios de frecuencia ocurren por las variaciones aleatorias de carga del sistema a través del día de tal manera que no se puede tener una predicción exacta de la demanda real de potencia, el desbalance entre la generación de potencia real y la demandada de la carga a través del ciclo diario de carga da como resultado la variación de frecuencia.

La misión de los programas de corte de carga es mantener el estatismo del sistema (frecuencia y voltaje constantes), estos programas de corte de carga están diseñados para:

- Cortar sólo la carga necesaria para liberar la sobrecarga en la generación conectada.
- Minimizar el riesgo de daño a las plantas generadoras.
- Mitigar la posibilidad de eventos en cascada como resultado del disparo por baja frecuencia de una unidad.

- Restaurar rápidamente la frecuencia del sistema a un valor cercano al normal.

En un sistema de potencia pueden ocurrir dos tipos de condiciones de frecuencia anormal:

1. La condición de baja frecuencia ocurre en un sistema de potencia como resultado de una súbita reducción en la potencia de entrada por la pérdida de generador(es) o pérdidas de enlaces clave de importación de potencia. Esto puede producir un decremento en la velocidad del generador (cuando  $P_m < P_e$  implica que  $P_a =$  Potencia negativa o de desaceleración), lo que causa una disminución de la frecuencia del sistema.
2. La condición de sobre-frecuencia ocurre como resultado de una pérdida súbita de carga o pérdida de enlaces clave de exportación de potencia. La salida del impulsor que alimentaba la carga inicial es absorbida por la aceleración de las unidades (cuando  $P_m > P_e$  implica que  $P_a =$  Potencia positiva o de aceleración), resultando un incremento en la frecuencia del sistema.

Existen dos consideraciones principales asociadas con la operación de una planta generadora a frecuencia anormal. Estas son:

- La protección del equipo contra el daño que podría presentarse por la operación a frecuencia anormal.
- La prevención del disparo accidental de la unidad generadora por una condición de frecuencia anormal recuperable que no exceda los límites de diseño del equipo de la planta.

La operación a frecuencia anormal de una planta generadora produce daños eléctricos (principalmente en el generador y transformadores) y daños mecánicos (principalmente en las turbinas).

Las turbinas hidráulicas pueden usualmente tolerar desviaciones de frecuencia mucho mayores que las turbinas de vapor o de combustión. La protección de baja frecuencia no es normalmente requerida para la protección de la turbina. El índice máximo de cambio de flujo de agua a través de la turbina es muchas veces limitado por las presiones máxima o mínima que pueden ser toleradas en la válvula de bloqueo de agua.

La velocidad limitada a la cual pueda ser cerrada la compuerta de entrada de agua podría causar sobre-velocidades bajo pérdida súbita de carga. Aunque estas sobre-velocidades pueden ser toleradas por un tiempo corto, las unidades deben ser regresadas a su velocidad nominal en segundos por la acción del gobernador. La protección por sobre-frecuencia puede ser aplicada en generadores hidráulicos como respaldo o como reemplazo de dispositivos de sobre-velocidad mecánicos. Estos relés pueden ser ajustados a una frecuencia menor que la máxima que ocurre durante un rechazo de carga, pero con el retardo de tiempo apropiado para permitir la acción del gobernador. Si la acción del gobernador no logra controlar la frecuencia en un tiempo apropiado, la protección de sobre-frecuencia operará.

La operación de la protección de sobre-frecuencia podría indicar un mal funcionamiento en el sistema de control de compuertas de la turbina. Por lo tanto, esta protección puede ser conectada para cerrar las compuertas de entrada de emergencia de turbinas o las válvulas aguas arriba de las compuertas de entrada de la turbina principal.

Debido a las grandes variaciones de frecuencia que pueden ser esperadas durante cambios de carga súbitos en generadores hidráulicos, las cargas de consumidores que puedan ser conectadas a islas con tal generación pueden ser protegidas con protección de sobre y baja frecuencia. Estos relés pueden ser ajustados con bandas más estrechas y con retardos de tiempo menores que los necesarios para la protección de plantas generadoras. Los relés son algunas veces conectados a los transformadores de tensión (PT's) en la planta generadora. Tales dispositivos de "Protección de Calidad" no deben ser confundidos con la protección del generador. Su función es proteger la calidad de la alimentación a los consumidores, y son usualmente conectados para disparar las cargas, con tal vez disparo no requerido del generador.

Puesto que los requerimientos de ajustes para la protección de calidad son completamente independientes de los requerimientos para la protección de la turbina o el generador, pueden requerirse relés diferentes para las dos funciones.

## **2.8. Sobre-corriente en el neutro**

La figura 2.8.1 muestra la ubicación de los relés de protección de respaldo de tierra. Para el generador conectado en unidad el relé es localizado en el neutro del lado de alta tensión del transformador elevador. En el generador conectado directamente, el relé de respaldo es conectado a un transformador de corriente en el neutro del generador.

En algunas aplicaciones, es ventajoso tener un relé de respaldo de tierra fuera de línea y en línea.

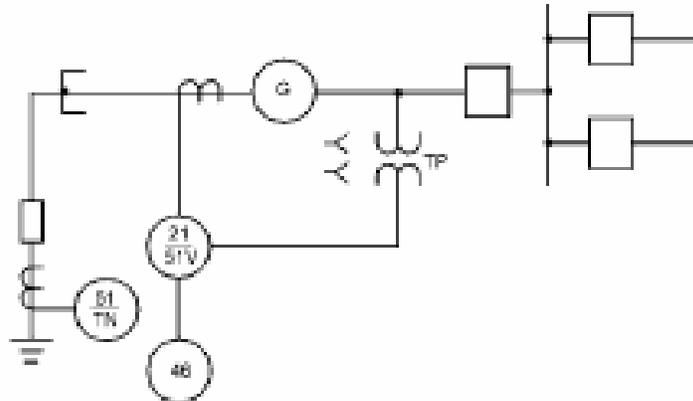
Antes de la sincronización, el relé de tierra de ajuste bajo en el generador conectado en la unidad puede proteger las boquillas de alta tensión del transformador y de los conductores a los interruptores del generador con ajuste de tiempo.

Con el interruptor del generador abierto, no hay necesidad de coordinar con los relés del sistema. El generador conectado directo puede tener protección de tierra de alta rapidez para la zona fuera del interruptor del generador en operación fuera de línea. El relé usado para la protección de respaldo de tierra es un relé de sobrecorriente de tiempo con una característica de tiempo inverso o muy inverso.

Este relé fuera de línea debe ser ajustado con un ajuste mínimo. El relé dentro de línea debe ser ajustado para coordinar con la protección de falla a tierra más lenta del sistema. Se debe poner especial atención para la coordinación con la protección de distancia de tierra sobre las líneas de transmisión. Cualquier falla a tierra con resistencia de arco fuera del alcance del relé de distancia de tierra, no debe ser vista por los relés de respaldo de tierra utilizando un relevador tipo reactancia ya que este es poco sensible a la componente real de la impedancia ( $Z = R + j X$  ya que  $R$  aumenta debido a la resistencia de arco).

La protección de respaldo de tierra debe operar para fallas a tierra en el extremo de todas las líneas que salen de la subestación. La coordinación requiere que el pickup sea al menos del 15% al 25% mayor que el ajuste del relé de tierra mayor. Para líneas protegidas con relés de distancia de línea, el relé de respaldo debe ser ajustado arriba del mayor límite de resistencia de falla de los relés de distancia de tierra del sistema para proporcionar coordinación.

**Figura 15.** Ubicación del relé de corriente en el neutro 51TN



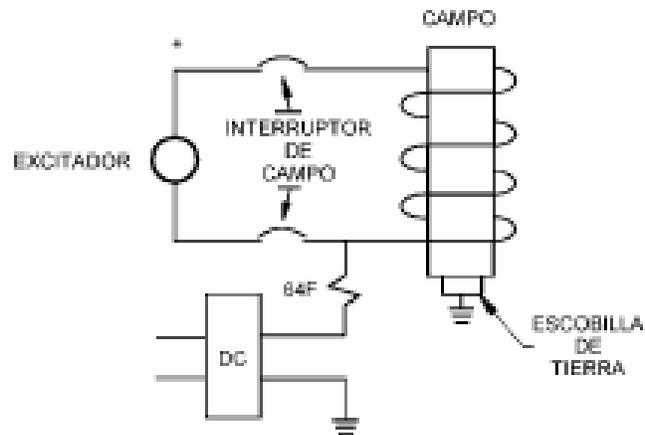
## 2.9. Tierra en el campo

El circuito de campo de un generador es un sistema de C.D. no puesto a tierra. Una sola falla a tierra generalmente no afectará la operación de un generador ni producirá efectos de daño inmediato. Sin embargo, la probabilidad de que una segunda falla a tierra ocurra es mayor después de que la primera falla a tierra ha ocurrido. Cuando se tiene una segunda falla a tierra, una parte del devanado de campo estará cortocircuitada, produciendo por lo tanto flujos desbalanceados en el entrehierro de la máquina.

Los flujos desbalanceados producen fuerzas magnéticas desbalanceadas las cuales dan como resultado vibración y daño de la máquina. Dentro de la industria las prácticas de disparo para relés de tierra en el campo no están bien establecidas. Algunas empresas disparan, mientras que otras prefieren alarmar, arriesgando así tener una segunda falla a tierra y mayor daño. Esto quedará a criterio de los ingenieros y operadores responsables de las plantas generadoras.

Existen varios métodos de uso común para detectar tierras en el campo del rotor, uno de ellos es el esquema presentado en la figura 16:

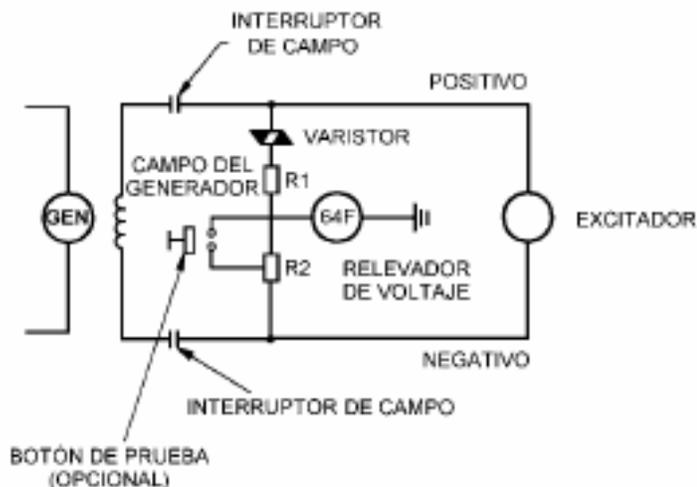
**Figura 16.** Detección de tierra en el campo usando fuente de DC



En el método mostrado en la figura 16, una fuente de tensión de C.D. en serie con una bobina del relé de sobre-tensión es conectada entre el lado negativo del devanado de campo del generador y tierra. Una tierra en cualquier punto del campo causará que el relé opere. Se usa una escobilla para aterrizar la flecha del rotor puesto que la película de aceite de los cojinetes puede insertar suficiente resistencia en el circuito, de forma que el relé podría no operar para una tierra en el campo. Un retardo de tiempo de 1.0 – 3.0 segundos es normalmente usado con este relé para evitar operaciones innecesarias por desbalances transitorios momentáneos del circuito de campo con respecto a tierra.

Estos desbalances momentáneos podrían ser causados por la operación de sistemas de excitación tipo tiristor de respuesta rápida.

**Figura 17.** Detección de tierra en el campo usando un divisor de tensión



La figura 17 ilustra un segundo método usado para detectar tierras en el circuito de campo. Es similar a los esquemas de detección de tierra usados para sensar tierras en las baterías de control de subestaciones. Este método usa un divisor de tensión y un relé sensible de sobre-tensión entre el punto medio del divisor y tierra.

Una tensión máxima es impuesta al relé por una tierra en el lado positivo o negativo del circuito de campo. Sin embargo, existe un punto ciego entre positivo y negativo en el que una falla a tierra no producirá una tensión a través del relé. Este relé de tierra del campo del generador está diseñado para superar el problema usando un resistor no lineal (varistor) en serie con uno de los dos resistores lineales en el divisor de tensión. La resistencia del varistor varía con la tensión aplicada. El divisor es dimensionado de forma tal que el punto ciego del devanado de campo está en el punto medio del devanado cuando la tensión del excitador está a tensión nominal. Los cambios en la tensión del excitador moverán el punto ciego del centro del devanado de campo.

Desde un punto de vista de protección, la práctica más segura es disparar el generador automáticamente cuando la primera tierra es detectada. Una segunda falla a tierra podría ser inminente debido a los problemas de aislamiento en el campo. Ha habido casos en que una segunda falla a tierra ha causado daños al campo. Muchas empresas suministradoras alarman con el relé de tierra en el campo, con instrucciones escritas para el operador para descargar y sacar de servicio la máquina de una forma ordenada.



### **3. PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN**

#### **3.1. Características generales del relevador digital multifunción**

La tecnología disponible para ofrecer protección a los generadores eléctricos en las plantas ha evolucionado desde los relés electromecánicos de función única a los relés estáticos (electrónicos) y ahora a los relés digitales multifunción llamados también sistema de protección integrado. La aparición de las tecnologías de microprocesadores de bajo costo ha posibilitado desarrollar los relés digitales de multifunción, que combinan numerosas funciones de protección en un conjunto único de relés.

Los modernos relés digitales de multifunción cuentan con diversas características que los hacen ideales para la protección de generadores, además esta tecnología de relés ofrece ventajas de importancia sobre los antiguos sistemas de protección por medio de relevadores electromecánicos, las más importantes de dichas características son: las funciones seleccionables por el usuario, el autodiagnóstico, la capacidad de comunicaciones y el monitoreo oscilográfico. En este capítulo se describen cada una de estas características.

### **3.1.1. Aumento de la vida útil de los generadores**

Los generadores instalados en la planta Santa Maria de Jesús cuentan con un sistemas de protecciones de mas de cincuenta años de funcionamiento por lo que a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación ya que por el crecimiento del sistema eléctrico interconectado y con el avance de los estudios sobre perturbaciones eléctricas se han encontrados fenómenos eléctricos que no se tenían previstos en los esquemas antiguos de protección.

Algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: Fallas en los devanados, sobrecarga, sobrevelocidad, perdida de excitación, motorización de generadores calentamiento de devanados y cojinetes.

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, por lo que la implementación de un relevador digital multifunción abarcaría las áreas de protección ignoradas como: Protección contra corrientes de secuencia negativa, falla a tierra en el 100 % del estator, energización inadvertida, contornamiento de cabeza de interruptor , monitoreo con oscilógrafo y con ello se podría tener certeza de que la vida útil de trabajo de los generadores seria ampliada eficientemente.

### **3.1.2. Falta de calibración y reducción de mantenimiento**

Por ser los relevadores digitales multifunción dispositivos contruidos a base de microprocesadores, estos no poseen mecanismos por medio de engranes, resortes y elementos móviles como los relevadores electromecánicos, por lo que no es necesario realizar calibraciones periódicas de estos dispositivos y elementos.

Las funciones de mantenimiento se reducirían a únicamente limpieza de bornes, revisión de puntos de interfase y cableado.

### **3.1.3. Funcionalidad seleccionable por el usuario**

La funcionalidad de la protección varía mucho según el tamaño del generador, el tipo de generador (de inducción o sincrónico). Estas variables hacen que la funcionalidad seleccionable (“selección cuidadosa”) sea una característica de gran importancia. Dicha característica permite que la configuración específica del relé digital de multifunción sea controlada por el usuario, no por el fabricante. El costo es proporcional al nivel de funcionalidad que se requiera. Los relevadores propuestos en este capítulo fueron seleccionados de acuerdo al tamaño y la importancia de los generadores a proteger ya que existen modelos mas completos y sofisticados en el mercado, en el capítulo cuatro se muestra el estudio económico realizado a estos relevadores.

El usuario que adquiere un costoso conjunto de multifunción para protección de generadores e inhabilita numerosas funciones porque no son apropiadas para su aplicación específica, desperdicia las ventajas económicas de la protección tipo multifunción. Al utilizar un relé con las funciones básicas necesarias para la mayoría de las aplicaciones y hacer su selección adicional en una “biblioteca” de funciones opcionales, el usuario configura el equipo de protección para la aplicación específica y minimiza su costo.

#### **3.1.4. Capacidad de autodiagnóstico**

El autodiagnóstico de un relé digital de multifunción permite la detección inmediata de fallas en el relé. Si no se cuenta con protección adecuada del generador , este puede verse sometido a condiciones perjudiciales tales como las corrientes de falla no detectadas, los sobrevoltajes y el alto esfuerzo torsional del eje del generador debido al recierre automático.

Por estas razones, el autodiagnóstico adquiere cada vez mayor importancia. Las antiguas tecnologías electrónicas o electromecánicas no ofrecían este margen de seguridad.

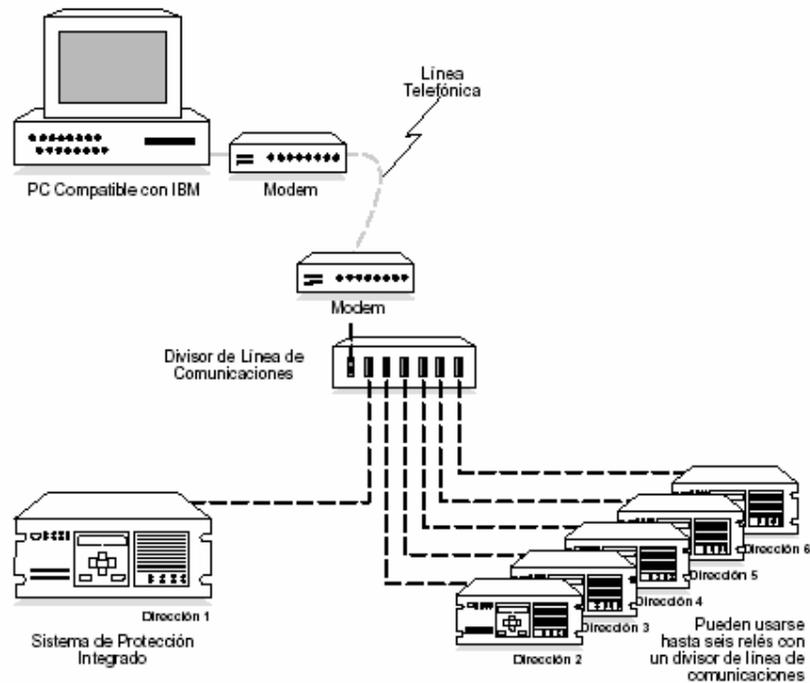
#### **3.1.5. Capacidad de comunicaciones**

Todos los relés digitales de multifunción cuentan con puertos de comunicaciones. Dos puertos de interfaz en serie, COM1 y COM2, son puertos estándar RS-232 de 9 pines con configuración DTE. El puerto del panel frontal, COM1, se usa para ajustar e interrogar localmente al relé por medio de una computadora.

