



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES EN CENTRALES
ELÉCTRICAS**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

P R E S E N T A :

FERNANDO GÓMEZ CERVANTES



MEXICO, D. F. DICIEMBRE 2006



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO**

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 29 del mes de Noviembre del 2006 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

“ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN CENTRALES ELÉCTRICAS ”

Presentada por el alumno:

GÓMEZ

Apellido paterno

CERVANTES

materno

FERNANDO

nombre(s)

Con registro:

A	0	4	0	4	9	9
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

Presidente

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Segundo Vocal

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

Tercer Vocal

M. EN C. RAUL MÉNDEZ ALBORES

Secretario

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

Suplente

M. EN C. TOMÁS IGNACIO ASIAÍN OLIVARES

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA



SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION



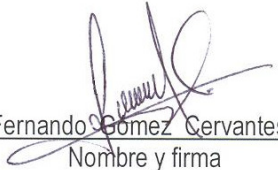
INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA SESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 30 del mes NOVIEMBRE del año 2006, el (la) que suscribe FERNANDO GÓMEZ CERVANTES alumno(a) del Programa de MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA con número de registro A040499, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en C. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER y del Dr. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR, y cede los derechos del trabajo intitulado: "ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN CENTRALES ELÉCTRICAS", al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: fer_gcervantes@yahoo.com , rgomeze@cfe.gob.mx , dsebasti@hotmail.com .

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.


Fernando Gómez Cervantes
Nombre y firma

Dedicada a:

A mis Padres:

Francisco Gómez Huerta y Juana Cervantes Neria.

*Por ser mi medio de transición a este mundo.
Por su amor y constante apoyo.
Por enseñarme los verdaderos valores de la vida.*

A mis Hermanos:

Leoncio, Vicente, Celestina, Maribel y Cristina.

Por los sueños y momentos compartidos juntos.

En especial a Mary; por todo el apoyo y comprensión que me diste para la culminación de mis estudios y para la elaboración de este trabajo.

A mis Antepasados.

*Por los momentos de tristeza e incertidumbre.
Por las oportunidades que no existieron.
Por la culminación de las aspiraciones y deseos inconclusos.
Por los sueños e ideales frustrados.*

Esperando algún día ser un digno motivo de orgullo, como ustedes siempre lo han sido y lo serán para mí.



AGRADECIMIENTOS

A Dios, por otorgarme el don de la vida y la salud para disfrutarla durante todo este tiempo.

A mi querido México, por la oportunidad de recibir educación escolar en cada una de las etapas de mi vida.

Al Instituto Politécnico Nacional, por ser la noble institución que me arropo y me formo como profesionista para cumplir con los retos del futuro, y para contribuir con mi esfuerzo y mi modesta aportación, a la solución de los problemas de nuestro país.

Al M. en C. Gilberto Enríquez Harper, por su dirección, sugerencias y comentarios en el presente trabajo de tesis; por sus consejos y apoyo como maestro y amigo.

Al Dr. David Sebastián Baltazar y al M. en C. Tomas I. Asiaín Olivares, por sus valiosos comentarios y sugerencias para el desarrollo del presente trabajo de tesis.

A los profesores de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del I.P.N., por haberme otorgado sus conocimientos y experiencias en beneficio de mi formación académica.

A mis compañeros de estudio y amigos: Nicolas P., Enrique L., Roberto T. y demás, por su amistad y apoyo para lograr nuestras metas comunes.

Al Ing. José L. Alvarado, Ing. Ricardo García, Ing. Alexandro Tasama, Ing. Enrique Falcon, Sr. José L. Cervantes y Sr. Marcelino Andrade, por el apoyo brindado con la información técnica para la realización del presente trabajo de tesis.

Al M en C. Oscar Amaya, Ing. Alfredo Cisneros, Ing. Francisco Cuevas y demás personal de la Unidad de Ingeniería Especializada de la Comisión Federal de Electricidad, por su amistad y apoyo en la realización del presente trabajo de tesis.

A todas aquellas personas que confiaron en mí, y que por medio de sus muestras y palabras de apoyo, me ayuda a ser cada vez una mejor una persona.

GRACIAS.



RESUMEN

Este trabajo de tesis presenta una metodología para la selección y el cálculo de ajustes de las protecciones de los equipos que intervienen en una central termoeléctrica, tales como: generador, transformador principal y auxiliar, y de los equipos de servicios auxiliares, considerando sus necesidades de protección y sus límites de operación. Para el desarrollo de dicha metodología se estudiaron los esquemas, equipos y procedimientos que se deben tomar en cuenta para el diseño de un sistema de protección de una central termoeléctrica. Así también, se propone una metodología para realizar pruebas de campo a un relevador multifuncional de protección de generador, por lo que se presentan una serie de reportes de pruebas utilizando un equipo digital de pruebas a relevadores, con la finalidad de comprobar los ajustes calculados para cada una de las funciones de protección del relevador de protección de generador utilizado en el sistema real. La metodología realizada para las pruebas de campo, fueron de acuerdo a especificaciones y procedimientos de CFE, así como a las especificaciones y recomendaciones de los fabricantes del relevador y del equipo de prueba.

Finalmente, en este trabajo se realizó la simulación digital de un sistema eléctrico de prueba considerando los datos reales de una central termoeléctrica, y utilizando el software DigSilent como herramienta computacional de análisis. Se realizó un estudio de coordinación de protecciones por sobrecorriente en la parte de los equipos auxiliares, utilizando el mismo software, pero fué necesario crear una nueva librería de dispositivos de protección, con los datos de los elementos de sobrecorriente que se utilizaron en el sistema real. Con la finalidad de verificar resultados en la coordinación de protecciones, se realizaron las mismas graficas de coordinación obtenidas con el software DigSilent, pero ahora con el software SKM(Captor).



ABSTRACT

This thesis work shows a methodology for the selection and the calculation of settings of the protections of the devices that form a thermoelectric power station such as: generator, main and auxiliary transformer, and the devices of auxiliary services, considering their protection necessities and their operation limits. For the development of this methodology, the schemes, devices and procedures that should take in consideration for the design of a system of protection of a thermoelectric power station were studied. In addition to this, it proposes a methodology to carry out field tests to a multi-functional relay of generator protection. For that it shows a series of reports of tests using a digital device of relays tests, with the purpose of checking the calculated settings for each of the functions of protection of the relay of generator protection used in the real system. The carried out methodology for the field tests, was according to specifications and procedures of CFE, as well as specifications and recommendations from the manufacturers of the relay and the test device.

Finally, the digital simulation of an electric system of proof considering the real data of a thermoelectric power station, and using the software DigSilent like computational tool of analysis was carried out in this work. A study of coordination of protections by overcurrent in the part of the auxiliary devices was made using the same software, but it was necessary to create a new library of protection devices with the data of the overcurrent devices that were used in the real system. With the purpose of verifying results in the coordination of protections, was conducted the same coordination graphs obtained with the software DigSilent, but now with the software SKM (Captor).

INDICE

Resumen	Página
Abstract	i
Indice	ii
Indice de Figuras y Tablas	iii
Glosario de términos	vi
	xii

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN.

1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Objetivo de la tesis	5
1.4 Justificación de la tesis	5
1.5 Estado del arte	6
1.6 Estructura de la tesis	7

CAPÍTULO II.

PROTECCIÓN DEL GRUPO GENERADOR-TRANSFORMADOR PRINCIPAL Y AUXILIAR.

2.1 Introducción	8
2.2 Protección del Generador	12
2.2.1 Protección Diferencial del Generador 87G	12
2.2.2 Protección de Falla a Tierra del Generador 59GN/27TN	14
2.2.3 Protección Contra Pérdida de Excitación 40G	18
2.2.4 Protección Contra Corrientes de Secuencia Negativa 46G	20
2.2.5 Protección contra Potencia Inversa del Generador 32G	22
2.2.6 Protección Contra Baja/Alta Frecuencia del Generador 81G	23
2.2.7 Protección de Respaldo del Generador (Distancia 21G)	24
2.2.8 Protección contra Sobrevoltaje del Generador 59G	26
2.2.9 Protección contra Sobre Excitación del Generador 24G (V/Hz)	26
2.2.10 Protección contra Energización Inadvertida 50/27	28
2.2.11 Protección contra Pérdida de Sincronismo 78G	29
2.2.12 Protección contra Falla de Fusible del TP 60FL	31
2.2.13 Resumen de Ajustes de las Funciones del Relevador del Generador con Turbina de Vapor	32
2.3 Protección del Transformador Principal	35
2.3.1 Protección Diferencial de Porcentaje del Lado de Baja Tensión del Transformador Principal de la Unidad T1, T2 y T3 (87T).	35
2.3.2 Protección Diferencial de Alta Impedancia del Lado de Alta del Transformador Principal de la Unidad T1, T2 y T3 (87HT).	38
2.3.3 Protección de Sobrecorriente de Fase y Tierra Transformador Principal de la Unidad T1, T2 y T3 (51/51N).	40
2.4 Protección Diferencial de Bloque o Unidad	42
2.5 Protección del Transformador de Servicios Auxiliares	44



2.6 Protección del Transformador de Excitación	48
2.7 Lógica de Disparos de las Protecciones	49

CAPÍTULO III.

PROTECCIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

3.1 Introducción	52
3.1.1 Alimentadores Principales al Bus de 4.16 kV.	52
3.1.2 Sincronización en el Bus de 4.16 kV.	53
3.1.3 Alimentadores a Transformadores de Centros de Carga y CCM's en 4.16 kV.	53
3.1.4 Alimentadores a Motores en 4.16 kV.	53
3.2 Protección de los Alimentadores Principales a los Buses de 4.16 kV	54
3.3 Relevador de Verificación de Sincronismo y de Bajo Voltaje en los Buses de 4.16 KV	56
3.4 Protección de los Alimentadores a los Transformadores de los Centros de Carga y CCM's.	57
3.4.1 Protección del Transformador del Centro de Carga del CTG-1 (TCC-CTG1A).	57
3.4.2 Protección de los Transformadores de los Centros de Carga de los CTG-1B y CTG-1C (TCC-CTG1B y 1C).	58
3.4.3 Protección del Transformador del Centro de Carga del CTG-1X (TCC-CTG1X).	58
3.4.4 Protección de los Transformadores de los CCM's.	59
3.5 Protección de los Motores de las Bombas Alimentadoras de Agua a las Calderas	60
3.6 Protección de los Motores de las Bombas de Circulación de Agua	62
3.7 Protección de los Motores de las Bombas de Condensados	63
3.8 Protección de los Motores de Arranque de las Unidades Generadoras	64
3.9 Protección del Motor de la Bomba de Agua Contra Incendio	65
3.10 Protección del Alimentador al Motor M1 en el bus de 480V	66

CAPÍTULO IV.

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

4.1 Introducción	68
4.2 Simulación Digital del Sistema de Prueba	68
4.3 Estudio de Cortocircuito	72
4.4 Pruebas a Relevadores de Protección	73
4.5 Pruebas de Campo al Relevador Multifuncional M-3425A con el Equipo de Pruebas Omicron CMC 256-6.	75
4.5.1 Prueba de Operación de la Función 87G.	76
4.5.2 Prueba de Operación de la Función 59N.	81
4.5.3 Prueba de Operación de la Función 40G 1 Y 2.	83
4.5.4 Prueba de Operación de la Función 46G.	87
4.5.5 Prueba de Operación de la Función 32G.	88
4.5.6 Prueba de Operación de la Función 81 O/U.	90
4.5.7 Prueba de Operación de la Función 21G.	96
4.5.8 Prueba de Operación de la Función 59G.	98



4.5.9 Prueba de Operación de la Función 24G.	100
4.5.10 Prueba de Operación de la Función 50/27.	104
4.5.11 Prueba de Operación de la Función 78G.	106
4.6 Coordinación de Protecciones en los Equipos de Servicios Auxiliares con el Simulador de Protecciones DigSilent y el Software SKM	108

CAPÍTULO V.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 Conclusiones	120
5.2 Recomendaciones para trabajos futuros	121
5.3 Aportaciones	122

REFERENCIAS

Apéndice A Algoritmos de Procesamiento de Señales Digitales Utilizados en el Relevador Digital	128
Apéndice B Análisis de los Esquemas de Protección de la Unidad	167
Apéndice C Metodología para el Estudio de Coordinación de Protecciones	209
Apéndice D Influencias Negativas en la Operación de los Relevadores	241
Apéndice E Breve Explicación del Equipo de Pruebas y los Softwares Utilizados	248

INDICE DE FIGURAS Y TABLAS

FIGURA.	Página.
Figura 2.1	10
Figura 2.2.1.1	13
Figura 2.2.1.2	13
Figura 2.2.2.1	15
Figura 2.2.2.2	16
Figura 2.2.3.1	18
Figura 2.2.3.2	19
Figura 2.2.4.1	20
Figura 2.2.4.2	21
Figura 2.2.5	22
Figura 2.2.6	23
Figura 2.2.7	24
Figura 2.2.8	26
Figura 2.2.9	27
Figura 2.2.10	28
Figura 2.2.11.1	29
Figura 2.2.11.2	30
Figura 2.2.12	31
Figura 2.3.1	36
Figura 2.3.3	39
Figura 2.3.5	41
Figura 2.4	42
Figura 2.5	45
Figura 2.7.1	49
Figura 2.7.2	50
Figura 2.7.3	51
Figura 4.2.1	70
Figura 4.2.2	71
Figura 4.5	75
Figura 4.5.1.1	78
Figura 4.5.1.2	79
Figura 4.5.1.3	81



Figura 4.5.2	Resultado de Prueba de la Función 59N.	83
Figura 4.5.3.1	Resultado de Prueba de la Función 40G 1.	85
Figura 4.5.3.2	Resultado de Prueba de la Función 40G 2.	86
Figura 4.5.4	Resultado de Prueba de Operación de la Función 46G.	88
Figura 4.5.5	Resultado de Prueba de la Función 32G.	90
Figura 4.5.6.1	Resultado de Prueba de la Función 81U 1.	92
Figura 4.5.6.2	Resultado de Prueba de la Función 81U 2.	94
Figura 4.5.6.3	Resultado de Prueba de la Función 81O 1.	96
Figura 4.5.7	Resultado de Prueba de la Función 21G.	98
Figura 4.5.8	Resultado de Prueba de la Función 59G.	100
Figura 4.5.9.1	Resultado de Prueba de la Función de Sobrecorriente de Tiempo Inverso 24 DT.	102
Figura 4.5.9.2	Resultado de Prueba de la Función de Sobrecorriente Instantánea 24 IT.	104
Figura 4.5.10	Resultado de Prueba de la Función 50/27.	106
Figura 4.5.11	Resultado de Prueba de la Función 78G.	108
Figura 4.6	Rutas de Coordinación Seleccionadas en el Sistema.	109
Figura 4.6.1	Ruta No.1 de Coordinación.	110
Figura 4.6.1.1	Ruta No.1 Grafica de simulación SKM.	111
Figura 4.6.2	Ruta No.2 de Coordinación.	112
Figura 4.6.2.1	Ruta No.2 Grafica de simulación DigSilent.	113
Figura 4.6.2.2	Ruta No.2 Grafica de simulación SKM.	114
Figura 4.6.3	Ruta No.3 de Coordinación.	115
Figura 4.6.3.1	Ruta No.3 Grafica de simulación DigSilent.	116
Figura 4.6.3.2	Ruta No.3 Grafica de simulación SKM.	117
Figura 4.6.4	Ruta No.7 de Coordinación.	118
Figura 4.6.4.1	Ruta No.7 Grafica de simulación SKM.	119
Figura A.1	Estructura Jerárquica de un Sistema Digital Integrado de Protección, Control y Medición.	129
Figura A.2	Diagrama de Bloques de un Relevador Digital.	131
Figura A.10.1.1	Señales de referencia muestreadas para el filtro de DFT.	138
Figura A.10.1.2	Respuesta a la frecuencia de los filtros seno y coseno.	138
Figura A.10.1.4.1	Señal de entrada 1 (Senoidal 60 Hz pura) y Fasor estimado.	139
Figura A.10.1.4.2	Señal de entrada 2 (Senoidal 60 Hz más DC decreciente) y Fasor estimado.	140
Figura A.10.1.4.3	Señal de entrada 3 (Senoidal 60 Hz más 2da armonica) y Fasor estimado.	140
Figura A.10.1.4.4	Señal de entrada 4 (Senoidal 60 Hz más 3era armonica) y Fasor estimado.	140
Figura A.10.1.4.5	Señal de entrada 5 (Senoidal 60 Hz más un transitorio) y Fasor estimado.	141
Figura A.10.2	Funciones pares e Impares.	143
Figura A.10.2.1	Señales de referencia muestreadas.	144
Figura A.10.2.2	Respuesta a la frecuencia de los filtros impar y par.	145
Figura A.10.2.4.1	Señal de entrada 1 (Senoidal 60 Hz pura) y Fasor estimado.	146
Figura A.10.2.4.2	Señal de entrada 2 (Senoidal 60 Hz más DC decreciente) y Fasor estimado.	146



Figura A.10.2.4.3 Señal de entrada 3 (Senoidal 60 Hz más 2da armonica) y Fasor estimado.	147
Figura A.10.2.4.4 Señal de entrada 4 (Senoidal 60 Hz más 3era armonica) y Fasor estimado.	147
Figura A.10.2.4.7 Señal de entrada 7 (Senoidal 60 Hz más un transitorio) y Fasor estimado.	147
Figura A.10.3.2 Respuesta a la frecuencia de los filtros seno y coseno para el filtro de cosenos.	151
Figura A.10.3.4.1 Señal de entrada 1 (Senoidal 60 Hz pura) y Fasor estimado.	152
Figura A.10.3.4.2 Señal de entrada 2 (Senoidal 60 Hz más DC decreciente) y Fasor estimado.	152
Figura A.10.3.4.3 Señal de entrada 3 (Senoidal 60 Hz más 2da armonica) y Fasor estimado.	153
Figura A.10.3.4.4 Señal de entrada 4 (Senoidal 60 Hz más 3era armonica) y Fasor estimado.	153
Figura A.10.3.4.7 Señal de entrada 7 (Senoidal 60 Hz más un transitorio) y Fasor estimado.	153
Figura A.10.4 Respuesta a la frecuencia de los filtros de LES.	159
Figura A.10.4.4.1 Señal de entrada 1 (Senoidal 60 Hz pura) y Fasor estimado.	161
Figura A.10.4.4.2 Señal de entrada 2 (Senoidal 60 Hz más DC decreciente) y Fasor estimado.	162
Figura A.10.4.4.3 Señal de entrada 3 (Senoidal 60 Hz más 2da armonica) y Fasor estimado.	162
Figura A.10.4.4.4 Señal de entrada 4 (Senoidal 60 Hz más 3era armonica) y Fasor estimado.	162
Figura A.10.4.4.7 Señal de entrada 7 (Senoidal 60 Hz más un transitorio) y Fasor estimado.	163
Figura B.1.1.1 Protección Diferencial de Porcentaje para Generador (87G).	168
Figura B.1.1.2 Característica de Operación del Relevador Diferencial de Porcentaje.	169
Figura B.1.2.1 Esquema de Protección contra Falla a Tierra con Bajo Voltaje de Tercera Armónica.	171
Figura B.1.2.2 Superposición del relevador 59N con el 27TN.	172
Figura B.1.3.1 Curvas de Operación de Potencia Reactiva del Generador a Diferente Presión de Hidrogeno al Voltaje Nominal.	173
Figura B.1.3.2 Curva de Capacidad del Generador.	174
Figura B.1.3.3 Características de Pérdida de Campo del Generador.	174
Figura B.1.3.4 Características de Pérdida de Campo con Relevador Tipo Mho de Dos Zonas.	176
Figura B.1.4.1 Capacidad de Corriente Desbalanceada de Generadores.	178
Figura B.1.4.2 Característica de un relevador estático de tiempo-sobrecorriente de secuencia negativa.	178
Figura B.1.6.1 Límites de operación bajo carga de una turbina.	181
Figura B.1.6.2 Gráfica de Frecuencia –Tiempo y Característica de Disparo.	181
Figura B.1.7.1 Principio de funcionamiento del relevador de distancia.	183
Figura B.1.7.2 Característica de operación de la protección de distancia.	185
Figura B.1.9 Característica de operación de la protección contra sobre excitación.	189
Figura B.1.10 Diagramas Unifilares de Subestaciones Generadoras.	190
Figura B.1.10 Diagrama Lógico de la función 50/27.	191



Figura B.1.11.1	Características de la Pérdida de Sincronismo en el Generador.	193
Figura B.1.11.2	Características del relevador de Pérdida de Sincronismo.	194
Figura B.1.12.1	Detección de pérdida de fusible con relevador de equilibrio de voltaje y con un método moderno.	195
Figura B.1.12.2	Diagrama Lógico de la función 60FL.	196
Figura B.2	Esquema de protección de un transformador de potencia.	198
Figura B.2.4.1	Conexión típica para una protección diferencial de porcentaje de un transformador estrella-delta.	201
Figura B.2.4.2	Conexión de la Protección Diferencial.	202
Figura B.2.4.3	Característica de la protección diferencial de porcentaje.	203
Figura C.1.2	Esquema de alimentación de auxiliares.	210
Figura C.1.3.1	Alimentación eléctrica doble de auxiliares.	212
Figura C.1.3.2	Alimentación eléctrica simple de auxiliares.	212
Figura C.1.4.1.1	Alimentación de servicios auxiliares de grupo por el transformador auxiliar de arranque TAA.	213
Figura C.1.4.1.2	Alimentación de servicios auxiliares de grupo por el transformador auxiliar de grupo TGA.	214
Figura C.1.4.2	Esquema lógico de transferencia automática de auxiliares.	216
Figura C.2.3.1	Curva característica tiempo-corriente del interruptor termomagnético.	226
Figura C.2.3.2	Curva característica tiempo-corriente del interruptor de estado sólido.	227
Figura C.2.3.3	Curva característica tiempo-corriente de los fusibles.	227
Figura C.2.3.4	Curva característica tiempo-corriente de los relevadores de sobrecorriente.	228
Figura C.3.1	Protecciones típicas para motores ≥ 1500 hp.	231
Figura C.4.4.1	Disposición residual del relevador de falla a tierra.	233
Figura C.4.4.2	Disposición con sensor a tierra.	234
Figura C.4.4.3	Disposición con el neutro a tierra.	234
Figura D.3.5	Forma típica de las curvas de saturación para transformadores de corriente.	244
Figura E.1.4.1	Conexión del CMC 256 con la PC.	251
Figura E.1.4.2	Vista del panel frontal del CMC 256-6.	251
Figura E.1.4.3	Entradas y salidas analógicas y binarias.	252
Figura E.1.4.4	Salidas de corriente y tensión CMC 256-6.	252
Figura E.1.7	Interfaz de usuario del módulo QuickCMC.	255
Figura E.1.8	Módulo State Sequencer UI con Diagrama Vectorial.	256
Figura E.1.9	Interfaz de usuario del módulo de prueba Ramping.	258
Figura E.1.10	Página inicial para el OMICRON Test Universe.	260

TABLA.**Página.**

Tabla 2.1	Características del Sistema Equivalente.	11
Tabla 2.2	Características de las Unidades CTG's.	12
Tabla 2.2.3	Valores de impedancia y ángulo con diferentes valores de potencia.	19
Tabla 2.2.13.1	Características de la Unidad STG.	32





Tabla 2.2.13.2	Ajustes del relevador multifuncional Micom P343 de la Unidad de Vapor.	33
Tabla 2.3.1	Datos de placa del transformador principal T1, T2 y T3.	35
Tabla 2.3.2	Datos de placa del transformador principal T4.	36
Tabla 2.4	Datos básicos para la protección 87U.	43
Tabla 2.5	Datos básicos para la protección del transformador auxiliar.	45
Tabla 2.6.1	Puntos de la curva de daño del transformador de excitación.	48
Tabla 2.6.2	Márgenes de coordinación del relevador 51TE.	48
Tabla 3.2	Protecciones en los buses A y B de 4.16 kV.	55
Tabla 3.3	Protecciones 25/27 en los buses de 4.16 kV.	56
Tabla 3.4	Protecciones en los Alimentadores a Transformadores Centro de Carga.	57
Tabla 3.4.4	Protecciones en los Alimentadores a Transformadores de los Centro de Control de Motores.	59
Tabla 3.5	Protecciones en los Alimentadores a los Motores de las Bombas Alimentadoras de Agua.	61
Tabla 3.6	Protecciones en los Alimentadores a los Motores de las Bombas de Circulación de Agua.	62
Tabla 3.7	Protecciones en los Alimentadores a los Motores de las Bombas de Condensados.	63
Tabla 3.8	Protecciones en los Alimentadores a los Motores de Arranque de las Unidades Generadoras.	64
Tabla 3.9	Puntos de la Curva ANSI del transformador TRCC 1A.	67
Tabla 4.3.1	Valores de corrientes de cortocircuito a carga máxima en los buses de la central.	72
Tabla 4.3.2	Valores de corrientes de cortocircuito a carga mínima en los buses de la central.	73
Tabla A.10.1.3	Entrada de señales discretas y valores de las funciones de referencia para el algoritmo DFT.	139
Tabla A.10.2.3.1	Entrada de señales discretas y valores de las funciones de Referencia para el algoritmo pares e impares.	145
Tabla A.10.2.3.2	Cálculo del factor A (función seno discretizada por valores de las funciones de referencia).	145
Tabla A.10.3.3	Entrada de señales discretas y valores de la función de referencia para el algoritmo filtros cosenos.	151
Tabla B.1.4.1	Requerimientos ANSI para fallas desbalanceadas en máquinas síncronas.	177
Tabla B.1.4.2	Capacidad de desbalance en forma continua en generadores síncronos.	177
Tabla B.1.5	Valores Típicos de Potencia de Motorización requerida por el Generador.	179
Tabla B.1.6	Limites de operación de la turbina ante una frecuencia anormal.	182
Tabla B.1.9	Limites típicos de V/Hz.	189
Tabla C.2.2.3.1	Capacidad de sobrecarga en transformadores.	219



Tabla C.2.2.3.2	Múltiplos para la corriente de magnetización en transformadores.	220
Tabla C.2.2.3.3	Limites de protección por sobrecarga en transformadores.	220
Tabla C.2.2.3.4	Limites máximos de protección en transformadores.	221
Tabla C.2.2.3.5	Tiempos ANSI para transformadores.	222
Tabla C.2.2.3.6	Categorías de los transformadores.	222
Tabla C.2.2.3.7	Puntos de la curva ANSI en transformadores.	222
Tabla C.2.2.3.8	Impedancias mínimas en transformadores.	223
Tabla C.2.2.3.9	Factores ANSI de conexión en transformadores.	223
Tabla C.2.2.1	Información para calcular la curva de arranque o perfil del motor.	224
Tabla C.2.2.2	Sobrecarga de motores.	224
Tabla C.2.2.3	Protección por sobrecorriente de motores.	225
Tabla C.2.4	Márgenes de Coordinación.	229
Tabla D.4.1	Clasificación de la clase de precisión de los TC's.	245
Tabla D.4.2	Burden para protección y medición en transformadores de corriente.	245
Tabla D.6	Diferencias entre TC's para Medición y Protección.	246
Tabla D.7.1	Clasificación la clase de precisión de los TP's.	247
Tabla D.7.2	Carga normalizada para transformadores de potencial.	247
Tabla E.1	Módulos utilizados en las pruebas.	249



GLOSARIO DE TERMINOS

I	Corriente.
V	Voltaje.
P	Potencia activa.
Q	Potencia reactiva.
S	Potencia aparente.
R	Resistencia.
Θ	Angulo de factor de potencia.
CD	Corriente directa.
CA	Corriente alterna.
Xd	Reactancia en el eje directo.
Xq	Reactancia en el eje de cuadratura.
I_2	Corriente de secuencia negativa.
TC's	Transformadores de corriente.
TP's	Transformadores de potencial.
RTC	Relación de transformación del transformador de corriente.
RTP	Relación de transformación del transformador de potencial.
a	Relación de transformación.
f	Frecuencia.
t	Tiempo.
t_0	Temperatura inicial.
t_f	Temperatura final.
Zf	Impedancia de falla.
p.u.	Valor en por unidad.
HV	Alto voltaje.
LV	Bajo voltaje.
Tap	Cambiador de derivaciones.
Dial	Palanca de tiempo.
Pickup	Corriente de arranque.
Icc	Corriente de cortocircuito.
Inrush	Corriente de energización.
Burden	Carga.
CCM	Centro de control de motores.
CTG	Generador con Turbina de Combustión.
STG	Generador con Turbina de Vapor.
DFT	Transformada Discreta de Fourier.
LES	Mínimos Errores Cuadrados.
RTD	Resistor Detector de Temperatura.

Números ANSI y funciones de los dispositivos de protección.

aa	Contacto normalmente abierto.
bb	Contacto normalmente cerrado.
1	Elemento maestro.
2	Relevador de retardo de arranque o cierre.
3	Relevador de verificación.
4	Contactador maestro.



5	Interruptor de paro.
12	Dispositivo de sobrevelocidad.
13	Dispositivo de velocidad síncrona.
14	Dispositivo de baja velocidad.
18	Dispositivo de aceleración o desaceleración.
20	Válvula operando eléctricamente.
21	Relevador de distancia.
23	Dispositivo de control de temperatura.
24	Relevador de relación voltaje/frecuencia.
25	Dispositivo de sincronización o verificación de sincronismo.
26	Dispositivo térmico de aparatos.
27	Relevador de bajo voltaje.
30	Relevador anunciador.
32	Relevador direccional de potencia.
33	Relevador de interfase.
36	Dispositivo de polaridad o polarización de voltaje.
37	Relevador de baja corriente o de baja potencia.
38	Dispositivo de protección de rodamientos (chumaceras).
40	Relevador de campo.
41	Interruptor de campo.
46	Relevador de corriente para inversión de fase o equilibrio de fase.
47	Relevador de voltaje de secuencia de fase.
49	Relevador térmico de máquina o transformador.
50	Relevador instantáneo de sobrecorriente.
51	Relevador de sobrecorriente con retardo intencional en la operación.
52	Interruptor de potencia.
55	Relevador de factor de potencia.
56	Relevador de aplicación de campo.
59	Relevador de sobrevoltaje.
60	Relevador de voltaje o corriente balanceada.
61	Relevador de equilibrio de corriente.
62	Relevador de retardo de paro o apertura.
63	Relevador de presión de nivel o flujo (líquido o gas).
64	Relevador de protección a tierra.
67	Relevador direccional de sobrecorriente.
68	Relevador de bloqueo.
71	Relevador de nivel de líquido.
74	Relevador de alarma.
78	Relevador de medición de ángulo de fase.
79	Relevador de recierre en corriente alterna.
81	Relevador de frecuencia.
85	Relevador receptor de hilo piloto.
86	Relevador de bloqueo sostenido de reposición manual.
87	Relevador de protección diferencial.
89	Desconectador de línea (cuchilla desconectadora).
91	Relevador direccional de voltaje.
92	Relevador de voltaje y potencia direccional.
94	Relevador de reposición automática.

CAPÍTULO I

1.1 INTRODUCCIÓN.

El progreso de los países exige el incremento y la modernización en su industria, la demanda constante de energía que alimente a estos usuarios requiere por tal motivo un aumento en la generación eléctrica, en la construcción de líneas de transmisión y subestaciones de distribución. Este incremento en la demanda de energía eléctrica hace necesario un sistema de control y protección que cumpla con la función principal de provocar la desconexión automática del elemento del sistema que haya sufrido una falla o un régimen anormal de operación, con el objetivo de reducir los daños de ese elemento y evitar que afecte la operación normal del resto del sistema. Una segunda función del sistema de protección es dar información al personal sobre el tipo y la localización de la falla que ha ocurrido, con el fin su rápida eliminación.

El sistema de protección en los sistemas eléctricos se ha definido como un arte y una ciencia, ya que para la aplicación de relevadores específicos se requiere entender el funcionamiento del sistema eléctrico y emplear el conocimiento y la experiencia adquirida para lograr una correcta selección, ajuste y operación de los equipos de protección.

La protección por relevadores es la rama de la ingeniería eléctrica relacionada con los principios de diseño y operación del equipo que detecta condiciones anormales en el sistema eléctrico e inicia acciones correctivas inmediatas para regresar a las condiciones normales de operación del sistema eléctrico [1],[2],[3],[6].

En la aplicación de relevadores de protección, existen cinco aspectos básicos a considerar que se describen a continuación:

La protección debe ser confiable; la confiabilidad de un sistema se refiere al grado de certeza de operación correcta que ofrece un elemento o sistema. Es decir, cumplir satisfactoriamente la función para la cual fue destinado.

Para evaluar la confiabilidad de la protección, la dividimos en dos aspectos: la dependabilidad y la seguridad.

La dependabilidad: se define como el grado de certeza de que un relevador o el sistema de protección operará correctamente para todas las fallas para las cuales fue diseñado.

La seguridad: se define como el grado de certeza de que un relevador o el sistema de protección no operará para una condición anormal para la cual no fue diseñado.

El requisito de seguridad se define en términos de zonas de protección que son regiones del sistema de potencia para las cuales el esquema debe operar.

La protección debe ser selectiva; la selectividad se refiere al requerimiento de que los relevadores no deben operar para fallas para las cuales no son destinados. La selectividad total se obtiene cuando se desconecta del sistema la mínima cantidad de elementos o equipo en condiciones de falla u operando en una condición anormal.

La protección debe ser sensible; esta es una de las características se refiere a una cierta cantidad de carga que se debe suministrar del transformador de instrumento que lo alimenta, para que el relevador opere.

Velocidad de operación; mínimo tiempo de falla con el consecuente mínimo daño del equipo.



Simplicidad; mínimo equipo de protección y circuitería asociada para alcanzar los objetivos del sistema de protecciones.

Economía; máxima protección al mínimo costo total.

Con el propósito de cumplir con estos lineamientos, en este trabajo se analizan los problemas actuales de las protecciones en centrales eléctricas; por lo que se realizó una simulación de una central termoeléctrica, y se propone una metodología para el diseño y comprobación por medio de pruebas de campo y gráficas de coordinación de los ajustes de las protecciones del equipo eléctrico de dicha central. Este análisis está basado en los avances de los relevadores microprocesados [8],[12],[13].

1.2 ANTECEDENTES.

Los inicios de la protección de sistemas eléctricos de potencia (SEP) se remota al siglo pasado, conjuntamente con los propios sistemas; en aquel entonces se utilizaban protecciones de sobrecorriente mediante fusibles o relevadores electromecánicos de acción directa muy rudimentarios. El enorme desarrollo alcanzado en esta área hasta la actualidad, ha estado condicionado fundamentalmente por dos factores: el desarrollo continuo del SEP y sus elementos, que ha determinado la necesidad de protecciones con características cada vez mejores; el desarrollo de la electromecánica y la electrónica, que han aportado la base constructiva necesaria para satisfacer esa necesidad. Los logros en las técnicas de análisis de sistemas de potencia, en computación, en comunicaciones, en control automático y, más recientemente, en procesamiento de señales digitales y en inteligencia artificial, han sido también elementos importantes en el desarrollo de la tecnología de protección [1],[2],[4].

La justificación de la inversión económica en la protección de los sistemas eléctricos se da normalmente a partir de las estadísticas de falla por diferentes causas en las componentes del sistema, estas estadísticas son una información que se obtiene y organiza a partir de reportes de disturbios en el sistema eléctrico, por un tiempo determinado que sea representativo de los valores esperados. La inversión en las plantas generadoras representa entre el 30% y 40% de la inversión del sistema; esto justifica por si solo una protección adecuada de todo su equipo.

El incremento de la capacidad de las unidades generadoras, también ocasiona un aumento en el costo de las reparaciones y un mayor impacto en las salidas de unidades, entonces esto hace necesario mejorar las características básicas de las protecciones de generadores, en particular la sensibilidad. Por otra parte, el impacto cada vez mayor del generador sobre el comportamiento dinámico del sistema obliga a tener en cuenta explícitamente el problema de estabilidad en las protecciones de la máquina. Entre los aspectos que reciben actualmente mayor atención en el desarrollo de protecciones de generadores pueden mencionarse: conservación de la estabilidad del sistema; desconexión del generador en caso de pérdida de sincronismo; limitación de los esfuerzos mecánicos a valores admisibles; reducción de los daños por fallas internas; protección contra daños por sobrecargas térmicas; y seguridad de los equipos auxiliares de la unidad generadora [3],[6],[13],[14].



Se conoce que la protección de los generadores depende del diseño del mismo, de su tipo de aterrizamiento, de su sistema de excitación y su control que incluye el regulador de voltaje, y por último del arreglo de conexión al sistema siendo esto último determinado por la importancia del generador dentro del SEP.

Dado que el desarrollo tecnológico de los sistemas de regulación de tensión ha permitido integrar funciones adicionales de protección en el sistema de excitación, vinculadas con el estator de la máquina y equipo asociado, se debe contemplar lo siguiente:

- a) Limitar la operación a baja frecuencia a voltaje nominal, el cual puede exceder el límite térmico en el transformador de potencia u otro equipo conectado. Esto se logra normalmente con el limitador de protección V/Hz.
- b) Limitar la sobre excitación del campo del generador, para prevenir el calentamiento del mismo.
- c) Limitar la subexcitación del generador, para prevenir la pérdida de sincronismo y el calentamiento de la armadura.
- d) Protección de falla a tierra del campo del generador.
- e) Estabilizador de sistema de potencia para proveer amortiguamiento suplementario.

La tendencia actual, es por un lado utilizar la tecnología con equipo más inteligente para cubrir la diversidad de funciones, lo cual sugiere el uso de la técnica microprocesada en el control del sistema de regulación de tensión y de velocidad, con excelente relación de respuesta y velocidad en el sistema de regulación de tensión, integrando además todas las funciones de protección y control en el rotor del generador. En cuanto a la protección del estator del generador, la tendencia es concentrar e integrar también todas las funciones de protección, con una disminución significativa en el alambrado [13],[14].

Con el uso de la técnica anterior, se pueden monitorear otros puntos de los generadores que anteriormente no se podían realizar contando por ende con suficiente información para el mantenimiento predictivo de los equipos, (tales como temperaturas de devanados y/o rodamientos, vibración, entre otras).

A diferencia de los generadores, los transformadores de potencia por ser una máquina estática, presenta un problema de protección menos sofisticado que puede variar dependiendo de la capacidad del transformador a proteger.

El diseño moderno de transformadores de potencia está orientado a reducir su costo, tamaño y peso, lo que ha llevado a la utilización de nuevos materiales ferromagnéticos con alta densidad de flujo de saturación y con una transición abrupta hacia la saturación. Hay además la tendencia a reducir la relación entre las densidades de flujo de saturación y de operación de valores del orden de 1.4 a 1.1. De ello se deriva la necesidad de proteger adecuadamente los transformadores contra sobre excitación, y de buscar nuevos métodos para discriminar entre fallas internas y corrientes de magnetización, ya que el contenido de armónicas de esta última se ha reducido considerablemente como consecuencia de los nuevos materiales ferromagnéticos. Valores típicos de la distorsión armónica total de la corriente de magnetización al conectar el transformador son del orden del 50% para transformadores de hace 60 años, de aproximadamente el 15% para transformadores de hace 25 años y del orden del 7.5% para los transformadores modernos.



En cuanto a la protección de los transformadores existe la posibilidad, además de utilizar la tecnología de protección microprocesada para su protección, la cual puede ser autoajutable dependiendo de las condiciones operativas del equipo e incluir funciones adicionales de protección contra sobre excitación, también utilizar equipo diverso que usa la misma tecnología, por ejemplo un control digital para cambiadores de taps de transformadores y reguladores, equipo para monitorear el transformador (niveles de aceite, etc.), así como para detectar fallas incipientes del transformador al monitorear los gases disueltos en el aceite. Se contempla ubicar el equipo de monitoreo aledaño al equipo a proteger [3],[4],[6],[8],[13].

Para la protección de los equipos auxiliares de la central, se tiene la recomendación de considerar a estos equipos como un sistema industrial, el cual es similar a un sistema eléctrico de potencia pero a una escala distinta en cuanto al tamaño y número de sus componentes. Los equipos a proteger en las plantas industriales son: transformadores, motores eléctricos, tableros y cables.

Las instalaciones eléctricas industriales por su tamaño y complejidad se diseñan para que sean capaces de:

- Aislar rápidamente la porción afectada del sistema de tal forma que se minimice el efecto y se mantenga el servicio en operación normal tanto como sea posible.
- Reducir el valor de la corriente de cortocircuito y por ende el efecto de los daños potenciales al equipo o partes de la instalación.
- Proveer al sistema siempre que sea posible de medios de restauración rápida del servicio para minimizar la interrupción del mismo durante fallas del tipo transitorio.
- En estos sistemas los equipos de protección no solo son relevadores que se complementan con los interruptores, sino que en ciertos casos los sensores y los equipos de protección se encuentran en un mismo dispositivo como son los interruptores de aire, interruptores en caja moldeada y los fusibles (tipo distribución, de potencia y de potencia limitadores de corriente) o bien una combinación de interruptor y fusible.

La elaboración de este trabajo, partió del conocimiento de las características del equipo eléctrico instalado en un sistema de prueba, en este caso fue una central de ciclo combinado; y el trabajo se desarrolló con la ayuda de un simulador de sistemas eléctricos, equipo de pruebas a relevadores y software para coordinación de protecciones.

En la SEPI ESIME Zacatenco se han elaborado diferentes trabajos en el área de protecciones. Los temas son diversos y abarcan diferentes casos de estudio tales como: protección de líneas de transmisión, protección de transformadores de potencia, protección de sistemas de potencia e industriales. Dichos temas han sido abordados por: David Sebastián B., José M. Jiménez S., Alfredo Castrejón G., Sandro G. Aquiles P., y otros más.

Bernabé Reyes López presentó en 1999, un trabajo donde muestra una metodología y un análisis en la implementación de las protecciones digitales básicas de un generador en un simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia que se tiene en el laboratorio de la SEPI ESIME. Se analizó el comportamiento tanto del sistema de protección digital como del simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia, para ello se



realizaron fallas en el generador del simulador de sistemas eléctricos de potencia y se habilitan los esquemas de protección digital para cada tipo de falla.

Otro trabajo en este campo es el presentado en 1997 por Oscar R. Amaya Zepeda, el cual consistió en el desarrollo de un software para el análisis y coordinación de protecciones en sistemas industriales.

El trabajo más relacionado con el presente trabajo de tesis, es el que presentó José Larios Soto en 1997, el cuál consistió del desarrollo de una metodología para diseñar y analizar las protecciones del grupo generador-transformador y servicios auxiliares de una central eléctrica. La diferencia de este trabajo con respecto al trabajo de José Larios Soto, consistió en desarrollar un análisis aún más completo de las protecciones del grupo generador-transformador, abarcando las demás funciones de protección que tiene un relevador digital multifuncional para protección de generador. Otra diferencia fué, el hecho de incluir pruebas de campo realizadas al relevador digital multifuncional para protección de generador, en donde se prueban los ajustes antes calculados. En cuanto al estudio de coordinación de protecciones, se realizó utilizando dos softwares diferentes, en donde fué necesario simular digitalmente el sistema de prueba para uno de ellos, y así obtener los resultados esperados. Y por último, el sistema eléctrico de prueba utilizado para este trabajo fué diferente al utilizado por otros compañeros antes mencionados.

1.3 OBJETIVO DE LA TESIS.

El objetivo de este trabajo es:

- Desarrollar una metodología para analizar, diseñar y seleccionar el tipo, rango y ajustes de los dispositivos de protección de los equipos que conforman una central eléctrica.
- Evaluar y comparar resultados entre: datos reales, reportes de pruebas y con resultados de los softwares comerciales DigSilent y SKM(Captor).

1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS.

En la actualidad los avances científicos en muchas áreas de la industria, el despegue económico de muchas naciones desarrolladas, y la globalización de las actividades de negocios entre las naciones; obligan a la imperiosa necesidad de crecimiento de los países subdesarrollados y así poder brindar mejores condiciones de vida a sus habitantes. Por tal motivo, los habitantes de estos países subdesarrollados están obligados a compenetrarse al estudio y aplicación de los avances tecnológicos que existen en el mundo; ya que esta es una de las formas reconocidas para generar riqueza a los pueblos. Una de las áreas que exige tener conciencia de la importancia que tiene hoy en día el uso de las nuevas tecnologías, es el área de los sistemas de protección. Por lo que las personas relacionas con esta área, tienen la obligación de desarrollar la investigación, capacitación, aplicación y difusión de estas nuevas técnicas.



La protección y coordinación adecuada de los equipos del sistema eléctrico de potencia, ayudan a prevenir los riesgos en la vida útil de los equipos en caso de operación anormal o de una falla. Además se logra minimizar el daño en el sistema y sus componentes; y por último, se disminuye el tiempo de interrupción en el servicio y protege de riesgos al personal que opera estos equipos.

1.5 ESTADO DEL ARTE.

La estructura del sistema eléctrico de potencia (SEP) se caracteriza por la ubicación de la generación y la distribución de la carga, esto tiene un efecto importante en el mismo; las repercusiones se observan tanto en el estado estable como en el dinámico. Los sistemas eléctricos de potencia longitudinales están identificados como aquéllos en que la generación y la carga están eléctricamente muy lejanas; es decir que las líneas de transmisión son de grandes longitudes y las cargas concentradas están distribuidas de manera dispersa en una gran área. En estos sistemas son comunes los problemas de control de voltaje; y los problemas de estabilidad transitoria y dinámica están estrechamente relacionados, tal como es el caso del sistema interconectado nacional mexicano.

El diseño de un SEP va a la par con el diseño de su sistema de protección. Un SEP se diseña sobre la base de que la pérdida de alguna parte del sistema, o bien, la separación no intencional de dicha parte no deberá resultar en contingencias mayores [3],[6],[13].

Generalmente no es posible lograr la condición ideal de tener una red eléctrica lo suficientemente mallada (sistema robusto); pero en cualquier caso se debe intentar satisfacer lo siguiente:

- a) Evitar que en caso de falla, se presenten sobre los elementos de las instalaciones que permanezcan en operación los siguientes fenómenos:
 - Sobrecargas y por consecuencia sobrecalentamiento.
 - Operen incorrectamente algunas protecciones.
 - Se pierda el sincronismo entre áreas o regiones de sistemas interconectados.
- b) Se limiten los valores de corrientes de cortocircuito a valores normalizados en cada uno de los niveles de tensión que sean compatibles con las características del equipo instalado en la red, en especial de los interruptores.

Como ya se ha mencionado, la función principal de los relevadores de protección es sacar de operación cualquier elemento de un sistema de potencia que sufra una falla ó comience a operar de manera anormal, lo que podría causar un daño mayor o interferir con la operación efectiva del SEP. Esta función se apoya en los interruptores los cuales son los dispositivos capaces de desconectar un elemento del sistema cuando el equipo de protección mande una señal de apertura [1],[2],[3].

Además de las funciones de protección, las ventajas adicionales que ofrece la utilización de las nuevas tecnologías en los sistemas de protección son: la autoverificación, ya que monitorea continuamente tanto al hardware como el software detectando las fallas que pudieran ocurrir en el equipo de protección, por otro lado realizar funciones complementarias, como medición, control, comunicación, oscilografía, localización de



fallas, registrador de eventos, etc. Todo esto sin requerir hardware adicional, solo basta con programar dichas funciones en el mismo equipo.

El tema de protecciones es muy amplio y en consecuencia su alcance también; si a eso le sumamos el continuo avance en la tecnología digital, surge entonces una nueva área de investigación para el ingeniero en protecciones donde existe la posibilidad de aplicar las nuevas tendencias de protección, como son: la protección adaptable y las técnicas de inteligencia artificial, con el fin de lograr una mayor flexibilidad y mantener los elementos de protección ajustados a las condiciones en las que prevalece el sistema [8],[12],[13].

1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS.

El capítulo 1 muestra una breve introducción a las protecciones, un panorama resumido del trabajo desarrollado, los objetivos y la justificación.

El capítulo 2 analiza la metodología para el ajuste de las principales protecciones del generador, los transformadores de potencia principal y de servicios auxiliares, así también del transformador de excitación de una central termoeléctrica.

El capítulo 3 analiza la metodología para el ajuste de las principales protecciones utilizadas en los equipos de los servicios auxiliares.

El capítulo 4 presenta los resultados obtenidos en las pruebas de campo al relevador multifuncional de generador, y se comparan las gráficas de coordinación obtenidas con los softwares comerciales empleados.

El capítulo 5 presenta las conclusiones, recomendaciones para trabajos futuros y aportaciones.

Los apéndices describen lo siguiente: la teoría del diseño de los relevadores digitales, los esquemas de protección, las características de operación de los dispositivos de protección, los límites de los equipos a proteger, los márgenes de coordinación, algunos fenómenos que influyen negativamente en la operación de los relevadores, y por último una breve explicación de como emplear el equipo de prueba y los softwares comerciales utilizados en este trabajo.

CAPITULO II

PROTECCIÓN DEL GRUPO GENERADOR-TRANSFORMADOR PRINCIPAL Y AUXILIAR.

2.1 INTRODUCCIÓN.

La protección de generadores síncronos requiere de mayores consideraciones debido a que están expuestos a una mayor cantidad de posibles fallas ó condiciones anormales de operación que cualquier otro elemento del sistema. Aunque la frecuencia de fallas, particularmente en generadores de gran capacidad es relativamente baja, las consecuencias vistas en costos económicos y en el funcionamiento del sistema podrían ser muy severas.

El concepto de confiabilidad de un sistema de potencia, se refiere a la capacidad de alimentar las demandas de energía de los usuarios, sin fallas en periodos prolongados, el índice de indisponibilidad en la generación es un factor importante para tomar en cuenta la operación del sistema, la indisponibilidad de los generadores se refiere a la no generación (inyección de potencia al sistema) y esta indisponibilidad se puede dividir en dos factores principalmente:

- Por mantenimiento: Los índices de indisponibilidad por mantenimiento son expresados como un porcentaje del tiempo fuera de servicio por mantenimiento, referido a las horas totales de operación anual, este mantenimiento se hace con cierta periodicidad (mantenimiento menor), por lo menos dos veces por año, por periodos de tiempo acumulativos de 6-24 horas. Para un mantenimiento de todos los componentes (mantenimiento mayor), se requiere su salida de servicio una vez al año por un periodos entre 7 y 25 días.
- Por falla: Los índices de indisponibilidad por falla son por unidad generadora y son la combinación de los índices de falla por cada gran componente: por ejemplo en una central termoeléctrica convencional, los elementos que aportan información para este índice son: fallas en el domo de la caldera, fallas en el sistema de condensado, fallas en el sistema de manejo de combustible, fallas en la turbina, fallas en el generador, entre otras.

Una componente de falla de una unidad generadora, puede conducir a una degradación o derrateo de la misma. Generalmente los mantenimientos y la mayoría de las reparaciones en las centrales eléctricas se desarrollan en sitio, esto reduce en forma importante los tiempos de indisponibilidad por falla y mantenimiento [3],[9].

Una vez que se determinan las disponibilidades e indisponibilidades de las unidades generadoras en las centrales eléctricas, la protección de los generadores trata de reducir el efecto de las fallas en los mismos y en el sistema, de manera que la indisponibilidad por falla sea mínima, adicionalmente partiendo que no es posible evitar las fallas en el sistema eléctrico, lo primero que se trata es de reducir los efectos, con lo que se garantiza mejorar la disponibilidad en forma directa, y mediante una adecuada coordinación de protecciones, se debe minimizar el efecto hacia otros componentes.



Las fallas más comunes en los generadores se relacionan con cortocircuitos y normalmente son detectados mediante los esquemas de protección diferencial y/o relevadores de sobrecorriente.

Para la protección del generador es necesario incorporar los elementos asociados a este, ya que estos tiene una influencia notoria en cierto tipo de fallas, estos elementos son principalmente: el primo-motor (turbina) y el sistema de excitación. Muchas fallas son de origen mecánico, por lo que se usan dispositivos mecánicos, tales como interruptores de límite, de presión o dependen de los circuitos de control para eliminar el problema.

Para los estudios de la protección de generadores se analiza los tipos de fallas más relevantes desde el punto de vista del impacto sobre el generador, tomando en cuenta la curva de operación del generador. Las protecciones más importantes son contra cortocircuitos y condiciones anormales de operación tales como: sobreexcitación, sobrevoltajes, pérdida de excitación, desbalance de corrientes, potencia inversa y la frecuencia anormal. En todos estos casos se debe proteger al propio generador así como a los componentes del sistema de potencia, debiendo detectar estos fenómenos en forma automática y liberados en el menor tiempo posible [1],[2],[4],[5],[6],[9],[29],[30],[31].

A diferencia de los generadores, los transformadores de potencia por ser máquinas estáticas, presentan un problema de protección menos elaborado que puede variar dependiendo del tamaño (potencia) del transformador por proteger. En general, se deben vigilar y proteger a los transformadores de potencia contra elevación de temperatura del aceite, protección contra sobrecargas, protección contra cortocircuitos y condiciones anormales de operación [1],[2],[4],[5],[6],[9],[29],[36].

Las principales causas de falla o defectos en los aislamientos de un transformador son:

- Elevación de temperatura a límites superiores de los admisibles en los devanados del transformador.
- Sobretensiones de origen atmosférico y maniobra de interruptores.
- Las sobrecargas permanentes o temporales que se presentan con frecuencia y que son tolerables en condiciones de operación normales, conduce a un envejecimiento prematuro de los aislamientos, que finalmente se pueden manifestar como cortocircuito entre espiras de una misma fase.

Desde el punto de vista de su estudio, las fallas en los transformadores se pueden clasificar en tres grupos:

- Fallas en el equipo auxiliar que forma parte del transformador.
- Fallas en la parte interior del transformador como son los devanados y conexiones.
- Sobrecargas y cortocircuitos.

Las principales protecciones que se consideran para el grupo generador-transformador de una central termoeléctrica se muestran en la Figura 2.1 [29],[30],[31],[42],[43],[46],[49],[50],[51],[58].

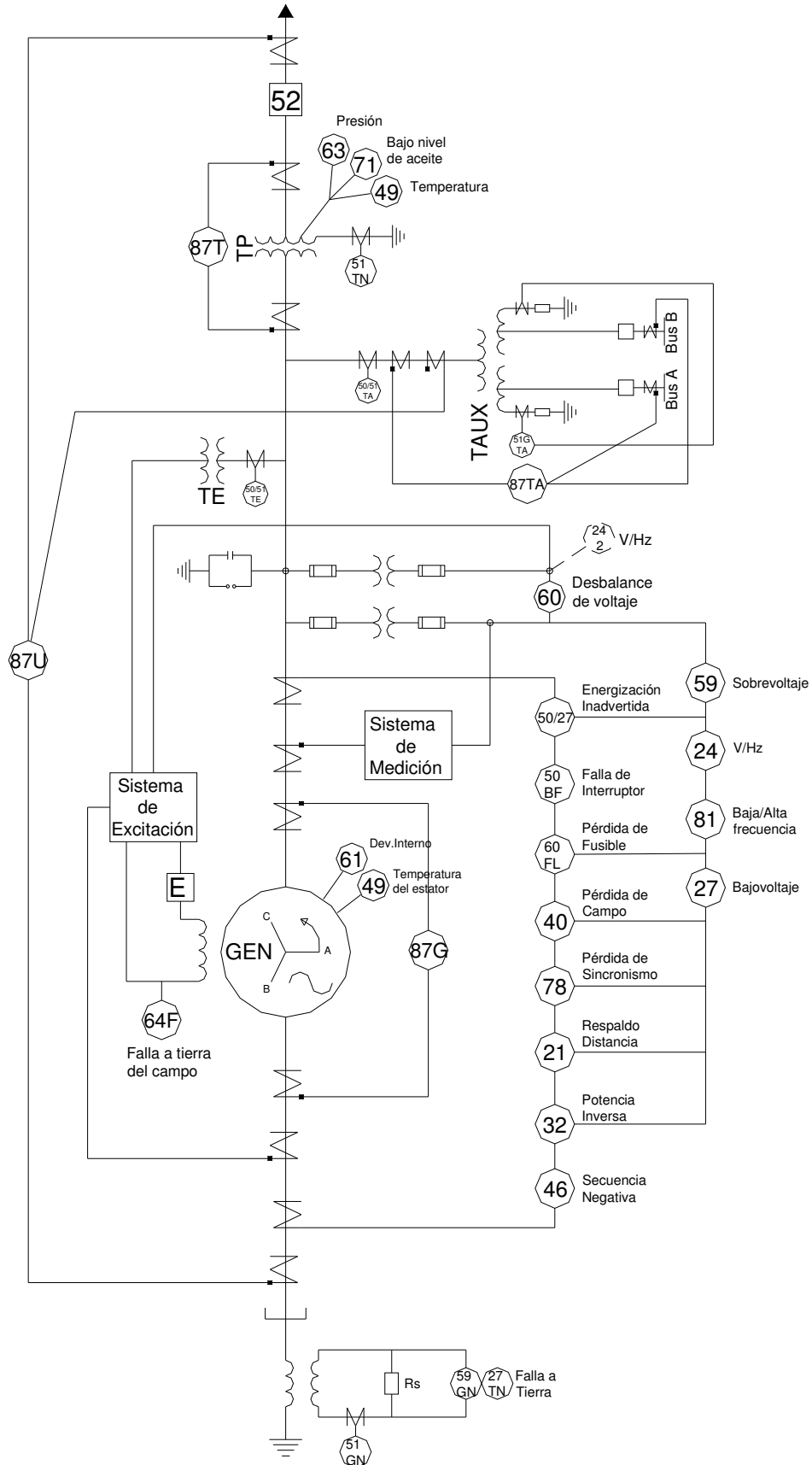


Figura 2.1. Diagrama Unifilar de Protecciones del Grupo Generador-Transformador.



La información del sistema equivalente en el punto de conexión del sistema de prueba a estudiar es la siguiente [44],[48]:

Tabla 2.1. Características del Sistema Equivalente.

Datos.	Simbolo.	Valor.	Unidades.
Potencia Base.	MVAbase	100	MVA
Voltaje Base.	KVbase	230	KV
Corriente de Cortocircuito.	I c.c.	21.033	KA
Potencia de Cortocircuito.	MVA c.c.	8378.952	MVA
Reactancia Equiv. del Sist.	MVAbase/MVAc.c.	0.01193	p.u.

El relevador usado para la protección de los Generadores con Turbina de Combustión (CTG) es:

Relevador Tipo M-3425A, Protección de Generador, Marca. Beckwith Electric. Co. Inc [58].

La configuración del sistema de protección del relevador es la siguiente:

Frecuencia Nominal:	60 Hz.
Corriente secundaria del TC:	5 A.
Secuencia de Fases:	A-B-C.
Voltaje nominal:	69 V.
Corriente nominal:	3.88 A.
Selección de la magnitud 27/59:	RMS.
Configuración del TP:	Línea a tierra.
Transformador de Unidad Delta-Estrella:	Habilitado.
Fase-dividida:	Deshabilitado.
Relevador pulso:	No seleccionado.
Sello del relevador-en tiempo:	60 ciclos.
Relación de los TP's de fase:	133.333.
Relación de los TC's de fase:	2000.
Relación del TC de neutro:	N/A.
Relación del TP de neutro:	66.7.
Estado Activo de la entrada 1 a 6:	cerrada.

Las funciones de protección usadas en este relevador son las siguientes:

- Función de Distancia (21).
- Función de Sobre Excitación V/Hz (24).
- Función de Bajo Voltaje en el Neutro de Tercer Armónica (27TN).
- Función de Potencia Inversa (32).
- Función de Pérdida de Campo (40).
- Función de Secuencia Negativa de Fase (46).
- Función de Energización Inadvertida (50/27).
- Función de Sobre Voltaje (59).
- Función de Falla a tierra (59N).
- Función de Falla de Fusible del TP (60FL).
- Función de Pérdida de Sincronismo (78).
- Función de Baja/Alta Frecuencia (81).
- Función Diferencial de fase (87).

2.2 PROTECCIÓN DEL GENERADOR.

Los criterios para el cálculo de los ajustes de cada una de las funciones del sistema de protección integral del generador se muestran en el apéndice A. La metodología fue realizada para la protección de las unidades generadoras: CTG-1A, CTG-1B y CTG-1C. Así como al final de este subcapítulo se presenta un resumen de los ajustes para la protección de la unidad de generadora de vapor: STG-1X, del sistema de prueba.

Las características de los Generadores con Turbina de Combustión (CTG-1A,1B,1C) son las siguientes [45],[46]:

Tabla 2.2. Características de las Unidades CTG's.

Datos Principales.	Simbolo.	Valor.	Unidades.
Potencia Aparente de Salida.	S_n	215	MVA
Potencia Real de Salida.	P_n	193.5	MW
Voltaje en Terminales.	V_n	16.0	KV
Corriente de Linea.	I_n	7758	A
Factor de Potencia.	$\text{Cos}\phi$	0.90	-
Frecuencia.	F_n	60	Hz
Velocidad Nominal.	N_n	3600	Rpm
Relación de cortocircuito.	-	0.64	-
Presión del Hidrogeno.	-	30	Psig

Reactancias.	Simbolo.	Valor.	Unidades.
Reactancia Sincronía Eje d.	X_d	1.60	p.u.
Reactancia Transitoria sat. Eje d.	X'_d	0.238	p.u.
Reactancia Subtransitoria sat. Eje d.	X''_d	0.197	p.u.
Reactancia Sincronía Eje q.	X_q	1.5	p.u.
Reactancia Transitoria sat. Eje q.	X'_q	0.408	p.u.
Reactancia Subtransitoria sat. Eje q.	X''_q	0.196	p.u.
Reactancia de Secuencia Negativa sat.	X_2	0.196	p.u.
Reactancia de Secuencia Cero sat.	X_0	0.045	p.u.

Constantes de Tiempo.	Simbolo.	Valor.	Unidades.
Transitorio cortocircuito trifasico.	$T'd_3$	0.874	p.u.
Subtransitorio cortocircuito trifasico.	$T''d_3$	0.035	p.u.

2.2.1 Protección Diferencial del Generador 87G [1],[2],[4],[5],[6],[8],[9],[15],[30],[31],[42],[43],[45].

Cálculo de las impedancias en por unidad del sistema considerando la potencia del generador como base:

Para el generador: $X_{\text{GEN}} = 0.197 (215/215) = 0.197 \text{ p.u.}$

Para el transformador: $X_{\text{TRANS}} = 0.111(215/205) = 0.1164 \text{ p.u.}$

Para el sistema: $X_{\text{SIST}} = 0.01193(215/100) = 0.02565 \text{ p.u.}$

El circuito equivalente para la falla trifásica en el punto **F**, se muestra en la Figura 2.2.1.1.

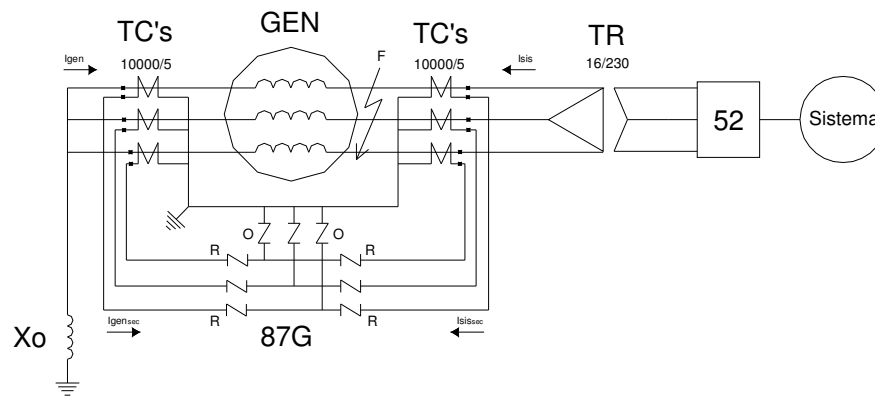
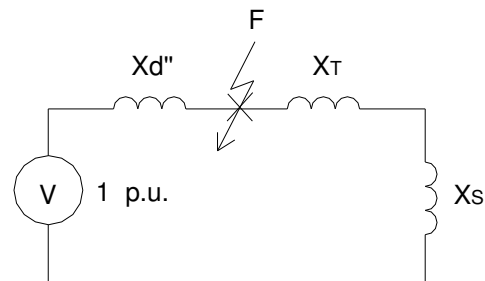


Figura 2.2.1.1 Protección Diferencial del Generador.

La impedancia equivalente en el punto **F** de la Figura 2.2.1.1, se muestra en el circuito equivalente de la Figura 2.2.1.2.



Red de Secuencia Positiva.

Figura 2.2.1.2. Red de Secuencia para la Falla Trifásica en el Bus de 16 KV.

$$Z_{eq} = \frac{Z_{gen}(Z_{tr} + Z_{sist})}{Z_{gen} + (Z_{tr} + Z_{sist})} = \frac{0.197(0.1421)}{0.197 + (0.1421)} = 0.08255 \text{ p.u.} \quad (2.1)$$

$$I_{cc} = \frac{V_{p.u.}}{Z_{eq}} = \frac{1}{0.08255} = 12.1139 \text{ p.u.} \quad (2.2)$$

$$I_{cc} = I_{cc}(In) = 12.1139(7758) = 93979.636 \text{ Amp} \quad (2.3)$$

La corriente que circula en los secundarios de los TC's en el lado del neutro del generador es la siguiente:

$$I_{N_{gen}} = 12.1139 \left(\frac{0.1421}{0.197 + 0.1421} \right) = 5.076 \text{ p.u.}$$

$$I_{N_{gen}} = 5.076(7758) = 39381.935 \text{ Amp}$$

$$RTC = \frac{I_p}{I_s} = \frac{10000}{5} = 2000 \quad (2.4)$$

$$I_{N_{gen \text{ sec}}} = \left(\frac{39381.935}{2000} \right) = 19.691 \text{ Amp.}$$

La corriente que circula en los secundarios de los TC's en el lado del sistema del generador es la siguiente:

$$I_{S_{gen}} = 12.1139 \left(\frac{0.197}{0.197 + 0.1421} \right) = 7.038 \text{ p.u.}$$



$$I_{Sgen} = 7.038(7758) = 54600.804 \text{ Amp.}$$

$$I_{Sgen \text{ sec}} = \left(\frac{54600.804}{2000} \right) = 27.301 \text{ Amp.}$$

Ajuste de la función 87 en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de falla trifásica opere la protección, las características del relevador 87G son las siguientes [58]:

- Corriente de operación ajustable de 0.2 a 3 Amp.
- Pendiente ajustable de 1 al 100%.
- Tiempo de operación de 1 a 8160 ciclos.

La corriente que circula por la bobina de operación del relevador es:

$$I_o = I_{Sgen \text{ sec}} + I_{Ngen \text{ sec}} = 27.301 + 19.691 = 46.992 \text{ Amp.} \quad (2.5)$$

La pendiente del relevador diferencial es:

$$\% \text{tg } \alpha = \frac{\frac{I_1 - I_2}{I_1 + I_2} \times 100}{2} = \frac{27.301 - 19.691}{27.301 + 19.691} = \frac{7.61}{23.496} \times 100 = 32.39\% \quad (2.6)$$

La corriente nominal en el secundario de los TC's es:

$$I_{nsec} = \frac{I_{nprim}}{RTC} = \frac{7758}{2000} = 3.879 \text{ Amp.}$$

De acuerdo con las recomendaciones del fabricante del relevador, se recomienda un ajuste de $I_o = 10\% I_n$, es decir, con una pendiente del 10%.

El relevador arranca en $I_o(I_n) = 0.1(5) = 0.5 \text{ Amp.}$

El ajuste recomendado por el fabricante es 0.20 Amp.

El tiempo de operación deberá ser instantáneo, por lo que se elige 1 ciclo (16.6 ms).

2.2.2 Protección de Falla a Tierra del Generador 59GN/27TN [1],[2],[4],[5],[6],[8],[9],[14],[20],[30],[31],[32],[42],[43],[45].

Cálculo del transformador de puesta a tierra.

Los datos a especificar para el transformador de puesta a tierra son los siguientes:

- La tensión del primario; $V_p = 16 \text{ KV.}$
- La tensión del secundario es un valor normalizado; $V_s = 240 \text{ V.}$
- La potencia nominal en KVA: corresponde al valor de potencia de cortocircuito, considerando la corriente de falla que puede circular a través del transformador por un tiempo máximo de un minuto.

La capacitancia equivalente del grupo generador-transformador bus de fase aislada y transformadores auxiliares se dan de acuerdo al fabricante del equipo, el arreglo del equipo se muestra en la Figura 2.2.2.1.

- Capacitancia de una fase a tierra del estator del generador = $0.3 \mu\text{f/fase.}$
- Capacitancia del bus de fase aislada más la del transformador principal y el de servicios auxiliares con respecto a tierra = $0.005 \mu\text{f/fase.}$

- Capacitancia de los capacitores en el apartarrayos del generador = 0.125 $\mu\text{f}/\text{fase}$.

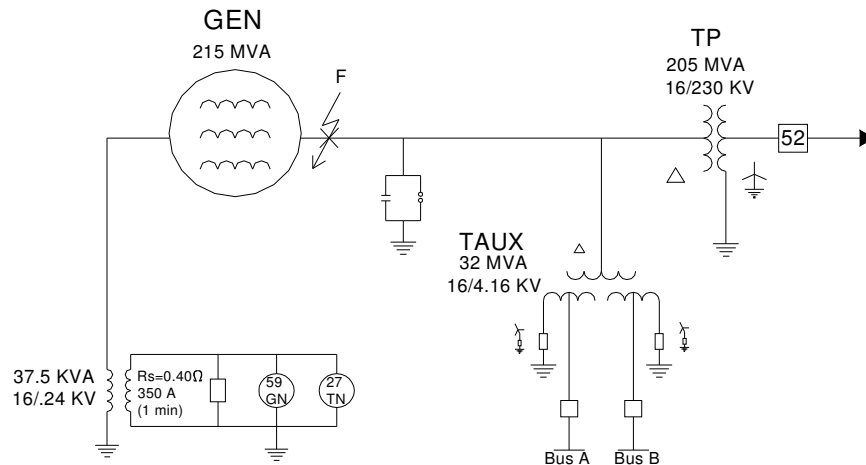


Figura 2.2.2.1. Arreglo del Grupo Generador-Transformador bus de Fase Aislada y Transformador de Servicios Auxiliares.

La relación de transformación seleccionada por el fabricante es: $a = \frac{V_p}{V_s} = \frac{16}{0.240} = 66.666$ (2.7)

Para determinar la potencia del transformador, se determina la resistencia de carga en el secundario, para esto se calcula primero la resistencia del neutro en el lado primario que debe cumplir con la condición $R_n \leq \frac{1}{3} X_{co}$. (2.8)

Su valor debe ser tal que no permita la resonancia.

Donde:

$$X_{co} = \frac{1}{2\pi f C_o} \text{ es la reactancia capacitiva equivalente.} \quad (2.9)$$

$$C_o = C_{og} + C_{obus} + C_{oap} = 0.3 + 0.005 + 0.125 = 0.43 \mu\text{f} \quad (2.10)$$

A una frecuencia de 60 Hz, la reactancia capacitiva de fase a tierra es:

$$X_{co} = \frac{1}{2\pi \times 60 \times (0.43 \times 10^{-6})} = 6168.8 \Omega$$

$$\text{El valor de la resistencia en el primario: } R_n \leq \frac{1}{3} X_{co} \Rightarrow \frac{6168.8}{3} = 2056.27 \Omega$$

La resistencia referida al devanado secundario del transformador de puesta a tierra es:

$$R_n = R_s(a^2) \Rightarrow R_s = \frac{R_n}{a^2} = \frac{2056.27}{(66.666)^2} = 0.463 \Omega \quad (2.11)$$

En este sistema se da un valor de resistencia $R_s = 0.40 \Omega$, este valor visto en el primario del transformador de puesta a tierra es:

$$R_n = R_s(a^2) \Rightarrow R_n = 0.40(66.666)^2 = 1777.74 \Omega.$$

La impedancia equivalente del circuito considerando las tres redes de secuencia para el cálculo de la falla a tierra en el bus de 16 KV, se muestra en la Figura 2.2.2.2.

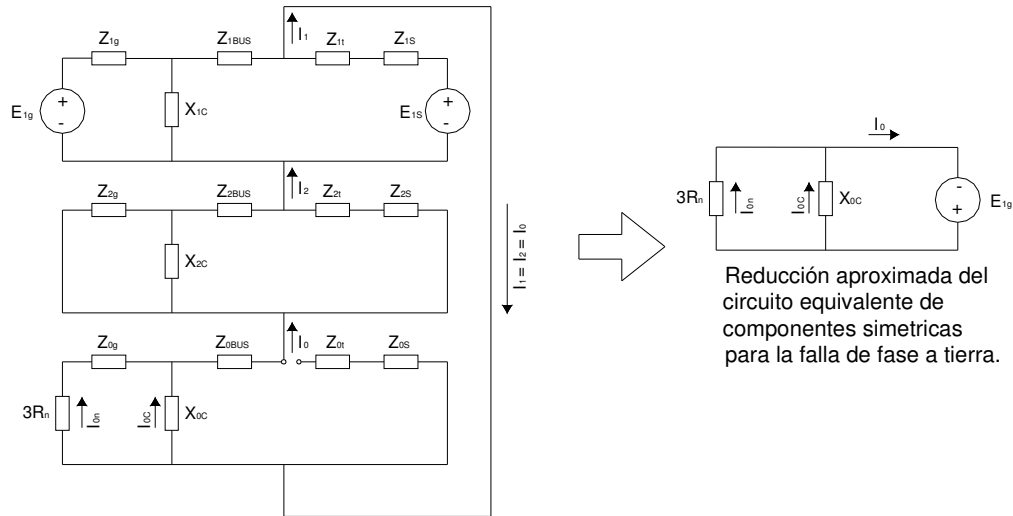


Figura 2.2.2.2 Redes de Secuencia Positiva (+), Negativa (-) y Cero(0) para la Falla de Fase a Tierra en el Bus de 16 KV.

Como la resistencia y reactancia de secuencia cero son mucho mayores que las reactancias de secuencia positiva y negativa, se pueden despreciar las impedancias equivalentes de secuencia positiva y negativa, por lo que solamente se considera la impedancia equivalente de secuencia cero.

La impedancia equivalente del sistema es:

$$Z_{eq} = \frac{3R(-jX_{co})}{3R + (-jX_{co})} = \frac{3(1777.74)(-j6168.8)}{3(1777.74) + (-j6168.8)} = \frac{32899567.54 \angle -90}{5333.22 - j6168.8} = 4034.485 \angle -40.84^\circ \Omega \quad (2.12)$$

La corriente de secuencia cero:

$$I_0 = \frac{E_{1g}}{Z_{eq}} = \frac{16000/\sqrt{3}}{4034.485 \angle -40.84} = \frac{9237.604 \angle 0^\circ}{4034.485 \angle -40.84} = 2.29 \angle 40.84^\circ \text{ A.} \quad (2.13)$$

La corriente de falla a tierra es:

$$I_f = 3I_0 = 3(2.29 \angle 40.84^\circ) = 6.87 \angle 40.84^\circ = 5.197 + j4.493 \text{ A.} \quad (2.14)$$

La corriente a través de la resistencia de carga en el devanado secundario es:

$$I_{sec} = I_{Ra} = 5.197 \left(\frac{16}{0.240} \right) = 346.467 \text{ A.} \quad (2.15)$$

El voltaje en la resistencia de carga es:

$$V_R = I_{sec}(R) = 346.467(0.40) = 138.59 \text{ V.} \quad (2.16)$$

Con este valor de corriente, la potencia del transformador si es que opera en forma continúa es:

$$KVA = \frac{V_s(I_{sec})}{1000} = \frac{240(346.467)}{1000} = 83.152 \text{ KVA.} \quad (2.17)$$

Como la falla solo puede tener una duración de 1 minuto, por lo tanto se aplica un factor de decremento para un minuto: F.D.= 21%.

$$KVA = F.D. \times KVA \text{ cont} = 0.21(83.152) = 17.46 \text{ KVA} \quad (2.18)$$

El transformador utilizado por el fabricante del generador es: 37.5 KVA.



Ajuste de la función 59GN/27TN en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de falla a tierra opere la protección, las características del relevador 59GN son las siguientes [58]:

- Voltaje de operación ajustable de 5 a 180 V.
- Retraso de tiempo de operación de 1 a 8160 ciclos.

Como el voltaje en la resistencia es: $V_R = I_{sec}(R) = 346.47(0.40) = 138.59 \text{ V}$, durante la falla de fase a tierra en las terminales del generador, el relevador también verá este voltaje.

El relevador 59GN protege el 95% del devanado del estator, por lo que el ajuste es:

Voltaje de arranque del relevador = $0.05 (138.59) = 6.93 \text{ V} \approx 7 \text{ V}$.

Si los TP's conectados a las terminales del generador están conectados en estrella aterrizada - estrella aterrizada. El tiempo de operación deberá coordinarse con los fusibles de los TP's para fallas en su secundario. Además fallas a tierra en el sistema pueden inducir voltajes de secuencia cero al generador debido a las capacitancias de acoplamiento del transformador, por lo que también, el tiempo de operación deberá coordinarse con el peor caso de voltaje de interferencia por acoplamiento capacitivo de falla a tierra que pueda presentarse para fallas externas.

Una recomendación para el ajuste del tiempo de operación, es fijar un tiempo del orden de 2 segundos para la falla que da el voltaje máximo (138.59 V), resultando con un tiempo mayor para todas las demás fallas.

Las características del relevador 27TN son las siguientes [58]:

- Voltaje de operación ajustable de 0.10 a 14 V.
- Bloqueo de voltaje de secuencia positiva (Inhibición bajo voltaje) de 5 a 180 V.
- Retraso de tiempo de operación de 1 a 8160 ciclos.

El relevador 27TN protege el 5% del devanado del estator más cercano al neutro del generador. Para el ajuste del 27TN se requiere el dato específico del voltaje de tercera armónica presente en el neutro, medido bajo diferentes condiciones de operación del generador. Debido a que este voltaje varía bajo distintas condiciones de operación y también depende del diseño del generador, el ajuste dado para un generador puede ser muy sensible para este pero insensible para otro.

El ajuste recomendado por el fabricante es 50% del voltaje mínimo de tercera armónica medido durante varias condiciones de carga del generador.

El ajuste de la inhibición de bajo voltaje deberá ser alrededor del 80% al 90% del voltaje nominal.

El voltaje de arranque del relevador = 0.30 V.

El tiempo de operación es 300 ciclos (5 seg).

El ajuste de inhibición de bajo voltaje es 55 V.

2.2.3 Protección Contra Pérdida de Excitación 40G [1],[2],[3],[4],[5],[6],[8],[9],[14],[17],[18],[19],[30],[31],[42],[43],[45].

El esquema de esta protección y el sistema equivalente se muestran en la Figura 2.2.3.1.

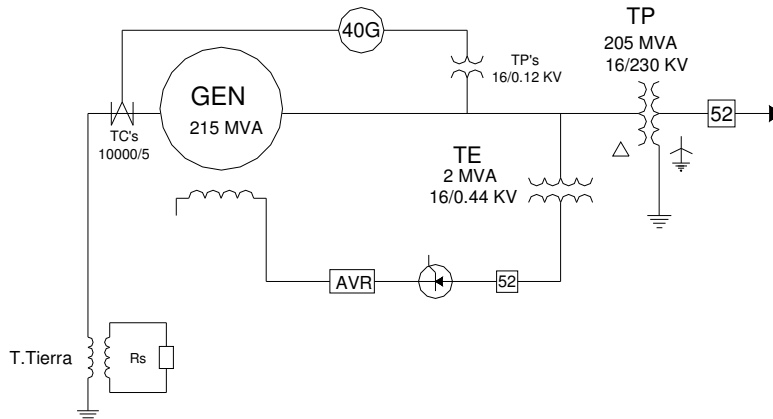


Figura 2.2.3.1. Protección Contra Pérdida de Excitación 40G.

El relevador de distancia utilizado es del tipo mho de dos zonas con característica mho desplazada orientada hacia la parte negativa de X en el diagrama R-X, como se muestra en la Figura 3.2.3.2.