El segundo puerto RS-232, COM2, está en la parte trasera de la unidad. Un puerto configurado RS-485, COM3, está disponible también en el bloque de terminales atrás de la unidad. Cualquiera de los puertos del panel posterior, COM2 o COM3, pueden usarse para ajustar e interrogar remotamente al relé por medio de un módem.

Con el relé se suministra software de comunicación (IPScm), que funciona con el sistema operativo Microsoft Windows. La comunicación con múltiples relés se puede realizar usando un sencillo y económico divisor de señales de comunicaciones y un módem compatible con Hayes, a velocidades de hasta 19,200 baudios (Figura 18).

**Figura 18.** Esquema de comunicaciones por medio de software



Los relevadores digitales pueden proporcionar a la empresa eléctrica datos telemétricos continuos sobre la operación del generador. Generalmente se les exige información tal como el estado (abierto o cerrado) de interruptores clave de generación e interconexión, así como la salida instantánea en MW o MVAR del generador.

Antiguamente gran parte de la información podía obtenerse mediante un conjunto de relés conectados al generador, actualmente con los relevadores digitales se ha eliminado la necesidad de contar con transductores y medición adicional. Asimismo, la capacidad de interrogar al relé de protección del generador desde un lugar remoto para determinar los eventos de operación del relé permite disponer de información esencial para restaurar la unidad generadora al servicio en caso de disparo.

### **3.1.6. Monitoreo oscilográfico**

El monitoreo oscilográfico de las entradas del relé (corrientes y voltajes) proporciona información sobre la causa de la operación del relé de protección e indica si el relé ha funcionado de acuerdo a lo planeado, el monitoreo oscilográfico ofrece información valiosa sobre cuál es la razón por la que se ha provocado el disparo.

### **3.2. Áreas de mejoramiento de las protecciones de los generadores de la hidroeléctrica Santa María de Jesús**

Las únicas protecciones formalmente consideradas en los diagramas de protección para las unidades generadoras de la hidroeléctrica Santa María de Jesús son: Protección diferencial en los generadores, protección contra sobrevoltaje y protección contra sobrecorriente. Estos son los únicos tipos de protección contemplados ya que por ser esta una planta antigua y pequeña no se ha tenido la visión de modernizarla y solamente se tienen contemplados estos tipos de protecciones.

Con el fin de mejorar las protecciones de las unidades generadoras de la hidroeléctrica Santa María, el relevador propuesto para este fin abarca las siguientes áreas que no se tenían contempladas y que haría a los esquemas de protección a la altura de las nuevas especificaciones sobre la protección de generadores, las nuevas áreas de protección se describen en los siguientes subtítulos:

### **3.2.1. Mejora en la sensibilidad de las protecciones**

Debido a que los relevadores electromecánicos están compuestos por elementos móviles y mecanismos estos no son lo suficientemente sensibles a pequeñas variaciones de las magnitudes a medir ya sean estas corrientes o voltajes, principalmente cuando ya cuentan con varios años de operación estos elementos sufren desgaste y envejecimiento.

Por lo que los relevadores digitales multifunción pueden ser ajustados a que disparen cuando hayan pequeñísimos cambios en sus parámetros máximos ajustados con el fin de que el generador no trabaje en condiciones desfavorables que puedan ponerlo en peligro o bien que reduzcan su vida útil considerando siempre algún margen de seguridad para que este no se esté disparando continuamente ejemplos de la protección en esta área se describen a continuación.

#### **3.2.1.1. Protección contra secuencia negativa (corriente desequilibrada)**

Debido a que en un sistema eléctrico se producen condiciones que pueden causar corrientes trifásicas desequilibradas en un generador. Estas corrientes desequilibradas del sistema producen componentes de secuencia negativa de corriente que inducen una corriente de doble frecuencia que la del sistema en las partes no magnéticas del rotor, tales como eje, anillos de retención, chumaceras, cojinetes, etc. incrementando la temperatura de estos componentes y ocasionando en algunos casos que el material se funda y dañe al generador.

La corriente circula a través del contacto metal-a-metal de los anillos de retención hacia las cuñas forjadas del rotor. Debido al efecto superficial, en los devanados de campo circula sólo una parte muy pequeña de esta corriente de alta frecuencia. El calentamiento por secuencia negativa que excede los límites térmicos resulta en fallas graves en el generador.

#### **3.2.1.2. Protección contra falla a tierra en el 100 % del estator**

Este tipo de protección se basa en los principios sobre puesta a tierra de alta impedancia del neutro del generador. El esquema de protección contra falla a tierra del estator usado más comúnmente en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia, es un relé de sobrevoltaje con retardo de tiempo (59N) conectado a través de la resistencia de puesta a tierra para detectar el voltaje de secuencia cero.

El esquema de protección con 59N es claro y confiable, sin embargo este relé 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 voltaje residual de 60 Hz. Por lo que el relevador digital multifunción ofrece la ventaja de cubrir el 100% del estator.

ç

#### **3.2.1.3. Protección de doble nivel contra la pérdida de campo**

La pérdida de campo de los generadores eléctricos es muy perjudicial en el sistema eléctrico ya que esto implicaría un consumo súbito de potencia reactiva y si se mantiene la potencia del primotor este generador suministrará potencia real al sistema, operando en ese caso como un generador de inducción.

La cantidad de reactiva que demanda la maquina del sistema, depende de la localización relativa de esta, así como del tamaño relativo. En algunos casos la demanda de reactiva del sistema puede ser tan grande que puede ocasionar inestabilidad en el sistema. .

### **3.2.2. Nuevas áreas de protección**

Áreas que no se consideraban como importantes y problemáticas hace 15 años o mas, con los nuevos estudios realizados sobre seguridad de personal en las instalaciones eléctricas y por el crecimiento de los sistemas eléctricos interconectados se ha podido comprobar lo contrario, ya que estos afectan considerablemente la operación optima de las plantas generadora a la vez que aumentan la seguridad del personal. Estas áreas se mencionan a continuación:

#### **3.2.2.1. Energización inadvertida del generador**

La protección contra energizacion inadvertida es de mucha importancia ya que al realizarse una maniobra de energizacion inadvertida se puede destruir el generador ya que funcionaria automáticamente como motor de inducción además que representaría un peligro para el personal que este en las cercanías o más aun si se le estuviera haciendo mantenimiento, también podríamos llamarle como protección por error de maniobra por secuencia de relevación.

### **3.2.2.2. Pérdida de fusible de transformador de potencial (PT)**

La pérdida de la señal del voltaje en terminales del generador puede deberse a varias causas, siendo la más común la falla del fusible en uno de los transformadores de potencial (PT). Otras causas pueden ser una verdadera falla del PT o del cableado, un circuito abierto en los montajes corredizos, una abertura del contacto debido a corrosión, o un fusible fundido del transformador de potencial. Tal pérdida de la señal de voltaje de las terminales del generador (PT) puede ocasionar el mal funcionamiento de los relés de protección. Típicamente, las funciones de protección como la 21, 32, 40 y 51V se ven afectadas y son normalmente bloqueadas al detectarse una pérdida del potencial.

Al perderse la señal de un PT conectado a las terminales del generador, los voltajes trifásicos se desequilibran. Debido a este desequilibrio, se produce un voltaje de secuencia negativa. Para distinguir entre esta condición y una falla, se verifican las corrientes de secuencia negativa del generador. La presencia de voltaje de secuencia negativa en ausencia de corriente de secuencia negativa indica que hubo una falla de fusible del transformador de potencial en vez de otro tipo de falla.

### **3.2.2.3. Disparo secuencial**

Este modo de disparo es utilizado principalmente en generadores de vapor para evitar sobre-velocidades cuando el disparo retardado no tiene efectos perjudiciales sobre la unidad generadora al momento de presentarse una falla.

Es usado para disparar al generador cuando tiene problemas en el impulsor cuando no se requiere un disparo instantáneo de alta velocidad. El primer dispositivo a disparar serán las válvulas de las turbinas para proporcionar seguridad contra la posibilidad de una sobre-velocidad asegurando que los flujos hayan sido reducidos para luego hacer los disparos del interruptor principal del generador y del circuito de campo. 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, para este tipo de protección se requieren sensibilidades de potencia inversa de 0.5% de la clasificación del estator.

#### **3.2.2.4. Monitoreo con oscilógrafo**

Los relés digitales multifunción utilizados para protección de generadores, traen incorporados los oscilógrafos para la medición de voltajes, corrientes que se pueden utilizar para analizar el comportamiento de los generadores.

Usando la capacidad de comunicación remota de estos relés, se puede lograr con rapidez el acceso a la información un evento en el generador y el oscilógrafo desde una ubicación remota, tras 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 a servicio del generador. La figura 19 muestra la lectura proporcionada con el oscilógrafo del relevador digital multifunción:

**Figura 19.** Lectura del oscilógrafo del relevador digital multifunción:



### 3.2.3. Aplicación de protecciones especiales

Estas consideran únicamente áreas que corresponden sólo a los generadores cuando se desean poner en línea al sistema eléctrico interconectado. Estas áreas incluyen:

#### 3.2.3.1. Falla del interruptor del generador

Cuando el sistema de relés de protección opera para disparar el interruptor automático del generador pero el interruptor no funciona, es preciso activar un esquema de falla del interruptor. Dadas las sensibilidades requeridas, hay importantes diferencias entre la manera de aplicar un esquema de falla local del interruptor por medio de relevadores electromecánicos o bien un sistema a base del relevador digital multifunción que si es bastante sensible.

### **3.2.3.2. Protección contra el contorneamiento en la cabeza del interruptor del generador**

Una falla de contornamiento de la cabeza del interruptor probablemente ocurra justo antes de la sincronización, o justo después de sacar de servicio al generador, cuando el voltaje a través de los contactos del interruptor del generador es aproximadamente el doble del voltaje normal al deslizarse la frecuencia del generador respecto a la del sistema. Si bien los interruptores automáticos tienen la capacidad para resistir este voltaje, hay una mayor probabilidad de que se produzca un contorneamiento durante este período por defectos de fabricación que pudiera tener.

Si hay una falla de contorneamiento en uno o dos polos en un interruptor, la corriente desequilibrada resultante generalmente hará que funcione el relé de secuencia negativa del generador (si es de tipo digital o estático sensible) o posiblemente el relé de respaldo de sobrecorriente de tierra del generador, iniciando el disparo (apertura) del interruptor bajo condiciones de falla de contorneamiento. Debe mencionarse que cuando se produce una falla por contorneamiento del interruptor, el disparo no va a rectificar la situación. Para esta condición es necesario reparar o reemplazar el interruptor con el fin de restablecer la falla.

### **3.3. Características de los relevadores digitales multifunción propuestos**

#### **3.3.1. Características del relevador Beckwithelectric M3420**

Funciones de protección:

- Protección de distancia de fase Dual-zona para respaldo de falta de fase (falla de fase) (21)
- Protección de sobreexcitación (V/Hz) (24)
- Sensible a detección de potencia inversa, conveniente para puntos de ajuste dual por tropiezo secuencial (32)
- Protección de pérdida de campo (40)
- Sensible a protección de sobrecorrientes de secuencia negativa y alarma (46)
- Protección por falla del interruptor del generador (50BF)
- Protección del generador para energización inadvertida (50/27)
- Protección contra sobrevoltaje (59) y bajo voltaje(27) de fase
- Protección por falla de tierra en el 100% del estator (59N/27TN)
- Detección de pérdida de fusible de PT y bloqueo (60FL)
- Protección con cuatro etapas de sobre / baja frecuencia (81)
- Protección diferencial de fase del Generador (87)
- Ocho salidas programables y seis entradas programables
- Grabación de oscilógrafo
- 32-blancos (objetivos) de almacenamiento
- Medición de todos los parámetros a medir
- Dos RS-232 y uno RS-485 puertos de comunicaciones
- Rack de 19" para el montaje
- Panel removible del circuito impreso y suministro de poder
- Modelos en 50 y 60 Hz disponibles
- 5 entradas de CT disponibles

- Entradas Adicionales para disparo por los dispositivos externos conectados
- Software de comunicaciones M-3800A IPScom
- Sincronización de tiempo (IRIG-B)
- Incluye MODBUS y BECO 2200 protocolos
- Suministro de poder Redundante
- M-3930 Módulo Designado
- M-3931 Interfase de la Humano-máquina (HMI) el Módulo
- M-3801A IPSplot el Oscillograph Análisis Software

### **3.3.2. Características del relevador Siemens SIPROTEC 4-7UM6**

Funciones de protección:

- Protección de falla a tierra en el estator
- Protección sensible de falla a tierra
- Protección de sobrecarga en el estator
- Protección temporizada de sobrecorriente (tiempo definido o tiempo inverso) Protección de sobrecorriente de tiempo definido, direccional,
- Protección de sobrevoltaje y bajo-voltaje
- Protección del sobre-frecuencia y baja-frecuencia
- Protección de potencia inversa
- Protección de sobreexcitación
- Disparo de conexión externa
- Protección de envió de potencia
- Protección de sub-excitación
- Protección de secuencia negativa
- Protección de interrupción de falla
- Protección de energización inadvertida
- Protección de tierra en el 100% del estator con tercer armónico

- Protección de impedancia
- Motor asíncrono
- Vigilancia de tiempo de arranque
- Sistema de comunicación por medio de:
  - IEC 60870-5-103 protocolo
  - PROFIBUS DP
  - MODBUS RTU
- Supervisión de circuito de disparo
- Monitoreo de falla de fusible
- Medición y operación de voltaje, corriente, frecuencia, etc.
- Medición del tiempo de operación en horas
- Auto supervisión del relé
- 8 grabaciones de falla oscilografica

### **3.3.3. Características del relevador General-Electic AAA 0101**

Funciones de protección:

- Protección Diferencial de estator 87G
- Desbalance de corrientes 46
- Pérdida de excitación 40-1
- Restricción de voltaje 51V
- Tierra en el estator 64G1 (voltaje fundamental)
- sobreexcitación 24 (Volts/Hz)
- sobrevoltaje 59
- Lógica de energización accidental
- Lógica de tropiezo secuencial
- Falla de fusible de transformador de potencial PT
- Captación Oscilográfica
- Entrada de tiempo de sincronización (IRIG-B)
- Antimotorización 32

- Tierra en el estator 64G2 (voltaje de 3er. armónico)
- Corriente en el neutro 51GN
- Bajo voltaje 27
- Baja frecuencia 81-0
- Sobrefrecuencia 81-0
- Salida para impresiones
- Puertos de comunicación 2-RS232 2-RS232

#### **3.3.4. Características del relevador Schweitzer Engineering Laboratories SEL 300G**

- Protección de falla a tierra en 100% del estator, utilizando la frecuencia fundamental del sistema y los diferenciales de voltaje de tercer armónico.
- Protección diferencial
- Protección por pérdida de sincronismo
- Sobreexcitación
- Potencia inversa
- Protección térmica
- Grabación de eventos y de fallas
- Sobrevoltaje
- Sobrecorriente
- Sobre/baja frecuencia
- Desbalance de corrientes
- Tierra en el campo
- Software ACSELERATOR para ajuste y monitoreo por computadora
- Puertos de comunicación e impresión



#### **4. Análisis económico de la implementación del relevador digital multifunción**

La siguiente información muestra el costo de la implementación de los relevadores digitales multifunción, esta información fue consultada en las páginas web de los fabricantes y cuyo precio puede variar si se contratan empresas para adquirir este equipo, el precio en quetzales es tomando en cuenta un cambio de 7.80 quetzales por dólar.

El listado de elementos que aparece a continuación es para cada unidad individual, por lo que para las tres unidades hay que multiplicar el valor total por tres.

##### **4.1. Costo utilizando el relevador Beckwithelectric M3425**

Para implementar el relevador marca Beckwithelectric en las unidades generadoras, tendríamos que adquirir los siguientes elementos:

**Tabla VIII.** Costo y elementos del relé Beckwithelectric

<b>Elemento</b>	<b>Precio en dólares</b>	<b>Precio en quetzales</b>
Relevador digital multifunción incluye interfase hombre maquina (HIM), software de monitoreo por medio de computadora	\$. 6,220.00	Q. 48,516.00
Cable interfaz	\$. 120.00	Q. 936.00
Precio total por unidad	\$. 6,340.00	Q. 49,452.00

El precio para implementarlo en las tres unidades generadoras sería el que se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla IX.** Costo total de la implementación del relevador Beckwithelectric

Precio total para las tres unidades generadoras	\$ 19,020.00	Q. 148,356.00
---	--------------	---------------

#### 4.2. Costo utilizando el relevador Siemens SIPROTEC 4 7UM6

Para utilizar el relevador siemens necesitamos de los siguientes dispositivos para su funcionamiento:

**Tabla X.** Costo y elementos de relé Siemens

Elemento	Precio en dólares	Precio en quetzales
Relevador digital multifunción y software de comunicación para computadora	\$ 15,459.00	Q. 120,580.00
Cable interfaz	\$ 375.00	Q. 2,925.00
Precio total por unidad	\$ 15,834.00	Q. 123,505.00

El precio para implementar este relevador en las tres unidades generadoras sería el que se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla XI.** Costo total de la implementación del relé Siemens

Precio total para las tres unidades generadoras	\$ 47,502.00	Q. 370,515.00
---	--------------	---------------

**4.3. Costo utilizando el relevador Multilin General-Electric AAA-0101**

El relevador Multilin de General-Electric consta de los siguientes elementos para su implementación:

**Tabla XII.** Costo y elementos del relé General-Electric

<b>Elemento</b>	<b>Precio en dólares</b>	<b>Precio en quetzales</b>
Relevador digital multifunción incluyendo el modulo Hombre-Maquina (teclado y display) y software de comunicación para computadora	\$ 17,825.00	Q. 139,035.00
Cable para interfaz, rack de instalación y accesorios	\$ 450.00	Q. 3,510.00
Precio total por unidad	\$ 18,275.00	Q. 142,545.00

El costo para implementar este relevador en las tres unidades generadoras sería el que se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla XIII.** Costo total de la implementación del relé General-Electric

Precio total para las tres unidades generadoras	\$ 54,825.00	Q. 427,635.00
---	--------------	---------------

#### 4.4. Costo utilizando el relevador Schweitzer Engineering Laboratories SEL-300G

Este relevador SEL-300G consta de los siguientes elementos para su implementación y funcionamiento:

**Tabla XIV.** Costo y elementos del relé Schweitzer

<b>Elemento</b>	<b>Precio en dólares</b>	<b>Precio en quetzales</b>
Relevador digital multifunción con todas sus funciones, monitoreo y software de comunicación para computadora	\$ 6,080.00	Q. 47,424.00
Cable para interfaz, modulo de instalación y accesorios	\$ 220.00	Q. 1,716.00
Precio total por unidad	\$ 6,300.00	Q. 48,140.00

Para la implementación de este relevador en las tres unidades generadoras el costo se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla XV.** Costo total de la implementación del relé Schweitzer

Precio total para las tres unidades generadoras	\$ 18,900.00	Q. 144,420.00
---	--------------	---------------

#### 4.5. Costo por perdida de generación debido a falla grave en unidad generadora

Al momento de presentarse una falla grave en una de las unidades generadoras y que esta sea de tal forma que la unidad no pueda seguir operando repercutirá económicamente ya que se vera afectado el despacho de energía de la planta.

La hidroeléctrica Santa Maria de Jesús no trabajan a su máxima potencia durante el todo el día y época del año (verano o invierno) ya que dependerá del despacho programado de energía por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y de la carga demandada en el sistema nacional interconectado (S.I.N.), el despacho promedio de energía de la hidroeléctrica Santa Maria de Jesús reportado al AMM se resume así: en época de verano tenemos cuatro intervalos de tiempo con las potencias promedio generadas en dichos intervalos y en época de invierno tenemos una generación continúa promedio como se muestra en las siguientes tablas:

**Tabla XVI.** Despacho promedio diario de energía en verano

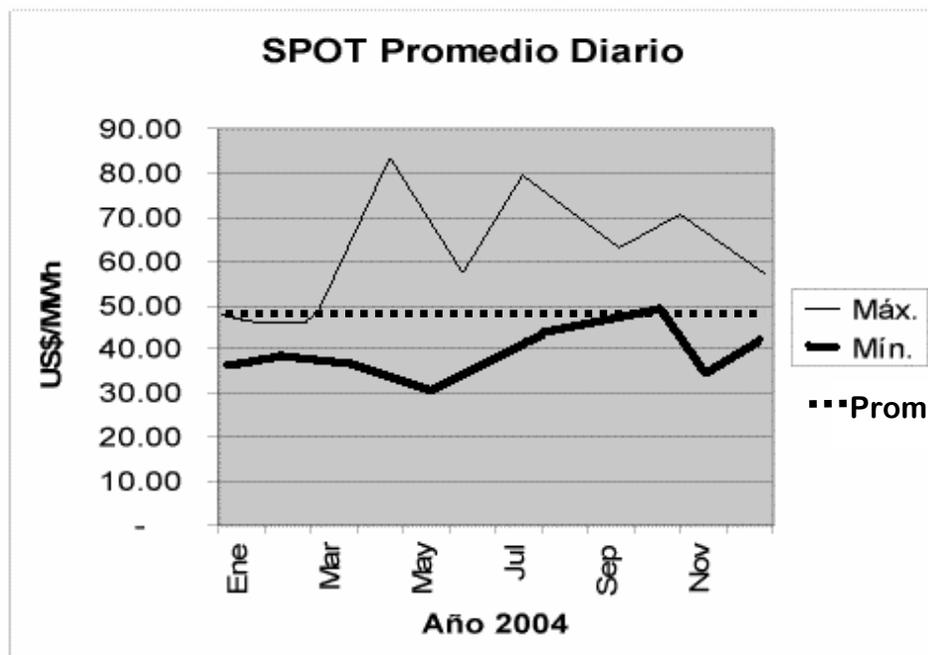
Despacho promedio diario de energía reportado entre los meses de noviembre - abril (Verano)	
Horario (hrs)	Potencia Promedio Generada
00:00 a 06:00	1.00 MW / h
06:01 a 18:00	2.60 MW / h
18:01 a 21:00	5.80 MW / h
21:01 a 00:00	1.00 MW / h

**Tabla XVII.** Despacho promedio diario de energía en invierno

Despacho promedio diario de energía reportado Entre los meses de mayo - octubre (Invierno)	
Horario	Potencia Promedio Generada
24 hrs.	5.80 MW / h

Un factor importante que debemos tomar en cuenta es el precio del Megawatt-hora (llamado también precio spot), este precio varia dependiendo de la hora del día (intervalo de tiempo) y época del año, acontinuación se muestran las curvas máxima y mínima de precio spot promedio diario del año 2004, entre estas curvas podemos ver que el precio spot promedio diario del año 2004 fue de \$ 50.00 MW-h.

**Figura 20.** Curva de precio SPOT promedio diario en 2,004



Para calcular el costo aproximado que representaría una falla grave y la pérdida de generación de una de las unidades generadoras multiplicamos el número de horas que se quedaría sin generar dicha unidad por el precio promedio del Megawatt-hora.

En época de invierno tendríamos el costo mas alto por falla de una de las unidades ya que la planta genera el despacho promedio máximo (5.80 MW-h), aportando 1.75 MWh las unidades dos y tres (2.75 MVA) y 2.3 MWh a unidad tres (3.10 MVA), si falla una de las unidades de 2.75 MVA perderíamos 1.75 MWh de generación que al día (24 hrs.) representarían 42 MW (24 \* 1.75 MW), si multiplicamos esta energía por el precio spot promedio diario (\$ 50.00./MWh) tendríamos que el costo aproximado por pérdida de generación en un día sería:

$$\text{\$ } 50.00 / \text{MW-h} * 42 \text{ MW-h} = \text{\$ } 2,100.00 = \text{Q. } 16,380.00 / \text{día}$$

El análisis anterior se resume en la siguiente tabla en la cual se muestra que a medida que aumentan los días este costo se incrementa grandemente:

**Tabla XVIII.** Costo por pérdida de generación

	No. días	Costo en Dólares (US\$)	Costo en Quetzales (Q.)
Costo por pérdida de generación de 42 MW al día (1.75 MW-h), al precio spot promedio diario de \$ 50 /MW-h	1	\$ 2,100.00	Q. 16,380.00
	2	\$ 4,200.00	Q. 32,760.00
	3	\$ 6,300.00	Q. 49,140.00
	4	\$ 8,400.00	Q. 65,520.00
	5	\$ 10,500.00	Q. 81,900.00
	10	\$ 21,000.00	Q. 163,800.00
	15	\$ 31,500.00	Q. 245,700.00

Como podemos observar, el costo que representaría la falla grave de una de las unidades generadoras de la hidroeléctrica Santa María de Jesús es alto y aumenta a medida que transcurren los días, si a esto se suma que la reparación de la unidad no sea posible y que su cambio sea inminente tendríamos que sumarle el costo de una unidad nueva, el costo de importación de la misma, el costo de transporte, etc. Lo que aumentará más el costo.

La mejora del sistema de protecciones por medio de relevadores digitales multifunción es necesaria, esto con el fin de minimizar el riesgo de una falla grave en cualquiera de las unidades generadoras, el análisis económico anterior se realizó para una falla que no implique el cambio de dicha unidad, en caso de falla de las tres unidades generadoras tendríamos que multiplicar el costo diario por tres.

#### **4.6. Selección del relevador digital multifunción a utilizar según las necesidades y costo**

De acuerdo a las características descritas de cada uno de los relevadores propuestos en el capítulo 3, en las cuales se identifican las funciones de protección de cada uno de los relevadores, debemos de seleccionar el relevador que nos proporcione suficiente información sobre las características del mismo y que se tenga información puntual de los pasos que se deben realizar para ajustar cada uno de sus parámetros de tal forma que este funcione adecuadamente, así como el servicio de respaldo que ofrece el fabricante del relevador seleccionado.

Uno de los aspectos principales para la ejecución de cualquier proyecto es el costo del mismo, del análisis anterior (apartados 4.1 al 4.4) nos podemos dar cuenta que el relevador más económico es el relevador Schweitzer Engineering Laboratories SEL-300G y el relevador Beckwithelectric M3425 ya que el costo de estos relevadores es tres veces menor que el relevador Multilin de General Electric AAA-0101 y que el precio del relevador Siemens SIPROTEC 4 7UM61 es intermedio entre estos relevadores, entonces si nos inclinamos únicamente por el precio el relevador a elegir sería el relevador Schweitzer Engineering Laboratories SEL-300G.

Un aspecto importante que debemos de tomar en cuenta es la información de los procedimientos para ajustar cada uno de los parámetros que protegen dichos relevadores en un generador eléctrico. A continuación se presenta un análisis de acuerdo a la información de los manuales consultados de los relevadores propuestos: En este aspecto el relevador Multilin de General Electric nos ofrece manuales precisos de cómo ajustar cada uno de los parámetros que protege el relevador, entre esta información podemos mencionar: algoritmos matemáticos que gobiernan la acción de disparo, curvas de operación, diagramas de conexión del relevador, etc.

El tiempo de respuesta de este relevador es de 4 milisegundo para los contactos 94G a 94G3 y de 8 milisegundos para los contactos 74A a 74D, otro aspecto a favor de esta marca es el soporte técnico que se podría tener del fabricante ya que este ofrece un curso de capacitación para el uso de su relevador digital en caso de no asimilar algunos aspectos muy detallados de los ajustes del relevador.

El relevador Beckwithelectric ofrece información general de la forma de ajuste de los parámetros del relevador, ofrece los manuales de usuario en los cuales están incluidas las curvas de operación de las distintas aplicaciones, formulas generales y funciones mínimas a ajustar, el tiempo de respuesta de este relevador se pueden ajustar de 1 a 8165 ciclos (62.5 milisegundos a 510 segundos). Este relevador no ofrece información muy concreta para su puesta en operación por lo que podrían haber muchas dudas sobre su correcta aplicación y se tendría que recurrir a personal técnico del fabricante para que realizara el montaje de los relevadores lo que repercutiría en el costo inicialmente bajo de estos relevadores.

El relevador Schweitzer Engineering Laboratories SEL-300G ofrece sus manuales de instalación, ajuste de parámetros y pruebas de puesta en operación, curvas de operación de las distas aplicaciones, formulas y algoritmos de operación. El tiempo mínimo de respuesta del relevador es de 6 milisegundos y el máximo de 300 segundos según la selección del usuario.

Finalmente el relevador Siemens SIPROTEC 4 7UM61 no dispone gratuitamente de los manuales de su relevador si no que sencillamente se puede obtener información general de las funciones de protección con las que cuenta y no podemos realizar un diagnostico preciso de la dificultad o facilidad de aplicación de este dispositivo.

Con la información económica descrita en este capítulo y la información del capítulo 3 se puede tener una mejor idea del tipo de relevador necesario e indicado para la protección de las unidades generadoras de la hidroeléctrica Santa María de Jesús por lo que queda a criterio del usuario el relevador a implementar.

#### **4.7. Costo de ejecución**

El costo de ejecución es importante para la elaboración de cualquier proyecto, ya que muchas veces este es el factor determinante para su realización, para implementar los relevadores digitales multifunción en las unidades generadoras de la hidroeléctrica de Santa María de Jesús, el costo de ejecución será el costo que tenga la adquisición de los relevadores y accesorios (rack, cable de comunicaciones), el costo de importación, el costo de transporte hacia la hidroeléctrica, el costo que representaría no tener disponible la unidad generadora durante el montaje y realización de pruebas.

La siguiente tabla muestra los costos que hay que tomar en cuenta para la implementación de los relevadores digitales multifunción en las unidades generadoras de la hidroeléctrica:

**Tabla XIX.** Elementos a considerar para determinar el costo de ejecución

Costo del relevador a utilizar	Q.
Impuesto de entrada (12% del precio del relevador digital)	Q.
Accesorios del relevador	Q.
Computadora para monitoreo y control	Q.
Costo de transporte	Q.
Costo por indisponibilidad del generador	Q.
Cableado y ducteria necesaria	Q.
Costo Total por unidad generadora	Q.

El costo de ejecución para implementar los relevadores digitales multifunción en las tres unidades generadoras será tres veces el costo Total por unidad.

El costo por indisponibilidad de generación es el costo que representaría a la hidroeléctrica no tener capacidad de despacho de energía si en caso esta fuera requerida por el sistema y dependerá del número de horas estipulado para el montaje y pruebas del relevador. Para calcular este costo tendríamos que multiplicar el número de horas que representaría tener fuera de línea el generador por el valor del Megawatt-hora (MW-h), debemos de recordar que el costo del MW-h depende de la hora del día y estación del año. Para minimizar este costo la instalación de este relevador se tendría que realizar en verano ya que el despacho de energía de la hidroeléctrica en esta época es variable y se tendría que coordinar en el intervalo de tiempo de menor despacho de energía.

El tiempo promedio para el montaje del relevador digital en cada unidad generadora es de 4 horas aproximadamente, por lo que el costo por indisponibilidad de la unidad sería el precio del Megawatt-hora en ese instante multiplicado por los Megawatts no disponibles.

#### 4.8. Tiempo de ejecución

El tiempo que llevaría ejecutar este proyecto está proyectado en seis semanas, para tener mejor idea tenemos el siguiente cronograma de actividades en donde cada mes está dividido en sus cuatro semanas correspondientes y las actividades a realizar en cada semana.

**Tabla XX.** Tiempo de ejecución

ACTIVIDADES	MES 1				MES 2			
Semanas								
Autorización y adquisición de los relevadores digitales multifunción.	■	■	■	■				
Planificación y determinación de las curvas de capacidad, factor K, Xd" y corriente de secuencia negativa.					■			
Identificación de cableado y ductería necesaria en las unidades generadoras.						■		
Instalación, parametrización, puesta en operación y pruebas finales de los relevadores						■		

El tiempo estipulado para la instalación de cada relevador es de aproximadamente 4 horas instalando un relevador por día previendo alguna complicación, razón por la cual se destinó una semana completa para esta actividad.

#### **4.9. Inversión operacional**

Una de las ventajas que ofrece este dispositivo de protección es la capacidad de comunicación por medio de una interfaz hacia una computadora la cual puede estar en la planta o bien se puede acceder y gobernar a distancia por medio de un MODEM de comunicaciones y no necesitar de personal en el lugar donde se encuentra instalado ya que una vez programado este dispositivo trabaja continuamente.

La inversión necesaria para la operación de estos dispositivos será la de organizar charlas de capacitación para el personal encargado de protecciones, operadores y personal de mantenimiento en las cuales se les debe de indicar la forma correcta de acceso e interrogación del relevador así como la forma de poder realizar cambios de los parámetros y del mantenimiento periódico que se limitaría únicamente a la limpieza de contactos.

#### **4.10. Equipo necesario para la operación, monitoreo y control del relevador digital**

El equipo necesario para la operación de el relevador digital multifunción esta formado por transformadores de potencial y transformadores de corriente que proporcionan la alimentación del relevador y de los cuales este toma los parámetros necesarios como: voltaje, corriente, frecuencia, el cual hace las relaciones matemáticas respectivas para poder monitorear parámetros como: factor de potencia, potencia real y potencia reactiva.

El relevador digital multifunción tiene la ventaja que únicamente necesita un grupo de 3 transformadores de potencial (uno por fase o entre fases conectados en estrella o delta) y un grupo de 3 transformadores de corriente (uno por fase conectados en estrella o delta) para realizar sus funciones de protección como: protección por pérdida de fase, protección de sobreexcitación, pérdida de campo, energización inadvertida, motorización, sobre voltaje, bajo voltaje, etc. y de los seis transformadores de corriente por unidad instalados para la protección diferencial del generador (dos transformadores por bobina o fase).

Los transformadores necesarios para el funcionamiento del relevador multifunción serían los instalados actualmente en cada unidad por lo que únicamente tendríamos que cambiar el cableado de los mismos si fuera necesario y conectarlos a las terminales del relevador multifunción, esto representaría un ahorro sustancial ya que este equipo se encuentra en buen estado de funcionamiento.

Para el monitoreo y control del relevador digital multifunción se necesita de una computadora con el software necesario que conectada al dispositivo podemos visualizar de una forma gráfica todos los parámetros ajustados y poder realizar cambios así como obtener lecturas sobre el comportamiento de sus parámetros o bien tener la indicación del tipo de falla que se produjo o realizar disparos de la unidad generadora.



## CONCLUSIONES

1. Cuando existe un buen sistema de protecciones, los tiempos de servicio o de vida de las unidades generadoras pueden prolongarse, siendo éste un factor económico importante en la operación de toda planta.
2. Con un sistema de protección confiable, se pueden reducir el tiempo de duración de fallas o prevención de las mismas, lo que repercutiría en un menor tiempo de suspensión del servicio.
3. Una de las ventajas que se obtiene al implementar los relevadores digitales multifunción, es la capacidad de comunicaciones a distancia que tiene este, por medio de un MODEM que se le instale y con ello tener acceso en tiempo real a las variables que se deseen monitorear, a la vez que se pueden realizar maniobras a distancia.
4. Queda a criterio del usuario la selección del relevador digital multifunción a implementar en las unidades de la hidroeléctrica Santa María de Jesús, en este trabajo se plantearon distintas marcas de relevadores, las funciones que tienen y el precio.