La relación de transformación de los TC's es de 2000:1 la corriente en el secundario es:

$$I_s = \frac{I_p}{RTC} = \frac{7758}{2000} = 3.879 \text{ A.}$$

La relación de transformación de los TP's es de 133.333:1 el voltaje en el secundario es:

$$V_s = \frac{V_p}{RTP} = \frac{16000}{133.333} = 120 \text{ V.}$$

Sustituyendo los valores de las reactancias del generador presentadas en la tabla 3.2.

$$\text{El alcance es: } X_A = X_d + \frac{X'd}{2} = 1.60 + \frac{0.238}{2} = 1.719 \text{ p.u.} \quad (2.19)$$

$$\text{El desplazamiento es: } X_B = \frac{X'd}{2} = \frac{0.238}{2} = 0.119 \text{ p.u.} \quad (2.20)$$

El diámetro de la zona 1 es: $D_1 = 1 \text{ p.u}$

El diámetro de la zona 2 es: $D_2 = X_d = 1.60 \text{ p.u}$

El valor en ohms a la base del generador en el secundario será:

$$Z_{base} = \frac{KV_{base}^2 (RTC)}{MVA_{base} (RTP)} = \frac{16^2 (2000)}{215(133.333)} = 17.86 \ \Omega \quad (2.21)$$

Por lo que, el valor en ohms a la base del generador de X_A , X_B , D_1 y D_2 en el secundario es:

$$X_A = 1.719(17.86) = 30.70 \ \Omega$$

$$X_B = 0.119(17.86) = 2.125 \ \Omega$$

$$D_1 = 1.0(17.86) = 17.86 \ \Omega$$

$$D_2 = 1.60(17.86) = 28.57 \ \Omega$$

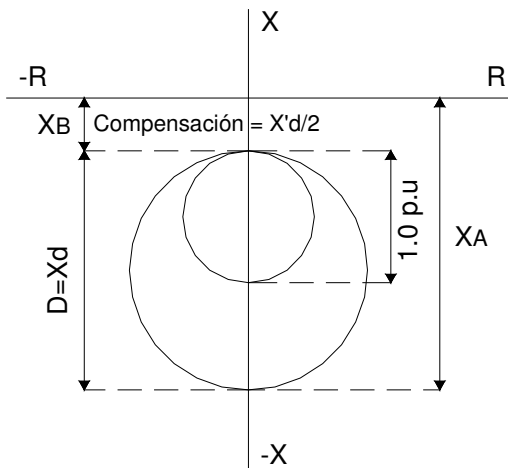


Figura 2.2.3.2. Ajustes del Relevador Tipo Mho Desplazado.

El ajuste del relevador de acuerdo a la curva del generador se hará a la máxima presión de hidrogeno para este generador es: 30 psig = 3.164 kg/cm².

Considerando una potencia base $MVA_{base}=215$ MVA.

$$MVA = \sqrt{MW^2 + MVAR^2} \quad (2.22)$$

$$\Phi = \text{tg}^{-1} \frac{MVAR}{MW} \quad (2.23)$$

$$Z = \frac{MVA_{base} KV^2}{MVA} \quad (2.24)$$

Considerando el voltaje 1.0 p.u.

Para el punto: P=50 MW, Q=120 MVAR, se tiene el siguiente ángulo:

$$\Phi = \text{tg}^{-1} \frac{-120}{50} = -67.38^\circ \text{ y una impedancia } Z = 215 \left(\frac{1^2}{130} \right) = 1.654 \angle -67.38^\circ \text{ p.u.}$$

Para los puntos siguientes de operación de potencia activa y reactiva el valor de impedancia se muestra en la tabla 2.2.3.

Tabla 2.2.3. Valores de impedancia y ángulo con diferentes valores de potencia.

P	Q	S	R	-jX	Z ∠ °
0	118	118	0	-1.82	1.82 ∠ -90 °
20	122	123.63	0.28	-1.72	1.74 ∠ -80.7 °
40	127	133.15	0.48	-1.54	1.61 ∠ -72.5 °
50	120	130	0.63	-1.52	1.65 ∠ -67.4 °
100	103	143.56	1.04	-1.07	1.49 ∠ -45.8 °
150	80	170	1.11	-0.59	1.26 ∠ -28.1 °
193.5	93.71	215	0.9	-0.43	1 ∠ -25.84 °
200	71	212.23	0.95	-0.34	1.01 ∠ -19.5 °

La curva de estabilidad en estado estable es: P=0.0, Q=145 MVAR.

$$Z = 215 \left(\frac{1}{145} \right) = 1.48 \angle -90 \text{ p.u}$$

Los valores de ajuste se eligen de manera tal que las curvas del relevador queden entre la curva de mínima excitación y la curva de estabilidad en estado estable.

Ajuste de la función 40G en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de ajuste opere la protección, las características del relevador 40G son las siguientes [58]:

- Diámetro del círculo 1 (zona 1) ajustable de 0.1 a 100 Ω
- Desplazamiento zona 1 ajustable de -50 a 50 Ω
- Retraso de tiempo de operación zona 1 de 1 a 8160 ciclos.
- Diámetro del círculo 2 (zona 2) ajustable de 0.5 a 500 Ω
- Desplazamiento zona 2 ajustable de -250 a 250 Ω
- Retraso de tiempo de operación zona 2 de 1 a 8160 ciclos.

Los ajustes del relevador de acuerdo con los cálculos realizados son:

Diámetro zona 1= 17.9 Ω

Desplazamiento zona 1= -2.1 Ω

Retraso de tiempo de operación zona 1= 5 ciclos (8.3 ms).

Diámetro zona 2= 28.6 Ω

Desplazamiento zona 1= -2.1 Ω

Retraso de tiempo de operación zona 1= 30 ciclos (0.5 s).

2.2.4 Protección Contra Corrientes de Secuencia Negativa 46G [1],[2],[4],[5],[6],[8],[9],[14],[20],[21],[30],[31],[34],[35],[42],[43],[45].

El esquema de esta protección y el sistema equivalente se muestran en la Figura 2.2.4.1, se determina la falla de fase a fase en las terminales del generador, tomando la potencia del generador como potencia base, y se refieren los datos de los demás elementos del sistema a la misma base.

$$X_{\text{Gen}} = 0.197 (215/215) = 0.197 \text{ p.u.}$$

$$X_{\text{Sist}} = 0.01193(215/100) = 0.02565 \text{ p.u.}$$

$$X_{\text{Transf}} = 0.111(215/205) = 0.1164 \text{ p.u.}$$

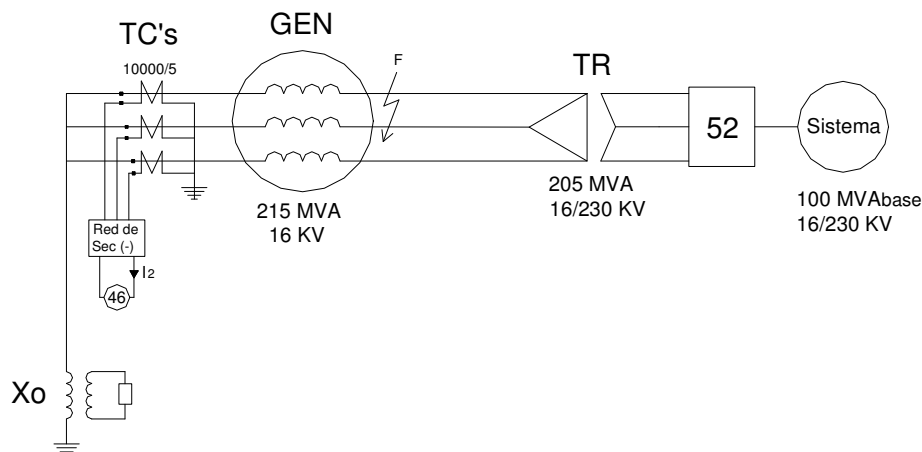


Figura 2.2.4.1 Protección contra Corrientes de Secuencia Negativa 46G.

Las redes de secuencia del sistema equivalente son las que se muestran en la Figura 2.2.4.2.

Las impedancias de secuencias equivalentes son:

$$X_1 = \frac{X_{1g}(X_{1T} + X_{1S})}{X_{1g} + (X_{1T} + X_{1S})} = \frac{0.197(0.1164 + 0.02565)}{0.197 + 0.1164 + 0.02565} = 0.0825 \text{ p.u.} \quad (2.25)$$

$$X_2 = \frac{X_{2g}(X_{2T} + X_{2S})}{X_{2g} + (X_{2T} + X_{2S})} = \frac{0.196(0.1164 + 0.02565)}{0.196 + 0.1164 + 0.02565} = 0.08234 \text{ p.u.} \quad (2.26)$$

La corriente de falla de línea a línea es:

$$I_1 = -I_2 = \frac{E_1}{X_1 + X_2} = \frac{1.0}{0.0825 + 0.08234} = 6.0665 \text{ p.u.} \quad (2.27)$$

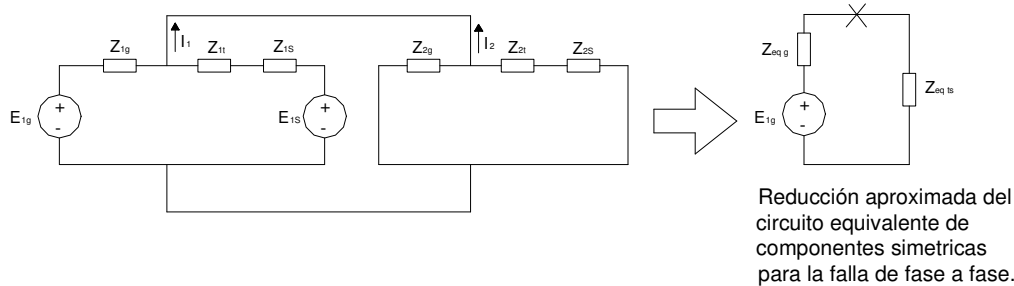


Figura 2.2.4.2 Redes de Secuencia Positiva (+) y Negativa (-) para la Falla de Fase-Fase.

De acuerdo al diseño del generador, el valor de K es:

$$K = I_2^2 t = 8 \quad (3.28)$$

El tiempo máximo permitido de falla es:

$$t = \frac{K}{I_2^2} = \frac{8}{(6.0665)^2} = 0.2174 \text{ s.}$$

La corriente de secuencia negativa continua que permite el generador es:

$$I_2 = 10\% = 0.10 \text{ p.u.}$$

La corriente base del generador es:

$$I_{base} = \frac{MVA \times 10^3}{\sqrt{3} \text{ KV}} = \frac{215000}{\sqrt{3}(16)} = 7758.14 \text{ A.} \quad (2.29)$$

$$I_{base_{sec}} = \frac{7758.14}{2000} = 3.88 \text{ A.}$$

La corriente de secuencia negativa en operación continua en el secundario es:

$$I_2 = I_{base_{sec}}(I_2 \text{ p.u.}) = 3.88(0.10) = 0.388 \text{ A.}$$

La corriente de falla de secuencia negativa en el secundario es:

$$I_2 = 6.0665(3.88) = 23.54 \text{ A.}$$

Ajuste de la función 46G en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de ajuste opere la protección, las características del relevador 46G son las siguientes [58]:

Característica de Tiempo Inverso:

- Corriente de operación ajustable de 3 a 100%.

- Dial de Tiempo $K = I_2^2 t$ ajustable de 1 a 95.
 - Retraso de tiempo de operación máximo de 600 a 65500 ciclos.
- Los ajustes del relevador de acuerdo con los cálculos realizados son:
 Corriente de operación = 10% ó 0.10 p.u.
 Dial de Tiempo $K = 8$.

Retraso de tiempo de operación máximo = 30000 ciclos (500 s).

Se recomienda comparar con los ajustes del relevador 50 FI y la protección primaria de la línea por I_2 , para el caso en el que se presente una falla entre fases en la línea que sale del nodo del generador y el interruptor falla al abrir, el tiempo total para liberar la falla, no debe exceder la capacidad de $I_2^2 t$ del generador y debe coordinarse con el relevador 46G.

2.2.5 Protección contra Potencia Inversa del Generador 32G [1],[2],[3],[4],[5],[6],[8],[9],[30],[31],[42],[43],[45].

El esquema de esta protección y el sistema equivalente se muestran en la Figura 2.2.5.

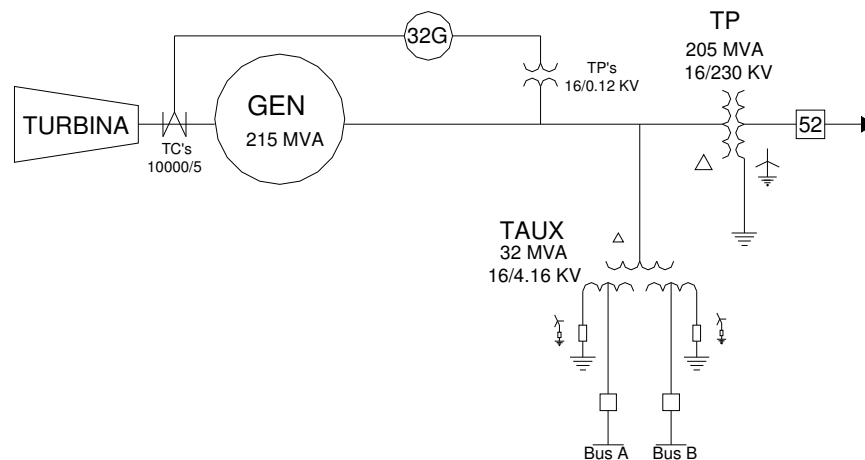


Figura 2.2.5. Protección contra Potencia Inversa del Generador.

Considerando que el generador es accionado por una turbina de vapor sin condensador, para esta turbina la potencia de motorización está en un rango de más del 3% de la potencia nominal. Se ajusta al 7% de la potencia nominal.

La potencia de motorización es:

$$P_{\text{mot}} = 0.07(193.5) = 13.545 \text{ MW.}$$

La corriente que circula con esta potencia es:

$$I_p = \frac{13.545(10^3)}{\sqrt{3}(16)(0.9)} = 543.07 \text{ A.} \quad (2.30)$$

La corriente en el secundario de los TC's es:

$$I_s = \frac{543.07}{2000} = 0.272 \text{ A.}$$

El voltaje en el secundario de los TP's es:

$$V_s = \frac{16000}{133.333} = 120 \text{ V.}$$

La potencia en el secundario, con un factor de potencia unitario:

$$P_{\text{mot sec}} = \sqrt{3} (120)(0.272) (1) = 56.534 \text{ W.} \quad (2.31)$$

La potencia nominal del relevador es:

$$P_{\text{n relevador}} = 3 (69.282)(3.88) (0.9) = 725.8 \text{ W.}$$

El porcentaje de la potencia nominal es:

$$\%P_n = \frac{56.534}{725.8} (100) = 7.78 \%. \quad (2.32)$$

Este valor en por unidad:

$$P_n = \frac{0.6}{100} = 0.006 \text{ p.u.} \quad (2.33)$$

El ajuste de tiempo corto con válvulas principales de vapor cerradas.

$$t_1 = 2.0 \text{ s.}$$

Ajuste de tiempo largo, de acuerdo a los datos de la turbina que permite que se motorice por un tiempo máximo de 60 s, se selecciona un $t_2 = 10 \text{ s}$.

Ajuste de la función 32G en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de ajuste opere la protección, las características del relevador 32G son las siguientes [58]:

- Potencia de operación ajustable de -3.0 a +3.0 p.u.
- Retraso de tiempo de operación ajustable de 1 a 8160 ciclos.

Los ajustes del relevador de acuerdo con los cálculos realizados son:

Potencia de operación = - 8% (-0.080 p.u).

Retraso de tiempo de operación = 600 ciclos (10 s).

2.2.6 Protección Contra Baja/Alta Frecuencia del Generador 81G [1],[2],[4],[5],[6],[8],[9],[30],[31],[33],[37],[42],[43],[45].

El esquema de esta protección y el sistema equivalente se muestran en la Figura 2.2.6.

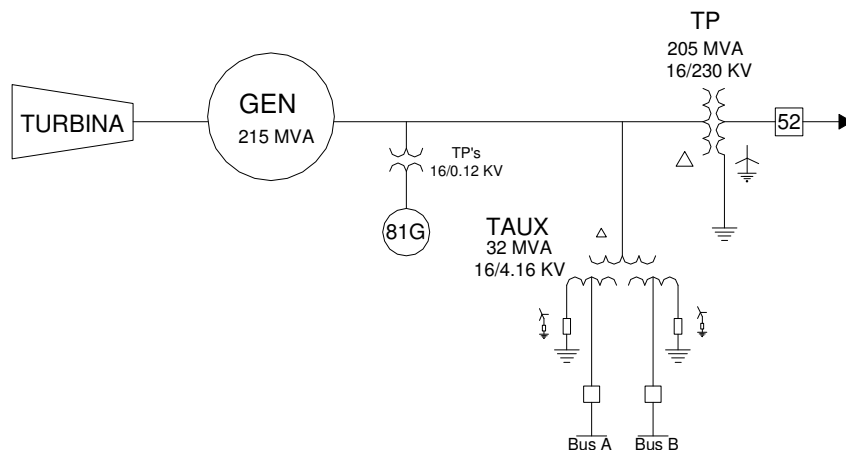


Figura 2.2.6. Protección contra Baja/Alta frecuencia del Generador.

Para el ajuste de esta función se parte de la información específica del fabricante de la turbina (curva de frecuencias límite de operación de la turbina).

Se dan tres escalones de frecuencia–tiempo; dos escalones protegen el rango inferior de la frecuencia límite de operación (protección baja frecuencia) de la turbina. El tercer escalón protege el rango superior de la frecuencia límite de operación (protección alta frecuencia) de la turbina. El margen de seguridad seleccionado es de 15%.

El fabricante de la turbina indica que a 58.5 Hz es posible la operación continua; por lo que se decide ajustar el primer escalón contra baja frecuencia a 58.8 Hz y el segundo escalón a 57.9 Hz. Para el tercer escalón contra alta frecuencia se ajusta a 61.2 Hz, teniendo en cuenta que este será un respaldo a las protecciones propias del gobernador de velocidad.

Ajuste de la función 81G en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de ajuste opere la protección, las características del relevador 81G son las siguientes [58]:

- Frecuencia de operación ajustable de 50.0 a 67.0 Hz.
- Retraso de tiempo de operación ajustable de 3 a 65500 ciclos.

Los ajustes del relevador de acuerdo con los cálculos realizados son:

Primer escalón:

Frecuencia de operación = 58.8 Hz.

Retraso de tiempo de operación = 36000 ciclos (600 s).

Segundo escalón:

Frecuencia de operación = 57.9 Hz.

Retraso de tiempo de operación = 30 ciclos (0.5 s).

Tercer escalón:

Frecuencia de operación = 61.2 Hz.

Retraso de tiempo de operación = 36000 ciclos (600 s).

2.2.7 Protección de Respaldo del Generador (Relevador de Distancia 21G) [1],[2],[4],[5],[6],[8],[9],[20],[30],[31],[42],[43],[45].

El esquema de esta protección y el sistema equivalente se muestran en la Figura 2.2.7.

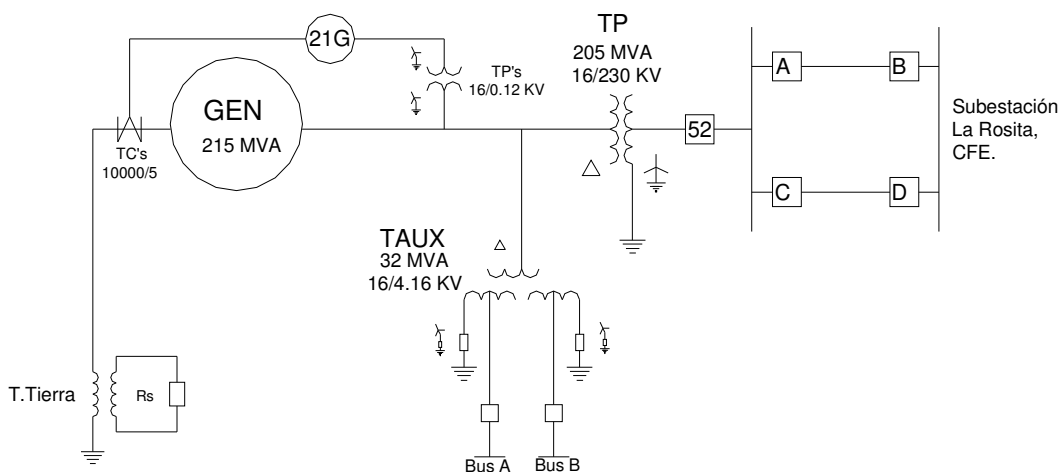


Figura 2.2.7. Protección de Distancia del Generador (21G).

La impedancia del relevador será de acuerdo a la siguiente relación:



$$Z_{rele} = \frac{RTC}{RTP} Z_{prim} \quad (2.34)$$

El ajuste de esta protección se realiza para que vea fallas en el bus más cercano el cual es el de las líneas que van a la subestación “La Rosita” de CFE, como se muestra en la Figura 3.2.7.1. El cálculo se realiza tomando el valor del 20% de la impedancia de una línea:

$$Z_{linea} = 1.3521 + j17.0856$$

$$Z_{20\%linea} = 0.2704 + j3.4171$$

$$Z_{linea} = 3.428 \angle 85.48^\circ \text{ En 230 KV.}$$

$$Z_{linea} = \frac{3.428 \angle 85.48^\circ}{16^2} = 0.01339 \Omega \text{ En 16 KV.}$$

La impedancia del transformador:

$$Z\% = 11.1\%$$

$$Z_{\Omega} = \frac{Z_{pu}(KV)^2}{MVA} \quad (2.35)$$

$$Z = \frac{0.111(16)^2}{205} = 0.1386 \Omega$$

La impedancia que ve el relevador en el lado secundario.

$$Z_{prim} = Z_{linea} + Z_{transf} = 0.01339 + 0.1386 = 0.152 \Omega \quad (2.36)$$

$$Z_{sec} = \frac{2000}{133.333} (0.152) = 2.28 \Omega$$

La impedancia de ajuste del relevador se realiza de acuerdo con lo indicado en el instructivo del fabricante. Típicamente la primera zona es ajustada a un valor de impedancia lo suficiente en exceso de la primera sección de protección externa (típicamente el transformador de unidad) para asegurar la operación para fallas dentro de esa zona. El desplazamiento es usualmente ajustado a cero. El ángulo de la impedancia deberá ser ajustado tan cercanamente como sea posible al ángulo de impedancia actual de la zona que esta siendo protegida.

De acuerdo con los datos proporcionados por el área de transmisión de CFE, la protección primaria de la línea opera para falla máxima en bus lejano en 0.92 s y considerando un margen de 0.1s, el tiempo del relevador 21G será de 1.02 s.

Ajuste de la función 21G en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de ajuste opere la protección, las características del relevador 21G son las siguientes [58]:

- Diámetro del círculo 1 (zona 1) ajustable de 0.1 a 100 Ω
- Compensación zona 1 ajustable de -100 a 100 Ω
- Ángulo de la Impedancia zona 1 de 0° a 90°.
- Retraso de tiempo de operación zona 1 es de 1 a 8160 ciclos.

Los ajustes del relevador de acuerdo con los cálculos realizados son:

$$\text{Diámetro zona 1} = 2.3 \Omega$$

$$\text{Compensación zona 1} = 0.0 \Omega$$

$$\text{Ángulo de la impedancia zona 1} = 89.0^\circ$$

$$\text{Retraso de tiempo de operación zona 1} = 60 \text{ ciclos (1.0 s).}$$

2.2.8 Protección contra Sobrevoltaje del Generador 59G [1],[2],[4],[5],[6],[8],[20],[30],[31],[42],[43],[45].

El esquema de esta protección y el sistema equivalente se muestran en la Figura 2.2.8.

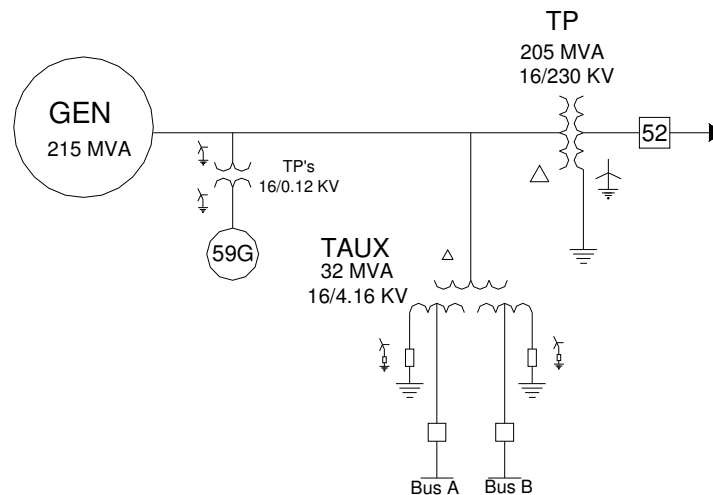


Figura 2.2.8. Protección contra sobrevoltaje del Generador (59G).

Para el ajuste de esta protección se elige solamente el elemento instantáneo; ya que este relevador proporcionara protección para altos sobrevoltajes, además la protección principal estará dada por la protección 24G (V/Hz). Por lo que el ajuste recomendado para el elemento instantáneo es:

$$\text{Voltaje de ajuste} = 1.20 \times V_{\text{operación secundaria}} = 1.20 \times 69.2 = 83 \text{ V.} \quad (2.37)$$

Ajuste de la función 59G en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de ajuste opere la protección, las características del relevador 59G son las siguientes [58]:

- Voltaje de operación ajustable de 5 a 180 V.
- Retraso de tiempo de operación ajustable de 1 a 8160 ciclos.
- Voltaje de entrada seleccionado: Fase o Secuencia positiva.

Los ajustes del relevador de acuerdo con los cálculos realizados son:

$$\text{Voltaje de operación} = 83 \text{ V.}$$

El retraso de tiempo seleccionado, dependera de los criterios de funcionamiento y operación que se requieran; por lo que cada caso será particular.

$$\text{Retraso de tiempo de operación} = 900 \text{ ciclos (15.0 s).}$$

Voltaje de entrada seleccionado: Voltaje de Fase.

2.2.9 Protección contra Sobre Excitación del Generador 24G (V/Hz) [1],[2],[3],[4],[5],[6],[8],[20],[30],[31],[42],[43],[45].

El esquema de esta protección y el sistema equivalente se muestran en la Figura 2.2.9.

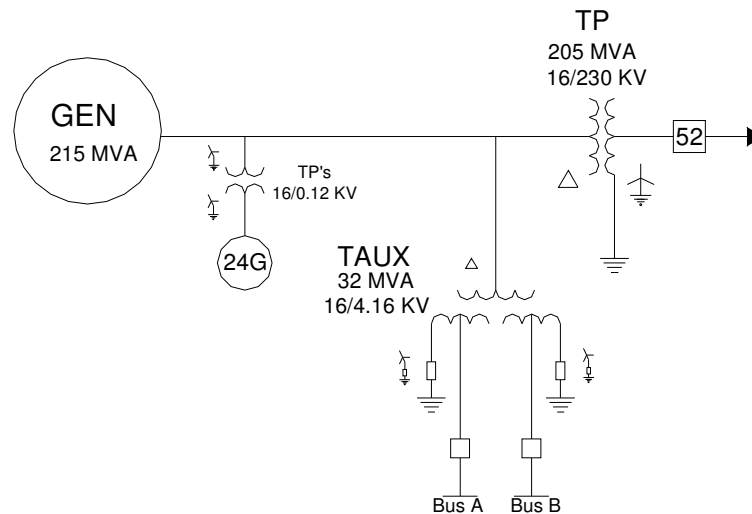


Figura 2.2.9. Protección contra sobre excitación del Generador (24G).

La tecnología moderna en relevadores, permite utilizar un relevador de sobrevoltaje con dos unidades, una de tiempo inverso y otra de tiempo definido. Estos relevadores tienen ajustes distintos para detectar sobrevoltajes de magnitud diferente y responder más rápidamente en los casos más graves.

Se calcula el valor unitario de excitación del generador:

$$\frac{V}{f} (1.0 \text{ p.u.}) = \frac{1.0 \times (16000/133.333)}{60 \text{ Hz}} = 2.0 \text{ V/Hz.} \quad (2.38)$$

Se recomienda detectar condiciones de sobre excitación desde un 10% arriba del valor nominal, y hasta un valor máximo permitido que en este caso será 24%.

Las características del elemento de tiempo definido son las siguientes:

$$1.24 \text{ p.u.} = 1.24 \times 2 = 2.48 \text{ Volts/Hertz.}$$

El ajuste en porciento = 124%

Las características del elemento de tiempo inverso son las siguientes:

$$1.10 \text{ p.u.} = 1.10 \times 2 = 2.2 \text{ Volts/Hertz.}$$

El ajuste en porciento = 110%

Ajuste de la función 24G en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de ajuste opere la protección, las características del relevador 24G son las siguientes [58]:

Las características del elemento de tiempo definido son las siguientes:

- Valor de operación V/Hz ajustable de 100 a 200%.
- Retraso de tiempo de operación ajustable de 30 a 8160 ciclos.

Las características del elemento de tiempo inverso son las siguientes:

- Valor de operación V/Hz ajustable de 100 a 200%.
- Curvas características de tiempo inverso de la #1 a #4.
- Palanca de tiempo Curva #1 de 1 a 100.
- Palanca de tiempo Curva #2 - #4 de 0.0 a 9.0.
- Valor de Reset ajustable de 1 a 999 s (Desde el umbral de disparo).

Los ajustes del relevador de acuerdo con los cálculos realizados y a las características propias del relevador son:

Para el elemento de tiempo definido:

Valor de operación V/Hz = 124%.

El retraso de tiempo = 300 ciclos (5 s).

Para el elemento de tiempo inverso:

Valor de operación V/Hz = 110%.

Curva característica de tiempo inverso = CRV3.

Palanca de tiempo = 2.

Valor de Reset = 200 s.

2.2.10 Protección contra Energización Inadvertida 50/27 [1],[2],[4],[5],[6],[8],[14],[22],[30],[31],[42],[43],[45].

El esquema de esta protección y el sistema equivalente se muestran en la Figura 2.2.10.

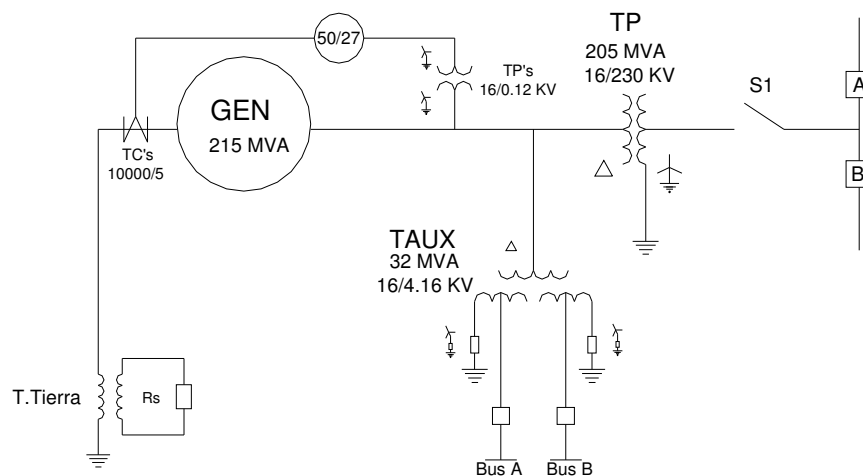


Figura 2.2.10. Protección contra Energización Inadvertida del Generador (50/27).

El ajuste típico del elemento de sobrecorriente es:

$I_{op\ secundaria} = 0.5\text{ A}$.

Un ajuste típico para el elemento de bajo voltaje es 50% a 70% del voltaje nominal (en algunos casos este puede ser ajustado tan bajo como un 20% a 40%).

$V_{control\ secundario} = 0.70 \times V_{operación\ secundario} = 0.70 \times 69 = 48\text{ V}$. (2.39)

Ajuste de la función 50/27 en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de ajuste opere la protección, las características del relevador 50/27 son las siguientes [58]:

Las características del elemento de sobrecorriente (50) son las siguientes:

- Corriente de operación ajustable de 0.5 a 15.0 A.

Las características del elemento de bajo voltaje (27) son las siguientes:

- Voltaje de control ajustable de 5 a 130 V.
- Retraso de tiempo del voltaje de control ajustable de 1 de 8160 ciclos.
- Retardo de tiempo de desprendimiento ajustable de 1 a 8160 ciclos.

Los ajustes del relevador de acuerdo con los cálculos realizados y a las características propias del relevador son:

Para el elemento de sobrecorriente (50) es:

Corriente de operación = 0.5 A.

Para el elemento de bajo voltaje (27) son las siguientes:

Voltaje de control = 48 V.

Retraso de tiempo del voltaje de control = 120 ciclos (2 s).

Retardo de tiempo de desprendimiento = 60 ciclos (1 s).

El retraso de tiempo del voltaje de control se refiere al tiempo para que la unidad de bajo voltaje active la protección. Este tiene que coordinarse con otra protección que cause condiciones de bajo voltaje (el ajuste es típicamente mayor que el ajuste dado a la protección 21 y 51V).

El retraso de tiempo de desprendimiento se refiere al tiempo para que la unidad de bajo voltaje desactive la protección cuando el voltaje se incrementa arriba del valor de voltaje de control o el generador es puesto en línea.

2.2.11 Protección contra Pérdida de Sincronismo 78G [1],[2],[3],[4],[5],[6],[8],[23],[30],[31],[42],[43],[45].

El esquema de esta protección y el sistema equivalente se muestran en la Figura 2.2.11.1.

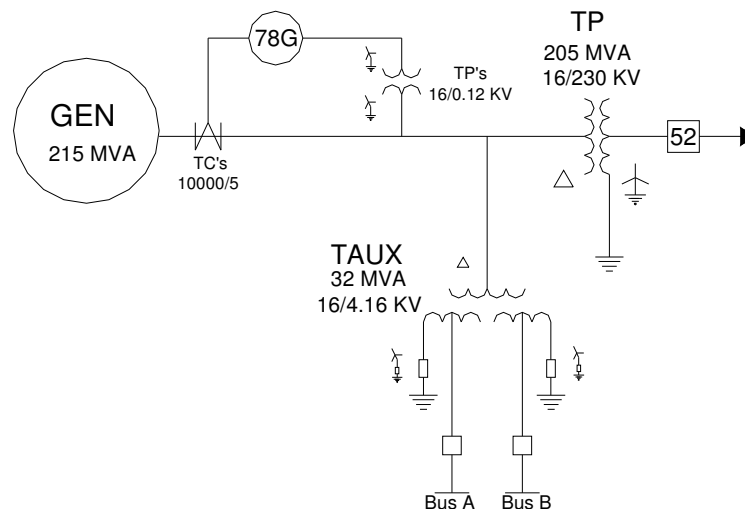


Figura 2.2.11.1 Protección de Pérdida de Sincronismo del Generador (78G).

El esquema de protección utilizado es el de limitadores A y B con un elemento supervisor tipo MHO. Las características de operación del relevador, están definidas por la región interior del círculo de tipo MHO, la región a la derecha del limitador A y la región a la izquierda del limitador B.

Se realizan los ajustes, considerando las reactancias a la base del generador:

El ajuste típico del diámetro del elemento Mho = $1.5X_T + 2X'_d$ (2.40)

Sustituyendo valores de reactancias del generador y transformador mostradas en las tablas 3.2 y 3.3.1 respectivamente.

Diámetro = $1.5(0.1164) + 2(0.238) = 0.6506$ p.u.

$$\text{Diam} = \frac{(16)^2 (2000)(0.6506)}{215(133.333)} = 11.7 \Omega$$

El ajuste típico del desplazamiento del diámetro del elemento Mho= $-2X'_d$ (2.41)
 Desplazamiento = $-2(0.238) = -0.476$ p.u.

$$\text{Desplaz} = \frac{(16)^2 (2000)(0.476)}{215(133.333)} = -8.5 \Omega$$

El ajuste típico del ángulo de impedancia (θ)= 90° .

El ajuste típico de la impedancia del limitador = $(1/2)(X'_d + X_T + X_S) \tan(\theta - (\delta/2))$ (2.42)

Un valor típico para δ es 120° .

Limitadores = $(0.5)(0.238 + 0.1164 + 0.02565) \tan(90^\circ - (120^\circ/2)) = 0.1097$ p.u.

$$\text{Limitador} = \frac{(16)^2 (2000)(0.1097)}{215(133.333)} = 1.96 \approx 2 \Omega$$

El retraso de tiempo debe ser ajustado en base a un estudio de estabilidad. En la ausencia de tal estudio, este puede ser ajustado entre 3 y 6 ciclos.

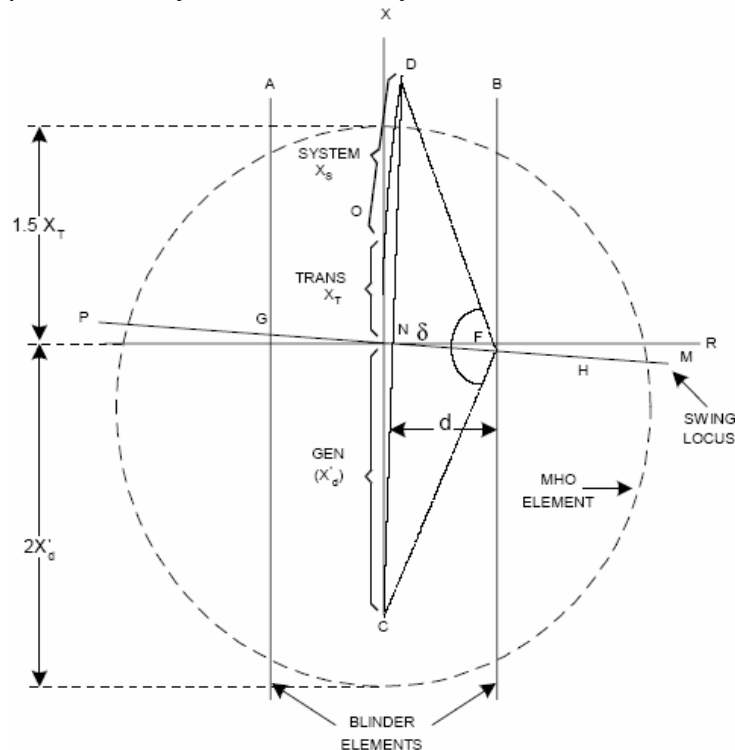


Figura 2.2.11.2 Ajustes de la Protección de Pérdida de Sincronismo.

Donde:

X_T = Reactancia de transformador.

X_S = Reactancia del sistema.

X'_d = Reactancia transitoria del generador.

A, B = Impedancia de los limitadores.

δ = Ángulo de estabilidad.

Ajuste de la función 78G en el relevador multifuncional.

Se debe verificar que con el valor de ajuste opere la protección, las características del relevador 78G son las siguientes [58]:

- Diámetro del círculo del elemento Mho ajustable de 0.1 a 100.0 Ω .
- Desplazamiento del círculo del elemento Mho ajustable de -100.0 a 100.0 Ω .
- Ángulo de impedancia (θ) ajustable de 0° a 90° .

- Impedancia del elemento limitador ajustable de 0.1 a 50.0 Ω .
- Retraso de tiempo ajustable de 1 a 8160 ciclos.
- Opción salida encendida de disparo del elemento Mho: habilitada/deshabilitada.
- Contador de deslizamiento de polo ajustable de 1 a 20.
- Tiempo de reset de deslizamiento de polo ajustable de 1 a 8160 ciclos.

Los ajustes del relevador de acuerdo con los cálculos realizados y a las características propias del relevador son:

Los ajustes del relevador de acuerdo con los cálculos realizados son:

Diámetro = 11.7 Ω

Desplazamiento = -8.5 Ω

Ángulo de impedancia (θ)= 90°.

Limitadores = 2 Ω

El retraso de tiempo se ajusta a 6 ciclos (0.1 s).

Opción salida encendida de disparo del elemento Mho, típicamente se ajusta en: habilitada.

Contador de deslizamiento de polo, típicamente se ajusta en: 1 deslizamiento.

Tiempo de reset de deslizamiento de polo, típicamente se ajusta en: 120 ciclos (2 s).

2.2.12 Protección contra Falla de Fusible del TP 60FL [1],[2],[4],[5],[6],[8],[20],[30],[31],[42],[43],[45],[58].

El esquema de esta protección y el sistema equivalente se muestran en la Figura 2.2.12.

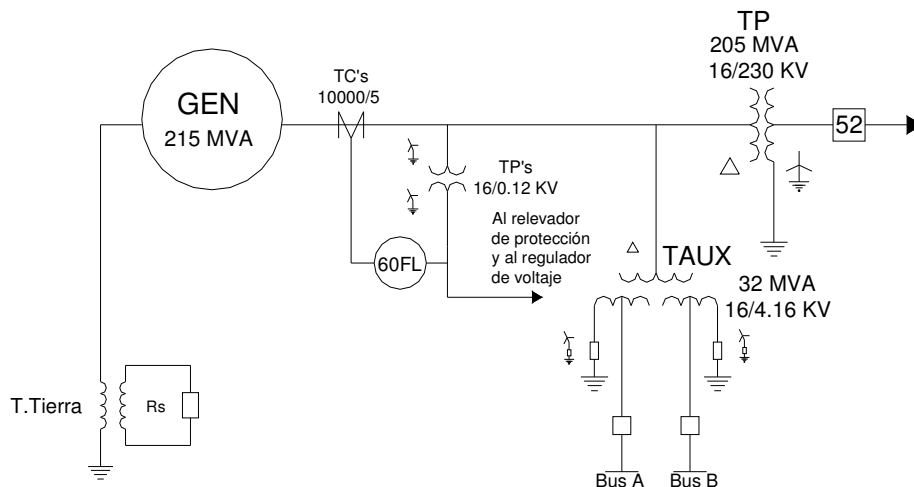


Figura 2.2.12. Protección contra Falla de Fusible del TP del Generador (60FL).

Las entradas control/estado inicializadas son designadas por el usuario. El cierre de cualquiera de los contactos conectados externamente (a través de estas entradas) comenzará el retraso de tiempo asociado a la operación de la función 60FL. A fin de usar la lógica de pérdida de fusible interna para la función 60FL, el "FL" tiene que ser ajustado. La detección de pérdida de fusible inicializada externamente podría ser activada por otras entradas de estado.

El retraso de tiempo es ajustado en coordinación para condiciones las cuales podrían parecer como una pérdida de fusible pero que serán corregidas por otra protección (tales como una falla en el circuito secundario del TP la cual sera liberada por la acción del circuito de bajo voltaje local). Este retraso no afecta la opción de bloqueo FL interna.



Ajuste de la función 60FL en el relevador multifuncional.

Una condición de pérdida de fusible de los TP's es detectada usando las componentes de secuencia positiva y negativa de los voltajes y corrientes. La salida por pérdida de fusible de los TP's puede ser inicializada desde la lógica generada internamente, AND/OR desde contactos de entrada.

Las características del relevador 60FL son las siguientes [58]:

- Inicializar entradas de la 1 a la 6.
- Retraso de Tiempo para Alarma ajustable de 1 a 8160 ciclos.
- Detección de pérdida de fusible de los TP's trifásica: Habilitada/Deshabilitada.

Los ajustes del relevador de acuerdo con recomendaciones y a las características propias del relevador son:

Inicializar entradas = FL en las funciones a bloquear (21, 27, 32, 40, 78 y 81).

Retraso de Tiempo para Alarma = 2 ciclos (0.033 s).

Detección de pérdida de fusible de los TP's trifásica: Habilitada.

2.2.13 Resumen de Ajustes de las Funciones del Relevador del Generador con Turbina de Vapor.

Las características del Generador con Turbina de Vapor (STG-1X) son las siguientes [47]:

Tabla 2.2.13.1. Características de la Unidad STG.

Datos Principales.	Simbolo.	Valor.	Unidades.
Potencia Aparente de Salida.	Sn	323	MVA
Potencia Real de Salida.	Pn	290.7	MW
Voltaje en Terminales.	Vn	21.0	KV
Corriente de Linea.	In	8880	A
Factor de Potencia.	Cos ϕ	0.90	-
Frecuencia.	Fn	60	Hz
Velocidad Nominal.	Nn	3600	Rpm
Relación de cortocircuito.	-	0.86	-
Presión del Hidrogeno.	-	45	Psig

Reactancias.	Simbolo.	Valor.	Unidades.
Reactancia Sincronía Eje d.	Xd	1.438	p.u.
Reactancia Transitoria sat. Eje d.	X'd	0.231	p.u.
Reactancia Subtransitoria sat. Eje d.	X''d	0.196	p.u.
Reactancia Sincronía Eje q.	Xq	1.4	p.u.
Reactancia Transitoria sat. Eje q.	X'q	0.405	p.u.
Reactancia Subtransitoria sat. Eje q.	X''q	0.195	p.u.
Reactancia de Secuencia Negativa sat.	X2	0.196	p.u.
Reactancia de Secuencia Cero sat.	X0	0.044	p.u.

Constantes de Tiempo.	Simbolo.	Valor.	Unidades.
Transitorio cortocircuito trifasico.	T'd3	0.873	p.u.
Subtransitorio cortocircuito trifasico.	T''d3	0.034	p.u.

El relevador usado para la protección del generador con turbina de vapor es:





Relevador Tipo MiCOM P343, Protección de Generador, Mca.Alstom [59].

La configuración del sistema de protección del relevador es la siguiente:

Frecuencia Nominal:	60 Hz.
Corriente primaria del TC:	10000 A.
Corriente secundaria del TC:	5 A.
Secuencia de Fases:	A-B-C.
Voltaje nominal:	57.8 V.
Corriente nominal:	4.44 A.
Selección de la magnitud 27/59:	RMS.
Configuración del TP:	Línea a tierra.
Transformador de Unidad Delta-Estrella:	Habilitado.
Fase-dividida:	Deshabilitado.
Relevador pulso:	No seleccionado.
Sello del relevador-en tiempo:	60 ciclos.
Relación de los TP's de fase:	210.
Relación de los TC's de fase:	2000.
Relación del TC de neutro:	N/A.
Relación del TP de neutro:	52.08.
Estado Activo de la entrada 1 a 6:	cerrada.

Las siguientes funciones son usadas en este relevador:

- Función de Distancia (21).
- Función de Sobre Excitación V/Hz (24).
- Función de Bajo Voltaje en el Neutro de Tercer Armónica (27TN).
- Función de Potencia Inversa (32).
- Función de Pérdida de Campo (40).
- Función de Secuencia Negativa de Fase (46).
- Función de Energización Inadvertida (50/27).
- Función de Sobre Voltaje (59).
- Función de Falla a tierra (59N).
- Función de Falla de Fusible del TP (60FL).
- Función de Pérdida de Sincronismo (78).
- Función de Baja/Alta Frecuencia (81).
- Función Diferencial de fase (87).

Para obtener los ajustes del Generador con Turbina de Vapor (STG-1X), se aplica la misma metodología del cálculo de ajustes utilizada para las unidades con turbina de combustión (CTG's), para cada una de las funciones del sistema de protección integral del generador. Por lo que en la Tabla 2.2.13.2, se presenta un resumen de los ajustes para este generador del sistema de prueba.

Tabla 2.2.13.2. Ajustes del relevador multifuncional Micom P343 de la Unidad de Vapor.

Función de protección.	ANSI	Ajustes
Respaldo de Distancia.	21	$Z < = 0.126 \Omega$ Retraso de tiempo $Z < = 0.5$ s.
Sobre Excitación.	24	Disparo $(1.2 \times V_n) / f$ V/Hz = 420 Tiempo de disparo aprox = 10 s.



		Alarma (1.05xVn)/f V/Hz= 367.5 Retraso de tiempo Alarma=5 s.
Bajo Voltaje de Tercer Armónica en el Neutro.	27TN	$V_{N3H} < = 6.48 \text{ V}$ Retraso de tiempo =0.5 s. $V < \text{Inhibición} = 326.4 \text{ V}$
Potencia Inversa.	32	$P < 1 = 1615 \text{ kW}$ Retraso de tiempo $P < 1 = 1 \text{ s.}$ $P < 2 = 1617 \text{ kW}$ Retraso de tiempo $P < 2 = 10 \text{ s.}$ Timer reset $P < 2 = 2 \text{ s.}$
Pérdida de Campo.	40	Desplazamiento1=0.1785 Ω Diametro del Circulo1=0.714 Ω Desplazamiento2=0.1785 Ω Diametro del Circulo2=1.365 Ω
Secuencia Negativa.	46	$I_2 > 1 = 0.35 \text{ A}$ Retraso de tiempo $I_2 > 1 = 10 \text{ s.}$ $I_2 > 2 = 0.35 \text{ A.}$ $I_2 > k = 10$ $I_2 > t_{\text{max}} = 1300 \text{ s.}$ $I_2 > t_{\text{min}} = 1 \text{ s.}$
Energización Inadvertida.	50/27	(Ajuste 1p.u) $I > (50) = 8800 \text{ A.}$ $U < (27) = 14490 \text{ V.}$ Retraso de tiempo operación $t_{\text{PU}} = 10 \text{ s.}$ Retraso de tiempo de desprendimiento $t_{\text{DO}} = 0.5 \text{ s.}$
Sobre Voltaje.	59	Alarma (1.1xVn) $V > 1 = 23100 \text{ V.}$ Retraso de tiempo $V > 1 = 5 \text{ s.}$ Disparo (1.3xVn) $V > 2 = 27300 \text{ V.}$ Retraso de tiempo $V > 2 = 0.1 \text{ s.}$
Falla a tierra.	59N	$V_{N > 1} = 9.28 \text{ V}$ Retraso de tiempo =0.5 s.
Supervision del TP.	60	$I > \text{inhibición} = 16000 \text{ A}$ $I_2 \text{ Inhibición} = 600 \text{ A}$ Retraso de tiempo= 5 s. Modo Reseteo= Auto. Estado= Bloqueo.
Pérdida de Sincronismo.	78	$Z_A = Z_S + Z_T = 0.152 \Omega$ $Z_B = Z_G = 1.37 \Omega$ $Z_C = 0.9(Z_G) = 1.228 \Omega$ Ángulo de limitador (θ)= 90° Ángulo de lente= 90° Contador de deslizam=1/2
Baja/Alta Frecuencia.	81	$F < 1 = 59 \text{ Hz}$ Retraso de tiempo $F < 1 = 0.5 \text{ s.}$ $F < 2 = 58.8 \text{ Hz}$ Retraso de tiempo $F < 2 = 100 \text{ s.}$ $F < 3 = 57.5 \text{ Hz}$



		Retraso de tiempo $F < 3 = 1$ s. $F > 1 = 61.2$ Hz Retraso de tiempo $F > 1 = 100$ s. $F > 2 = 62$ Hz Retraso de tiempo $F > 2 = 1$ s.
Diferencial de fase.	87	$I_{d1} = 900$ A $P_{end1} = 0\%$ $I_{d2} = 11000$ A $P_{end2} = 10\%$

2.3 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL.

Los criterios para el cálculo de los ajustes de cada una de las protecciones del transformador se muestran en el apéndice A. La metodología de cálculo de los ajustes de cada una de las protecciones de los transformadores de potencia del sistema de prueba, fue realizada para la protección de los transformadores de las unidades: CTG-1A, CTG-1B y CTG-1C (T1, T2 y T3). Así como para la protección del transformador de la unidad de vapor: STG-1X (T4).

2.3.1 Protección Diferencial de Porcentaje del Lado de Baja Tensión del Transformador Principal de la Unidad T1, T2 y T3 (87T) [1],[2],[4],[5],[6],[8],[36],[42],[43],[60].

Para calcular la protección diferencial del transformador principal de unidad, Marca. Packard Ferranti, los datos de placa se muestran en la Tabla 2.3.1 y Tabla 2.3.2 [49],[50]:

Tabla 2.3.1 Datos de placa del transformador principal T1, T2 y T3.

Datos de Placa	Símbolo.	Valor.	Unidades.
Potencia Aparente (ONAN/ONAF/ONAF).	S_n	123/164/205	MVA
Frecuencia.	F_n	60	Hz
Tensión en el devanado primario (A.T.).	V_{1n}	230	KV
Tensión en el devanado secundario (B.T.).	V_{2n}	16	KV
Relación de Transformación en vacío.	A	230/16	-
Impedancia de cortocircuito.	Z	0.111	p.u.

DERIVACION	CONEXIÓN	VOLTS	AMPERES		
			123 MVA	164 MVA	205 MVA
1	Estrella Aterrizada.	241500	294	392	490
2		235750	301	402	502
3		230000	309	412	515
4		224250	317	422	528
5		218500	325	433	542
B.T.	Delta.	16000	4438	5918	7397

Tabla 2.3.2 Datos de placa del transformador principal T4.

Datos de Placa	Símbolo.	Valor.	Unidades.
Potencia Aparente (ONAN/OFAF).	Sn	216/360	MVA
Frecuencia.	Fn	60	Hz
Tensión en el devanado primario (A.T.).	V _{1n}	230	KV
Tensión en el devanado secundario (B.T.).	V _{2n}	21	KV
Relación de Transformación en vacío.	A	230/21	-
Impedancia de cortocircuito.	Z	0.111	p.u.

DERIVACION	CONEXIÓN	VOLTS	AMPERES	
			216 MVA	360 MVA
1	Estrella Aterrizada.	241500	516.4	860.65
2		235750	528.98	881.64
3		230000	542.21	903.68
4		224250	556.11	926.85
5		218500	570.74	951.24
B.T.	Delta.	21000	5938.46	9897.43

La Figura 2.3.1 muestra el esquema de protección diferencial para la protección del transformador principal.

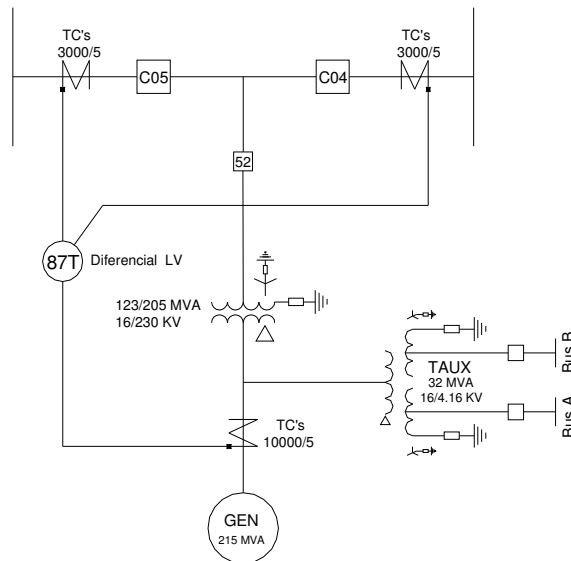


Figura 2.3.1 Protección diferencial (87T) del lado de LV del transformador T1, T2 y T3.

Calculamos la corriente a plena carga en el lado de HV y LV del transformador, considerando la potencia máxima a la mayor capacidad de enfriamiento (ONAF):

$$\text{Corriente a plena carga (lado HV)} = \frac{205000}{\sqrt{3} \times 230} = 514.60 \text{ A. en } 230\text{kV.}$$

Considerando que se tienen TC's de relación 3000/5 (600/1) en el lado de la subestación, la corriente secundaria en los TC's es:

$$I_{\text{sec}} = \frac{514.6}{600} = 0.86 \text{ A.}$$

De aquí que, el ajuste requerido por factor de corrección por relación en lado de la subestación es $5/0.86 = 5.83$.

Sin embargo, el máximo valor de corrección por relación en el relevador KBCH130 es 2.0. Por lo tanto, un ajuste de 2.0 deberá ser usado.



Aplicando el máximo factor de corrección por relación de 2, obtenemos una corriente secundaria efectiva corregida en el lado de la S.E. de: $(2 \times 0.86) = 1.72 \text{ A}$.

$$\text{Corriente a plena carga (lado LV)} = \frac{205000}{\sqrt{3} \times 16} = 7397.3 \text{ A. en } 16\text{kV.}$$

Considerando que se tienen TC's de relación 10000/5 (2000/1) en el lado de LV del transformador, la corriente secundaria en los TC's es:

$$I_{\text{sec}} = \frac{7397.3}{2000} = 3.70 \text{ A.}$$

El factor de corrección por relación en el lado de LV del transformador deberá ser ajustado tal que la corriente secundaria efectiva corregida para LV iguale el valor 1.72A de la corriente secundaria efectiva corregida para el lado de la S.E.

Por lo tanto, el factor de corrección por relación en LV puede ser ajustado a: $(1.72/3.7) = 0.46 \text{ A}$.

La configuración para el transformador principal es Yd1(delta), las correcciones de los vectores en HV y LV pueden ser ajustadas a Yd1(delta) y Yy0(estrella-aterrizada) respectivamente.

Para la protección diferencial del transformador se recomienda que la pendiente baja ($I_{d>}$) se ajuste a: $I_{d>} = 0.2 \text{ p.u.}$

Un chequeo puede ser realizado para asegurarse que el relevador sea estable para la operación del transformador bajo carga completa en los taps extremos.

Considerando el tap +5%.

$$\text{Corriente a plena carga (lado HV)} = \frac{205000}{\sqrt{3} \times 241.5} = 490 \text{ A.}$$

Por lo tanto, para los TC's 3000/5 (600/1) en el lado de la subestación, la corriente secundaria en los TC's es:

$$I_{\text{sec}} = \frac{490}{600} = 0.82 \text{ A.}$$

$$\text{Corriente a plena carga (lado LV)} = \frac{205000}{\sqrt{3} \times 16} = 7397.3 \text{ A.}$$

Por lo tanto, para los TC's 10000/5 (2000/1) en el lado de LV del transformador, la corriente secundaria en los TC's es:

$$I_{\text{sec}} = \frac{7397.3}{2000} = 3.70 \text{ A.}$$

La corriente corregida en el lado de la S.E. será: $(0.82 \times 2.0) = 1.64 \text{ A}$.

La corriente corregida en el lado de LV del transformador será: $(3.70 \times 0.46) = 1.70 \text{ A}$.

De ahí que, la corriente diferencial bajo condiciones de plena carga a la posición del tap más alto será: $(1.70 - 1.64) = 0.06 \text{ A}$.

Lo que significa que la pendiente de corriente será: $(1.64+1.70)/2 = 1.67 \text{ A}$.

Por lo tanto, la corriente de operación será: $1 + (0.2 \times 1.67) = 1.33 \text{ A}$.

Ya que la corriente diferencial de 0.06 es mucho menor que 90% de la corriente de operación: $(0.9 \times 1.33) = 1.19 \text{ A}$, hay suficiente seguridad con $I_{d>} = 1 \text{ A}$. (0.2 p.u) para la posición del tap más alto.



Considerando el tap -5%.

$$\text{Corriente a plena carga (lado HV)} = \frac{205000}{\sqrt{3} \times 218.5} = 541.68 \text{ A.}$$

Por lo tanto, para los TC's 3000/5 (600/1) en el lado de la subestación, la corriente secundaria en los TC's es:

$$I_{\text{sec}} = \frac{541.68}{600} = 0.902 \text{ A.}$$

$$\text{Corriente a plena carga (lado LV)} = \frac{205000}{\sqrt{3} \times 16} = 7397.3 \text{ A.}$$

Por lo tanto, para los TC's 10000/5 (2000/1) en el lado de LV del transformador, la corriente secundaria en los TC's es:

$$I_{\text{sec}} = \frac{7397.3}{2000} = 3.70 \text{ A.}$$

La corriente corregida en el lado de la S.E. será: $(0.902 \times 2.0) = 1.804 \text{ A.}$

La corriente corregida en el lado de LV del transformador será: $(3.70 \times 0.46) = 1.70 \text{ A.}$

De ahí que, la corriente diferencial bajo condiciones de plena carga a la posición del tap más bajo será: $(1.804 - 1.70) = 0.104 \text{ A.}$

Lo que significa la pendiente de corriente será: $(1.804 + 1.70)/2 = 1.75 \text{ A.}$

Por lo tanto, la corriente de operación será: $1 + (0.2 \times 1.75) = 1.35 \text{ A.}$

Ya que la corriente diferencial de 0.104 es mucho menor que 90% de la corriente de operación: $(0.9 \times 1.35) = 1.22 \text{ A}$, hay suficiente seguridad con $I_{d>} = 1 \text{ A.}$ (0.2 p.u) para la posición del tap más baja.

Se observa que, el ajuste de la diferencial provee adecuada seguridad en ambos extremos de los taps.

Para el ajuste de corriente de magnetización, se asumió el peor caso típico de corriente inrush de magnetización que es de 12 veces la corriente a plena carga en el lado HV del transformador. De ahí que, el elemento diferencial de alta ($I_{d>>}$) se ajusta en:

$$I_{d>>} = 12 \text{ p.u.}$$

2.3.3 Protección Diferencial de Alta Impedancia del Lado de Alta del Transformador Principal de la Unidad T1,T2 y T3 (87HT) [1],[2],[4],[36],[42],[43],[61].

Este tipo de relevador como su nombre indica, es un relevador de alta impedancia conectado en un circuito diferencial como se muestra en la Figura 3.3.3. El relevador discrimina entre fallas internas y externas por el voltaje que se presenta, el cual aparece a través del relevador. Para fallas externas, el voltaje a través del relevador será bajo, mientras que para fallas internas, el voltaje a través del relevador es relativamente alto.

El relevador podrá ser ajustado para operar en contra de fallas trifásica en los devanados del estator o corrientes de falla de fase a fase tan bajas como un 2% de la corriente nominal del generador.

Los transformadores de corriente (TC's) usados en este esquema, tales como los tipo boquilla con devanados secundarios completamente distribuidos, deberán tener características idénticas y reactancias de dispersión despreciables.

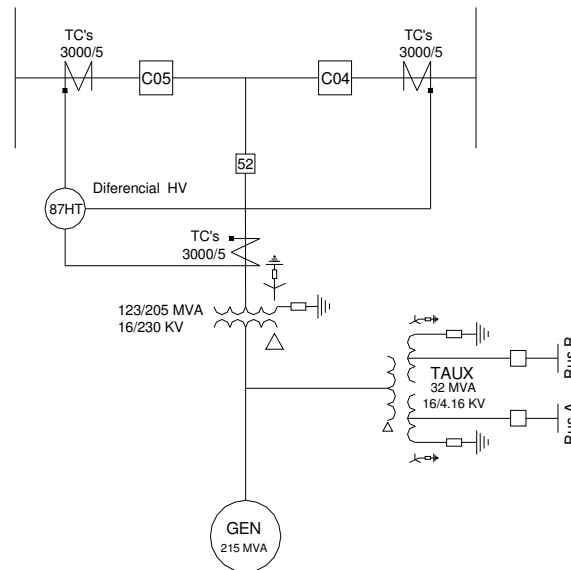


Figura 2.3.3 Protección diferencial de alta impedancia (87HT) del lado de HV del transformador T1,T2 y T3.

Para calcular la protección diferencial del transformador principal de unidad los datos de placa son:

Transformador trifásico tipo ONAN/ONAF/ONAF, capacidad 123/164/205 MVA.

%Z= 11.3 a la base de 205 MVA.

La relación de los TC's = 3000/5 (600/1).

La resistencia del devanado secundario del TC (dato del fabricante):
 $0.00187 \Omega/\text{vuelta} \times 600 \text{ vueltas} = 1.122 \Omega$.

Tipo de cable al TC (dato del cliente): #10 AWG.

Longitud del cable al TC: 250 m.

Resistencia del cable al TC: $(1.08 \Omega/304.8 \text{ m}) \times 250 = 0.89 \Omega$.

Criterio: El voltaje del punto de rodilla del TC (V_k) tiene que ser $\geq 2 V_s$ actual.

$$V_s \geq \frac{I_f}{N} (R_{ct} + 2 R_l) \quad (2.43)$$

donde:

V_s = Voltaje de ajuste mínimo (calculado).

I_f = Corriente de falla máxima que circula por la zona protegida.

N = Relación del TC.

R_{ct} = Resistencia del devanado secundario del TC.

R_l = Resistencia del cable.

La corriente de falla máxima que circula y es vista por la zona protegida, por estabilidad se ha basado en la impedancia recíproca del transformador (asumiendo una fuente infinita, donde $Z_s=0$).

$$\text{Corriente a plena carga (lado HV)} = \frac{205000}{\sqrt{3} \times 230} = 514.60 \text{ A. en } 230\text{kV.}$$

Por lo tanto, por la reactancia del transformador de 11.3% :

$$I_f = \frac{V_{p.u.}}{Z_{p.u.}} \times I_{base} = \frac{1}{0.113} \times 514.6 = 4555 \text{ A. a } 230\text{KV.} \quad (2.44)$$



Se debe notar que un estudio del sistema deberá ser realizado para asegurar que durante fallas, corrientes de falla vistas por el relevador MFAC34 no sean mayores a este valor. Por lo tanto, para los TC's 3000/5 (600/1) en el lado de LV del transformador, la corriente de falla secundaria en los TC's es:

$$I_{sec} = \frac{4555}{600} = 7.6 \text{ A.}$$

Con una resistencia secundaria del TC de 1.122 Ω , y una resistencia del cable en anillo de 0.89 Ω , el voltaje máximo a través del punto de rodilla será:

$$V_s \geq \frac{I_f}{N} (R_{ct} + 2 R_l) = 7.6 (1.122 + 2.0 \times 0.89) = 22 \text{ V.}$$

El ajuste del voltaje del resistor estabilizador (V_R) del relevador tiene que ser ajustado arriba y cercano a V_s : $V_R = 25 \text{ V.}$

En base a especificación del relevador MFAC, la corriente de operación del relevador I_R a un voltaje de ajuste de 25V es 19 mA.

La sensibilidad deseada deberá ser 20% de 5 A.

Por lo tanto: La corriente de sensibilidad del relevador = $(0.20 \times 5) = 1 \text{ A.}$

El tamaño del resistor estabilizador, R_S , es calculada como sigue:

$$I_{OP} = (I_R + n I_E + I_S) \quad (2.45)$$

Donde:

n = Número de TC's conectados (3).

I_E = Corriente de magnetización del TC al voltaje de ajuste = 0.003 Amps a 25 V. (Basado en la curva de saturación del TC).

$$1A = (0.019A + 3 \times 0.003A + I_S)$$

$$I_S = 0.97 \text{ A.}$$

$$R_S = V_R / I_S = 25 / 0.97 = 25.8 \Omega. \quad (2.46)$$

El resistor estabilizador, $R_S = 25.8 \Omega$. Por lo tanto, el resistor estabilizador deberá ser ajustado a 26 Ω .

2.3.5 Protección de Sobrecorriente de Fase y Tierra Transformador Principal de la Unidad T1, T2 y T3 (51/51N) [1],[2],[4],[5],[6],[8],[36],[42],[43],[62].

Relevador de Protección: P122B00F211

TC's de fase: 3000/5 (600/1).

Datos técnicos del relevador:

Elemento de fase de sobrecorriente de tiempo (51). $I_{>}$: 0.1 a 25 I_n .

Elemento de fase de sobrecorriente instantáneo (50). $I_{>>}$, $I_{>>>}$: 0.5 a 40 I_n .

Elemento de tierra de sobrecorriente de tiempo (51N). $I_{e>}$: 0.01 a 1 I_n .

Elemento de fase de sobrecorriente instantáneo (51N). $I_{e>>}$, $I_{e>>>}$: 0.01 a 8 I_n .

Retraso de Tiempo. TMS : 0.025 a 1.5.

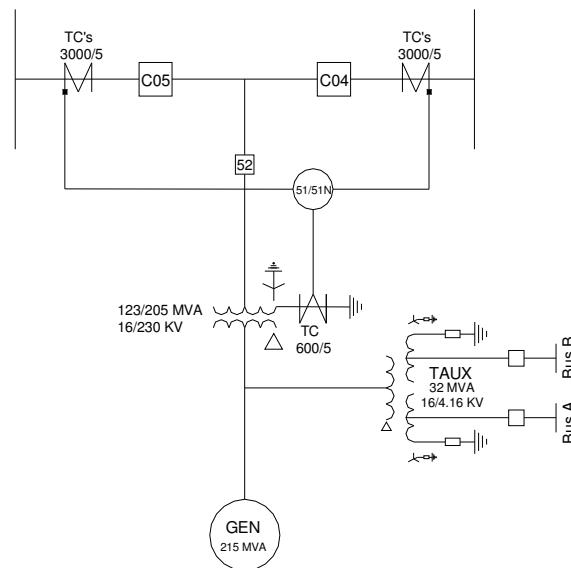


Figura 2.3.5 Protección de sobrecorriente de Fase y Tierra (51/51N) del transformador T1,T2 y T3.

Elemento de fase de ajuste-bajo I>(51):

Corriente a plena carga del transformador:

$$I_{FL} = \frac{205 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 230} = 514 \text{ A. Primarios.}$$

$$I_{FL} = \frac{514}{600} = 0.85 \text{ A. Secundarios.}$$

$$\text{Ajuste del } I > = 1.25 \times I_{FL} = 1.25 (0.85) \approx 1.06 \text{ A.} = 0.21 \times I_n \quad (2.47)$$

Ajuste del TMS = 0.05 s.

Tipo de Curva: VI (IEC).

Ajuste del Contador de Reseteo = 0.04 s.

Elemento de tierra de ajuste-bajo Ie>(51N):

Para una falla L/G en el lado de HV del transformador:

$$I_{L/G} = 11715 \text{ A. Primarios.}$$

$$I_{L/G} = \frac{11715}{600} = 19.5 \text{ A. Secundarios.}$$

$I_{L/G} = 11715 \text{ A prim.}$ Es el valor de corriente de cortocircuito mínimo para la falla monofásica de fase a tierra proporcionando por CFE.

Un ajuste de corriente típico es 5% (0.98) podría ser aplicado al elemento de falla a tierra.

Ajuste del Ie > = 1 A. = 0.2 x In ya que hay una corriente a tierra amplia.

Ajuste del TMS = 0.15 s.

Tipo de Curva: VI (IEC).

Ajuste del Contador de Reseteo = 0.04 s.

2.4 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BLOQUE O UNIDAD 87U [1],[2],[4],[5],[6],[8],[31],[36],[42],[43],[46],[49],[62],[65].

La conexión de este tipo de protección se muestra en la Figura 2.4.

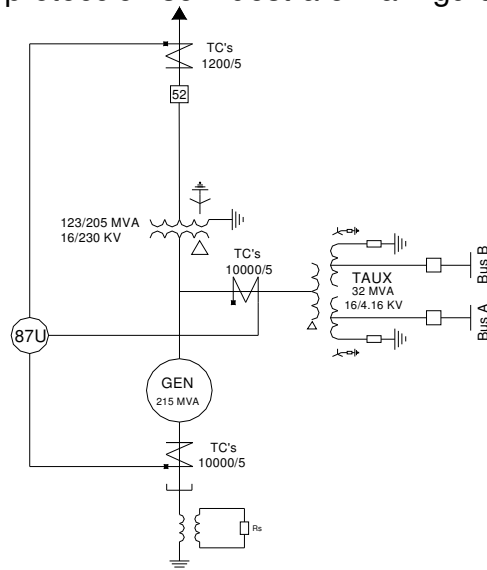


Figura 2.4 Protección diferencial de bloque o unidad (87U).

El relevador utilizado para la protección diferencial de unidad del CTG-1A y CTG-1B es:

Tipo de Relevador: SR745 GE Multilin.
Modelo: SR745W3P5G1HI.

Criterio de Funcionamiento.

La protección diferencial de unidad provee protección diferencial de alta velocidad cubriendo al generador, bus aislado, devanado de alta y baja del transformador principal y al bus aislado arriba del devanado de alta del transformador de auxiliares.

El relevador SR745 provee la protección diferencial de porcentaje requerida con restricción de armónicos. Las características dinámicas de corrección por desigualdad de relación del TC y de compensación por defasamiento interno son utilizadas para corregir errores de relación del TC y el defasamiento entre el lado de HV y LV.

Datos Básicos:

Generador: 215 MVA, 16 kV.
Transformador Principal: 123/164/205 MVA, 230/16 kV.
Transformador Auxiliar 1A y 1B: H-24/32 MVA, 16 kV.
X-12/16 MVA, 4.26 kV.
Y-12/16 MVA, 4.26 kV.



Tabla 2.4 Datos básicos para la protección 87U.

Equipo.	Devanado-1 TR Princ. Lado HV.	Devanado-2 Neutro del Gen.	Devanado-3 TR Aux. Lado HV.
Devanado TR/Gen.	Estrella	Delta	Delta
Tipo de transformador.	Y/d30°/d30°		
Capacidad común (MVA).	215	215	215
Voltaje (kV).	230	16	16
Relación del TC.	1200/5 (240)	10000/5 (2000)	10000/5 (2000)
Corriente primaria (A).	539.7	7758.1	7758.1
Corriente secundaria max. (A).	539.7/240= 2.25	7758.1/2000= 3.88	7758.1/2000= 3.88
Conexiones del TC.	Estrella	Estrella	Estrella

El relevador tiene la característica dinámica de corrección por desigualdad de relación del TC y esta puede corregir un factor de desigualdad hasta 16.

Verificar que el error por desigualdad de relación del TC sea menor que 16 para seleccionar una relación de TC.

$$\text{WDG1 relación del TC} - \text{TC}(W1) = 1200/5 (240) \quad V(W1) = 230 \text{ kV.}$$

$$\text{WDG2 relación del TC} - \text{TC}(W2) = 10000/5 (2000) \quad V(W2) = 16 \text{ kV.}$$

$$\text{WDG3 relación del TC} - \text{TC}(W3) = 10000/5 (2000) \quad V(W3) = 16 \text{ kV.}$$

La relación ideal del TC WDG1 deberá ser:

$$\text{TC}(W1) = \text{TC}(W2) \times \frac{V(W2)}{V(W1)} + \text{TC}(W3) \times \frac{V(W3)}{V(W1)} = 10000 \times \frac{16}{230} + 10000 \times \frac{16}{230} = 1391.4 \quad (2.48)$$

$$\text{Factor de desigualdad} = 1391.4/1200 = 1.16$$

Arriba de la desigualdad del TC es automáticamente corregida por el relevador.

Corriente de Arranque Diferencial Porcentual.

El ajuste de la corriente de arranque es seleccionada para evitar la operación inadvertida durante niveles de corriente de operación normal. Entonces la corriente de arranque del relevador es típicamente 30% del ajuste del tap [40]. Por lo que, el ajuste diferencial es 0.30 del primario del TC.

Ajuste de la Pendiente-1 de la Protección Diferencial Porcentual.

Esta pendiente es ajustada para asegurar sensibilidad para fallas internas a niveles de corriente de operación normal y proporciona restricción contra errores del TC y operación del cambiador de tap.

El transformador principal es provisto con un cambiador de tap sin carga, con un rango máximo del cambiador de tap de 5%. El voltaje varía del tap de voltaje más alto de 241.5 KV a el tap de voltaje más bajo de 218.5 KV.

Una pendiente típica es entre 15% a 25% [40]. El ajuste de la pendiente-1 será seleccionado a 25% para permitir errores del TC y la operación del cambiador de tap.

Ajuste de la Pendiente-2 de la Protección Diferencial Porcentual.

Esta pendiente es ajustada para asegurar la estabilidad bajo condiciones pesadas a través de fallas. El ajuste de la pendiente-2 seleccionado es: 95%, y el ajuste del punto de rodilla de la diferencial porcentual es: 1.0. El punto de rodilla es seleccionado para estar



ligeramente arriba del nivel máximo de corriente de operación del transformador en múltiplos de la capacidad del primario del TC.

La rodilla deberá ser ajustada a: $514.6 \text{ A}/1200 \text{ A} = 0.43$. Un valor de 1.0 fue seleccionado ya que este es el mínimo ajuste para el relevador.

Ajuste de los Armónicos.

El ajuste del nivel de inhibición de las armónicas 2nd y 5th es de 20%. Este es un ajuste típico [40],[65].

Ajuste de la Corriente Diferencial Instantánea.

El ajuste es arriba de la corriente inrush del transformador. La función de corriente diferencial instantánea en el relevador es activada por la componente fundamental y no es afectada por el contenido de armónicos de la corriente fundamental, de ahí que la corriente inrush del transformador seleccionada es 12 veces la corriente especificada a la capacidad ONAN del transformador.

La corriente de carga a la capacidad ONAN del transformador es:

$$I = \frac{123 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 230 \text{ kV}} = 308.8 \text{ A}$$

Considerando 12 veces la corriente inrush de la corriente de carga:

$$I_{\text{inrush}} = 12 \times 308.8 = 3705.6 \text{ A.} \quad (2.49)$$

El valor de ajuste de la corriente de arranque instantánea en múltiplos del primario del TC:

$$\text{Corriente de arranque} = 3705.6/1200=3.09$$

De ahí que el ajuste instantáneo es = 3.1 A.

2.5 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES [1],[2],[4],[5],[6],[8],[25],[36],[42],[43],[65].

Los transformadores auxiliares están equipados con un relevador SR745 GE Multilin que proveen protección al transformador contra sobrecorriente de tiempo primaria, sobrecorriente instantánea primaria, protección diferencial del transformador y protección de falla a tierra secundaria.

El valor de corriente de arranque de sobrecorriente de tiempo es ajustado para permitir cargabilidad del TAUX hasta su capacidad ONAF (debido a la alta temperatura ambiente, la capacidad máxima de TAUX será limitada a 87% de su capacidad ONAF). El dial de tiempo es ajustado para lograr la coordinación con los interruptores principales del bus 4.16 kV.

La protección de sobrecorriente instantánea provista en el lado de HV del TAUX está ajustada en base al valor simétrico de la corriente de falla que es vista por el relevador y no se toma la corriente asimétrica ya que los filtros del relevador SR745 GE Multilin desprecian el desplazamiento por CD y operan solo en valor simétrico de corriente. La protección instantánea será ajustada arriba de la corriente inrush del TAUX (sin embargo este valor será comparado con la corriente de cortocircuito máxima vista por el transformador y será ajustada al valor mayor de los dos).

La protección diferencial será provista por protección de alta velocidad contra fallas internas trifásicas o de fase a fase. El SR745 provee protección diferencial con restricción de armónicas.

La protección contra falla a tierra secundaria será coordinada con la protección contra falla a tierra de los interruptores principales en 4.16 kV.

El neutro del transformador de 4.16 kV está aterrizado con resistencia. La corriente de falla a tierra en el sistema de 4.16 kV, está limitada a 400 Amps.

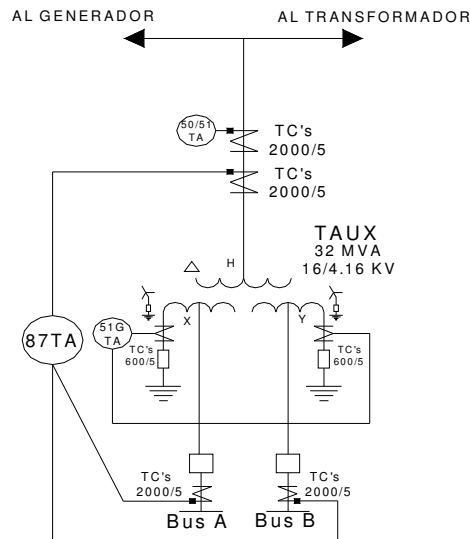


Figura 2.5 Protección del transformador auxiliar.

Datos Básicos:

Tipo de relevador: SR745 (Tres devanados).

Transformador Auxiliar (TAUX1A y 1B):
 H-24/32 MVA, 16 kV.
 X-12/16 MVA, 4.26 kV.
 Y-12/16 MVA, 4.26 kV.

Tabla 2.5 Datos básicos para la protección del transformador auxiliar.

CONCEPTO	DEVANADO-1 HV(H)	DEVANADO-2 LV(X)	DEVANADO-3 LV(Y)
Detalles de los devanados para configuración.	Delta	Estrella	Estrella
Tipo de Transformador.	Seleccionar D/Y330°/Y330°		
Voltaje de Línea (kV).	16	4.16	4.16
Capacidad ONAN (MVA).	24	12	12
Corriente a plena carga ONAN (A).	866.0	1665.5	1665.5
Capacidad ONAF (MVA).	32	16	16
Corriente a plena carga ONAF (A).	1154.7	577.35	577.35
Corriente a plena carga al 87% de la capacidad ONAF (A).	1004.6	1931.9	1931.9
Relación de los TC's.	2000/5 (400/1)	2000/5 (400/1)	2000/5 (400/1)
Clase de exactitud de los TC's.	C800	C200	C200
Corriente secundaria de los TC's en ONAN (A).	2.165	4.16	4.16

Ajuste de la función de sobrecorriente de tiempo (51) en el lado de HV del TAUX-1A y 1B.

Designación del Relevador: Relay 50/51 TAUX1A HV

Relación de los TC's = 2000/5 A (400/1 A).



El ajuste de la corriente de arranque está basado en la capacidad ONAF del transformador (al 87% de la capacidad especificada).

Corriente de arranque = $1154.7 \times 0.87 = 1004.6$ A.

El ajuste del relevado (Múltiplos del primario del TC) = $1004.6/2000 = 0.502$ ajuste en 0.55.

Para coordinarse con el ajuste del relevador del interruptor principal en el bus de 4.16 kV.

El ajuste del dial de tiempo = 20.0.

Para coordinarse con los equipos de protección hacia abajo.

Ajuste de la función de sobrecorriente instantánea (50) en el lado de HV del TAUX-1A y 1B.

Corriente inrush del transformador = $12 \times 866.0 = 10392.0$ A.

Corriente de falla simétrica máxima = $12000 \text{ kVA} / (\sqrt{3} \times 16 \text{ kV} \times 0.06) = 7217.0$ A.

Esta corriente es menor que la corriente inrush máxima posible del transformador. Entonces la corriente de arranque instantánea se ajusta a 120% del nivel inrush.

El ajuste de la corriente de arranque (al primario del TC) = $10392.0 \times 1.2 = 12470.4$ A.

El ajuste del relevador (Múltiplos del primario del TC) = $12470.4/2000 = 6.23$ se ajusta en 6.5.

Ajuste de la función contra sobrecorriente de falla a tierra (51G) en el neutro del lado secundario del transformador (TAUX LV Devanado X 4.16 KV 51N).

Corriente de falla a tierra limitada en 4.16 kV = 400 A.