## **RECOMENDACIONES**

### **AL DIRECTOR DEL INDE**

1. Tomar conciencia de la importancia de mejorar las protecciones de los generadores de la hidroeléctrica Santa María de Jesús, y no interpretarlo como un gasto, ya que lo que se pretende es mantener la operación de la planta.
2. Apoyar todas las actividades relacionadas con la actualización y capacitación del personal de mantenimiento y operadores, ya que la formación de ellos es considerada en la actualidad tan importante a dicha planta, con el fin de que sean más productivos.
3. Asignar el presupuesto correspondiente para la modernización de las instalaciones y del equipo en general de dicha hidroeléctrica, ya que la infraestructura de ésta data de los años treinta.
4. Al mejorar las protecciones de los generadores no nos debemos olvidar de mejorar también, las condiciones de trabajo de los técnicos y operadores de la planta, ya que no se cuenta con un programa estricto de seguridad industrial y de procedimientos de atención de fallas bien definido, lo cual ha llevado a que hayan ocurrido accidentes que han cobrado la vida de personas.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Mozina, Charles J.  
Protección de Interconexión de Generadores de IPP usando Tecnología Digital.
2. ANSI/IEEE C37.102-1995, "IEE Guide for AC Generator Protection" (Guía del IEEE para la Protección de generadores de CA).
3. Generator Protection M-3420, Integrated Protection System Beckwith Electric, Manual de fabricante.
4. Protección de Generadores, Secretaría de Energía, Republica de Argentina, [http//Energía.mechón.gov.ar](http://Energía.mechón.gov.ar)
5. Protección de Generadores con Tecnología Digital.  
Canadian Electrical Association.  
División de Ingeniería y Operaciones, Sección de Planeamiento y Operaciones de Sistemas de Energía, Vancouver, B.B.m marzo de 1995.
6. Sistema de Protección DGP, Multilin-GeneralElectric, serie AAA 0101. Manual de fabricante, 1999.
7. Protección de Generadores eléctricos,  
[WWW.Productos](http://WWW.ProductoselectricosSEL.com)electricos SEL.com.
8. Sistema de Protección de Generadores SIPROTEC 4 7UM6 Siemens, [www.siemens.com](http://www.siemens.com).
9. Despacho de carga. Administrador del Mercado Mayorista  
[WWW. amm.org.gt](http://WWW.amm.org.gt)
10. Información recopilada por observaciones y entrevistas a los operadores y técnicos de mantenimiento de la Hidroeléctrica Santa María de Jesús.



## **ANEXO**



## **Cálculo y ajuste de los parámetros: corriente, voltaje, potencias real y reactiva, etc. de entrada del relevador digital multifunción**

Como muestra del ajuste de cada uno de los parámetros de entrada que necesitan ser identificados por el relevador digital multifunción utilizaremos el relevador GE Multilin AAA-0101 como ejemplo: Para acceder al menú de ajustes debemos de utilizar el Interfase Hombre-Maquina (IHM), por medio de su teclado se debe acceder al los submenús en donde podemos visualizar por medio de los displays las categorías y seleccionar el nombre de cada función donde queramos almacenar la información, también se pueden programar los ajustes del relevador desde una computadora conectada al relevador por medio del software de comunicaciones.

Los datos utilizados para calcular y ajustar los siguientes parámetros son obtenidos de los diagramas eléctricos realizados para cada unidad y de datos de placa de los PT'S y CT'S, estos parámetros se identifican con el número y nombre como se muestra acontinuacion:

- 101: UNITID : Numero de identificación del relevador, el ID de la UNIDAD es el número en código binario 0001 almacenado en una memoria permanente que únicamente identifica a un sistema de relé DGP. Cuando se accede al DGP por medio de uno de sus puertos en serie, el ID de la UNIDAD es necesario para establecer una comunicación, ofreciendo así una medida de seguridad, este ajuste únicamente se puede cambiar por medio del interfase hombre maquina y no por medio del software de comunicación.
  
- 102: SYSFREQ: Frecuencia del sistema, este ajusta a 60 Hz.

- 103 SEL TVM: Seleccionar monitoreo de tensión del disparo, este monitorea uno de los cuatro relés de salida de disparo, este se habilita fijando SEL TVM en 1 y debemos también fijar SEL TVM en un código de cuatro dígitos 1000 para habilitar el monitoreo para el relé de salida 94G para verificar la tensión CC.
- 104: SEL TCM: Seleccionar monitoreo de corriente del disparo; esta función monitorea la corriente CC del relé anterior 94G, SEL TCM se habilita a 1 y se ajusta el código de cuatro dígitos 1000 para que se monitoree el relé 94G.
- 105: SELPRIM: Seleccionar unidades primarias / secundarias; este se debe fijar en 0 (primario), este ajuste determina si los valores presentes (corrientes, tensiones, vatios y vars) se muestran y almacenan como valores primarios.
- 106: CT RATIO: Relación del transformador de corriente; este se fija a 200 ya que la relación de transformación de los transformadores de corriente es  $CTR = 1000/5$ .
- 107: PT RATIO: Relación del transformador de tensión; este se fija a 20.90 ya que la relación de transformación es  $PTR = 2300/110$ .
- 108: COMMPORT: Puerto de comunicaciones; este se fija en función del MODEM a instalar en el puerto RS232.
- 109: PHASE: Designación de fase; este se ajusta a una secuencia de fase ABC para que coincida con la secuencia de fase del generador que este conectado, este ajuste permite computar correctamente e informar las cantidades que dependen de la secuencia.

- 110: TIMESYNC: Fuente de sincronización de tiempo; se ajusta esta función a 2 para que sincronice el reloj del relé al valor ajustado de una computadora que se conecte al relevador por medio del software de comunicaciones.
- 111: NUM FLTS: Cantidad de eventos de falla; este se ajusta a 3 para que seleccione y almacene en memoria un número de tres informes de falla y datos oscilográficos.
- 112: PREFLT: Ciclos previos a la falla; ajustamos este valor a 8 ciclos.
- 113: OSC TRIG: Activador de oscilografía externa; este se fija a DIDISABLE (fijarse a uno).
- 114: NOM VOLT: Tensión nominal: este valor se calcula a partir de la ecuación  $NOM\ VOLT = (2300) / VT\ RATIO = 2300/20.90 = 110.04V$  (fase a fase).
- 115: RATEDCUR: Corriente nominal; este valor lo ajustamos haciendo la siguiente operación:  $RATEDCUR = 778 / CT\ RATIO = 778/200 = 3.89\ A$ .
- 116: PT CONN: Conexión del transformador de tensión (PT'S); se debe seleccionar a 1 para fijar la conexión a triángulo, esto debido a que debe fijarse para identificar las conexiones que suministran tensión de CA al relevador.

### ➤ **CORTE POR BAJA TENSIÓN ( 81 )**

La calibración 1601: UVCUTOFF puede fijarse en un 35 a un 99% de la tensión nominal (Calibración 114: NOM VOLT). Esta calibración puede utilizarse para bloquear la operación de las funciones de frecuencia durante las condiciones de puesta en marcha hasta que se aplique el campo del generador cercano al normal y que se genere la tensión fijada.

Para nuestro generador a proteger este valor será de un 95% del valor del voltaje nominal:

$$UVCUTOFF = 95\% * VNOM = 0.95 * 110.04 = 104.54 \text{ voltios}$$

### ➤ **BAJA-FRECUENCIA ( 81-U )**

Existen dos funciones de baja-frecuencia incluidas en el relevador, cada una de las funciones (Calibraciones 1703/1803: SET PNT) puede fijarse desde 40.00 a 65.00 Hz., con un retardo de 0,1 a 999,9 segundos entre cada una de las funciones.

Para nuestro generador a proteger ajustamos la función SET PNT a un valor de 98 % de la frecuencia nominal: 1703: SET PNT =  $0.98 * 60 = 58.8$  Hertz y la segunda función la ajustamos al 96 % de la frecuencia nominal: 1803: SET PNT =  $0.96 * 60 = 57.6$  Hertz ajustando un retardo de tiempo: TIME = 1seg entre las dos funciones.

### ➤ **SOBRE-FRECUENCIA ( 81-O )**

Existen dos funciones de sobre-frecuencia incluidas en el DGP, según el modelo. Cada una de las funciones (Calibraciones 2103/2203: SET PNT) puede fijarse desde 45.00 a 79.99 Hz., con un retardo de 0,05 a 99,99 segundos entre ellas.

Para nuestro generador a proteger ajustamos la función SET PNT a un valor de 102 % de la frecuencia nominal: 2103: SET PNT =  $1.02 * 60 = 61.2$  Hertz y la segunda función la ajustamos al 104 % de la frecuencia nominal: 2203: SET PNT =  $1.04 * 60 = 62.4$  Hertz ajustando un retardo de tiempo: TIME = 1seg entre las dos funciones.

Para ajustar las siguientes funciones de protección que tiene el relevador se deben contar con los siguientes datos de las unidades generadoras:

- Potencia nominal (disponible)
- Voltaje nominal (disponible)
- Corriente nominal (disponible)
- Fuerza motriz , (disponible)
- Reactancia transitoria  $X'd$  ( No disponible )
- Reactancia sincrónica  $X_d$  ( No disponible )
- Corriente de secuencia negativa continua permitida  
 $I_2$  capacidad=%p.u. ( No disponible )
- Factor  $K = I_2^2 T$  capacidad, dato del generador en función de su tamaño y tipo de enfriamiento ( No disponible )

Estos datos solicitados por el relevador han venido entonces a complicar el cálculo de los ajustes, por lo que se hará necesario hacer un estudio para la determinación de las curvas de capacidad de cada unidad generadora, la capacidad de conducción de corriente de secuencia negativa de cada unidad, ya que los respectivos manuales de estas ya no se tienen a disposición, por lo cual habría que solicitarle a las autoridades de INDE autorizar detener la generación de energía eléctrica, conseguir y montar equipo especial para realizar mediciones de alta precisión al momento de realizar las pruebas necesarias (corto circuito y circuito abierto), el contar con personal capacitado y de experiencia que haya alguna vez realizado estas pruebas o pruebas similares en otras unidades o plantas generadoras y finalmente de obtener la autorización para sacar de línea cada unidad del sistema nacional al momento de realizar dichas pruebas.

Estas serían los problemas técnicos a solventar, pero el principal problema sería el costo que representaría este estudio adicional, por lo que se sale totalmente del alcance de este estudio.

Para nuestro propósito plantearemos teóricamente los pasos a seguir para terminar de ajustar nuestro relevador, haremos uso de los algoritmos que procesa el relevador para cada una de las funciones de protección con las que cuenta y que en el momento que se tengan los datos restantes podamos sustituirlos en las formulas descritas a continuación.

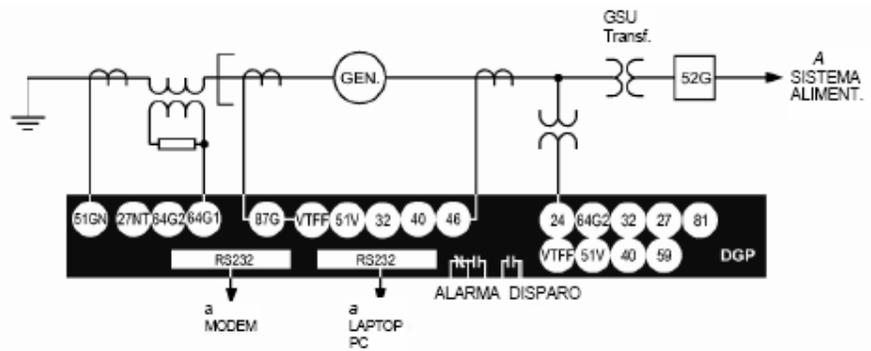
Para realizar las funciones de protección, el relevador digital multifunción tiene relés de salida configurables por el usuario. Cuatro de estos son relés de alta velocidad de disparo y cuatro de velocidad estándar para alarmas. Cada una de las funciones de protección descritas a continuación incluye dos calibraciones de cuatro dígitos, DISPARO y ALARMA, que configuran la función para operar cualquier cantidad de estos relés. Un relé de salida se selecciona o des-selecciona fijando un código en 1 o 0, respectivamente.

El código de cuatro dígitos de la calibración del DISPARO se aplica a los relés 94G, 94G1, 94G2, y 94G3, en ese orden. El código de cuatro dígitos de la configuración de la ALARMA se aplica a los relés 74A, 74B, 74C, y 74D, en ese orden.

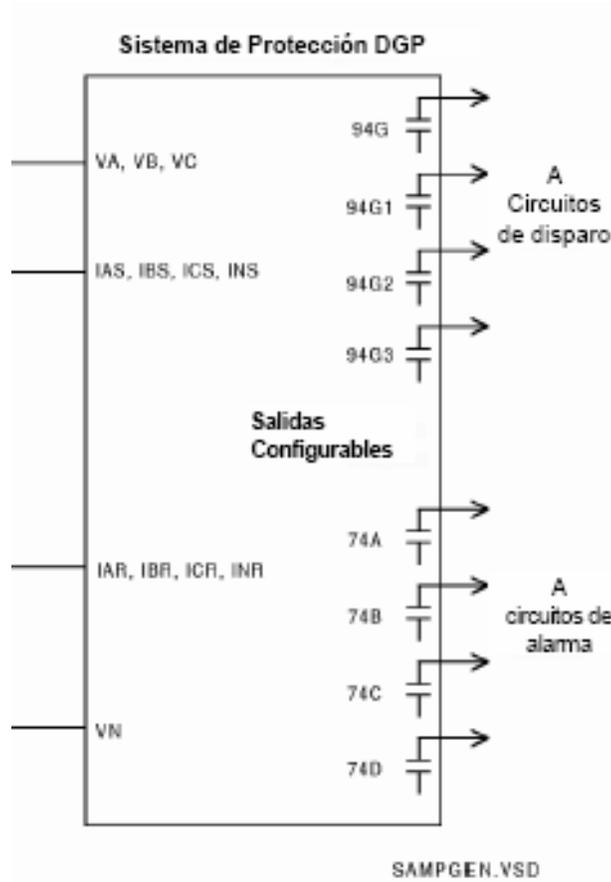
Puede desactivarse cualquier cantidad de funciones de protección fijando los códigos de TRIP (DISPARO) y ALARM (ALARMA) para la función o funciones en 0000. Las salidas de alarma y disparo configurables pueden utilizarse para personalizar el relevador multifunción según la cantidad de disparos y alarmas que queramos realizar.

A continuación se muestra un esquema unifilar simplificado de conexión del relevador digital multifunción, así como un esquema donde se muestran los relés de salida de disparo y alarma configurables del dispositivo.

**Figura 21.** Esquema unifilar de conexión del relevador



**Figura 22.** Relés de salida del relevador



➤ PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL ESTATOR (87G)

Algoritmo: La función 87G opera cuando se alcanza la siguiente desigualdad:

$$|I_1 - I_2|^2 > K (I_1 + I_2)$$

en la cual:

I1 = corriente de fase del lado de retorno del generador,

I2 = corriente de fase del lado del sistema del generador.

K = variable adaptable = K1 / 100      si  $|I_1 - I_2| \leq 81$

$$K = \text{variable adaptable} = 15 * K1 / 100 \quad \text{si } |I1 - I2| > 81$$

en donde K1 = ajuste 87G K1 en porcentaje (Calibración 203: K1)

1. El algoritmo se procesa sólo si

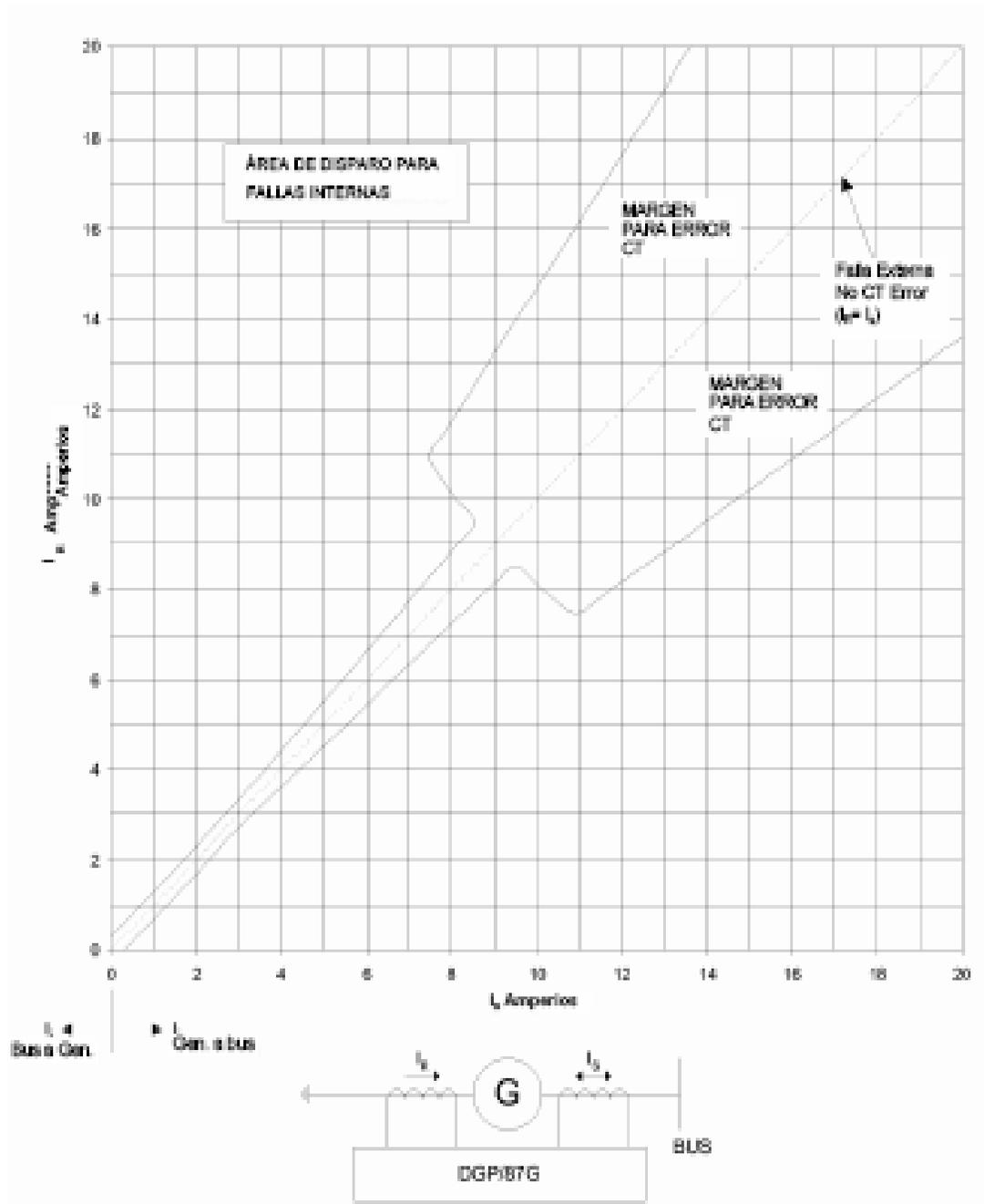
$$|I1 - I2| > 87 \text{ G PICKUP}$$

2. El algoritmo se procesa separadamente para cada propósito.
3. La pendiente característica inicial puede calcularse utilizando la fórmula:

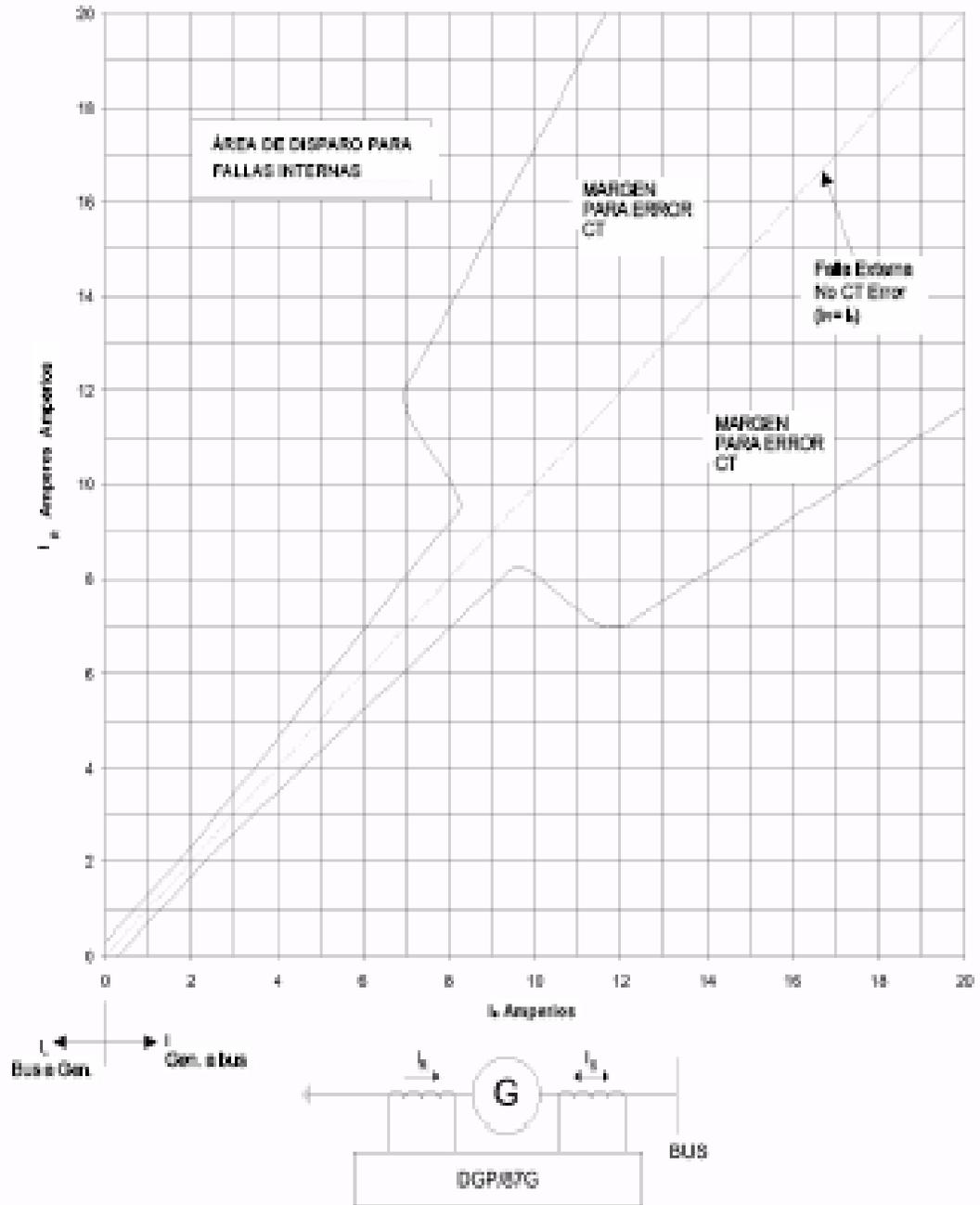
$$\% \text{ PENDIENTE} = 100 * \sqrt{(K1/100)}$$

Características: Los cuatro gráficos siguientes muestran las curvas para los valores seleccionados de la Calibración 203: K1 y 204: PICKUP (CAPTACIÓN). La curva para cualquier combinación de las calibraciones 203: K1 y 204: PICKUP puede derivarse utilizando el algoritmo antes indicado.

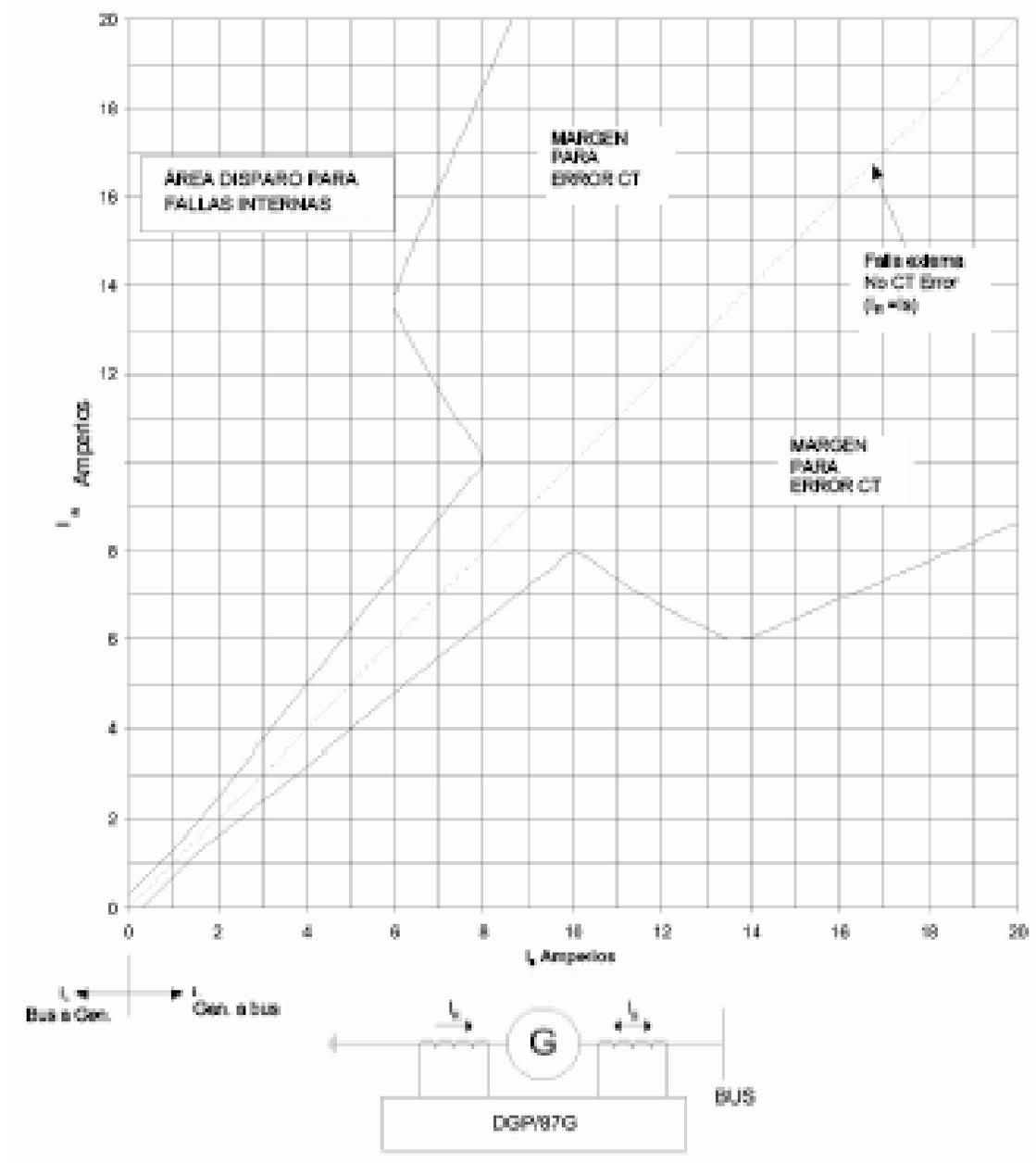
**Figura 23.** Característica 87G - K1 = 1%, capitación = 0.3 A



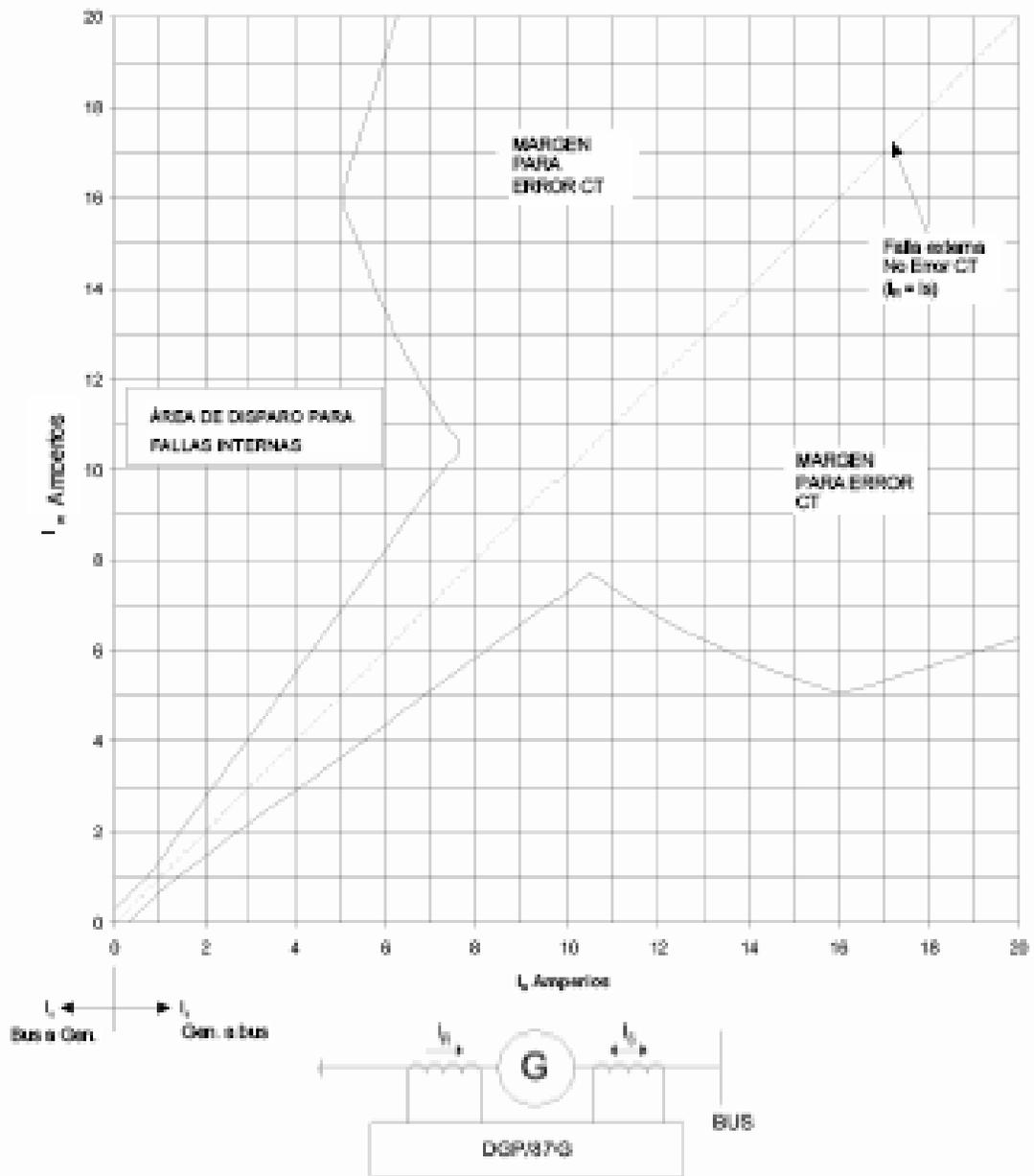
**Figura 24.** Característica 87G -  $K1 = 2\%$ , captación = 0.3 A



**Figura 25.** Característica 87G -  $K1 = 5\%$ , captación = 0.3 A



**Figura 26.** Característica 87G - K1 = 10%, captación = 0.3 A



Esta función debe fijarse como resulte más práctico, manteniendo un margen adecuado para errores del CT bajo todas las condiciones de carga y falla. Las calibraciones K1 y PICKUP de 2% y 0,3 A, respectivamente, se recomiendan para la mayoría de las aplicaciones en las que los CT'S del lado del sistema y del lado neutro son de idéntico diseño. Deben considerarse calibraciones superiores si los CT'S no son de idéntico diseño o si se desea un margen de error del CT mayor.

➤ **ALARMA POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE (46A)**

Esta función tiene el propósito de dar la alarma antes de un disparo 46T para permitir al operador ejecutar una acción correctiva. La Calibración 302: PICKUP de esta función debe estar dentro de un margen seguro por debajo de la corriente de secuencia negativa continua permitida del generador, regularmente se ajusta a 70 %.

➤ **DIPARO POR DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE ( 46T )**

Algoritmo: Tiempo de operación:

$T = K2 / ( I2 / IFL )^2$  segundos, en la cual:

I2 = Corriente de secuencia negativa

K2 = Calibración 46T K2 (Calibración 404: K2)

IFL = Corriente de carga completa de la máquina (Calibración 115: RATEDCUR)

1. El tiempo T se computa sólo si  $I2 > 46T \text{ PICKUP}$
2. Tiempo de reinicialización: Reinicialización lineal (máximo 227 segundos).

Características: Figura 27 Característica tiempo/corriente de la función 46T muestra las curvas de los valores seleccionados de la Calibración 404: K2. La curva para cualquier otra calibración K2 puede derivarse del algoritmo antes presentado.

Esta función debe fijarse por debajo o en la capacidad de corriente de secuencia negativa de la máquina. Para la unidad uno tendríamos:

PICKUP = capacidad I<sup>2</sup> de la maquina \* (KVA / ( $\sqrt{3}$ \*KV\* CTR)) = Amperios secundarios, donde:

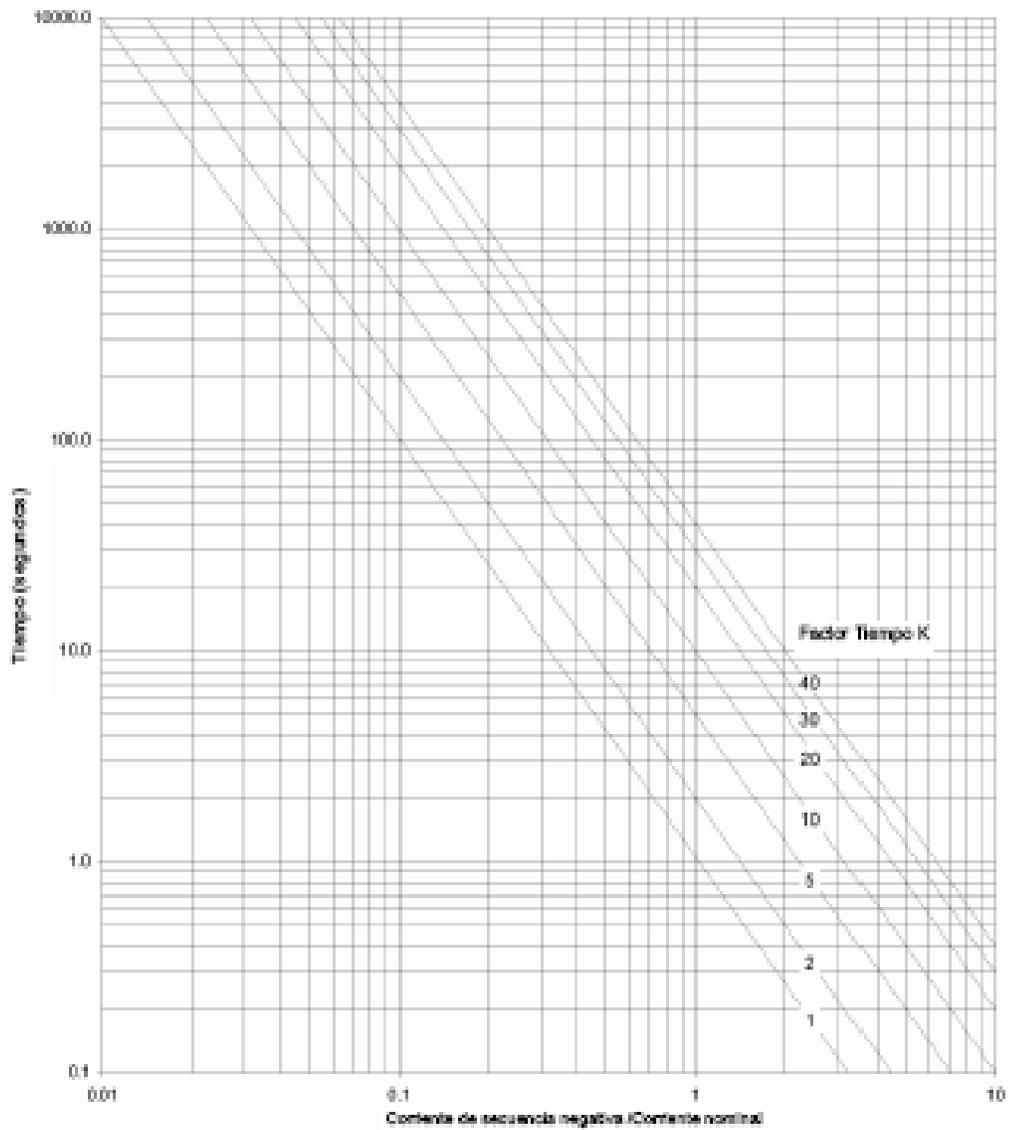
KVA: potencia nominal de la unidad generadora

KV: voltaje nominal de la unidad

CTR: relación de transformación de los transformadores de corriente

Fijar: K2 = capacidad I<sup>2</sup> T de la unidad

**Figura 27.** Característica tiempo / corriente de la función 46T



➤ **PÉRDIDA DE EXCITACIÓN ( 40, 40-1, 40-2 )**

Algoritmo: La impedancia de la máquina se computa utilizando la diferencia de tensión y la diferencia de corriente como se muestra en la siguiente ecuación. Las funciones 40-1 y 40-2 son idénticas, cada una con un retardo de tiempo ajustable.