Relación del TC de tierra = 600/5 (120/1), Tipo núcleo Balanceado.

El relevador SR745 tiene una entrada de 1A para la protección contra falla a tierra, por lo que la relación efectiva del TC para la entrada al SR745 GF = 120/1 A.

La corriente de arranque se ajusta al 20% de la corriente de ajuste primaria efectiva del relevador. Corriente de arranque = $0.2 \times 120 = 24$ A.

Para tener un tiempo de coordinación con la protección en 4.16 kV, se selecciona una curva extremadamente inversa y el ajuste del dial de tiempo será = 0.7.

Para coordinarse con la función de falla a tierra en el interruptor principal de 4.16 kV.

La protección contra falla a tierra instantánea ha sido ajustada = 2.0 para coordinarse con el interruptor principal en 4.16 kV.

Ajuste de la protección diferencial de corriente (87).

La diferencial del transformador provee protección diferencial de alta velocidad durante fallas trifásicas y de fase a fase internas en el transformador.

El relevador provisto es del tipo diferencial porcentual con restricción de armónicas. Las características dinámicas de corrección por desigualdad de relación del TC y de compensación por defasamiento interno son utilizadas para corregir errores de relación del TC y defasamiento entre el lado de HV y LV.

El relevador tiene la característica dinámica de corrección por desigualdad de relación del TC y esta puede corregir un factor de desigualdad hasta 16.

Verificar que el error por desigualdad en relación del TC sea menor que 16 para seleccionar una relación de TC.



Relación del TC del lado de HV - TC(hv) = 2000/5 (400/1).

Relación del TC del lado de LV1 - TC(lv1) = 2000/5 (400/1).

Relación del TC del lado de LV2 - TC(lv2) = 2000/5 (400/1).

HV = 16 kV, LV1= 4.16 kV y LV2= 4.16 kV.

La relación ideal del TC en LV debería ser:

$$TC(lv) = \frac{TC(hv) \times HV}{LV} = \frac{400 \times 16}{4.16} = 1538.5 \quad (2.50)$$

Relación del TC = (1538.5x5)/5 = 7692.3/5 A.

Factor de desigualdad = 7692.3/2000 = 3.8

Arriba de la desigualdad del TC es automáticamente corregida por el relevador.

El ajuste de la diferencial es 0.20 del TC para fallas internas en el transformador (el rango de ajuste es 0.05 a 1.0).

Ajuste de la pendiente-1 de la diferencial porcentual.

Esta pendiente es ajustada para asegurar sensibilidad para fallas internas a niveles de corriente de operación normal y provee restricción contra errores del TC y operación del cambiador de taps.

El transformador auxiliar es provisto con un cambiador de taps sin carga, con un rango máximo del cambiador de taps de 5%. El voltaje varia desde el tap más alto de 16.8 kV al tap más bajo de 15.2 kV.

El ajuste de la pendiente-1 seleccionado es 25% para permitir errores del TC y operación del cambiador de taps.

Ajuste de la pendiente-2 de la protección diferencial porcentual.

Esta pendiente es ajustada para asegurar la estabilidad bajo condiciones pesadas a través de falla.

El ajuste seleccionando para la pendiente 2 es: 100%, y el punto rodilla de ajuste de la diferencial porcentual es: 1.0.

Ajuste de armónicas.

Las armónicas 2nd y 5th son ajustadas a un nivel de inhibición de armónicas del 20%.

Diferencial Instantánea.

La función diferencial instantánea en el relevador es una función diferencial sin restricción, la cual responde al valor RMS total de la corriente. Esta protección necesita para ser ajustada basarse en la corriente inrush de magnetización del transformador.

Corriente inrush del transformador = 12 x 866 = 10392.0 A.

Relación del TC en HV = 2000/5 (400/1).

El valor de la corriente de arranque instantánea se ajusta (múltiplos del primario del TC) = 10392/2000 = 5.196.

Por lo tanto el ajuste del instantáneo (múltiplos del primario del TC) = 6.0.



2.6 PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN [1],[2],[4],[5],[6],[8],[36],[67].

La protección del transformador de excitación (TE) es básicamente por sobrecorriente. Los datos básicos del transformador son: capacidad 1453 KVA, trifásico, tipo AA, impedancia $Z=6\%$, voltaje 16/0.440 KV, conexión Y/ Δ . La corriente de cortocircuito trifásica simétrica en el lado de 440 V es: $I_{cc3\phi} = 50150.4 \text{ A}$.

Por lo que la corriente de cortocircuito trifásica simétrica en el lado de 16 KV es de:

$$I_{cc3\phi H} = \frac{I_{cc3\phi L}}{a} = \frac{50150.4}{16/0.44} = 1379.14 \text{ A.} \quad (2.51)$$

La corriente nominal del transformador de excitación en el lado de alta tensión es:

$$I_n = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \text{ KV}} = \frac{1453}{\sqrt{3}(16)} = 52.43 \text{ A.}$$

Se tiene una relación de transformación de los TC's en el lado de 16KV de 1200/5A (240/1).

La curva ANSI del transformador, por su potencia es categoría II.

Tabla 2.6.1 Puntos de la curva de daño del transformador de excitación.

Punto I	$I_1 = I_{pc}/Z_{p.u.} = 52.43/0.06 = 873.83 \text{ A.}$	$t_1 = 2 \text{ s.}$
Punto II	$I_2 = 0.7(I_{pc}/Z_{p.u.}) = 0.7(52.43/0.06) = 611.68 \text{ A.}$	$t_2 = 4.08 \text{ s.}$
Punto III	$I_3 = I_2 = 611.68 \text{ A.}$	$t_3 = 9.18 \text{ s.}$
Punto IV	$I_4 = 5(I_{pc}) = 5(52.43) = 262.15 \text{ A.}$	$t_4 = 50 \text{ s.}$

El ajuste del relevador instantáneo (50).

$$I_{cc3\phi sec} = \frac{I_{cc3\phi prim}}{RTC} = \frac{1379.14}{240} = 5.75 \text{ A.} \quad (2.52)$$

El relevador se ajusta a un TAP= 6 A.

La corriente de magnetización del transformador $I_{inrush} = 8(I_n) = 8(52.43) = 419.44 \text{ A}$.

La corriente de arranque del relevador (51):

Tabla 2.6.2 Márgenes de coordinación del relevador 51TE.

Margen Inferior	Margen Superior
$I_a = 1.2(I_n) = 1.2(52.43) = 62.91 \text{ A}$ $I_a \text{ sec} = 62.91/240 = 0.26 \text{ A}$	$I_a = 1.5(I_n) = 1.5(52.43) = 78.65 \text{ A}$ $I_a \text{ sec} = 78.65/240 = 0.33 \text{ A}$

Se selecciona un ajuste de corriente de arranque= 0.28 A.

Se utiliza la curva extremadamente inversa y se selecciona una palanca de tiempo DIAL= 0.0, del relevador de protección de sobrecorriente Tipo BE1-51 - G9E-ZIP-A1N6F Marca. Basler.

2.7 LOGICA DE DISPAROS DE LAS PROTECCIONES.

En la Figura 2.7.1 se muestra el diagrama lógico de protecciones del generador para la central termoeléctrica de prueba. Se conoce que dependiendo del tipo de falla y en las condiciones que se presente, se manda una señal de control sobre el regulador de voltaje, el regulador de velocidad, los interruptores de máquina, de campo y de la transferencia de servicios auxiliares [30],[31],[42],[43],[44],[48],[49],[52].

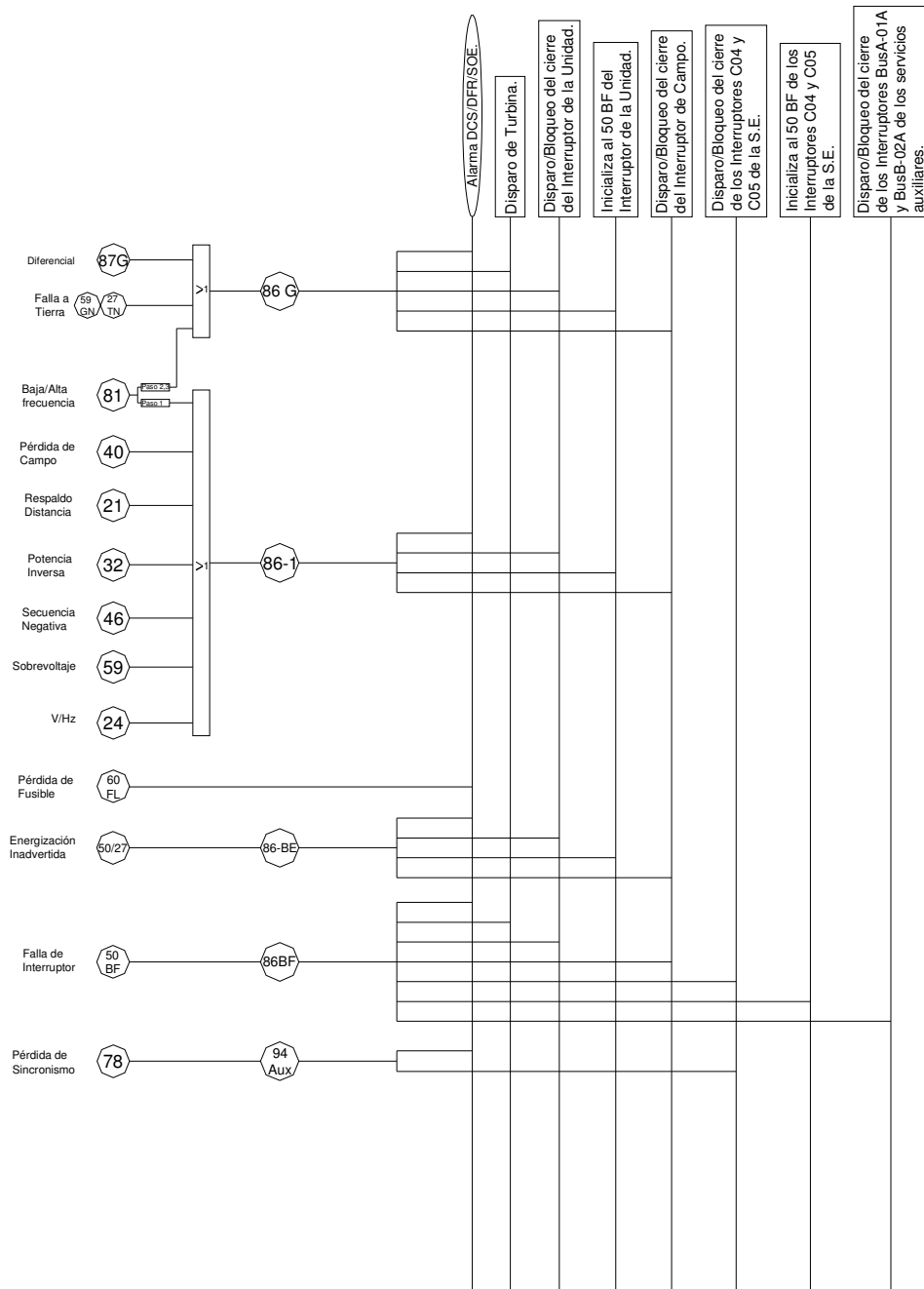


Figura 2.7.1 Diagrama lógico de protecciones del generador.

En la Figura 2.7.2 se muestra el diagrama lógico de protecciones del transformador de potencia de la central termoeléctrica de prueba. Se conoce que dependiendo del fenómeno que se presente, la protección manda el disparo a los interruptores correspondientes [30],[31],[42],[43],[44],[48],[49],[50].

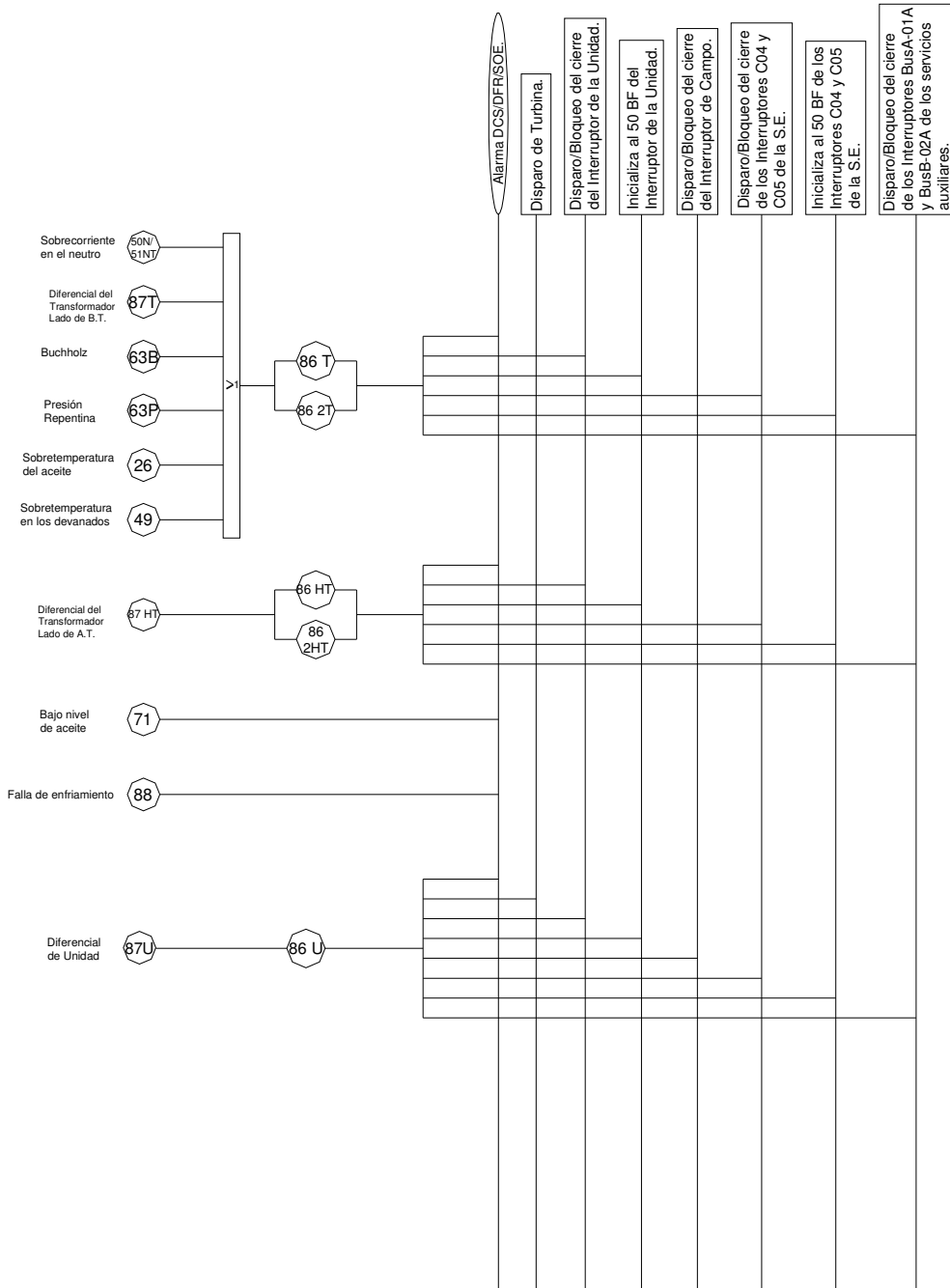


Figura 2.7.2 Diagrama lógico de protecciones del transformador de potencia.

En la Figura 2.7.3 se muestra el diagrama lógico de protecciones de los transformadores de servicios auxiliares y de excitación de la central termoeléctrica de prueba. Se conoce que dependiendo del fenómeno que se presente la protección manda el disparo a los interruptores correspondientes [30],[31],[42],[43],[44],[48],[49],[51],[52].

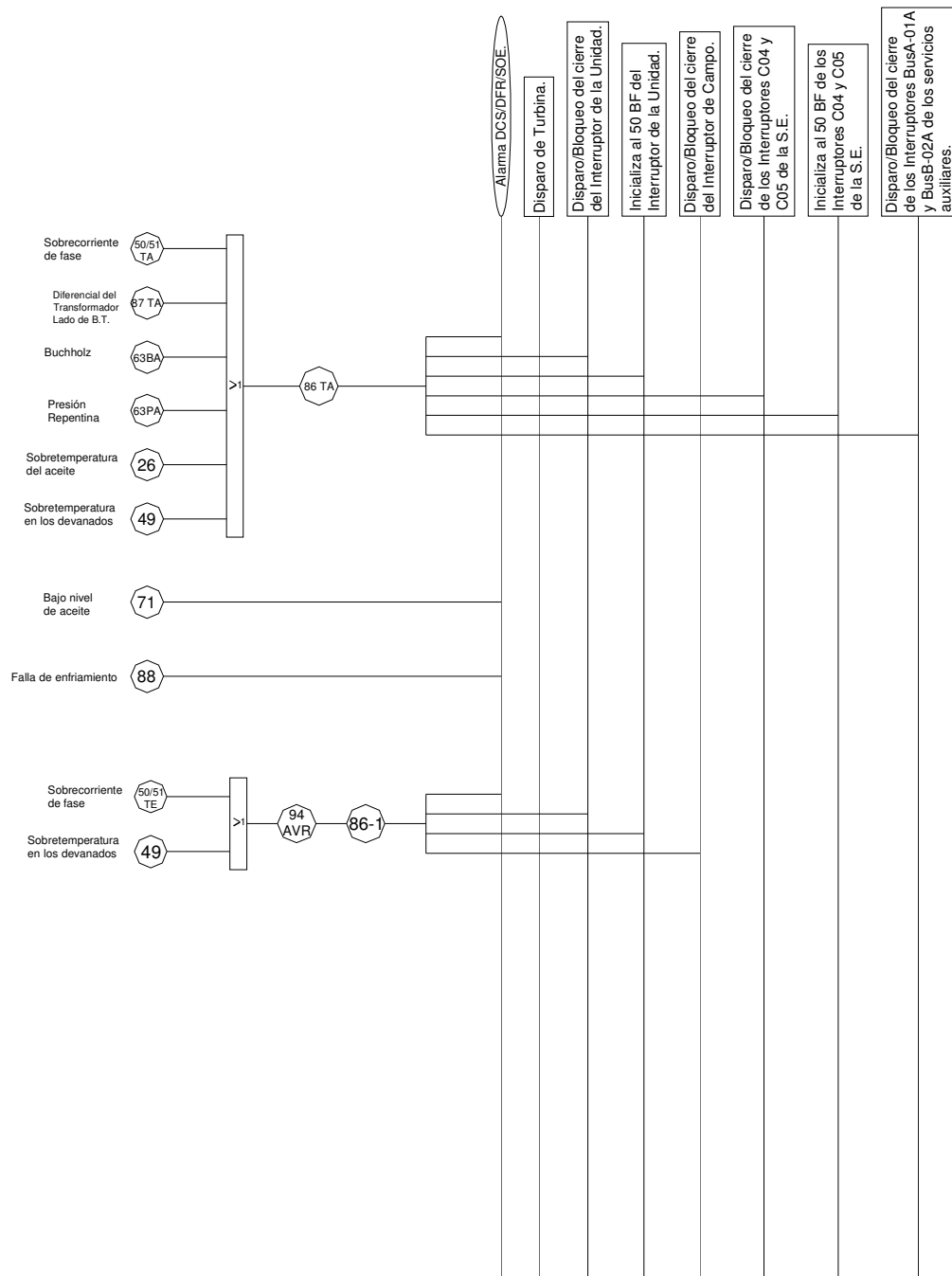


Figura 2.7.3 Diagrama lógico de protecciones del transformador de servicios auxiliares y de excitación.

Todas las protecciones cuando operan mandan una alarma y una señal al sistema de control digital (DCS), al secuenciador de eventos (SOE) y al registrador digital de fallas (DFR), para verificar el orden y la secuencia de operación de las funciones de control y protección.

CAPÍTULO III

PROTECCIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

3.1 INTRODUCCIÓN.

El punto principal a seguir para la protección de los equipos auxiliares, es considerar a estos como un sistema industrial, aplicando los esquemas de protección para los equipos que intervienen en estos tipos de sistemas.

La protección de las plantas industriales se orienta a la protección de: transformadores de centros de carga, motores eléctricos, tableros y cables. La protección de estos equipos se realiza básicamente por medio de dispositivos de protección que generalmente protegen contra sobrecorriente. Tales dispositivos de protección pueden ser: fusibles, interruptores termomagnéticos, interruptores electromagnéticos, interruptores en vacío, interruptores en SF6 y relevadores.

El estudio de la protección de estos sistemas, consiste en la determinación de las características de los dispositivos de protección con relación a las características de los dispositivos por proteger, es decir, el estudio de su coordinación [7],[8],[9],[10],[24].

En los siguientes puntos se describen los criterios para el cálculo de los ajustes de cada una de las protecciones de los equipos de servicios auxiliares; la metodología y los esquemas de protección para el ajustes de las protecciones de estos equipos se muestra en el apéndice B.

3.1.1 Alimentadores Principales al Bus de 4.16 kV [27],[38],[39],[40],[41],[53],[66].

La protección de los alimentadores principales al bus de 4.16 kV está proporcionada por relevadores SR750 GE Multilin. El valor de corriente de arranque por sobrecorriente es ajustado para permitir cargabilidad del transformador auxiliar hasta su capacidad ONAF (debido a la alta temperatura ambiente (45°C), la capacidad máxima del transformador auxiliar será limitada al 87% de su capacidad ONAF). El dial de tiempo es ajustado de acuerdo que se logre la coordinación con las protecciones de la carga.

La protección instantánea para los alimentadores principales es ajustada en base a la corriente de falla máxima vista por los interruptores principales en el bus de 4.16 kV desde el lado secundario del transformador auxiliar.

La función de falla a tierra del SR750 es ajustada a un valor de corriente de operación del 20% de la corriente primaria (50/5), el cual da un ajuste efectivo de 10 A. El dial de tiempo es ajustado de acuerdo que se logre la coordinación con las protecciones de la carga.

La función de bajo voltaje será ajustada a 70% del voltaje de bus para disparar los interruptores principales con un retraso de tiempo de 0.2 seg.

En las gráficas de coordinación, las curvas de los equipos de protección en 4.16 kV están realizadas de acuerdo a la corriente de cortocircuito máxima disponible en sus buses respectivos. Las gráficas de coordinación cubren a todos los equipos de protección por sobrecorriente localizados en la subestación de 4.16 kV y en el relevador de protección del transformador auxiliar.



3.1.2 Sincronización en el Bus de 4.16 kV [52],[53],[68],[69].

El relevador de verificación de sincronismo en los interruptores principales de 4.16 KV será ajustado para permitir transferencia a bus vivo cuando el voltaje del bus sea arriba del 70% y transferencia a bus muerto cuando el voltaje caiga abajo del 30%. El relevador será ajustado a 20 mHz frecuencia de deslizamiento, con 30° de diferencia de fase y 36 V de diferencia de voltaje (30% de 120V, relación del TP).

3.1.3 Alimentadores a Transformadores de Centros de Carga y CCM's en 4.16 kV [27],[38],[39],[40],[41],[53],[63].

Los alimentadores a transformadores de centro de carga y CCM en 4.16 kV, están equipados con relevadores SR735 GE Multilin y con fusibles limitadores de corriente tipo EJ2 (serie RB) Mca. G.E. El relevador SR735 provee protección contra fallas de fase de bajo nivel (hasta 5 kA max. para mantener un margen seguro, alrededor del 83% de la capacidad interruptiva del contactor en vacío que es de 6 kA simétricos) y contra fallas a tierra. Los fusibles limitadores de corriente proveen protección contra fallas de fase severas (arriba de 5 kA).

La corriente de operación por sobrecorriente y el dial de tiempo son ajustados de tal manera que se logre la coordinación con los interruptores de carga en los centros de carga en 480 V. Esto es verificado observando que el valor de corriente de arranque por sobrecorriente no exceda 300% de capacidad ONAN del transformador de centro de carga como se indica en los requerimientos del NEC y en las recomendaciones de la norma Std.242 IEEE. La protección de sobrecarga para el transformador de centro de carga esta provista por los equipos de monitoreo de temperatura del aceite localizados en el transformador.

La función de protección contra falla a tierra de los relevadores SR735 está ajustada a 0.15 (valor mínimo) y el retraso de tiempo será ajustado para evitar la operación del relevador debido a corrientes desbalanceadas inrush del transformador y para coordinarse con la protección de falla a tierra en los alimentadores principales del bus de media tensión.

3.1.4 Alimentadores a Motores en 4.16 kV [27],[37],[38],[39],[40],[41],[53],[63].

Todos los alimentadores a motores en 4.16 kV están equipados con relevadores SR469 GE Multilin. Además, todos los alimentadores a motor en 4.16 kV tienen fusibles limitadores de corriente, para proveer protección contra fallas de cortocircuito.

El relevador SR469 provee protección a los motores, contra sobrecarga, fallas a tierra, corrientes de secuencia negativa, bajo voltaje, condición de atascamiento mecánico/rotor bloqueado y sobretemperatura. La característica de protección contra cortocircuito del relevador SR469 está deshabilitada, para evitar la apertura del contactor arriba de su capacidad interruptiva en vacío que es de 6kA simétricos. La protección contra cortocircuito esta provista por fusibles limitadores de corriente. Los motores con capacidad arriba de 1500 HP también tienen que ser provistos con protección diferencial (excepto para los motores de arranque del CTG, donde no se recomienda por el proveedor).



La corriente de arranque por sobrecarga será ajustada a menos del 115% y 125% de la corriente a plena carga para motor con factor de servicio de 1.0 y 1.15 respectivamente, de conformidad con el NEC. La curva de sobrecarga está ajustada arriba de la curva de corriente de arranque del motor y debajo de la curva de límite térmico del motor (Hot).

Los TC's de tierra secuencia cero (tipo núcleo balanceado), montados en cada alimentador del motor en 4.16 kV son usados para detectar fallas a tierra. Es usada una protección contra falla a tierra del tipo definido, con corriente de arranque ajustada 20% de la capacidad de corriente primaria (50/5) del TC de tierra, el cual da un ajuste efectivo de 10 A. y con un retraso de tiempo de 0.1 seg.

La protección contra atascamiento mecánico/rotor bloqueado está ajustada para corriente de arranque de 1.5 veces la corriente a plena carga. El retraso de tiempo asociado esta ajustado a un valor, mayor que el tiempo de aceleración del motor y menos que el tiempo máximo seguro de bloqueo (hot) del motor. El tiempo de aceleración considerado es de acuerdo al 80% del voltaje especificado aplicado en las terminales del motor. Donde el tiempo de aceleración no este disponible, el disparo por atascamiento mecánico es ajustado a 90% del tiempo máximo seguro de bloqueo (Hot). La protección de bajo voltaje será ajustada para disparar el motor a 70% del voltaje instantáneo del bus (esto es para permitir una transferencia de bus rápida hasta 70% del voltaje del bus).

La protección de desbalance es ajustada para mandar alarma al 15% de la capacidad primaria del TC, con un retraso de tiempo asociado de 5 seg. El ajuste de disparo de esta protección se ajusta al 20% de la capacidad primaria del TC, con un retraso de tiempo asociado de 5 seg, de acuerdo con la norma NEMA MG1 1993 y recomendaciones del fabricante del relevador.

Dos etapas de protección contra sobre temperatura son provistas basadas en entradas RTD en el estator para motores de capacidad > 1000 hp. La primer etapa de operación genera una alarma y la segunda etapa causa un disparo. Los niveles de alarma y disparo son ajustados como especifica el fabricante del motor.

Se cuenta con seis RTD's cada una es ajustada a los siguientes valores:

Ajuste de Alarma = 155 °C.

Ajuste de Disparo = 165 °C.

La protección diferencial será ajustada para que vea sobrecorrientes al arranque o transitorias con un retraso de tiempo, la cual será más sensible durante la operación.

El alimentador de la bomba contra incendio ha sido provisto con un fusible interruptor en el alimentador de la subestación en 4.16 kV.

3.2 PROTECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES A LOS BUSES DE 4.16 KV (S.P. BUS A Y B) DESDE EL TRANSFORMADOR AUXILIAR 1A Y 1B (TAUX-1A Y 1B) [27],[38],[39],[40],[41],[51],[52],[53],[66].

La metodología desarrollada cubre las siguientes protecciones en los buses A y B de la subestación de 4.16 kV:

Tabla 3.2. Protecciones en los buses A y B de 4.16 kV.

Tipo de Alimentador	Tipo de Relevador	Funciones de la Protección.
Alimentadores a los Interruptores de la subestación en 4.16 kV.	SR750 Multilin.	Sobrecorriente de tiempo e instantánea de fase(51/50) y sobrecorriente de tiempo e instantánea de tierra (50N/51N).

Tipo de relevador: SR750.

Designación del Relevador: Relay50/51-1A,1B SP BUS A,B y Relay50/51-2B,2A SP BUS A,B

Detalles del TAUX-1A y 1B:

Lado de HV = 24000/32000 kVA, 16kV.
 Lado LV(X) = 12000/16000 kVA, 4.26 kV.
 Lado LV(Y) = 12000/16000 kVA, 4.26 kV.
 Z% (H-X ó H-Y) = 16% a la base de 32 MVA.

Corriente a plena carga del lado del bus LV (ONAN)= $12000\text{kVA}/(\sqrt{3} \times 4.16\text{kV})= 1665.5 \text{ A}$.

Corriente a plena carga del lado del bus LV (ONAF)= $16000\text{kVA}/(\sqrt{3} \times 4.16\text{kV})= 2220.6 \text{ A}$.

Relación de los TC's = 2000/5 A (400/1 A).

Ajuste de la función de sobrecorriente de tiempo (51) en el lado de LV del TAUX-1A y 1B.

El ajuste de la corriente de arranque por sobrecorriente está basado en la capacidad ONAF del transformador (Solo el 87% de la capacidad especificada del transformador puede ser usada debido al derretero por temperatura del transformador).

Corriente de arranque= $2220.6 \times 0.87 = 1931.9 \text{ A}$.

El ajuste del relevador (Múltiplos del primario del TC) = $1931.9/2000 = 0.966$ ajuste en 1.0.

El ajuste del dial de tiempo = 30.0 (para coordinarse con la protección del interruptor de carga más grande).

Ajuste de la función de sobrecorriente instantánea (50) en el lado de LV del TAUX-1A y 1B.

La corriente de falla máxima en el bus de 4.16 kV que es vista por el interruptor principal:

$$I_{\text{falla max}} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times \text{KV} \times Z_{eq}} = \frac{12000}{\sqrt{3} \times 4.16 \times 0.06} = 27758.0 \text{ A.} \quad (3.1)$$

El ajuste del relevador (Múltiplos del primario del TC) = $27758/2000 = 13.88$ se ajusta en 14.0.

Ajuste de la función contra falla a tierra (50N/51N).

Corriente de falla máxima a tierra en el bus de 4.16 kV = 400 Amps.

Relación del TC de tierra = 50/5 (10/1), Tipo núcleo balanceado.

El relevador se ajusta al 20% de la corriente primaria efectiva del TC= $0.2 \times 50 = 10 \text{ Amps}$.

Para tener un tiempo de coordinación se selecciona una curva extremadamente inversa a un tap = 1.0

La protección contra falla a tierra instantánea ha sido ajustada = 2.0

3.3 RELEVADOR DE VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO 25 Y DE BAJO VOLTAJE 27 EN LOS BUSES DE 4.16 KV [52],[53],[68],[69].

La metodología desarrollada cubre las siguientes protecciones en el bus de la subestación de 4.16 kV:

Tabla 3.3. Protecciones 25/27 en los buses de 4.16 kV.

Tipo de Alimentador	Tipo de Relevador	Funciones de la Protección.
Bajo voltaje en el bus de la subestación de 4.16 kV.	BE1-271A Basler.	Bajo voltaje en el bus (27).
Sincronismo en los interruptores de la subestación de 4.16 kV.	MLJ GE.	Sincronismo (25).

Ajuste de la protección de Bajo Voltaje en el Bus de 4.16 KV (127/1A ó 1B).

Tipo de Relevador: Basler BE1-271A3EE1JN0A0F
 Rango del voltaje de arranque B/A voltaje: 55-160 V ajustable continuamente.
 Retraso de tiempo definido: 0.0-9.9 seg en pasos de 0.1 seg.
 Designación del Relevador: Relay27-1A,1B.
 Las salidas de estos relevadores serán usadas para generar una alarma en el DCS (Sistema de Control Digital).
 El ajuste para la condición de bajo voltaje es 80% del voltaje nominal del bus.
 Relación de los TP's = $4200-120 \text{ V}$.
 80% del voltaje nominal secundario del TP = $0.8 \times 120 \text{ V} = 96 \text{ V}$.
 El ajuste del relevador es = 96 V.
 El ajuste de retraso de tiempo es = 5 seg.

Ajuste del relevador de verificación de sincronismo en el Bus de 4.16 KV (125/1A ó 1B).

Tipo de Relevador: GE MLJ1000B010H00C
 Rango de diferencia de voltaje: 2 a 90 en pasos de 0.5.
 Angulo de diferencia: 2 a 60° en pasos de 1°.
 Slip frecuencia: 10 a 500 mHz en pasos de 10 mHz.
 Retraso de tiempo en modo continuo: 0.1 a 99.0 seg en pasos de 0.1.
 El relevador de sincronismo en los interruptores de 4.16 kV será ajustado para permitir transferencia de bus vivo cuando el voltaje del bus este arriba del 70% y transferencia de bus muerto cuando el voltaje cae abajo del 30%.
 El relevador será ajustado a los siguientes valores:
 Rango de diferencia de voltaje: 36 V (30% de 120V, relación del TP).
 Angulo de diferencia: 30°.
 Slip frecuencia: 20 mHz.
 Retraso de tiempo en modo continuo: 0.1 seg.

3.4 PROTECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES A LOS TRANSFORMADORES DE LOS CENTROS DE CARGA Y CCM'S [7],[27],[38],[39],[40],[41],[53],[54],[63].

La metodología de cálculo de los ajustes y las protecciones de los alimentadores a los transformadores de centro de carga de los generadores (TCC-CTG1A, TCC-CTG1B, TCC-CTG1C y TCC-STG1X) del sistema de prueba, fueron las siguientes:

Tabla 3.4. Protecciones en los Alimentadores a Transformadores Centro de Carga.

Tipo de Alimentador	Tipo de Relevador	Funciones de la Protección.
Alimentadores a los Transformadores de los Centros de Carga.	SR 735 Multilin.	Sobrecorriente de tiempo (51) y sobrecorriente de tiempo e instantánea de tierra (50N/51N).

3.4.1 Protección del Transformador del Centro de Carga del CTG-1A (TCC-CTG1A).

Tipo de relevador: SR735.

Designación del Relevador: Relay51 TCC-CTG1A.

Detalles del Transformador:

Capacidad = 2000/2300 kVA, 4.16 kV/480 V.

Corriente a plena carga del lado de HV (ONAN) = $2000 / (\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}) = 277.6 \text{ Amps.}$

Corriente a plena carga del lado de HV (ONAF) = $2300 / (\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}) = 319.2 \text{ Amps.}$

Relación de los TC's = 400/5 A (80/1 A).

Ajuste de la función de sobrecorriente de tiempo (51) en el lado de 4.16 kV del TCC-CTG1A.

El ajuste de la corriente de arranque por sobrecorriente es ajustado a 400 Amps (100%) para lograr la coordinación con el interruptor de carga en 480 V en el centro de carga (CC 1A).

El ajuste será verificado tal que la corriente de operación por sobrecorriente no exceda 300% de la capacidad ONAN del transformador para cumplir con las recomendaciones del NEC/IEEE.

La corriente de arranque por sobrecorriente en porcentaje de la capacidad del transformador es:

$$\text{Corriente de arranque (\%)} = \frac{(1.0 \times 400)}{277.6 \times 100\%} = 144.1\% < 300\% \quad (3.2)$$

El ajuste del dial de tiempo = 10.0 (Curva Extrem.Inv.) (Para coordinarse con el interruptor de carga del centro de carga 480V).

La función de sobrecorriente instantánea (50) está deshabilitada, para evitar corrientes de cortocircuito interrumpidas por el contactor arriba de su capacidad interruptiva.

Ajuste de la función de sobrecorriente contra falla a tierra (50N/51N).

Corriente de falla a tierra máxima en 4.16 kV = 400 Amps.

Relación del TC de tierra en el alimentador = 50/5, Tipo núcleo Balanceado.

El relevador es ajustado al mínimo ajuste (15%) = $0.15 \times 50 = 7.5 \text{ Amps.}$



de la capacidad de corriente del primario.

Para obtener un tiempo de coordinación se selecciona una característica extremadamente inversa y se ajusta a un tap = 1.0 para una forma de curva 0.5.

La protección contra falla a tierra instantánea ha sido ajustada = 1.0.

3.4.2 Protección de los Transformadores de los Centros de Carga de los CTG-1B y CTG-1C (TCC-CTG1B y 1C).

Tipo de relevador: SR735.

Designación del Relevador: Relay51 CTG-1B y Relay51 CTG-1C.

Detalles del Transformador:

Capacidad = 1500/1725 kVA, 4.16 kV/480 V.

Corriente a plena carga del lado de HV (ONAN) = $1500/(\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}) = 208.2 \text{ Amps}$.

Corriente a plena carga del lado de HV (ONAF) = $1725/(\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}) = 239.4 \text{ Amps}$.

Relación de los TC's = 300/5 A (60/1 A).

Ajuste de la función de sobrecorriente de tiempo (51) en el lado de 4.16 kV de los TCC-CTG1B y 1C.

El ajuste de la corriente de arranque por sobrecorriente es ajustado a 300 Amps (100%) para lograr la coordinación con los interruptores de carga en 480 V en los centros de carga (CC 1B y CC 1C).

El ajuste será verificado tal que la corriente de arranque por sobrecorriente no exceda 300% de la capacidad ONAN del transformador para cumplir con las recomendaciones del NEC/IEEE.

La corriente de arranque por sobrecorriente en porcentaje de la capacidad del transformador:

$$\text{Corriente de arranque (\%)} = \frac{(1.0 \times 300)}{208 \times 100\%} = 144.2\% < 300\% \quad (3.3)$$

El ajuste del dial de tiempo = 8.0 (Curva Extrem.Inv.) (Para coordinarse con el interruptor de carga del centro de carga 480V).

La función de sobrecorriente instantánea está deshabilitada, para evitar corrientes de cortocircuito interrumpidas por los contactores arriba de sus capacidades interruptivas.

Ajuste de la función de sobrecorriente contra falla a tierra (50N/51N).

Corriente de falla a tierra máxima en 4.16 kV = 400 Amps.

Relación del TC de tierra en el alimentador = 50/5, Tipo núcleo Balanceado.

El relevador es ajustado al mínimo ajuste (15%) = $0.15 \times 50 = 7.5 \text{ Amps}$.

de la capacidad del primario.

Para obtener un tiempo de coordinación se selecciona una característica extremadamente inversa y se ajusta a un tap = 1.0 para una forma de curva 0.5.

La protección contra falla a tierra instantánea ha sido ajustada = 1.0.

3.4.3 Protección del Transformador del Centro de Carga del CTG-1X (TCC-CTG1X).

Tipo de relevador: SR735.

Designación del Relevador: Relay51 CTG-1X.



Detalles del Transformador:

Capacidad	= 1000/1150 kVA, 4.16 kV/480 V.
Corriente a plena carga del lado de HV (ONAN)	= $1000/(\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}) = 138.8 \text{ Amps.}$
Corriente a plena carga del lado de HV (ONAF)	= $1150/(\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}) = 159.6 \text{ Amps.}$
Relación de los TC's	= 200/5 A (40/1 A).

Ajuste de la función de sobrecorriente de tiempo (51) en el lado de 4.16 kV del TCC-CTG1X.

El ajuste de la corriente de arranque por sobrecorriente es ajustado a 200 Amps (100%) para lograr la coordinación con el interruptor de carga en 480 V en el centro de carga (CC 1X).

El ajuste será verificado tal que la corriente de arranque por sobrecorriente no exceda el 300% de la capacidad ONAN del transformador para cumplir con las recomendaciones del NEC/IEEE.

La corriente de arranque por sobrecorriente en porciento de la capacidad del transformador:

$$\text{Corriente de arranque (\%)} = \frac{(1.0 \times 200)}{138.8 \times 100\%} = 144.1\% < 300\% \quad (3.4)$$

El ajuste del dial de tiempo = 10.0 (Curva Extrem.Inv.) (Para coordinarse con el interruptor de carga del centro de carga 480V).

La función de sobrecorriente instantánea está deshabilitada, para evitar corrientes de cortocircuito interrumpidas por el contactor arriba de su capacidad interruptiva.

Ajuste de la función de sobrecorriente contra falla a tierra (50N/51N).

Corriente de falla a tierra máxima en 4.16 kV	= 400 Amps.
Relación del TC de tierra en el alimentador	= 50/5, Tipo núcleo Balanceado.
El relevador es ajustado al mínimo ajuste (15%) de la capacidad del primario.	= $0.15 \times 50 = 7.5 \text{ Amps.}$

Para obtener un tiempo de coordinación se selecciona una característica extremadamente inversa y se ajusta a un tap = 1.0 para una forma de curva 0.5.

La protección contra falla a tierra instantánea ha sido ajustada = 1.0.

3.4.4 Protección de los Transformadores de los CCM's A y B para el Tratamiento de Agua (TCCM-A,B TA), y de los Transformadores de los CCM A y B de la Torre de Enfriamiento (TCCM-A,B TE).

La metodología de cálculo de los ajustes y las protecciones de los alimentadores a los transformadores de los centros de control de motores A y B para el Tratamiento de Agua (CCM-A,B TA), y para los transformadores de los centros de control de motores A y B de la Torre de Enfriamiento (CCM-A,B TE) del sistema de prueba, fueron las siguientes:

Tabla 3.4.4. Protecciones en los Alimentadores a Transformadores de los Centro de Control de Motores.

Tipo de Alimentador	Tipo de Relevador	Funciones de la Protección.
Alimentadores a	SR 735 Multilin.	Sobrecorriente de tiempo (51) y



los Transformadores de los CCM's.		sobrecorriente de tiempo e instantánea de tierra (50N/51N).
-----------------------------------	--	---

Tipo de relevador: SR735.

Designación del Relevador: Relay51 TCMM-A,B TA,TE.

Detalles del Transformador:

Capacidad = 1500/1725 kVA, 4.16 kV/480 V.

Corriente a plena carga del lado de HV (ONAN) = $1500/(\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}) = 208.2 \text{ Amps.}$

Corriente a plena carga del lado de HV (ONAF) = $1725/(\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}) = 239.4 \text{ Amps.}$

Relación de los TC's = 300/5 A (60/1 A).

Ajuste de la función de sobrecorriente de tiempo (51) en el lado de 4.16 kV del TCCM-A,B TA,TE.

El ajuste de la corriente de arranque por sobrecorriente es ajustado a 450 Amps (150%) para lograr la coordinación con el interruptor principal del CCM en 480V (CCMA,B TA,TE). El ajuste será verificado tal que la corriente de arranque por sobrecorriente no exceda 300% de la capacidad ONAN del transformador para cumplir con las recomendaciones del NEC/IEEE.

La corriente de arranque por sobrecorriente en porciento de la capacidad del transformador:

$$\text{Corriente de arranque (\%)} = \frac{(1.5 \times 300)}{208.2 \times 100\%} = 216.3\% < 300\% \quad (3.5)$$

El ajuste del dial de tiempo = 10.0 (Curva Extrem.Inv.) (Para coordinarse con el interruptor principal del CCM en 480V).

La función de sobrecorriente instantánea está deshabilitada, para evitar corrientes de cortocircuito interrumpidas por el contactor arriba de su capacidad interruptiva.

Ajuste de la función de sobrecorriente contra falla a tierra (50N/51N).

Corriente de falla a tierra máxima en 4.16 kV = 400 Amps.

Relación del TC de tierra en el alimentador = 50/5, Tipo núcleo Balanceado.

El relevador es ajustado al mínimo ajuste del 15% = $0.15 \times 50 = 7.5 \text{ Amps.}$

del ajuste de pick up del primario.

Para obtener un tiempo de coordinación se selecciona una característica extremadamente inversa y se ajusta a un tap = 1.0 para una forma de curva 0.5.

La protección contra falla a tierra instantánea ha sido a justada = 1.0.

3.5 PROTECCIÓN DE LOS MOTORES DE LAS BOMBAS ALIMENTADORAS DE AGUA A LAS CALDERAS [7],[10],[27],[37],[38],[39],[40],[41],[53],[63].

La metodología de cálculo de los ajustes y las protecciones de los alimentadores a los motores de las bombas alimentadoras de agua a las calderas (B1a y B2a, B1b y B2b, B1c y B2c) del sistema de prueba, fueron las siguientes:



Tabla 3.5. Protecciones en los Alimentadores a los Motores de las Bombas Alimentadoras de Agua.

Tipo de Alimentador	Tipo de Relevador	Funciones de la Protección.
Alimentadores a los Motores.	SR 469 Multilin.	Sobrecorriente de tiempo (51), sobrecorriente de tiempo a tierra (51G), protección diferencial (87), para otras protecciones ver sección 4.1.

Tipo de relevador: SR469.

Designación del Relevador: Relay51 B1a,b,c-B2a,b,c A ALIM.

Relación de los TC's = 400/5 A (80/1 A).

Detalles del Motor:

Capacidad en HP's = 2500 HP.

Corriente a plena carga (FLA) = 307.0 Amps.

Factor de Potencia = 0.84

Factor de Servicio (S.F.) = 1.0

Corriente a rotor bloqueado (LRA) = 1994.0 Amps.

Tiempo de Aceleración = 3.5 seg.

Safe stall time = 10.0 seg.

Ajuste de la función de sobrecorriente de tiempo (51).

El ajuste de la corriente de arranque contra sobre carga es (S.F.= 1.0):

Corriente de arranque= 307×1.05 (a 1000 seg)= 322.35 A.

La curva para la corriente de arranque contra sobrecarga = Curva 1.

Ajuste de la función contra cortocircuito (50).

Característica de disparo contra cortocircuito (50) = off (deshabilitada).

Característica de disparo de respaldo contra cortocircuito (50) = off (deshabilitada).

La función contra cortocircuito está deshabilitada, para evitar corrientes de cortocircuito interrumpidas por el contactor arriba de su capacidad interruptiva.

Ajuste de la función contra falla a tierra (51G).

Relación del TC de tierra = 50/5, Tipo núcleo Balanceado.

La corriente de arranque de disparo = $0.2 \times 50 = 10$ A.

El retraso de tiempo de disparo = 0.1 seg. Tiempo definido.

Ajuste de la protección diferencial de corriente (87).

Relación de los TC's localizados en las terminales del motor = 50/5, Tipo núcleo Balanceado.

La corriente de arranque esta ajustada en términos de la capacidad del primario del TC.

La corriente de arranque diferencial al arranque del motor = $0.2 \times 50 = 10$ A.

Retraso de tiempo intencional para disparo diferencial al arranque = 1000 ms.

La corriente de arranque diferencial en operación del motor = $0.1 \times 50 = 5$ A.

Retraso de tiempo intencional para disparo diferencial en operación = 500 ms.



El disparo diferencial es retrasado un tiempo de 500 ms., para evitar corrientes interrumpidas por el contactor arriba de su capacidad interruptiva.

3.6 PROTECCIÓN DE LOS MOTORES DE LAS BOMBAS DE CIRCULACIÓN DE AGUA [7],[10],[27],[37],[38],[39],[40],[41],[53],[63].

La metodología de cálculo de los ajustes y las protecciones de los alimentadores a los motores de las bombas de circulación de agua (B1 y B2 A CIRCUL) del sistema de prueba, fueron las siguientes:

Tabla 3.6. Protecciones en los Alimentadores a los Motores de las Bombas de Circulación de Agua.

Tipo de Alimentador	Tipo de Relevador	Funciones de la Protección.
Alimentadores a los Motores.	SR 469 Multilin.	Sobrecorriente de tiempo (51), sobrecorriente de tiempo a tierra (51G), protección diferencial (87), para otras protecciones ver sección 4.1.

Tipo de relevador: SR469.

Designación del Relevador: Relay51 B1,2 A CIRCUL.

Relación de los TC's = 600/5 A (120/1 A).

Detalles del Motor:

Capacidad en HP's = 2700 HP.

Corriente a plena carga (FLA) = 434.2 Amps.

Factor de Potencia = 0.65

Factor de Servicio (S.F.) = 1.0

Corriente a rotor bloqueado (LRA) = 2388.1 Amps.

Tiempo de Aceleración = 2.6 seg.

Safe stall time (Hot) = 15.0 seg.

Ajuste de la función de sobrecorriente de tiempo (51).

El ajuste de la corriente de arranque contra sobre carga es (S.F.= 1.0):

Corriente de arranque= 434.2 x 1.15 (a 1000 seg)= 499.33 A.

La curva para corriente de arranque contra sobrecarga = Curva 2.

Ajuste de la función contra cortocircuito (50).

Característica de disparo contra cortocircuito (50) = off (deshabilitada).

Característica de disparo de respaldo contra cortocircuito (50) = off (deshabilitada).

La función contra cortocircuito está deshabilitada, para evitar corrientes de cortocircuito interrumpidas por el contactor arriba de su capacidad interruptiva.

Ajuste de la función contra falla a tierra (51G).

Relación del TC de tierra = 50/5, Tipo núcleo Balanceado.

La corriente de arranque de disparo = 0.2 x 50 = 10 A.



El retraso de tiempo de disparo = 0.1 seg. Tiempo definido.

Ajuste de la protección diferencial de corriente (87).

Relación de los TC's localizados en las terminales del motor = 50/5, Tipo núcleo Balanceado.

La corriente de arranque esta ajustada en términos del primario del TC.

Corriente de arranque diferencial al arranque del motor = $0.2 \times 50 = 10$ A.

Retraso de tiempo intencional para disparo diferencial al arranque = 1000 ms.

Corriente de arranque diferencial en operación del motor = $0.1 \times 50 = 5$ A.

Retraso de tiempo intencional para disparo diferencial en operación = 500 ms.

El disparo diferencial es retrasado un tiempo de 500 ms., para evitar corrientes interrumpidas por el contactor arriba de su capacidad interruptiva.

3.7 PROTECCIÓN DE LOS MOTORES DE LAS BOMBAS DE CONDENSADOS [7],[10],[27],[37],[38],[39],[40],[41],[53],[63].

La metodología de cálculo de los ajustes y las protecciones de los alimentadores a los motores de las bombas de condensados (B1, B2 y B3 COND) del sistema de prueba, fueron las siguientes:

Tabla 3.7. Protecciones en los Alimentadores a los Motores de las Bombas de Condensados.

Tipo de Alimentador	Tipo de Relevador	Funciones de la Protección.
Alimentadores a los Motores.	SR 469 Multilin.	Sobrecorriente de tiempo (51), sobrecorriente de tiempo a tierra (51G), para otras protecciones ver sección 4.1.

Tipo de relevador: SR469.

Designación del Relevador: Relay51 B1,2,3 COND.

Relación de los TC's = 75/5 A (15/1 A).

Detalles del Motor:

Capacidad en HP's = 400 HP.

Corriente a plena carga (FLA) = 51.0 Amps.

Factor de Potencia = 0.80

Factor de Servicio (S.F.) = 1.15

Corriente a rotor bloqueado (LRA) = 340.17 Amps.

Tiempo de Aceleración = 10 seg.

Safe stall time (Hot) = 15.0 seg.

Ajuste de la función de sobrecorriente de tiempo (51).

El ajuste de la corriente de arranque contra sobre carga es (S.F.= 1.15):

Corriente de arranque= 51×1.25 (a 1000 seg) = 63.75 A.

La curva para corriente de arranque contra sobrecarga = Curva 4.

Ajuste de la función contra cortocircuito (50).



Característica de disparo contra cortocircuito (50) = off (deshabilitada).
 Característica de disparo de respaldo contra cortocircuito (50) = off (deshabilitada).
 La función contra cortocircuito está deshabilitada, para evitar corrientes de cortocircuito interrumpidas por el contactor arriba de su capacidad interruptiva.

Ajuste de la función contra falla a tierra (51G).

Relación del TC de tierra = 50/5, Tipo núcleo Balanceado.
 La corriente de arranque de disparo = $0.2 \times 50 = 10 \text{ A}$.
 El retraso de tiempo de disparo = 0.1 seg. Tiempo definido.

3.8 PROTECCIÓN DE LOS MOTORES DE ARRANQUE DE LAS UNIDADES GENERADORAS [7],[10],[27],[37],[38],[39],[40],[41],[53],[63].

La metodología de cálculo de los ajustes y las protecciones de los alimentadores a los motores de arranque de los generadores CTG1A, CTG1B y CTG1C (M1a, M1b y M1c ARRAQ) del sistema de prueba, fueron las siguientes:

Tabla 3.8. Protecciones en los Alimentadores a los Motores de las Bombas de Circulación de Agua.

Tipo de Alimentador	Tipo de Relevador	Funciones de la Protección.
Alimentadores a los Motores.	SR 469 Multilin.	Sobrecorriente de tiempo (51), sobrecorriente de tiempo a tierra (51G), Para otras protecciones ver sección 4.1.

Tipo de relevador: SR469.

Designación del Relevador: Relay51 M1a,1b,1c ARRAQ.

Relación de los TC's = 400/5 A (80/1 A).

Detalles del Motor:

Capacidad en HP's = 2200 HP.

Corriente a plena carga (FLA) = 275 Amps.

Factor de Potencia = 0.83

Factor de Servicio (S.F.) = 1.0

Corriente a rotor bloqueado (LRA) = 1595.0 Amps.

Tiempo de Aceleración = 2.0 seg.

Safe stall time (Hot) = 13.0 seg.

Ajuste de la función de sobrecorriente de tiempo (51).

El ajuste de la corriente de arranque contra sobre carga es (S.F.= 1.0):

Corriente de arranque= 275×1.15 (a 1000 seg)= 316.25 A.

La curva para corriente de arranque contra sobrecarga = Curva 1.

Ajuste de la función contra cortocircuito (50).



Característica de disparo contra cortocircuito (50) = off (deshabilitada).
 Característica de disparo de respaldo contra cortocircuito (50) = off (deshabilitada).
 La función contra cortocircuito está deshabilitada, para evitar corrientes de cortocircuito interrumpidas por el contactor arriba de su capacidad interruptiva.

Ajuste de la función contra falla a tierra (51G).

Relación del TC de tierra = 50/5, Tipo núcleo Balanceado.
 La corriente de arranque de disparo = $0.2 \times 50 = 10 \text{ A}$.
 El retraso de tiempo de disparo = 0.1 seg. Tiempo definido.

3.9 PROTECCIÓN DEL MOTOR DE LA BOMBA DE AGUA CONTRA INCENDIO [7],[10],[27],[37],[38],[39],[40],[41],[53],[63].

La protección del alimentador al motor de la bomba de agua contra incendio (B.C.I.) del sistema de prueba, fue la siguiente:

Detalles del Motor:

Capacidad en HP's = 300 HP.
 Corriente a plena carga (FLA) = 38.9 Amps.
 Factor de Potencia = 0.85
 Eficiencia = 94%
 Factor de Servicio (S.F.) = 1.0
 Corriente a rotor bloqueado (LRA) = 245.07 Amps.
 Tiempo de Aceleración = 8.0 seg.
 Safe stall time (Hot) = 13.0 seg.

Cálculo de la curva de arranque del motor BCI.

Corriente a rotor bloqueado = $6.3 \times 38.9 = 245.07 \text{ A}$.
 Corriente de magnetización = $1.5 \times 245.07 = 367.61 \text{ A}$.
 Tiempo de duración de $I_{RB} = 8 \text{ seg}$.
 Tiempo de duración de $I_{Mag} = 0.1 \text{ seg}$.

Protección por sobrecorriente en el alimentador del motor BCI en el bus SP BUS A de 4.16 kV.

Se selecciona un fusible limitador de corriente del tipo EJ-2 Mca.G.E. a 150% de la corriente nominal del motor.
 Fusible = $1.5 \times 38.9 = 58.4 \text{ A}$.
 Por corriente, el fusible seleccionado debería ser 70 A, pero gráficamente, este fusible no permite el arranque del motor.
 Por lo que se selecciona un fusible con cartucho de 390 A, 5.08 kV, 50 kA.

3.10 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR AL MOTOR M1 EN EL BUS DE 480V [7],[10],[37],[38],[39],[40],[41],[53],[63].

La metodología de cálculo de los ajustes y las protecciones del motor M1 o carga equivalente representada por este motor en el sistema de prueba, fue la siguiente:

Detalles del Motor:

Capacidad en H.P's	= 200 HP.
Corriente a plena carga (FLA)	= 222.24 Amps.
Factor de Potencia	= 0.85
Eficiencia	= 95%
Factor de Servicio (S.F.)	= 1.0

Cálculo de la curva de arranque del motor M1.

Corriente a rotor bloqueado = $6 \times 222.24 = 1333.4$ A.
 Corriente de magnetización = $1.5 \times 1333.4 = 2000.16$ A.
 Tiempo de duración de $I_{RB} = 43$ seg.
 Tiempo de duración de $I_{Mag} = 0.1$ seg.

Protección por sobrecorriente del motor en el bus C1A de 480 V.

Se selecciona un interruptor con unidad instantánea del tipo HMCP Mca.Cutler Hammer, en combinación con un arrancador; entonces el interruptor de protección por sobrecorriente a 175% de la corriente nominal del motor, será:

Interruptor = $1.75 \times 222.24 = 388.92$ A.

Por lo que se selecciona un interruptor con marco de 400 A, 480 V, 65 KA.

El elemento instantáneo puede tener un ajuste máximo de 1300% la corriente nominal:

Instantáneo = $13 \times 222.24 = 2889.12$ A. , por lo que se selecciona una curva tipo D.

Ajustes de la protección principal del alimentador en el bus CC1A de 480 V.

Se selecciona un interruptor de estado sólido del tipo WavePro MVT Plus/PM Mca.G.E. con los siguientes ajustes:

Marco de 1600 A, 16600 V, 65 KA.

Sensor de 1600 A.

Unidad de disparo de 1200 A.

El ajuste de la corriente de disparo largo se calcula como sigue:

$$ML \geq FS \left[\frac{I_{nom}}{I_{sensor}} \right] = 1.15 \left[\frac{222.24}{1600} \right] = 0.16 \text{ y } ML \leq FS_{max} \left[\frac{I_{nom}}{I_{sensor}} \right] = 1.3 \left[\frac{241}{1600} \right] = 0.2 \quad (3.6)$$

Sin embargo, se ajustará al valor de la unidad de disparo:

LTPU= $(0.5-1.1) \times$ Unidad de disparo= $1 \times 1200 = 1200$ A.

El retraso de tiempo largo se ajusta a la banda:

LTD= $(1-4) = 3$.

El ajuste de la corriente de disparo corto se calcula como sigue:

$$MC \geq FS \left[\frac{I_{mag}}{I_{sensor}} \right] = 1.15 \left[\frac{2000.16}{1600} \right] = 1.44 \text{ y } MC \leq \left[\frac{I_{falla max}}{I_{sensor}} \right] = \left[\frac{42000}{1600} \right] = 26.25 \quad (3.7)$$



Sin embargo, para el ajuste de la corriente de disparo corto, se observa que la unidad magnética del dispositivo de protección anterior (HMCP), esta ajustada en corriente igual a 2800 A, por lo que se selecciona un ajuste de 3 veces el valor de la unidad de disparo:
 $STPU = (1.5-9) \times LTPU = 3 \times 1200 = 3600 \text{ A.}$ (3.8)

El retraso de tiempo corto es:

$$STD = (1-3) = 1.$$

Función $I^2t =$ deshabilitada.

Cálculo de la curva de daño del transformador TRCC 1A.

Detalles del Transformador:

Capacidad = 2000/2300 kVA, 4.16 kV/480 V.

Corriente a plena carga del lado de HV (ONAN) = $2000 / (\sqrt{3} \times 4.16) = 277.57 \text{ Amps.}$

Corriente a plena carga del lado de HV (ONAF) = $2300 / (\sqrt{3} \times 4.16) = 319.21 \text{ Amps.}$

Impedancia = 5.75%

Debido a su capacidad de enfriamiento (ONAN/2000kVA), el transformador se clasifica como categoría II. Por lo que, los puntos ANSI para trazar la curva de daño en el lado de 480 V son los siguientes:

Tabla 3.9 Puntos de la curva ANSI del transformador TRCC 1A.

Punto.	Tiempo (s).	Corriente (A).
1	2	$(I_{PC}/Zt) \times \text{Factor ANSI}$ $(277.57/0.0575) \times 0.58 = 2799.84$
2	4.08	$0.7 \times (I_{PC}/Zt) \times \text{Factor ANSI}$ $(277.57/0.0575) \times 0.7 \times 0.58 = 1959.89$
3	$\frac{2551(Zt)^2}{2551(0.0575)^2} = 8.43$	$0.7 I_{PC}/Zt \times \text{Factor ANSI}$ 1959.89
4	50	$5 \times (I_{PC}) \times \text{Factor ANSI}$ $5 \times (277.57) \times 0.58 = 804.95$

La corriente de magnetización se calcula como 10 veces la corriente a plena carga del transformador a 0.1 seg:

$$\text{Corriente de magnetización} = F_{\text{inrush}} \times I_{PC} = 10 \times 277.57 = 2775.7 \text{ Amps.} \quad (3.9)$$

Protección contra cortocircuito en el alimentador principal del TRCC 1A en el bus SP BUS A de 4.16 kV.

Se selecciona un fusible limitador de corriente del tipo EJ-2 Mca.G.E. a 150% de la corriente nominal del transformador.

$$\text{Fusible} = 1.5 \times 277.57 = 416.35 \text{ A.}$$

Del catálogo de fusibles y de las curvas tiempo-corriente, se selecciona un fusible con cartucho de 450 A, 5.08 kV, 50 kA. Se debe verificar que el fusible permita la energización del transformador (I_{inrush}), y proteja la curva de daño del transformador.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

4.1 INTRODUCCIÓN.

Se utilizó el programa DigSilent Ver.12 para simular digitalmente a la central de energía del sistema de prueba. Todo el equipo fue dimensionado de acuerdo a datos de los fabricantes así como a las referencias del proyecto utilizado como prueba.

Se realizó un estudio de cortocircuito en todos los buses utilizando el programa comercial Digsilent reportando los resultados en la tabla de cortocircuito.

Las pruebas de campo de las funciones del relevador multifuncional del generador se realizaron con el fin de comprobar el disparo del relevador a los valores de los ajustes calculados [42],[57].

El criterio de aceptación en la coordinación de protecciones de los equipos de servicios auxiliares será que las protecciones tanto arriba como abajo del bus de media tensión tengan tiempos de coordinación entre el transformador auxiliar, la subestación de 4.16kV y los relevadores de los centros de carga y otros equipos de protección.

Los cálculos realizados determinarán los ajustes para los relevadores de protección localizados en el sistema de medio voltaje en que abastece a los circuitos auxiliares.

Por último, se utilizó el software DigSilent para obtener las gráficas de coordinación en las rutas más significativas del sistema de prueba, aprovechando las ventajas que ofrece este software. La versatilidad de DigSilent permite realizar varios tipos de estudios, entre ellos, un estudio de coordinación de protecciones utilizando el mismo software. Además las curvas de tiempo-corriente de todos los relevadores de protección que intervienen en estas mismas rutas, fueron graficadas usando el software SKM Power* Tools para Windows Ver. 3.8.1.3 (CAPTOR); con el fin de verificar resultados contra las gráficas en DigSilent y las curvas tiempo-corriente de los datos reales del sistema de prueba analizado [55],[56].

4.2 SIMULACIÓN DIGITAL DEL SISTEMA DE PRUEBA.

La necesidad de simular un sistema eléctrico de potencia es resultado de la dificultad de realizar estudios sobre el sistema físico, es decir, si se desea saber como se comporta un sistema dado en condiciones anormales de operación, se tendría que producir un disturbio en la red real para llegar a la conclusión de que una anomalía de este tipo es fatal para el sistema; y de esta forma analizar todos los disturbios imaginables con la pérdida obvia de equipo, tiempo y un gran capital.



Simular es imitar el comportamiento de algo, y generalmente involucra algún tipo de modelo o representación simplificada. Un modelo de simulación puede ser un modelo físico a escala, un modelo matemático (probablemente resuelto por computadora) o alguna combinación de ellos.

Debido a que los modelos físicos son relativamente caros de construir y en ocasiones presentan los mismos problemas que el sistema real, a menudo se prefieren los modelos matemáticos. Estos pueden ser resueltos por el analista en papel o programados para ser resueltos por computadora; es decir, la computadora se encargará de efectuar los cálculos y el analista de indicarle mediante un programa lo que debe y cómo hacerlo. El programa digital es un archivo que contiene instrucciones y/o expresiones matemáticas en forma secuencial para ser realizadas por la computadora digital, con el fin de que esta efectúe los cálculos y/o acciones que el usuario desea.

La simulación por computadora es el más conocido, y es en sí, una sofisticación de las pequeñas calculadoras. La computadora trabaja con señales discretas y resuelve los procesos proporcionados por el usuario en forma secuencial, es decir, realiza todas sus funciones y operaciones una por una, en la forma en que lo requiera el usuario.

Las ventajas de utilizar la simulación digital son: la gran capacidad de memoria con que cuenta, la exactitud con que realiza operaciones algebraicas, la facilidad de programación y su alta disponibilidad en casi cualquier campo.

En la programación de un simulador digital se cuenta con varios procedimientos de cálculo en forma secuencial (subrutinas), que se encargan de realizar funciones específicas. Todas ellas son “llamadas” desde el programa principal, que contiene las instrucciones para la solución de las ecuaciones del modelo del sistema, avanzando en el tiempo de solución hasta llegar al tiempo máximo de simulación definido previamente por el usuario [16],[44],[46],[47],[48],[49],[50],[51],[52],[54],[55].

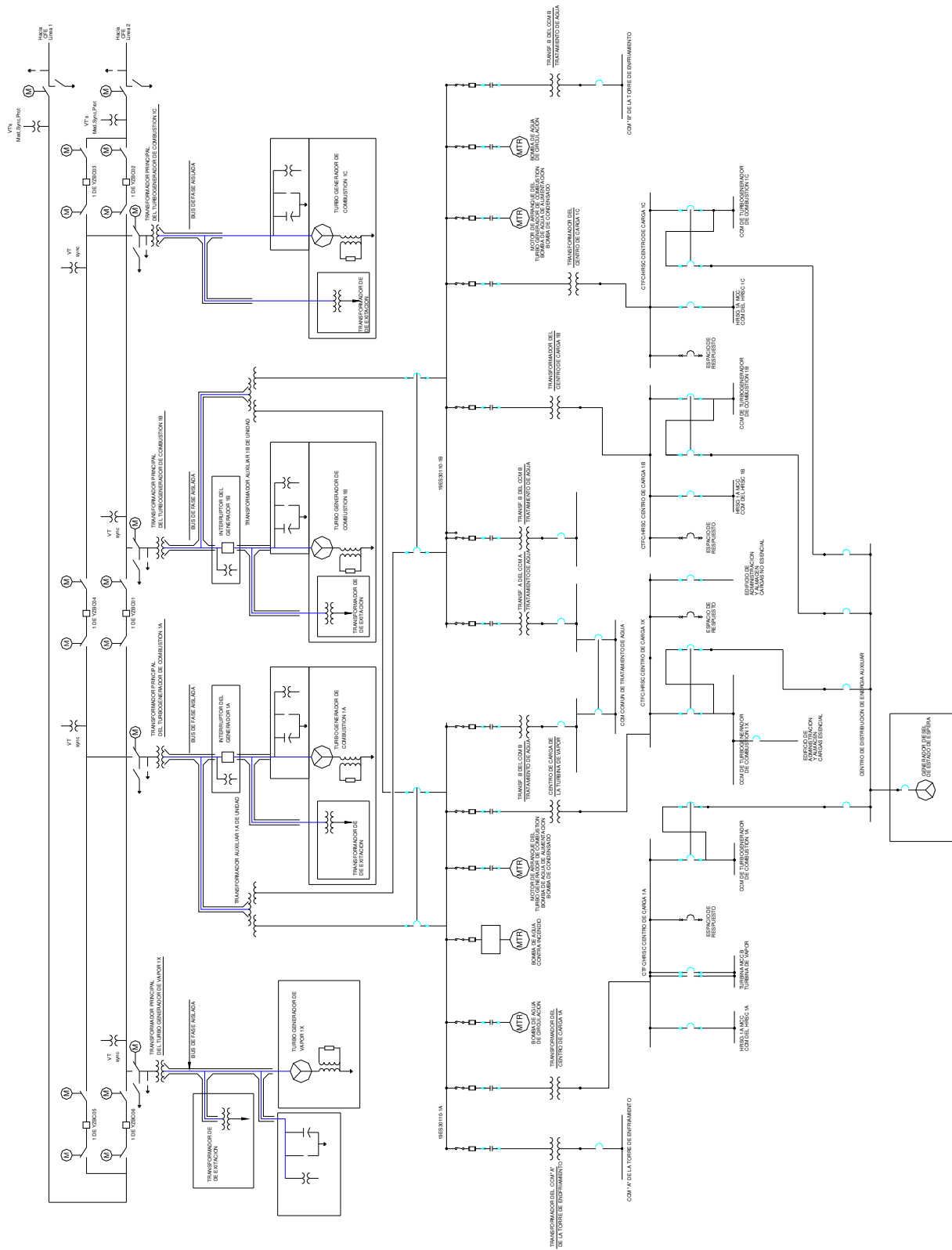


Figura 4.2.1. Sistema Real de Prueba (Central Termoeléctrica).

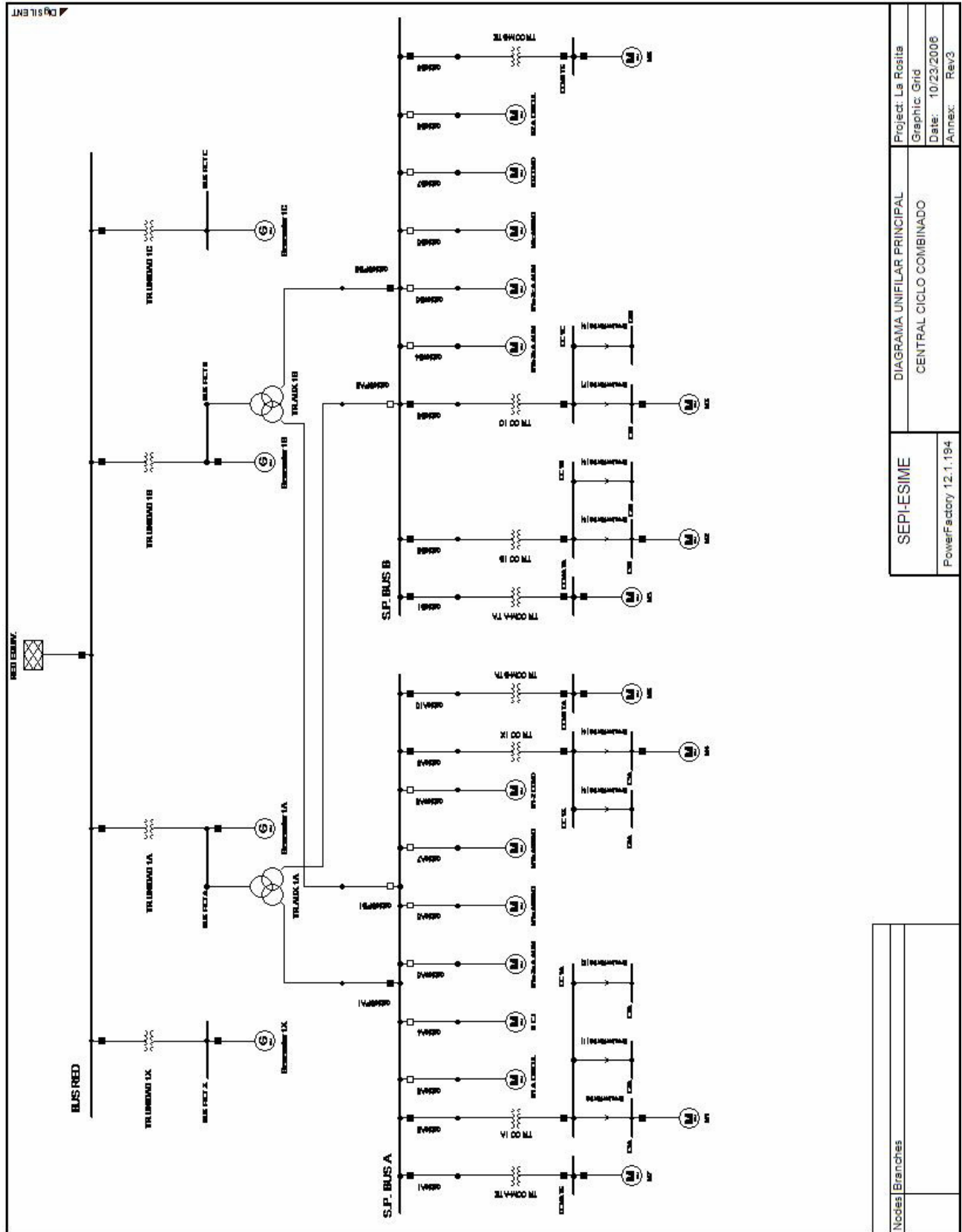


Figura 4.2.2 Sistema de Prueba Simulado.

SEPIESIME	DIAGRAMA UNIFILAR PRINCIPAL	Project: La Rosita
	CENTRAL CICLO COMBINADO	Graphic: Grid
PowerFactory 12.1.194		Date: 10/23/2008
		Annex: Rev3

Nodes Branches

4.3 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.

Se realizó el estudio de cortocircuito para las fallas trifásica y monofásica utilizando el software comercial DigSilent, se considera la corriente de cortocircuito en primer ciclo para fines de seleccionar la capacidad interruptiva de los equipos, y de quinto ciclo para fines de coordinación.

Se realiza el análisis para la condiciones de operación con carga máxima y carga mínima de la central, estimando los equipos que pueden intervenir en cada una de estas condiciones de funcionamiento, debido a que no se cuenta con los modos de operación de la central [3],[7],[8],[9],[10],[55].

Tabla 4.3.1 Valores de corriente de cortocircuito trifásico a carga máxima en los buses de la central.

Código del Nodo	I falla Sim.	I falla Asim.	I interruptiva	I estado estable	I equiv. térmico
Bus de red	29.28	76.73	28.55	29.13	30.04
Bus ficticio A	91.19	238.36	82.67	89.76	93.47
Bus ficticio B	91.61	239.37	82.86	89.75	93.89
Bus ficticio C	90.05	235.58	81.91	89.79	92.33
Bus ficticio X	107.04	280.84	97.32	106.70	109.85
S.P. Bus A	20.14	49.75	16.04	12.74	17.36
S.P. Bus B	31.28	77.30	27.19	23.08	28.09
CCMA TE	11.70	26.76	11.37	7.03	9.86
CC 1A	14.40	35.48	14.13	8.86	12.31
CC 1X	11.40	28.07	11.21	7.10	9.78
CCMB TA	13.20	32.27	12.91	8.04	11.24
C1A	14.40	35.48	14.13	8.86	12.31
C2A	14.40	35.48	14.13	8.86	12.31
C3A	14.40	35.48	14.13	8.86	12.31
C4A	11.40	28.07	11.21	7.10	9.78
C5A	11.40	28.07	11.21	7.10	9.78
CCMA TA	13.52	33.04	13.32	9.61	12.01
CC 1B	13.45	32.89	13.35	9.85	12.04
CC 1C	13.40	32.58	13.30	9.81	11.98
CCMB TE	13.62	33.48	13.42	9.68	12.11
C1B	13.45	32.89	13.35	9.85	12.04
C2B	13.45	32.89	13.35	9.85	12.04
C3B	13.40	32.58	13.30	9.81	11.98
C4B	13.40	32.58	13.30	9.81	11.98

Tabla 4.3.2 Valores de corriente de cortocircuito monofásico a carga mínima en los buses de la central.

Código del Nodo	I falla Sim.	I falla Asim.	I interruptiva
Bus de red	30.57	79.82	30.57
Bus ficticio A	85.63	224.13	85.63
Bus ficticio B	85.68	224.24	85.68
Bus ficticio C	0	0	0
Bus ficticio X	0	0	0
S.P. Bus A	25.14	62.11	25.14
S.P. Bus B	36.68	90.74	36.68
CCMA TE	13.00	29.77	13.00
CC 1A	15.49	38.18	15.49
CC 1X	12.44	30.64	12.44
CCMB TA	14.19	34.71	14.19
C1A	15.49	38.18	15.49
C2A	15.49	38.18	15.49
C3A	15.49	38.18	15.49
C4A	12.44	30.64	12.44
C5A	12.44	30.64	12.44
CCMA TA	14.45	35.33	14.45
CC 1B	14.40	35.21	14.40
CC 1C	14.36	34.92	14.36
CCMB TE	14.53	35.71	14.53
C1B	14.40	35.21	14.40
C2B	14.40	35.21	14.40
C3B	14.36	34.92	14.36
C4B	14.36	34.92	14.36

4.4 PRUEBAS A RELEVADORES DE PROTECCIÓN.

La confiabilidad de los relevadores de protección debe ser verificada mediante pruebas estáticas (las señales de entrada se hacen variar lentamente), dinámicas (se simula la aparición de la falla mediante la aplicación súbita de señales sinusoidales) y transitorias (las señales de entrada están contaminadas con ruido).

Las pruebas más exhaustivas son las que se aplican a prototipos en desarrollo, para verificar su comportamiento en condiciones de operación extremas.

Las empresas eléctricas realizan dos tipos básicos de pruebas. Las pruebas de aceptación se aplican a los relevadores que van a ser puestos en servicio; las pruebas periódicas se desarrollan rutinariamente para verificar el estado de los relevadores que están en



servicio. En ambos casos se trata por lo general de pruebas estáticas y dinámicas. Una ventaja importante de los relevadores digitales es que su capacidad de autodiagnóstico elimina prácticamente la necesidad de las pruebas periódicas, y simplifica considerablemente las de aceptación.

Los equipos tradicionales de prueba de relevadores permiten hacer pruebas estáticas y dinámicas, y son adecuados para las pruebas periódicas de relevadores electromecánicos y electrónicos analógicos. Se ha enfatizado en la importancia de utilizar esos equipos para realizar pruebas dinámicas o pseudo-transitorias a los relevadores.

Las pruebas transitorias, en que se simulan las señales reales provenientes del sistema con todas sus componentes de estado transitorio, solamente podían realizarse en simuladores analógicos disponibles en instituciones de investigación o en fábricas de relevadores. Recientemente se ha incorporado a los equipos de prueba la capacidad de reproducir y amplificar señales para pruebas transitorias, a partir de archivos generados por programas de simulación (como el EMTP), o de archivos de fallas reales, registradas por osciloperturbógrafos. A este fin se han normado los formatos de esos archivos en distintos países (por ejemplo, en Estados Unidos se utiliza el sistema Comtrade). Un avance reciente es la posibilidad de sincronizar vía satélite dos equipos de prueba localizados en ambos extremos de una línea de transmisión, y generar señales adecuadas para probar esquemas de protección piloto.

Un complemento importante de las pruebas en la evaluación de los esquemas de protección es el análisis de su funcionamiento a partir de la información de tiempo real. A este fin pueden utilizarse los datos de fallas recolectadas por los osciloperturbógrafos, los secuenciadores de eventos, los localizadores de fallas, y por los propios relevadores digitales. Por lo general en los relevadores digitales se incluyen todas las funciones antes mencionadas, con la limitación de que el registro dinámico de variables es de menor ancho de banda que el que se logra con un osciloperturbógrafo.

En esta área es importante profundizar en la utilización eficiente de la capacidad de cómputo disponible en las subestaciones para el análisis y diagnóstico de la operación de las protecciones, incluyendo la posibilidad de aplicar medidas correctivas en forma automática.

Debe trabajarse en el desarrollo de algoritmos para el procesamiento de los grandes volúmenes de información disponibles para el análisis de la operación de las protecciones. Se ha estudiado el problema del análisis automatizado de fallas, aplicando incluso técnicas de sistemas expertos, con buenos resultados.

La integración de las funciones de protección y de registro de fallas en un solo sistema es también un problema que requiere atención. Ambas funciones tienen elementos en común, pero tienen también algunas diferencias, como, por ejemplo, la frecuencia de muestreo de las señales; para el registro de fallas puede ser necesaria una frecuencia del orden de decenas de kHz, mientras que para protección se requiere menos de 1 kHz.

Los transductores optoelectrónicos de corriente y potencial darán la posibilidad de registrar componentes de hasta unos 100 kHz de las señales de entrada, lo que hará necesario incrementar el ancho de la banda de los osciloperturbógrafos [8],[13],[42].

4.5 PRUEBAS DE CAMPO AL RELEVADOR MULTIFUNCIONAL M-3425A CON EL EQUIPO DE PRUEBAS CMC 256-6 OMICRON.

En la Figura 4.5 se muestra el diagrama general de conexión del equipo de pruebas para la verificación de disparo de los ajustes calculados para las protecciones en el generador CTG1A. El procedimiento para realizar las pruebas al relevador de protección de generador con el equipo Omicron, se muestra en el apéndice D. Con este equipo se generaron los archivos de reporte de pruebas de las funciones de protección del generador [15],[42],[46],[57],[58].