$Z_{ab} = (V_a - V_b) / (I_a - I_b)$  siendo la calibración 109: secuencia de fase A-B-C

Característica y criterio de calibración: Ver figura 28 Características mho para las funciones 40-1 y 40-2. Con calibraciones según el criterio mostrado en la figura 28, la función 40-1 detecta la pérdida de excitación en condiciones de carga de alrededor del 30% o superiores; la función 40-2 detecta en todas las condiciones de carga.

Sin embargo, algunas condiciones de oscilación en un sistema estable pueden ingresar momentáneamente en la característica 40-2. Para seguridad de la función en condiciones de oscilación estables, se recomienda retardar las funciones 40-1 y 40-2 en un mínimo de 0,06 y 0,5 segundos, respectivamente.

La calibración 501: SELV2SUP puede fijarse en 0 (DESHABILITAR) o en 1 (HABILITAR). Se recomienda fijar esta función en HABILITAR (ENABLE). Para ajustar la función tendríamos que realizar los siguientes cálculos:

$$Z_{base(secundaria)} = \frac{KV^2_{base}}{MVA_{base}} * \frac{Relación CT}{Relación PT}$$
$$X_d'(secundaria) = Z_{base(secundaria)} * X_d'$$
$$X_d(secundaria) = Z_{base(secundaria)} * X_d$$

Fijamos la función 501: SELV2SUP en 1 (habilitar) e ingresamos los puntos de ajuste 40-1 en los siguientes valores:

$$\text{CENTER (centro)} = (Z_{\text{base (secundaria)}} + X'_d) / 2 = \text{Ohmios}$$

$$\text{RADIUS (radio)} = Z_{\text{base(secundaria)}} / 2 = \text{Ohmios}$$

Se selecciona el tiempo TL 12 = 0.06 segundos

Los puntos de ajuste para la función 40-2 se calculan de la siguiente forma:

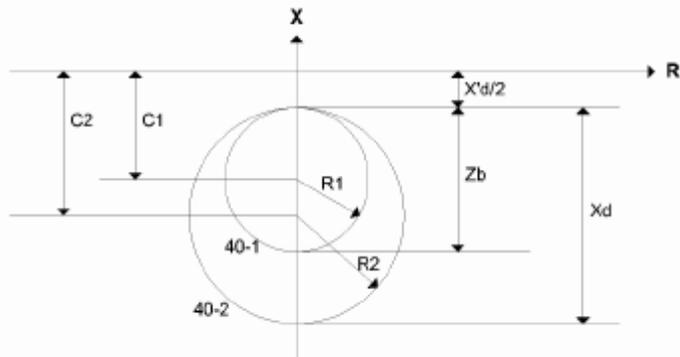
$$\text{CENTER} = (X_d \text{ (secundaria)} + X'_d \text{ (secundaria)}) / 2 = \text{ohmios}$$

$$\text{RADIUS} = (X_d \text{ (secundaria)}) / 2 = \text{ohmios}$$

$$\text{TL12} = 0,5 \text{ segundos}$$

Obtenemos con ello la siguiente figura, en donde observamos dos círculos

**Figura 28.** Características mho para las funciones 40-1 y 40-2



$$C1 = \text{Centro de 40-1} = (Z_b + X'_d) / 2$$

$$R1 = \text{Radio de 40-1} = Z_b / 2$$

$$C2 = \text{Centro de 40-2} = (X_d + X'_d) / 2$$

$$R2 = \text{Radio de 40-2} = X_d / 2$$

$Z_b$  = Impedancia base de la máquina

$X'_d$  = Reactancia transitoria de la máquina

$X_d$  = Reactancia sincrónica de la máquina

## ➤ FUERZA INVERSA (ANTI MOTORING)

Las calibraciones del nivel de fuerza inversa 32-1 y 32-2 804: REV PWR pueden fijarse desde 0,5 hasta 99,9 W .

Los niveles de fuerza inversa (REV PWR) de 32-1 y 32-2 deben fijarse en un 30 a un 70% (según el factor de potencia después del disparo de la turbina) de la fuerza motriz del generador de la turbina.

La medición de fuerza inversa tiene asociados cronomedidores integradores para lograr un alto nivel de dependencia cuando la potencia está alrededor del valor de la calibración REV PWR, en particular a un alto factor de potencia. Si la calibración 803: SQ TR EN (disparo secuencial habilitado) se fija en YES (SÍ), se sugiere un valor de tres segundos o menos para el cronomedidor TL1 asociado a 32-1. Si SQ TR EN se fija en NO, la Calibración 805: TL1 debe ser idéntica a la calibración 904: TL2 como se describe más adelante.

El cronomedidor TL2, asociado con 32-2, debe fijarse para sobrepasar las oscilaciones de potencia esperadas durante la operación normal del sistema. Se sugiere una calibración de 10 a 60 segundos. La calibración 803: SQ TR EN puede fijarse en YES (SÍ) o NO, según la estrategia de disparo del generador que se utilice.

Para ajustar nuestro generador tenemos:

Fuerza motriz = potencia turbina (watt) / (relación CT \* relación PT)= vatio

Entonces fijamos la potencia inversa REWPWR a 50% :

REVPWR = 0.5\* Fuerza motriz = vatios , funciones 32-1 y 32-2 para fijar :

TL1 = 2 a 30 segundos según SQ TREN

TL2 = 30 segundos

➤ **SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE TENSIÓN ( 51V )**

Algoritmo:

$$T = K / \{ \sqrt{ [(I / IPU) / (V / VNOM)] - 1 } \} \text{ segundos}$$

en donde: T = Tiempo de operación.

K = Factor tiempo (Calibración 1004: TIME FAC).

I / IPU = Corriente en múltiplo de IPU (Calibración 1003: PICKUP).

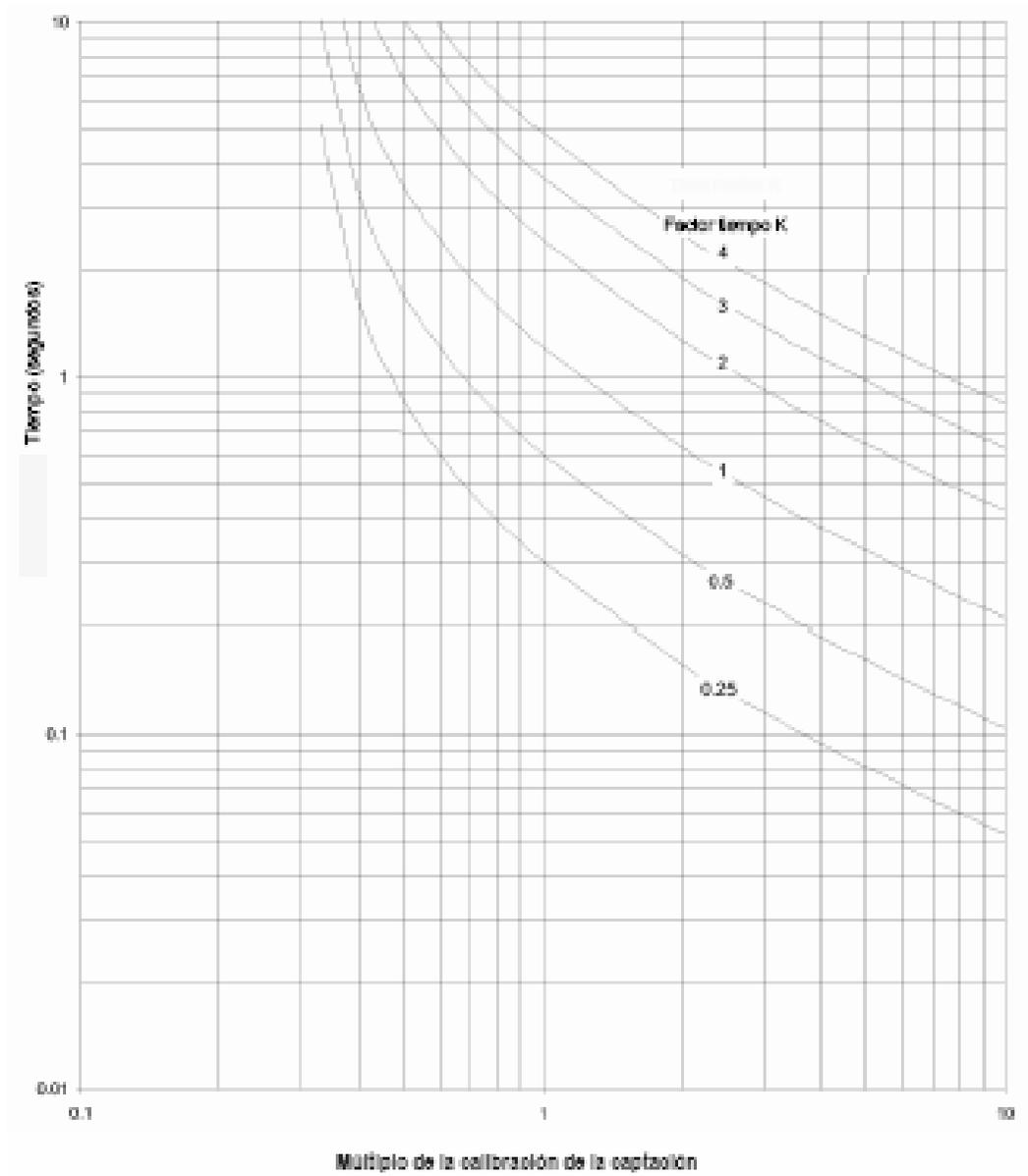
VNOM = Tensión nominal (Calibración 114: NOM VOLT)

V =  $\sqrt{3}$  x tensión fase a tierra para PT's conectados en estrella (ver nota 2) tensión fase a fase para PT's conectados en triángulo.

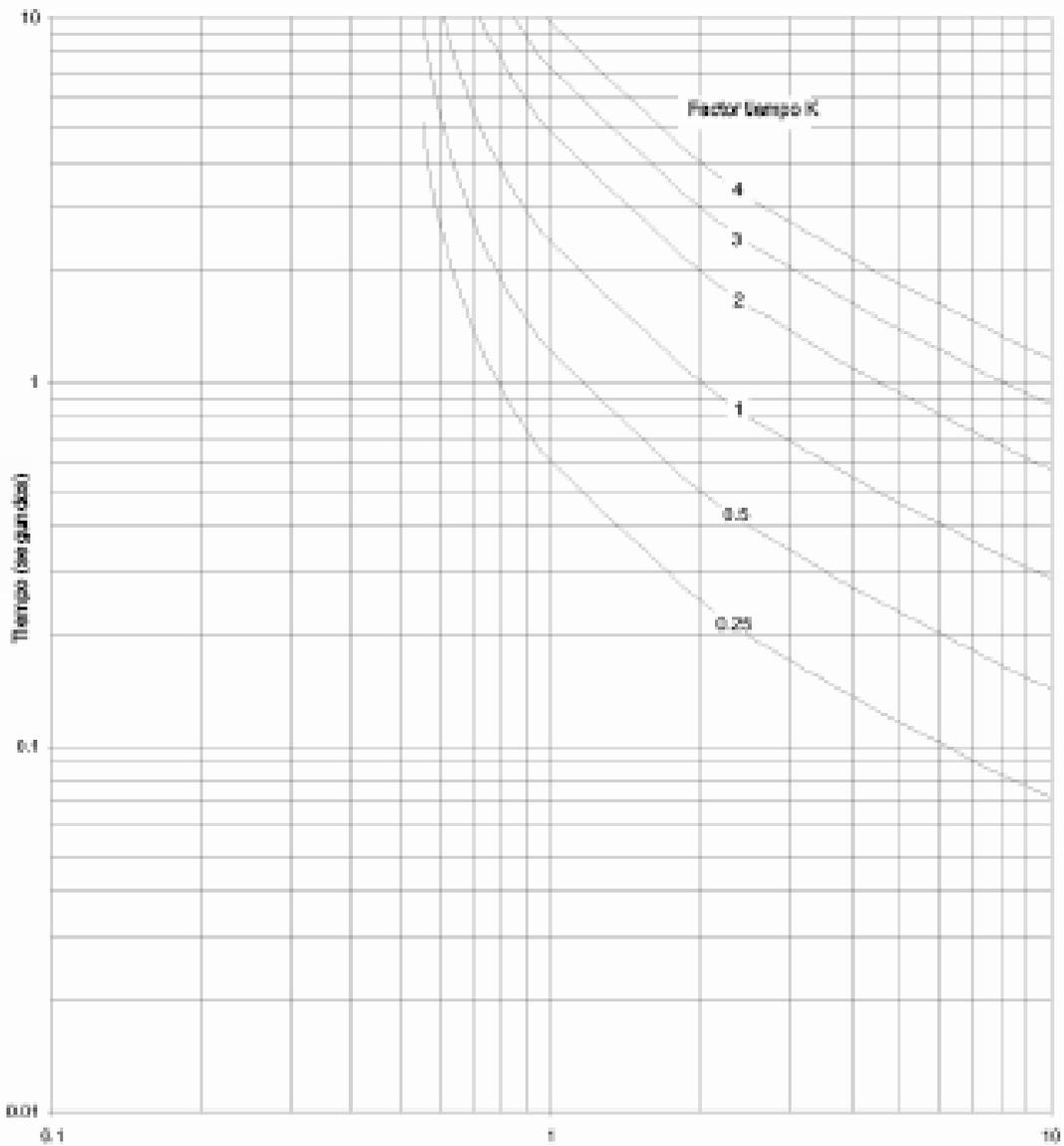
1. Tiempo T se computa individualmente para cada fase.
2. Ver la tabla que se presenta a continuación para las tensiones de restricción correspondientes a las corrientes de fase para las diferentes calibraciones FASE (Calibración 109) y PT CONN (Calibración 116).
3. Si la cantidad  $V / VNOM < 0,3$ , entonces se utiliza 0,3 como su valor en la ecuación.
4. Si la cantidad  $|I| \text{ p.u. } / (V / vnom) \leq 0.3$ , entonces se utiliza 65,5 como su valor en la ecuación.
5. Tiempo de reinicialización: reinicialización lineal con un máximo de 1,4 segundos.

Características: Los cuatro gráficos siguientes muestran las curvas para cada uno de los valores seleccionados de K y la Restricción de Tensión. La curva para cualquier combinación de K y Restricción de Tensión puede determinarse con el algoritmo antes mencionado.