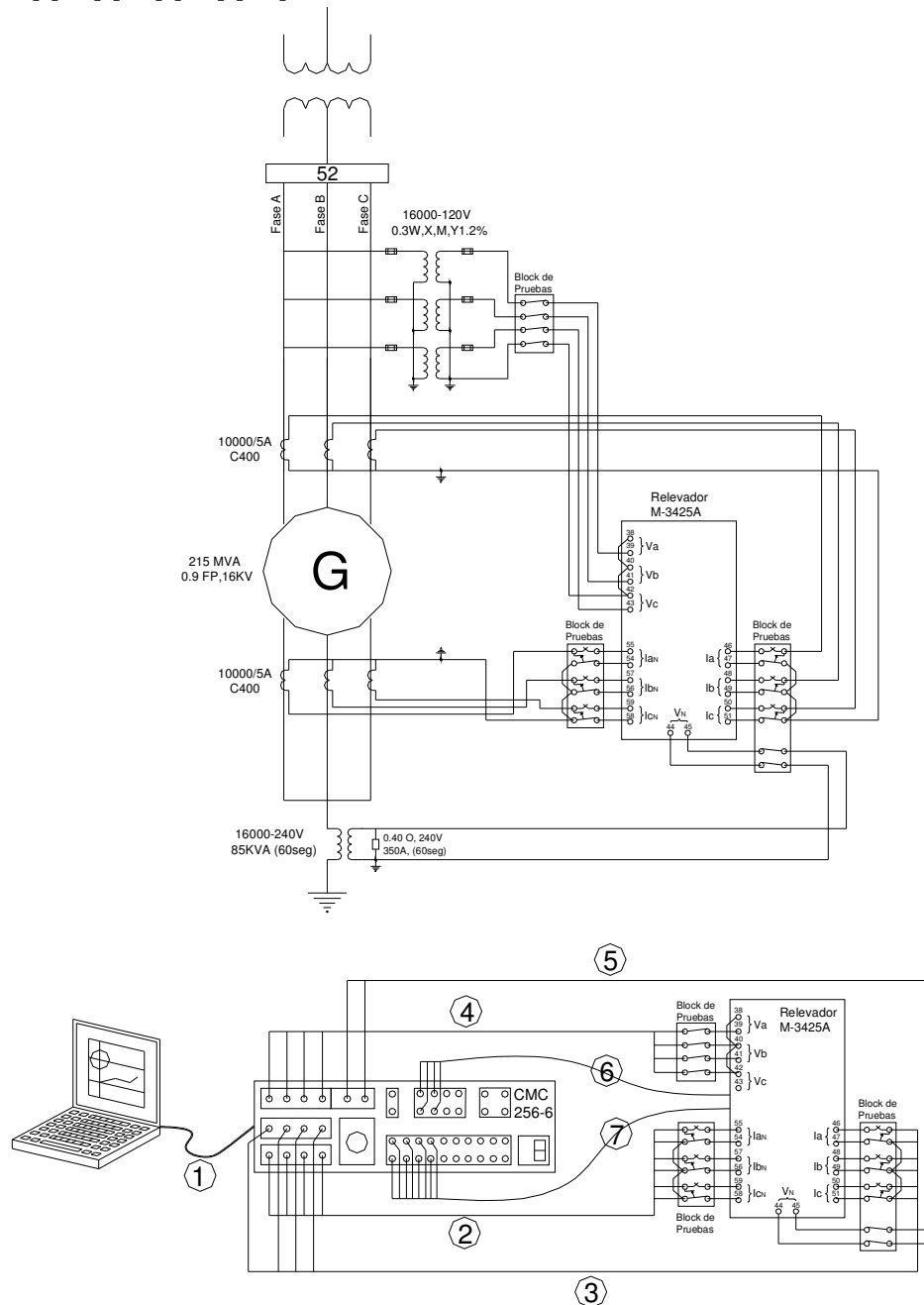


Figura 4.5 Conexión del Relevador M-3425A y del Equipo de Pruebas Omicron para la Simulación de Fallas.



Donde:

1. Conexión del CMC al puerto paralelo de la PC para intercambio de datos: Salida de datos para simulación, carga de las señales binarias.
2. Conexión de las salidas analógicas del CMC para las entradas del traductor del equipo en prueba para emitir las corrientes simuladas del lado del neutro.
3. Conexión de las salidas analógicas del CMC para las entradas del traductor del equipo en prueba para emitir las corrientes simuladas del lado del sistema.
4. Conexión de las salidas analógicas del CMC para las entradas del traductor del equipo en prueba para emitir los voltajes simulados.
5. Conexión de la salida analógica del CMC para las entradas del traductor del equipo en prueba para emitir el voltaje monofásico simulado.
6. Conexión de las salidas binarias y de las salidas por transistor del CMC a las entradas binarias del equipo en prueba para emitir señales binarias al equipo en prueba.
7. Conexión de las entradas binarias del CMC a las salidas binarias del equipo en prueba para cargar las señales binarias del equipo en prueba (a ello se deben las reacciones de los datos de salida).

En las Figuras 4.5.1 a la 4.5.11 se muestran los reportes de prueba de las funciones de protección del relevador multifuncional de generador del sistema de prueba analizado.

4.5.1 PRUEBA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN 87G.

La prueba de esta función se realizó simulando fallas en el interior del generador.

4.5.1.1 PRUEBA DE CORRIENTE DE OPERACIÓN (PICKUP).

Esta prueba consiste en inyectar corriente en ambos devanados por separado hasta alcanzar la corriente de operación de acuerdo al ajuste ya establecido. La inyección se hace en forma trifásica.

4.5.1.2 PRUEBA DE LA PENDIENTE DIFERENCIAL.

Esta prueba se realiza inyectando corriente en ambos lados de los devanados al mismo tiempo y con un defasamiento de 180° entre ellas, se verifica que el relevador opere dentro de la curva diferencial y se restablezca fuera de ella.

FUNCION (87) DIFFERENTIAL PICKUP TEST (I. LINE)

Test Settings

General

No. of ramp states:	1
Total steps per test:	101
Total time per test:	101.000 s
No. of test executions:	1

Ramped Quantities





- IA_LINE,IB_LINE,IC_LINE / Amplitude

Ramp States

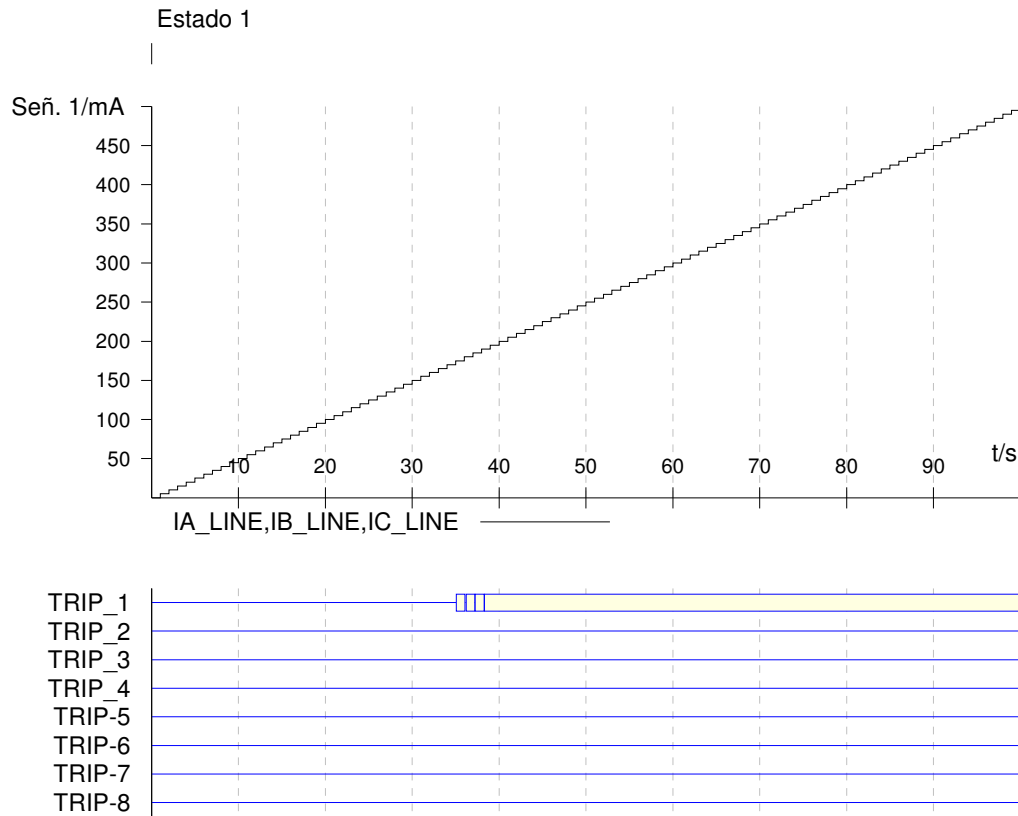
State	Estado 1
VA	69.28 V 0.00 ° 60.00 Hz
VB	69.28 V -120.00 ° 60.00 Hz
VC	69.28 V 120.00 ° 60.00 Hz
IA_LINE	0.00 A 0.00 ° 60.00 Hz
IB_LINE	0.00 A -120.00 ° 60.00 Hz
IC_LINE	0.00 A 120.00 ° 60.00 Hz
V(4)-1	69.28 V 0.00 ° 60.00 Hz

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	IA_LINE,IB_LINE,IC_L +		TRIP_1 ↑ or TRIP_2 ↑		0.200 A	0.175 A	0.400 A	0.400 A -0.025 A
Assess:	+ .. Passed		x .. Failed		o .. Not assessed			





Test State:
Test passed

Figura 4.5.1.1 Resultado de Prueba de Corriente de Operación de la Función 87G del Lado de Línea.

FUNCTION (87) DIFFERENTIAL PICKUP TEST(I. NEUTRAL)

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 11
 Total time per test: 22.000 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- IA_NEUTRAL,IB_NEUTRAL,IC_NEUTRAL / Amplitude

Ramp States

State	Estado 1
VA	69.28 V 0.00 °
VB	60.00 Hz 69.28 V -120.00 °
VC	60.00 Hz 69.28 V 120.00 °





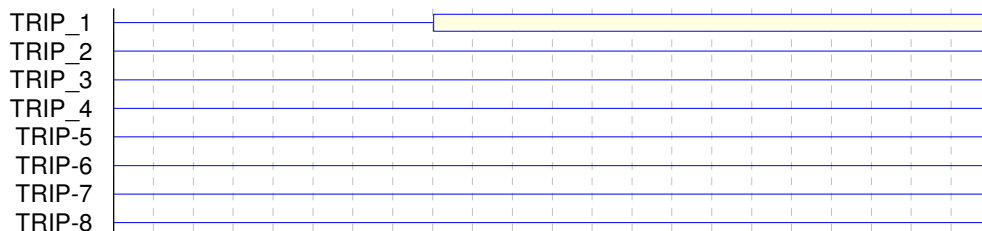
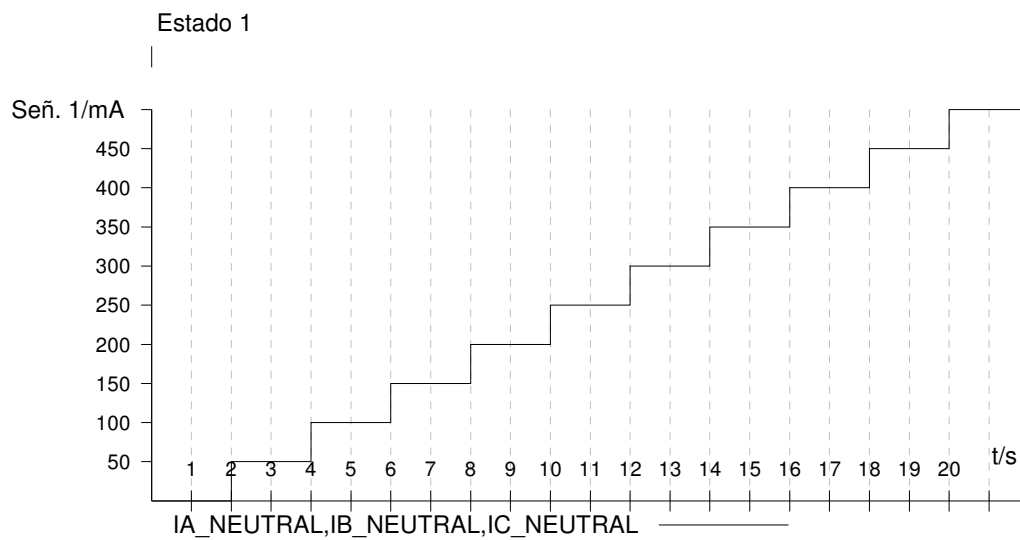
IA_LINE	60.00 Hz 0.00 A 0.00 °
IB_LINE	60.00 Hz 0.00 A -120.00 °
IC_LINE	60.00 Hz 0.00 A 120.00 °
V(4)-1	60.00 Hz 69.28 V 0.00 °
IA_NEUTRAL	60.00 Hz <u>0.00 A</u> 0.00 °
IB_NEUTRAL	60.00 Hz <u>0.00 A</u> -120.00 °
IC_NEUTRAL	60.00 Hz <u>0.00 A</u> 120.00 °

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	IA_NEUTRAL,IB_NEUTRA +		TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↑		0.200 A	0.200 A	0.200 A	0.200 A 0.000 A

Assess: + .. Passed x .. Failed o .. Not assessed



**Test State:****Test passed**

Figura 4.5.1.2 Resultado de Prueba de Corriente de Operación de la Función 87G del Lado de Neutro.

FUNCTION (87) DIFFERENTIAL PEND. TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 5
 Total steps per test: 443
 Total time per test: 221.500 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- IA_LINE, IB_LINE, IC_LINE / Amplitude
 - IA_NEUTRAL, IB_NEUTRAL, IC_NEUTRAL / Amplitude

Ramp States

State	Estado 1	Estado 2	Estado 3	Estado 4	Estado 5
VA	69.28 V 0.00 °	69.28 V 0.00 °	69.28 V 0.00 °	69.28 V 0.00 °	69.28 V 0.00 °
VB	69.28 V -120.00 °	69.28 V -120.00 °	69.28 V -120.00 °	69.28 V -120.00 °	69.28 V -120.00 °
VC	69.28 V 120.00 °	69.28 V 120.00 °	69.28 V 120.00 °	69.28 V 120.00 °	69.28 V 120.00 °
IA_LINE	60.00 Hz 0.50 A 180.00 °	60.00 Hz 0.00 A 0.00 °	60.00 Hz 0.20 A 180.00 °	60.00 Hz 0.16 A 0.00 °	60.00 Hz 0.40 A 180.00 °
IB_LINE	60.00 Hz 0.50 A 60.00 °	60.00 Hz 0.00 A -120.00 °	60.00 Hz 0.20 A 60.00 °	60.00 Hz 0.16 A -120.00 °	60.00 Hz 0.40 A 60.00 °
IC_LINE	60.00 Hz 0.50 A -60.00 °	60.00 Hz 0.00 A 120.00 °	60.00 Hz 0.20 A -60.00 °	60.00 Hz 0.16 A 120.00 °	60.00 Hz 0.40 A -60.00 °
V(4)-1	60.00 Hz 69.28 V 0.00 °	60.00 Hz 69.28 V 0.00 °	60.00 Hz 69.28 V 0.00 °	60.00 Hz 69.28 V 0.00 °	60.00 Hz 69.28 V 0.00 °
IA_NEUTRAL	60.00 Hz 0.00 A 0.00 °	60.00 Hz 0.20 A 180.00 °	60.00 Hz 0.20 A 0.00 °	60.00 Hz 0.10 A 180.00 °	60.00 Hz 0.00 A 0.00 °
IB_NEUTRAL	60.00 Hz 0.00 A -120.00 °	60.00 Hz 0.20 A 60.00 °	60.00 Hz 0.20 A -120.00 °	60.00 Hz 0.10 A 60.00 °	60.00 Hz 0.00 A -120.00 °
IC_NEUTRAL	60.00 Hz 0.00 A 120.00 °	60.00 Hz 0.20 A -60.00 °	60.00 Hz 0.20 A 120.00 °	60.00 Hz 0.10 A -60.00 °	60.00 Hz 0.00 A 120.00 °

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	IA_LINE, IB_LINE, IC_L		TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↓		0.250 A	0.300 A	0.200 A	0.200 A 0.050 A
2/1	IA_LINE, IB_LINE, IC_L		TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↓		0.190 A	0.010 A	0.200 A	0.200 A -0.180 A



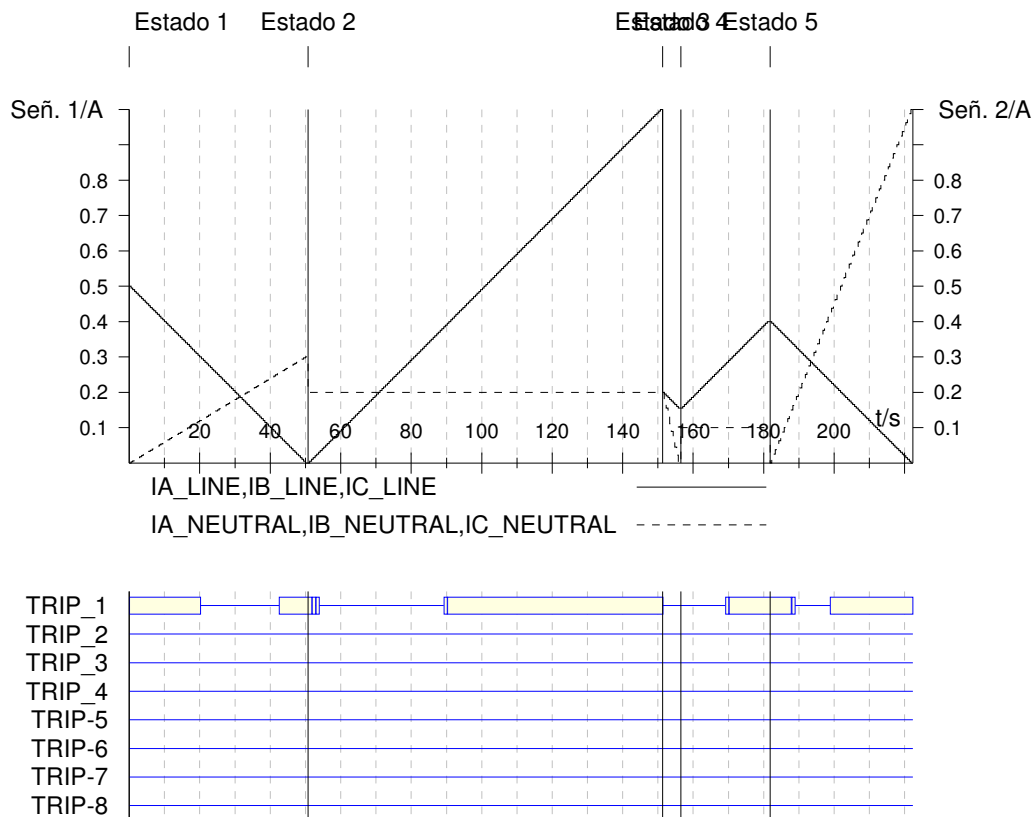


3/1	+	IA_LINE,IB_LINE,IC_L	Ninguna						o
4/1		IA_LINE,IB_LINE,IC_L	TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↑	0.360 A	0.280 A	0.200 A	0.200 A	-0.080 A	
5/1	+	IA_LINE,IB_LINE,IC_L	TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↑	0.395 A	0.340 A	0.200 A	0.200 A	-0.055 A	
		+							

Assess: + .. Passed x .. Failed o .. Not assessed

Signal 2

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Act.
1/1	IA_NEUTRAL,IB_NEUTRA		TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↓ 0.120 A
2/1	IA_NEUTRAL,IB_NEUTRA		TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↓ 0.200 A
3/1	IA_NEUTRAL,IB_NEUTRA		Ninguna
4/1	IA_NEUTRAL,IB_NEUTRA		TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↑ 0.100 A
5/1	IA_NEUTRAL,IB_NEUTRA		TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↑ 0.150 A



Test State:
Test passed

Figura 4.5.1.3 Resultado de Prueba de la Pendiente Diferencial de la Función 87G.

4.5.2 PRUEBA DE OPERACIÓN DE LA FUNCION 59N.

Para la prueba de esta protección se requiere inyectar un voltaje mayor al valor de ajuste para conseguir el disparo; de esta manera se simula una falla a tierra en el estator.

FUNCTION [59N] NEUTRAL OVERVOLTAGE PICKUP TEST





Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 81
 Total time per test: 81.000 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- V(4)-1 / Amplitude

Ramp States

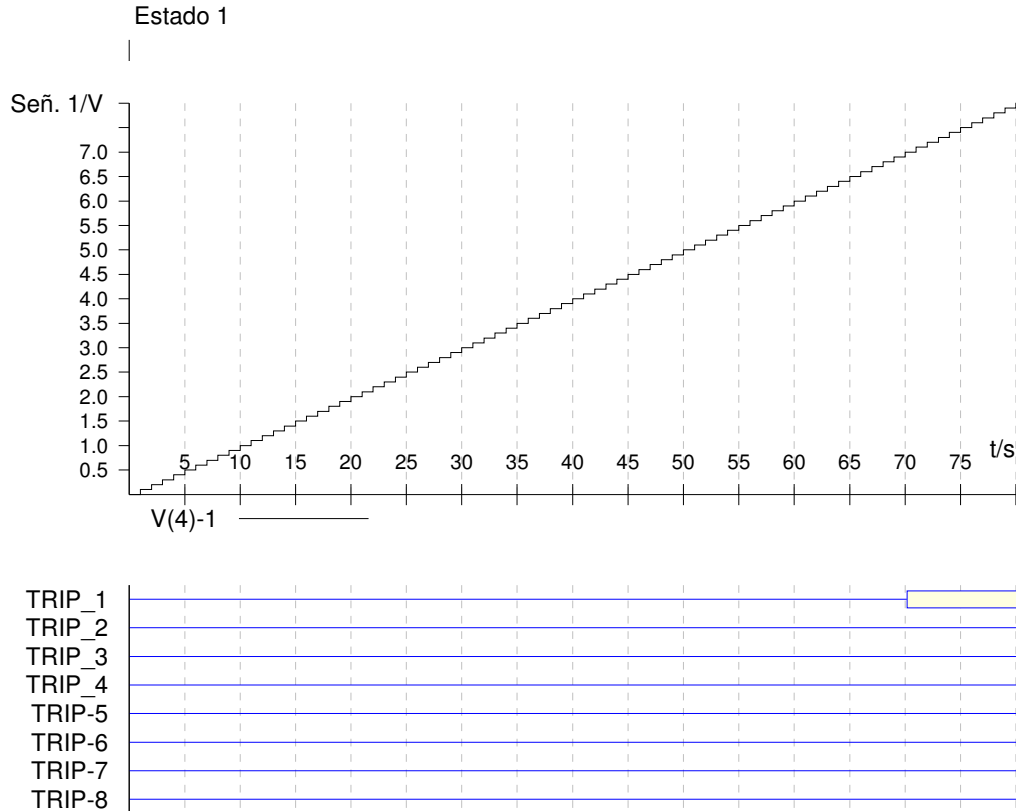
State	Estado 1
VA	0.00 V 0.00 °
VB	60.00 Hz 0.00 V -120.00 °
VC	60.00 Hz 0.00 V 120.00 °
IA_LINE	60.00 Hz 0.00 A 0.00 °
IB_LINE	60.00 Hz 0.00 A -120.00 °
IC_LINE	60.00 Hz 0.00 A 120.00 °
V(4)-1	60.00 Hz 0.00 V 0.00 °
Force abs. Phases	Yes
Sig. 1 From	0.000 V
Sig. 1 To	8.000 V
Sig. 1 ΔV	0.100 V
Sig. 1 dV/dt	0.100 V/s
Δt per Step	1.000 s
Ramp Steps	81
Ramp Time	81.000 s
Trigger	Bin
Trigger Logic	OR
Stop Ramp on Tr.	No
Step back	No
Delay Time	0.000 s

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	V(4)-1	TRIP_1 ↑ or TRIP_2 ↑		7.000 V	7.000 V	0.500 V	0.500 V	0.000 V +
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed						o .. Not assessed





Test State:
Test passed

Figura 4.5.2 Resultado de Prueba de la Función 59N.

4.5.3 PRUEBA DE OPERACIÓN DE LA FUNCION 40G 1 Y 2.

Esta prueba se realiza inyectando al relevador un voltaje variable y una corriente fija en magnitud y ángulo hasta lograr la impedancia de falla adecuada (valor de ajuste) y el disparo de esta protección. De esta manera se simula una falla por pérdida de excitación.

FUNCTION [40-1] LOSS EXCIT. PICKUP TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
Total steps per test: 1381
Total time per test: 138.100 s
No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- VA,VB,VC / Amplitude

Ramp States

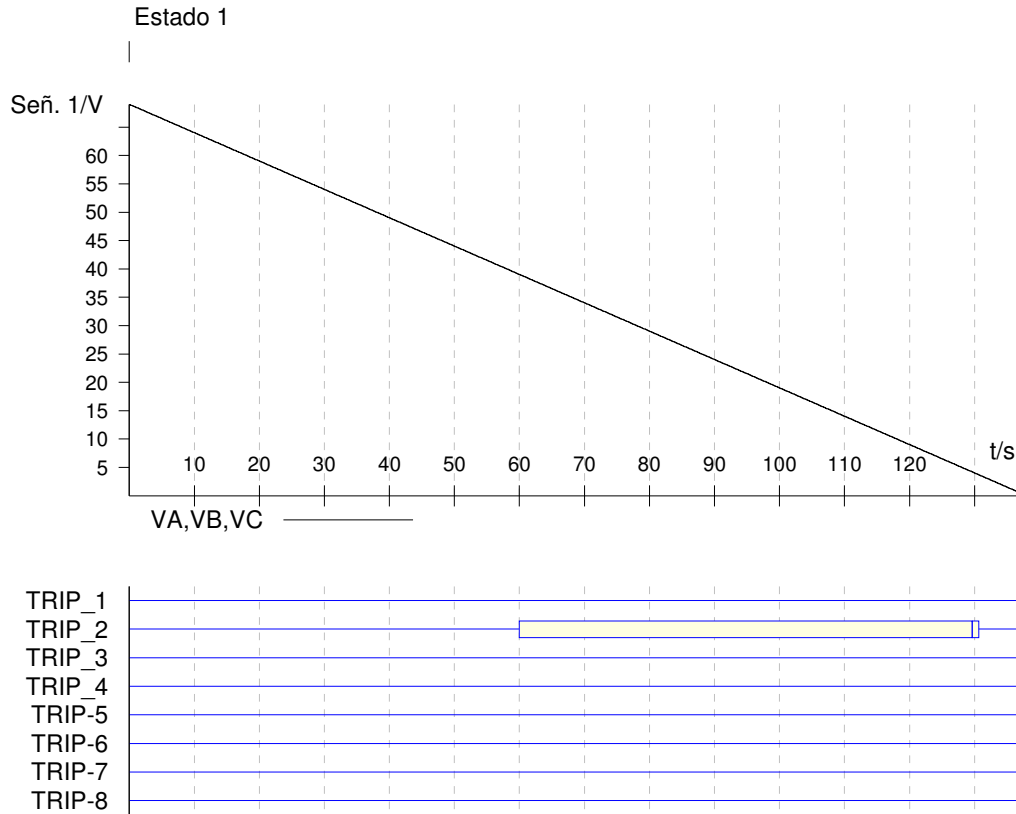


State	Estado 1
VA	69.00 V 0.00 ° 60.00 Hz
VB	69.00 V -120.00 ° 60.00 Hz
VC	69.00 V 120.00 ° 60.00 Hz
IA_LINE	0.00 A -89.00 ° 60.00 Hz
IB_LINE	0.00 A -120.00 ° 60.00 Hz
IC_LINE	0.00 A 120.00 ° 60.00 Hz
IA_NEUTRAL	1.94 A 90.00 ° 60.00 Hz
IB_NEUTRAL	1.94 A -30.00 ° 60.00 Hz
IC_NEUTRAL	1.94 A -150.00 ° 60.00 Hz

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	VA,VB,VC	TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↑		34.720 V	39.050 V	5.000 V	5.000 V	4.330 V +
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed		o .. Not assessed				



Test State:
Test passed

Figura 4.5.3.1 Resultado de Prueba de la Función 40G 1.

FUNCTION [40-2] LOSS EXCIT. PICKUP TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 1381
 Total time per test: 138.100 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- VA,VB,VC / Amplitude

Ramp States

State	Estado 1
VA	69.00 V 0.00 ° 60.00 Hz
VB	69.00 V -120.00 ° 60.00 Hz
VC	69.00 V 120.00 ° 60.00 Hz
IA_LINE	0.00 A



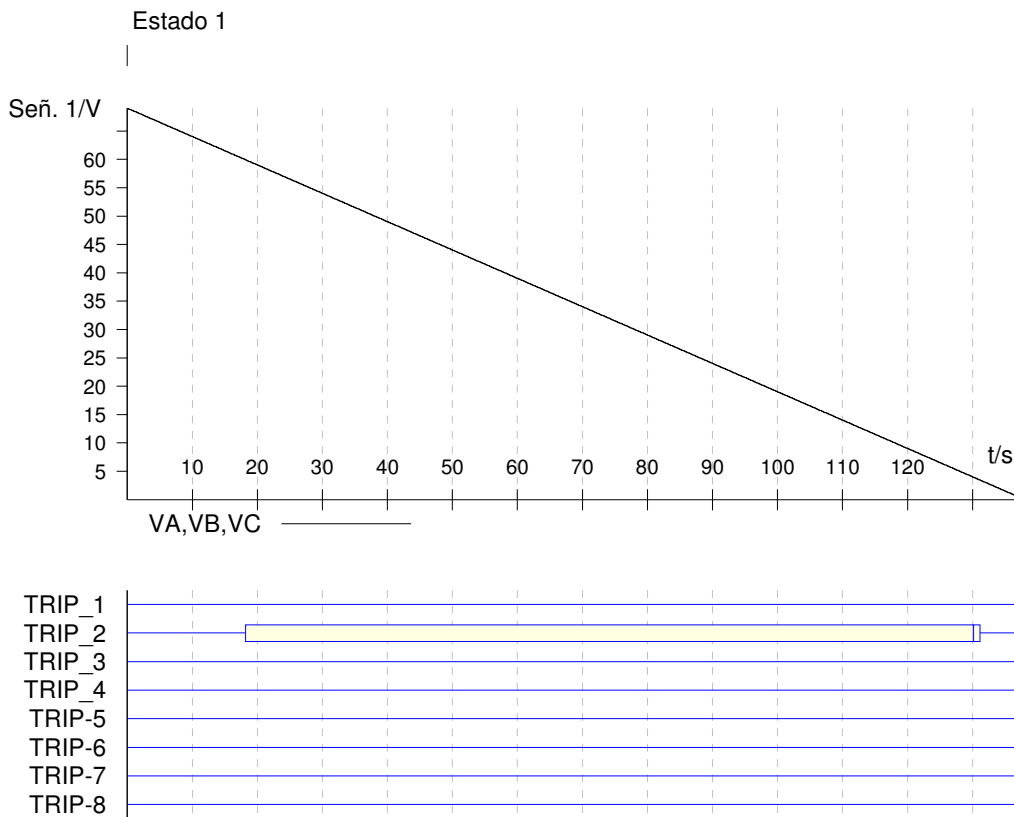


	-89.00 °
	60.00 Hz
IB_LINE	0.00 A
	-120.00 °
	60.00 Hz
IC_LINE	0.00 A
	120.00 °
	60.00 Hz
IA_NEUTRAL	1.94 A
	90.00 °
	60.00 Hz
IB_NEUTRAL	1.94 A
	-30.00 °
	60.00 Hz
IC_NEUTRAL	1.94 A
	-150.00 °
	60.00 Hz

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	VA,VB,VC	TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↑		59.350 V	59.950 V	5.000 V	5.000 V	0.600 V +
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed						o .. Not assessed



Test State:
Test passed

Figura 4.5.3.2 Resultado de Prueba de la Función 40G 2.



4.5.4 PRUEBA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN 46G.

Esta prueba se realiza inyectando una corriente trifásica y variando la magnitud de la corriente de una fase hasta lograr el valor de ajuste por desbalance de secuencia negativa. De esta manera se simula un desbalance de corriente y se produce la componente de secuencia negativa para que el relevador dispare.

FUNCTION [46] PICKUP TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 69
 Total time per test: 69.000 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- IA_NEUTRAL / Amplitude

Ramp States

State	Estado 1
VA	69.28 V 0.00 ° 60.00 Hz
VB	69.28 V -120.00 ° 60.00 Hz
VC	69.28 V 120.00 ° 60.00 Hz
IA_LINE	0.00 A 0.00 ° 60.00 Hz
IB_LINE	0.00 A -120.00 ° 60.00 Hz
IC_LINE	0.00 A 120.00 ° 60.00 Hz
IA_NEUTRAL	<u>3.88 A</u> 0.00 ° 60.00 Hz
IB_NEUTRAL	3.88 A 120.00 ° 60.00 Hz
IC_NEUTRAL	3.88 A -120.00 ° 60.00 Hz
Force abs. Phases	Yes
Sig. 1 From	3.880 A
Sig. 1 To	3.200 A
Sig. 1 ΔI	-0.010 A
Sig. 1 dI/dt	-0.010 A/s
Δt per Step	1.000 s
Ramp Steps	69
Ramp Time	69.000 s
Trigger	Bin
Trigger Logic	OR
TRIP_2	1



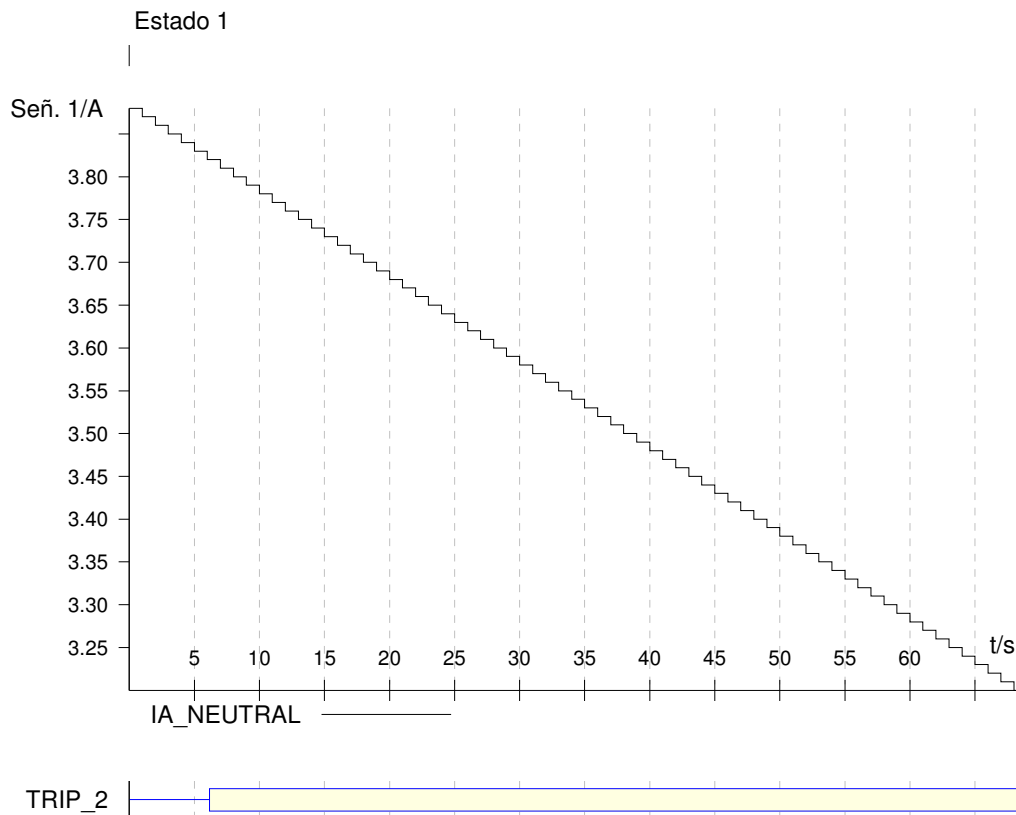


Stop Ramp on Tr.	No
Step back	No
Delay Time	0.000 s

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	IA_NEUTRAL	TRIP_2 ↑	3.788 A	3.820 A	0.200 A	0.200 A	0.032 A	+
Assess:		+ .. Passed	x .. Failed	o .. Not assessed				



Test State:
Test passed

Figura 4.5.4 Resultado de Prueba de Operación de la Función 46G.

4.5.5 PRUEBA DE OPERACIÓN DE LA FUNCION 32G.

Esta prueba se realiza inyectando un voltaje nominal fijo y se incrementa la corriente con un ángulo de 180° con respecto al voltaje, hasta alcanzar la operación del relevador. De esta manera se simula una potencia que fluye en dirección hacia el generador.

FUNCTION [32] DIRECTIONAL POWER OPERATE TEST





Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 71
 Total time per test: 106.500 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- IA_NEUTRAL,IB_NEUTRAL,IC_NEUTRAL / Amplitude

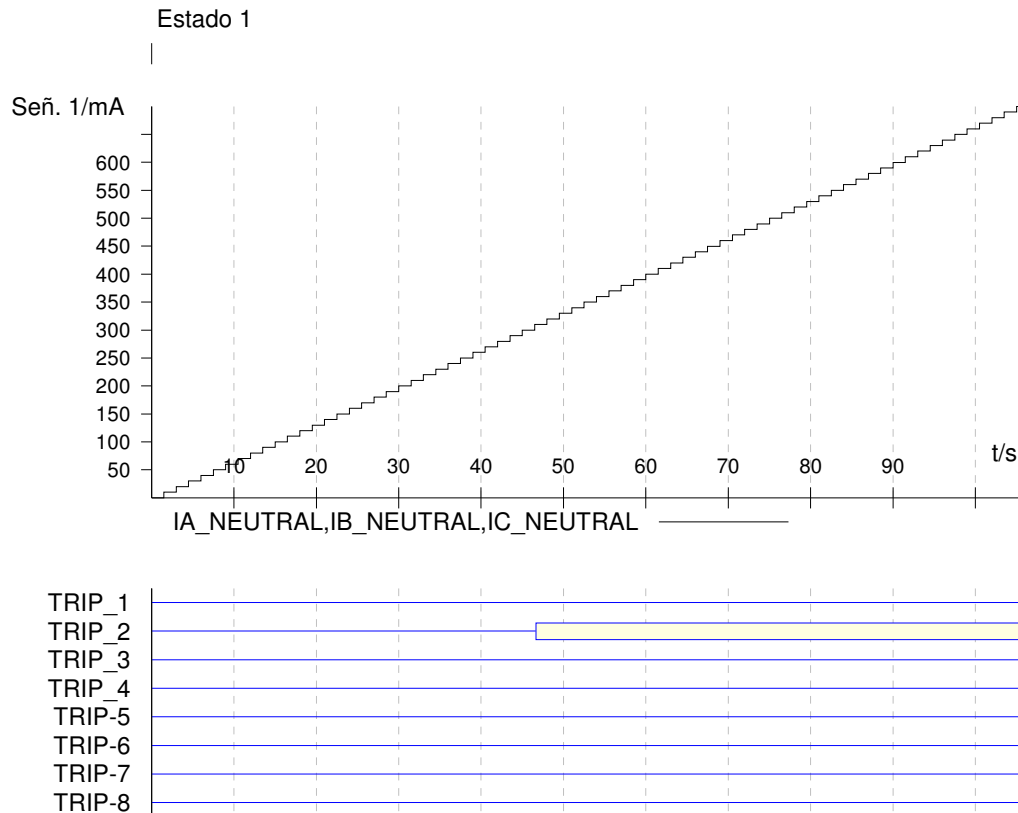
Ramp States

State	Estado 1
VA	69.28 V 0.00 °
VB	60.00 Hz 69.28 V -120.00 °
VC	60.00 Hz 69.28 V 120.00 °
IA_LINE	60.00 Hz 0.00 A 180.00 °
IB_LINE	60.00 Hz 0.00 A 60.00 °
IC_LINE	60.00 Hz 0.00 A -60.00 °
V(4)-1	60.00 Hz 0.00 V 0.00 °
IA_NEUTRAL	180.00 Hz 0.00 A 180.00 °
IB_NEUTRAL	60.00 Hz 0.00 A 60.00 °
IC_NEUTRAL	60.00 Hz 0.00 A -60.00 °
	60.00 Hz

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	IA_NEUTRAL,IB_NEUTRA +		TRIP_3 ↑ or TRIP_1 ↑		0.500 A	0.310 A	0.200 A	0.200 A -0.190 A
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed						o .. Not assessed



Test State:
Test passed

Figura 4.5.5 Resultado de Prueba de la Función 32G.

4.5.6 PRUEBA DE OPERACIÓN LA FUNCIÓN 81 O/U.

La protección de frecuencia tiene 3 ajustes: dos de baja frecuencia y uno de alta frecuencia. Esta prueba se realiza inyectando un voltaje con frecuencia variable disminuyendo e incrementando, hasta alcanzar la operación del relevador. De esta manera se simula una variación de frecuencia en el generador.

FUNCTION [81U1) FREQUENCY UNDER PICKUP TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 24
 Total time per test: 72.000 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- VA,VB,VC / Frequency

Ramp States

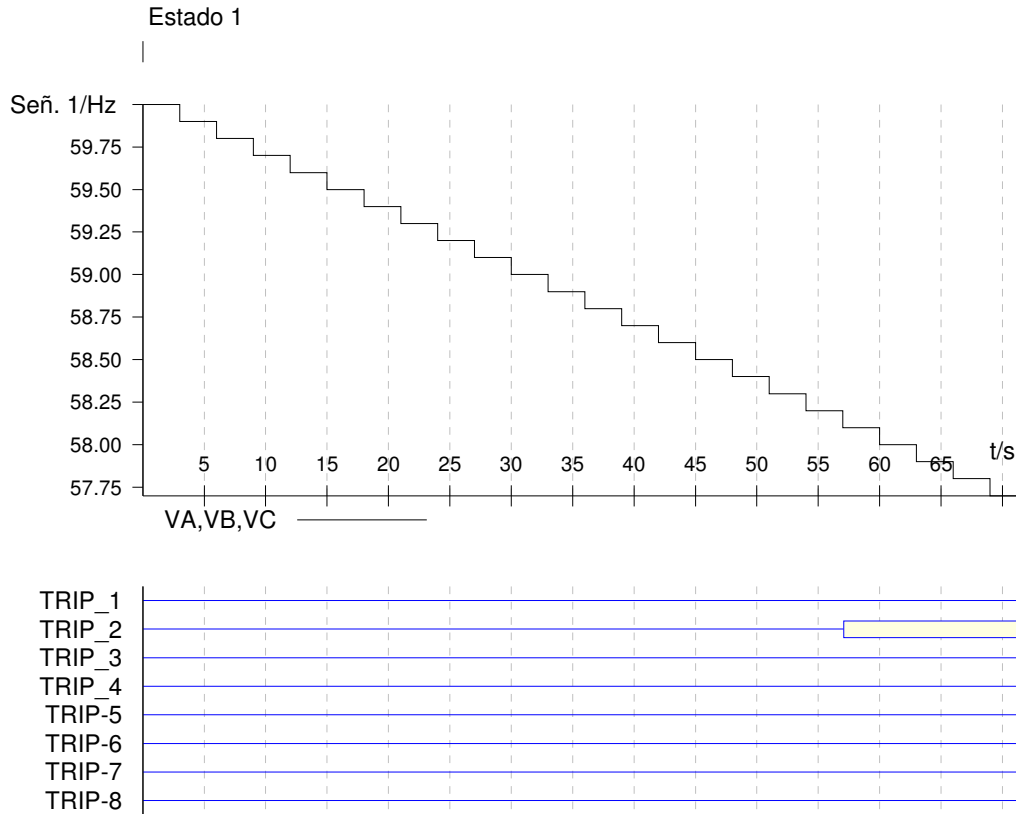


State	Estado 1
VA	69.28 V 0.00 ° <u>60.00 Hz</u>
VB	69.28 V -120.00 ° <u>60.00 Hz</u>
VC	69.28 V 120.00 ° <u>60.00 Hz</u>
IA_LINE	0.00 A 0.00 ° 60.00 Hz
IB_LINE	0.00 A -120.00 ° 60.00 Hz
IC_LINE	0.00 A 120.00 ° 60.00 Hz
V(4)-1	0.00 V 0.00 ° 60.00 Hz
Force abs. Phases	Yes
Sig. 1 From	60.000 Hz
Sig. 1 To	57.700 Hz
Sig. 1 Δf	-0.100 Hz
Sig. 1 df/dt	-0.033 Hz/s
Δt per Step	3.000 s
Ramp Steps	24
Ramp Time	72.000 s
Trigger	Bin
Trigger Logic	OR
Stop Ramp on Tr.	No
Step back	No
Delay Time	10.000 s

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	VA,VB,VC	TRIP_3 ↑ or TRIP_4 ↑		58.100 Hz	58.100 Hz	6.100 Hz	6.100 Hz	0.000 Hz +
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed		o .. Not assessed				



Test State:
Test passed

Figura 4.5.6.1 Resultado de Prueba de la Función 81U 1.

FUNCTION [81U 2) FREQUENCY UNDER PICKUP TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 26
 Total time per test: 78.000 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- VA,VB,VC / Frequency

Ramp States

State	Estado 1
VA	69.28 V 0.00 ° 60.00 Hz
VB	69.28 V -120.00 ° 60.00 Hz
VC	69.28 V 120.00 ° 60.00 Hz
IA_LINE	0.00 A



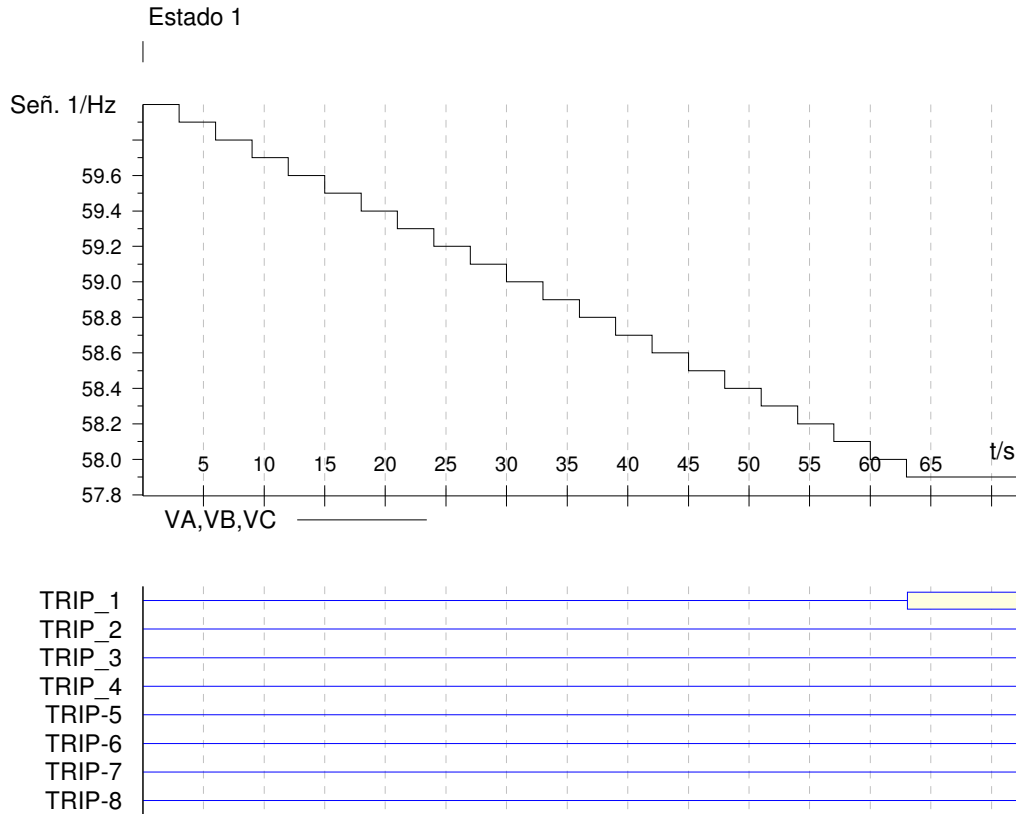


	0.00 °
	60.00 Hz
IB_LINE	0.00 A
	-120.00 °
	60.00 Hz
IC_LINE	0.00 A
	120.00 °
	60.00 Hz
V(4)-1	0.00 V
	0.00 °
	60.00 Hz
Force abs. Phases	Yes
Sig. 1 From	60.000 Hz
Sig. 1 To	57.500 Hz
Sig. 1 Δf	-0.100 Hz
Sig. 1 df/dt	-0.033 Hz/s
Δt per Step	3.000 s
Ramp Steps	26
Ramp Time	78.000 s
Trigger	Bin
Trigger Logic	OR
Stop Ramp on Tr.	Yes
Step back	No
Delay Time	10.000 s

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	VA,VB,VC	TRIP_3 ↑ or TRIP_4 ↑		57.900 Hz	57.900 Hz	6.100 Hz	6.100 Hz	0.000 Hz +
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed		o .. Not assessed				



Test State:
Test passed

Figura 4.5.6.2 Resultado de Prueba de la Función 81U 2.

FUNCTION (81 01) FREQUENCY UNDER PICKUP TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 81
 Total time per test: 243.000 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- VA,VB,VC / Frequency

Ramp States

State	Estado 1
VA	69.28 V 0.00 ° <u>60.00 Hz</u>
VB	69.28 V -120.00 ° <u>60.00 Hz</u>
VC	69.28 V 120.00 ° <u>60.00 Hz</u>
IA_LINE	0.00 A



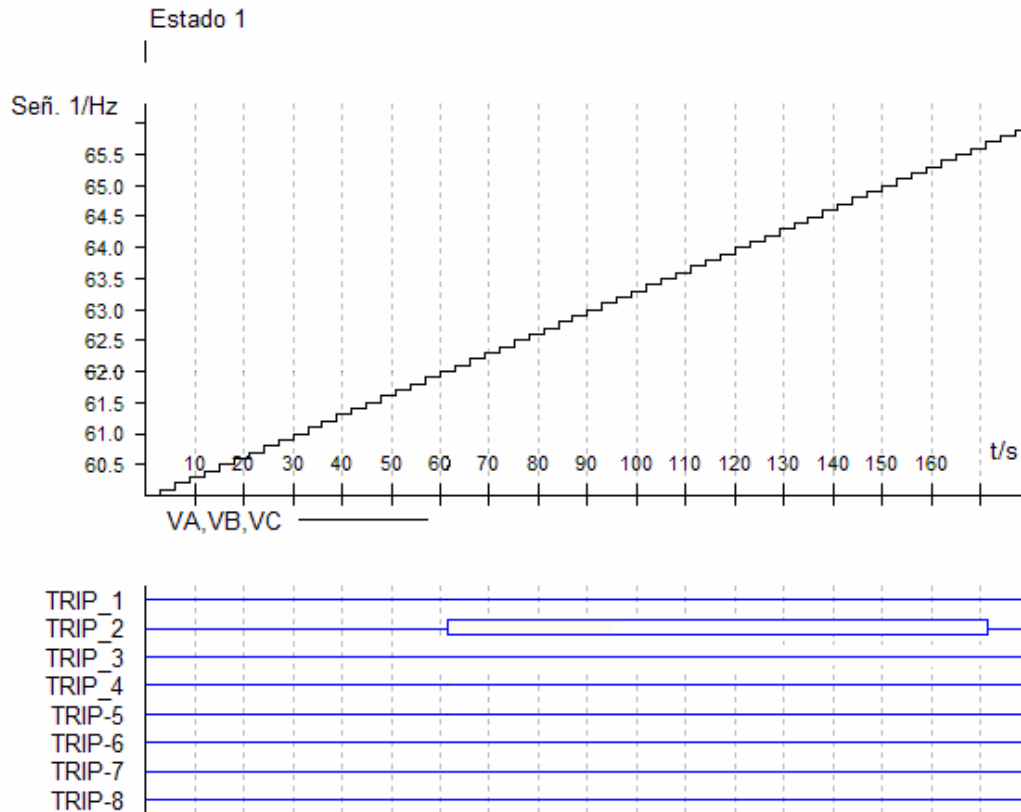


	0.00 °
	60.00 Hz
IB_LINE	0.00 A
	-120.00 °
	60.00 Hz
IC_LINE	0.00 A
	120.00 °
	60.00 Hz
V(4)-1	0.00 V
	0.00 °
	60.00 Hz
Force abs. Phases	Yes
Sig. 1 From	60.000 Hz
Sig. 1 To	68.000 Hz
Sig. 1 Δf	0.100 Hz
Sig. 1 df/dt	0.033 Hz/s
Δt per Step	3.000 s
Ramp Steps	81
Ramp Time	243.000 s
Trigger	Bin
Trigger Logic	OR
Stop Ramp on Tr.	Yes
Step back	No
Delay Time	10.000 s

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	VA,VB,VC	TRIP_3 ↑ or TRIP_4 ↑		62.000 Hz	62.000 Hz	6.100 Hz	6.100 Hz	0.000 Hz +
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed		o .. Not assessed				



Test State:
Test passed

Figura 4.5.6.3 Resultado de Prueba de la Función 81O 1.

4.5.7 PRUEBA DE OPERACIÓN DE LA FUNCION 21G.

La protección de distancia esta ajustada solo para una primera zona, y para esta prueba se fijo una corriente de 5 amperes en diferentes ángulos, disminuyendo el voltaje hasta encontrar la operación de la función, de esta manera se simula la impedancia de disparo

FUNCTION [21] PHASE DISTANCE TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 5
 Total steps per test: 105
 Total time per test: 105.000 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- VA,VB,VC / Amplitude

Ramp States

State	Estado 1	Estado 2	Estado 3	Estado 4	Estado 5
VA	10.00 V	20.00 V	40.00 V	20.00 V	10.00 V





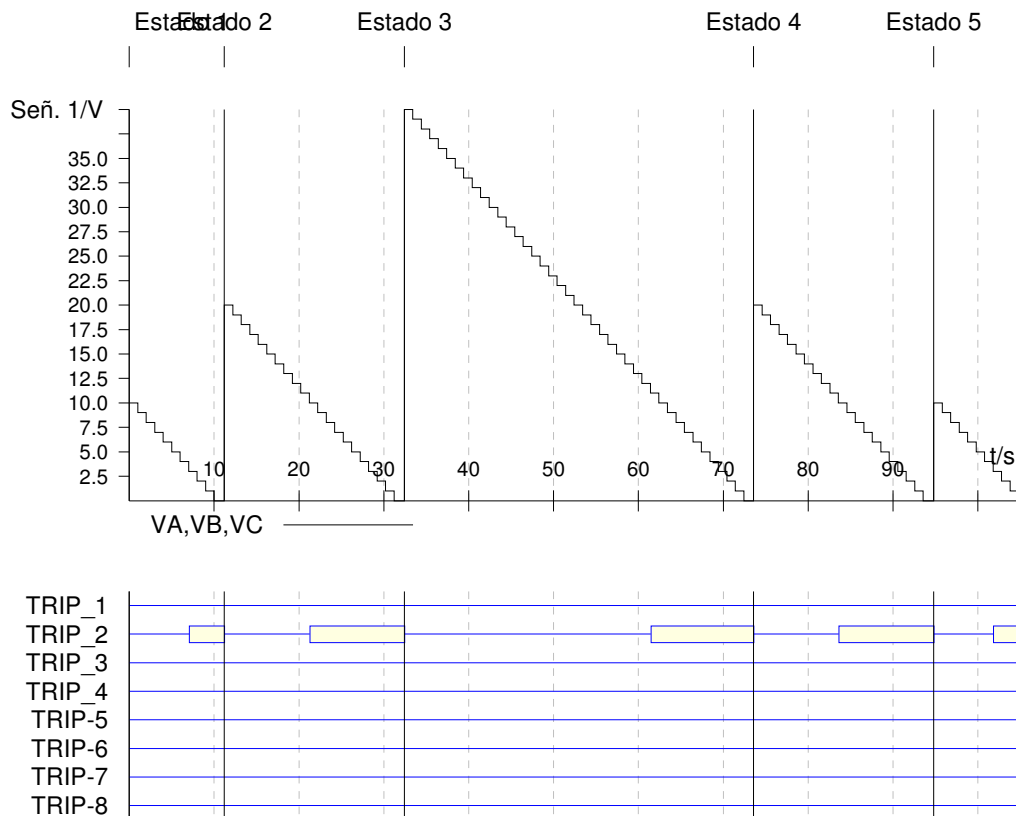
	0.00 °	0.00 °	0.00 °	0.00 °	0.00 °
	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz
VB	<u>10.00 V</u>	<u>20.00 V</u>	<u>40.00 V</u>	<u>20.00 V</u>	<u>10.00 V</u>
	-120.00 °	-120.00 °	-120.00 °	-120.00 °	-120.00 °
	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz
VC	<u>10.00 V</u>	<u>20.00 V</u>	<u>40.00 V</u>	<u>20.00 V</u>	<u>10.00 V</u>
	120.00 °	120.00 °	120.00 °	120.00 °	120.00 °
	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz
IA_LINE	0.00 A	0.00 A	0.00 A	0.00 A	5.00 A
	-89.00 °	0.00 °	0.00 °	0.00 °	0.00 °
	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz
IB_LINE	0.00 A	0.00 A	0.00 A	0.00 A	5.00 A
	-120.00 °	-120.00 °	-120.00 °	-120.00 °	-120.00 °
	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz
IC_LINE	0.00 A	0.00 A	0.00 A	0.00 A	5.00 A
	120.00 °	120.00 °	120.00 °	120.00 °	120.00 °
	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz
IA_NEUTRAL	5.00 A	5.00 A	5.00 A	5.00 A	5.00 A
	-10.00 °	-60.00 °	-89.00 °	-120.00 °	-170.00 °
	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz
IB_NEUTRAL	5.00 A	5.00 A	5.00 A	5.00 A	5.00 A
	-130.00 °	180.00 °	151.00 °	120.00 °	70.00 °
	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz
IC_NEUTRAL	5.00 A	5.00 A	5.00 A	5.00 A	5.00 A
	110.00 °	60.00 °	31.00 °	0.00 °	-50.00 °
	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz	60.00 Hz

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	VA,VB,VC	TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↑		2.000 V	3.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V +
2/1	VA,VB,VC	TRIP_1 ↑ or TRIP_2 ↑		9.000 V	10.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V +
3/1	VA,VB,VC	TRIP_1 ↑ or TRIP_2 ↑		11.000 V	11.000 V	1.000 V	1.000 V	0.000 V +
4/1	VA,VB,VC	TRIP_1 ↓ or TRIP_2 ↑		20.000 V	20.000 V	1.000 V	1.000 V	0.000 V +
5/1	VA,VB,VC	TRIP_1 ↑ or TRIP_2 ↑		2.000 V	3.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V +

Assess: + .. Passed x .. Failed o .. Not assessed



Test State:
Test passed

Figura 4.5.7 Resultado de Prueba de la Función 21G.

4.5.8 PRUEBA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN 59G.

La protección de sobrevoltaje se prueba inyectando un voltaje variable que se incrementa hasta alcanzar el valor de ajuste de esta protección. De esta manera se simula el sobrevoltaje de disparo.

FUNCTION [59] OVERVOLTAGE PICKUP TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 80
 Total time per test: 80.000 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- VA,VB,VC / Amplitude

Ramp States

State	Estado 1
-------	----------



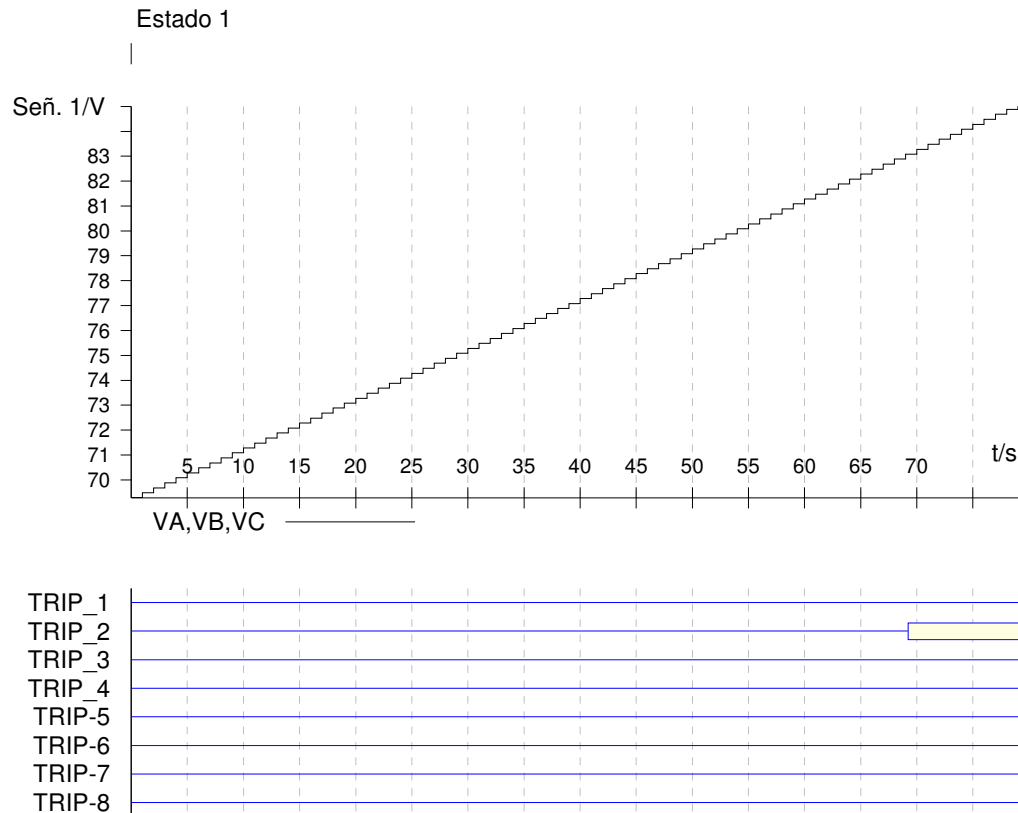


VA	69.28 V 0.00 °
VB	60.00 Hz 69.28 V -120.00 °
VC	60.00 Hz 69.28 V 120.00 ° 60.00 Hz
Force abs. Phases	Yes
Sig. 1 From	69.282 V
Sig. 1 To	85.000 V
Sig. 1 ΔV	0.200 V
Sig. 1 dV/dt	0.200 V/s
Δt per Step	1.000 s
Ramp Steps	80
Ramp Time	80.000 s
Trigger	Bin
Trigger Logic	OR
Stop Ramp on Tr.	No
Step back	No
Delay Time	0.000 s

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	VA,VB,VC	TRIP_2 ↑ or TRIP_3 ↑		83.000 V	83.082 V	7.900 V	7.900 V	0.082 V +
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed		o .. Not assessed				



Test State:
Test passed

Figura 4.5.8 Resultado de Prueba de la Función 59G.

4.5.9 PRUEBA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN 24G.

La prueba de la protección de sobre excitación se realiza inyectando un voltaje variable que se incrementa hasta alcanzar el valor de operación en sus dos ajustes (tiempo definido e inverso). De esta manera se simula la sobre excitación de disparo.

FUNCTION [24 DT] OVER EXCITATION PICKUP TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
Total steps per test: 21
Total time per test: 21.000 s
No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- VA,VB,VC / Amplitude

Ramp States

State	Estado 1



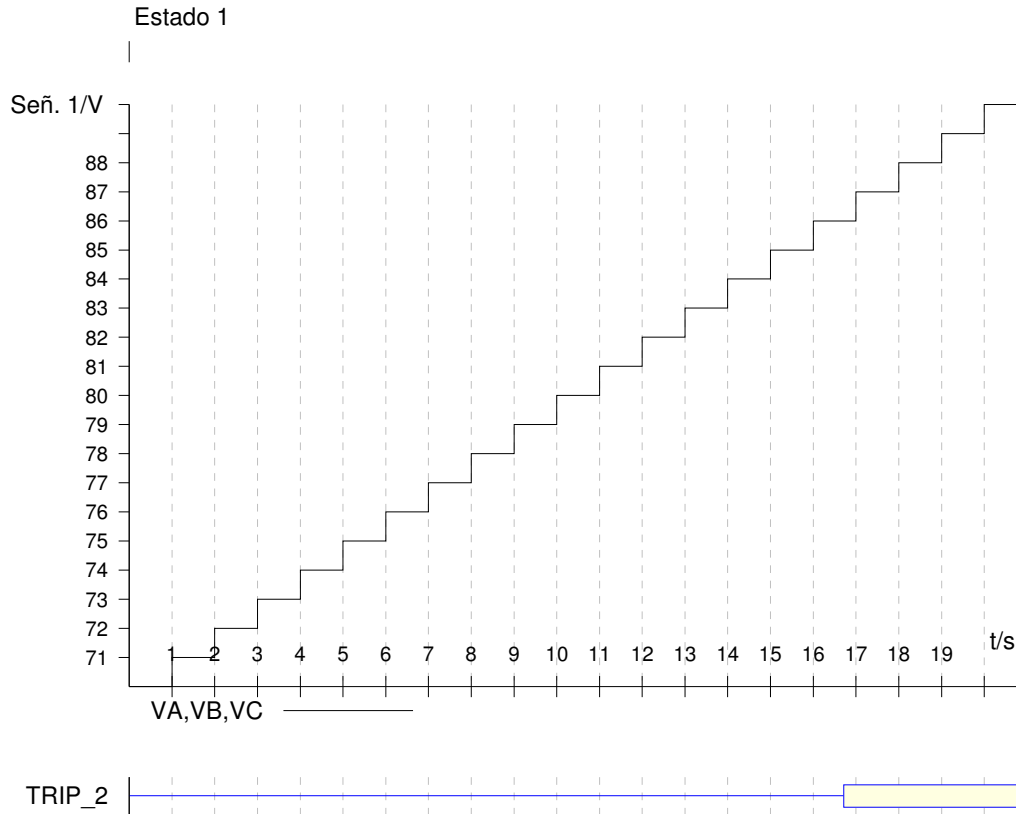
VA	70.00 V 0.00 °
VB	60.00 Hz 70.00 V -120.00 °
VC	60.00 Hz 70.00 V 120.00 °
IA_LINE	60.00 Hz 0.00 A 0.00 °
IB_LINE	60.00 Hz 0.00 A -120.00 °
IC_LINE	60.00 Hz 0.00 A 120.00 ° 60.00 Hz
Force abs. Phases	Yes
Sig. 1 From	70.000 V
Sig. 1 To	90.000 V
Sig. 1 ΔV	1.000 V
Sig. 1 dV/dt	1.000 V/s
Δt per Step	1.000 s
Ramp Steps	21
Ramp Time	21.000 s
Trigger	Bin
Trigger Logic	OR
TRIP_2	1
Stop Ramp on Tr.	No
Step back	No
Delay Time	0.000 s

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	VA,VB,VC	TRIP_2 ↑	85.560 V	86.000 V	5.000 V	5.000 V	0.440 V	+
Assess:	+ .. Passed		x .. Failed		o .. Not assessed			





Test State:
Test passed

Figura 4.5.9.1 Resultado de Prueba de la Función de Sobrecorriente de Tiempo Inverso 24 DT.

FUNCTION [24 IT] OVER EXCITATION PICKUP TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 116
 Total time per test: 116.000 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- VA,VB,VC / Amplitude

Ramp States

State	Estado 1
VA	0.00 V 0.00 ° 60.00 Hz
VB	0.00 V -120.00 ° 60.00 Hz
VC	0.00 V 120.00 ° 60.00 Hz
IA_LINE	0.00 A



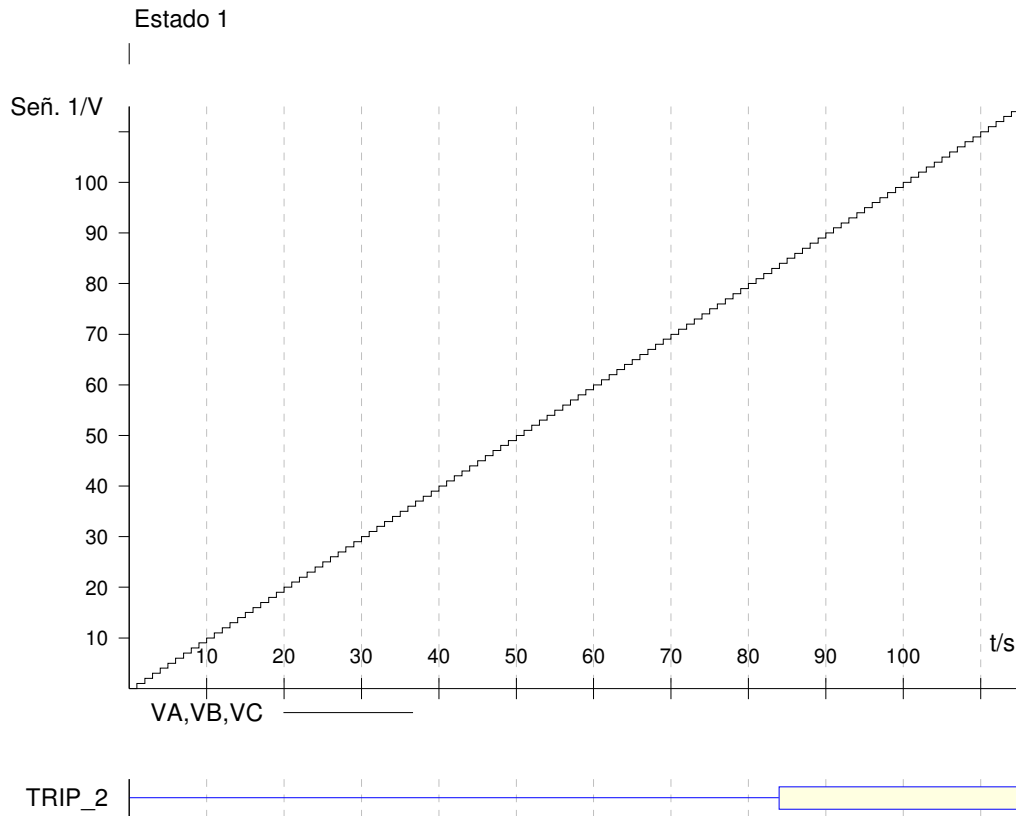


	0.00 °
	60.00 Hz
IB_LINE	0.00 A
	-120.00 °
	60.00 Hz
IC_LINE	0.00 A
	120.00 °
	60.00 Hz
Force abs. Phases	Yes
Sig. 1 From	0.000 V
Sig. 1 To	115.000 V
Sig. 1 ΔV	1.000 V
Sig. 1 dV/dt	1.000 V/s
Δt per Step	1.000 s
Ramp Steps	116
Ramp Time	116.000 s
Trigger	Bin
Trigger Logic	OR
TRIP_2	1
Stop Ramp on Tr.	No
Step back	No
Delay Time	0.000 s

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	VA,VB,VC	TRIP_2 ↑	83.000 V	83.000 V	5.000 V	5.000 V	0.000 V	+
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed	o .. Not assessed					



Test State:
Test passed

Figura 4.5.9.2 Resultado de Prueba de la Función de Sobrecorriente Instantánea 24 IT.

4.5.10 PRUEBA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN 50/27.

La prueba de la protección contra una energización inadvertida o accidental se realiza inyectando corriente sin voltaje. La corriente es variable y se incrementa hasta alcanzar el valor de ajuste de la protección. De esta manera se simula la energización accidental de disparo.

FUNCTION [50/27] OPERATE TEST

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
Total steps per test: 11
Total time per test: 33.000 s
No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- IA_NEUTRAL,IB_NEUTRAL,IC_NEUTRAL / Amplitude

Ramp States

State	Estado 1
VA	0.00 V

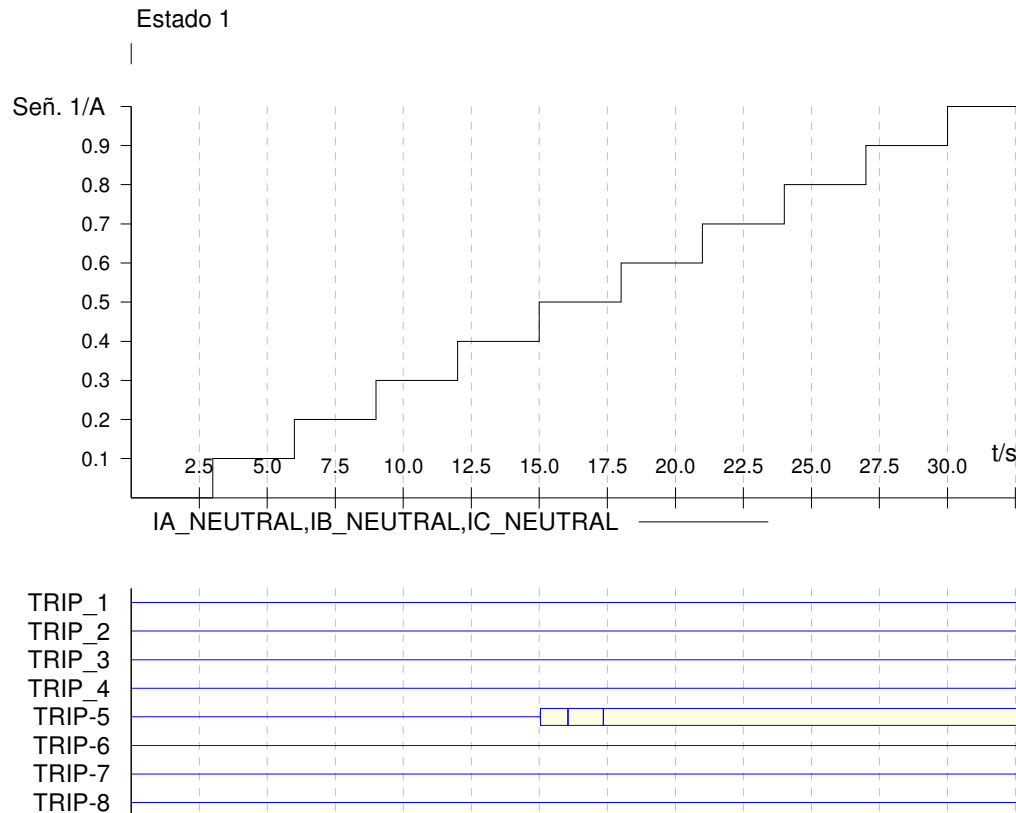


	0.00 °
	60.00 Hz
VB	0.00 V
	-120.00 °
	60.00 Hz
VC	0.00 V
	120.00 °
	60.00 Hz
IA_LINE	0.00 A
	0.00 °
	60.00 Hz
IB_LINE	0.00 A
	-120.00 °
	60.00 Hz
IC_LINE	0.00 A
	120.00 °
	60.00 Hz
IA_NEUTRAL	0.00 A
	0.00 °
	60.00 Hz
IB_NEUTRAL	0.00 A
	-120.00 °
	60.00 Hz
IC_NEUTRAL	0.00 A
	120.00 °
	60.00 Hz
Force abs. Phases	Yes
Sig. 1 From	0.000 A
Sig. 1 To	1.000 A
Sig. 1 ΔI	0.100 A
Sig. 1 dI/dt	0.033 A/s
Δt per Step	3.000 s
Ramp Steps	11
Ramp Time	33.000 s
Trigger	Bin
Trigger Logic	OR
Stop Ramp on Tr.	No
Step back	No
Delay Time	0.000 s

Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	IA_NEUTRAL,IB_NEUTRA +		TRIP_2 ↑ or TRIP_1 ↑		0.500 A	0.500 A	0.200 A	0.200 A 0.000 A
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed	o .. Not assessed					



Test State:
Test passed

Figura 4.5.10 Resultado de Prueba de la Función 50/27.

4.5.11 PRUEBA DE OPERACIÓN DE LA FUNCIÓN 78G.

La prueba de la protección contra pérdida de sincronismo se realiza inyectando una corriente de carga nominal de la máquina, con un voltaje variable en magnitud y en ángulo; de tal forma que se obtenga una impedancia de acuerdo al ajuste de operación y que esta impedancia cruce su característica; verificando su operación al disparar cuando la impedancia sale del ajuste de la característica Mho. De esta manera se simula la pérdida de sincronismo.

FUNCTION [78-1A] TRIP ON MHO EXIT ENABLE

Test Settings

General

No. of ramp states: 1
 Total steps per test: 151
 Total time per test: 453.000 s
 No. of test executions: 1

Ramped Quantities

- V L1-E, L2-E, L3-E/ Amplitude
 - V L1-E, L2-E, L3-E/ Phase



Ramp States

State	Estado 1
VL1-E	30.00 V 0.00 ° 60.00 Hz
VL2-E	30.00 V -120.00 ° 60.00 Hz
VL3-E	30.00 V 120.00 ° 60.00 Hz
IL1	3.88 A 0.00 ° 60.00 Hz
IL2	3.88 A -120.00 ° 60.00 Hz
IL3	3.88 A 120.00 ° 60.00 Hz
Force abs. Phases	Yes
Sig. 1 From	30.000 V
Sig. 1 To	15.000 V
Sig. 1 ΔV	-0.100 V
Sig. 1 dV/dt	-0.033 V/s
Sig. 2 From	360.00 °
Sig. 2 To	0.00 °
Sig. 2 Δφ	-2.40 °
Sig. 2 dφ/dt	-0.80 %/s
Δt per Step	3.000 s
Ramp Steps	151
Ramp Time	453.000 s
Trigger	Bin
Trigger Logic	OR
OUTPUT #6	1
Stop Ramp on Tr.	No
Step back	No
Delay Time	0.000 s

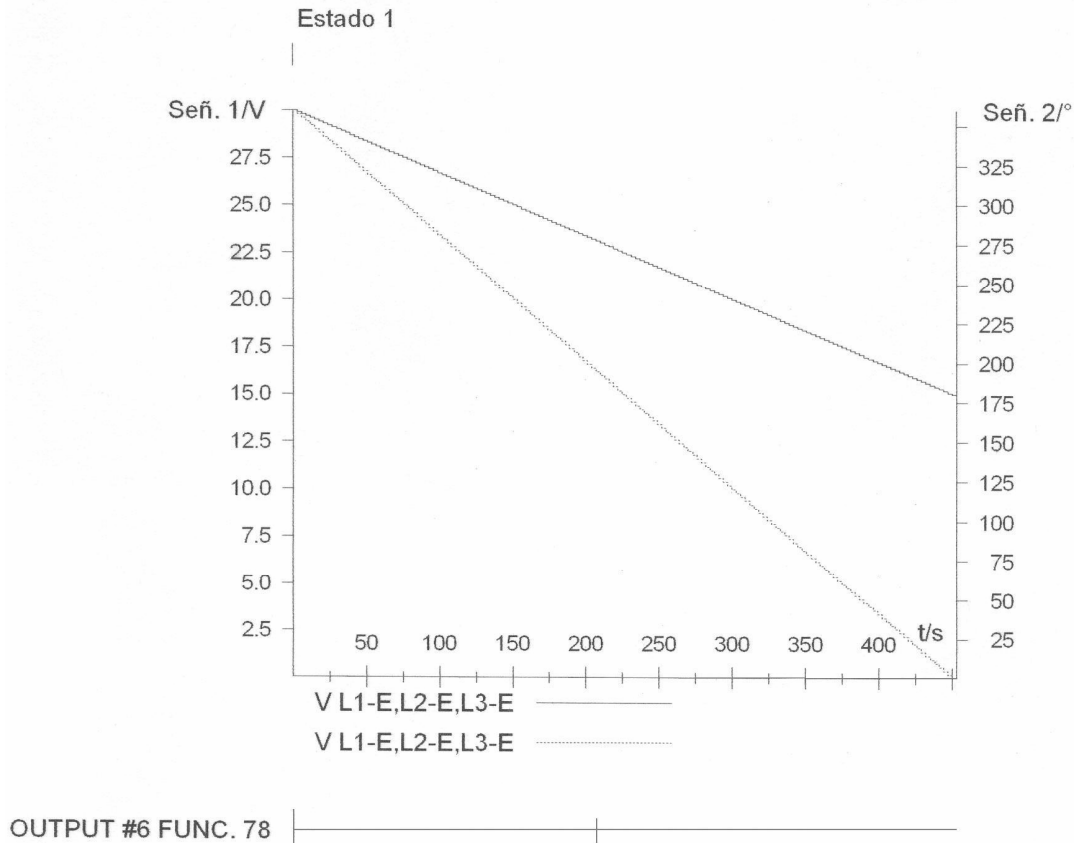
Test Results

Signal 1

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Nom.	Act.	Tol.-	Tol.+	Dev.	Assess
1/1	VL1-E,L2-E,L3-3	OUTPUT #6 ↑	23.100 V	23.100 V	2.000 V	2.000 V	0.000 V	+
Assess:	+ .. Passed	x .. Failed	o .. Not assessed					

Signal 2

State/Exec.	Ramped Quantity	Trigger	Act.
1/1	VL1-E,L2-E,L3-E	OUTPUT #6 ↑	194.400 °



Test State:
Test passed

Figura 4.5.11 Resultado de Prueba de la Función 78G.