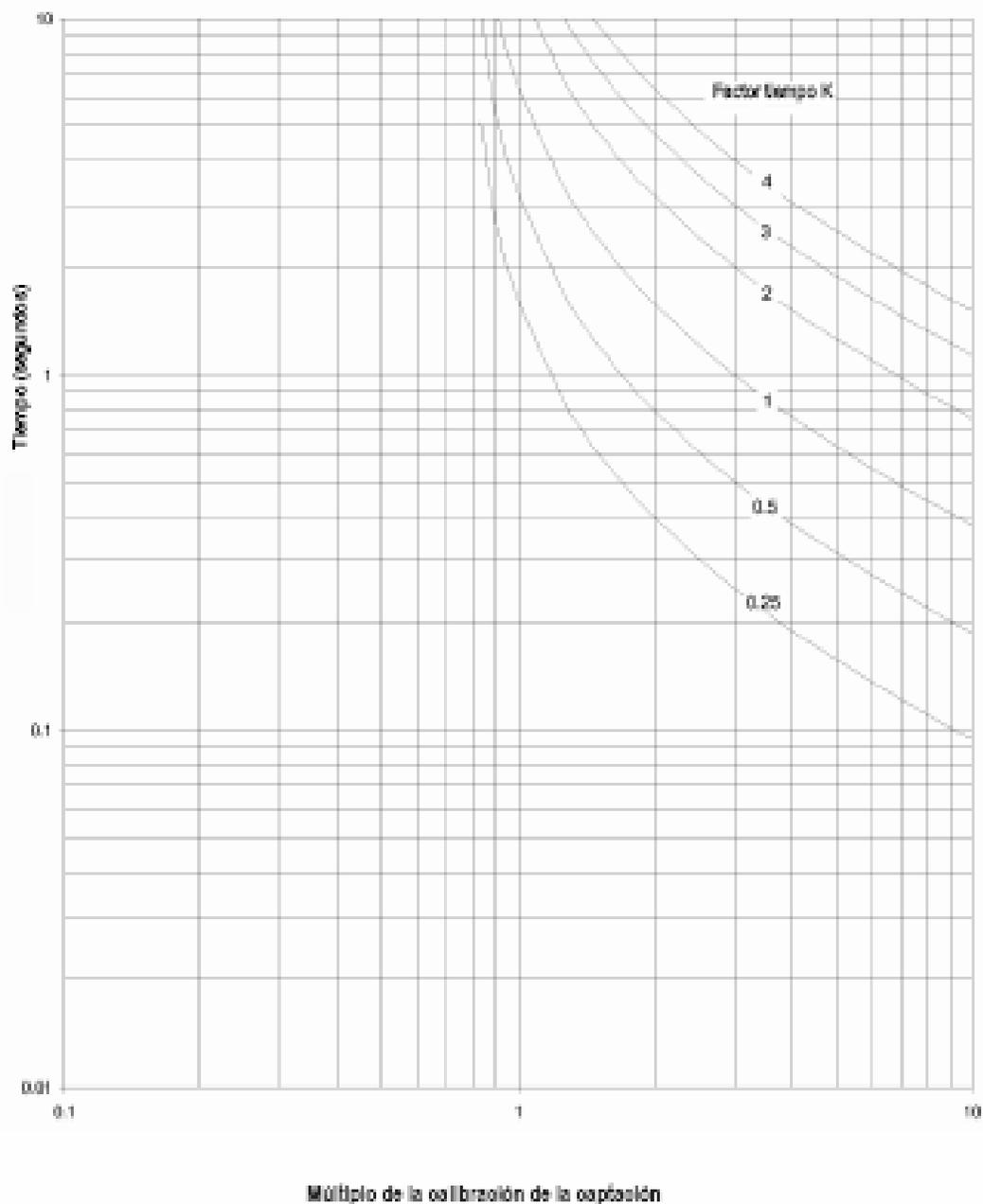
**Figura 29.** Curva tiempo-corriente 51V para restricción del 0 al 30%



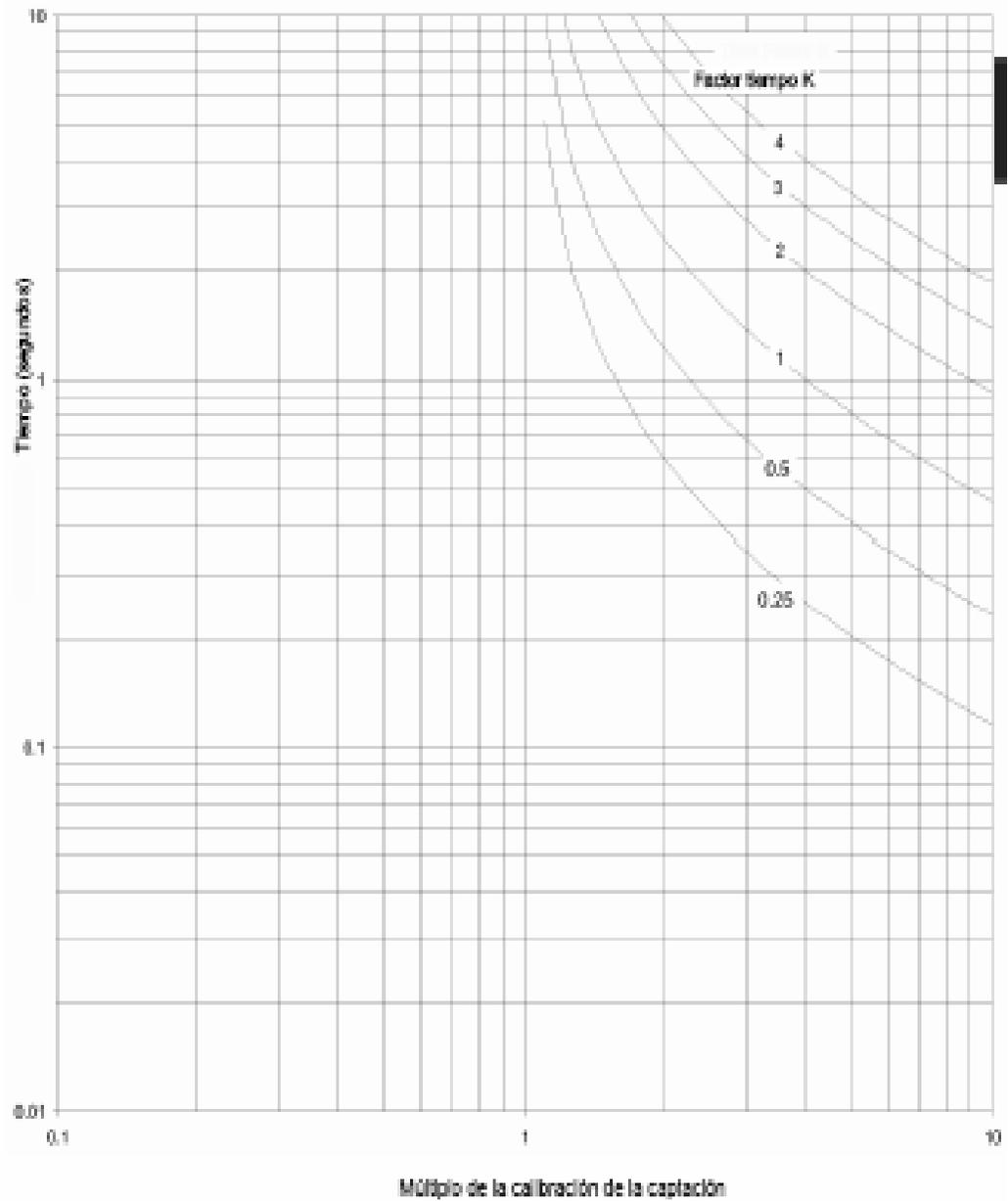
**Figura 30.** Curva tiempo-corriente 51V para restricción del 0 al 50%



**Figura 31.** Curva tiempo-corriente 51V para restricción del 0 al 75%



**Figura 32.** Curva tiempo-corriente 51V para restricción del 0 al 100%



Esta función debe fijarse en coordinación con los relés de protección del sistema de energía utilizado en la estación generadora. Además, la calibración PICKUP debe estar dentro de un margen seguro por encima de la carga máxima esperada de la máquina.

Para el generador tendríamos:

fijar PICKUP = 1,75 x corriente de nominal del generador (lado secundario)

$$= 1,75 \times I_{nom}$$

= amperios secundarios

La calibración 1004: TIME FAC (K) debe seleccionarse de modo que respalde a los relés en las líneas de transmisión fuera de la estación generadora. Debido a que la información sobre los relés de línea no se conoce, fijar TIME FAC de modo tal que el tiempo de operación de 51V para una falla trifásica en el lado alto del transformador sea de alrededor de 0,75 segundos. Se puede utilizar la siguiente grafica tiempo-corriente para ayudar a seleccionar el factor K.

#### ➤ FALLA A TIERRA DEL ESTATOR ( 64G-1 )

Algoritmo: 64G-1 opera si se cumple la siguiente condición:

$V_{N1} > \text{CAPTACIÓN (PICKUP)}$  para un tiempo  $> TL4$  segundos en el cual:

$V_{N1}$  = tensión neutra de la frecuencia fundamental

CAPTACIÓN = 64G-1 calibración captación

TL4 = calibración cronomedidor TL4

La calibración 1103: PICKUP de 64G-1 debe fijarse con un margen seguro por sobre la tensión más alta (frecuencia fundamental) esperada en el neutro del generador en condiciones operativas normales.

El cronómetro TL4 debe fijarse con un margen de seguridad por encima del tiempo más largo de despeje para las fallas del sistema de energía que están fuera de la zona de protección del generador.

Para el generador a proteger tendríamos la calibración:

fijar 1103: PICKUP = 5,0 voltios

fijar 1104: TL4 = 1 segundo o más

Nota: Se tendrían que hacer mediciones con equipo especial en los neutros de los generadores para realizar una calibración más exacta del pickup.

#### ➤ **ALARMA POR SOBREENCENDIMIENTO (VOLTIOS/ HERTZ: 24A)**

Esta función tiene el propósito de dar la alarma antes de un disparo 24T, permitiendo al operador realizar una acción correctiva. La calibración 1302: PICKUP debe estar por debajo de la característica nominal continua en Voltios / Hz del generador o transformador elevador, la que sea más baja. El cronómetro TL6 (Calibración 1303: TL6) debe fijarse para minimizar las alarmas que pudieran interferir.

Para nuestro generador a proteger vamos a permitir un 5 % por encima de V / Hz. nominales del generador

fijar CAPTACIÓN = 1 + (5%) por unidad = 1,05 por unidad

fijar TL6 = 2 segundos

➤ **DISPARO POR SOBREEXCITACIÓN (VOLTIOS / HERTZ: 24T)**

Algoritmos que se utilizan para el funcionamiento:

$$T1 = K / \{ [(V/F) / (PU * (Vnom / Fs))]^2 - 1 \} \text{ segundos}$$

$$T2 = K / \{ [(V/F) / (PU * (Vnom / Fs))] - 1 \} \text{ segundos}$$

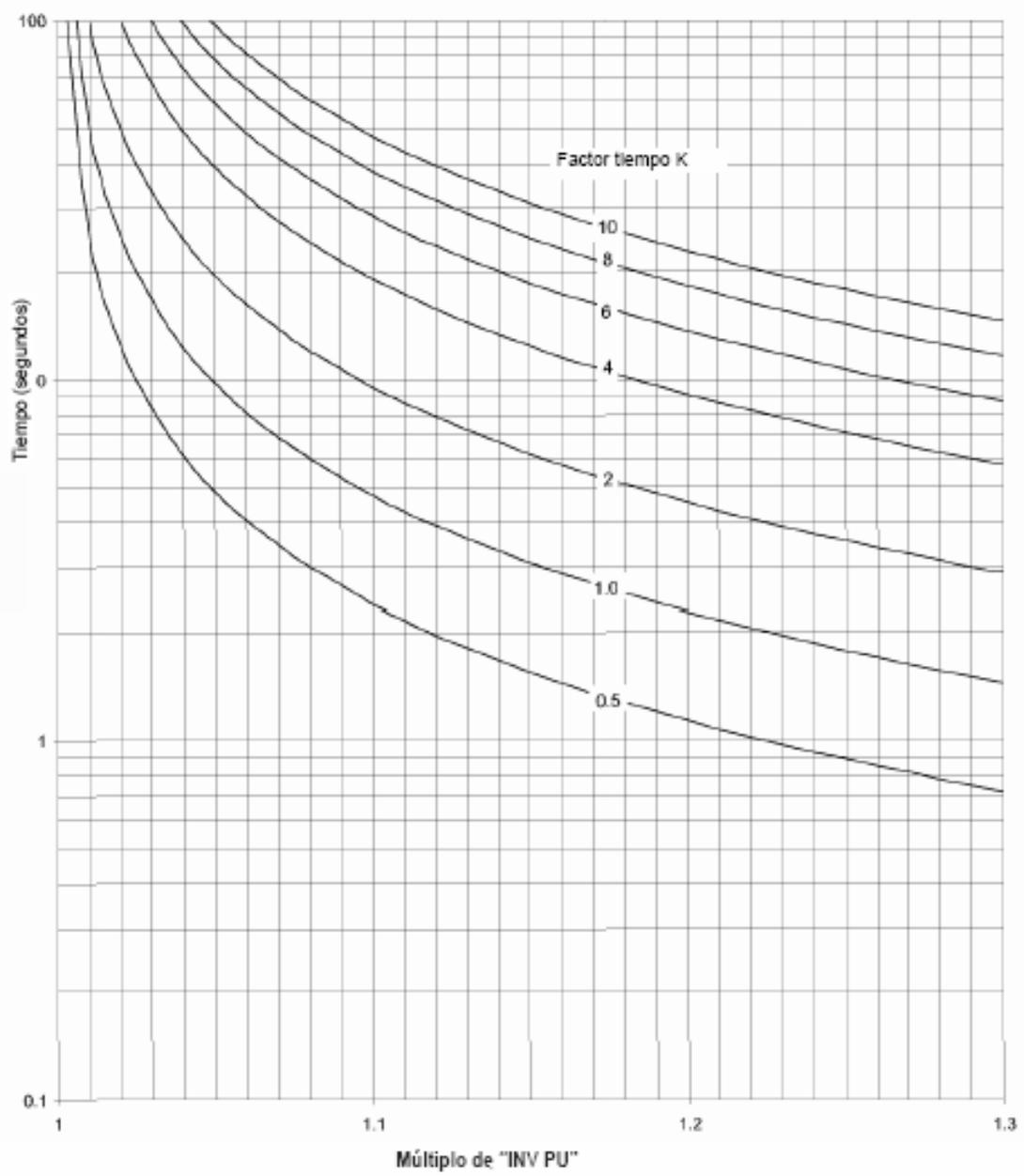
$$T1 = K / \{ [(V/F) / (PU * (Vnom / Fs))]^{0.5} - 1 \} \text{ segundos}$$

$$T4 = K \text{ segundos}$$

En donde

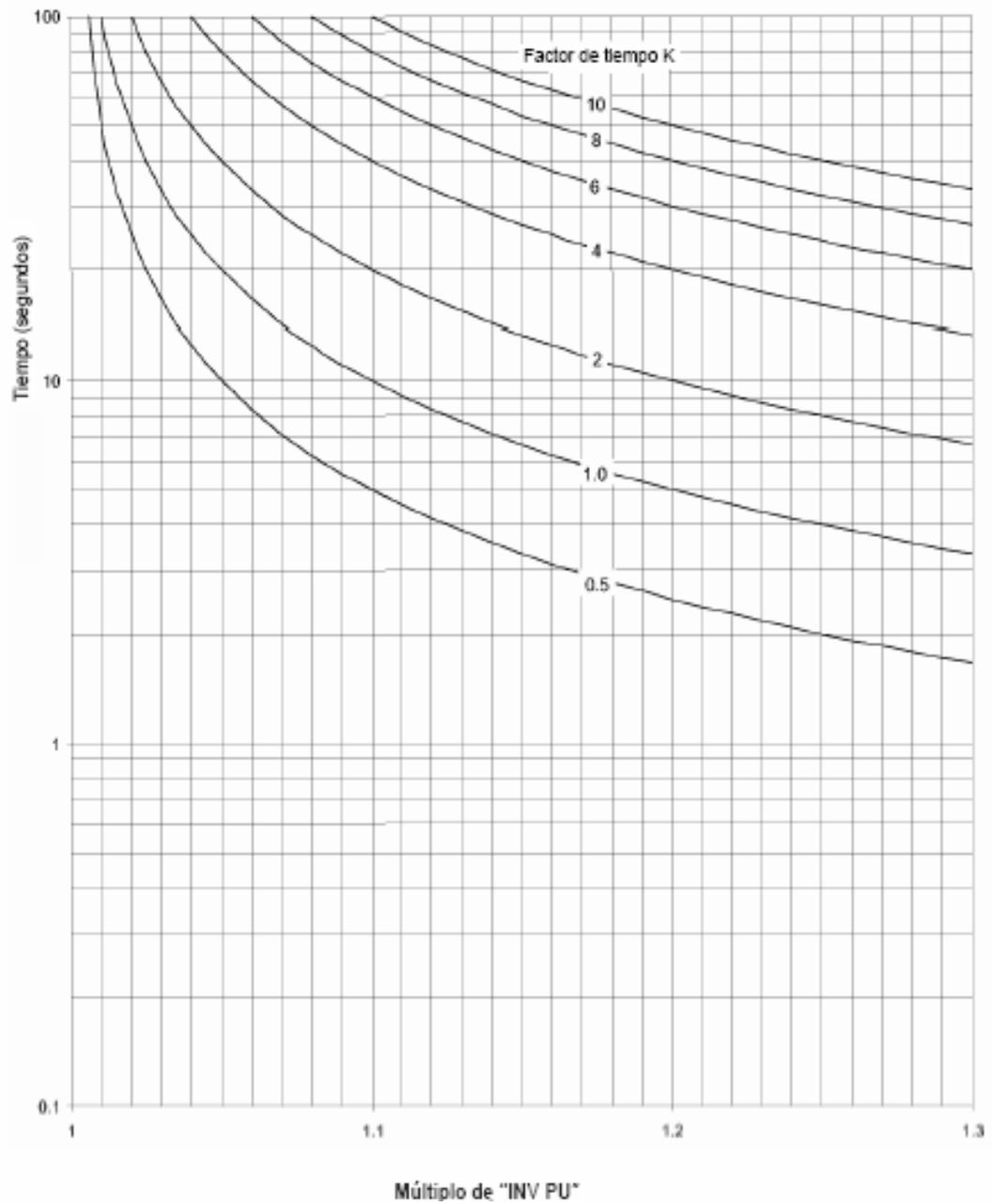
T1 = Tiempo operativo de curva 5.1.11 (CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 24T)