4.6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LOS EQUIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES CON EL SIMULADOR DE PROTECCIONES DIGSILENT Y EL SOFTWARE SKM.

La selección de los dispositivos de protección se hace de acuerdo a las especificaciones de CFE, y generalmente son de acuerdo a normas y estándares internacionales. Los puntos a considerar en la evaluación del diseño e instalación de un sistema de protección son: características de los dispositivos de protección, precios, confiabilidad de los dispositivos, garantía, refacciones y servicio del fabricante.

En la Figura 4.6 se muestran las rutas de coordinación más significativas para la coordinación de protecciones por sobrecorriente en los equipos auxiliares.

El procedimiento para obtener las gráficas de coordinación con el simulador DigSilent y con el software SKM, se muestra en el apéndice D. En el software DigSilent se generó la base de datos de los nuevos relevadores, así como de las curvas características de los dispositivos de protección por sobrecorriente, que se utilizaron en el sistema de prueba analizado, formando parte de la librería del archivo de proyecto del programa DigSilent [7],[8],[10],[16],[28],[40],[42],[55],[56].

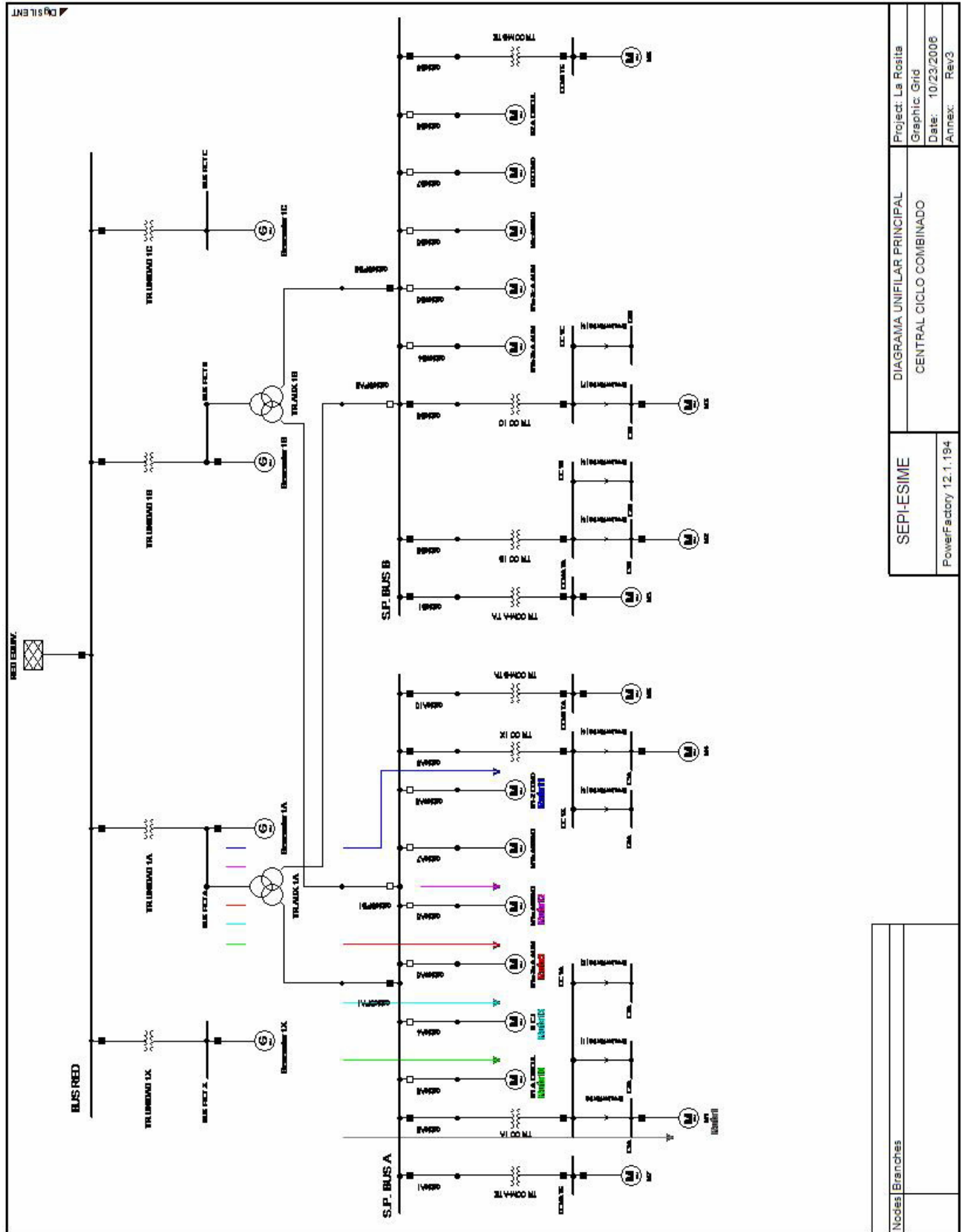


Figura 4.6. Rutas de Coordinación Seleccionadas en el Sistema.

SEPIESIME	DIAGRAMA UNIFILAR PRINCIPAL	Project: La Rosita
	CENTRAL CICLO COMBINADO	Graphic: Grid
		Date: 10/23/2006
		Annex: Rev3

Nodes Branches	PowerFactory 12.1.194
------------------	-----------------------

En las Figuras 4.6.1 a la 4.6.4 se muestran en una forma más detallada los elementos que intervienen en cada ruta de coordinación seleccionada de los servicios auxiliares de la central del sistema de prueba analizado. En las Figuras 4.6.1.1 a la Figura 4.6.4.1 se muestran los resultados de la coordinación de los dispositivos de protección de cada ruta de coordinación con los softwares utilizados.

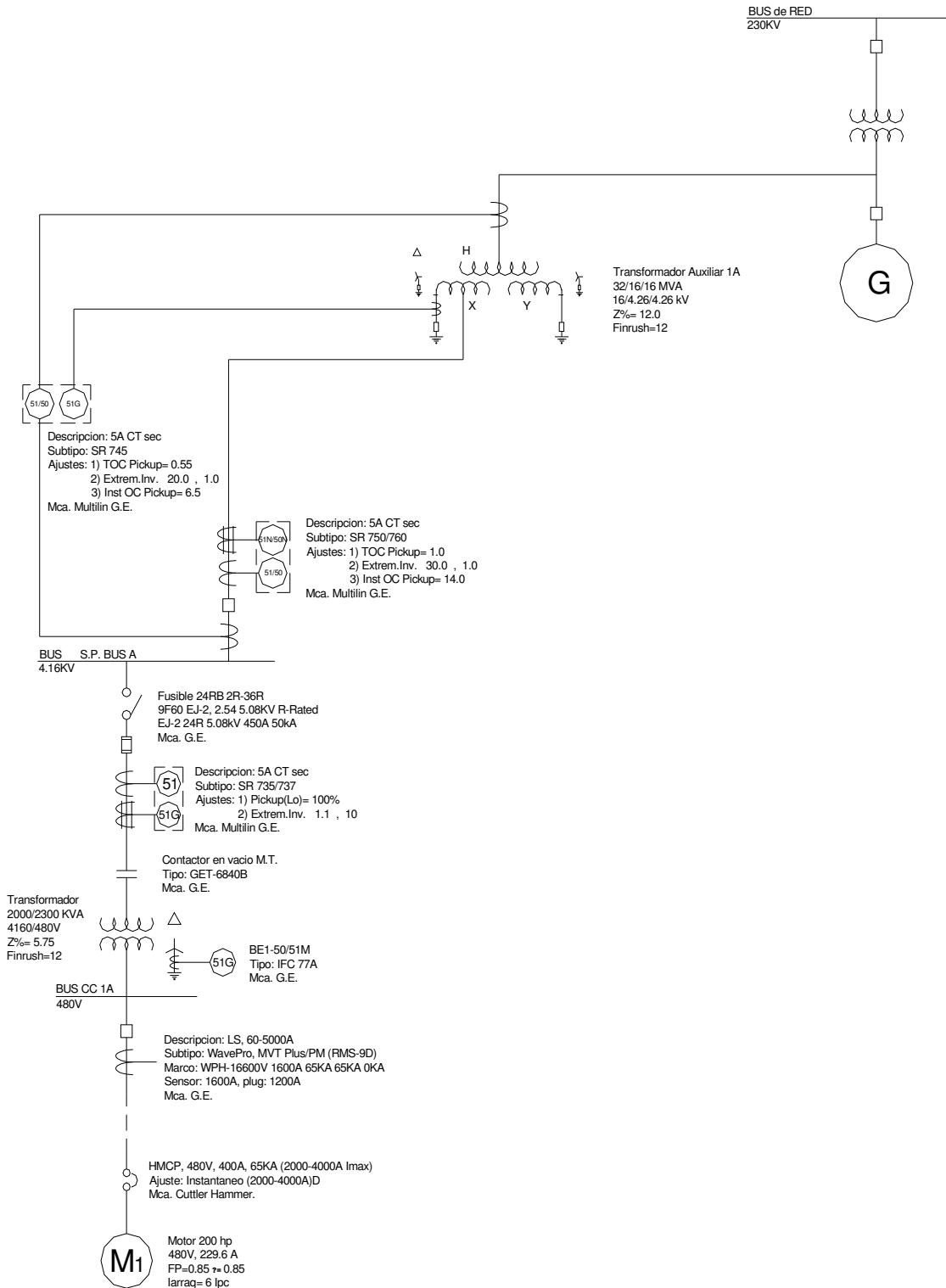


Figura 4.6.1 Ruta No.1 de Coordinación.

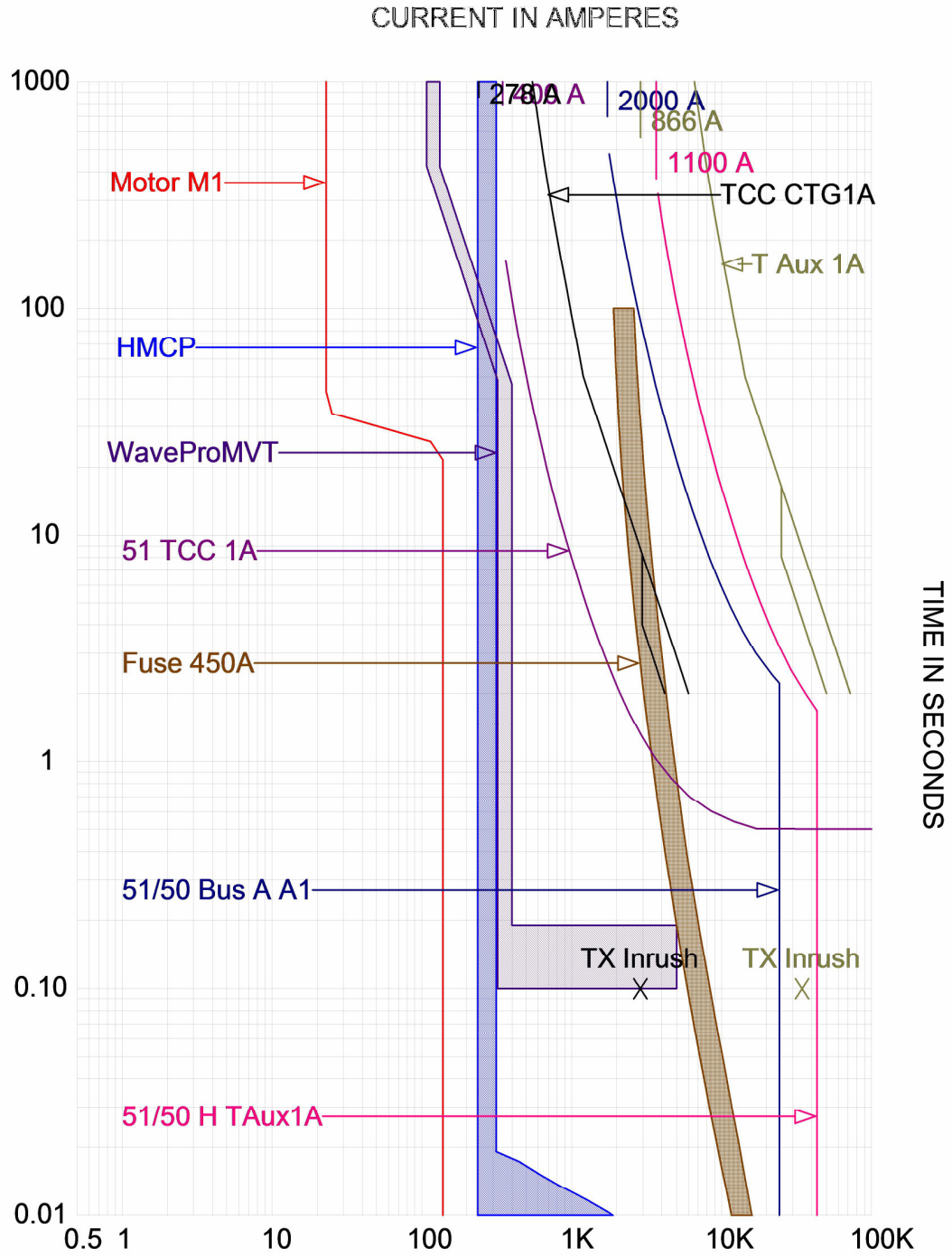


Figura 4.6.1.1. Ruta No.1 Grafica de simulación SKM.

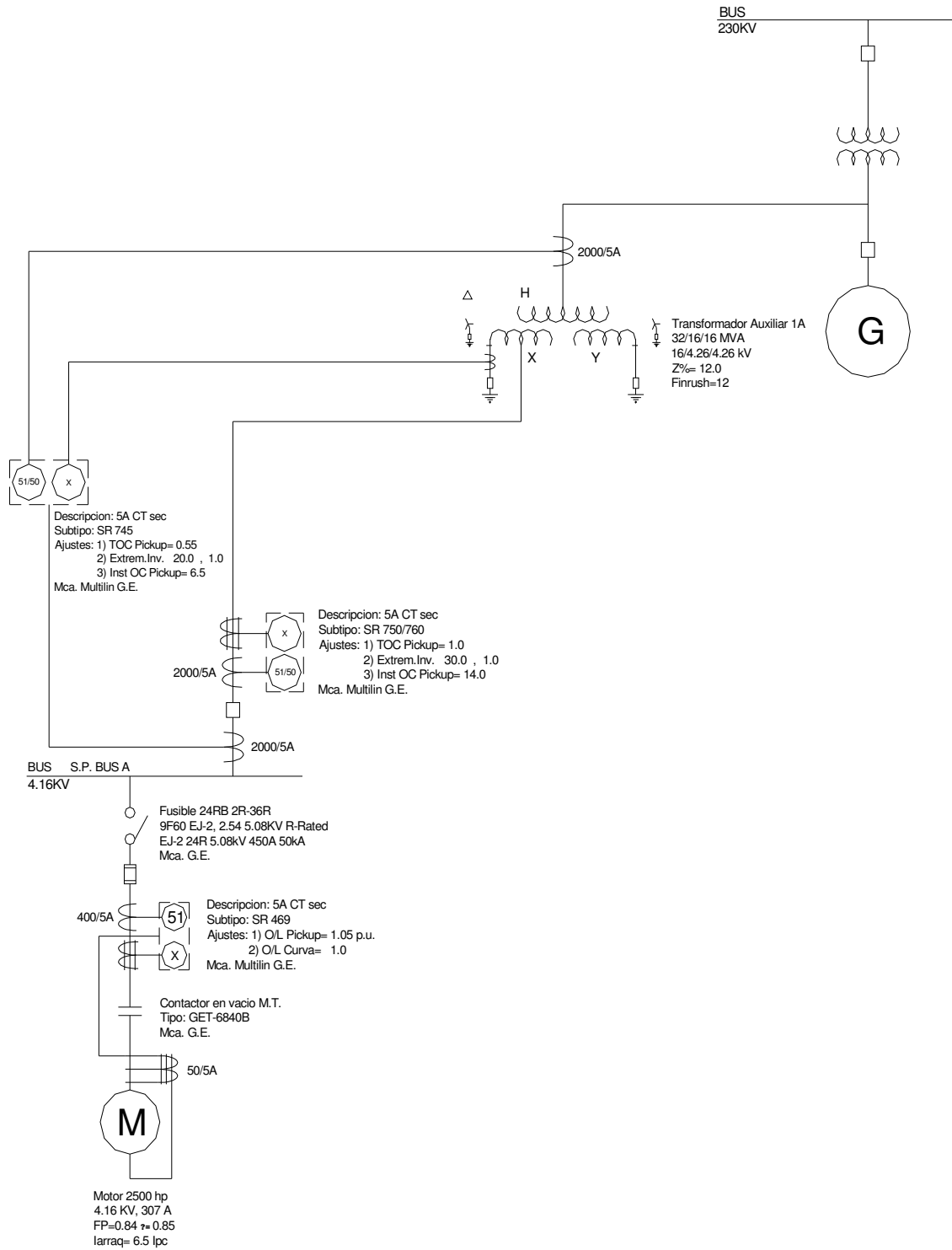


Figura 4.6.2 Ruta No.2 de Coordinación.

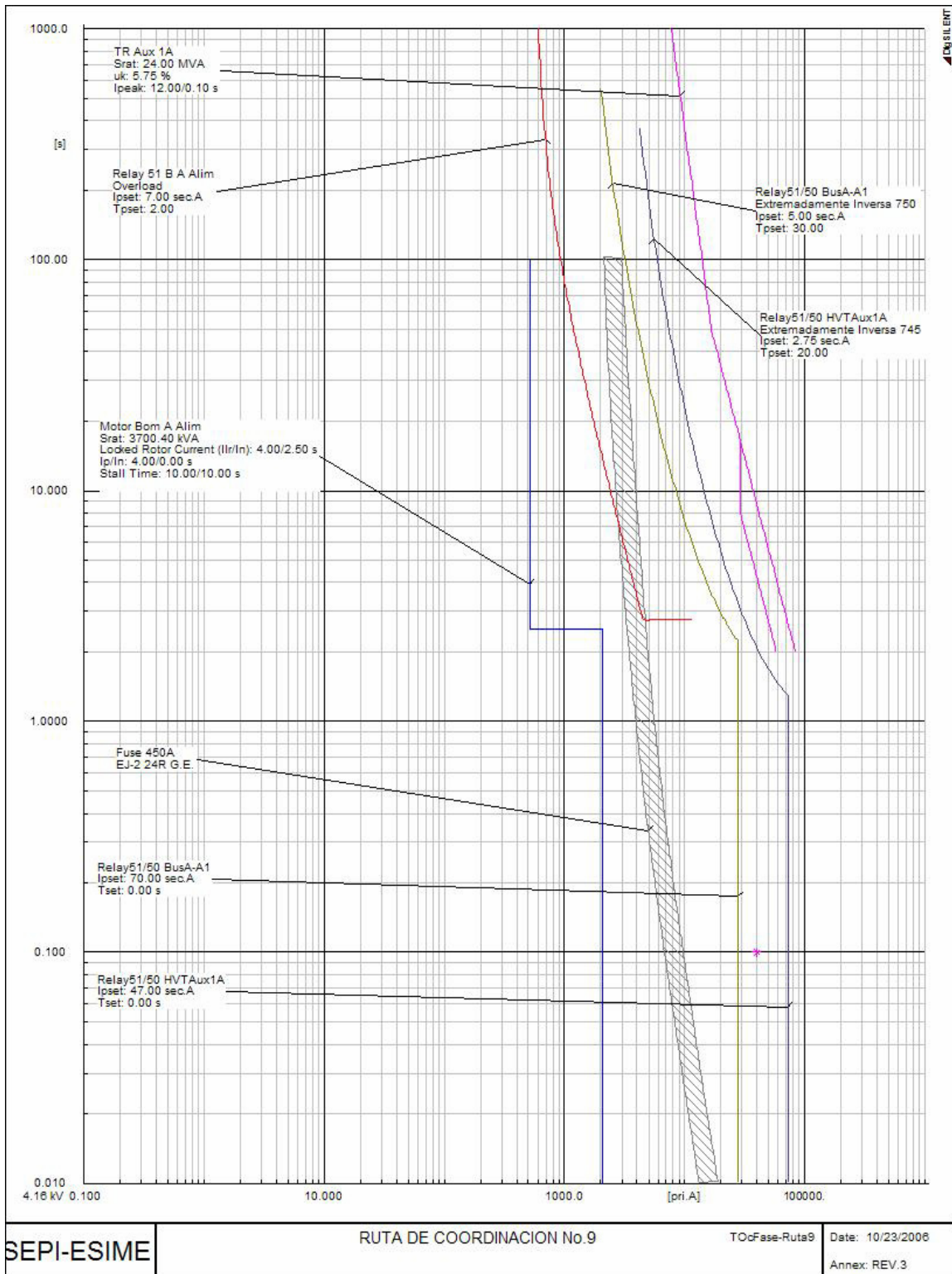
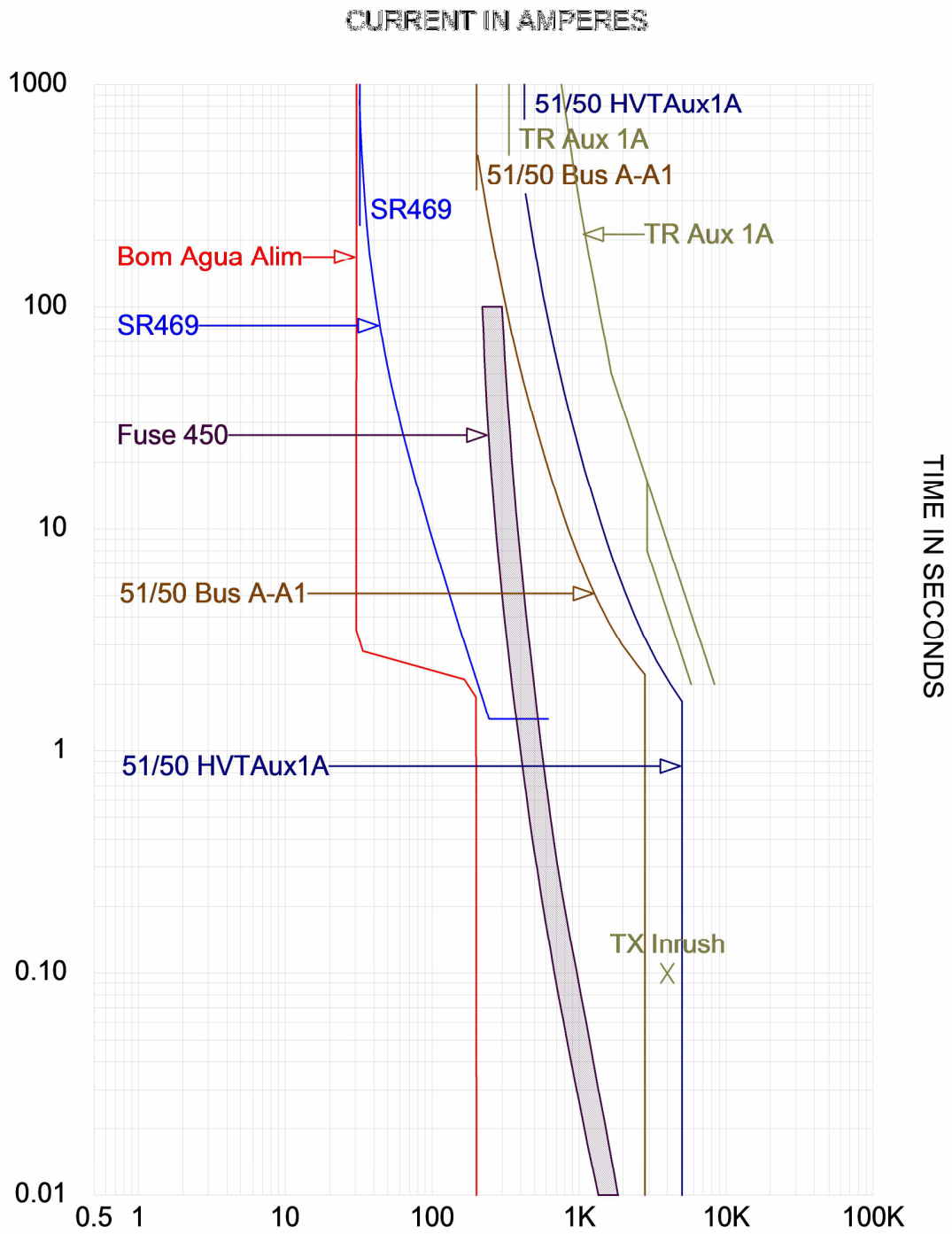


Figura 4.6.2.1 Ruta No.2 Grafica de simulación DigSilent.



Ruta9.tcc Ref. Voltage: 4160 Current Scale x10¹

Figura 4.6.2.2 Ruta No.2 Grafica de simulación SKM.

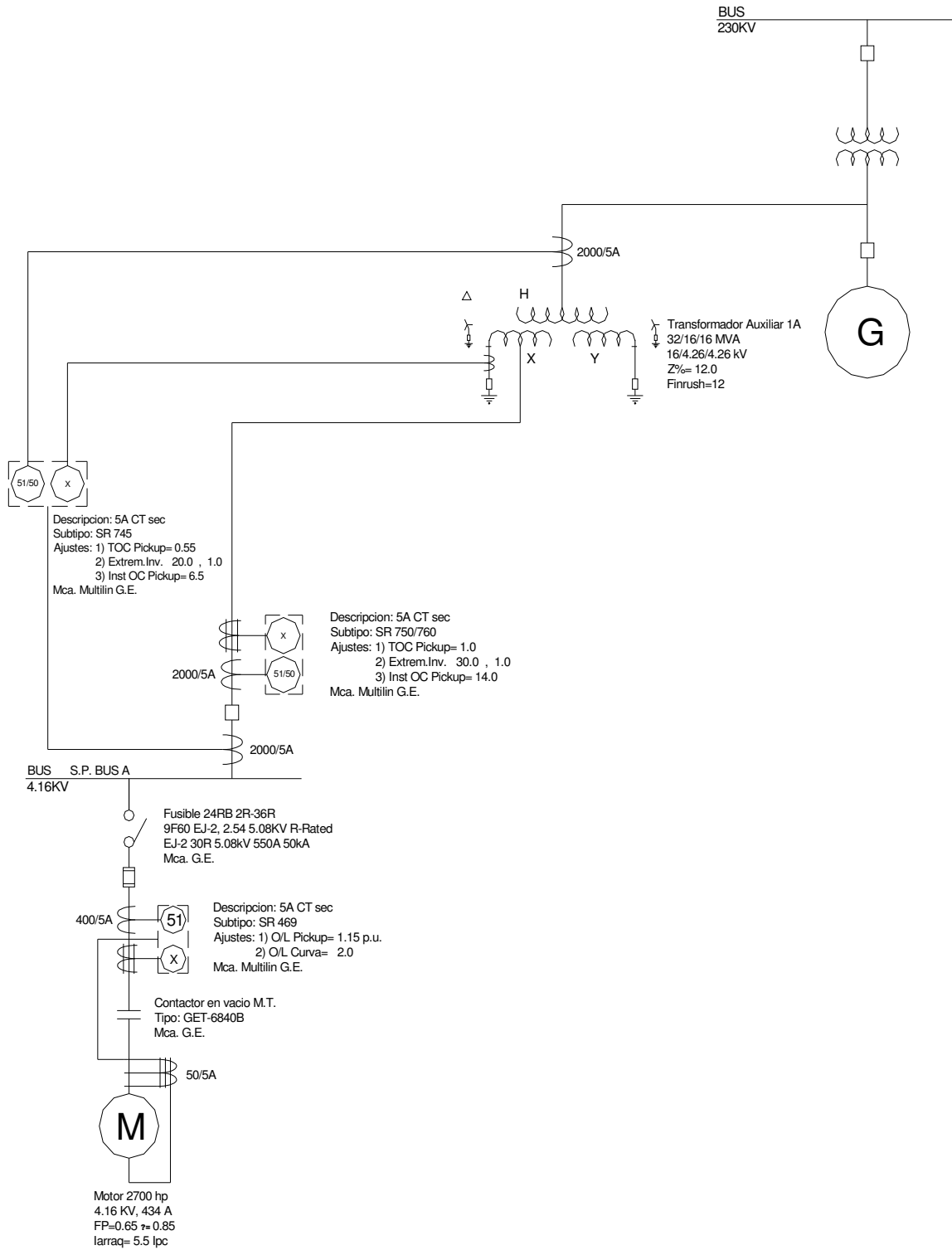


Figura 4.6.3 Ruta No.3 de Coordinación.

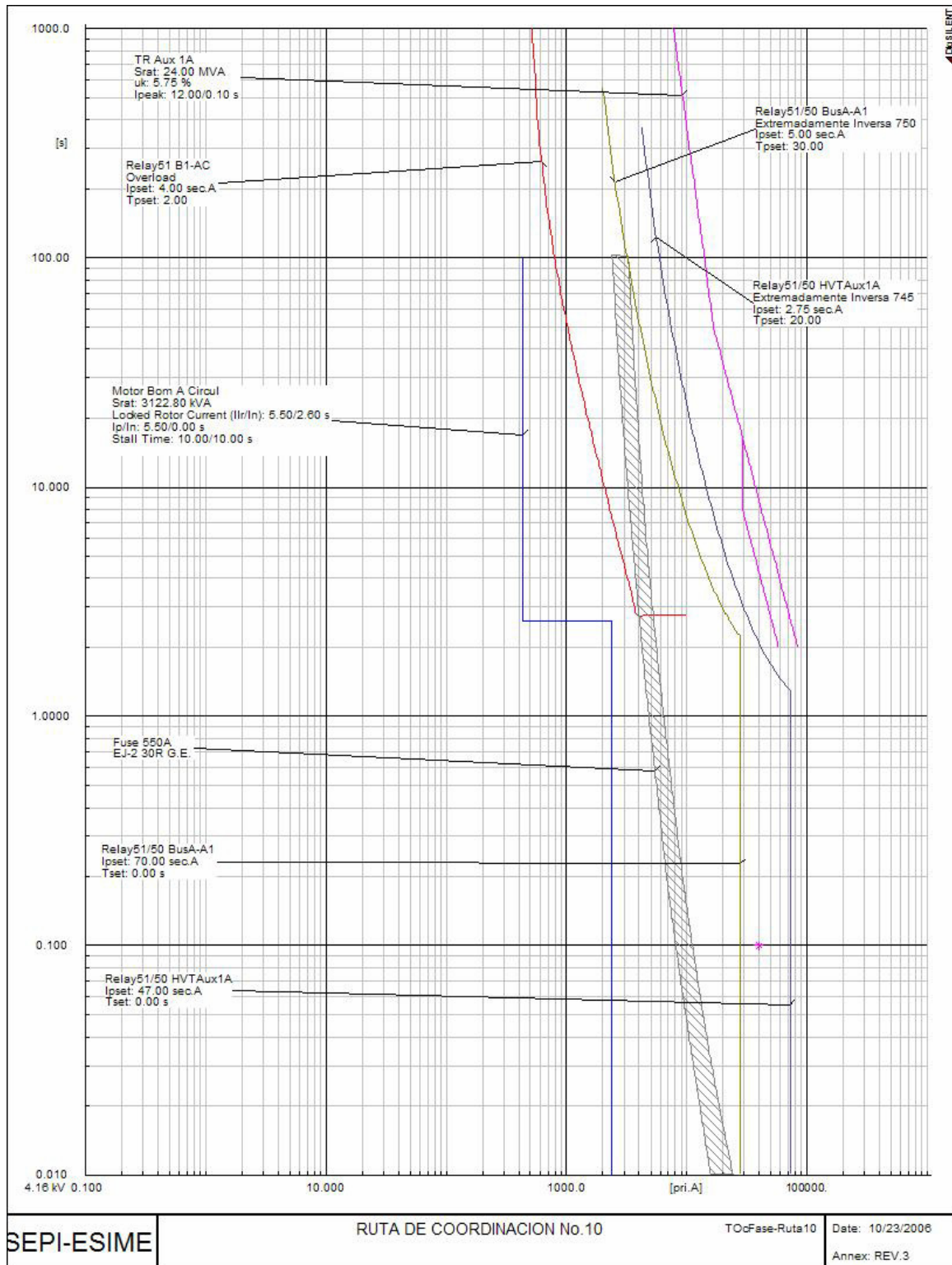


Figura 4.6.3.1 Ruta No.3 Grafica de simulación DigSilent.

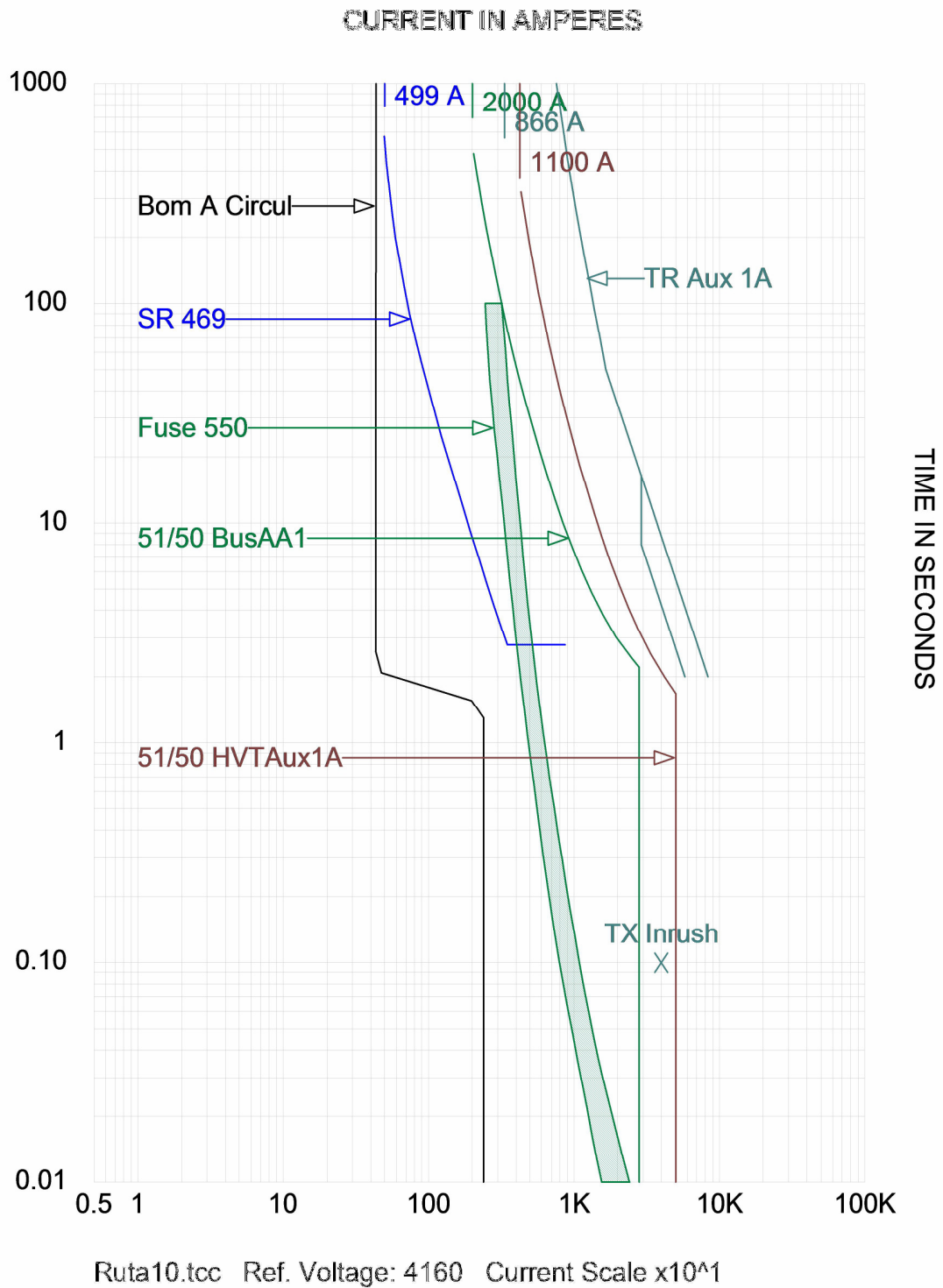


Figura 4.6.3.2 Ruta No.3 Grafica de simulación SKM.

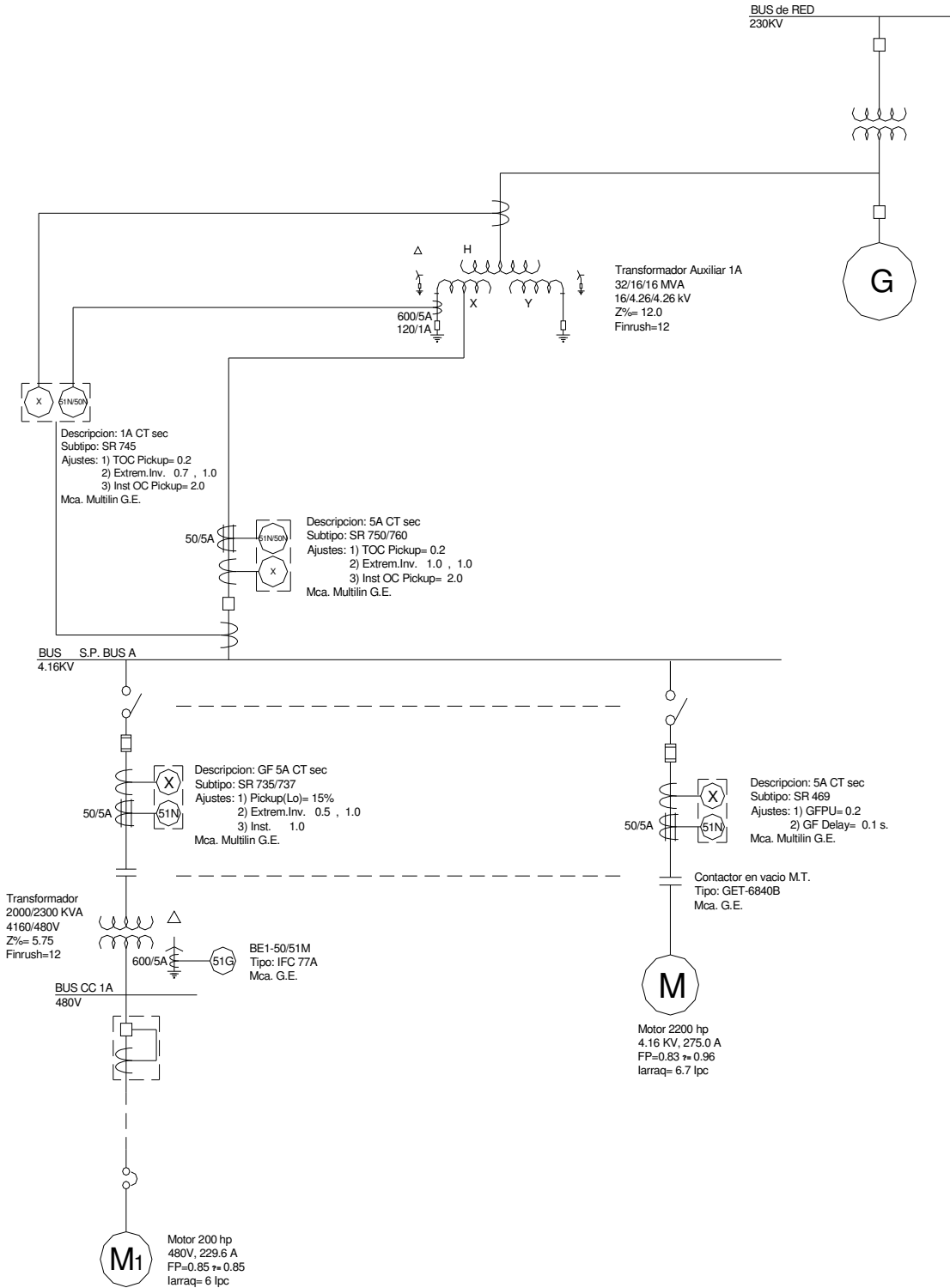
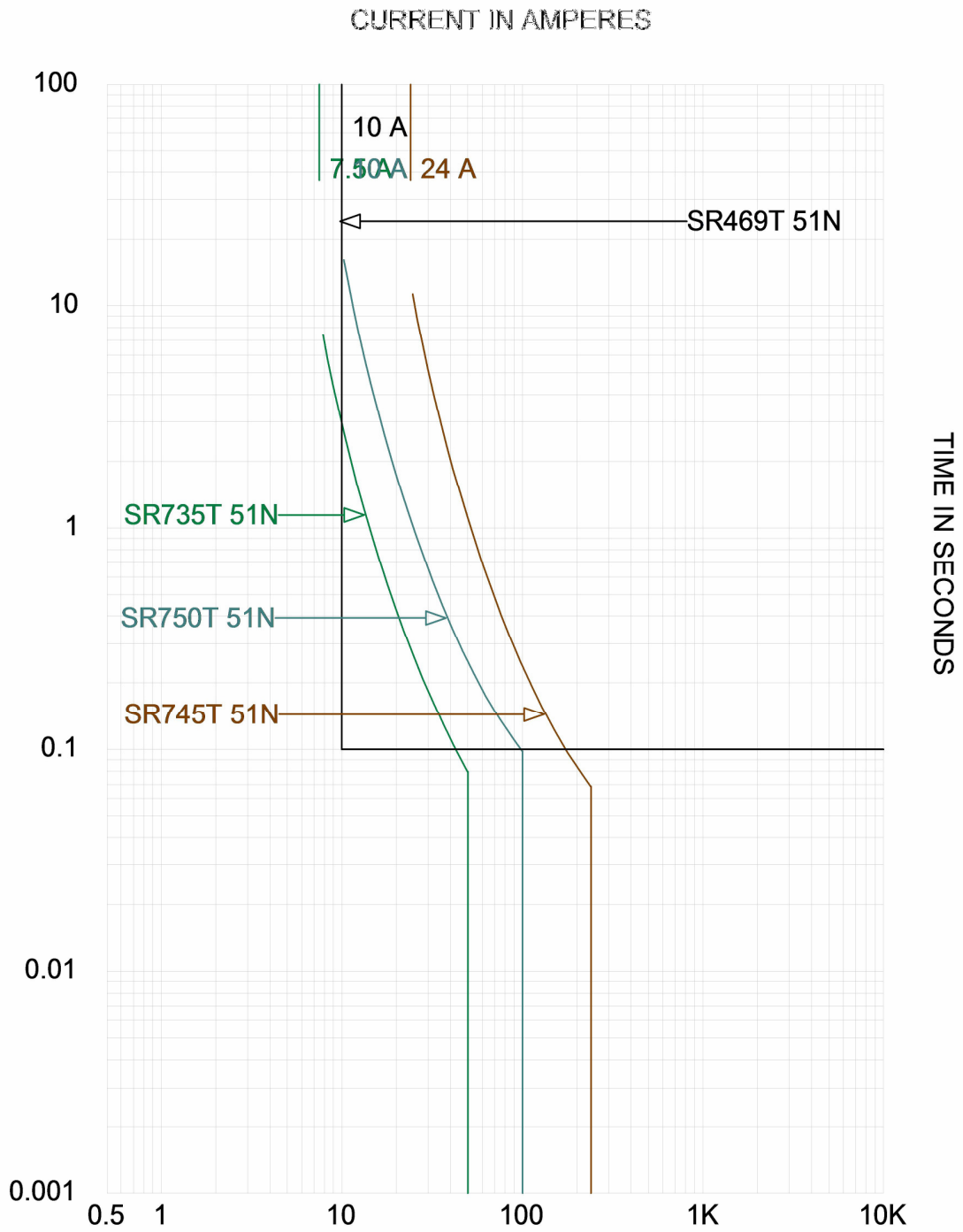


Figura 4.6.4 Ruta No.7 de Coordinación.



Ruta1 a 12 Tierra.tcc Ref. Voltage: 4160 Current Scale x10⁰

Figura 4.6.4.1 Ruta No.7 Grafica de simulación SKM.

CAPITULO V

CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y APORTACIONES.

5.1 CONCLUSIONES.

- ✓ Debido al inminente crecimiento de la demanda de energía eléctrica, los sistemas de potencia se hacen cada vez más robustos, dando lugar a condiciones de operación inseguras y a la presencia de diferentes problemas en el sistema; uno de ellos son las grandes corrientes de cortocircuito que se presentan al ocurrir una falla de cualquier tipo en el sistema. Por lo que es necesario establecer requerimientos elevados de velocidad de operación, confiabilidad y sensibilidad de los sistemas de protección en los elementos del SEP, y se hace necesario disponer adicionalmente de sistemas especiales de protección, con lógica de nivel de sistema.
- ✓ Los simuladores digitales son una opción técnicamente factible y segura para analizar y evaluar un sistema eléctrico real. Son una herramienta indispensable en la investigación, ya que pueden ser operados en forma similar a un sistema real y manipular su operación como el usuario lo requiera. El simulador también es de gran ayuda para disipar dudas sobre el comportamiento de las variables de los elementos del sistema eléctrico y para validar algoritmos digitales mediante los mismos modelos matemáticos empleados.
- ✓ La elección de utilizar relevadores digitales, permite tener una gran versatilidad en la configuración y selección de las funciones de protección y en los ajustes de los dispositivos de protección empleados. Así también, estos relevadores tienen la capacidad de realizar funciones de control, medición y comunicación, lo que permite integrarlos en sistemas digitales de varios niveles.
- ✓ La tecnología de pruebas a los relevadores de protección ha experimentado un desarrollo considerable, y unido a la capacidad de autodiagnóstico de los relevadores digitales, permite elevar la confiabilidad de la protección. Los avances en el registro dinámico de variables y en la localización de fallas permiten disponer de información en tiempo real para evaluar el comportamiento de las protecciones.
- ✓ En base a realizar una serie de estudios, entre ellos un estudio de coordinación de protecciones, se puede tener la confiabilidad en la puesta en servicio y operación de cualquier sistema eléctrico industrial o de potencia.
- ✓ En este trabajo, se realizó una simulación digital de la central termoeléctrica de prueba con el software DigSilent, y se obtuvo un sistema simulado con resultados muy aproximados al sistema real, ya que este software ofrece grandes ventajas en el modelado de un sistema eléctrico de potencia.
- ✓ La metodología realizada para el análisis de las protecciones en la central generadora, esta basada en las especificaciones de fabricantes, normas y estándares, de los

equipos instalados en la central. Los ajustes de cada función de protección se basan en el comportamiento y características propias que se presentan en las variables del sistema ante la presencia de una falla o comportamiento anormal de los mismos equipos o del sistema.

- ✓ En el análisis del cortocircuito, los valores a máxima carga se estimaron conectando la mayor parte de las cargas en los servicios auxiliares, y para los valores a mínima carga se estimaron realizando una corrida de cortocircuito solo con unas cuantas cargas conectadas; esto debido a que no se cuenta con los modos de operación de la central.
- ✓ La metodología realizada para las pruebas de campo al relevador multifuncional de protección de generador, fue de acuerdo a especificaciones y procedimientos de CFE, así como a las especificaciones de los fabricantes del relevador y del equipo de prueba.
- ✓ La gráfica de la ruta de coordinación No.1 y No.7, se realizó solo con el software SKM; esto debido a que el software DigSilent esta diseñado para sistemas de potencia, y su programación y librerías no cuentan con archivos de modelado de dispositivos en baja tensión (termomagnéticos e interruptores de estado sólido).
- ✓ Analizando los gráficos de las rutas de coordinación seleccionadas y que se muestran el capítulo 5, se observa que los resultados obtenidos con el software DigSilent y el software SKM son muy semejantes, además comparando con gráficas reales se tienen resultados favorables.






5.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

Algunas recomendaciones para trabajos futuros son las siguientes:

- Se recomienda probar los ajustes de los dispositivos de protección ante fallas simuladas del tipo dinámicas (aplicar súbitamente una señal senoidal que simule una falla), transitorias (señal de entrada contaminada con ruido), con el fin de verificar el correcto funcionamiento de los relevadores.
- Se recomienda realizar modelos computacionales para simular todas las funciones de protección del grupo generador-transformador.
- Se recomienda un análisis más completo de la coordinación entre protecciones de respaldo del grupo generador-transformador y protecciones principales de las líneas de transmisión. En otras palabras, realizar una metodología para cálculo de ajustes de los dispositivos de protección de los elementos de la subestación y de las líneas que salen de la central generadora.
- Se recomienda simular digitalmente otros tipos de algoritmos de procesamiento de señales digitales tales como: Algoritmo de Funciones de Walsh, Algoritmos de Ajuste de Curvas y Filtros de Kalman aplicados a relevadores. Además se deben implementar en el diseño de un relevador basado en un microprocesador.

5.3 APORTACIONES.

Este trabajo ofrece las siguientes aportaciones:

-  Se presenta un análisis de los diferentes algoritmos de procesamiento de señales digitales utilizados en el cálculo de los fasores de corriente y voltaje, que se aplican en los relevadores digitales.
-  Se propone una metodología para el cálculo de los ajustes de las protecciones que intervienen en una central termoeléctrica.
-  Se propone una metodología para realizar pruebas de campo a un relevador multifuncional de protección de generador, se presentan una serie de reportes de pruebas realizadas a un generador utilizando un equipo digital de pruebas a relevadores.
-  Se presenta la metodología del análisis de coordinación de protecciones por sobrecorriente en la parte de servicios auxiliares de una central termoeléctrica, utilizando softwares comerciales.
-  Se presenta una visión general de los esquemas, equipos y procedimientos, que se deben tomar en cuenta para el diseño del sistema de protección de una central termoeléctrica.

REFERENCIAS

- [1] J. Lewis Blackburn, "Protective Relaying Principles and Applications", Copyright 1987 by Marcel Dekker, Inc.
- [2] Walter A.Elmore, "ABB Protective Relaying Theory and Applications", Copyright 1994.
- [3] P. Kundur, "Power System Stability on Control", McGraw Hill, Copyright 1994.
- [4] C.Russell Mason, "El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores", Ed. Continental 1971.
- [5] Horowitz S.H., Phadke A.G., "Power System Relaying", Taunton, Somerset, England: Research Studies Press Ltd., John Wiley & Sons, 1992.
- [6] Enríquez Harper G., "Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores", Ed. Limusa 1996.
- [7] Enríquez Harper G., "Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales", Ed. Limusa 1994.
- [8] Sebastián B.D., T.S. Sidhu, "Apuntes del Curso de Técnicas Digitales de Protección y Medición", Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME-Zacatenco, IPN.
- [9] Larios Soto J., Tesis de Maestría, "Análisis de la Coordinación de Protecciones en las Centrales Eléctricas". Septiembre de 1997.
- [10] Amaya Zepeda O.R., Tesis de Maestría, "Simulador Interactivo para Coordinación de Protecciones en Sistemas Industriales". Septiembre de 1997.
- [11] González Flores E., Tesis de Maestría, "Diseño e Implementación de un Algoritmo de Protección Diferencial para Transformadores de Potencia". Junio 2005.
- [12] Martínez Rodríguez J., "Curso Tutorial Principios y Aplicación de Relevadores Digitales", IEEE Sección México 1996.
- [13] H.J.Altuve, Introducción a los Relevadores y Sistemas Digitales de Protección, Programa Doctoral de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, N.L., México, Noviembre de 1993.
- [14] Charles J. Mozina, Mejoramiento de la Protección de Generadores usando Tecnología Digital Canadian Electrical Association, Marzo 1995 Vancouver, B.C.
- [15] Gómez C.F., Enríquez H.G., "Aplicación de la Protección Diferencial en un Relevador Multifuncional para la Protección de Generadores", 8º Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas, Noviembre 2005.



- [16] Gómez C.F., Enríquez H.G., “Simulación Digital de un Sistema Eléctrico y su Coordinación de Protecciones utilizando el Software DigSilent”, 9º Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas, Noviembre 2006.
- [17] Powell, Skoogland, Wagner. “Performance of Excitation Systems Under Abnormal Conditions.” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-87, No. 2, pp.546-553, February 19
- [18] J. Berdy, “Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators,” IEEE Transactions, vol. PAS-94, No.5, Sep/Oct 1975, pp. 1457-1463.
- [19] Power System Relaying Committee, “Loss-of-Field Relay Operation During System Disturbances,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-94, No.5, pp. 1464-1472, Sep/Oct 1975.
- [20] IEEE Committee Report, “A Survey of Generator Back-up Protection Practices,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.5, No.2, April 1990, pp 575-584.
- [21] Graham, D.J., Brown, P.G., and Winchester, R.L., “Generator Protection With a New Static Negative Sequence Relay,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-94, No.4, pp.1208-1213, Jul/Aug 1975.
- [22] IEEE Power System Relay Working Group Committee Report No.88SM527-4 “Inadvertent Energizing Protection of Synchronous Generators” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.4, pp.965-977, April 1989.
- [23] IEEE Committee Report, “Out of Step Relaying for Generators,” IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol.96, pp 1556-1564, September/October 1977.
- [24] Moghbelli,H.; Groen,K.; Zaplatosh,T.; Skavarenina,T. “A design project to evaluate the protective device settings for an industrial plant”. Conference Record of the 1993 IEEE pag. 1522-1528 Vol.2.
- [25] Griffin, C.H., “Relay Protection of Generator Station Service Transformers,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS 101, pp.2780-2789,1982.
- [26] Edwin L. Averill, “Fast Transfer Test of Power Station Auxiliares”, IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol.Pas-96, No. 3, May/June 1977, pp.1004-1008.
- [27] Power Generation Committee, “Minimum Recommended Protection, Interlocking and Control for Fossil Fuel Unit-Connected Steam Station,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.92, 1973, Jan/June 1973.
Part I – Overall Protection – pp.374-380.
Part II – Plant Auxiliaries, Circulating Water, Service Water, and Condensate and Feedwater – pp.380-386.
- [28] Conrad R.St. Pierre, Tracey E. Wolny, “Standardization of Benchmarks for Protective Device Time-Current Curves”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.IA-22, No. 4, July/August 1986, pp. 623-633.



- [29] ANSI/IEEE C37.2-1996 Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations.
- [30] IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators, Copyright 1995.
- [31] ANSI/IEEE C37. 102-1995, "Guide for AC Generators Protection".
- [32] ANSI/IEEE C37. 101-1993, "Guide for Generator Ground Protection".
- [33] ANSI/IEEE C37.106-1987, "Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants".
- [34] ANSI/IEEE C50.12-1982, "Requirements for Salient Pole Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications".
- [35] ANSI/IEEE C50.13-1987, "Cylindrical Rotor Synchronous Generators".
- [36] ANSI/IEEE C37.91-2000, "Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers".
- [37] ANSI/IEEE C37.96-1988, "Guide AC Motor Protection".
- [38] IEEE Std 141-1993, "Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants".
- [39] IEEE Std 142-1991, "Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems".
- [40] ANSI/IEEE Std 242-2001, "Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems".
- [41] NEC 1999, National Electric Code.
- [42] Documentos Normalizados (LAPEM) CFE, 2ª actualización 1999.
- [43] Werner G.D., Castañedo C.L., López C.P., "Esquemas de Protección Eléctrica", CFE 1981.
- [44] Diagrama Unifilar Principal "Central Ciclo Combinado La Rosita Power Project", BECHTEL/INTERGEN/CFE.
- [45] Ajuste de Protecciones de las Unidades 1A y 1X, "C.C.C La Rosita Power Project", SIEMENS/ALSTOM/BECHTEL/INTERGEN/CFE.
- [46] Diagramas Esquemáticos Eléctricos de la Unidad 1A, "C.C.C La Rosita Power Project", SIEMENS/BECHTEL/INTERGEN/CFE.



- [47] Diagramas Unifilares de Protección de la Unidad 1X, “C.C.C La Rosita Power Project”, ALSTOM/BECHTEL/INTERGEN/CFE.
- [48] Diagrama Unifilar de Protecciones de la Subestación en 230KV, “C.C.C La Rosita Power Project”, ALSTOM/BECHTEL/INTERGEN/CFE.
- [49] Diagrama Unifilar de Medición y Protección de la Unidad 1A y 1B, “C.C.C La Rosita Power Project”, BECHTEL/INTERGEN/CFE.
- [50] Diagrama Trifilar del Transformador Principal Unidad 1A y 1B, “C.C.C La Rosita Power Project”, BECHTEL/INTERGEN/CFE.
- [51] Diagrama Trifilar del Transformador Auxiliar Unidad 1A y 1B, “C.C.C La Rosita Power Project”, BECHTEL/INTERGEN/CFE.
- [52] Diagrama Unifilar de Medición y Protección del Bus A y B en 4.16KV, “C.C.C La Rosita Power Project”, BECHTEL/INTERGEN/CFE.
- [53] Ajuste de Protecciones de los CCM's y Tableros de Medio Voltaje, “C.C.C La Rosita Power Project”, BECHTEL/INTERGEN/CFE.
- [54] Diagrama Unifilar de los Transformadores Inmersos en Aceite Tipo Subestación y Centro de Carga en 480V, “C.C.C La Rosita Power Project”, BECHTEL/INTERGEN/CFE.
- [55] Manual de usuario del software DigSilent Power Factory Ver.12.1.94a.
- [56] Manual de usuario del software SKM Power* Tools para Windows Ver. 3.8.1.3 (CAPTOR).
- [57] Manual de usuario del equipo de pruebas a relevadores Omicron, Mod. CMC 256-6.
- [58] Beckwit Electric Co.Inc., Generator Protection M-3425A, Integrated Protection System for Generators of All Sizes, Printed in USA 2004.
- [59] Alstom Protection and Control Germany, Type Micom P343, Generator Protection System, Instruction Manual, 2000.
- [60] Alstom Protection USA Inc., Type KBCH130, Transformer Differential Protection, Instruction Manual, 2000.
- [61] Alstom Protection USA Inc., Type MFAC34, Transformer High Side Differential Protection, Instruction Manual.
- [62] Alstom Protection USA Inc., Type P122, Transformer Phase and Ground Overcurrent Protection, Instruction Manual.
- [63] GE Multilin, Type SR 735/737, Feeder Protection Relay, Instruction Manual, 2005.



- [64] GE Multilin, Type SR469, Motor Protection, Instruction Manual, 1997.
- [65] GE Multilin, Type SR 745, Transformer Management Relay, Instruction Manual, 2004.
- [66] GE Multilin, Type SR 750/760, Feeder Management Relay, Instruction Manual, 2005.
- [67] Basler Electric, Type BE1-51, G9E-ZIP, Overcurrent Relay, Instruction Manual, 2004.
- [68] Basler Electric, Type BE1-27, Under Voltage Relay, Instruction Manual, 2004.
- [69] GE, Type MLJ, Synchronism Check Relay, Instruction Manual, 2004.

APÉNDICE A

A.1 EL RELEVADOR DIGITAL.

La técnica de protección digital de sistemas eléctricos de potencia surgió a finales de la década de los 70's, en que varios investigadores desarrollaron distintos algoritmos de protección de líneas de transmisión y demostraron su viabilidad. Estos trabajos constituyeron una continuación de los esfuerzos que se venían realizando en el desarrollo de aplicaciones de tiempo real de las computadoras digitales en sistemas eléctricos de potencia.

Los resultados de estos primeros proyectos de investigación y de trabajos posteriores tuvieron que esperar a que las computadoras digitales alcanzaran la capacidad de cómputo y el precio adecuado para su aplicación práctica en el área de protección. Esto se hizo realidad con el advenimiento del microprocesador, que inició la etapa de desarrollo de relevadores y sistemas digitales de protección capaces de competir con los electromecánicos y estáticos existentes hasta ese momento.

La técnica de protección digital está hoy consolidada, y es un área de investigación activa por parte de institutos de investigación, universidades, compañías productoras de equipos y empresas de servicio eléctrico [1],[12],[13].

Los relevadores y sistemas digitales de protección tienen ventajas definidas con respecto a sus similares analógicos. Estas ventajas son:

- a) El costo de los relevadores digitales es ya comparable con el de los analógicos, en algunos casos es menor, y su tendencia es a decrecer.
- b) Los relevadores digitales tienen capacidad de autodiagnóstico y autocalibración, lo que los hace más confiables que los analógicos.
- c) Estos relevadores son totalmente compatibles con la tecnología digital que se está introduciendo en las subestaciones.
- d) Tienen una mayor flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones, como las de medición, control y supervisión.
- e) Tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales de la subestación y el sistema.
- f) Pueden constituir la base de una protección adaptiva, cuyos parámetros de operación cambian automáticamente con las condiciones del sistema.

Además, la tecnología digital ofrece otras ventajas: mejor funcionamiento, reducción en el espacio que ocupa en el tablero, requiere menos alambrado, informe de eventos y registro de datos sobre fallas [2],[5],[8],[13].

En la actualidad existen factores que limitan el aprovechamiento pleno de las posibilidades de la protección digital. El principal es el desarrollo insuficiente de las redes de comunicaciones en los SEP, que impide utilizar toda la capacidad de comunicación de los relevadores. Los enlaces de fibra óptica y vía satélite son las principales alternativas para la solución de este problema en futuro cercano.

La tendencia actual es a la integración de las funciones de protección, control y medición en sistemas digitales de subestaciones y plantas generadoras que se enlazan con computadoras centrales de nivel del sistema de potencia. En la Figura A.1 se presenta una posible estructura jerárquica con tres niveles, dos de ellos en la subestación. En el nivel I están los procesadores digitales encargados directamente de las funciones de protección, control y medición, y que se encuentran interconectados con el sistema eléctrico de potencia. El nivel II corresponde a la computadora de la subestación, que concentra la información proveniente de los procesadores de nivel I y la transmite a la computadora central del sistema (nivel III), o transmite comandos de control de esta computadora al nivel I, para ser ejecutados por los procesadores sobre los interruptores de la subestación.

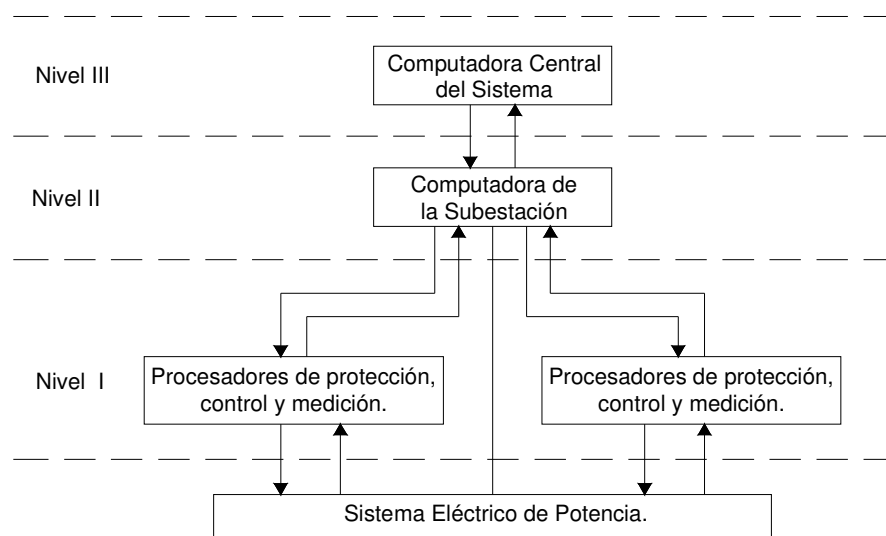


Figura A.1 Estructura Jerárquica de un Sistema Digital Integrado de Protección, Control y Medición.

En resumen, en el nivel I se realizan las funciones directas de protección, control y medición, se recibe información de los equipos de la subestación y se envían a estos los comandos de control, se hacen funciones de diagnóstico, existen facilidades para la comunicación hombre-máquina, y se realizan las comunicaciones con el nivel superior. En el nivel II se hacen funciones de respaldo de los procesadores del nivel I (incluyendo el respaldo de protecciones), se recolectan, procesan y almacenan datos, se realizan análisis de secuencia de eventos, existen medios para la comunicación hombre-máquina y se desarrollan las comunicaciones con los niveles I y III. En el nivel III se originan acciones de control de nivel de sistema, se recolectan y procesan datos, se realizan análisis de secuencia de eventos y otros, se hacen registros oscilográficos, se elaboran reportes y se organizan las comunicaciones con el nivel inferior. En este nivel se ejecutará la mayor parte de las funciones de protección adaptiva del sistema, en la medida en que se vayan introduciendo en la práctica [12],[13].

A.2 DISEÑO DEL RELEVADOR DIGITAL.

Los principios de operación de los relevadores digitales están basados en la detección de los cambios en las variables eléctricas y en los parámetros del sistema provocados por un disturbio (cortocircuito). Dicho disturbio puede provocar cambios en las siguientes variables eléctricas: las corrientes se incrementan y los voltajes se abaten. Como resultado de estas variaciones, ocurren cambios en uno o más parámetros del sistema, como son: ángulos de fase de corriente, fasores de voltaje, componentes armónicas, potencia activa, reactiva y frecuencia del sistema. Estos cambios, cuando suceden, nos demuestra que es evidente la presencia de una condición anormal.

En el diseño de relevadores digitales de protección existen dos métodos de operación: en el primero, el microprocesador simplemente reemplaza la lógica del relevador y no procesa las señales de voltaje y corriente. En el segundo, el relevador ejecuta las dos funciones, es decir, procesa las señales de corriente y voltaje, y ejecuta la lógica del mismo relevador. Lo anterior se conoce como procesamiento de señales digitales (DSP), la cual es una herramienta que manipula las cantidades numéricas tomadas de las señales analógicas (corriente y voltaje) y obtiene datos en forma muestreada, usando operaciones elementales como almacenamiento, retardos, suma, resta y multiplicación de constantes. La obtención de las muestras por cada ciclo de la señal analógica (ventana de muestreo) puede variar desde tres hasta un ciclo y cuarto dependiendo del algoritmo de procesamiento que se utilice [4],[8],[12],[13].

En la Figura A.2 se muestra el diagrama de bloques general de cómo es la arquitectura y el desarrollo de los relevadores microprocesados o digitales. Al relevador se aplican señales analógicas provenientes de los transductores primarios de corriente y potencial, y señales discretas, que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y otros relevadores. Esas señales reciben un procesamiento en los subsistemas correspondientes antes de su aplicación a la microcomputadora, que constituye el elemento principal del relevador. Las señales analógicas pasan adicionalmente por un proceso de filtración y conversión analógico-digital de la señal antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora. Las señales discretas de salida del relevador reciben procesamiento en el subsistema de salidas discretas, que generalmente incluye relevadores electromecánicos auxiliares para proveerlo de salidas de tipo contacto. El relevador realiza también la función de señalización de su operación (banderas) y de su estado funcional mediante dispositivos de señalización (generalmente de tipo lumínico) visibles en su exterior. La mayoría de los relevadores digitales dispone también de capacidad de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de tipos serial y paralelo.

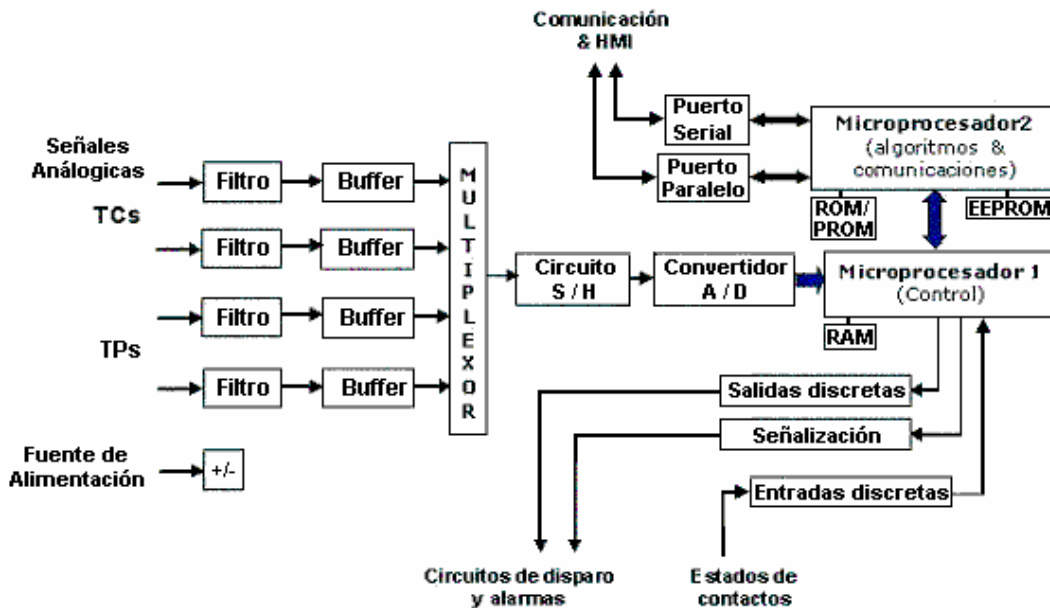


Figura A.2 Diagrama de Bloques de un Relevador Digital.

Los programas de software están almacenados en memoria de sólo lectura (ROM) mientras que la memoria de acceso aleatorio (RAM) se emplea para el almacenamiento temporal de datos. Las fijaciones (ajustes) del relevador y los coeficientes de calibración se almacenan en el EEPROM. Una fuente de alimentación en modo de conmutación suministra los varios voltajes de potencia que el relevador requiere para su operación. Como se observa en el diagrama de bloques, la arquitectura de los relevadores microprocesados o digitales esta formada por una serie de subsistemas y componentes que en conjunto se relacionan para lograr el buen funcionamiento del relevador y cumplir con las funciones particulares para las cuales fueron diseñados [5],[8],[12],[13].

Los principales bloques funcionales que intervienen en el relevador digital son:

- Acondicionamiento de la señal:
 - Aislamiento y escalamiento.
 - Filtros anti-aliasing.
- Adquisición de datos:
 - Buffer o registro.
 - Muestreo y retención.
 - Multiplexores.
 - Convertidores A/D.
- Procesadores digitales:
 - DSP, Micro-controladores, Microprocesadores.
 - Señales de control.
- Auto prueba.
- Software.
- Algoritmos para el procesamiento de señales digitales.

A.3 ALGORITMOS DE PROCESAMIENTO DE SEÑALES DIGITALES.

Los algoritmos para el procesamiento de señales digitales son programas de software en el DSP que funcionan en las muestras digitales de voltaje y de corriente para producir estimaciones de parámetros de interés para proteger por medio del relevador.

Para incorporar las funciones de protección en un relevador digital, se hace una estimación de varios parámetros de las señales de entrada utilizando algoritmos de procesamiento de señales digitales. Las señales de entrada de voltaje y de corriente del relevador se pueden modelar como señales sinusoidales distorsionadas por el desplazamiento cd y componentes armónicos. Estas señales se pueden caracterizar por varios parámetros a conocer como: valor RMS, valor máximo, valor RMS/ángulo de fase y frecuencia de la componente fundamental de frecuencia [8],[12],[58].

A.8.1 Valores RMS de la señal.

El valor RMS de la señal periódica $z(t)$ con un período 2π se define:

$$Z_{\text{RMS}} = \sqrt{\frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} z^2(t) dt} \quad (\text{A.1})$$

En una manera discreta, el valor RMS de una señal de muestreo z_k , se puede obtener como:

$$Z_{\text{RMS}_k} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{r=0}^{N-1} z_{k-r}^2} \quad (\text{A.2})$$

y el número de muestras en un ciclo de frecuencia fundamental se da por N (se usa $N=16$ en la utilización).

La cantidad de Z_{RMS_k} representa el valor RMS de la señal completa, considerando la CD, fundamental y hasta el número armónico en el cual n es igual a $((N/2)-1)$.

La ecuación (A.2) se ha reescrito en forma cursiva para reducir los cálculos, como sigue:

$$Z'_{\text{RMS}_k} = Z'_{\text{RMS}_{k-1}} + z_k^2 - z_{k-N}^2 \quad (\text{A.3})$$

Ahora el valor RMS se da por:

$$Z_{\text{RMS}_k} = \sqrt{\frac{Z'_{\text{RMS}_k}}{N}} \quad (\text{A.4})$$

A.8.2 Valor RMS/ángulo de fase de la componente fundamental de frecuencia.

Hay un número de algoritmos disponibles para estimar el valor RMS y el ángulo de fase de la componente fundamental de frecuencia; la transformada discreta de Fourier (DFT) es uno de esos algoritmos. El algoritmo DFT realiza dos tareas importantes:

- 1) filtra el desplazamiento cd y las armónicas de la frecuencia fundamental;
- 2) estima el valor RMS y la fase de la componente de frecuencia fundamental de la señal en forma monofásica.

El cálculo de los componentes reales e imaginarios del fasor complejo son:

$$Z_{rk} = \frac{2}{N} \sum_{r=0}^{N-1} z_{k-r} \cos \frac{2\pi r}{N}$$

$$Z_{ik} = \frac{2}{N} \sum_{r=0}^{N-1} z_{k-r} \sin \frac{2\pi r}{N}$$
(A.5)

Puede verse en la ecuación (A.5) que el cálculo directo de Z_{rk} y Z_{ik} requiere multiplicaciones $2N$ en cada muestra. La ecuación (A.5) se ha reescrito en forma cursiva para facilitar los cálculos como sigue:

$$Z_{rk} = Z_{rk-1} + \frac{2}{N} (z_k - z_{k-N}) \cos \frac{2\pi k}{N}$$

$$Z_{ik} = Z_{ik-1} + \frac{2}{N} (z_k - z_{k-N}) \sin \frac{2\pi k}{N}$$
(A.6)

Expresados en la forma de la ecuación (A.6) sólo se requiere dos multiplicaciones en cada muestra.

La magnitud RMS, Z_{1rms} y ángulo de fase (θ) del fasor pueden obtenerse como sigue:

$$Z_{1RMS} = \sqrt{\frac{Z_r^2 + Z_i^2}{2}}$$

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{Z_i}{Z_r} \right)$$
(A.7)

A.8.3 Valor Máximo Instantáneo.

Durante una condición de ferresonancia, los voltajes del sistema pueden alcanzar crestas peligrosamente altas. Los relevadores de sobrevoltaje basados en voltaje RMS puede que no funcionen bien bajo tales condiciones debido al alto contenido armónico de las señales. Tanto los relevadores de sobrevoltaje analógicos como los digitales se han diseñado para funcionar cuando la cantidad de RMS que se ha detectado excede un límite preestablecido. Sin embargo, la índole de la ferresonancia puede ser tal que el valor máximo de una señal pueda ser peligrosamente alto mientras que el valor RMS de la misma señal permanece dentro de límites aceptables. La tasa de muestreo de 16 muestras por ciclo (960 Hz) resulta en una alta probabilidad de detectar cualquier salto de voltaje que sobrepase el umbral previamente establecido. El valor máximo instantáneo (Z_p) de una señal muestreada z_k puede calcularse como sigue:

$$Z_p = \text{Máximo de } |z_k|_{r=0}^{N-1}$$
(A.8)

A.8.4 Frecuencia fundamental de la señal.

Algunos relevadores digitales de frecuencia que hay disponibles en el mercado, obtienen la frecuencia midiendo la duración del período de tiempo entre dos cruces por cero consecutivos del sistema de voltaje. El funcionamiento de estos relevadores se afecta adversamente por la presencia de distorsión armónica y ruido los cuales desplazan los cruces por cero o causan múltiples cruces por cero. Se han propuestos varios algoritmos de relevadores de frecuencia digital. Una técnica de medición de frecuencia digital que se sugiere es un subproducto directo de los estimados de fasor que se obtuvieron empleando

la DFT. Este algoritmo produce una medida precisa de la frecuencia cuando se emplea la secuencia positiva de voltaje fasor. Además, el empleo de la secuencia positiva de voltaje fasor elimina cualquier preocupación sobre la pérdida de voltaje de fase muestreado debido a una sola falla de fase.

Deje que \bar{V}_a, \bar{V}_b y \bar{V}_c , sean los voltajes fasores obtenidos de la ecuación (A.6) para las tres fases, entonces se puede obtener la secuencia positiva de voltaje fasor como:

$$\bar{V}_1 = \frac{1}{3}(\bar{V}_a + \alpha \bar{V}_b + \alpha^2 \bar{V}_c) \quad (\text{A.9})$$

donde $\alpha = -0.5 + j0.866$

Ahora, supongamos que la frecuencia de la señal de entrada se ha cambiado ligeramente de su valor nominal (f_0) por una cantidad de Δf , mientras que la frecuencia de muestreo permanece constante. El ángulo de fase de la secuencia positiva física en el instante k_{th} puede representarse como:

$$\theta_k = \theta_{k-16} + \frac{\Delta f}{f_0} 2\pi \quad (\text{A.10})$$

$$\Delta f = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta}{dt} = \frac{1}{2\pi} (\theta_k - \theta_{k-16}) f_0 \quad (\text{A.11})$$

Por lo tanto, la rapidez del cambio del ángulo de fase de la secuencia positiva monofásica se relaciona directamente al Δf . En la ecuación (A.10) se supone que la frecuencia se calcula una vez en cada ciclo (16 ó más muestras). La precisión medida es de unos ± 0.02 Hz para frecuencias en los límites de 57 a 63 Hz. Se puede aumentar la precisión aún más incrementando el tiempo de medición, pero esto se hace a expensas del tiempo de respuesta del relevador.

A.8.5 Potencia Real/Reactiva.

Relevadores de inversión de potencia que dependen de cruces a través de cero para información sobre el ángulo de fase han reportado dificultades durante señales de corriente de entrada distorsionadas. El cálculo de potencia en el relevador digital emplea las mediciones de fasor de frecuencia fundamental obtenidas de la DFT y por lo tanto está

inmune a las armónicas en las señales de voltaje y de corriente. Deje que \bar{V} e \bar{I} representen fasores complejos de señales de voltaje y de corriente, entonces la potencia del complejo se da como sigue:

$$\bar{S} = \bar{V}\bar{I}^* = P + jQ \quad (\text{A.12})$$

Donde P y Q representan la potencia real y reactiva. La potencia total en un sistema trifásico es la suma de la potencia individual en cada fase.

$$P_T + jQ_T = \bar{V}_a \bar{I}_a^* + \bar{V}_b \bar{I}_b^* + \bar{V}_c \bar{I}_c^* \quad (\text{A.13})$$

El factor de potencia (PF) también se calcula para propósitos de visualización como:

$$\text{PF} = \frac{P_T}{\sqrt{P_T^2 + Q_T^2}} \quad (\text{A.14})$$

El relevador de inversión de potencia tiene la opción de una sola fase y cuando ésta se



selecciona, la potencia se calcula como:

$$P = \text{Mínimo de } (P_a, P_b \text{ y } P_c)$$

Donde un valor negativo representa un flujo de potencia inversa.

El relevador digital permite también la selección de la opción de entrada de voltaje de línea-a-línea. Cuando se escoge esta opción, se calcula la potencia usando el método de dos varímetros como sigue:

$$P_T + jQ_T = \bar{V}_{ac} \bar{I}_a^* + \bar{V}_{bc} \bar{I}_b^* \quad (\text{A.15})$$

El cálculo anterior supone que no hay corriente de secuencia de cero en el sistema.

A.8.6 Corriente de Secuencia Negativa.

El relevador de sobrecorriente de secuencia negativa provee protección contra desequilibrios de fase que pueden causar el grave sobrecalentamiento del generador. La

corriente de secuencia negativa (\bar{I}_2) se calcula usando los fasores de corriente

\bar{I}_a , \bar{I}_b e \bar{I}_c obtenidos de la DFT, como sigue:

$$\bar{I}_2 = \frac{1}{3} (\bar{I}_a + \alpha^2 \bar{I}_b + \alpha \bar{I}_c) \quad (\text{A.16})$$

A.8.7 Protección Diferencial.

La ecuación de la protección diferencial porcentual en términos de los fasores es la siguiente:

$$I_d = |I_1 + I_2| \quad (\text{A.17})$$

$$I_r = |I_1 - I_2|$$

Cuando $I_d \leq K I_r$ no opera el relevador.

Cuando $I_d > K I_r$ opera el relevador.

Donde:

I_o = es la corriente diferencial.

I_r = es la corriente de restricción.

K = es la pendiente de la característica de operación.

I_1 e I_2 son las corrientes en ambos extremos del generador.

La obtención de las muestras por cada ciclo de la señal analógica (ventana de muestreo) puede variar desde tres hasta un ciclo y cuarto dependiendo del algoritmo de procesamiento que se utilice [8],[5],[15].

Hay un número de algoritmos disponibles para estimar el valor RMS y el ángulo de fase de la componente fundamental de frecuencia, entre los cuales podemos mencionar:

a) Algoritmos Trigonométricos.

- Miki & Mikano

- Mann & Morrison



- Rockefeller & Udren
 - Gilbert & Shovlin
- b) Algoritmos de Correlación.
- Algoritmo de la Transformada Discreta de Fourier.
 - Algoritmo de Pares e Impares.
 - Algoritmo Cosenos.
 - Algoritmo de Mínimos Cuadrados.

A.4 ALGORITMOS DE CORRELACIÓN.

Las principales características de este tipo de algoritmos son las siguientes [5],[8],[11],[12]:

- Tamaño de ventana larga (=> un ciclo de 60 Hz).
- Ventana larga – mejor filtro.
- Mejor respuesta a la frecuencia.
- Las señales de entrada no requieren ser puramente senoidal de 60 Hz.
- Respuesta lenta al transitorio.
- Un número considerable de cálculos.

Utilizan dos funciones ortogonales las cuales extraen efectivamente las componentes de la frecuencia de interés de la señal de entrada.

Algunos algoritmos de este tipo son los siguientes:

- Algoritmo de la Transformada Discreta de Fourier.
- Algoritmo de Pares e Impares.
- Algoritmo Cosenos.
- Algoritmo de Mínimos Cuadrados.

Los pasos a seguir para el desarrollo de este tipo de algoritmos son los siguientes:

- Determinar un conjunto de funciones ortogonales.
- Extraer la parte real e imaginaria de las componentes requeridas para la función dada por correlación.
- Estima las componentes de la frecuencia requerida a partir de la parte real e imaginaria.

Funciones ortogonales.

La mayoría de las señales pueden ser expresadas como la suma de una variedad de conjuntos de señales mutuamente ortogonales.

Algunos ejemplos de este tipo de funciones son las siguientes:

Funciones senoidales, funciones Walsh, Polinomios de Chebyshev, Funciones exponenciales, Funciones Bessel.

La siguiente expresión, ejemplifica la prueba de ortogonalidad a estas funciones:

Dos funciones $f(t)$ y $g(t)$, son ortogonales sobre un periodo de tiempo T especificado si:



$$\int_{t=0}^T f(t)g(t)dt = 0 \quad (\text{A.66})$$

Donde, T es el periodo de la función.

A.10.1 Algoritmo Transformada Discreta de Fourier.

Para desarrollar este algoritmo, el primer paso es determinar las funciones ortogonales que se van a utilizar, en este caso utilizamos las funciones senoidales; por lo que la demostración de ortogonalidad para estas funciones es:

$$\int_{t=0}^T f(t)g(t)dt = \int_{t=0}^{2\pi/\omega} \sin(\omega t) \cos(\omega t) dt = \frac{1}{2} \int_{t=0}^{2\pi/\omega} \sin(2\omega t) dt = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2\omega} \left[\cos(2\omega t) \right]_0^{2\pi/\omega} = 0$$

i.e. Estas funciones son ortogonales.

A.10.1.1 Implementación del algoritmo.

- Seleccione las señales o funciones de referencia.
- Seleccione las funciones seno y coseno a la mínima frecuencia de interés (60 Hz).
- Muestre las señales de referencia a la frecuencia de muestreo seleccionada.
- Multiplicar la primera muestra de la ventana con el primer discretizado de cada señal de referencia.
- Guardar los resultados en tablas (columna m y n).
- Repetir las multiplicaciones y guardar los resultados para todas las muestras subsecuentes hasta considerar todos los datos de la ventana.
- Sumar el producto de las multiplicaciones con los productos previos, dados en las columnas m y n.
- Dividir los resultados de las sumas del paso previo entre un medio del número de muestras de la ventana.
- Los números resultantes en estas columnas son la parte real e imaginaria del fasor requerido.

El fasor estimado será:

$$\text{Magnitud del fasor: } Vp = \sqrt{(R)^2 + (I)^2} \quad (\text{A.67})$$

$$\text{Angulo del fasor: } \tan(\theta) = I / R \quad (\text{A.68})$$

Donde:

R – la parte real & I – la parte imaginaria.

Calculados en los pasos previos.

Para muestrear las señales de referencia, tomemos como ejemplo las siguientes consideraciones:

- Frecuencia fundamental - 60 Hz.
- Frecuencia de muestreo (12 muestras) - 720 Hz.

Para una frecuencia de muestreo de 12 muestras/ciclo; existen dos formas de muestreo:

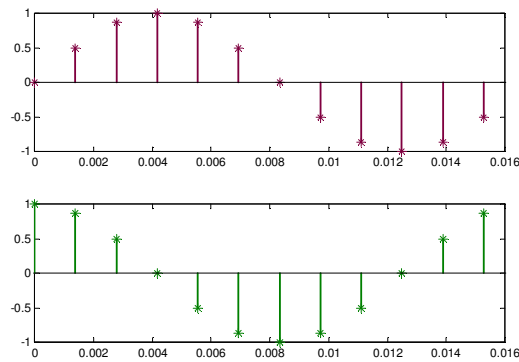
- Iniciar en el instante t = 0 (muestras a 0°, 30°, 60°, ...)
- 12 muestras (Integración de la regla trapezoidal).



- Iniciar después de un retardo (muestras a 15°, 45°, 75°, ...) 12 muestras (Regla rectangular).

Seno	Coseno
0.0	1.0
0.5	0.866
0.866	0.5
1.0	0.0
0.866	0.5
0.5	-0.866
0.0	-1.0
-0.5	-0.866
-0.866	-0.5
-1.0	0.0
-0.866	0.5
-0.5	0.866

Tiempo (s)



Función Seno y Coseno Muestreadas.

Figura A.10.1.1 Señales de referencia muestreadas para el filtro DFT.

A.10.1.2 Respuesta a la frecuencia de los filtros.

Respuesta a la frecuencia del filtro Seno (Real).

$$HR(Z) = 0.0*Z^{-11} + 0.5*Z^{-10} + 0.866*Z^{-9} + 1.0*Z^{-8} + 0.866*Z^{-7} + 0.5*Z^{-6} + 0.0*Z^{-5} - 0.5*Z^{-4} - 0.866*Z^{-3} - 1.0*Z^{-2} - 0.866*Z^{-1} - 0.5*Z^0$$

Respuesta a la frecuencia del filtro Coseno (Imaginario).

$$HI(Z) = 1.0*Z^{-11} + 0.866*Z^{-10} + 0.5*Z^{-9} + 0.0*Z^{-8} - 0.5*Z^{-7} - 0.866*Z^{-6} - 1.0*Z^{-5} - 0.866*Z^{-4} - 0.5*Z^{-3} + 0.0*Z^{-2} + 0.5*Z^{-1} + 0.866*Z^0$$

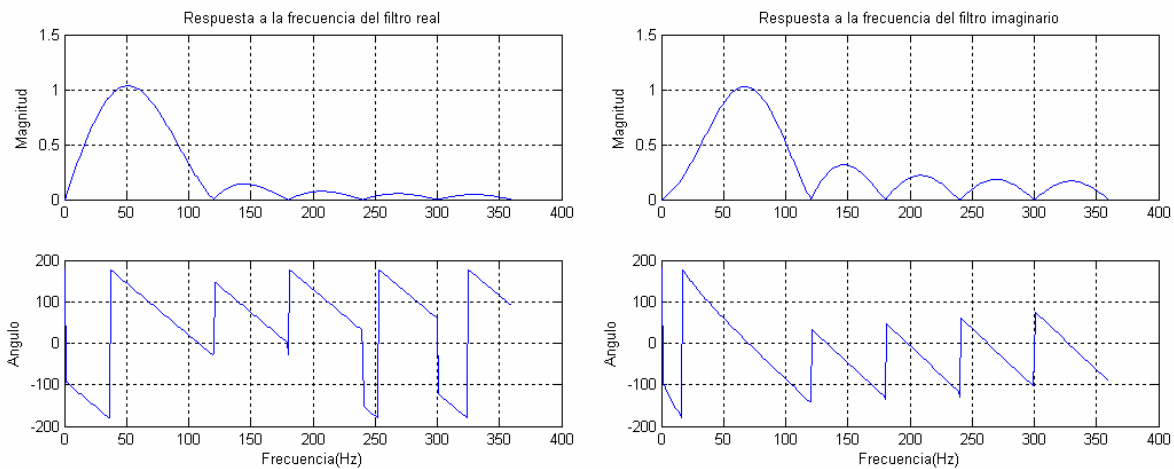


Figura A.10.1.2 Respuesta a la frecuencia de los filtros seno y coseno.

A.10.1.3 Cálculo del fasor estimado.

El cálculo del fasor se realiza a través de un proceso de multiplicación de las muestras de la señal de entrada por las muestras de las señales de referencia y la suma de estos productos; el resume de estos cálculos se muestra en la tabla siguiente:

Tabla A.10.1.3 Entrada de señales discretas y valores de las funciones de referencia.

Entrada	seno	Entrada*seno (m)	Parte Real.	coseno	Entrada*coseno (n)	Parte Imag.	Vp
1.7365	0.0	0.0	0.0	1.0	1.7365	0.2894	0.2894
6.4279	0.5	3.2140	0.5356	0.866	5.5666	1.2171	1.3297
9.3969	0.866	8.1377	1.8919	0.5	4.6985	2.0002	2.7530
9.8481	1.0	9.8481	3.5333	0.0	0.0	2.0002	4.0600
7.6604	0.866	6.6339	4.6389	-0.5	-3.8302	1.3619	4.8346
3.4202	0.5	1.7101	4.9239	-0.866	-2.9619	0.8682	4.9998
-1.7365	0.0	0.0	4.9239	-1.0	1.7365	1.1576	5.0581
-6.4279	-0.5	3.2140	5.4596	-0.866	5.5666	2.0854	5.8443
-9.3969	-0.866	8.1377	6.8459	-0.5	4.6985	2.8685	7.4225
-9.8481	-1.0	9.8481	8.4872	0.0	0.0	2.8685	8.9588
-7.6604	-0.866	6.6339	9.5929	0.5	-3.8302	2.2301	9.8487
-3.4202	-0.5	1.7101	9.8779	0.866	-2.9619	1.7365	10.0293

A.10.1.4 Simulación digital.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la simulación digital del algoritmo Transformada Discreta de Fourier. Así también se muestra el código del programa desarrollado con el software Matlab. La simulación se realizó ingresando una señal senoidal de entrada a una frecuencia fundamental y/o adicionada con una combinación de alguna de las otras componentes, se analiza el fasor y ángulo estimado resultante.

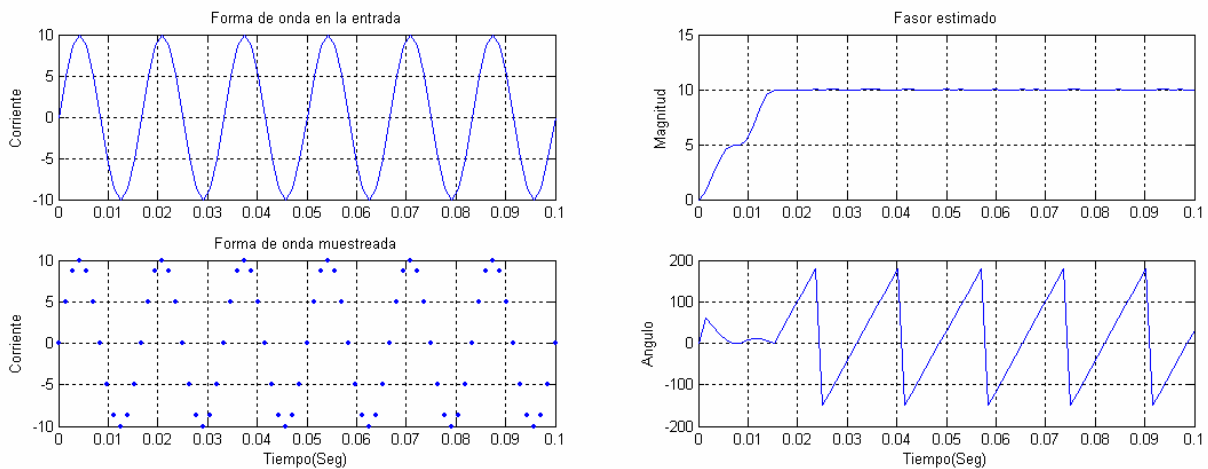


Figura A.10.1.4.1 Señal de entrada 1 (Senoidal 60 Hz pura) y Fasor estimado.

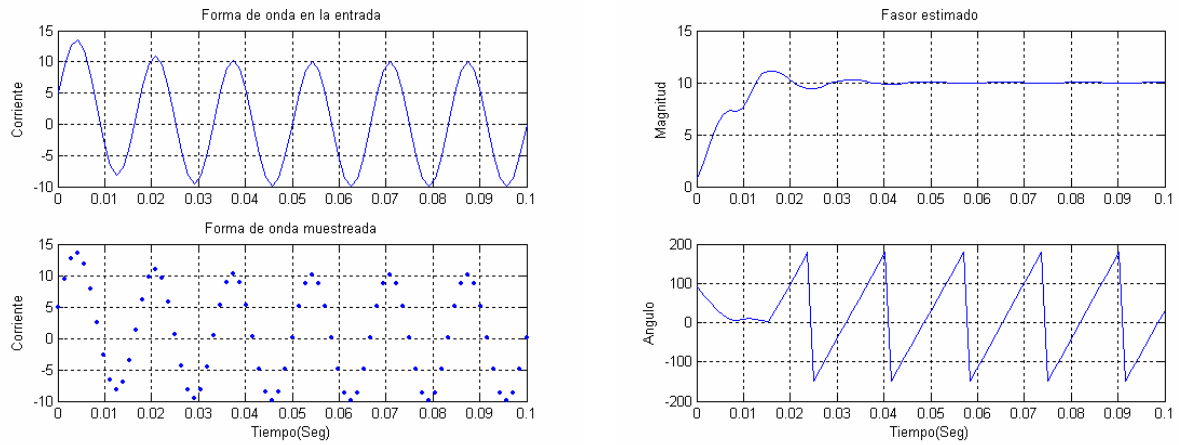


Figura A.10.1.4.2 Señal de entrada 2 (Senoidal 60 Hz más DC decreciente) y Fasor estimado.

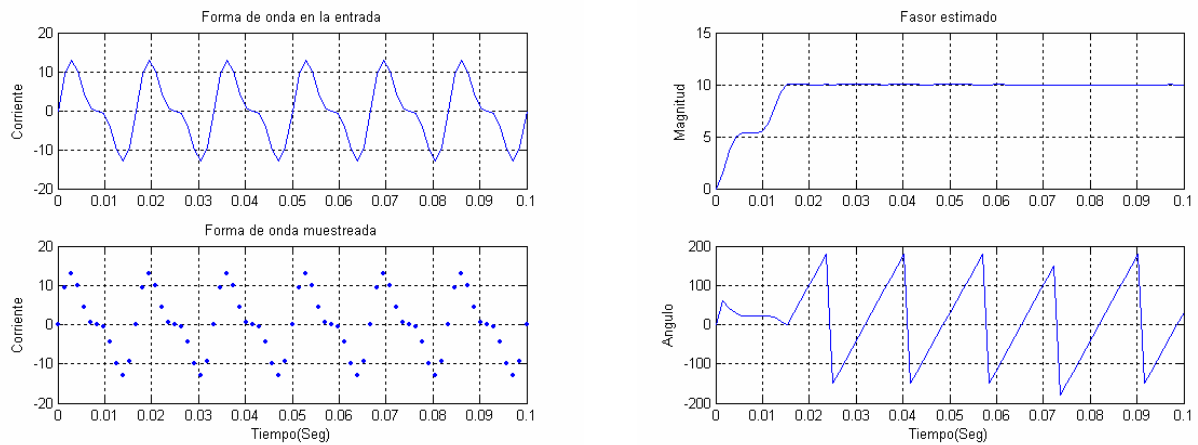


Figura A.10.1.4.3 Señal de entrada 3 (Senoidal 60 Hz más 2da armonica) y Fasor estimado.

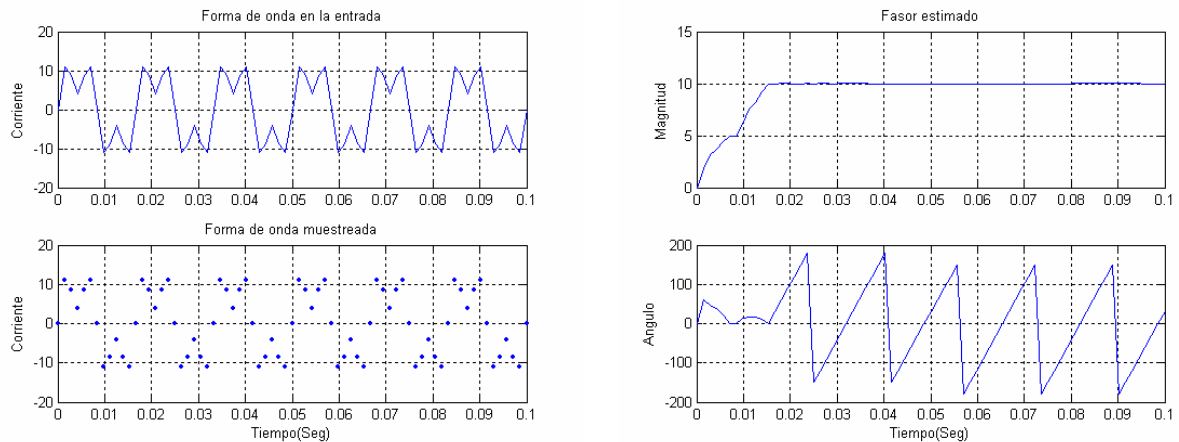


Figura A.10.1.4.4 Señal de entrada 4 (Senoidal 60 Hz más 3era armonica) y Fasor estimado.

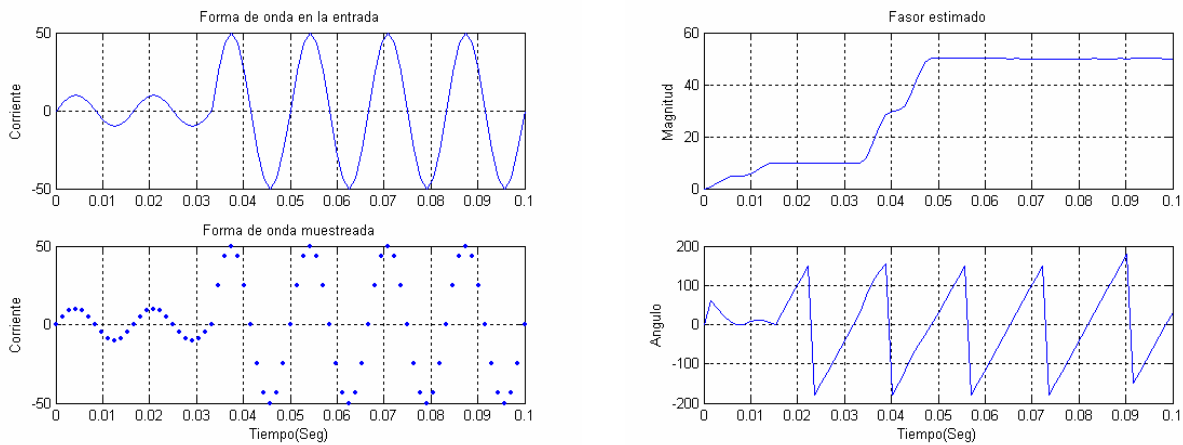


Figura A.10.1.4.5 Señal de entrada 5 (Senoidal 60 Hz más un transitorio) y Fasor estimado.

Ventajas:

- Atenúa efectivamente el ruido
- Atenúa todas las armónicas
- Atenúa todas las componentes de alta frecuencia
- Rechaza la componente no decreciente de la parte de DC

Desventajas:

- Respuesta lenta al transitorio
- La parte decreciente de la componente de DC afecta la precisión
- Requiere mayor número de coeficientes

Código del Algoritmo de la Transformada Discreta de Fourier.

```

clear;clc;
magfe=10;
magCD=0;
magA2=0;
magA3=0;
magA4=0;
magT=50;
magCDT=0;
fe=60;
fm=720;
Tv=[0:1/fm:1/fe-1/fm];
w=2*pi*fe;
seno=sin(w*Tv);
coseno=cos(w*Tv);
f=[0:360];
W=2*pi*f;
T=1/fm;
z=exp(i*W*T);
h1=0*z.^-11+0.5*z.^-10+0.86603*z.^-9+z.^-8+0.86603*z.^-7+0.5*z.^-6+0*z.^-5-0.5*z.^-4-0.86603*z.^-3-z.^-2-0.86603*z.^-1-0.5*z.^0;
magH1=abs(h1/6);
angH1=angle(h1/6)*180/pi;
h2=z.^-11+0.86603*z.^-10+0.5*z.^-9+0*z.^-8-0.5*z.^-7-0.86603*z.^-6-z.^-5-0.86603*z.^-4-0.5*z.^-3+0*z.^-2+0.5*z.^-1+0.86603*z.^0;

```



```

magH2=abs(h2/6);
angH2=angle(h2/6)*180/pi;
if magT==0
    Tm=[0:1/fm:6/fe];
    v=magfe*sin(w*Tm)+magCD*exp(-80*Tm)+magA2*sin(2*w*Tm)+magA3*sin(3*w*Tm)+
        magA4*sin(4*w*Tm);
else
    Tm1=[0:1/fm:0.033];
    v1=magfe*sin(w*Tm1)+magCD*exp(-80*Tm1)+magA2*sin(2*w*Tm1)+magA3*sin(3*w*Tm1)+
        magA4*sin(4*w*Tm1);
    a=length(Tm1);
    Tm2=[Tm1(a)+1/fm:1/fm:12/fe];
    v2=magT*sin(w*Tm2)+magCD*exp(-40*Tm2)+magA2*sin(2*w*Tm2)+magA3*sin(3*w*Tm2)+
        magA4*sin(4*w*Tm2);
    Tm=[Tm1 Tm2];
    v=[v1 v2];
end
nc=length(Tv);
a(1)=1;
a(2:nc)=zeros;
for j=1:nc
    c1(j)=seno(nc+1-j);
    c2(j)=coseno(nc+1-j);
end
H1=filter(c1,a,v)/6;
H2=filter(c2,a,v)/6;
H1(1)=seno(1)*v(1)/6;
H2(1)=coseno(1)*v(1)/6;
for j=2:nc-1
    H1(j)=seno(j)*v(j)/6+H1(j-1);
    H2(j)=coseno(j)*v(j)/6+H2(j-1);
end
fasor=H1+i*H2;
Vp=abs(fasor);
ang=angle(fasor)*180/pi;

figure(1)
subplot(2,1,1)
plot(f,magH1); title('Respuesta a la frecuencia del filtro real'); ylabel('Magnitud'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(f,angH1); xlabel('Frecuencia(Hz)'); ylabel('Angulo'); grid;
figure(2)
subplot(2,1,1)
plot(f,magH2); title('Respuesta a la frecuencia del filtro imaginario'); ylabel('Magnitud'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(f,angH2); xlabel('Frecuencia(Hz)'); ylabel('Angulo'); grid;
figure(3)
subplot(2,1,1)
plot(Tm,v); title('Forma de onda en la entrada'); ylabel('Corriente'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(Tm,v,'.'); title('Forma de onda muestreada'); xlabel('Tiempo(Seg)'); ylabel('Corriente'); grid;
figure(4)
subplot(2,1,1)
plot(Tm,Vp); title('Fasor estimado'); ylabel('Magnitud'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(Tm,ang); xlabel('Tiempo(Seg)'); ylabel('Angulo'); grid;
figure(5)
plot(H1,H2); title('Fasor estimado en el plano complejo'); xlabel('Eje real'); ylabel('Eje imaginario'); grid;

```


A.10.2 Algoritmo de Funciones Pares e Impares.

Para desarrollar este algoritmo, el primer paso es determinar las funciones ortogonales que se van a utilizar, en este caso utilizamos las funciones rectangulares pares e impares; por lo que la demostración de ortogonalidad para estas funciones es:

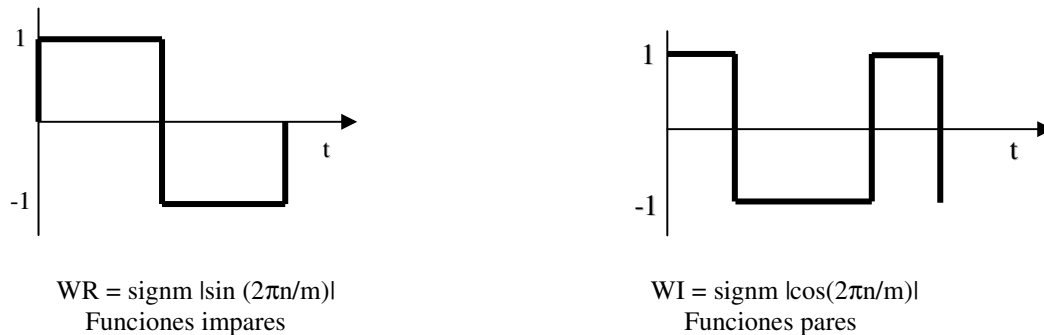


Figura A.10.2 Funciones pares e Impares.

Donde:

$\text{Signm } |x| = 0$ para $x = 0$ $n = 0, 1, 2, \dots, 12$

1 para $x > 0$

-1 para $x < 0$

i.e. Estas funciones son ortogonales.

A.10.2.1 Implementación del algoritmo:

- Selección de las ondas o funciones de referencia.
- Selecciona las funciones de seno y coseno a la menor frecuencia de interés (60 Hz).
- Se discretiza el ciclo completo de las ondas de referencia a la frecuencia de muestreo seleccionada.
- Determinar las funciones pares e impares usando la función Signm.
- Multiplicar la primera muestra de la ventana con el primer valor de cada señal de referencia discretizada.
- Guardar los resultados en tabla columnas m y n.
- Repetir las multiplicaciones y guardar los resultados de muestras subsecuentes hasta considerar todos los valores de la ventana.
- Sumar el producto de las multiplicaciones con los productos previos, de las columnas m y n.
- Dividir los resultados entre el factor A.
- Los dos números resultantes corresponden a la parte real e imaginaria del fasor requerido.

Cálculo del factor A.

- Los valores de la función seno discretizada son: 0, 0.5, 0.866, 1.0, 0.866, 0.5, 0, -0.5, -0.866, -1.0, -0.866, -0.5
- X se obtiene multiplicando estas muestras con los coeficientes de WR uno a uno y sumando los resultados.
- $X = 0 + 0.5 + 0.866 + 1.0 + 0.866 + 0.5 - 0 + 0.5 + 0.866 + 1.0 + 0.866 + 0.5 = 7.464$



- Y Se obtiene multiplicando los valores de la función seno discretizado con los coeficientes de WI uno a uno y sumando los resultados.
 - $Y = 0 + 0.5 + 0.866 - 1.0 - 0.866 - 0.5 - 0 + 0.5 + 0.866 - 1.0 - 0.866 - 0.5 = -2.0$
 - $A = \sqrt{(X^2 + Y^2)} = 7.727$
- Nota: El factor A depende del tamaño de la ventana y frecuencia de muestreo.

El fasor estimado será:

Magnitud del fasor: $V_p = \sqrt{(R)^2 + (I)^2}$

Angulo del fasor: $\tan(\theta) = I / R$

donde:

R – Parte real & I – parte imaginaria.

Calculados en los pasos previos.

Para muestrear las señales de referencia, tomemos como ejemplo las siguientes consideraciones:

- Frecuencia fundamental - 60 Hz.
- Frecuencia de muestreo (12 muestras/ciclo) - 720 Hz.

Para una frecuencia de muestreo de 12 muestras/ciclo; existen dos formas de muestreo:

- Iniciar en el instante $t = 0$ (muestras a $0^\circ, 30^\circ, 60^\circ, \dots$)
12 muestras (Integración de la regla trapezoidal).
- Iniciar después de un retardo (muestras a $15^\circ, 45^\circ, 75^\circ, \dots$)
12 muestras (Regla rectangular).

Función Impar.	Función Par.
1	1
1	1
1	1
1	-1
1	-1
1	-1
-1	-1
-1	-1
-1	-1
-1	1
-1	1
-1	1

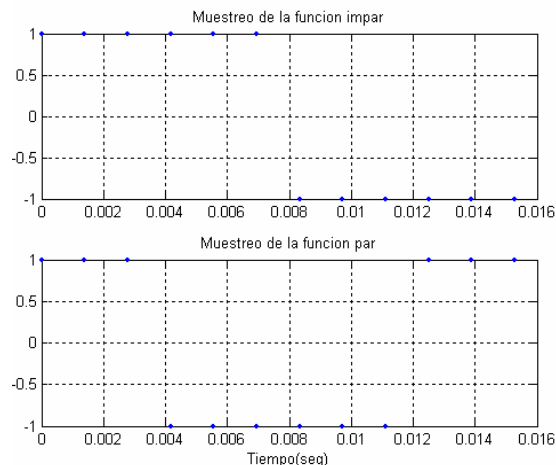


Figura A.10.2.1 Señales de referencia muestreadas.

A.10.2.2 Respuesta a la frecuencia de los filtros.

Respuesta a la frecuencia del filtro impar (Real).

$$HR(Z) = 1*Z^{-11} + 1*Z^{-10} + 1*Z^{-9} + 1*Z^{-8} + 1*Z^{-7} + 1*Z^{-6} - 1*Z^{-5} - 1*Z^{-4} - 1*Z^{-3} - 1*Z^{-2} - 1*Z^{-1} - 1*Z^0$$

Respuesta a la frecuencia del filtro par (Imaginario).



$$HI(Z) = 1*Z^{-11} + 1*Z^{-10} + 1*Z^{-9} - 1*Z^{-8} - 1*Z^{-7} - 1*Z^{-6} - 1*Z^{-5} - 1*Z^{-4} - 1*Z^{-3} + 1*Z^{-2} + 1*Z^{-1} + 1*Z^0$$

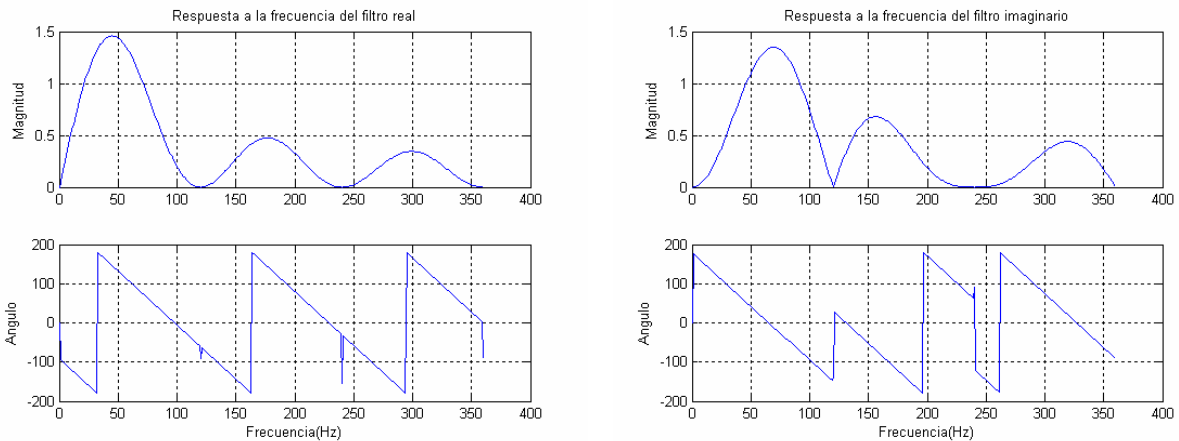


Figura A.10.2.2 Respuesta a la frecuencia de los filtros impar y par.

A.10.2.3 Cálculo del fasor estimado.

El cálculo del fasor se realiza a través de un proceso de multiplicación de las muestras de la señal de entrada por las muestras de las señales de referencia y la suma de estos productos; el resume de estos cálculos se muestra en las tablas siguientes:

Tabla A.10.2.3.1 Entrada de señales discretas y valores de las funciones de referencia.

Entrada	impar	Entrada*impar (m)	Parte Real.	par	Entrada*par (n)	Parte Imag.	Vp
1.7365	1	1.7365	0.2247	1	1.7365	0.2247	0.3178
6.4279	1	6.4279	1.0566	1	6.4279	1.0566	1.4943
9.3969	1	9.3969	2.2727	1	9.3969	2.2727	3.2141
9.8481	1	9.8481	3.5472	-1	-9.8481	0.9982	3.6849
7.6604	1	7.6604	4.5386	-1	-7.6604	0.0068	4.5386
3.4202	1	3.4202	4.9810	-1	-3.4202	-0.4358	6.0422
-1.7365	-1	1.7365	5.2057	-1	1.7365	-0.2111	5.2100
-6.4279	-1	6.4279	6.0378	-1	6.4279	0.6208	6.0696
-9.3969	-1	9.3969	7.2539	-1	9.3969	1.8369	7.4829
-9.8481	-1	9.8481	8.5285	1	-9.8481	0.5624	8.5470
-7.6604	-1	7.6604	9.5198	1	-7.6604	-0.4289	9.5295
-3.4202	-1	3.4202	9.9625	1	-3.4202	-6.7348	10.0293

Tabla A.10.2.3.2 Cálculo del factor A (función seno discretizada por valores de las funciones de referencia).

Seno	Función Impar	Seno*Impar	Función Par	Seno*par
0.0	1	0.0	1	0.0
0.5	1	0.5	1	0.5
0.866	1	0.866	1	0.866
1.0	1	1.0	-1	-1.0



0.866	1	0.866	-1	-0.866
0.5	1	0.5	-1	-0.5
0.0	-1	0.0	-1	0.0
-0.5	-1	0.5	-1	0.5
-0.866	-1	0.866	-1	0.866
-1.0	-1	1.0	1	-1.0
-0.866	-1	0.866	1	-0.866
-0.5	-1	0.5	1	-0.5
Sumatoria	X=	7.464	Y=	-2.0

A.10.2.4 Simulación digital.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la simulación digital del algoritmo Funciones Pares e Impares. Así también se muestra el código del programa desarrollado con el software Matlab. La simulación se realizó ingresando una señal senoidal de entrada a una frecuencia fundamental y/o adicionada con una combinación de alguna de las otras componentes, se analiza el fasor y ángulo estimado resultante.

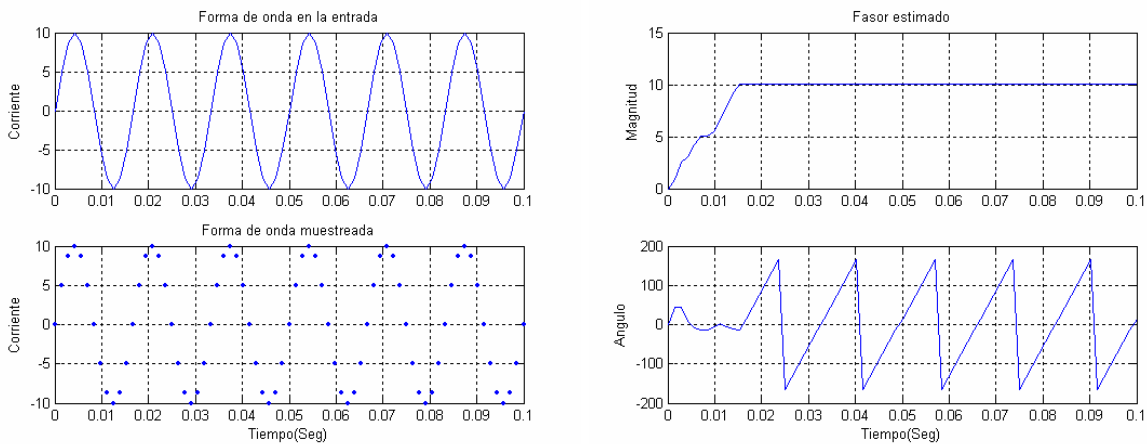


Figura A.10.2.4.1 Señal de entrada 1 (Senoidal 60 Hz pura) y Fasor estimado.

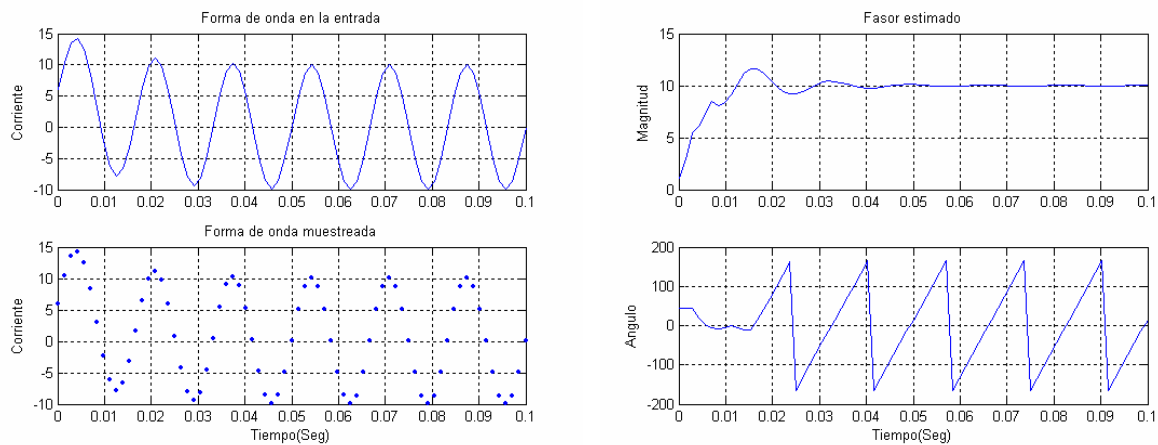


Figura A.10.2.4.2 Señal de entrada 2 (Senoidal 60 Hz más DC decreciente) y Fasor estimado.

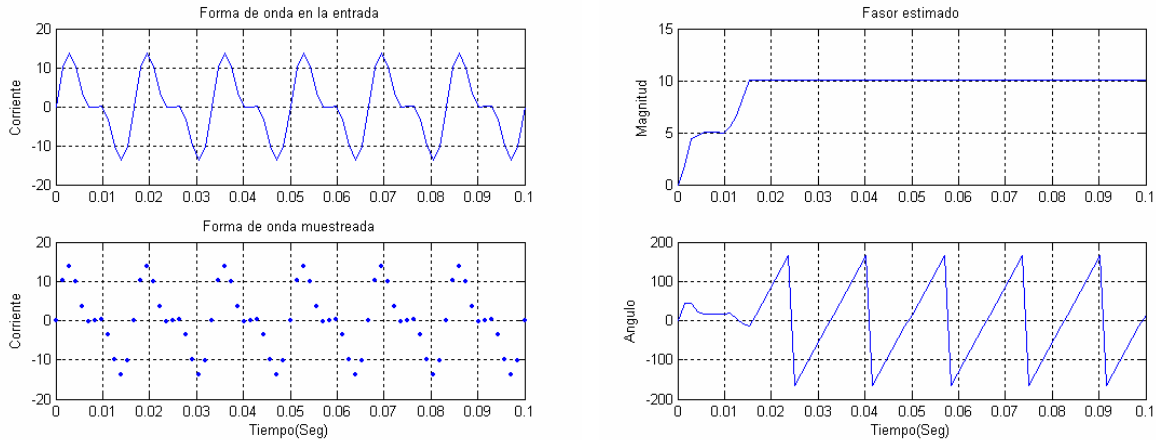


Figura A.10.2.4.3 Señal de entrada 3 (Senoidal 60 Hz más 2da armonica) y Fasor estimado.

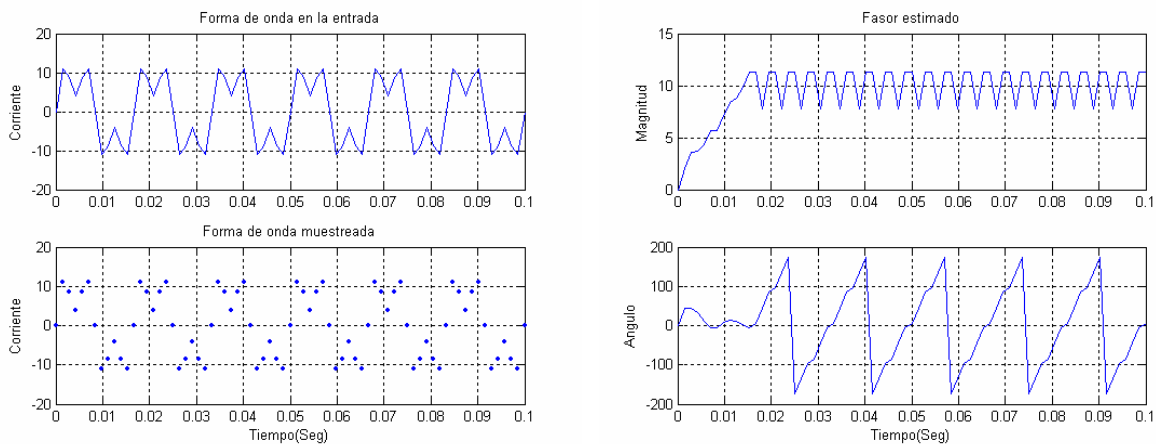


Figura A.10.2.4.4 Señal de entrada 4 (Senoidal 60 Hz más 3era armonica) y Fasor estimado.

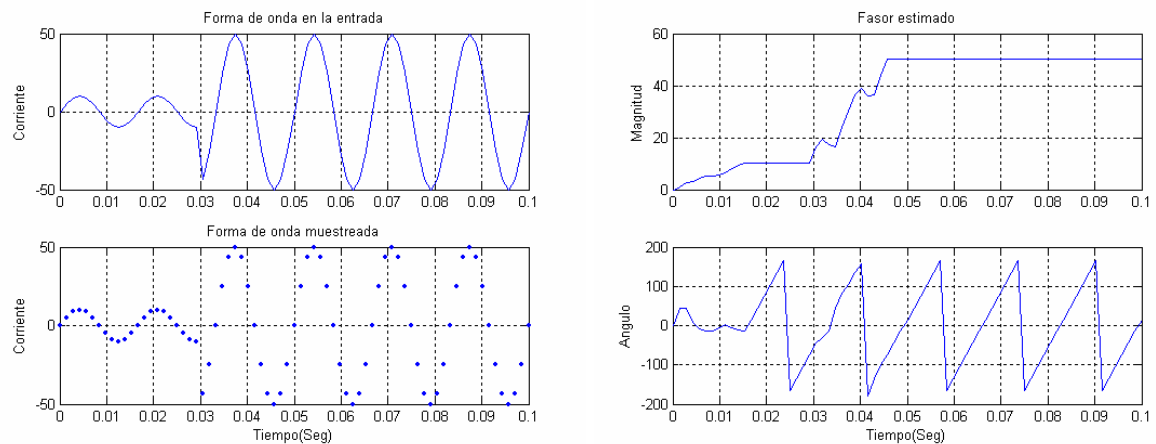


Figura A.10.2.4.7 Señal de entrada 7 (Senoidal 60 Hz más un transitorio) y Fasor estimado.

Ventajas:

- No se requieren multiplicaciones.
- Atenúa todas las armónicas pares.
- Atenúa efectivamente el ruido.
- Rechaza la componente no decreciente de la componente de DC.



Desventajas:

- Respuesta lenta al transitorio.
- La parte decreciente de DC afecta la precisión.
- No atenúa las armónicas impares.

Código del Algoritmo de Pares e Impares.

```

clear;clc;
magfe=10;
magCD=0;
magCDT=0;
magA2=0;
magA3=0;
magA4=0;
magA5=0;
magT=0;
fe=60;
fm=720;
w=2*pi*fe;
f=[0:360];
W=2*pi*f;
T=1/fm;
impar=[1 1 1 1 1 1 -1 -1 -1 -1 -1 -1];
par=[1 1 1 -1 -1 -1 -1 -1 1 1 1];
seno=[0.0 0.5 0.866 1.0 0.866 0.5 0.0 -0.5 -0.866 -1.0 -0.866 -0.5];
%Respuesta a la Frecuencia
z=exp(i*W*T);
h1=1*z.^-11+1*z.^-10+1*z.^-9+1*z.^-8+1*z.^-7+1*z.^-6-1*z.^-5-1*z.^-4-1*z.^-3-1*z.^-2-1*z.^-1-1*z.^0;
magH1=abs(h1/6);
angH1=angle(h1/6)*180/pi;
h2=1*z.^-11+1*z.^-10+1*z.^-9-1*z.^-8-1*z.^-7-1*z.^-6-1*z.^-5-1*z.^-4-1*z.^-3+1*z.^-2+1*z.^-1+1*z.^0;
magH2=abs(h2/6);
angH2=angle(h2/6)*180/pi;
%Respuesta a la señal de entrada
if magT==0
    Tm=[0:1/fm:6/fe];
    v=magfe*sin(w*Tm)+magCD*exp(-80*Tm)+magA2*sin(2*w*Tm)+magA3*sin(3*w*Tm)+
        magA4*sin(4*w*Tm)+magA5*sin(5*w*Tm);
else
    Tm1=[0:1/fm:0.03];
    v1=magfe*sin(w*Tm1)+magCD*exp(-80*Tm1)+magA2*sin(2*w*Tm1)+magA3*sin(3*w*Tm1)+
        magA4*sin(4*w*Tm1)+magA5*sin(5*w*Tm1);
    a=length(Tm1);
    Tm2=[Tm1(a)+1/fm:1/fm:10/fe];
    v2=magT*sin(w*Tm2)+magCDT*exp(-40*Tm2)+magA2*sin(2*w*Tm2)+magA3*sin(3*w*Tm2)+
        magA4*sin(4*w*Tm2)+magA5*sin(5*w*Tm2);
    Tm=[Tm1 Tm2];
    v=[v1 v2];
end
np=length(v);
%Calculo del factorA
X=sum(seno.*impar);
Y=sum(seno.*par);
factorA=sqrt(X^2+Y^2);
%Calculo de la tabla de datos y recorrido de ventana
for k=1:73

```



```

if(k+12)>74
    break
else
    %llenar vector auxiliar
    indx=k-1;
    for g=1:12
        vaux(g)=v(g+indx);
    end
    for h=1:12
        m(h)=(impar(h)*vaux(h));
        n(h)=(par(h)*vaux(h));
    end
    vauxi(1)=m(1);
    vauxp(1)=n(1);
    for j=2:12
        vauxi(j)=m(j)+vauxi(j-1);
        vauxp(j)=n(j)+vauxp(j-1);
    end
    end
    if k==1
        for p=1:12
            PR(p)=vauxi(p)/factorA;
            PI(p)=vauxp(p)/factorA;
        end
    else
        if(k+11)>73
            break
        else
            PR(k+11)=vauxi(12)/factorA;
            PI(k+11)=vauxp(12)/factorA;
        end
    end
end
fazor=complex(PR,PI);
Vp=abs(fazor);
ang=angle(fazor)*180/pi;
end

figure(1)
te=0:1/fm:(11*1/fm);
subplot(2,1,1)
plot(te,impar,':'); title('Muestreo de la funcion impar'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(te,par,':'); title('Muestreo de la funcion par'); xlabel('Tiempo(seg)'); grid;
figure(2)
subplot(2,1,1)
plot(f,magH1); title('Respuesta a la frecuencia del filtro real'); ylabel('Magnitud'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(f,angH1); xlabel('Frecuencia(Hz)'); ylabel('Angulo'); grid;
figure(3)
subplot(2,1,1)
plot(f,magH2); title('Respuesta a la frecuencia del filtro imaginario'); ylabel('Magnitud'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(f,angH2); xlabel('Frecuencia(Hz)'); ylabel('Angulo'); grid;
figure(4)
subplot(2,1,1)
plot(Tm,v); title('Forma de onda en la entrada'); ylabel('Corriente'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(Tm,v,':'); title('Forma de onda muestreada'); xlabel('Tiempo(Seg)'); ylabel('Corriente'); grid;

```



```
figure(5)
subplot(2,1,1)
plot(Tm,Vp); title('Fasor estimado'); ylabel('Magnitud'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(Tm,ang); xlabel('Tiempo(Seg)'); ylabel('Angulo'); grid;
figure(6)
plot(PR,PI); title('Fasor estimado en el plano complejo'); xlabel('Eje real'); ylabel('Eje imaginario'); grid;
```

A.10.3 Algoritmo Filtros Cosenos.

Las principales características de este tipo de algoritmo son las siguientes:

- El filtro usa la función seno (el primero) es el mejor de los dos filtros
- Este algoritmo hace uso de la función seno como señal de referencia para calcular a ambos filtros de parte real e imaginaria
- Este algoritmo utiliza una ventana de mayor tamaño.

La correlación con la referencia de la función seno da la parte real:

- $V_p \cos(\theta)$ – De aquí el nombre del filtro coseno.

Si el valor actual $V_p \cos(\theta)$ es correlacionado, resulta:

- $V_p \cos(\theta - 90^\circ) = V_p \sin(\theta)$ - Este es el filtro de la parte imaginaria.

A partir de estos dos filtros el fasor puede ser estimado.

A.10.3.1 Implementación del algoritmo.

- Selección de la función de Referencia
- Seleccione la función seno como señal de referencia, a la mínima frecuencia de interés (60 Hz)
- Se discretiza solo un ciclo de señal de referencia a la frecuencia de muestreo seleccionada
- Multiplique la primer muestra de la ventana con el primer valor de la señal de referencia muestreada
- Guarde los resultados en una tabla (columna m)
- Repita la multiplicación y guarde las operaciones subsecuentes hasta que todos los datos de la ventana hayan sido usados
- Sume el producto de las multiplicaciones de la columna m
- Divide los resultados entre un medio del número de muestras de la ventana
- Este es el filtro de la parte real
- El filtro de la parte real calculado un $\frac{1}{4}$ del ciclo atrás es el filtro de la parte imaginaria.

El fasor estimado será:

$$\text{Magnitud del fasor} \quad V_p = \sqrt{(R)^2 + (I)^2}$$

$$\text{Angulo del fasor} \quad \tan(\theta) = I / R$$

Donde: R – parte real & I – parte imaginaria.

Para muestrear las señales de referencia, tomemos como ejemplo las siguientes consideraciones:

- Frecuencia fundamental - 60 Hz.



- Frecuencia de muestreo (12 muestras) - 720 Hz.

A.10.3.2 Respuesta a la frecuencia de los filtros.

Respuesta a la frecuencia del filtro Coseno (Real).

$$HR(Z) = 1.0*Z^{-11} + 0.866*Z^{-10} + 0.5*Z^{-9} + 0.0*Z^{-8} - 0.5*Z^{-7} - 0.866*Z^{-6} - 1.0*Z^{-5} - 0.866*Z^{-4} - 0.5*Z^{-3} + 0.0*Z^{-2} + 0.5*Z^{-1} + 0.866*Z^0$$

Respuesta a la frecuencia del filtro Seno (Imaginaria).

$$HI(Z) = 0.0*Z^{-11} + 0.5*Z^{-10} + 0.866*Z^{-9} + 1.0*Z^{-8} + 0.866*Z^{-7} + 0.5*Z^{-6} + 0.0*Z^{-5} - 0.5*Z^{-4} - 0.866*Z^{-3} - 1.0*Z^{-2} - 0.866*Z^{-1} - 0.5*Z^0$$

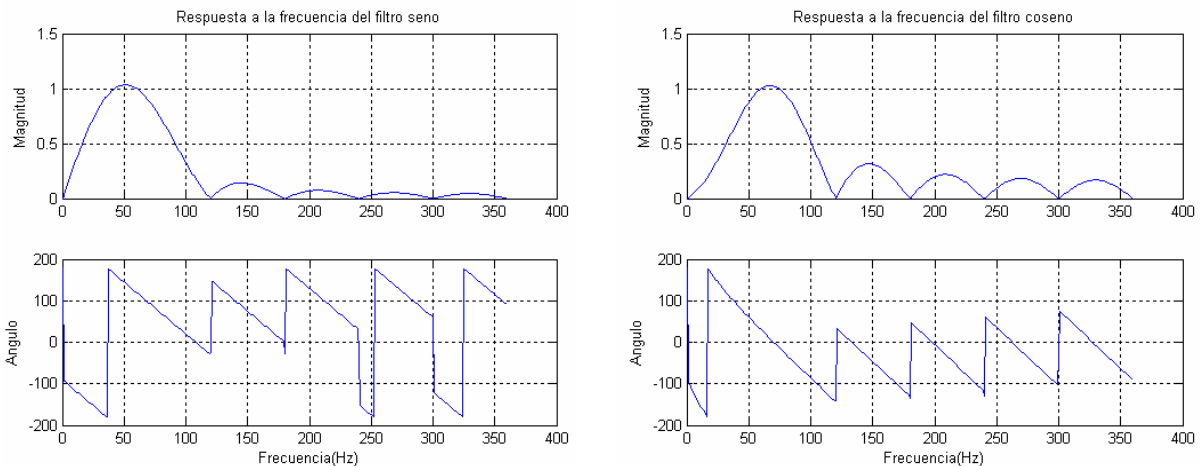


Figura A.10.3.2 Respuesta a la frecuencia de los filtros seno y coseno para el filtro de cosenos.

A.10.3.3 Cálculo del fasor estimado.

El cálculo del fasor se realiza a través de un proceso de multiplicación de las muestras de la señal de entrada por las muestras de las señales de referencia y la suma de estos productos; el resume de estos cálculos se muestra en las tablas siguientes:

Tabla A.10.3.3 Entrada de señales discretas y valores de la función de referencia.

Entrada	seno	entrada(4 a 15)*seno (m)	Parte Real.	entrada(1 a 12)*seno (n)	Parte Imag.	Vp
1.7365	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6.4279	0.5	3.8302	0.6384	3.2140	0.5356	0.8333
9.3969	0.866	2.9619	1.1320	8.1377	1.8919	2.2047
9.8481	1.0	-1.7365	0.8426	9.8481	3.5333	3.6324
7.6604	0.866	-5.5666	-0.0852	6.6339	4.6389	4.6397
3.4202	0.5	-4.6985	-0.8683	1.7101	4.9239	4.9999
-1.7365	0.0	0.0	-0.8683	0.0	4.9239	4.9999
-6.4279	-0.5	3.8302	-0.2299	3.2140	5.4596	5.4644
-9.3969	-0.866	2.9619	0.2638	8.1377	6.8459	6.8510
-9.8481	-1.0	-1.7365	-0.02565	9.8481	8.4872	8.4872
-7.6604	-0.866	-5.5666	-0.9534	6.6339	9.5929	9.6402



-3.4202	-0.5	-4.6985	-1.7365	1.7101	9.8779	10.0290
1.7365						
6.4279						
9.3969						

A.10.3.4 Simulación digital.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la simulación digital del algoritmo Filtro Cosenos. Así también se muestra el código del programa desarrollado con el software Matlab. La simulación se realizó ingresando una señal senoidal de entrada a una frecuencia fundamental y/o adicionada con una combinación de alguna de las otras componentes, se analiza el fasor y ángulo estimado resultante.

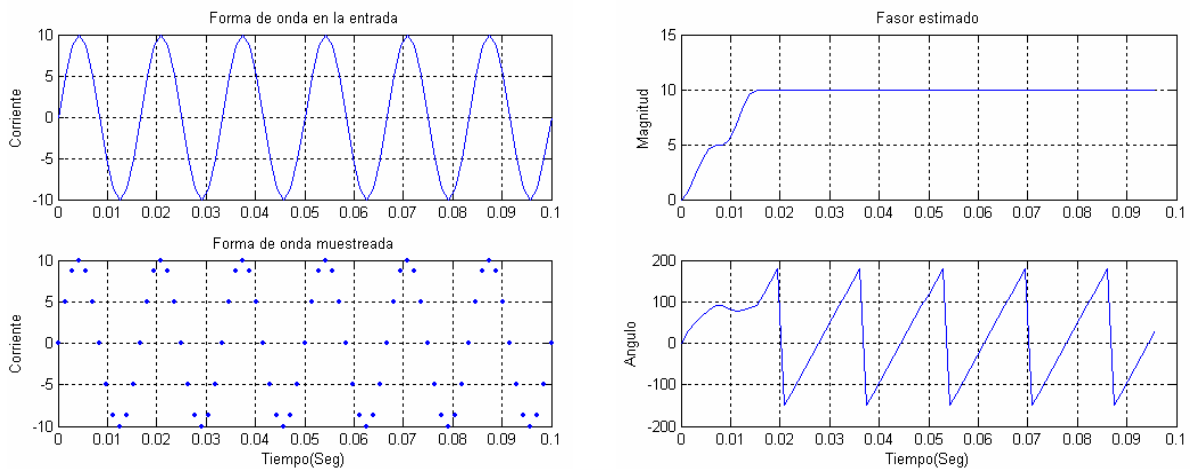


Figura A.10.3.4.1 Señal de entrada 1 (Senoidal 60 Hz pura) y Fasor estimado.

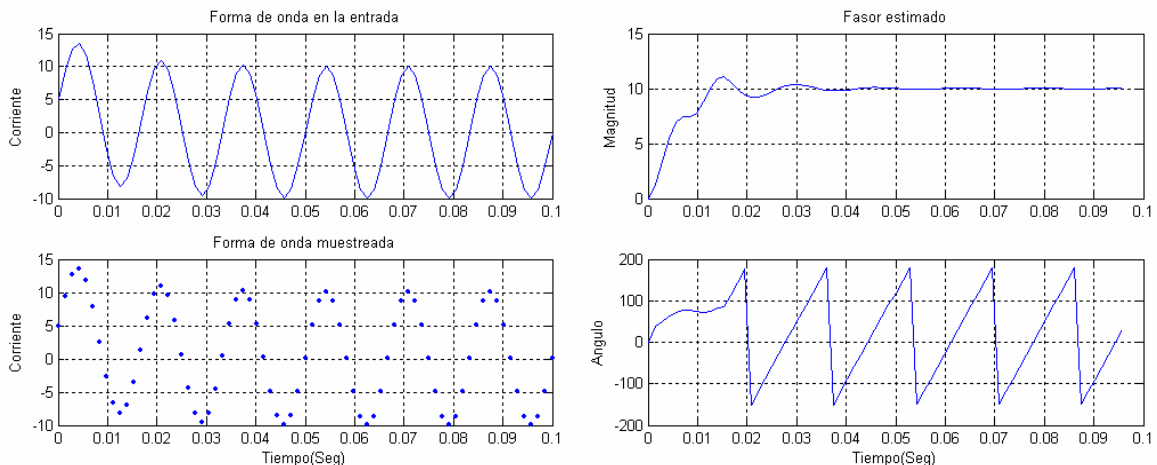


Figura A.10.3.4.2 Señal de entrada 2 (Senoidal 60 Hz más DC decreciente) y Fasor estimado.

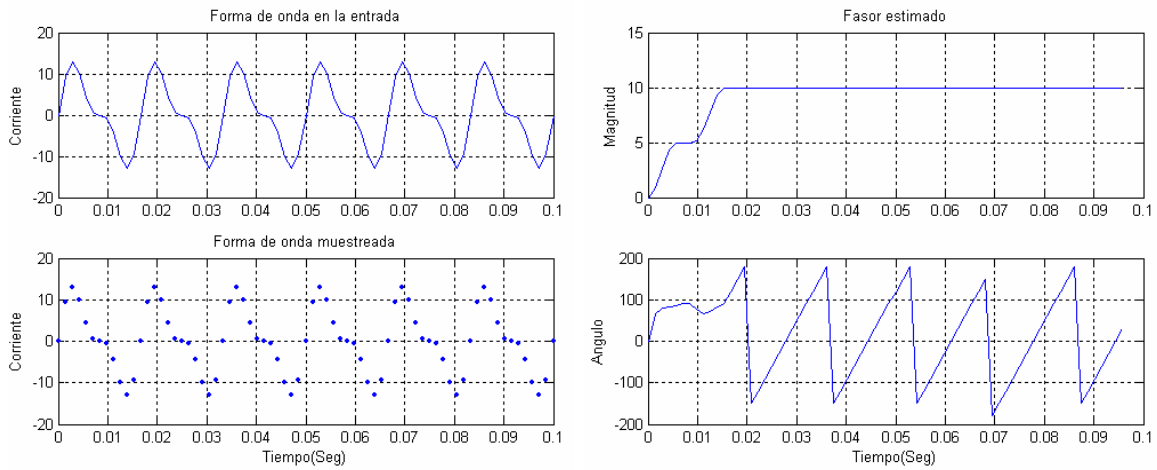


Figura A.10.3.4.3 Señal de entrada 3 (Senoidal 60 Hz más 2da armonica) y Fasor estimado.

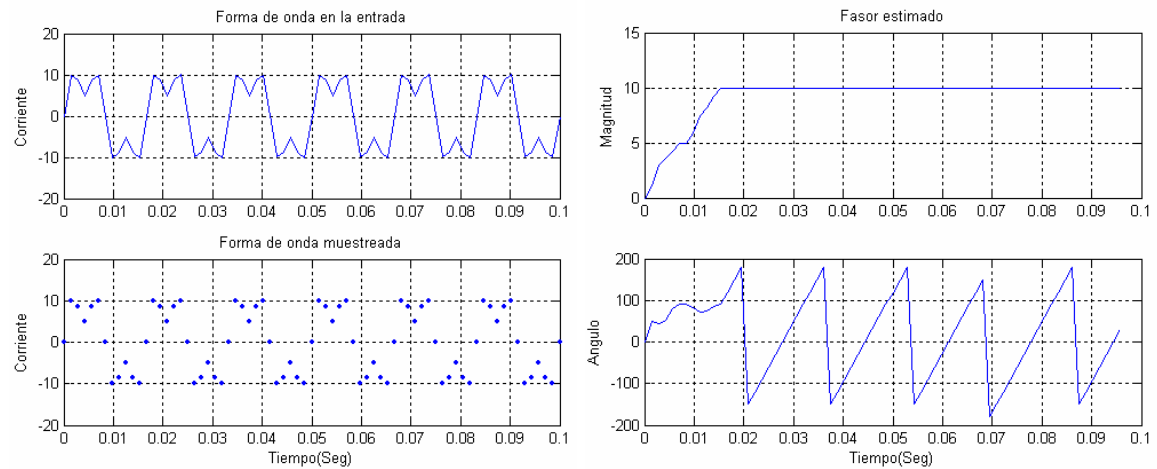


Figura A.10.3.4.4 Señal de entrada 4 (Senoidal 60 Hz más 3era armonica) y Fasor estimado.

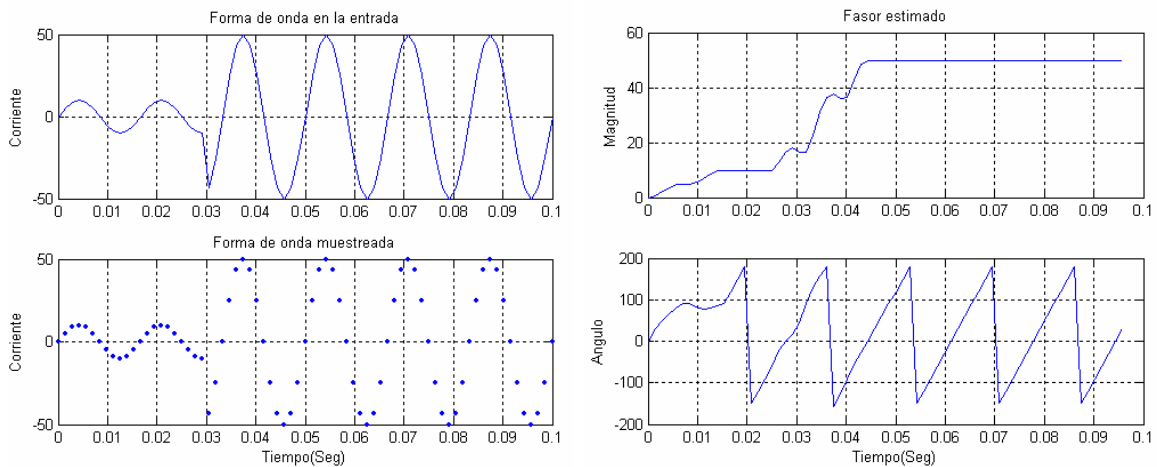


Figura A.10.3.4.7 Señal de entrada 7 (Senoidal 60 Hz más un transitorio) y Fasor estimado.

Ventajas:

- Utiliza el mejor de los dos filtros para calcular la parte real e imaginaria.
- Mejor característica del filtro.
- Tiene todas las ventajas del algoritmo de DFT.





Desventajas:

- Respuesta mas lenta que el DFT.
- Toma un ciclo y un cuarto del ciclo.

Código del Algoritmo Filtro Cosenos.

```

clear;clc;
magfe=10;
magCD=0;
magCDT=0;
magA2=0;
magA3=0;
magA4=0;
magA5=0;
magT=0;
fe=60;
fm=720;
w=2*pi*fe;
f=[0:360];
W=2*pi*f;
T=1/fm;
seno=[0.0 0.5 0.866 1.0 0.866 0.5 0.0 -0.5 -0.866 -1.0 -0.866 -0.5];
%Respuesta a la Frecuencia
z=exp(i*W*T);
h1=0*z.^-11+0.5*z.^-10+0.86603*z.^-9+z.^-8+0.86603*z.^-7+0.5*z.^-6+0*z.^-5-0.5*z.^-4-0.86603*z.^-3-z.^-2-
0.86603*z.^-1-0.5*z.^0;
magH1=abs(h1/6);
angH1=angle(h1/6)*180/pi;
h2=z.^-11+0.86603*z.^-10+0.5*z.^-9+0*z.^-8-0.5*z.^-7-0.86603*z.^-6-z.^-5-0.86603*z.^-4-0.5*z.^-3+0*z.^-
2+0.5*z.^-1+0.86603*z.^0;
magH2=abs(h2/6);
angH2=angle(h2/6)*180/pi;
%Respuesta a la señal de entrada
if magT==0
    Tm=[0:1/fm:6/fe];
    v=magfe*sin(w*Tm)+magCD*exp(-80*Tm)+magA2*sin(2*w*Tm)+magA3*sin(3*w*Tm)+
    magA4*sin(4*w*Tm)+magA5*sin(5*w*Tm);
else
    Tm1=[0:1/fm:0.033];
    v1=magfe*sin(w*Tm1)+magCD*exp(-80*Tm1)+magA2*sin(2*w*Tm1)+magA3*sin(3*w*Tm1)+
    magA4*sin(4*w*Tm1)+magA5*sin(5*w*Tm1);
    a=length(Tm1);
    Tm2=[Tm1(a)+1/fm:1/fm:6/fe];
    v2=magT*sin(w*Tm2)+magCDT*exp(-40*Tm2)+magA2*sin(2*w*Tm2)+magA3*sin(3*w*Tm2)+
    magA4*sin(4*w*Tm2)+magA5*sin(5*w*Tm2);
    Tm=[Tm1 Tm2];
    v=[v1 v2];
end
np=length(v);
%Calculo de la tabla de datos y recorrido de ventana
for k=1:73
    if(k+12)>74
        break
    else
        %llenar vector auxiliar
        indx1=k+2;

```



```

    indx2=k-1;
    if(indx1+12)>73
        break
    else
        for g=1:12
            vaux1(g)=v(g+indx1);
            vaux2(g)=v(g+indx2);
        end
        for h=1:12
            m(h)=(seno(h)*vaux1(h));
            n(h)=(seno(h)*vaux2(h));
        end
        vauxr(1)=m(1);
        vauxi(1)=n(1);
        for p=2:12
            vauxr(p)=m(p)+vauxr(p-1);
            vauxi(p)=n(p)+vauxi(p-1);
        end
        if k==1
            for p=1:12
                PR(p)=vauxr(p)/6;
                PI(p)=vauxi(p)/6;
            end
        else
            if(k+11)>73
                break
            else
                PR(k+11)=vauxr(12)/6;
                PI(k+11)=vauxi(12)/6;
            end
        end
    end
    end
    end
    end
    fasor=complex(PR,PI);
    Vp=abs(fasor);
    ang=angle(fasor)*180/pi;
end

figure(1)
subplot(2,1,1)
plot(f,magH1); title('Respuesta a la frecuencia del filtro seno'); ylabel('Magnitud'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(f,angH1); xlabel('Frecuencia(Hz)'); ylabel('Angulo'); grid;
figure(2)
subplot(2,1,1)
plot(f,magH2); title('Respuesta a la frecuencia del filtro coseno'); ylabel('Magnitud'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(f,angH2); xlabel('Frecuencia(Hz)'); ylabel('Angulo'); grid;
figure(3)
subplot(2,1,1)
plot(Tm,v); title('Forma de onda en la entrada'); ylabel('Corriente'); grid;
subplot(2,1,2)
plot(Tm,v,'.'); title('Forma de onda muestreada'); xlabel('Tiempo(Seg)'); ylabel('Corriente'); grid;
figure(4)
subplot(2,1,1)
tm=[0:1/fm:69/fm];
plot(tm,Vp); title('Fasor estimado'); ylabel('Magnitud'); grid;
subplot(2,1,2)

```



```
plot(tm,ang); xlabel('Tiempo(Seg)'); ylabel('Angulo'); grid;
figure(5)
plot(PR,PI); title('Fasor estimado en el plano complejo'); xlabel('Eje real'); ylabel('Eje imaginario'); grid;
```

A.10.4 Algoritmos de Mínimos Errores Cuadrados.

El algoritmo de mínimos errores cuadrados (“LES” por sus siglas en ingles) se clasifica como una técnica no recursiva, ya que la salida sólo depende de las muestras que representan la ventana actual y no de la salida anterior.

A.10.4.1 Algoritmo.

Se considera que una muestra o medida satisface la ecuación A.69.

$$a + bt = m \tag{A.69}$$

Donde: m = muestra o medida tomada.
 t = es el tiempo.
 a y b = son no conocidas. Son las variables a calcular.

Ahora considerando que se toman “n” muestras se presenta las ecuaciones A.70.

$$\begin{aligned} a + bt_1 &= m_1 \\ a + bt_2 &= m_2 \\ &\dots\dots\dots \\ a + bt_n &= m_n \end{aligned} \tag{A.70}$$

Como a y b son los valores a estimar, en las ecuaciones A.66 se usa la técnica de mínimos errores cuadrados.

$$\begin{aligned} \hat{a} + \hat{b}t_1 - m_1 &= \varepsilon_1 \\ \hat{a} + \hat{b}t_2 - m_2 &= \varepsilon_2 \\ &\dots\dots\dots \\ \hat{a} + \hat{b}t_n - m_n &= \varepsilon_n \end{aligned} \tag{A.71}$$

La ecuación A.71 se puede expresar en forma matricial en la ecuación A.72.

$$\begin{matrix} \begin{bmatrix} 1 & t_1 \\ 1 & t_2 \\ \cdot & \cdot \\ 1 & t_n \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \hat{a} \\ \hat{b} \end{bmatrix} & - & \begin{bmatrix} m_1 \\ m_2 \\ \cdot \\ m_n \end{bmatrix} & = & \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \cdot \\ \varepsilon_n \end{bmatrix} \\ n \times 2 & 2 \times 1 & n \times 1 & n \times 1 & & n \times 1 \end{matrix} \tag{A.72}$$

$$[A][x] - [m] = [e]$$

Realizando las operaciones del lado izquierdo de esta ecuación:



$$\begin{bmatrix} a + b t_1 \\ a + b t_2 \\ \cdot \\ a + b t_n \end{bmatrix}_{n \times 1} - \begin{bmatrix} m_1 \\ m_2 \\ \cdot \\ m_n \end{bmatrix}_{n \times 1} = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \cdot \\ \varepsilon_n \end{bmatrix}_{n \times 1} \Rightarrow \begin{bmatrix} (a + b t_1) - m_1 \\ (a + b t_2) - m_2 \\ \cdot \\ (a + b t_n) - m_n \end{bmatrix}_{n \times 1} = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \cdot \\ \varepsilon_n \end{bmatrix}_{n \times 1}$$

Por lo que, si deseamos obtener el cuadrado de una matriz nx1, necesitamos aplicar el siguiente recurso matemático.

Para una matriz cuadrada se tiene:

$$[a]_{n \times n}^2 = [a]_{n \times n} \times [a]_{n \times n}$$

Entonces, si se tiene una matriz de $[x]_{1 \times n}$, su transpuesta será de la forma:

$$([x]_{1 \times n})^T = [x]_{n \times 1}$$

Por lo que, el cuadrado de $[x]$ será:

$$[x]_{n \times 1}^T * [x]_{1 \times n} = [x]_{n \times n}^2$$

Entonces si se tiene $[A][x]-[m]=[e]$, elevando el error al cuadrado, como indica la técnica de los mínimos cuadrados, resulta:

$$[e]^T [e] = [[A][x] - [m]]^T [[A][x] - [m]]$$

Desarrollando el lado derecho se tiene que:

$$\begin{aligned} [e]^T [e] &= \{ ([A][x])^T - [m]^T \} [[A][x] - [m]] \\ &= [[A][x]]^T [[A][x]] - [[A][x]]^T [m] - [m]^T [[A][x]] + [m]^T [m] \end{aligned}$$

Como ya se indico, para una $[x]^T [x] = [x]^2$, entonces:

$$= [x]^T [A]^T [A][x] - 2[x]^T [A]^T [m] + [m]^T [m]$$

Para que la suma de los errores sea mínima, se debe derivar esta ecuación con respecto a "x", e igualar a cero, como se muestra en la ecuación A.68.

$$\frac{d}{d[x]} \{ [x]^T [A]^T [A][x] - 2[x]^T [A]^T [m] + [m]^T [m] \} = 0$$

$$[A]^T [A] \frac{d}{d[x]} \{ [x]^T [x] \} - 2[A]^T [m] \frac{d}{d[x]} \{ [x]^T \} = 0$$

$$2[[A]^T [A][x]] - 2[A]^T [m] = 0 \tag{A.73}$$

$$[[A]^T [A][x]] = [A]^T [m]$$

$$[x] = [[A]^T [A]]^{-1} [A]^T [m]$$

Rescribiendo la ecuación A.73, resulta la ecuación A.74.

$$[x] = [[A]^T [A]]^{-1} [A]^T [m]$$

$$= \left[[[A]^T [A]]^{-1} [A]^T \right] [m]$$

$$= [A]^{-1L} [m]$$

donde:

$$[A]^{-1L} \text{ es la matriz pseudoinversa izquierda de } [A] \text{ dada por } [[A]^T [A]]^{-1} [A]^T.$$

Si $[A]$ es una matriz de $n \times p$; n es el número de muestras y p es el número de variables desconocidas.

$$[A]^{-1L} \text{ es una matriz de } p \times n.$$





El producto $\{[A]^{-1L} [m]\}$ es un vector de $p \times 1$, el vector de los parámetros desconocidos.

Si el tiempo de muestreo es conocido, se puede calcular la matriz pseudoinversa izquierda de $[A]$ antes de tomar las muestras. Además, este método puede ser usado si las ecuaciones que describen las formas de onda de voltajes y corrientes se pueden expresar en forma lineal.

A.10.4.2 Implementación del algoritmo.

Caso No.1.

Una forma de onda senoidal, de frecuencia fundamental, se puede expresar mediante la ecuación A.75.

$$v = V_p \sin(\omega t + \theta) \tag{A.75}$$

Expandiendo esta ecuación:

$$v = V_p \sin(\theta)\cos(\omega t) + V_p \cos(\theta)\sin(\omega t)$$

donde:

v = es la muestra en cuestión.

V_p = es el voltaje pico de la señal.

Si se toman 3 muestras y se sustituyen en las ecuaciones A.75, como resultado se tienen las ecuaciones 2.76.

$$v_{-1} = V_p \cos(\theta)\sin(-\omega\Delta T) + V_p \sin(\theta)\cos(-\omega\Delta T)$$

$$v_0 = V_p \cos(\theta)\sin(0) + V_p \sin(\theta)\cos(0) \tag{A.76}$$

$$v_{+1} = V_p \cos(\theta)\sin(\omega\Delta T) + V_p \sin(\theta)\cos(\omega\Delta T)$$

Sustituyendo en las ecs. A.76, la frecuencia de la señal fundamental (60 Hz.) y la frecuencia de muestreo (720 Hz.), tenemos como resultado las ecuaciones A.77.

$$\omega\Delta T = \frac{120\pi}{720} = \frac{\pi}{6} \text{ rad} = 30^\circ$$

$$v_{-1} = V_p \cos(\theta)\sin(-\frac{\pi}{6}) + V_p \sin(\theta)\cos(-\frac{\pi}{6})$$

$$v_0 = V_p \cos(\theta)\sin(0) + V_p \sin(\theta)\cos(0) \tag{A.77}$$

$$v_{+1} = V_p \cos(\theta)\sin(\frac{\pi}{6}) + V_p \sin(\theta)\cos(\frac{\pi}{6})$$

Estas tres ecuaciones lineales pueden ser expresadas en función de dos variables desconocidas:

$$v_{-1} = -\frac{1}{2} V_p \cos(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2} V_p \sin(\theta)$$

$$v_0 = 0 \times V_p \cos(\theta) + 1 \times V_p \sin(\theta)$$

$$v_{+1} = \frac{1}{2} V_p \cos(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2} V_p \sin(\theta)$$

La ecuación A.78, expresa en forma matricial a las ecuaciones A.77.

$$\begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_p \cos(\theta) \\ V_p \sin(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{-1} \\ v_0 \\ v_{+1} \end{bmatrix} \tag{A.78}$$

donde la matriz $[A]$ es:

$$[A] = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

En las ecuaciones 2.79 y 2.80, se obtiene la matriz pseudoinversa de $[A]$



$$[A]^T = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

$$[A]^T[A] = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & 0 \\ 0 & 2\frac{1}{2} \end{bmatrix} \tag{A.79}$$

$$[[A]^T[A]]^{-1} = \begin{bmatrix} 2 & 0 \\ 0 & \frac{2}{5} \end{bmatrix} \tag{A.80}$$

$$[A]^{-1L} = [[A]^T[A]]^{-1}[A]^T = \begin{bmatrix} 2 & 0 \\ 0 & \frac{2}{5} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ \frac{\sqrt{3}}{5} & \frac{2}{5} & \frac{\sqrt{3}}{5} \end{bmatrix}$$

Mediante la ecuación 2.81, se obtiene la parte real e imaginaria del fasor.

$$\begin{bmatrix} V_p \cos(\theta) \\ V_p \sin(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ \frac{\sqrt{3}}{5} & \frac{2}{5} & \frac{\sqrt{3}}{5} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{-1} \\ v_0 \\ v_{+1} \end{bmatrix} \tag{A.81}$$

Después que la siguiente muestra es recibida las componentes de la parte real e imaginaria del fasor son calculadas, mediante la ecuación siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_p \cos(\theta) \\ V_p \sin(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ \frac{\sqrt{3}}{5} & \frac{2}{5} & \frac{\sqrt{3}}{5} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_0 \\ v_{+1} \\ v_{+2} \end{bmatrix}$$

Las señales de entrada no necesariamente son senoidales, ya que están presentes la 2ª, 3ª, 4ª, 5ª armónica. Además, pueden existir en menor magnitud armónicas de orden mayor debido a cargas no lineales y la señal puede presentar ruido; en el modelo de este algoritmo puede incluirse cualquier frecuencia que sea de interés o que se desee eliminar, por ejemplo: señales de CD o CD decreciente y señales de frecuencias armónicas.

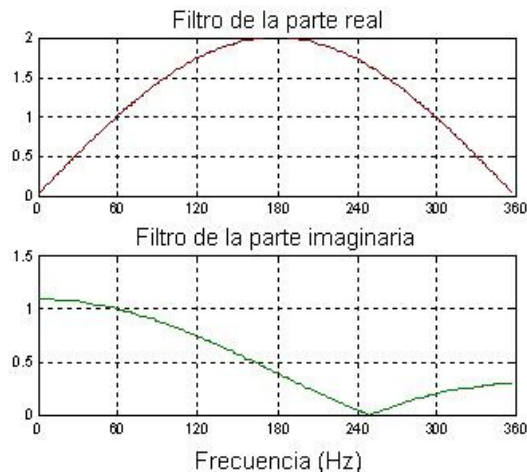


Figura A.10.4 Respuesta a la frecuencia de los filtros de LES.

Caso No.2.

Se diseña un filtro de “LES” para una ventana de 12 muestras por ciclo, considerando una señal con componentes de frecuencia fundamental, contenido de 2ª a 5ª armónica y contenido de la componente de CD decreciente. La característica del filtro permite el paso de la 2ª a la 5ª armónica. Una señal que posee las características anteriormente descritas, se puede modelar mediante la ecuación 2.82.



$$i = I_{P1} \sin(\omega t + \theta_1) + I_{P2} \sin(2\omega t + \theta_2) + I_{P3} \sin(3\omega t + \theta_3) + I_{P4} \sin(4\omega t + \theta_4) + I_{P5} \sin(5\omega t + \theta_5) + I_0 e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (\text{A.82})$$

donde:

I_{P1} = Corriente pico de la señal fundamental.

I_{P2} = Corriente pico de la 2ª armónica.

I_{P3} = Corriente pico de la 3ª armónica.

I_{P4} = Corriente pico de la 4ª armónica.

I_{P5} = Corriente pico de la 5ª armónica.

I_0 = Corriente de C.D.