**Figura 33.** Curva de tiempo, función 24T (curva 1)



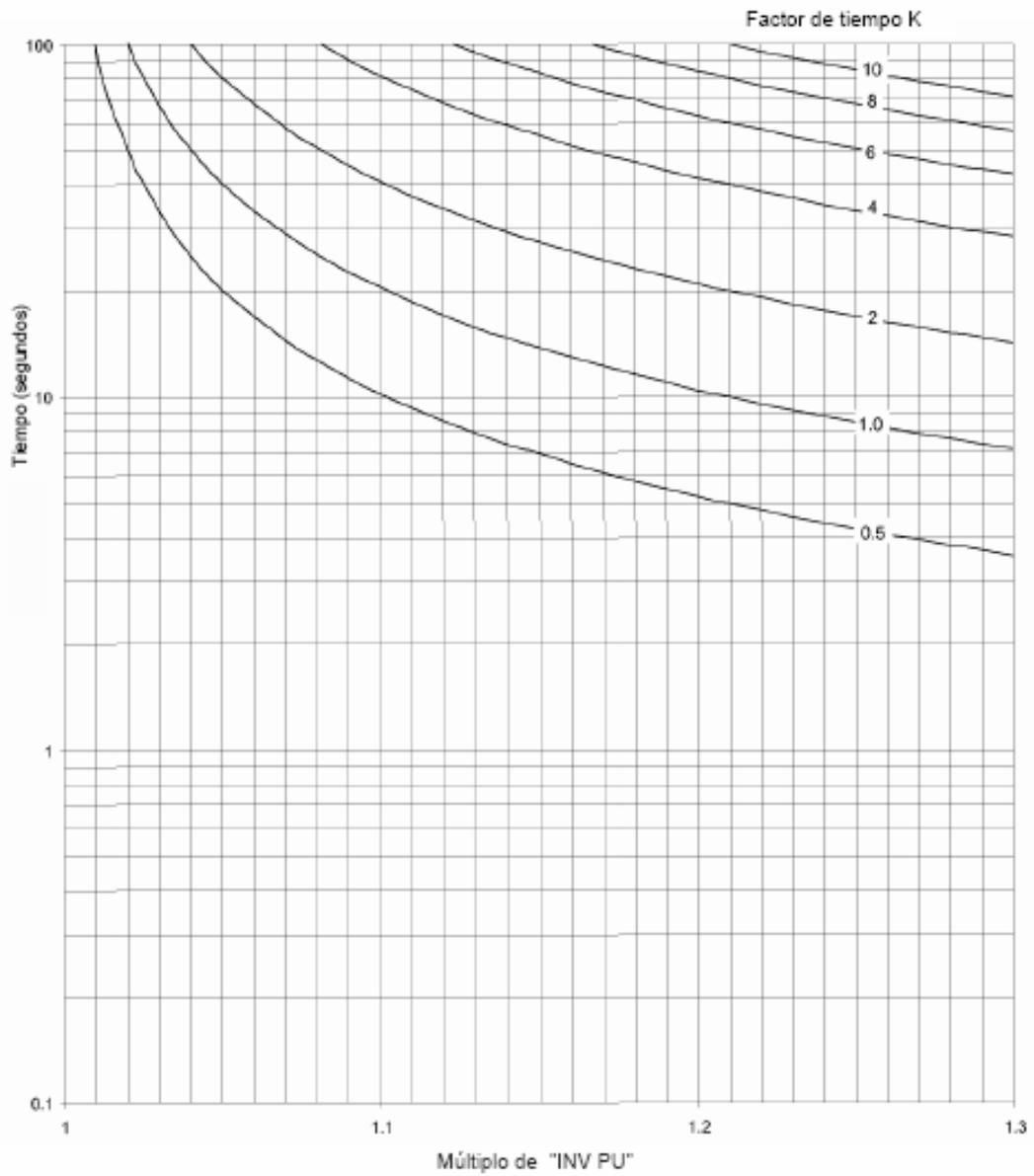
T2 = Tiempo operativo de curva 1 (Característica de la función 24T)

**Figura 34.** Curva de tiempo, función 24T (curva 2)



T3 = Tiempo operativo de curva 2 (Características de la función 24T)

**Figura 35.** Curva de tiempo, función 24T (curva 3)



T4 = Tiempo operativo , curva 3 , esta curva característica es de tiempo definido con tiempo operativo igual a K segundos si:

$$V/F > PU * (VNOM / Fs )$$

Donde las variables son:

K= Factor tiempo (Calibración 1406: TIME FAC)

VNOM= Tensión nominal (Calibración 114: NOM VOLT)

Fs= Frecuencia del sistema (Calibración 102: SYSFREQ)

PU = Captación V/Hz (Calibración 1405: INV PU)

1. El algoritmo se procesa por separado para cada fase.
2. Los valores de V y VNOM se utilizan como tensiones de falla tierra-fase para los PT'S conectados en estrella. Sin embargo, las tensiones fase -fase se utilizan para los PT'S conectados en triángulo.
3. Tiempo de reinicialización: Reinicialización lineal con un tiempo máximo = Calibración RESET (Calibración 1409).

Esta función debe fijarse con un margen de seguridad por debajo de la capacidad de excitación del generador o del transformador elevador, el que sea más bajo. Podemos usar el criterio tradicional de tiempo operativo de 45 segundos a V/Hz desde 1,1 a 1,18 por unidad. Sin embargo, deben obtenerse las curvas de capacidad de excitación real para el generador y el transformador para sacar una ventaja completa de la característica inversa de esta función. La calibración 1409: RESET debe fijarse de modo que coincida con la característica de enfriamiento del equipo protegido (si se conoce). Si la característica de reinicialización no está disponible, puede utilizarse una calibración dentro del rango de 0 a 50 segundos. Usando la curva 3 (tiempo definido) y un tiempo operativo de 45 segundos:

fijar INV PU = 1,10 por unidad

fijar TIME FAC = 45 segundos

fijar INST PU = 1,18 por unidad

fijar TL7 = 2 segundos

fijar RESET = 30 segundos.

➤ **SOBRETENSIÓN ( 59 )**

Algoritmo de funcionamiento:

$$T1 = K / [ ( V1 / VPU ) - 1 ] \text{ segundos}$$

$$T2 = K \text{ segundos}$$

$$T3 = \text{sin retardo intencional}$$

En donde:

T1 = Tiempo operativo curva #1 (ver figura 36 característica tiempo-tensión).

T2 = Tiempo operativo para curva # 2 ( ver figura 36, la característica de esta curva opcional es de tiempo definido suministrando el tiempo operativo igual a K segundos si  $V1 > VPU$ )

T3 = Tiempo operativo de función instantánea opcional si  $V1 > VPU$

K = Factor tiempo (Calibración 1504: TIME FAC)

V1 = Tensión de secuencia positiva (fase-fase)

VPU = Captación de sobretensión (Calibración 1503: INV PICKUP)

VIPU = Captación de sobretensión instantánea (Calibración 1506: INST PU)

Tiempo de reinicialización: Reinicialización lineal (1,4 segundos máximo)

Características: Figura 36 característica tiempo-tensión 59 muestra la curva para valores seleccionados de K. La curva de cualquier otra calibración de K puede derivarse utilizando el algoritmo antes mencionado.

Esta función debe fijarse con un margen de seguridad por debajo de la capacidad de sobretensión del equipo protegido. La función 59 puede ofrecer soporte a la función 24T.

Para nuestros generadores, fijamos la función 59 utilizando un criterio similar al de las calibraciones de 24T, excepto con sensibilidad inferior y tiempo de operación superior.

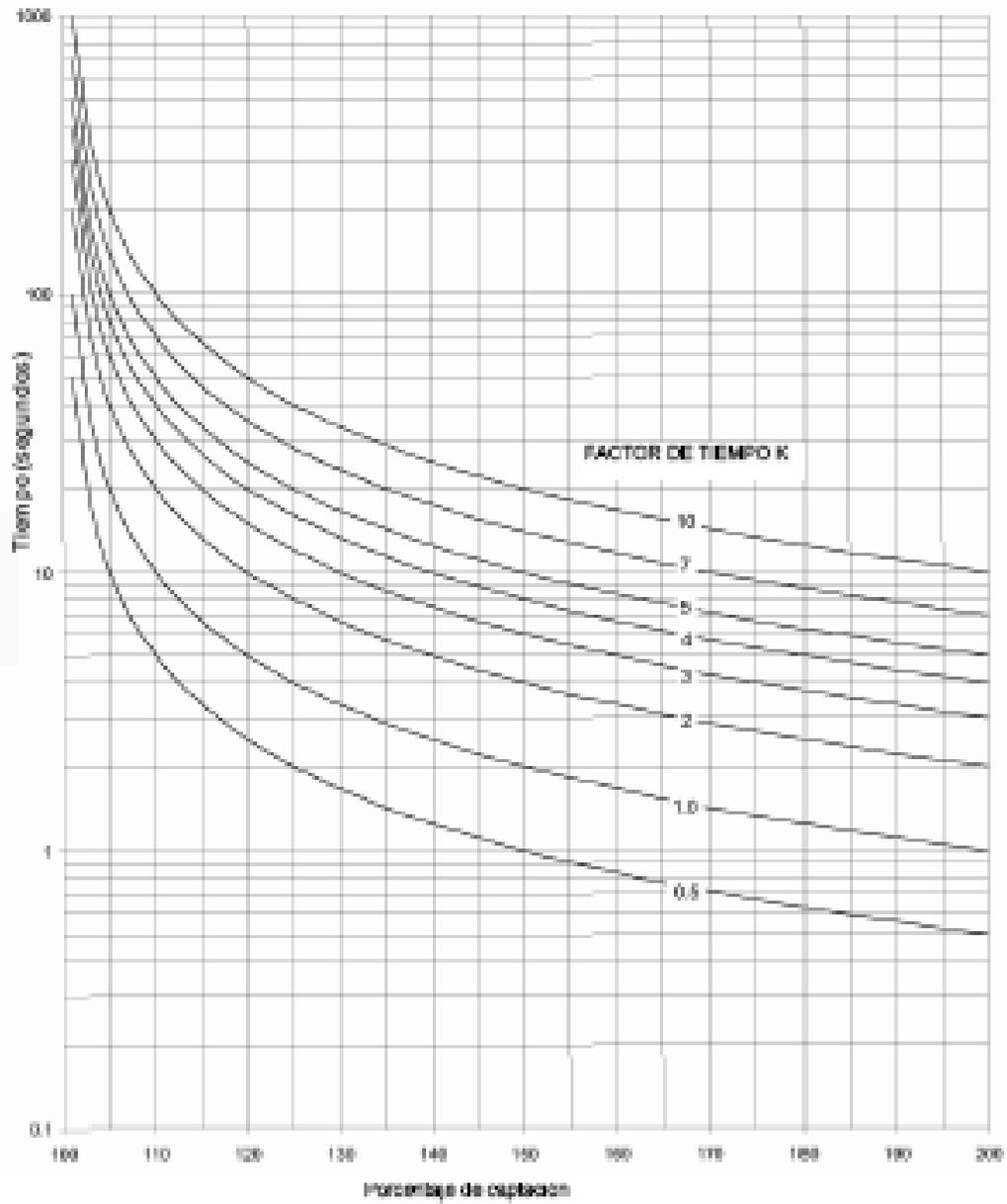
$$\text{Fijar VPU} = 1,1 \times \text{NOM VOLT} = 1,1 \times 110.04 = 121 \text{ voltios}$$

Para determinar el Factor de tiempo K (suponiendo que se utilice la curva # 1 figura 36), utilizar un tiempo operativo de alrededor de 45 segundos a un 115% de la tensión de PICKUP (captación).

$$\text{Tensión (V)} = 1,15 \times 121 = 139.15 \text{ voltios}$$

$$\text{Factor tiempo: } K = 45 * [ (139.15/121) - 1 ] = 6.75$$

**Figura 36.** Característica tiempo-tensión 59



➤ **FALLA DEL FUSIBLE DEL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN (PT)**  
**FUNCION: VTFF (PERDIDA DE SEÑAL DE VOLTAJE)**

La calibración 2601: VTFF puede fijarse en 0 (DISABLE-DESHABILITAR) o 1 (ENABLE-HABILITAR) según se desee. Fijaremos entonces esta función VTFF = 1 (ENABLE) para con ello activar la función de protección por perdida de señal de voltaje en el relevador multifunción el cual nos indicará la falla del fusible o del transformador mismo con un mensaje en el display ó en el monitor de la computadora instalada.

➤ **ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL ( AE ARM )**

La calibración 2703: AE ARM puede fijarse en 0 (AND-Y) o 1 (OR-O) según se desee. Si se fija en 0 (AND), la lógica se armará cuando la tensión de secuencia positiva sea  $V1 < 30$  voltios y cuando el generador esté fuera de línea. Si se la fija en 1 (OR), la lógica se armará cuando la tensión sea  $V1 < 30$  voltios o el generador esté fuera de línea. Se recomienda la calibración 0 (AND). Sin embargo, si se aplican las dos condiciones siguientes, debe fijarse en 1 (OR) para un eficaz armado de la lógica.

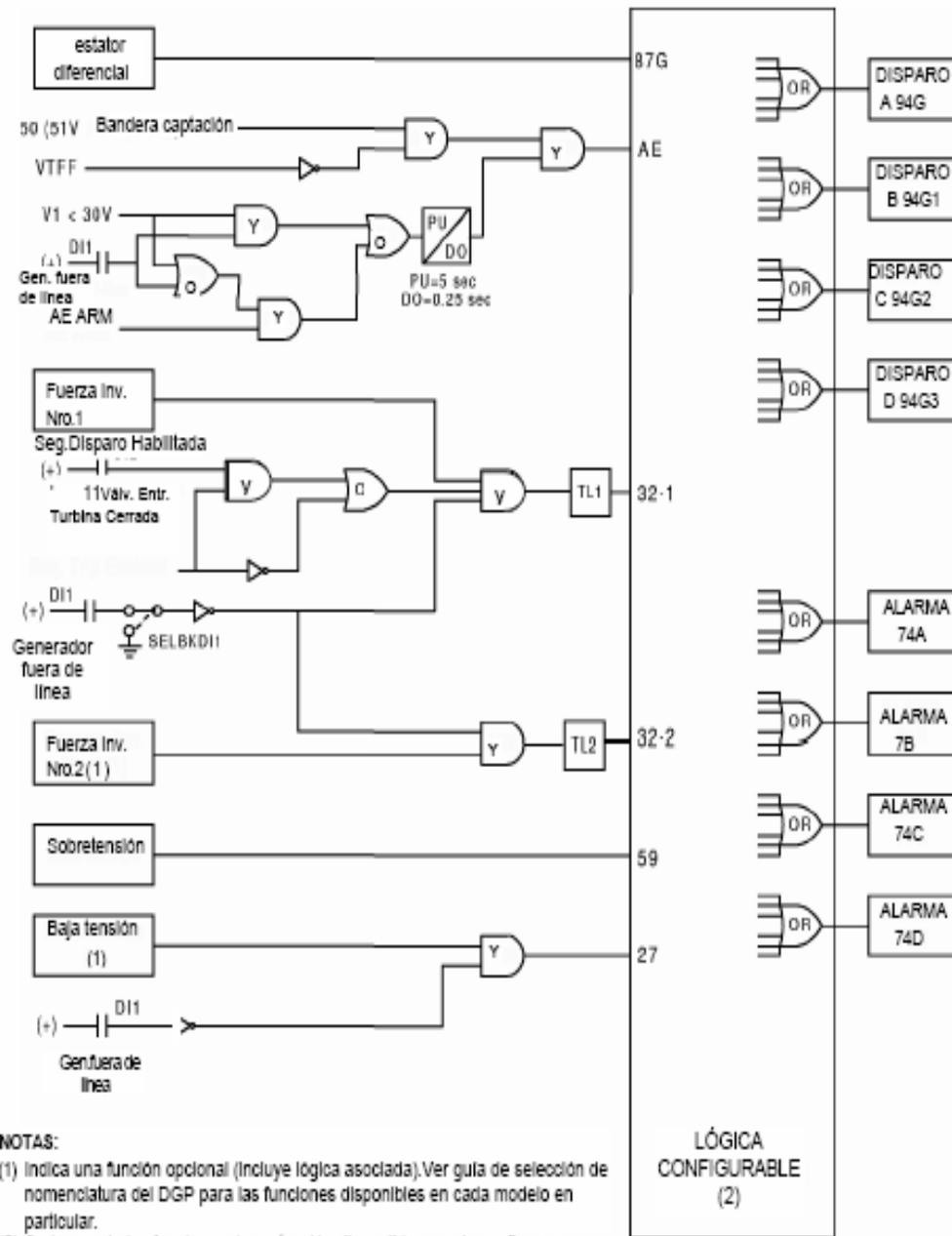
- El sistema del generador incluye un dispositivo de desconexión del generador (interruptor).
- Los PT'S están conectados al lado del sistema de energía del dispositivo de desconexión.

Debido a que la bandera (entrada) de captación de la función 51V se utiliza para la señal de sobre-corriente instantánea en la lógica de energización accidental (figura 37: Diagrama de lógica simple - 87G, 32, 27, 59, y AE ), debe utilizarse el siguiente criterio adicional en la calibración de 51V PICKUP.

51V PICKUP (Calibración 1003: PICKUP) debe fijarse con un margen seguro por encima de  $I_{Lmax}$ , en donde  $I_{Lmax}$  es la corriente de carga máxima esperada de la máquina. Si la Calibración 2703: AE ARM se fija en 1 (OR) y es probable la pérdida simultánea de las tensiones trifásicas, entonces PICKUP debe fijarse con un margen de seguridad por encima de  $3,33 \times I_{Lmax}$ .

Para el generador que queramos proteger tendríamos entonces que ajustar el valor de  $PICKUP = 3,33 \times I_{Lmax}$  y ajustar el valor de  $AE\ ARM = 1$  (OR).

**Figura 37.** Diagrama de lógica simple - 87G, 32, 27, 59, y AE



## ➤ BAJA TENSIÓN ( 27 )

Algoritmo:  $T1 = K / [ ( VPU / V1) -1]$  segundos

en donde:

T1= Tiempo de operación para la CURVA #1 (Figura 5.1.16: 27 CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN )

T2= Tiempo de operación para la CURVA #2 (la característica de la CURVA #2 es de tiempo definido con el tiempo operativo igual a K segundos si  $V1 < VPU$ )

V1 = Tensión de secuencia positiva (fase-fase).

VPU = Umbral de la función baja tensión (Calibración 2903: PICKUP).

Reset Time: Reinicialización lineal (1,4 segundos máximo)

El algoritmo NO se procesa si la entrada DI1 (generador fuera de línea) está presente.

Características: La figura 38 Curva característica tiempo-tensión 27, muestra la curva #1 para los valores seleccionados de K. La curva para cualquier otra calibración K puede derivarse utilizando el algoritmo antes mencionado. Esta función opcional puede utilizarse para aislar al generador del sistema de servicios en el caso de una condición de baja tensión. Las calibraciones 2905: curva #1, 2903: PICKUP, y 2904: TIME FAC debe fijarse para sobrepasar las caídas de tensión causadas por las fallas normales del sistema de energía.

Para nuestro generador a proteger podemos ajustar la función 27 de la siguiente manera:

CURVA # = 2 (Tiempo definido)

CAPTACIÓN = 99.036 V (< 90% de NOM VOLT de 110.04 V)

TIME FAC = 1,0 segundos.

**Figura 38.** Curva característica tiempo-tensión 27