Ahora se considera que la frecuencia de muestreo es 720 Hz. por lo que al resolver la ecuación 2.83 se presenta el paso entre muestras.

$$\omega \Delta T = \frac{120\pi}{720} = \frac{\pi}{6} \quad (\text{A.83})$$

Expresando en forma discreta la ecuación 2.82, se obtiene la ecuación 2.84, que es el sistema a resolver por el método de mínimos errores cuadrados.

$$\begin{aligned} i_{-6} &= I_{P1} \cos(\theta_1) \sin(-\pi) + I_{P1} \sin(\theta_1) \cos(-\pi) + I_{P2} \cos(\theta_2) \sin(-2\pi) + I_{P2} \sin(\theta_2) \cos(-2\pi) + I_{P3} \cos(\theta_3) \sin(-3\pi) + \\ & \quad I_{P3} \sin(\theta_3) \cos(-3\pi) + I_{P4} \cos(\theta_4) \sin(-4\pi) + I_{P4} \sin(\theta_4) \cos(-4\pi) + I_{P5} \cos(\theta_5) \sin(-5\pi) + I_{P5} \sin(\theta_5) \cos(-5\pi) + I_0 - I_0 \frac{-6}{720\tau} \\ i_{-5} &= I_{P1} \cos(\theta_1) \sin(-\frac{5\pi}{6}) + I_{P1} \sin(\theta_1) \cos(-\frac{5\pi}{6}) + I_{P2} \cos(\theta_2) \sin(-\frac{10\pi}{6}) + I_{P2} \sin(\theta_2) \cos(-\frac{10\pi}{6}) + I_{P3} \cos(\theta_3) \sin(-\frac{15\pi}{6}) + \\ & \quad I_{P3} \sin(\theta_3) \cos(-\frac{15\pi}{6}) + I_{P4} \cos(\theta_4) \sin(-\frac{20\pi}{6}) + I_{P4} \sin(\theta_4) \cos(-\frac{20\pi}{6}) + I_{P5} \cos(\theta_5) \sin(-\frac{25\pi}{6}) + I_{P5} \sin(\theta_5) \cos(-\frac{25\pi}{6}) + I_0 - I_0 \frac{-5}{720\tau} \\ & \dots\dots\dots \\ i_4 &= I_{P1} \cos(\theta_1) \sin(\frac{2\pi}{3}) + I_{P1} \sin(\theta_1) \cos(\frac{2\pi}{3}) + I_{P2} \cos(\theta_2) \sin(\frac{4\pi}{3}) + I_{P2} \sin(\theta_2) \cos(\frac{4\pi}{3}) + I_{P3} \cos(\theta_3) \sin(2\pi) + \\ & \quad I_{P3} \sin(\theta_3) \cos(2\pi) + I_{P4} \cos(\theta_4) \sin(\frac{8\pi}{3}) + I_{P4} \sin(\theta_4) \cos(\frac{8\pi}{3}) + I_{P5} \cos(\theta_5) \sin(\frac{10\pi}{3}) + I_{P5} \sin(\theta_5) \cos(\frac{10\pi}{3}) + I_0 - I_0 \frac{4}{720\tau} \\ i_5 &= I_{P1} \cos(\theta_1) \sin(\frac{5\pi}{6}) + I_{P1} \sin(\theta_1) \cos(\frac{5\pi}{6}) + I_{P2} \cos(\theta_2) \sin(\frac{10\pi}{6}) + I_{P2} \sin(\theta_2) \cos(\frac{10\pi}{6}) + I_{P3} \cos(\theta_3) \sin(\frac{15\pi}{6}) + \\ & \quad I_{P3} \sin(\theta_3) \cos(\frac{15\pi}{6}) + I_{P4} \cos(\theta_4) \sin(\frac{20\pi}{6}) + I_{P4} \sin(\theta_4) \cos(\frac{20\pi}{6}) + I_{P5} \cos(\theta_5) \sin(\frac{25\pi}{6}) + I_{P5} \sin(\theta_5) \cos(\frac{25\pi}{6}) + I_0 - I_0 \frac{5}{720\tau} \\ & \dots\dots\dots(\text{A.84}) \end{aligned}$$

El sistema anterior se representa en forma matricial en la ecuación A.85. Después de esto, se identifica la matriz A, se encuentra la matriz pseudoinversa y se resuelve el sistema, como indica la ecuación A.86.

$$[A] \begin{bmatrix} I_{P1} \cos(\theta_1) \\ I_{P1} \sin(\theta_1) \\ I_{P2} \cos(\theta_2) \\ I_{P2} \sin(\theta_2) \\ I_{P3} \cos(\theta_3) \\ I_{P3} \sin(\theta_3) \\ I_{P4} \cos(\theta_4) \\ I_{P4} \sin(\theta_4) \\ I_{P5} \cos(\theta_5) \\ I_{P5} \sin(\theta_5) \\ I_0 \\ -I_0 \\ \frac{1}{720\tau} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{-6} \\ i_{-5} \\ i_{-4} \\ i_{-3} \\ i_{-2} \\ i_{-1} \\ i_0 \\ i_{+1} \\ i_{+2} \\ i_{+3} \\ i_{+4} \\ i_{+5} \end{bmatrix} \quad (\text{A.85})$$



El término de fasores, se refiere a vectores en el plano complejo que tienen una magnitud y un ángulo (forma polar) y se mueven en el tiempo, los cuales también pueden representarse como dos elementos, parte real y parte imaginaria (forma rectangular). Usando estos conceptos se presenta el cálculo de los fasores de corriente de la fase A, en componente fundamental, de 2^a, 4^a y 5^a armónica.

La magnitud del fador corriente de la componente fundamental se obtiene a partir de la ecuación A.87.

$$I_p = \sqrt{(Ip_1 \cos(\theta_1))^2 + (Ip_1 \sin(\theta_1))^2} \tag{A.87}$$

donde:

I_p = magnitud del fador de corriente de la componente fundamental.

$Ip_1 \cos(\theta_1)$ = parte real del fador de corriente de la componente fundamental.

$Ip_1 \sin(\theta_1)$ = parte imaginaria del fador de corriente.

La magnitud del fador corriente de la componente de 2^a armónica se obtiene a partir de la ecuación A.88.

$$Ip_2 = \sqrt{(Ip_2 \cos(\theta_2))^2 + (Ip_2 \sin(\theta_2))^2} \tag{A.88}$$

donde:

Ip_2 = magnitud del fador de corriente de 2^a armónica.

$Ip_2 \cos(\theta_2)$ = parte real del fador de corriente de 2^a armónica.

$Ip_2 \sin(\theta_2)$ = parte imaginaria del fador de corriente de 2^a armónica.

Con el mismo procedimiento, se obtienen la magnitud, parte real y parte imaginaria del fador de corriente de 3^a, 4^a y 5^a armónica.

A.10.4.3 Simulación digital.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la simulación digital del algoritmo Filtro Mínimos Errores Cuadrados. Así también se muestra el código del programa desarrollado con el software Matlab. La simulación se realizó ingresando una señal senoidal de entrada a una frecuencia fundamental y/o adicionada con una combinación de alguna de las otras componentes, se analiza el fador y ángulo estimado resultante.

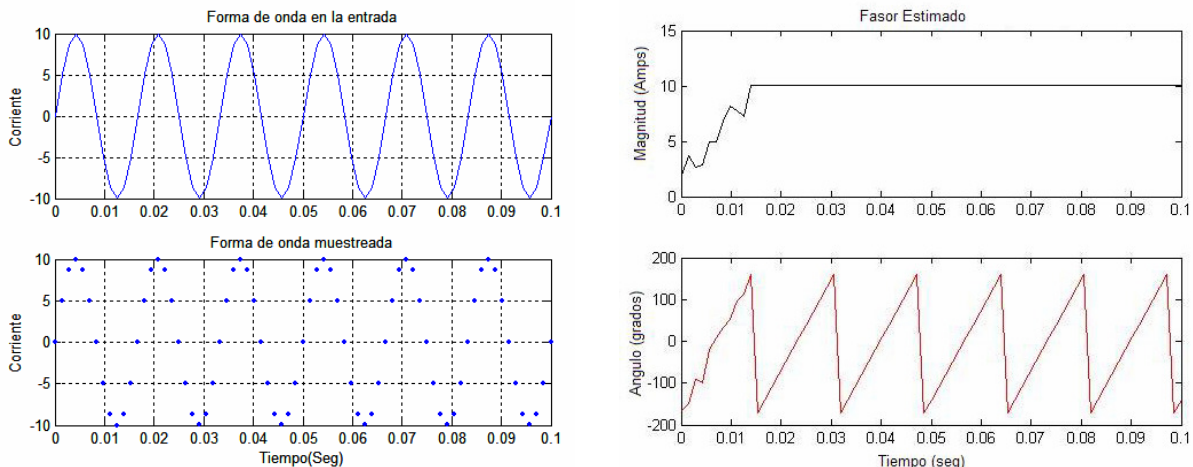


Figura A.10.4.4.1 Señal de entrada 1 (Senoidal 60 Hz pura) y Fador estimado.



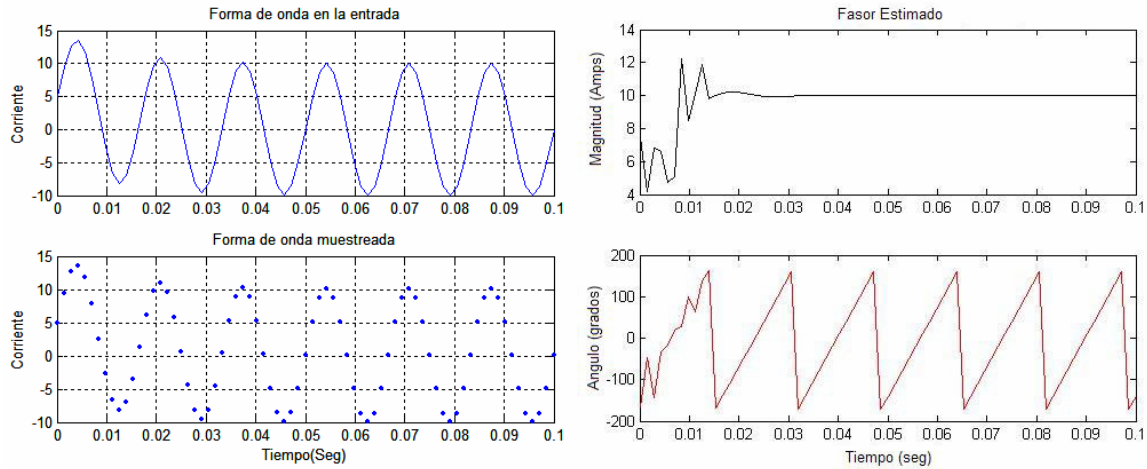


Figura A.10.4.4.2 Señal de entrada 2 (Senoidal 60 Hz más DC decreciente) y Fasor estimado.

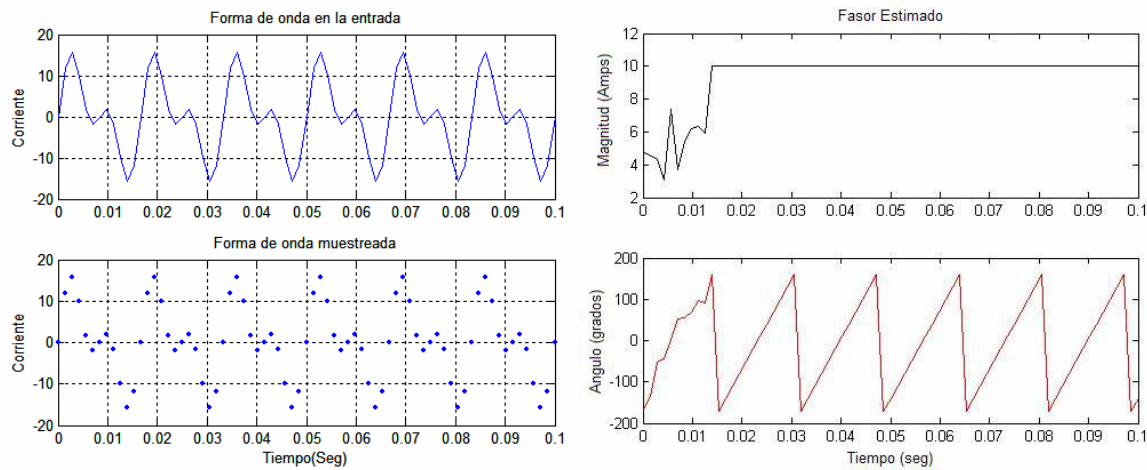


Figura A.10.4.4.3 Señal de entrada 3 (Senoidal 60 Hz más 2da armonica) y Fasor estimado.

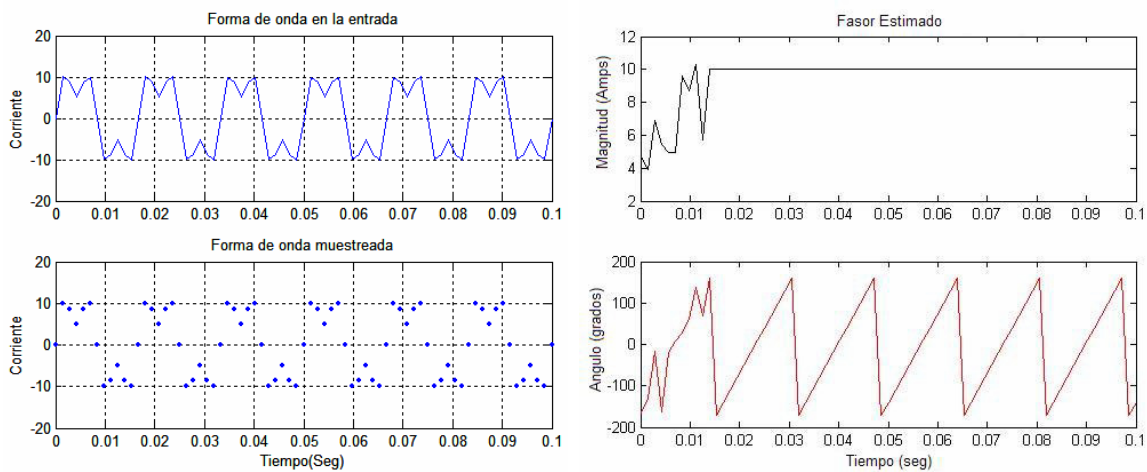


Figura A.10.4.4.4 Señal de entrada 4 (Senoidal 60 Hz más 3era armonica) y Fasor estimado.

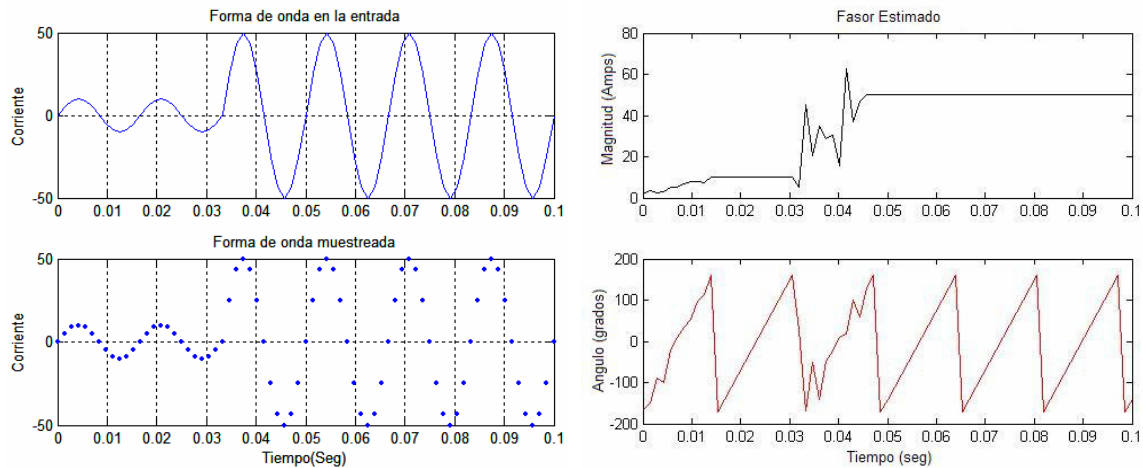


Figura A.10.4.4.7 Señal de entrada 7 (Senoidal 60 Hz más un transitorio) y Fasor estimado.

Ventajas:

- Al aumentar los componentes en el modelo del filtro digital se obtienen los coeficientes para estimar la magnitud de una frecuencia en particular, que haya sido incluida en dicho modelo (regularmente armónicos y señal de CD decreciente).
- Elimina los armónicos que no sean de interés, pero incluidos en el modelo del filtro digital.
- Respuesta aceptable ante la componente de CD decreciente, cuando está incluida en el modelo.

Desventajas:

- Mayor número de cálculos que algoritmos con menos muestras.
- Mayor consumo en tiempo de computo.

Código del Algoritmo de Mínimos Errores Cuadrados.

```

clear;clc;
magfe=10;
magA2=0;
magA3=0;
magA4=0;
magA5=0;
magCD=0;
magT=0;
magCDT=0;
fe=60;           % frecuencia fundamental
fm=720;         % frecuencia de muestreo
w=2*pi*fe;      % velocidad angular
f=[0:360];
W=2*pi*f;
dT=1/fm;        % delta tiempo
%%%%%%%%%%%%%%  Respuesta a la frecuencia  %%%%%%%%%%%%%%%
Tv=[0:1/fm:1/fe-1/fm];
seno=sin(w*Tv);
coseno=cos(w*Tv);
%seno=[sin(w*Tv) sin(2*w*Tv) sin(3*w*Tv) sin(4*w*Tv) sin(5*w*Tv)];
%coseno=[cos(w*Tv) cos(2*w*Tv) cos(3*w*Tv) cos(4*w*Tv) cos(5*w*Tv)];
    
```



```

%%%%%%%%%% Formación de matriz A que se utilizará en la técnica de mínimos cuadrados %%%%%%%%%%%
armonica=5; % armónica hasta la cual se considera en la técnica de mínimos cuadrados
nar=(2*armonica)+2; % auxiliar para el numero de columnas de la matriz
nm=720/60; % numero de muestras consideradas

```

```

%%%%%%%%%% Formación de la matriz A y su inversa %%%%%%%%%%%
vmdx=nm/2;
for j=1:nm
    armidx = 1;
    for k=1:nar
        if(k==nar)
            A(j,k)=(-1*nm)+vmdx;
        else
            if(k==nar-1)
                A(j,k)=1;
            else
                if(mod(k,2)>0)
                    A(j,k)=sin((-1*nm)+vmdx)*armidx*(w*dT));
                else
                    A(j,k)=cos((-1*nm)+vmdx)*armidx*(w*dT));
                    armidx=armidx+1;
                end
            end
        end
    end
    vmdx=vmdx+1;
end

```

```

INVA=pinv(A); %Obtener la matriz inversa de A
%%%%%%%%%% Coeficientes seno y coseno de cada frecuencia %%%%%%%%%%%
cc1 = INVA(1,:); %coeficientes del filtro coseno a la frecuencia fundamental
sc1 = INVA(2,:); %coeficientes del filtro seno a la frecuencia fundamental
cc2 = INVA(3,:); %coeficientes del filtro coseno a la 2ª armónica
sc2 = INVA(4,:); %coeficientes del filtro seno a la 2ª armónica
cc3 = INVA(5,:); %coeficientes del filtro coseno a la 3ª armónica
sc3 = INVA(6,:); %coeficientes del filtro seno a la 3ª armónica
cc4 = INVA(7,:); %coeficientes del filtro coseno a la 4ª armónica
sc4 = INVA(8,:); %coeficientes del filtro seno a la 4ª armónica
cc5 = INVA(9,:); %coeficientes del filtro coseno a la 5ª armónica
sc5 = INVA(10,:); %coeficientes del filtro seno a la 5ª armónica
cc0 = INVA(11,:); %primer termino en la serie de taylor de la senal de CD
sc0 = INVA(12,:); %segundo termino en la serie de taylor de la senal de CD

```

```

%%%%%%%%%% Se genera el vector de muestras %%%%%%%%%%%
%dent1=[(360/nm)-20:360/nm:370-(360/nm)];
dent=[10:30:340];
vmfe=magfe*sin(1*dent*(pi/180));
vmA2=magA2*sin(2*dent*(pi/180));
vmA3=magA3*sin(3*dent*(pi/180));
vmA4=magA4*sin(4*dent*(pi/180));
vmA5=magA5*sin(5*dent*(pi/180));
for j=1:nm
    vml01(j)=magCD*1;
end
vmidt=nm/2;
for k=1:nm
    vml02(k)=magCD*(-1*nm)+vmidt;
    vmidt=vmidt+1;
end

```



```
end
```

```
vent=[vmfe+vmA2+vmA3+vmA4+vmA5+vml01+vml02]';
```

```
%%%%%%%% Obtención de los fasores por medio de la técnica de mínimos cuadrados %%%%%%%%%
```

```
comH1=cc1*vent+i*sc1*vent;          %fasor de la frecuencia fundamental
magH1=abs(comH1);
Ang1=angle(comH1)*180/pi;
comH2=cc2*vent+i*sc2*vent;          %fasor de la 2ª armónica
magH2=abs(comH2);
Ang2=angle(comH2)*180/pi;
comH3=cc3*vent+i*sc3*vent;          %fasor de la 3ª armónica
magH3=abs(comH3);
Ang3=angle(comH3)*180/pi;
comH4=cc4*vent+i*sc4*vent;          %fasor de la 4ª armónica
magH4=abs(comH4);
Ang4=angle(comH4)*180/pi;
comH5=cc5*vent+i*sc5*vent;          %fasor de la 5ª armónica
magH5=abs(comH5);
Ang5=angle(comH5)*180/pi;
magl01=cc0*vent;                    %primer termino de la componente de CD
magl02=sc0*vent;                    %segundo termino de la componente de CD
%magfasor=[magH1;magH2;magH3;magH4;magH5;magl01;magl02]';
```

```
%%%%%%%%%% Forma de Onda en la entrada y muestreada %%%%%%%%%%%
```

```
if magT==0
```

```
    Tm=[0:1/fm:6/fe];
```

```
    v=magH1'*sin(w*Tm)+magH2'*sin(2*w*Tm)+magH3'*sin(3*w*Tm)+magH4'*sin(4*w*Tm)+
    magH5'*sin(5*w*Tm)+(magl01'+magl02')*exp(-80*Tm);
```

```
else
```

```
    Tm1=[0:1/fm:0.033];
```

```
    v1=magH1'*sin(w*Tm1)+magH2'*sin(2*w*Tm1)+magH3'*sin(3*w*Tm1)+magH4'*sin(4*w*Tm1)+
    magH5'*sin(5*w*Tm1)+(magl01'+magl02')*exp(-80*Tm1);
```

```
    a=length(Tm1);
```

```
    Tm2=[Tm1(a)+1/fm:1/fm:6/fe];
```

```
    v2=magT*sin(w*Tm2)+magCDT*exp(-25*Tm2)+magH2'*sin(2*w*Tm2)+magH3'*sin(3*w*Tm2)+
    magH4'*sin(4*w*Tm2)+magH5'*sin(5*w*Tm2);
```

```
    Tm=[Tm1 Tm2];
```

```
    v=[v1 v2];
```

```
end
```

```
%%%%%%%%%% Magnitud y angulo del fasor estimado %%%%%%%%%%%
```

```
%nc=length(Tv);
```

```
%a(1)=1;a(2:nc)=zeros;
```

```
%for j=1:nc
```

```
    % c1(j)=seno(nc+1-j);
```

```
    % c2(j)=coseno(nc+1-j);
```

```
%end
```

```
%H1=filter(c1,a,v);
```

```
%H2=filter(c2,a,v);
```

```
%H1(1)=seno(1)*v(1);
```

```
%H2(1)=coseno(1)*v(1);
```

```
%for j=2:nc-1
```

```
    % H1(j)=seno(j)*v(j)+H1(j-1);
```

```
    % H2(j)=coseno(j)*v(j)+H2(j-1);
```

```
%end
```

```
%fasor=H1+i*H2;
```

```
%Vp=abs(fasor);
```

```
%Ang=angle(fasor)*180/pi;
```



```
figure(3)
subplot(2,1,1)
plot(Tm,v);title('Forma de onda en la entrada');ylabel('Corriente');grid;
subplot(2,1,2)
plot(Tm,v,'. ');title('Forma de onda muestreada');xlabel('Tiempo(Seg)');ylabel('Corriente');grid;
%figure(4)
%subplot(2,1,1)
%plot(tm,Vp);title('Fasor estimado');ylabel('Magnitud');grid;
%subplot(2,1,2)
%plot(tm,Ang);xlabel('Tiempo(Seg)');ylabel('Angulo');grid;
```

APÉNDICE B

B.1 PROTECCIÓN DEL GENERADOR.

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de plantas generadoras, líneas de transmisión y consumidores, donde todos estos elementos funcionan como un sistema único. Dentro de este sistema, el generador tiene la función de alimentar con energía eléctrica al sistema mediante la acción de transformar la energía mecánica a energía eléctrica. Por tal motivo, se sabe de la importancia de proteger y mantener en correcta operación a los generadores, ya sea corrigiendo cualquier operación anormal que pueda presentarse en su funcionamiento, o bien retirándolos del sistema cuando presenten alguna falla que pueda dañar de forma permanente su estructura o afectar la estabilidad del sistema al que están conectados [1],[2],[6],[8],[9].

B.1.1. Protección Diferencial de Generador 87G.

La protección diferencial de generador protege principalmente contra cortocircuitos entre fases en el devanado del estator. Además dependiendo del tipo de aterrizamiento del neutro del generador, cuando este se encuentre aterrizado a través de un reactor de valor bajo, la protección diferencial brindará también protección contra cortocircuitos de fase a tierra dentro del embobinado del generador. El principio de operación se basa en el cálculo de la diferencia entre las corrientes en ambos lados del elemento protegido. Una definición de este tipo de relevador podría ser la siguiente: Es aquel que funciona cuando el vector diferencia de dos o más magnitudes eléctricas similares excede una cantidad predeterminada. Aunque en la actualidad los relevadores empleados son del tipo microprocesados, su aplicación y análisis de operación se basa en el principio de operación de los relevadores electromecánicos [1],[2],[4],[5],[31].

En la conexión de un circuito con protección diferencial de generador, se aprecia que la diferencia entre una falla interior y una exterior consiste en la circulación de corriente a través de la bobina de operación del relevador. Teóricamente es posible usar relevadores de sobrecorriente conectados diferencialmente. El inconveniente de usar este tipo de relevadores para esta aplicación consiste en que operarían con cualquier corriente de desbalance que podría ser causada por diferencias de precisión o de saturación de los TC's y/o por diferencias en la carga secundaria. Por lo tanto, los ajustes se deben fijar a valores superiores a estos errores; pero por debajo de la mínima corriente de falla (limitada por la impedancia del devanado o de la propia falla). Definir los ajustes de esta forma podría reducir la sensibilidad del relevador.

La protección diferencial de porcentaje como se muestra en la Figura B.1.1.1, soluciona este problema, ya que permite que los ajustes sean definidos por arriba de la corriente de error, sin sacrificar la sensibilidad de la operación.

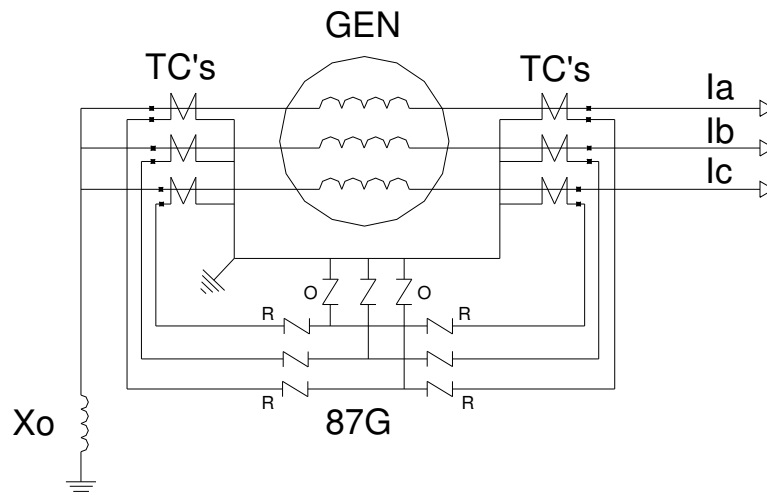


Figura B.1.1.1. Protección Diferencial de Porcentaje para Generador (87G).

En la Figura B.1.1.1 se muestran los elementos básicos de una protección diferencial a base de relevadores electromecánicos.

- “O” Bobina de operación.
- “R” Bobina de restricción.
- “TC’s” Transformadores de corriente en ambos lados del elemento protegido.
- “GEN” Generador.
- “87G” Protección diferencial de generador.
- “Xo” Impedancia de aterrizamiento.

Las bobinas de restricción reciben toda la corriente secundaria de los TC’s y tienen el efecto de des-sensibilizar a la bobina de operación, especialmente a altas corrientes; al circular corriente a través de las bobinas de restricción se produce un par que tiende a abrir los contactos, en oposición al par producido por la corriente que atraviesa la bobina de operación que tiende a cerrar contactos. Es decir, la corriente requerida para operar el relevador aumenta en la medida en que la magnitud de la corriente de falla externa aumenta. El efecto de las bobinas de restricción es despreciable durante fallas internas pues la bobina de operación tiene más amper-vueltas y recibe toda la corriente secundaria. La característica de operación de este relevador se muestra en la Figura B.1.1.2. [1],[2],[4],[5],[6],[8].

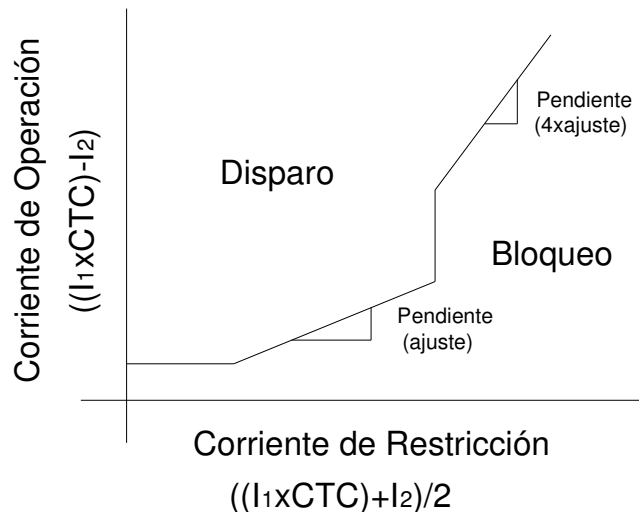


Figura B.1.1.2. Característica de Operación del Relevador Diferencial de Porcentaje.

La pendiente de la característica del relevador se expresa en porcentaje, como se muestra en la ecuación siguiente:

$$\% \text{ tg } \alpha = \frac{I_1 - I_2}{\frac{I_1 + I_2}{2}} \times 100 \quad (\text{B.1})$$

Donde I_1 e I_2 son la corriente del lado de alta y del lado del neutro del generador respectivamente, y CTC es la corrección de los TC's [58].

La pendiente del relevador, es un dato que se puede ajustar, particularmente en los relevadores microprocesados varía entre 0° y 90° tiene un ajuste amplio, en los relevadores electromecánicos el ajuste es fijo o dentro de una zona muy estrecha, el valor típico es un 15% o bien dentro del rango del 5% al 20%, el ajuste de la protección diferencial consiste en determinar si la pendiente calculada con las corrientes I_1 e I_2 es mayor o igual al valor establecido por el relevador, para ubicar esta pendiente en la zona de operación ó fuera de ella.

Las características relevantes en la aplicación de la protección diferencial son las siguientes:

- Los TC's en ambos lados del generador deben tener la misma relación de transformación y clase de precisión.
- La zona de operación de la protección diferencial queda determinada por la parte interna que establecen los TC's, lo anterior significa que la protección diferencial solo opera por fallas en la parte interna a la zona delimitada por los TC's.
- Revisión cuidadosa de polaridad y faseo de los TC's.

B.1.2. Protección de Falla a Tierra del Generador 59GN/27TN.

La falla más frecuente en el estator de los generadores se presenta por el contacto de un devanado con las laminaciones del estator. Esto se traduce como una falla de fase a tierra, y el comportamiento del generador durante la falla se determina por el método de aterrizamiento de este.



Si el neutro del generador esta solidamente aterrizado, el generador entregará una magnitud de corriente muy alta a la falla, acompañada por una reducción del 58% en los voltajes de línea en las fases no falladas y un ligero cambio en el voltaje del neutro.

Si el neutro del generador esta sin aterrizar (aislado), la cantidad de corriente entregada a la falla será despreciable, no habrá cambio en los voltajes de línea pero los voltajes de fase a tierra en las fases no falladas pueden incrementar durante fallas tipo arqueo a niveles muy altos, así como se tendrá un cambio completo en el voltaje del neutro.

En consecuencia, el neutro de generadores de gran potencia debe ser aterrizado de manera que se reduzcan la corriente de falla y los sobrevoltajes, además de proveer un medio de detección de falla a tierra lo suficientemente rápido para prevenir daños al generador [1],[2],[4],[5],[6],[8].

Por lo tanto, existen dos métodos de aterrizamiento del neutro del generador ampliamente usados en la industria: aterrizamiento a través de una baja o alta impedancia.

El aterrizamiento del neutro a través de una baja impedancia, consiste en conectar un resistor o reactor entre el neutro y tierra, con el fin de limitar la corriente de falla a tierra entre un rango de 200 A y 150% de la corriente a plena carga. El esquema de protección usado para este tipo de aterrizamiento consiste de un relevador de sobrecorriente direccional cuya bobina de operación se conecta en el neutro del esquema diferencial del generador y su bobina de polarización se energiza por un TC conectado en el neutro del generador.

En la puesta a tierra de alta impedancia del neutro del generador, se utiliza un transformador de distribución y una resistencia secundaria. La resistencia secundaria es usualmente seleccionada de modo que en una falla entre fases y tierra en las terminales del generador, la potencia disipada en la resistencia sea aproximadamente igual a los voltampers reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, bus, y los devanados de los transformadores conectados a las terminales del generador. Usando este método de puesta a tierra, una falla entre fase y tierra estará generalmente limitada entre 3 y 25 ampers primarios [1],[2],[4],[5],[30],[31],[32].

El esquema de protección contra falla a tierra del estator usado más comúnmente en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia, es un relevador 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 relevador que se usa para está función está diseñado para ser sensible al voltaje de frecuencia fundamental e insensible a los voltajes de tercera armónica y otros voltajes armónicos de secuencia cero presentes en el neutro del generador. Típicamente, el relevador de sobrevoltaje tiene un ajuste mínimo aproximado de 5 V. Con este ajuste y las relaciones típicas de los transformadores de distribución, este esquema es incapaz de detectar fallas a través de todo el devanado del estator.

El esquema de protección con 59N es claro y confiable, sin embargo este relevador protege únicamente un 90-95% del devanado del estator. Por lo que una falla entre el 5 y 10% restante del devanado, es decir cerca del neutro, no produce suficiente voltaje residual de 60 Hz. Por lo que es importante proveer a los generadores con un sistema de protección adicional contra fallas a tierra, para obtener una cobertura del 100% del devanado. Uno de los métodos es usar un relevador de bajo voltaje de tercera armónica.

Los componentes de voltaje de tercera armónica están presentes, en diverso grado, en el neutro de casi todas las máquinas; estos surgen y varían debido a diferencias en el diseño, la fabricación, y la carga de la máquina. Este voltaje, de estar presente en suficiente magnitud, puede usarse para detectar fallas a tierra cerca del neutro [14],[31].

Uno de los métodos está basado en el hecho que el nivel del voltaje de tercera armónica en el neutro disminuye en las fallas cercanas al neutro. Por lo tanto, un relevador de bajo voltaje que opera con el voltaje de tercera armónica medido en el extremo del neutro puede usarse para detectar fallas cercanas al neutro. Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden detectarse con una protección convencional contra falla a tierra, como puede ser un relevador de sobrevoltaje (59N) que opere en el voltaje neutro de 60 Hz. La combinación de ambos relevadores protege al 100% del devanado del estator. En la Figura B.1.2.1. se muestra un esquema simplificado de protección que emplea esta técnica.

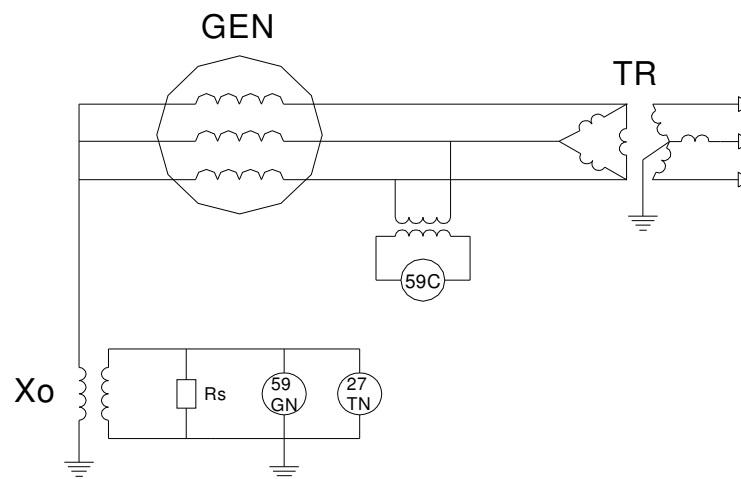


Figura B.1.2.1. Esquema de Protección contra Falla a Tierra con Bajo Voltaje de Tercera Armónica.

Donde:

- 59C Relevador supervisor de sobrevoltaje instantáneo.
- 59GN Relevador de sobrevoltaje sintonizado a la frecuencia fundamental (60 Hz).
- 27TN Relevador de bajo voltaje sintonizado a la tercera armónica (180 Hz).

La primera parte de la protección de falla a tierra del generador a través del transformador de distribución, es determinar las características de este transformador, considerando que en forma semejante a la conexión a tierra a través de resistencia su valor debe ser tal que no permita la resonancia es decir: $R_n \leq \frac{1}{3} X_{co}$ (B.2)

Los datos a especificar para el transformador de puesta a tierra son los siguientes [9]:

- La tensión del primario; se selecciona el valor comercial más próximo a la tensión de fase a neutro del generador.
- La tensión del secundario; se toma siempre un valor normalizado que puede ser 120 ó 240V.
- La potencia nominal: se basa en los KVA y corresponde al valor de potencia de cortocircuito, considerando la corriente de falla máxima que puede circular a través del transformador por un tiempo máximo de un minuto, sin exceder su calentamiento momentáneo máximo.

- Enfriamiento natural, de preferencia con líquido no inflamable o de diseño tipo seco.

La Figura B.1.2.2 muestra la superposición de las funciones del 27TN (tercera armónica) y del 59N para proteger al 100% del devanado del estator [14],[58].

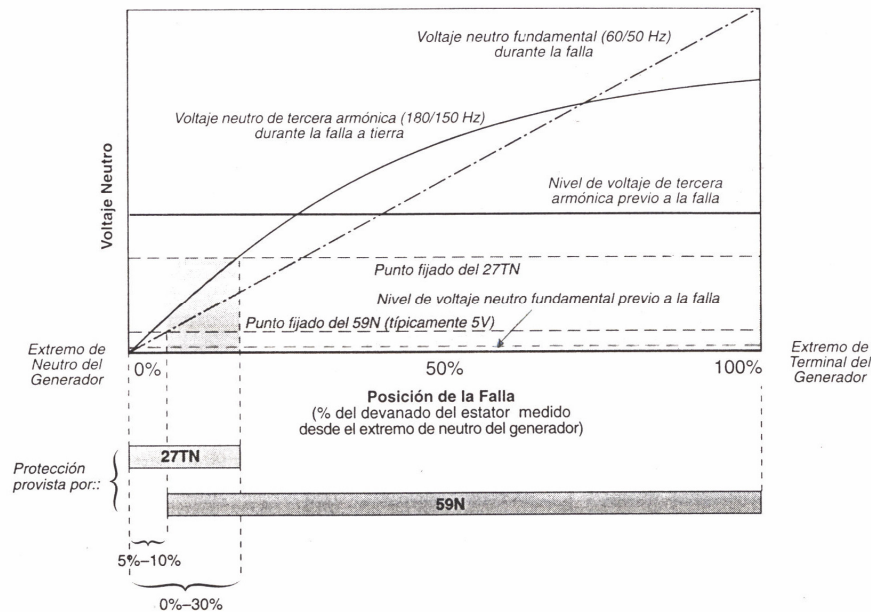


Figura B.1.2.2. Superposición del relevador 59N con el 27TN.

B.1.3. Protección Contra Pérdida de Excitación 40G.

La protección contra pérdida de campo tiene por función detectar excitación anormalmente baja y dar alarma o disparo antes de que la operación del generador se vuelva inestable. La pérdida parcial o total de campo en un generador síncrono es perjudicial tanto para el generador como para el sistema de energía al que esta conectado. Esta condición deberá ser detectada rápidamente y, para evitar los daños al generador, se le deberá aislar del sistema. Una condición de pérdida de campo que no haya sido detectada puede tener un impacto serio en el sistema de energía al provocar una pérdida del respaldo de potencia reactiva, y crear un consumo substancial de la misma. Si no es detectada con rapidez en los generadores grandes, esta condición puede ocasionar un colapso del voltaje del sistema a través del área.

La pérdida de excitación se debe a cualquiera de los siguientes factores:

- Falla en la alimentación del sistema de excitación.
- Falla en el rectificador estático.
- Falla en el devanado de campo.

Dentro del análisis de la condición de operación anormal de pérdida de campo, es necesario conocer el comportamiento del generador tomando como base su curva de capacidad (curva de capacidad, carta de operación o de cargabilidad). Esta curva muestra las condiciones de operación normal del generador. Sabemos que la potencia reactiva la regula el sistema de excitación (variación de la corriente de campo) y la potencia activa de salida la regula el control de la turbina (variación del par mecánico en la flecha). La capacidad nominal de la máquina se especifica en términos de la máxima



potencia de salida expresada en MVA's a un voltaje específico y factor de potencia usualmente 0.85 o 0.9 en atraso, en la cual la máquina puede llevar acabo su operación sin sobrecalentarse [1],[2],[3],[4],[5],[6],[8].

Los limites de temperatura en los generadores, son básicamente zonas, por lo que la curva de capacidad son los límites térmicos dados por el diseñador. En la medida en que el sobrecalentamiento varía con la operación, tres arcos de círculos definen los límites. En un área de operación el limite es el sobrecalentamiento en los devanados del rotor (limite de corriente de campo); en otra, el limite es el sobrecalentamiento en los devanados del estator (limite de corriente de armadura); y en la tercera, el limite es el sobrecalentamiento en el hierro del estator (límite de calentamiento de la región final del estator).

La curva de capacidad depende además de los limites de operación mencionados anteriormente, del enfriamiento de los aislamientos del generador (presión del hidrógeno). En la Figura B.1.3.1 se muestran las curvas de operación de un generador variando la presión del hidrógeno [3],[9].

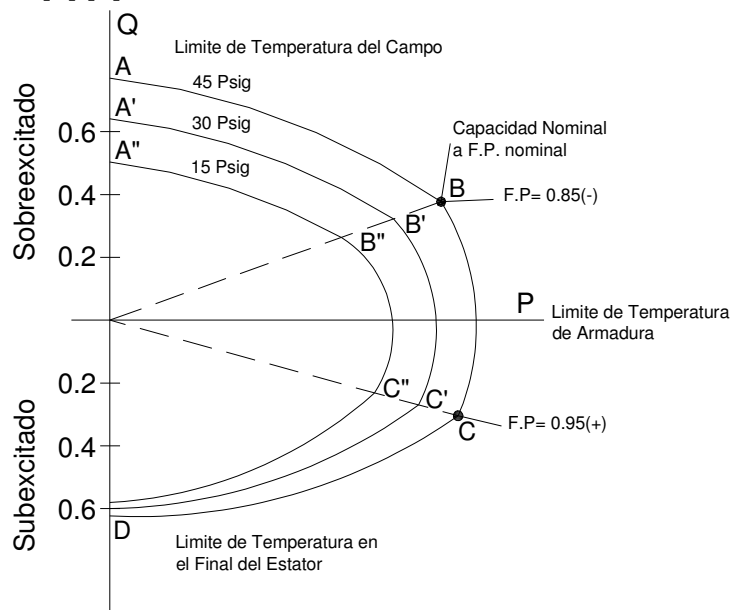


Figura B.1.3.1. Curvas de Operación de Potencia Reactiva del Generador a Diferente Presión de Hidrogeno al Voltaje Nominal.

Donde el segmento de curva AB representa el límite de calentamiento del campo, el segmento BC representa el límite de calentamiento de armadura, el segmento CD representa el límite de calentamiento de la región final del estator.

Si se reduce o pierde la corriente de excitación, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de energía en vez de suministrarla, y opera en la región subexcitada de la curva de capacidad como se observa en la Figura B.1.3.2. Si ocurre una pérdida total de campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída en el voltaje terminal, el generador va a funcionar como un generador de inducción; de lo contrario, se perderá el sincronismo. Por lo que la curva de capacidad del generador define los límites de operación del generador [3],[14],[30],[31].

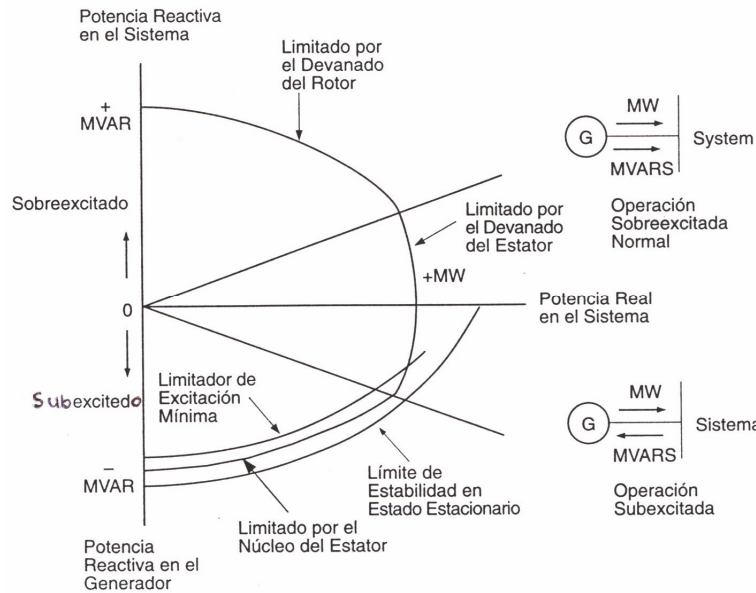


Figura B.1.3.2. Curva de Capacidad del Generador.

El cambio desde la operación sobreexcitada normal a la operación subexcitada ante una pérdida de campo no es instantáneo, sino que ocurre durante un período de tiempo (segundos, por lo general) dependiendo del nivel de potencia de salida del generador y de la carga del sistema conectada. Se ha demostrado que cuando un generador pierde su excitación mientras opera a diversos niveles de carga, la variación de impedancia como es percibida desde las terminales de la máquina tendrá las características que muestra el diagrama R-X en la Figura B.1.3.3. Las curvas características del generador representan los lugares geométricos para diferentes condiciones de operación (valores de P y Q) traducidos a valores de R y X referidos a la base del generador [14],[58].

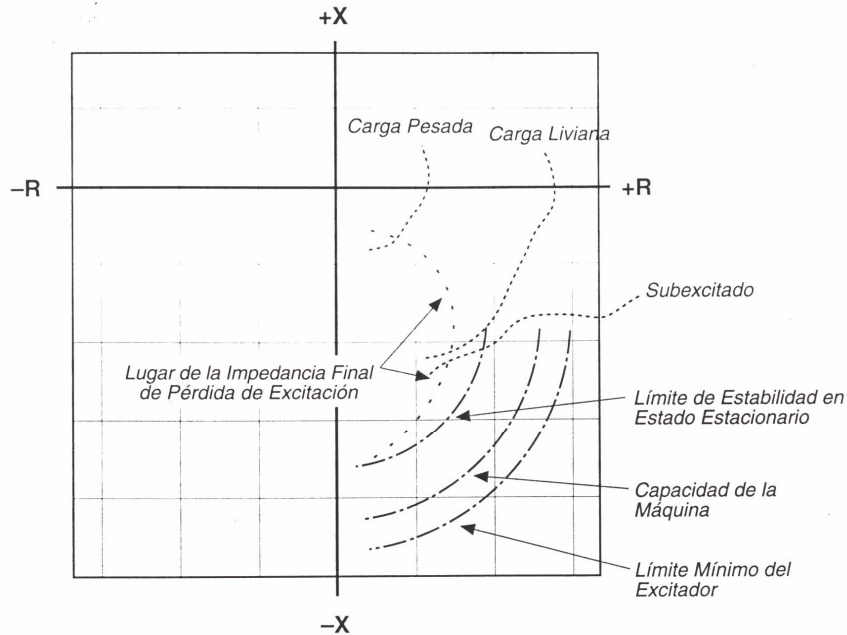


Figura B.1.3.3. Características de Pérdida de Campo del Generador.

Las variaciones de potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) en las terminales del generador, pasan al plano R-X en la forma siguiente:





$$R = \frac{V^2 P}{P^2 + Q^2} (\Omega) \quad (\text{B.3}) \quad X = \frac{V^2 Q}{P^2 + Q^2} (\Omega) \quad (\text{B.4})$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{KV^2 Z_{p.u}}{\text{MVA}} (\Omega) \quad (\text{B.5})$$

$$R_{\text{sec}} = R \left(\frac{\text{RTC}}{\text{RTP}} \right) (\Omega) \quad (\text{B.6}) \quad X_{\text{sec}} = X \left(\frac{\text{RTC}}{\text{RTP}} \right) (\Omega) \quad (\text{B.7})$$

$$Z_{\text{sec}} = Z_{\text{base}} \left(\frac{\text{RTC}}{\text{RTP}} \right) (\Omega) \quad (\text{B.8})$$

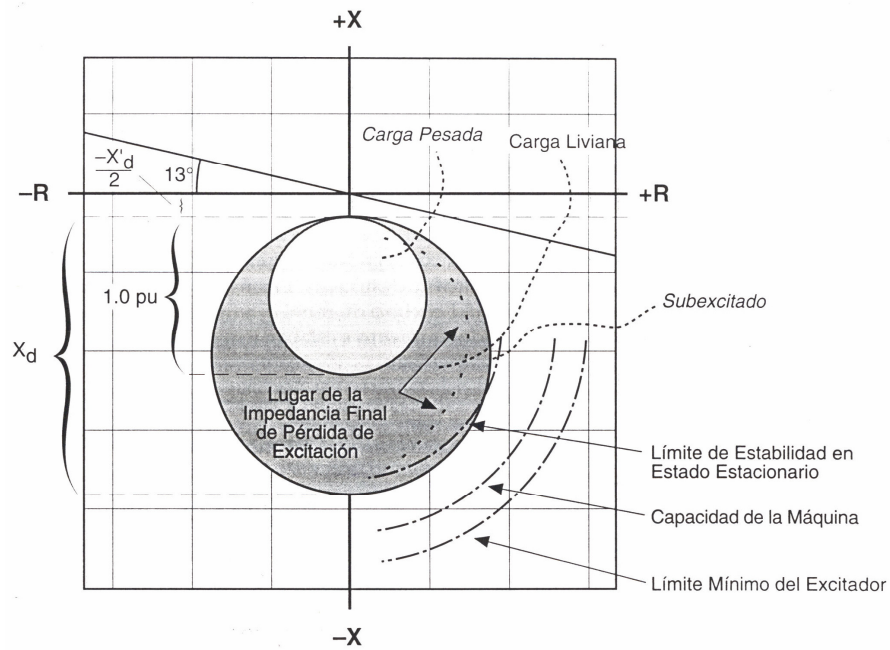
Donde RTC y RTP son las relaciones de transformación de corriente y de voltaje respectivamente.

El método aplicado más comúnmente en la detección de pérdida de campo del generador es el uso de un relevador de distancia de alcance corto con característica mho desplazada orientada hacia la parte negativa de X en el diagrama R-X, con el objetivo de detectar la variación de impedancia como es percibida desde las terminales del generador, y opera cuando la impedancia cae dentro de la característica circular.

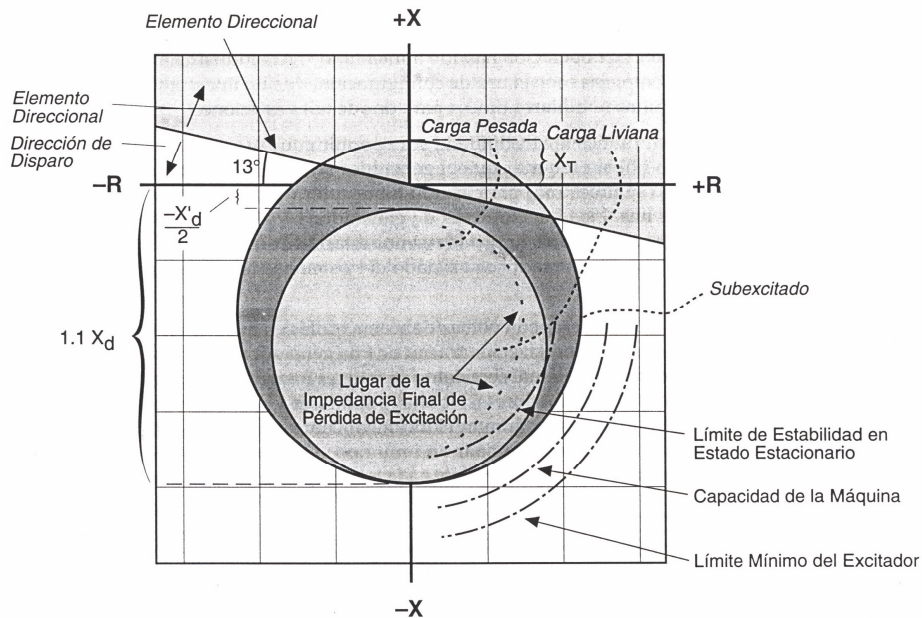
El relevador está compensado desde el origen en: $\frac{X'd}{2}$ (reactancia transitoria longitudinal), para evitar el funcionamiento incorrecto durante perturbaciones del sistema y otras condiciones de falla.

El diámetro del círculo es ajustado igual a: X_d (reactancia sincrónica en el eje directo).

Se usa un retardo de tiempo para proporcionar seguridad contra las oscilaciones estables de potencia. Este retardo de tiempo incrementa el tiempo de operación del relevador, lo que significa que los MVAR'es extraídos por el generador persisten durante un tiempo más prolongado, haciendo al sistema de energía más susceptible al colapso de voltaje. Para mejorar la aplicación de este relevador, se utilizan relevadores tipo mho de dos zonas. Estos esquemas se muestran en la Figura B.1.3.4. El círculo mho interno está ajustado para disparo instantáneo, y es la trayectoria del lugar geométrico de la impedancia en máquinas con carga pesada. La operación instantánea de la unidad con mho interno detecta rápidamente una condición de pérdida de campo, minimizando la posibilidad de que este evento provoque un colapso de voltaje en toda el área [14],[18],[19],[58].



A) Pérdida de Campo usando el Método de Compensación de Mho de dos Zonas.



B) Pérdida de Campo usando el Método de Elementos Direccionales y dos Unidades de Impedancia.

Figura B.1.3.4. Características de Pérdida de Campo con Relevador Tipo Mho de Dos Zonas.

B.1.4. Protección de Desbalance de Corriente ó Corriente de Secuencia Negativa 46G.

La protección de sobrecorriente de secuencia negativa protege al generador contra toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor.

Hay una gran variedad de condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desequilibradas en el estator del generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de secuencia negativa de corriente que inducen una corriente de doble



frecuencia en la superficie del rotor. El efecto superficial de la corriente de doble frecuencia del rotor también puede originar una vibración y forzar los elementos de la superficie del rotor. Dichas corrientes del rotor pueden producir temperaturas excesivas en muy corto plazo [1],[2],[4],[5],[6],[8].

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 del rotor, resulta en fallas. Estos límites se basan en la siguiente ecuación, para un generador determinado:

$$K = I_2^2 t \tag{B.9}$$

Donde:

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

t= tiempo (seg).

I_2 = valor RMS de la corriente de secuencia negativa (p.u).

La capacidad de corriente desequilibrada continua de un generador está definida en las normas ANSI/IEEE C50.12-13; estas normas establecen que “el generador deberá ser capaz de soportar, sin dañarse, los efectos de un desequilibrio de corriente continuo que corresponde a una corriente I_2 de secuencia de fase negativa, en tanto que no se exceda los KVA’s nominales y que la corriente maxima no exceda el 105% de la corriente nominal en ninguna de las fases. Esto se muestra en la Figura B.1.4 [34].

Tabla B.1.4.1. Requerimientos ANSI para fallas desbalanceadas en máquinas síncronas.

Tipo de Generador	Valor Permisible de I_2 (En porciento de la capacidad del estator)
Polos Salientes:	
Con devanados de amortiguamiento.	10
Sin devanados de amortiguamiento.	5
Rotor Cilíndrico:	
Indirectamente enfriado.	10
Directamente enfriado, hasta 960 MVA.	8
961 hasta 1200 MVA.	6
1201 hasta 1500 MVA.	5

Estos valores expresan también la capacidad de corriente de secuencia de fase negativa bajo reducidas capacidades de KVA del generador [35].

Tabla B.1.4.2. Capacidad de desbalance en forma continua en generadores síncronos.

Tipo de Generador	Valor Permisible de $K=I_2^2 t$
Generador de Polos Salientes.	40
Condensador Sincrono.	30
Generador de Rotor Cilíndrico.	
Indirectamente enfriado.	20
Directamente enfriado (0-800 MVA).	10
(801 –1600 MVA).	10 – (0.00625)(MVA-800)

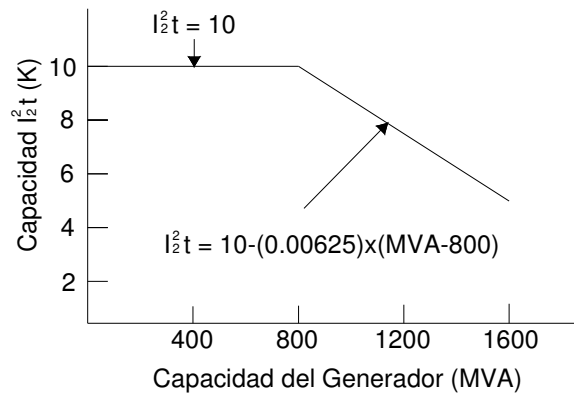


Figura B.1.4.1. Capacidad de Corriente Desbalanceada de Generadores.

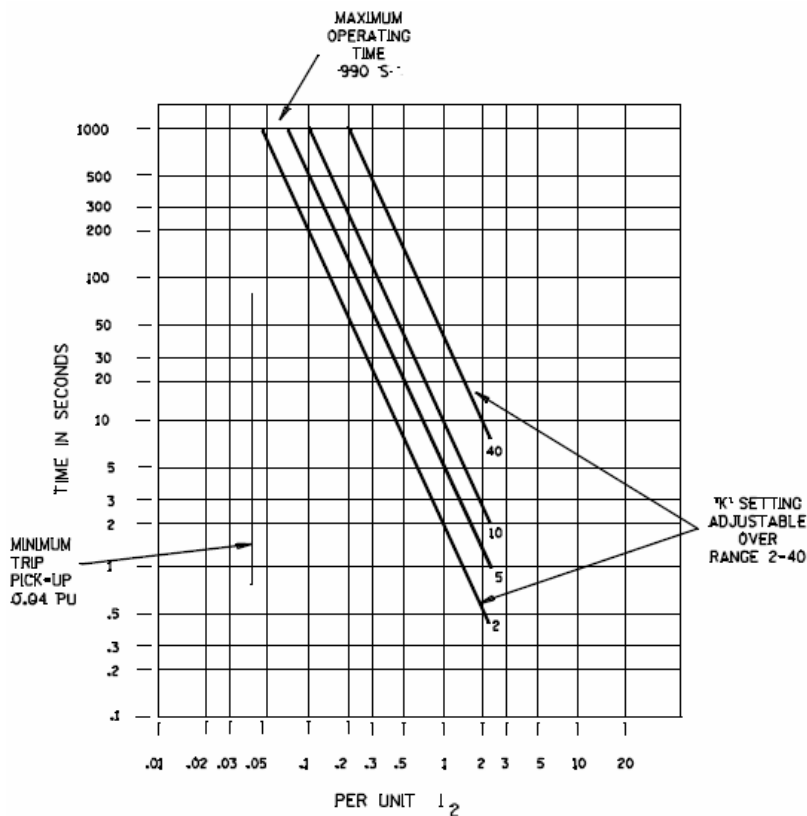


Figura B.1.4.2. Característica de un relevador estático de tiempo-sobrecorriente de secuencia negativa.

Una práctica común de protección al generador contra condiciones de corrientes desequilibradas externas consiste en un relevador de sobrecorriente temporizado que es sensible a la corriente de secuencia negativa. Para esta protección, existen dos tipos de relevadores: Un relevador de sobrecorriente temporizado electromecánico con característica extremadamente inverse, y un relevador digital con una característica de sobrecorriente temporizada correspondiente a la capacidad de corriente de secuencia negativa del generador. El relevador de secuencia negativa es habitualmente la única protección contra las condiciones de conductor abierto o polo abierto del interruptor. La baja magnitud de las corrientes de secuencia negativa producidas por este tipo de evento (típicamente, 10-20% del valor nominal del estator) impide que otros relevadores de fallas

suministren protección. En los relevadores electromecánicos de secuencia negativa, el ajuste del valor de arranque mínimo puede dar sólo un 60% de la sensibilidad de corriente nominal del estator. Por lo tanto, estos relevadores no suministran protección contra condiciones de fase abierta o de polo abierto del interruptor del generador, que son eventos de secuencia negativa frecuentes. Se necesita la sensibilidad de los relevadores digitales de secuencia negativa [14],[20],[21],[30],[31],[43],[58].

B.1.5. Protección de Potencia Inversa 32G.

El fenómeno de motorización ó potencia inversa del generador se presenta cuando la potencia mecánica de entrada de la turbina se reduce hasta el punto que no llega a cubrir las pérdidas, entonces la máquina reemplaza estas pérdidas absorbiendo potencia real del sistema para mantener al generador en sincronismo, y de esta manera se convierte en un motor síncrono.

La protección de potencia inversa detecta que el generador recibe potencia del sistema y dispara después de un retardo de tiempo. Este relevador proporciona protección de respaldo al impulsor más que al generador, pues detecta el flujo inverso de potencia (watts) que puede ocurrir si el impulsor pierde su potencia de entrada. Esta pérdida de potencia del impulsor se puede deber a: 1)Falla en el equipo de protección ó en la propia turbina, 2)Cierre de la válvula estranguladora sin el correspondiente disparo del interruptor de máquina [1],[2],[4],[5],[6],[8].

Bajo estas condiciones, el generador funciona como motor síncrono tomando potencia real del sistema e impulsando la turbina a velocidad normal; con vapor insuficiente o sin vapor, los álabes de la turbina pueden dañarse por sobrecalentamiento desarrollado por fricción debida a la acción de funcionar como “ventilador”. Bajo condiciones normales de operación, dicho calor es disipado por el vapor, que actúa como refrigerante.

En las turbinas hidráulicas bajo condiciones de motorización, puede presentarse el fenómeno de cavitación de los álabes. La cavitación ocurre con el flujo bajo de agua que puede resultar, por ejemplo, del bloqueo de las compuertas [3],[30],[31],[43].

El relevador contra motorización debe tener una alta sensibilidad para detectar un valor habitualmente muy pequeño de potencia inversa en el generador.

La magnitud de la potencia de motorización varía considerablemente dependiendo del tipo de impulsor, y se expresa como un porcentaje de la potencia mínima requerida para que se inicie la tendencia a la motorización. La tabla B.1.5. muestra rangos típicos de la potencia de motorización en función del tipo de impulsor.

Tabla B.1.5. Valores Típicos de Potencia de Motorización requerida por el Generador.

VALORES TÍPICOS DE POTENCIA REQUERIDA DE MOTORIZACIÓN DEL GENERADOR.	
Tipo de Impulsor.	% de Potencia en KW.
Turbina de Vapor:	
Con Condensador.	0.5 a 3%
Sin Condensador.	3+%
Turbina Hidráulica.	0.2 a 2+%
Motor Diesel.	25%

Turbina de Gas.	50%
-----------------	-----

Sin embargo, se debe tener en cuenta que para alguna aplicación específica, debe obtenerse del fabricante la mínima potencia de motorización tomada por el generador. Frecuentemente se utiliza un relevador direccional de potencia con retardo de tiempo para evitar disparos ante flujos transitorios durante disturbios en el sistema o en el proceso de sincronización. Este retraso puede ser del orden de 2 a 10 seg.

B.1.6. Protección contra Baja/Alta Frecuencia 81G.

La protección de baja frecuencia se emplea en turbogeneradores de gran capacidad debido a que los álabes grandes en las partes de baja presión de la turbina presentan problemas de vibración a velocidad baja. La baja frecuencia es una condición en el sistema que afecta más a la turbina que al generador, debido a que la turbina es más susceptible al esfuerzo de resonancia mecánica que se desarrolla como resultado de la desviación de la velocidad síncrona.

La sobrefrecuencia está relacionada a la velocidad del generador, y esta es protegida por el dispositivo de sobrevelocidad (gobernador de velocidad). Es posible que se utilice un relevador de sobrefrecuencia como respaldo a una falla de estos dispositivos mecánicos. La operación a baja frecuencia se debe generalmente a sobrecarga del sistema, por otra parte, la operación a alta frecuencia es usualmente el resultado de una repentina reducción en carga y es asociado con carga-ligera u operación sin carga, provocando que el generador tienda a acelerarse [1],[2],[4],[5],[6],[8].

El diseño de los álabes es crítico, se calculan de manera que tanto sus frecuencias naturales de vibración así como sus armónicas en caso de tenerlas, no coincidan con la frecuencia de vibración de la velocidad nominal de la turbina. Este equilibrio es tan fino, que a velocidades ligeramente distintas a la nominal sí puede haber frecuencias naturales de vibración o sus armónicas que puedan coincidir, debiendo evitarse que la turbina opere bajo carga en esas condiciones.

El fenómeno de daño a los álabes grandes por vibración es acumulativo. La fatiga total se compone de la suma de los tiempos operados fuera de los límites admisibles de velocidad. Para medir la velocidad de la turbina y protegerla contra valores peligrosos se emplea la frecuencia, que es directamente proporcional a la velocidad angular. Por lo que como medio de protección, se emplea un relevador de frecuencia (81), que sólo requiere una señal de voltaje [30],[31],[32],[43].

La característica en la Figura B.1.6.1 muestra los límites de operación bajo carga de una turbina específica.

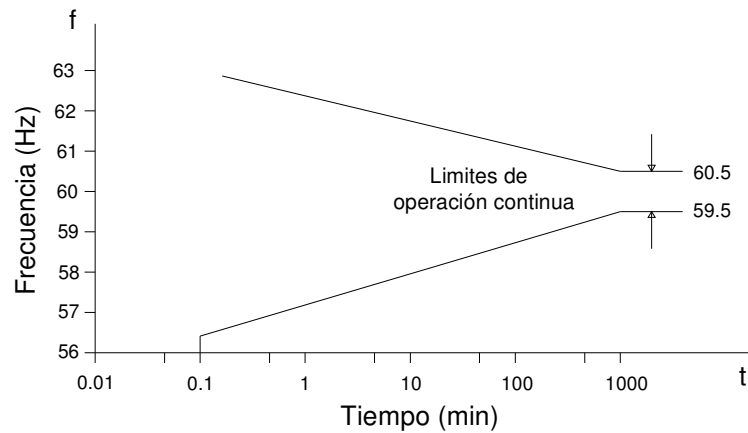


Figura B.1.6.1. Límites de operación bajo carga de una turbina.

Aún no existe un relevador especial para esta aplicación, cuya característica se adapte totalmente a la curva de frecuencias límite de operación de la turbina; ante esta situación, es común usar varios relevadores instantáneos de frecuencia y hacerlos disparar por medio de timers o relevadores auxiliares de tiempo. Se recomienda entre 3 y 5 pasos de frecuencia y tiempo.

En la gráfica “frecuencia–tiempo” de la Figura B.1.6.2, se muestra la característica de disparo resultante para un relevador de frecuencia.

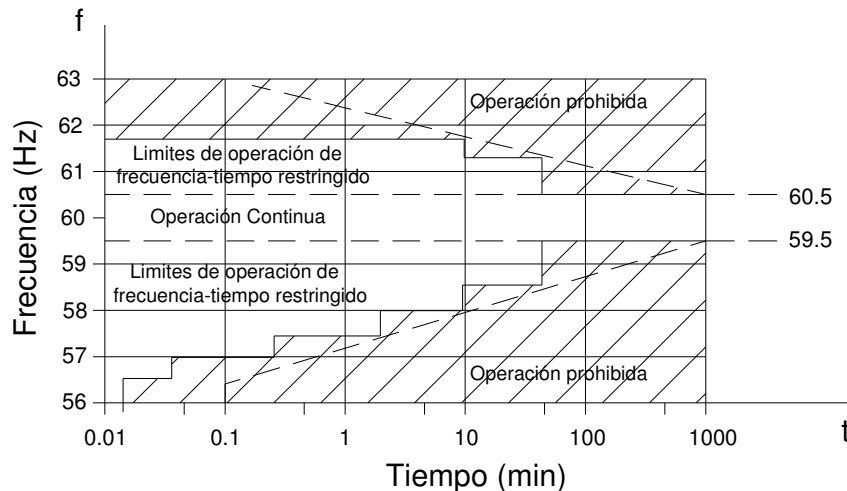


Figura B.1.6.2. Gráfica de Frecuencia –Tiempo y Característica de Disparo.

El relevador de baja frecuencia de tiempo inverso no es adecuado para esta aplicación, pues debe ajustarse aproximadamente a 58.5 Hz. Deja las frecuencias mayores sin proteger, y a frecuencias bajas es demasiado lento; además, comúnmente cruza la característica de la turbina en dos puntos.

El ajuste de los pasos de frecuencia-tiempo se hace considerando la curva de la turbina como indicación de 100% de pérdida de vida. Luego sobre la misma gráfica se trazan los puntos que corresponden al porcentaje de pérdida de vida que se desea usar como margen de seguridad, generalmente 5,10 ó 20%. A continuación se agregan las características de las frecuencias seleccionadas para el número de pasos previstos y se



determinan los tiempos respectivos para quedar siempre arriba de la característica deseada. Generalmente el paso de 57Hz dispara instantáneamente, sin demora.

Para ajustes de baja frecuencia y tiempo; se parte de la información del fabricante de la turbina. Algunos datos típicos son los que se muestran en la Tabla B.1.6.

Tabla B.1.6. Límites de operación de la turbina ante una frecuencia anormal.

Banda de frecuencia (Hz).	Retardo de Tiempo.	Comentarios.
60.0 – 59.5	-	La turbina puede operar continuamente.
59.5	Ninguno.	Alarma de baja frecuencia.
59.5 – 58.5	-	El operador del sistema debe tirar carga o aislar la unidad en 30 min.
58.5 – 57.0	5.0 min.	Esta banda puede disparar o mandar alarma dependiendo de las prácticas individuales de cada compañía suministradora. Para alarma, el operador tiene estos tiempos respectivos para tirar carga o aislar la unidad.
57.0 y abajo.	1 seg.	

Los contactos de los relevadores auxiliares de tiempo correspondientes a los valores de frecuencia de 58.5 Hz e inferiores se conectan para disparar exclusivamente el interruptor de la unidad; sin embargo la unidad quedará girando y excitada, dando servicio a sus auxiliares y disponible para ser resincronizada tan pronto como las condiciones del sistema lo permitan [33],[58].

El elemento ajustado a 59 Hz generalmente se conecta para dar alarma únicamente. El ajuste de tiempo que tiene es relativamente largo, pues la turbina puede operar entre 58.5 y 59 Hz un tiempo considerable, dando así oportunidad al operador para efectuar maniobras correctivas.

B.1.7. Relevador de Respaldo de Distancia 21G.

El tipo de relevador de respaldo de fase que se utilice dependerá del tipo de protección de los circuitos adyacentes, de tal manera que si los circuitos adyacentes tienen protección de sobrecorriente de tiempo inverso, deberá utilizarse un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso con voltaje de restricción o con voltaje controlado (51V). Pero si los circuitos adyacentes tienen protecciones de distancia, entonces deberá utilizarse el relevador del tipo de distancia (21).

La protección de distancia tiene la finalidad de brindar respaldo de fase al generador contra fallas entre fases y trifásicas en el sistema que no hayan sido liberadas por otros dispositivos de protección. Es posible también que esta protección vea algunas fallas a tierra en el sistema, debido a la conexión delta-estrella del transformador elevador, provocando que se reflejen en el lado de baja tensión como fallas entre fases. Además de proteger al generador y a sus servicios auxiliares para evitar que excedan sus límites térmicos, este relevador brinda protección de respaldo a los mismos componentes del

sistema. Generalmente en unidades generadoras de gran tamaño, las cuales habitualmente están conectadas en bloque o unidad con transformadores elevadores a tensiones de transmisión, se usan relevadores de distancia para coordinar con los relevadores de distancia de las líneas de transmisión que salen de la central generadora. Estos relevadores utilizan la corriente y el voltaje del generador para medir la impedancia entre el generador y la falla, la cual es proporcional a la distancia eléctrica hasta el punto de falla [1],[2],[4],[5],[6],[8].

El principio de operación de los relevadores de distancia esta sujeto a la relación o cociente entre el voltaje y la corriente en el punto de ubicación del relevador, de manera tal que al aumentar esta relación, aumenta automáticamente el tiempo de operación del relevador.

Es decir el tiempo de funcionamiento del relevador es proporcional al cociente:

$$Z = \frac{V}{I} \quad (\text{B.10})$$

Una forma de ilustrar el principio de operación de la protección de distancia se muestra en la Figura B.1.7.1.

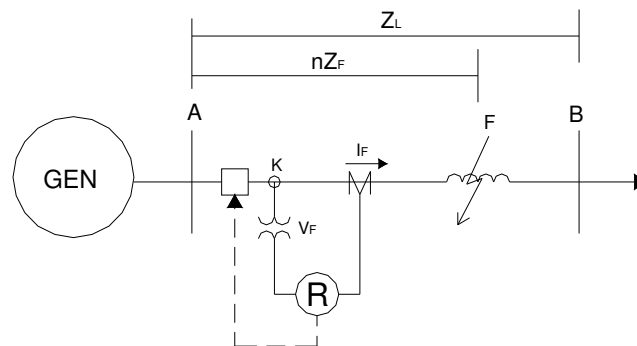


Figura B.1.7.1. Principio de funcionamiento del relevador de distancia.

Se considera que el relevador está ubicado en el punto K y que sus bobinas reciben las señales de V_r , que es el voltaje proporcional al producido por la falla V_F ; y de la corriente I_r , que es igual a la corriente de falla I_F . La expresión $Z_r = V_r / I_r$ representa la impedancia medida o vista por los relevadores de distancia (Z_r). Cuando se presentan cortocircuitos trifásicos la impedancia medida Z_r coincide con la impedancia de la sección de la línea comprendida entre el punto de la ubicación del relevador y de la falla, esto se cumple siempre y cuando no existan contribuciones o derivaciones de corriente en la sección protegida por el relevador.

El relevador opera debajo de un cierto valor $Z = V/I$, mientras que arriba de este el relevador no opera, lo que hace posible que se seleccione el ajuste de acuerdo a la longitud de la línea por proteger. Desde un punto de vista estricto, se puede decir que la impedancia que el relevador detecta no es proporcional a la distancia debido a las siguientes razones:

- 1) La presencia de fuentes de generación y/o cargas entre el punto de localización del relevador y el punto de falla.
- 2) La presencia de la falla a través de una resistencia o impedancia que corresponde a una falla que no es sólida.



Lo que hace básicamente un relevador de distancia es comparar la corriente y el voltaje del sistema de potencia, para determinar si la falla se presentó dentro o fuera de su zona de operación.

El concepto de alcance o zona de protección de un relevador de distancia está definida por la impedancia medida.

Los relevadores de distancia se conectan en los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial, la impedancia Z_r medida o vista por los relevadores se conoce como impedancia secundaria. La impedancia medida en los primarios de estos transformadores se conoce como impedancia primaria (Z_p), dada por:

$$Z_p = \frac{V_p}{I_p} \quad (\text{B.11})$$

Donde:

V_p = Voltaje aplicado en el lado de alta tensión del TP.

I_p = Corriente a través del devanado primario del TC.

La relación entre Z_r y Z_p está dada por:

$$Z_r = \frac{V_r}{I_r} = \frac{\frac{V_p}{RTP}}{\frac{I_p}{RTC}} = \frac{RTC(V_p)}{RTP(I_p)} = \frac{RTC}{RTP} Z_p \quad (\text{B.12})$$

El alcance del relevador es la distancia desde el punto de instalación hasta el punto de la falla y se puede expresar como una distancia o como una impedancia primaria y generalmente se hace referencia al ajuste del relevador.

El relevador de distancia usado, es de una zona y tiene característica tipo mho desplazada para incluir el origen ó puede partir del origen como se observa en la Figura B.1.7.2. La zona dos de esta función puede ser ajusta por el cliente si así lo requiere, dependiendo del alcance deseado en el sistema de transmisión. El elemento de distancia se ajusta para alcanzar a detectar ampliamente fallas en el lado de alta tensión del transformador, pero sin exceder el límite de la primera zona de protección de distancia de la línea más corta. El ajuste del retraso de tiempo es: $t = 0.1 \text{ seg} + \Delta t$, para dar coordinación con la primera zona de todas las líneas que salen. Dentro de su zona de operación, el tiempo de disparo para este relevador debe ser coordinado con el tiempo mas grande de los relevadores de distancia de fase en las líneas de transmisión conectadas al bus de la subestación de la central generadora.

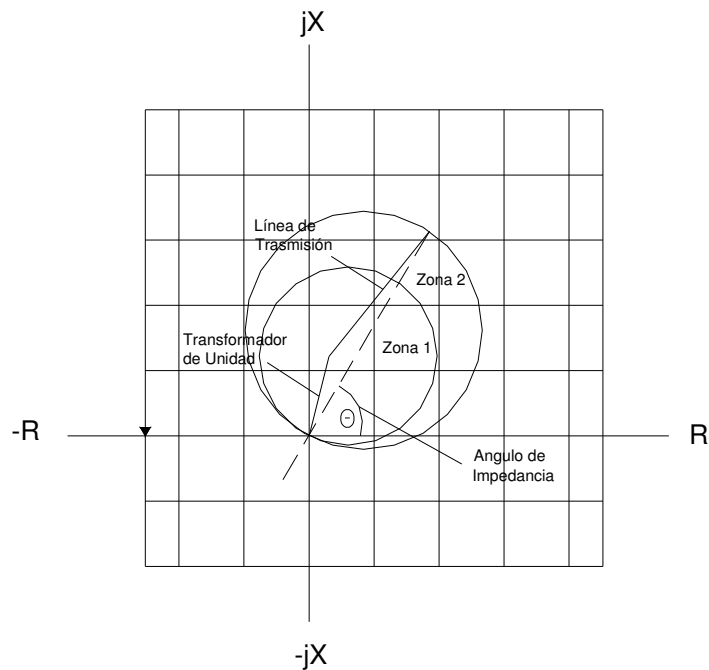


Figura B.1.7.2. Característica de operación de la protección de distancia.

Por tratarse de una protección de respaldo, este relevador debe disparar únicamente al interruptor de la unidad (52G), dejando a la unidad en disponibilidad para ser resincronizada tan pronto como se haya librado la falla exterior que causó el disparo.

Cuando se usan relevadores de distancia pueden emplearse relevadores auxiliares de tiempo de dos pasos, en cuyo caso se supone que el segundo paso operará únicamente si falla el interruptor de unidad o alguna protección propia del generador. El segundo paso de tiempo se conecta para disparar un relevador auxiliar de reposición manual (86G u 86T), que desconecta la unidad y la para totalmente. Como este relevador tiende a disparar por falta de voltaje, el disparo de la protección de respaldo de fase debe bloquearse con un relevador que detecta fusibles fundidos en el circuito de potencial (60).

En ocasiones se presenta el problema que en los elementos de distancia, mientras más bajo es el ajuste en ohms, mayor es su corriente de arranque. Si la corriente de falla queda debajo de la corriente de arranque, la respuesta del elemento de distancia es errática y pierde sensibilidad. Cuando se presente este caso, conviene aumentar el ajuste en ohms y coordinar con segunda zona para falla en el bus vecino más próximo, aumentando correspondientemente el ajuste de tiempo.

La protección de respaldo para fallas a tierra, se realiza a través de un relevador de sobrecorriente de tiempo con una característica inversa o muy inversa (51TN); conectado en el neutro del lado de alta del transformador para la conexión en bloque o unidad.

Para evitar que la protección de respaldo de fase opere para fallas monofásicas a tierra en el sistema, deben calcularse corrientes y voltajes en el generador para una falla monofásica a tierra en el bus de alta tensión y determinar cómo opera la protección. A veces es necesario calcular si la protección de fase puede detectar fallas monofásicas a tierra en buses vecinos de alta tensión.



La protección de respaldo de fase debe ajustarse para que sea menos sensible y más lenta que la protección de respaldo de tierra para todas las fallas monofásicas a tierra en alta tensión [3],[20],[30],[31],[43],[58].

B.1.8. Protección contra Sobrevoltaje 59G.

El voltaje en terminales de un generador está en función de la excitación y la velocidad. El sobrevoltaje puede trascender en daños térmicos al núcleo debido a la densidad de flujo excesivo en el circuito magnético. Dado que el flujo magnético es directamente proporcional al voltaje y es inversamente proporcional a la frecuencia, la unidad de medición para la excitación de un generador está definida como la relación de voltaje en p.u entre la frecuencia en p.u. (V/Hz).

Los sobrevoltajes existen en cualquier momento que la relación de V/Hz en p.u. exceda los límites de diseño [1],[2],[4],[5],[6],[8].

La protección contra sobrevoltaje en el generador es empleada principalmente contra las eventualidades siguientes:

- Falla en el regulador de voltaje.
- Variación o pérdida de su señal de voltaje que es tomada como referencia.
- Pérdida súbita (total o parcial) de carga en el generador.
- Salida del generador por rechazo de carga.
- Exceso de potencia reactiva recibida del sistema, o sea excitación de líneas de alta tensión fuera del rango de control del regulador de voltaje.

Una variante del segundo caso es el rechazo de carga con líneas de transmisión conectadas a la unidad, en la cual el exceso de potencia reactiva se combina con una sobrevelocidad y el sistema de excitación puede perder control de voltaje.

La forma de detectar estos sobrevoltajes es empleando transformadores de potencial en las terminales del generador que energizar un relevador de voltaje para detectar si existe un sobrevoltaje. Como se trata de un fenómeno trifásico y simétrico, basta con medir voltaje entre dos fases del generador, usando un relevador monofásico.

Los relevadores usados para protección contra sobrevoltaje normalmente son con mecanismo de disco de inducción y con un elemento instantáneo. Como característica especial debe exigirse compensación por frecuencia, para mantener su ajuste aun en condiciones de rechazo de carga. Se recomienda utilizar un relevador de sobrevoltaje con dos unidades, uno con retardo de tiempo y uno instantáneo.

Las características voltaje-tiempo son las siguientes:

- Tap: Se recomienda emplear un voltaje de arranque del orden de 1.05 a 1.10 veces el voltaje más alto de operación normal.
- Palanca de tiempo: La recomendación general es dar un tiempo del orden de 2 a 3 segundos para un voltaje de 1.15 veces el voltaje más alto de operación normal.
- Elemento instantáneo: Se recomienda que el elemento instantáneo empiece a operar entre 1.20 y 1.50 veces el voltaje más alto de operación normal.



Para este tipo de falla se prefiere mantener rodando al generador, para volver a excitar y resincronizar rápidamente tan pronto como se haya eliminado la causa. Generalmente no se requiere parar la unidad, aun cuando se haya tratado de una falla del regulador automático de voltaje [30],[31],[43],[58].

El problema principal que se encuentra en la aplicación de la protección contra sobrevoltaje del generador es su ajuste. Si por condiciones especiales de operación el ajuste calculado de acuerdo con las recomendaciones generales no es satisfactorio, habrá que efectuar algunas de respuesta del regulador de voltaje para calcular el ajuste más adecuado.

B.1.9 Protección contra Sobre Excitación del Generador 24G (V/Hz).

La protección de Volts/Hertz tiene la función de proteger al generador y al transformador de la unidad contra daños provocados por un excesivo flujo magnético, que es resultado de un sobrevoltaje o una baja frecuencia. Los efectos por este fenómeno se manifiestan como incrementos anormales de temperatura en el hierro, debido a la circulación de corrientes parásitas que significan una elevación excesiva de temperatura en tiempos relativamente cortos en el generador.

La ecuación que relaciona el voltaje inducido por el generador está dada por:

$$V = 4.44 f N k \Phi_m. \quad (B.13)$$

Donde:

V= voltaje inducido (Volts rms).

f= frecuencia (Hz).

N= número de vueltas del devanado en cuestión.

k= factor de paso y distribución.

Φ_m = valor máximo del flujo (Webers).

Despejando el flujo de la ecuación anterior:

$$\phi = \frac{V}{f(4.44 k N)} \quad (B.14)$$

Siendo constantes N y k para una máquina en particular.

Por lo que el significado de la ecuación anterior es que la densidad de flujo magnético es proporcional a la relación Volts/Hertz; así, esta relación puede ser tomada como una indicación precisa del valor de excitación en el circuito magnético. De tal manera que si este valor se incrementa, nos indicará un valor del flujo anormalmente alto, es decir, una sobre excitación [1],[2],[4],[5],[6],[8].

La protección contra sobre excitación es propiamente una protección del transformador elevador de la unidad generadora. Esta protección detecta sobrevoltajes en el generador mientras éste rueda a velocidad menor a la nominal.

Este relevador para detectar sobrevoltaje a baja frecuencia tiene una característica de respuesta constante a la relación de voltaje entre frecuencia $\frac{V}{f} = K$. (B.15)



La pendiente de la característica de operación es variable. El elemento detector es inherentemente instantáneo, pero opera sobre un relevador auxiliar de tiempo o timer, que da un retraso de tiempo en el disparo.

En la conexión de este esquema, es suficiente con medir el voltaje y la frecuencia entre dos fases del generador para determinar si está sobre excitación a baja frecuencia. En consecuencia el relevador puede ser monofásico.

Para unidades de tamaño grande se recomienda emplear dos relevadores de sobre excitación, con ajustes distintos para detectar sobrevoltajes de magnitud diferente y responder más rápidamente en los casos más graves.

Para la pendiente del primer paso, el ajuste recomendado es:

$$\frac{V}{f} = \frac{1.05 \times \text{Voltaje máximo de operación.}}{60 \text{ Hz}} \quad (\text{B.16})$$

Para el ajuste del tiempo de disparo del primer paso, se considera que los transformadores pueden resistir una sobre excitación por algunos minutos, en consecuencia se sugiere un ajuste del orden de 40 a 60 segundos.

Para la pendiente del segundo paso, el ajuste recomendado es:

$$\frac{V}{f} = \frac{1.12 \times \text{Voltaje máximo de operación.}}{60 \text{ Hz}} \quad (\text{B.17})$$

El ajuste del tiempo de disparo del segundo paso, deberá ser del orden de 10 a 30 segundos, ó en su caso según las recomendaciones del fabricante del transformador.

Detrás de la operación de este relevador no se requiere parar la unidad.

Por otra parte el mismo relevador tiene contactos de operación instantánea por los propios elementos detectores, que se usan normalmente para un circuito de alarma.

Anteriormente se acostumbraba bloquear la operación del relevador de V/Hz por medio de un contacto "b" del interruptor de unidad, es decir, que operará únicamente con la unidad desconectada del sistema. La práctica más reciente es dejar en servicio este relevador todo el tiempo, quedando como protección de sobrevoltaje a 60 Hz [9],[30],[31],[43],[58].

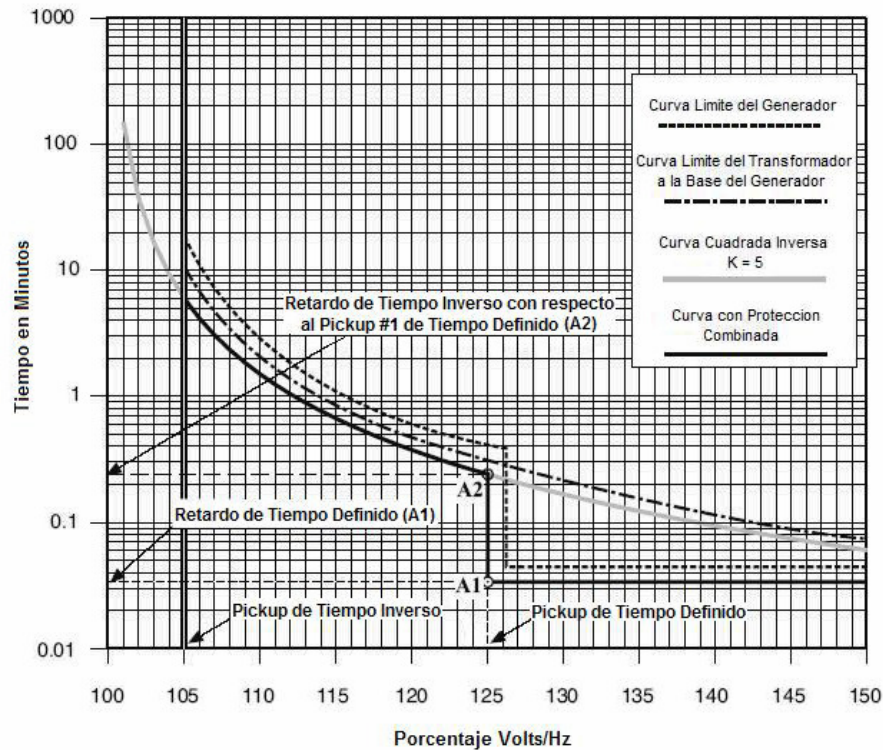


Figura B.1.9 Característica de operación de la protección contra sobre excitación.

Los límites típicos de V/Hz del generador y transformador se muestran en la Tabla B.1.9.

Tabla B.1.9 Límites típicos de V/Hz.

V/Hz p.u.	Tiempo en Minutos	
	Daño del Generador	Daño del Transformador
1.25	0.2	1.0
1.2	1.0	5.0
1.15	6.0	20.0
1.10	20.0	∞
1.05	∞	∞

B.1.10 Protección contra Energización Inadvertida (50/27).

La energización inadvertida o accidental de generadores síncronos ha sido un problema singular en la industria actual. Varias máquinas de gran capacidad han resultado dañadas y en algunos casos completamente destruidas, al ser energizadas accidentalmente mientras se encontraban fuera de línea. La frecuencia de estos eventos llevó a que los fabricantes de generadores recomienden usar esquemas de relevadores de protección específicamente dedicados a este problema.

Cuando un generador es energizado mientras está fuera de línea, o parando por inercia, funciona como un motor de inducción y puede dañarse en pocos segundos. Durante muchos años se ha reportado la energización inadvertida de los generadores, algunas de las causas que provocan este evento son las siguientes:

- El cierre de los interruptores del generador con la máquina en reposo.

- El cierre de los interruptores de una subestación en servicio con la máquina en reposo.
- El cierre de los interruptores de alto voltaje cuando la máquina no ha alcanzado la velocidad síncrona.

Errores de operación, flameos (contorneamientos) en los contactos del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control, daños o hasta rompimiento en la flecha u otros elementos giratorios, o una combinación de estas causas, resultaron de la energización accidental de generadores mientras estaban fuera de línea [1],[2],[4],[5],[6],[8],[14].

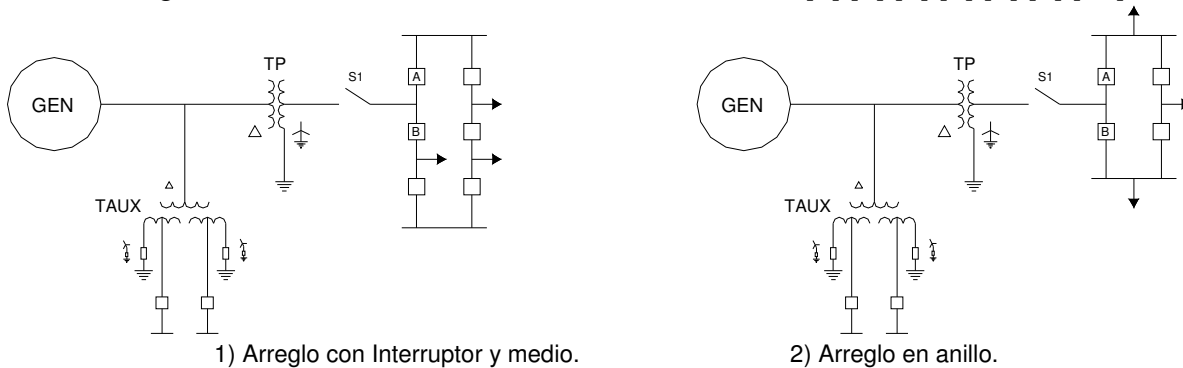


Figura B.1.10 Diagramas Unifilares de Subestaciones Generadoras.

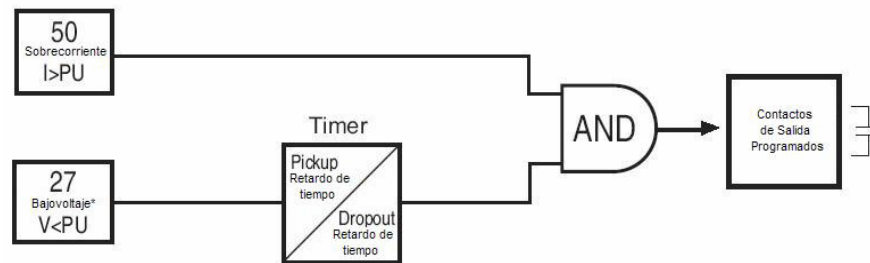
Errores de Operación.- Los errores de operación han ido aumentando en la industria al hacerse las subestaciones generadoras de alto voltaje más complejas con el uso de configuraciones de interruptor y medio y de bus en anillo. La Figura B.1.10 muestra diagramas unifilares típicos para estos dos tipos de subestaciones generadoras.

Estos diseños de subestaciones ofrecen suficiente flexibilidad para permitir que se saque de servicio un interruptor de generador de alto voltaje (A o B) sin requerir que el generador sea también retirado del servicio. Existen seccionadores de interruptor para aislar al interruptor durante la reparación. Sin embargo, cuando la unidad está fuera de línea, los interruptores de generador (A y B) se regresan generalmente al servicio como interruptores de bus para completar una fila en una subestación de interruptor y medio o completar el bus de anillo. Ello resulta en que el generador sea aislado del sistema usando únicamente un seccionador abierto de alto voltaje (S1).

Un generador, al energizarse accidentalmente con voltaje de sistema trifásico mientras está en espera, funciona como un motor de inducción. Durante la energización trifásica de un generador parado, se induce en el rotor un flujo rotativo a frecuencia síncrona. La resultante corriente de rotor es forzada en itinerarios de corriente del rotor para corrientes de secuencia negativa del estator durante el funcionamiento monofásico del generador. Se produce un rápido calentamiento del rotor, que lo puede dañar en muy poco tiempo. La impedancia de la máquina durante este intervalo de alto deslizamiento es equivalente a la reactancia de secuencia negativa del generador.

Debido a las severas limitaciones de la protección de generadores con relevadores convencionales para detectar la energización inadvertida, se desarrollaron e instalaron esquemas de protección específicos para este problema. Contrariamente a los esquemas convencionales que dan protección cuando el equipo está en servicio, estos esquemas proporcionan protección cuando el equipo está fuera de servicio. Por ello, al implementar esta protección debe tenerse extremado cuidado de no quitar la energía de C.D. de

disparo, ni las magnitudes de entrada del relevador al esquema cuando la unidad protegida está fuera de línea. Un método usado comúnmente para detectar la energización inadvertida es el esquema de sobrecorriente supervisado por voltaje como se muestra en la Figura B.1.10. Un elemento de bajo voltaje con retardos ajustables de tiempo de enganche y desenganche supervisa un relevador de sobrecorriente instantáneo. Los detectores de bajo voltaje activan o arman automáticamente el disparo por sobrecorriente al sacarse de línea al generador. Al regresar la máquina al servicio, el detector va a desactivar o desarmar el relevador de sobrecorriente [22],[30],[31],[43],[58].



* En las tres fases simultáneamente

Figura B.1.10 Diagrama Lógico de la función 50/27.

Flameos (contorneamientos) en los Contactos del Interruptor.- El extremo esfuerzo dieléctrico relacionado con los interruptores de HV y EHV (alto voltaje y extra-alto voltaje) y el pequeño espacio de separación de contactos característico de sus requisitos de interrupción a alta velocidad, pueden provocar flameo contactos. Este flameo de contactos (generalmente en uno o dos polos) es otra causa de la energización inadvertida de generadores. El riesgo de flameo es mayor justo antes de la sincronización o justo después de sacar de servicio a la unidad. Durante este período, el voltaje a través del interruptor abierto del generador puede ser el doble del voltaje normal al deslizarse la unidad angularmente con el sistema. En este período, una pérdida de presión en algunos tipos de interruptores HV y EHV puede ocasionar el flameo de uno o más polos del interruptor, energizando el generador y provocando un flujo significativo de corriente desequilibrada dañina en los devanados del generador. Esta singular condición de falla del interruptor debe detectarse y aislarse rápidamente para evitar daños substanciales al generador.

Varios esquemas de protección se han usado exitosamente para detectar la energización trifásica o monofásica inadvertida, algunos de ellos son:

- Relevadores de sobrecorriente direccionales.
- Relevadores que contienen la lógica que detectan sobrecorrientes en un tiempo corto seguido de 0 V.
- Relevadores de sobrecorriente supervisados por frecuencia.
- Relevadores de sobrecorriente supervisados por voltaje.

B.1.11 Protección contra Pérdida de Sincronismo 78G.

Es común que los generadores se encuentren protegidos contra la pérdida de sincronismo en una forma indirecta asociada con el impulsor o su gobernador ya que no se permite que existan excesos de velocidad por los daños que se pueden presentar en las partes



mecánicas, por lo que se usan normalmente relevadores de sobrefrecuencia con una señal al cuadro de alarmas y un disparo en caso de que persista el fenómeno.

No es la práctica usual proporcionar protección contra la pérdida de sincronismo en un generador manejado por un primo motor. No es probable que un generador pierda el sincronismo con otros generadores en la misma central a menos que pierda la excitación, para la que por lo general se provee la protección específica. Si una central tiene uno o más generadores, y si ésta pierde el sincronismo con otra central, el disparo necesario para separar los generadores que están fuera de paso (sincronismo) se hace por lo general en el sistema de transmisión que las interconecta. Sin embargo, se dispone del equipo de protección contra la pérdida de sincronismo para utilizarlo en una central generadora si se desea [1],[2],[3],[4],[5],[6],[8].

Debido a que los tamaños de los generadores han aumentado, las reactancias por unidad del generador han aumentado y las constantes de inercia han disminuido. La culminación de estos factores ha resultado en reducidos tiempos de liberación críticos de fallas requeridos para aislar una falla en el sistema cerca de una planta generadora, antes de que el generador pierda sincronismo con el sistema de potencia. Además de los tiempos de liberación de falla prolongados, la pérdida de sincronismo del generador también puede ser causada por bajo voltaje del sistema, baja excitación de la máquina, alta impedancia entre el generador y el sistema, o algunas operaciones de switcheo de líneas. Cuando un generador pierde sincronismo, las altas corrientes pico resultantes y la operación fuera de frecuencia causa esfuerzos en las bobinas, torques pulsantes, y resonancias mecánicas que son potencialmente dañinas para el generador y la flecha del generador-turbina. Para minimizar la posibilidad de daño, el generador debe ser disparado sin retraso de tiempo, preferentemente durante la primera mitad de un ciclo de deslizamiento en una condición de pérdida de sincronismo.

La protección normalmente aplicada en la zona del generador, consta de un relevador diferencial, relevadores de respaldo del sistema con retraso de tiempo, etc., pero estas protecciones no detectarán la pérdida de sincronismo. El relevador de pérdida de excitación podría proveer algún grado de protección pero no puede ser confiable para detectar la pérdida de sincronismo del generador bajo todas las condiciones del sistema. Por lo tanto, si durante una pérdida de sincronismo el centro eléctrico está ubicado en la región de las terminales de alto voltaje del transformador de unidad y hacia abajo dentro del generador, un relevador de pérdida de sincronismo deberá ser suministrado para proteger al generador. Esto es requerido generalmente para máquinas muy grandes que se conectan a sistemas de extra alta tensión. En máquinas grandes la oscilación se desplaza a través del generador o del transformador. Esta protección también podría ser requerida incluso si el centro eléctrico está en el sistema y el relevador del sistema es lento o no puede detectar una pérdida de sincronismo. Relevadores de hilo-piloto en líneas de transmisión o relevadores de comparación de fase transmitir no detectarán una pérdida de sincronismo.

El enfoque dado del relevador convencional que detectar una condición de pérdida de sincronismo, es analizar la variación en la impedancia aparente que es vista en las terminales de los elementos del sistema. Se demostró que durante una pérdida de sincronismo entre dos áreas de un sistema o entre un generador y el sistema, la impedancia aparente que es vista en una línea o en las terminales del generador variará



como una función de la impedancia del generador y del sistema, los voltajes del sistema, y la separación angular entre los sistemas [23],[30],[31],[43].

Por ejemplo, la Figura B.1.11.1 muestra un generador con pérdida de sincronismo la variación de la impedancia como es vista desde las terminales del generador y para tres impedancias diferentes del sistema. El punto P es la impedancia de carga inicial, S es la impedancia de cortocircuito en la falla y R es la impedancia al instante de liberación. En todos los casos, la inestabilidad fue causada por la prolongada liberación de una falla trifásica cercana al lado de alto voltaje del transformador de unidad. La variación de la impedancia o impedancia loci son características aproximadamente circulares que se mueven en dirección contraria a las manecillas del reloj. Para una impedancia del sistema de 0.05 p.u, el centro eléctrico está dentro de la máquina: para una $Z_{sys} = 0.2$ el centro eléctrico está en las terminales de la máquina, mientras para una $Z_{sys} = 0.4$ el centro eléctrico está en el transformador de unidad. Esta variación en impedancia puede ser fácilmente detectada por relevadores de impedancia y en la mayoría de los casos el generador puede ser separado antes de la terminación de un ciclo de deslizamiento. Para casos específicos, estudios de estabilidad pueden determinar la impedancia loci de una oscilación inestable de este modo una mejor selección de un relevador de pérdida de sincronismo o esquema de relevador puede ser hecha.

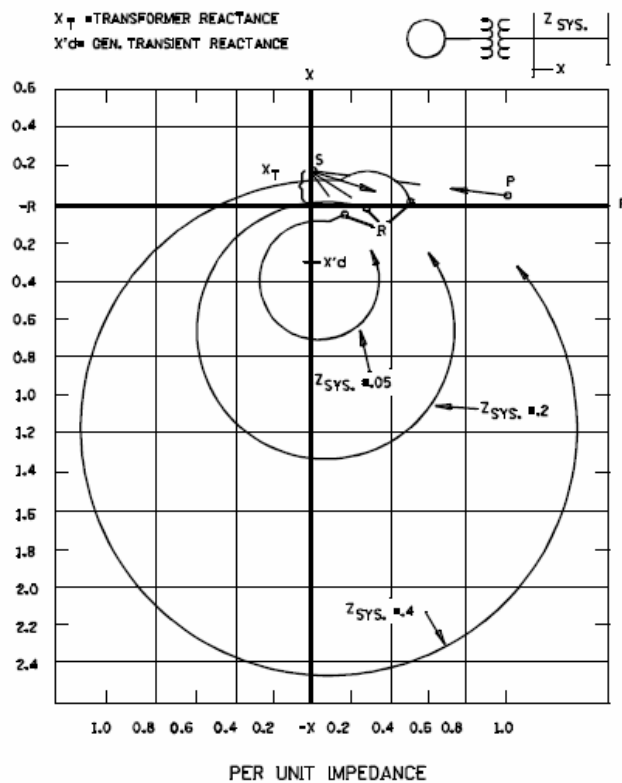


Figura B.1.11.1. Características de la Pérdida de Sincronismo en el Generador.

La protección de pérdida de sincronismo (78) es usada para proteger al generador contra condiciones de pérdida de sincronismo o contra deslizamiento de polo. Esta protección usa un ajuste de limitadores, y al mismo tiempo un elemento de tipo MHO como supervisor.

El área de operación está restringida al área sombreada en la Figura B.1.11.2, las características del relevador de pérdida de sincronismo, están definidas por la región interior del círculo de tipo MHO, la región a la derecha del limitador A y la región a la izquierda del limitador B. Para la operación del esquema de limitadores, el punto operativo (la impedancia de secuencia positiva) debe originarse fuera de cualquier limitador A o B, y oscilar a través del área de operación por un tiempo igual o superior al ajuste de retraso de tiempo del MHO, además debe avanzar al limitador opuesto desde donde la oscilación se haya originado. Cuando este escenario ocurre, la lógica de disparo está completa. El contacto de disparo quedará cerrado para la cantidad de tiempo ajustado por el retraso del reloj automático de sello.

Como ejemplo, considere la Figura B.1.11.2, si la oscilación de pérdida de sincronismo avanza desde la impedancia $Z_0(t_0)$, el elemento de tipo MHO y el elemento limitador A operarán. Cuando la oscilación sigue y cruza el limitador B en $Z_1(t_1)$, el limitador B opera. Cuando la oscilación llegue a $Z_2(t_2)$, el limitador A se desactiva. Si la opción de disparo salida encendida MHO es deshabilitada y el reloj automático ha expirado ($t_2 - t_1 > \text{retraso de tiempo}$), entonces el circuito de disparo está completo. Si la opción de disparo salida encendida MHO está habilitada y el reloj automático ha expirado, entonces para que el disparo ocurra la oscilación debe avanzar y cruzar el círculo de MHO en $Z_3(t_3)$ donde el elemento de MHO se desactiva. Note que el reloj automático está activo solamente en la región de operación (área sombreada). Si la opción de disparo salida encendida MHO está habilitada, se consigue un ángulo de disparo más favorable, lo cual reduce la capacidad interruptiva necesaria en el interruptor [58].

El relevador también puede ser ajustado con un contador de deslizamiento de polo. El relevador funcionará cuando el número de los deslizamientos de polo sean más grandes que el ajuste, siempre que el tiempo de reset de deslizamiento de polo no haya expirado. Típicamente, el contador de deslizamiento de polo es ajustado a 1 y en tal caso el tiempo de reset de deslizamiento de polo no es aplicable.

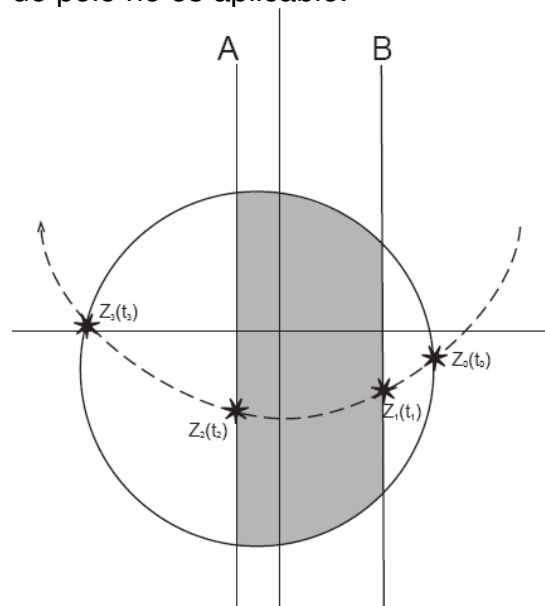


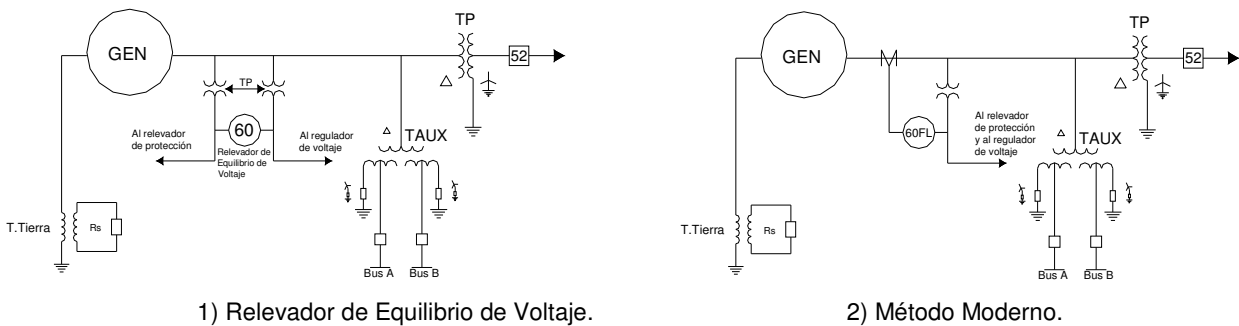
Figura B.1.11.2. Características del relevador de Pérdida de Sincronismo.

B.1.12 Protección contra Falla de Fusible del TP (60FL).

La pérdida de la señal del TP puede deberse a varias causas, siendo la más común la falla del fusible. Otras causas pueden ser: una verdadera falla del TP o en el cableado, un circuito abierto en los montajes corredizos, una abertura del contacto debida a corrosión, o un fusible fundido por cortocircuito causado en el mantenimiento de la línea. Tal pérdida de la señal del TP se puede presentar de dos maneras distintas:

- Fusible fundido en el lado de excitación; puede ocasionar el mal funcionamiento de los relevadores de protección o un mal funcionamiento en el regulador de voltaje del generador, provocando sobre excitación (disparo por sobre excitación o sobrevoltaje). Se requiere un método de detección para poder bloquear el disparo del relevador y transferir a operación manual el regulador de voltaje.
- Fusible fundido en el lado de protección; típicamente, las funciones de protección como la 21, 32, 40 y 78 se ven afectadas y son normalmente bloqueadas al detectarse una pérdida del potencial.

En generadores de gran capacidad, es común usar dos conjuntos de transformadores de voltaje (TP's) en la zona de protección del generador. Como muestra la Figura B.1.12, los TP's conectados usualmente en estrella-aterrizada normalmente tienen fusibles secundarios, y también pueden tener fusibles primarios. Estos TP's se emplean para suministrar potencial a varios relevadores de protección y al regulador de voltaje. Si se funde un fusible en los circuitos del TP, los voltajes secundarios aplicados a los relevadores y al regulador de voltaje se reducirán en su magnitud y se defasarán. Este cambio en la señal de voltaje puede hacer que los relevadores funcionen incorrectamente y que el regulador sobre excite al generador [1],[2],[4],[5],[30],[31],[43],[58].



1) Relevador de Equilibrio de Voltaje. 2) Método Moderno.
 Figura B.1.12.1 Detección de pérdida de fusible con relevador de equilibrio de voltaje y con un método moderno.

En muchos generadores antiguos de mediana capacidad, se provee un solo conjunto de TP's. No se puede usar un relevador de equilibrio de voltaje a menos que se agregue un segundo conjunto de TP's; por ello, muchos generadores no tienen protección contra pérdida de fusible del TP. Un método digital moderno usado en la detección de fallas del TP usa las relaciones de los voltajes y corrientes de secuencia negativa durante una pérdida del potencial. Al perderse la señal de un TP, 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. La presencia de voltaje de secuencia negativa en ausencia de corriente de secuencia negativa indica que hubo una falla de fusible en vez de otro tipo de falla.

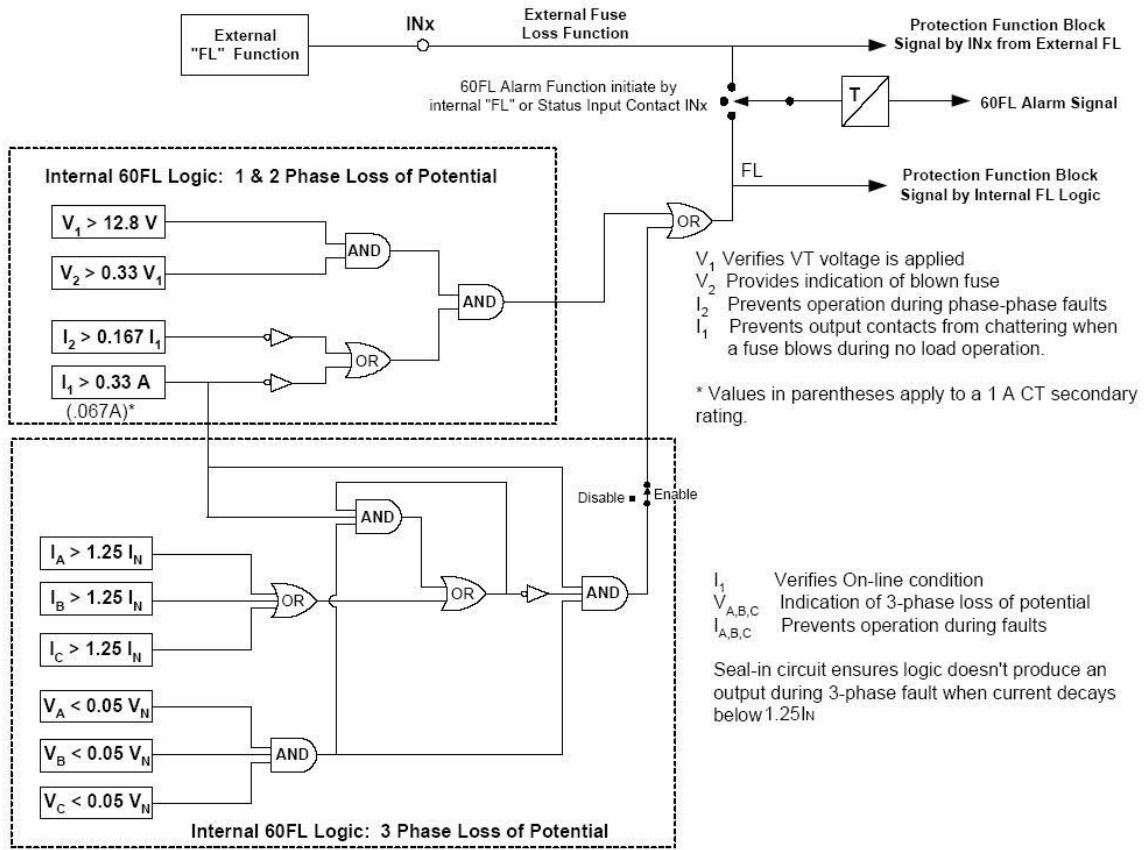


Figura B.1.12.2 Diagrama Lógico de la función 60FL.

B.1.12.1 Lógica de detección de pérdida de fusible interna.

El esquema de lógica interna disponible detectará una pérdida de uno, dos, o los tres potenciales. Para la pérdida de uno o dos potenciales, las cantidades de secuencia positiva y negativa son comparadas. La presencia de voltaje de secuencia negativa en la ausencia de corriente de secuencia negativa es considerada como una condición de pérdida de fusible. Una condición adicional de supervisión incluye un voltaje de secuencia positiva mínimo para garantizar que el voltaje está siendo aplicado al relevador. Para la pérdida de los tres potenciales de fase, una comparación de los tres voltajes de fase es hecha para las tres corrientes de fase. Si todos tres potenciales están abajo 0.05 Vnom, y las tres corrientes están abajo de 1.25 Inom combinado con $I_1 > 0.33A$, una pérdida de potencial en las tres fases es declarada. Un cierre en el circuito es provisto para asegurar una condición de pérdida de fusible en las tres fases que no es declarada durante una falla trifásica si la corriente de falla decae debajo de 1.25 Inom el ajuste del pickup. Las funciones de protección en el relevador podrían ser bloqueadas por una afirmación de la lógica de falla de fusible (FL), en cada una de las pantallas de ajuste respectivas de las funciones. Las funciones típicas para bloquear un evento de pérdida de potencial son: 21, 27, 32, 40, 51V (para el control de voltaje solamente), 67, 67N, 78 y 81. La función 60FL no tiene que estar activada a fin de usar el FL como una entrada bloqueada en el menú de configuración del relevador.



B.1.12.2 Función de pérdida de fusible externa.

Para la aplicación específica donde la lógica precedente no puede ser considerada segura (como cuando las entradas de corriente al relevador no están conectadas, o la corriente de secuencia positiva sostenida durante condiciones de falla es mínima), una función de falla de fusible externa puede ser usada como una entrada al relevador. El contacto de la función 60FL externa es conectado a través de cualquier entrada de control / estado. Las funciones de protección del relevador son entonces bloqueadas por una afirmación de la entrada de control / estado (INx), como una función bloqueada en cada una de las pantallas de ajuste respectivas de las funciones.

B.1.12.3 Función de alarma de pérdida de fusible 60FL TP.

La función de alarma 60FL es habilitada por la lógica interna seleccionando la opción de "FL" en la pantalla de configuración de la función 60FL. Esta es habilitada por la lógica externa seleccionando la entrada de control / estado apropiada (INx) en la pantalla de configuración de la función 60FL. Un reloj automático asociado con la lógica de alarma de pérdida de fusible está disponible. Este reloj automático es para garantizar la coordinación correcta para las condiciones que podrían parecer como una pérdida de fusible, tales como fallas en el circuito de TP secundarias que serán liberadas por acción del circuito de bajo voltaje local (fusibles o interruptores).

B.2. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

El transformador es un elemento muy importante y costoso dentro del sistema de potencia, este se encuentra en todos los niveles de tensión. El diseño de los esquemas de protección de transformadores es un tema bastante amplio y toma en cuenta aspectos propios del equipo como son: capacidad, tensión, tipo, conexión y aplicación, así como el principio de detección de fallas eléctricas, mecánicas y térmicas.

El transformador es una máquina que falla poco en comparación con otros elementos del sistema, lógicamente requiere de atención y mantenimiento. Por otra parte, cuando el transformador falla, generalmente se tienen consecuencias graves para el sistema, de ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros.

Para ilustrar las consideraciones antes mencionadas, se presenta en la Figura B.2 el esquema básico de protecciones de un banco de transformación [1],[2],[4],[5],[6],[8],[36],[43].

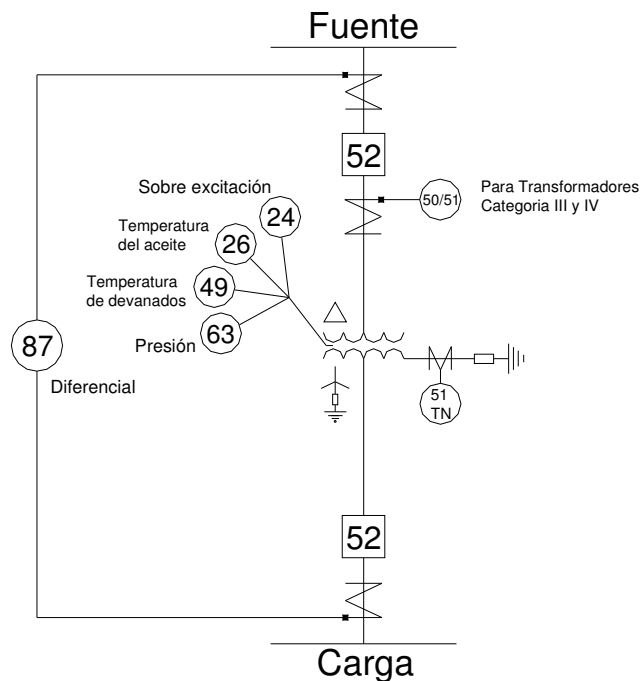


Figura B.2 Esquema de protección de un transformador de potencia.

B.2.1 Protección Buchholz 63B.

A este tipo de relevador también se le conoce como trafoscopio o relevador detector de gas, y puede aplicarse sólo en transformadores equipados con tanque conservador y sin espacio de gas dentro del tanque. Generalmente se aplica en transformadores de potencia de capacidad mayor de 10 MVA.

Las fallas incipientes en los devanados o los puntos calientes en el núcleo normalmente generan pequeñas cantidades de gas que suben a la parte superior del tanque; desde aquí, las burbujas entran a la cámara de acumulación del relevador por medio de una tubería.

El relevador se coloca en la tubería que comunica el tanque principal con el tanque conservador y está diseñado para detectar el gas que pueda subir a través del aceite.

Este dispositivo es capaz de detectar pequeños volúmenes de gas y, por lo tanto, arcos de baja energía.

Aunque si bien este relevador es capaz de operar con gran rapidez, su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas incipientes, esto es, fallas menores inicialmente, con desprendimiento de gases inflamables que causan daños lentos pero crecientemente.

Este relevador aprovecha la circunstancia de que los aceites minerales producen gases inflamables al descomponerse a temperaturas superiores al punto de inflamación, tales como acetileno y otros hidrocarburos de molécula simple, hidrógeno y monóxido de carbono [6],[8],[36],[43].

A medida que el gas se acumula en el relevador, el nivel de aceite baja y con este el flotador superior, mismo que opera con un switch de mercurio que hace sonar una alarma



en esta primera etapa. Este mecanismo responde a pequeños desprendimientos de gases.

Para fallas severas, la generación súbita de gases causa movimiento de aceite y gas en el tubo que interconecta al transformador con el tanque conservador y por lo tanto en el relevador Buchholz, accionándose un segundo mecanismo que a su vez opera un switch de mercurio para disparo.

Las siguientes reglas deberán seguirse cuando es operado un relevador Buchholz por operación de alarma, sin operación de disparo.

El transformador debe desenergizarse de inmediato y se hará análisis de gases desprendidos. Dependiendo de este análisis se podrá tener cualquiera de los tres casos siguientes:

- El gas no es inflamable (y/o prueba de presencia de acetileno es negativa). Presumiblemente en este caso, los gases son restos de aire, por lo que el transformador puede entrar en operación sin más trámite. Si el relevador continúa alarmando sin detectarse gases inflamables se evidencia que hay entrada de aire al transformador la cual debe eliminarse.
- Los gases son inflamables (y/o prueba de presencia de acetileno es positiva). En este caso existe falla interna incipiente que debe localizarse y eliminarse antes de volver a energizar el transformador.
- Hay gases en el relevador pero la presión es negativa por lo que al abrir la válvula de purga se absorbe aire y el nivel de aceite baja más en el relevador. En este caso el nivel de aceite está muy bajo, si se tienen fugas de aceite, elimínense éstas, normalícese el nivel de aceite y energícese el transformador. Esta situación también puede presentarse con temperaturas muy bajas.

La alarma opera y prácticamente al mismo tiempo el transformador se dispara ya sea inmediatamente antes o inmediatamente después de la alarma.

B.2.2 Protección de Sobrepresión ó Presión Súbita 63P.

En transformadores con sello hermético (sin tanque conservador) la unidad de disparo del relevador Buchholz no es aplicable por lo que puede utilizarse una unidad de sobrepresión. También puede utilizarse un relevador de presión súbita, el cual responda a la velocidad de cambio de la presión (5 lb/plg^2) y no al valor mismo de ésta, consiguiéndose tiempo de operación de 1 a 6 ciclos para fallas severas [6],[36],[43].

La válvula de sobrepresión, también conocida como válvula de seguridad es un dispositivo mecánico compuesto por una compuerta o diafragma aprisionada con un resorte que es vencido cuando la presión interna del transformador aumenta. Una vez abierta la compuerta y aliviada la sobrepresión vuelve a cerrarse. En algunas válvulas se cuenta con microinterruptores para mandar una señal de alarma, además un indicador de operación colocado sobre la misma válvula y que se puede observar cuando se ha operado la válvula por un problema interno en el transformador, que se derivó en una sobrepresión.

Algunos errores de operación que pueden presentarse con relevadores actuados por gases, sobrepresión y presión súbita; debido a la alta sensibilidad de los mecanismos que operan contactos de mercurio, son por los siguientes motivos:



- Movimientos sísmicos.
- Choque mecánico en algún punto cercano.
- Vibración o movimiento de aceite ocasionado por cortocircuitos externos al transformador.
- Vibración debida a flujos magnéticos normales o al energizar el transformador.

En todo caso la ausencia de gases en el relevador después de haber operado, nos indicará una operación indeseable.

B.2.2 Protección Térmica 49T.

La temperatura del punto caliente (hot spot) en los devanados de un transformador de potencia influye considerablemente sobre la velocidad de deterioro del aislamiento.

La protección del transformador contra daño debido a temperaturas excesivas del punto caliente es proporcionada por un relevador térmico que responde tanto a la temperatura del aceite como al efecto calentador de la corriente de carga; en estos relevadores el elemento del termostato está sumergido en el aceite y recibe además una corriente proporcional a la corriente de carga, de tal manera que la temperatura del elemento se relaciona con la temperatura total que los devanados del transformador alcanzan durante su operación [6],[8],[36],[43].

El relevador de sobretemperatura es un dispositivo capaz de detectar condiciones anormales de temperatura, consta de un elemento bimetálico formado por dos metales que tienen propiedades de expansión proporcionales con calor, este dispositivo está montado en el aceite caliente y lleva la corriente proporcional a la carga en el bobinado, cuando el bobinado ha alcanzado la temperatura máxima de seguridad, el elemento bimetálico se calienta y se extiende, jalando un gatillo que cierra un contacto y arranca los ventiladores para efecto de enfriamiento. Si la temperatura continua subiendo, cierra un segundo contacto y da una alarma de temperatura, y si la temperatura continua en ascenso finalmente cierra un tercer contacto que manda un disparo de interruptor por sobretemperatura, de tal manera que permita al transformador liberar carga si esta excede de un valor máximo de seguridad, antes de que ocurra un daño severo al equipo y así mantener la carga segura en todo momento.

B.2.3 Protección de Bajo Nivel de Aceite 71T.

Los indicadores de nivel de líquidos (tipo magnético), son aparatos indicadores auto-contenidos, a prueba de intemperie, sumergibles a prueba de choques, operados por flotador, para uso con aceite. Los indicadores de nivel con contactos se utilizan para activar un circuito pequeño con campana, lámpara o relevador. Los indicadores de nivel normalmente se embarcan montados en el tanque del transformador u otro equipo y requieren un mantenimiento mínimo.

Los indicadores son instrumentos de precisión compuestos de dos partes principales: la caja exterior y el cuerpo. La caja o ensamble exterior contiene la carátula graduada y la aguja indicadora. La aguja está montada directamente en el extremo delantero de la flecha en cuyo extremo posterior está montado a un potente imán. Está herméticamente cerrada y no debe someterse al vacío, pues se rompería el cristal. La caja exterior ya colocada

cubre y protege los tornillos de montaje con los que se fija el cuerpo del instrumento a la brida o placa de montaje en el tanque del transformador u otro equipo. El cuerpo está sellado contra la entrada de aceite y contiene un segundo potente imán que se sitúa en frente al de la caja exterior. Este imán está montado sobre una flecha que en su otro extremo tiene el brazo con el flotador [6],[8].[36],[43].

En operación al moverse el brazo con el flotador hace girar al imán del cuerpo, el cuál a su vez hace girar en la misma forma al imán de la caja exterior y con el la aguja que está montada en la misma flecha.

En indicadores con contactos hacia alarma, un microinterruptor colocado dentro de la caja exterior actúan cuando la flecha de la aguja llega a una posición predeterminada.

B.2.4 Protección Diferencial del Transformador 87T.

La protección diferencial es el medio más comúnmente empleado para proteger transformadores de aproximadamente 10 MVA y superiores contra fallas internas. En este esquema de protección, los transformadores de corriente deben ser conectados de tal forma que la señal neta hacia la bobina de operación del relevador sea la diferencia entre las corrientes de entrada y salida.

Pueden emplearse 3 clases de relevadores para implementar la protección diferencial, tales como:

- Relevadores de sobrecorriente de tiempo, normalmente con disparo instantáneo con un ajuste alto de corriente.
- Relevadores diferenciales de porcentaje, con restricción efectuada por las corrientes de entrada y salida del transformador.
- Relevadores diferenciales de porcentaje con restricción efectuada por una o más armónicas, en adición a la restricción efectuada por las corrientes de entrada y salida; la característica de porcentaje puede ser fija o variable.

Las conexiones de los TC's deben efectuarse de forma tal que la corriente neta por la bobina de operación del relevador durante cualquier tipo y localización de falla externa sea substancialmente cero; la Figura B.2.4.1 muestra las conexiones típicas para una protección diferencial de porcentaje de un transformador estrella-delta.

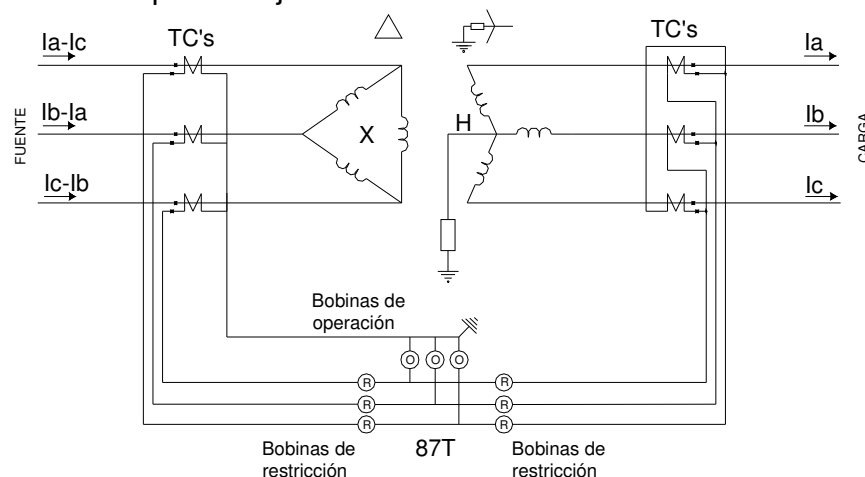


Figura B.2.4.1 Conexión típica para una protección diferencial de porcentaje de un transformador estrella-delta.

En los transformadores con conexiones estrella-delta y delta-estrella, se presentan defasamientos entre las corrientes del primario y las corrientes del lado secundario. Cuando la protección del transformador se hace por medio de relevadores electromecánicos, se tienen que hacer algunos arreglos en las conexiones de los TC's para compensar estos defasamientos. El arreglo típico, consiste en conectar los TC's de manera inversa a la conexión de los transformadores de potencia. Los relevadores digitales, ofrecen la ventaja de que los TC's pueden conectarse en estrella en ambos lados del transformador, y además no se requiere relaciones determinadas de los TC's, ya que un algoritmo de protección calcula un factor de compensación para referir las corrientes del secundario al primario y reducir la corriente diferencial presente debido a la diferencia en las relaciones de transformación de los TC's [1],[2],[4],[5].

De tal manera, que para comprender el funcionamiento de la protección diferencial, considere una fase de un transformador con dos devanados tal como se muestra en la Figura B.2.4.2. Durante la operación normal de transformador ideal, se supone que los amper-vuelta del primario son iguales a los del secundario, es decir: $N_1 i_{1p} = N_2 i_{2p}$ (B.18)

Además, se considera que la relación de transformación de los TC's es: $1:n_1$ y $1:n_2$ en el primario y secundario, respectivamente. Entonces, las corrientes en el devanado secundario de los TC's están relacionadas por: $N_1 n_1 i_{1p} = N_2 n_2 i_{2p}$ (B.19)

Si se seleccionan los TC's de tal manera que se obtenga que $N_1 n_1 = N_2 n_2$, entonces se tiene que las corrientes $i_{1s} = i_{2s}$. De modo que, ante una falla interna esta condición no se cumple y, se tiene una corriente diferencial grande dada como: $i_d = i_{1s} - i_{2s}$ (B.20)

La corriente diferencial es una medida altamente sensitiva para una falla interna, de manera que si se usa un relevador de sobrecorriente R, como se observa en la Figura A.2.4.2 se tendrá una excelente protección.

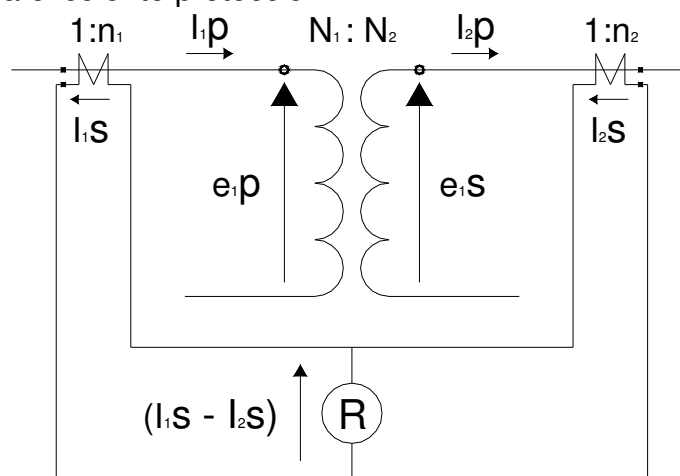


Figura B.2.4.2 Conexión de la Protección Diferencial.

Sin embargo, la aplicación de la protección diferencial mediante un relevador de sobrecorriente no puede ser implantada fácilmente, debido a los factores siguientes:



- Dificultad para conseguir que la relación de los TC's cumpla la condición:

$$N_1 n_1 = N_2 n_2 \tag{B.21}$$

- Errores de transformación en los TC's, debidos a ligeras variaciones en la manufactura.
- La existencia de cambiadores de derivaciones.

Para evitar que el relevador opere en falso se deben tomar en cuenta los factores antes mencionados, una posible solución es ajustar la corriente de operación arriba de la corriente diferencial provocada por estos factores, lo que puede ocasionar pérdida de sensibilidad [6],[8],[36],[43].

Para resolver el problema de sensibilidad se utiliza el relevador diferencial de porcentaje, en el cual la corriente diferencial deberá exceder un porcentaje fijo de la corriente que circula a través del transformador. Esta corriente se define como el promedio de la corriente primaria y secundaria.

$$i_r = \frac{(i_{1s} + i_{2s})}{2} \tag{B.22}$$

La corriente i_r se conoce como "corriente de restricción", la cual produce un par de oposición al par generado por la corriente diferencial, la característica de operación de un relevador diferencial se presenta en la Figura B.2.4.3.

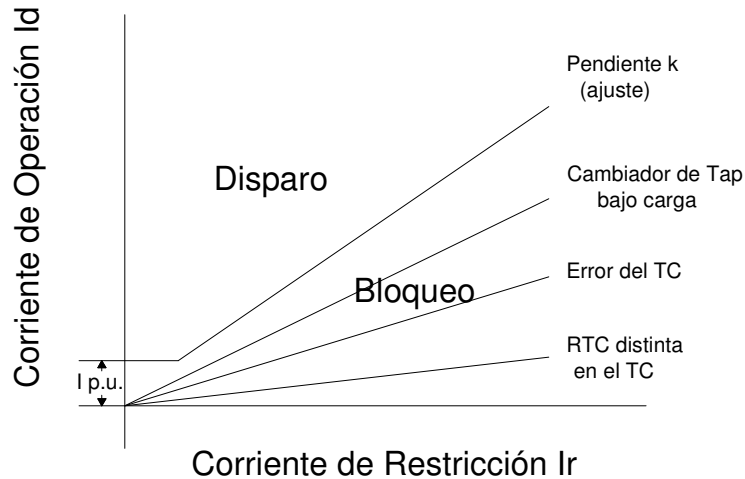


Figura B.2.4.3 Característica de la protección diferencial de porcentaje.

El relevador opera cuando se cumple: $i_d \geq k i_r$. (B.23)

Donde: k es la pendiente de la característica diferencial de porcentaje.

Los valores típicos de K pueden ser 10%, 20% y 40%, estos valores indican que un relevador con $K=10\%$ es más sensible que otro con $K=40\%$. El relevador opera cuando la corriente diferencial es mayor que la corriente de arranque, la cual se define en un valor de magnitud pequeño, alrededor de 0.25 A secundarios.

B.2.4.1 Protección diferencial con relevadores de sobrecorriente de tiempo.



Los relevadores de sobrecorriente sin restricción son muy poco usados para protección diferencial por ser susceptibles de operaciones en falso por las causas siguientes:

- Corriente de magnetización cuando se energiza el transformador.
- Errores de saturación y desacoplamiento (mismatch) de los TC's.
- Corriente de excitación excesiva cuando el transformador está sobreexcitado.

B.2.4.2 Protección diferencial con relevadores diferenciales de porcentaje.

Para evitar disparos indebidos causados por desacoplamiento (mismatch), se incorpora la restricción para fallas externas; con ello es posible un ajuste más sensible y una operación más rápida con bajas corrientes de falla; el par de restricción desaparece, o es un porcentaje muy pequeño del par de operación, cuando la falla es interna.

La restricción es definida como el porcentaje de corriente requerida a través de la bobina de operación para vencer el par de restricción y es llamada la pendiente característica; esta pendiente puede variar entre 15 y 50%, dependiendo del rango de las derivaciones (taps) en el transformador de potencia.

B.2.4.3 Protección diferencial con relevadores diferenciales de porcentaje con restricción de armónicas.

Las corrientes de falla en los sistemas de potencia contienen una componente senoidal casi pura y una componente transitoria de corriente directa. En cambio las corrientes de energización o de magnetización del transformador contienen porcentajes elevados de corrientes de armónicas; por lo que, estos porcentajes altos de corrientes de armónicas pueden alterar el funcionamiento del relevador al grado de que este pueda confundir estas corrientes con una corriente de falla interna.

Los relevadores diferenciales con restricción de armónicas separan las armónicas de la componente fundamental mediante filtros, trabajando como sigue:

- a) La corriente que proviene de los transformadores de corriente pasa por las correspondientes bobinas de retención (componentes: fundamental, armónicas y CD).
- b) Exclusivamente la componente fundamental de la corriente diferencial pasa por la bobina de operación.
- c) Las componentes armónicas de la corriente diferencial pasan también por las bobinas de retención.
- d) Cuando se hace pasar una corriente por uno de los devanados de retención (igual a la corriente diferencial) con un contenido alto de armónicas, como simulando la energización de un banco, el relevador no operará si el contenido de armónicas es superior al 15% o 20% (porcentaje típico) de la componente fundamental. Si el contenido de la segunda armónica es del 63% el relevador no operará por corriente de energización. Por el contrario si se tratara de una corriente de falla (prácticamente sin armónicas) el relevador operará.
- e) Este tipo de relevador tiene por lo general una unidad de sobrecorriente instantánea que operará en caso de que la corriente de falla (interna), sea demasiado grande y sature los transformadores de corriente (e incluso transformadores internos de los relevadores) originando que hubiera porcentaje alto de armónicas (no intrínsecos a la corriente de falla) que pudieran bloquear al relevador.



B.2.4.4 Protección diferencial con relevadores diferenciales de porcentaje con unidad de bloqueo operada por armónicas.

Este relevador tiene el mismo principio que el anterior pero con dos unidades diferentes. Una unidad diferencial normal de porcentaje y otra con restricción de armónicas que opera únicamente con corriente diferencial.

Para que haya disparo deberán operar ambas unidades:

- a) Para fallas externas la unidad diferencial de porcentaje no operará, mientras que la unidad con retención de armónicas, podrá o no operar; por lo que no hay disparo.
- b) Para energización del banco con corriente de inrush la unidad diferencial de porcentaje si operará, mientras que la unidad con retención no; sin haber disparo.
- c) Para falla interna ambas operarán, dándose el disparo.
- d) También se prevé una unidad instantánea que mandará disparo por sí sola en caso que durante una falla interna severa los transformadores de corriente se saturen y la unidad con retención de armónicas no opere [60].

B.2.5 Protección de Respaldo por Sobrecorriente 50/51 y 51TN.

La protección de sobrecorriente se diseña para operar cuando la magnitud de la corriente que fluye por el elemento protegido es mayor que la corriente de ajuste, (magnitud predeterminada). Los valores anormales de corriente pueden ser provocados por sobrecargas en el sistema y por cortocircuitos. Estos niveles excesivos de corriente pueden provocar daño térmico o mecánico a los elementos del sistema, e influenciar negativamente en la calidad del servicio eléctrico por caídas de voltaje y, en ciertas condiciones, pueden afectar la estabilidad del sistema de potencia.

Como es conocido, los esquemas de protección deben distinguir entre las corrientes debidas a fallas externas o corriente de carga en estado estable y las corrientes producidas por las fallas internas. Sin embargo, una falla externa que no es liberada rápidamente o corrientes debidas a grandes cargas, producen sobrecalentamiento en los devanados del transformador y a su vez la degradación del aislamiento. Esta situación, favorece la aparición de fallas internas. El efecto de una falla interna sostenida puede producir arcos, incendios, fuerzas mecánicas y magnéticas que finalmente dañan los devanados, el tanque, las boquillas e inclusive a equipos cercanos. Por lo tanto, se debe seleccionar y ajustar correctamente los dispositivos de protección por sobrecorriente que protegen al transformador.

La protección contra excesivas sobrecargas o fallas externas frecuentes se realiza mediante relevadores de sobrecorriente con retraso de tiempo. El ajuste de la corriente de arranque se define en 115% de la corriente de sobrecarga permisible, este margen cubre la incertidumbre de los TC y de la calibración de los relevadores.

Los relevadores de sobrecorriente con retraso de tiempo deben coordinarse con los dispositivos de protección del lado de baja, tales como: fusibles y relevadores de sobrecorriente en la protección de fallas entre fases, relevadores direccionales de fase en transformadores conectados en paralelo y los relevadores de tiempo en la protección



contra fallas del interruptor en bajo voltaje, entre otros. Por lo que el dial de tiempo dependerá de esta coordinación.

La aplicación de relevadores de sobrecorriente instantáneos en la protección de transformadores debe evaluarse cuidadosamente, para evitar que este opere debido a las corrientes súbitas de magnetización o ante fallas en el lado de baja tensión.

El ajuste de relevadores de fase de sobrecorriente en transformadores significa tomar una decisión entre los requerimientos de operación y los de protección; el ajuste de la corriente de arranque debe ser suficientemente alto para permitir sobrecargar al transformador cuando sea necesario, lo que disminuye la protección; es decir, a mayor corriente de arranque, menor protección. En la protección del transformador es común seleccionar un ajuste, del 150 al 300% de la capacidad OA, y aún mayor en caso de existir protección de sobrecorriente en el devanado secundario.

La detección de fallas a tierra puede realizarse con relevadores de sobrecorriente en conexión residual o con relevadores de sobrecorriente o sobrevoltaje conectados en el neutro.

Para detectar adecuadamente fallas a tierra en devanados de transformadores conectados en estrella aterrizada, el relevador debe distinguir las fallas internas de las externas a la zona protegida. Cuando el transformador está aterrizado a través de una alta impedancia; puede en estos casos ser necesario utilizar un relevador de sobrecorriente de tiempo en el neutro del devanado del transformador aterrizado con impedancia o un relevador tiempo de sobrevoltaje conectado en paralelo con la impedancia del neutro. Estos relevadores deben ser coordinados con los relevadores de alimentadores y líneas a las que respalden.

B.2.7 Protección de Respaldo por Relevadores de Distancia 21.

Su uso se recomienda cuando las líneas adyacentes al transformador tienen protecciones de distancia ya que su tiempo de operación es fijo e independiente de la generación.

Los relevadores de sobrecorriente de tipo inverso con tiempo mínimo definido también facilitan la coordinación con relevadores de distancia.

Cuando estos relevadores “viendo” hacia el transformador con un alcance ligeramente superior al de su impedancia, es con el propósito de respaldar a la protección diferencial; su tiempo de operación puede hacerse muy bajo, sin ocasionar problemas de coordinación con protecciones diferenciales de alta velocidad de barras o transformador; o con las protecciones de líneas de transmisión [1],[2],[4],[5],[6],[8],[36],[43].

Por supuesto que si además de respaldar a la protección primaria del banco, trabaja también como respaldo de las líneas de transmisión, su operación debe ser superior a los tiempos de la zona 3.

Las desventajas de esta protección son las siguientes:

- Los relevadores de fase pueden requerir relevadores de bloqueo (68) por oscilaciones, dependiendo de su situación en el sistema si el ajuste de su dial o timer es muy bajo.
- Requieren detectores de sobrecorriente o un relevador adicional para bloquear su disparo en el caso de pérdida accidental de voltaje de los TP's (60).



- De los dos puntos anteriores se desprenden que el esquema es bastante complejo, contrastando con la simplicidad y mayor confiabilidad de un esquema con relevadores de sobrecorriente.

B.2.8 Protección contra Sobre Excitación 24 (Volts/Hertz).

El principio elemental de este tipo de protección es conocer que en cualquiera de los devanados de un transformador se tiene lo siguiente:

$$E = 4.44 f N \Phi_m. \quad (\text{B.24})$$

Donde:

E= voltaje inducido en volts (rms).

f= frecuencia en ciclos por seg.

N= número de vueltas del devanado en cuestión.

Φ_m = valor máximo del flujo que concatena con el devanado en webers (supuestamente sinusoidal).

Para un transformador energizado con un voltaje sinusoidal y en vacío se tiene que para el devanado primario (desde donde se energiza):

$$V \approx E.$$

V= voltaje terminal en dicho devanado.

Lo anterior se debe a que la corriente de excitación (despreciable) que circula produce una caída relativamente pequeña a través de él. Para los devanados secundarios $V=E$ exactamente [1],[2],[4],[5].

Se puede escribir entonces, para el devanado primario:

$$V \approx 4.44 f N \Phi_m. \quad (\text{B.25})$$

Si el voltaje aplicado V es sinusoidal se ve que el flujo también es sinusoidal y se justifican los siguientes supuestos a los diferentes simbolos:

$$\phi_m = \frac{V}{4.44 f N} \quad \text{es decir; } \phi_m \propto \frac{V}{f}. \quad (\text{B.26})$$

Si de alguna manera el voltaje aplicado se mantiene constante y se hace disminuir la frecuencia, el valor V/f y por ende el flujo máximo aumenta, con el consiguiente aumento de pérdidas por histéresis y por corrientes de Foucault, lo que provoca un mayor calentamiento en el núcleo. La corriente de excitación necesaria también aumenta pudiendo tener un contenido alto de armónicos si el núcleo se satura en cada semiciclo.

Los transformadores más susceptibles de dañarse por sobre excitación son los de unidad (acoplados al generador) bajo las siguientes circunstancias:

- Cuando se realiza el arranque del generador, estando el campo bajo el control del regulador de voltaje mientras que el generador va aumentando su velocidad.
- Durante un disparo de generador (intencional o por falla), se deja conectada la excitación para conseguir una más rápida desaceleración.
- Aunque menos probable, puede presentarse sobre excitación durante un rechazo de carga.



Los relevadores volts/hertz contra sobre excitación tienen una característica lineal de voltaje-frecuencia, operando cuando dicha relación excede determinado valor. Aunque es posible obtener reguladores de voltaje con una característica de voltaje-frecuencia que eviten una sobre excitación, se recomienda de todas formas el uso de este relevador como un respaldo contra mal funcionamiento del regulador, o para suministrar protección cuando el regulador está fuera de servicio.

También es cierto que la protección diferencial de transformador puede operar cuando la corriente de excitación aumenta desproporcionadamente; pero puede ocurrir que no tenga la sensibilidad adecuada o que sea del tipo con bloqueo de operación por alto contenido de armónicas, por lo que el transformador puede resultar dañado.

Estos relevadores pueden necesitar un retraso de tiempo adicional en el disparo, por su tendencia a operar con cantidades transitorias de voltaje, ya sea por un voltaje aplicado en forma violenta, como por ejemplo un voltaje de recuperación subsecuente al libramiento de una falla en algún alimentador [36],[43].



APÉNDICE C

C.1 ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA DE SERVICIOS AUXILIARES EN CENTRALES ELECTRICAS.

En el concepto más general, los auxiliares pueden estar alimentados a partir de un grupo auxiliar especial (conjunto turbogenerador independiente pero perteneciente a la instalación de la central), o bien, a partir de la red de energía (alimentación realizada por una conexión particular desde la subestación de la central que constituye una fuente suplementaria, o por último, alimentado por la misma conexión de salida de energía).

Anteriormente en algunos casos, una red de corriente continua de 220 V alimentaba algunos auxiliares esenciales. Actualmente, la corriente continua sólo se utiliza en los circuitos de control, circuitos de señalización, las bombas de aceite de emergencia y para el alumbrado (seguridad y emergencia). Todos los demás auxiliares están alimentados a través de transformadores. Algunas de las tensiones secundarias empleadas son de 6900,5500,4160 Volts o 480,380,220 Volts, según sea la potencia de los motores. El primario de los transformadores está conectado: a la red exterior o a las terminales del generador.

El accionamiento de equipos por turbinas de vapor de emergencia que se ponían automáticamente en servicio en caso de falla, ha sido generalmente eliminado.

El concepto actual de servicios auxiliares conduce a gastos relativamente menos elevados. El consumo de energía auxiliar se reduce igualmente por el buen rendimiento de los transformadores (99% aproximadamente).

Los motores utilizados son en la mayoría de los casos, motores asíncronos, jaula de ardilla que arrancan con plena tensión. Su equipo simple (supresión de reostatos, escobillas, etc) los hace robustos y con poca necesidad de mantenimiento [24],[26],[27],[42].

C.1.1 Algunas Tensiones Actualmente Utilizadas.

En corriente alterna se tienen las siguientes tensiones:

- 6900,5500 o 4160 Volts. Para potencias superiores a 250 HP.
- 480 o 380 Volts. Para potencias inferiores a 250 HP.
- 220 Volts. Para circuitos de alumbrado.
- 120 Volts. Para alimentación de aparatos de instrumentación y circuitos lógicos de control.

En corriente continua se tienen las siguientes tensiones:

- 220 Volts. Para alimentación de emergencia de bombas de aceite de lubricación de turbina, alumbrado de emergencia de la sala de control, así también para alimentación a motores generadores conectados a barras de corriente alterna (120 Vca) de seguridad.
- 125 Volts. Para los circuitos lógicos de control, circuitos de control de interruptores de B.T. y M.T. de corriente alterna, así como para circuitos de protecciones eléctricas.

- 48 Volts. Para circuitos de señalización y de regulación.

C.1.2 Configuración de Auxiliares Eléctricos en una Central Eléctrica.

Las centrales modernas están constituidas por “grupos o unidades de producción”, cada grupo consta de: un generador de vapor (caldera), una turbina alimentada con vapor procedente directamente del generador de vapor, y un generador eléctrico acoplado a la turbina.

El conjunto de turbina y generador eléctrico se denomina “turbogenerador”. El generador eléctrico suministra energía a la red a través de un transformador denominado “transformador principal”. Un transformador auxiliar se utiliza para la alimentación de los servicios auxiliares propios del grupo. El primario de este transformador está conectado directamente a las terminales del generador eléctrico, sin interposición de un interruptor automático. La tensión entre fases del secundario del transformador es de 6.9, 5.5 o 4.16 KV.

Los “servicios auxiliares de grupo” constan de los equipos cuyo funcionamiento es indispensable cuando el conjunto “generador de vapor, turbogenerador, transformador” está en servicio.

Los “servicios auxiliares generales” constan de los auxiliares comunes a todos los grupos. Estos tipos de servicios pueden ser alimentados por un transformador independiente que se conoce como “transformador auxiliar de arranque”, cuyo primario está conectado a la red eléctrica exterior [24],[26],[27],[30],[42].

La energía total tomada directamente de los generadores eléctricos y a la red para alimentación de todos los auxiliares de cada central representa alrededor de un 5 al 7% de la energía total producida. El consumo de energía de los auxiliares de grupo representa aproximadamente el 90% del consumo total de los auxiliares.

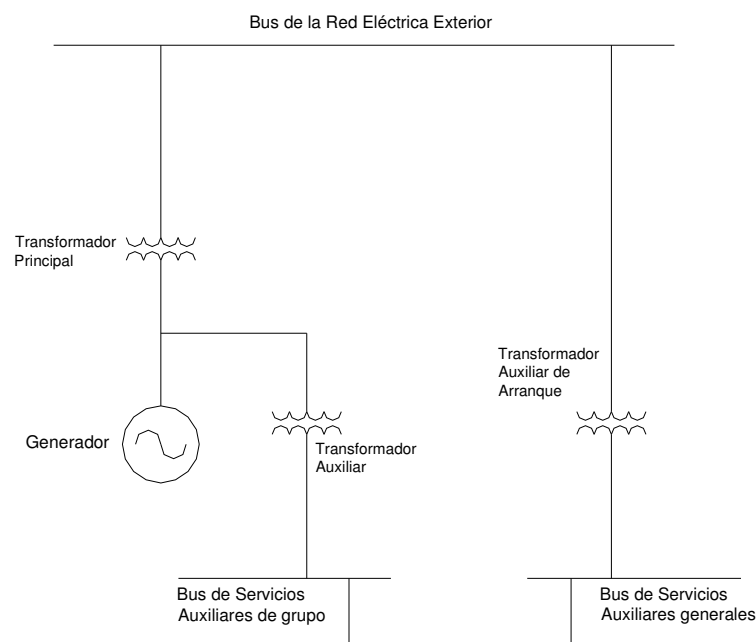


Figura C.1.2 Esquema de alimentación de auxiliares.

C.1.3 Esquemas de Alimentación Eléctrica de Auxiliares.

En las condiciones de alimentación eléctrica de auxiliares, a partir de la red de energía, a través de un transformador y teniendo en cuenta la necesidad de permitir, como en la alimentación desde un grupo especial, el suministro de energía desde el grupo a sus auxiliares (después de desacoplar al generador por causa de falla existente en la red, el grupo debe poder seguir alimentando a sus auxiliares para asegurar el funcionamiento de éstos).

Los diferentes modos de alimentación de auxiliares dependen de:

a) De la existencia de una fuente complementaria, suficientemente potente para efectuar el arranque del grupo.

Los auxiliares están alimentados desde esta fuente a través de un transformador denominado “transformador auxiliar de arranque (T.A.A.)”. Una vez efectuado el arranque se procede al cambio de auxiliares, de modo que se alimenten directamente desde el alternador a través de un transformador denominado “transformador auxiliar de grupo (T.A.G.)”. Se dice en este caso que existe alimentación doble de auxiliares Figura B.1.3.1.

Sin embargo, al no existir este tipo de fuente, el arranque debe efectuarse desde la línea de salida de energía, a través del único transformador de auxiliares. Se dice en este caso que existe alimentación simple de auxiliares Figura C.1.3.2.

b) De la distancia de conexiones entre la central y la subestación propia (conexiones de salida de energía y conexiones con la fuente complementaria eventualmente).

Se distinguen entre dos tipos:

Conexiones cortas: son las conexiones lo suficientemente cortas para ser consideradas como una prolongación del juego de barras (inferior a 500 m por ejemplo) de manera que la probabilidad de fallas sea inferior al riesgo de averías que habría causado la presencia de reductores de medida.

Las conexiones asimiladas a una línea: cuando la probabilidad de falla es más importante (grado de polución del lugar, niebla, frecuencia de los rayos, etc.), o cuando unos reductores de medida han sido instalados por otras razones, aunque la longitud sea corta (inferior a 2000 m aproximadamente).

Conexiones largas: son las conexiones de longitud superior a las indicadas para las conexiones cortas.

c) De la posición del transformador auxiliar de grupo, con respecto al transformador principal, se pueden distinguir dos casos:

El caso en el que el transformador auxiliar de grupo está conectado a los bornes de salida del generador, antes del transformador principal.

El caso en el que el transformador auxiliar de grupo está conectado a la salida del generador, después del transformador principal.

En el caso en que no exista fuente de alimentación complementaria (alimentación simple de auxiliares) es, no obstante, posible alimentar los auxiliares con la tensión de salida del generador, si se dispone entre el punto de toma de auxiliares y el generador, de un dispositivo de corte cuya finalidad es permitir la alimentación de auxiliares antes de la puesta en servicio del generador [24],[26],[27],[30],[42].

Si dicho dispositivo no posee el poder de corte correspondiente a la potencia de cortocircuito en ese punto, servirá únicamente para el acoplamiento del generador (una protección de sobrecorriente enclavará a este dispositivo para impedir su funcionamiento en el momento en que la corriente sobrepase un valor demasiado elevado, por ejemplo de 1.2 veces la corriente nominal; y las corrientes de cortocircuito serán, pues, eliminadas por el interruptor situado en la parte de alta tensión).

Dispositivos de este tipo están instalados en varias centrales. De todas maneras, gracias a los progresos tecnológicos, es ahora posible realizar dispositivos de corte que puedan cortar el paso de corrientes muy elevadas para tensiones de 16/20/25 KV.

En definitiva, y teniendo en cuenta las observaciones anteriores, los principales modos de alimentación de auxiliares de las centrales térmicas pueden ser seis. Las figuras C.1.3.1 y C.1.3.2 indican los diferentes esquemas correspondientes.

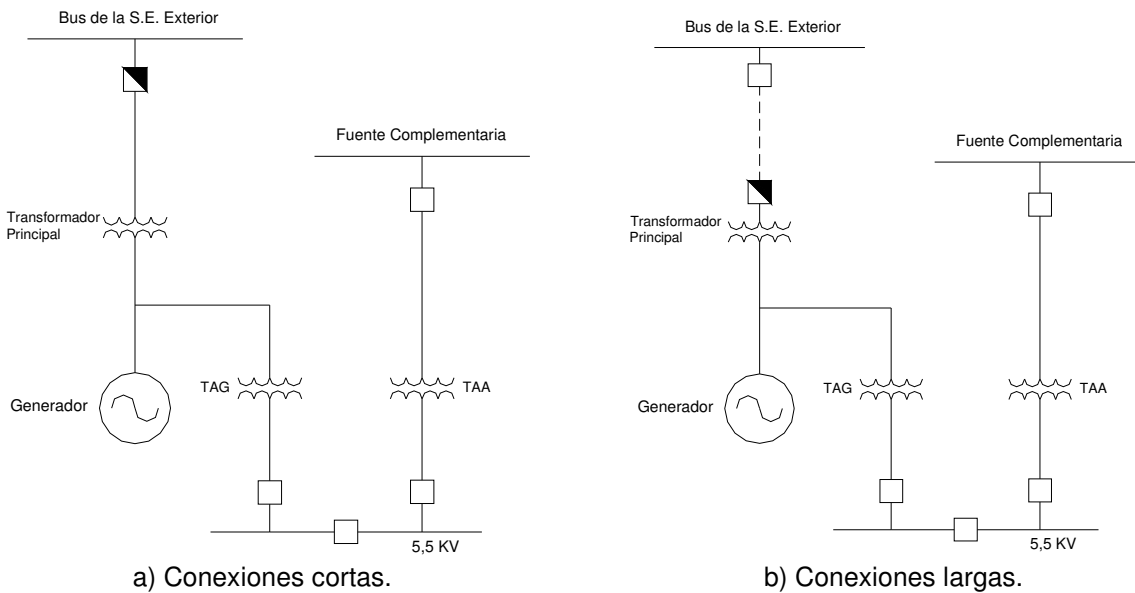


Figura C.1.3.1 Alimentación eléctrica doble de auxiliares.

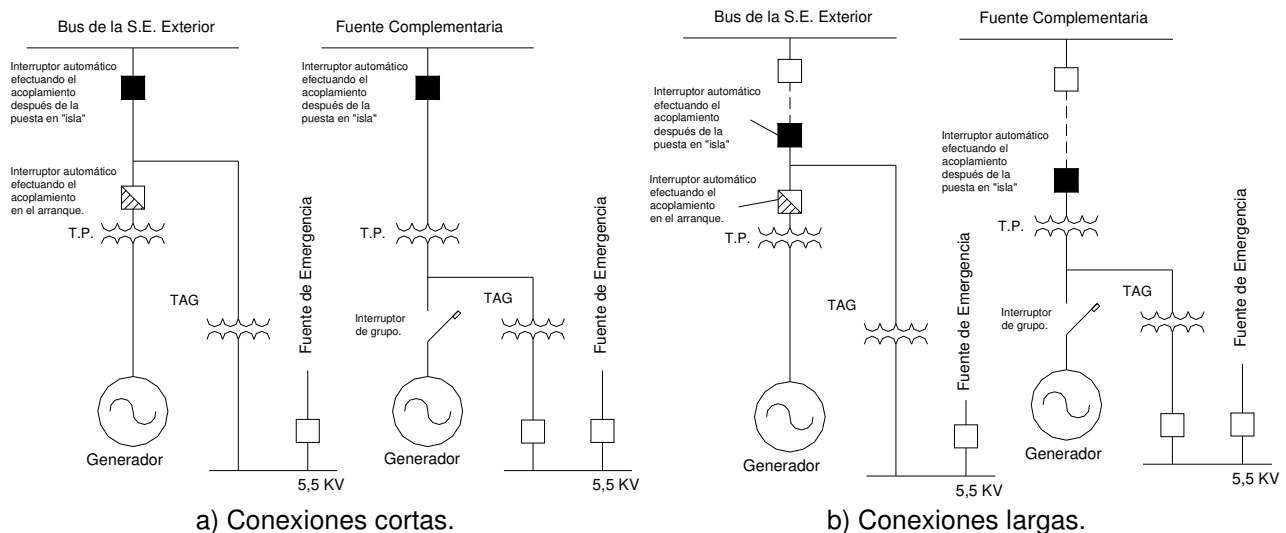


Figura C.1.3.2 Alimentación eléctrica simple de auxiliares.

C.1.4 Transferencia de Alimentación Eléctrica de los Servicios Auxiliares.

Se ha visto que los servicios auxiliares de grupo están normalmente alimentados por el transformador auxiliar de grupo.

Durante el arranque y paro del grupo, sus servicios auxiliares están alimentados por el transformador auxiliar de arranque o por el transformador auxiliar de grupo, si existe un dispositivo de corte entre el generador y el transformador principal (T.P).

Al estar el grupo en servicio, sus auxiliares pueden igualmente ser alimentados en caso de emergencia por el transformador auxiliar de arranque (T.A.A.).

Durante la maniobra de cambio de auxiliares, el transformador auxiliar de grupo y el transformador auxiliar de arranque no deben ser puestos en paralelo.

La maniobra de cambio de auxiliares tiene lugar semiautomáticamente y algunas veces automáticamente, siguiendo un orden bien definido [24],[26],[27],[30],[42].

C.1.4.1 Orden de Maniobras de Transferencia de Auxiliares.

a) Transferencia de alimentación de servicios auxiliares desde el transformador auxiliar de arranque al transformador auxiliar de grupo.

Estas maniobras deben ser llevadas a cabo después del final de las operaciones de arranque del grupo. Durante el arranque del grupo los servicios auxiliares están alimentados por el transformador auxiliar de arranque de arranque Figura C.1.4.1.1.

Cuando el generador empieza a suministrar carga a la red, el transformador auxiliar de grupo está con tensión y el cambio de auxiliares puede entonces realizarse. Después de finalizar las maniobras de cambio de auxiliares, la situación de los interruptores automáticos es la indicada en la Figura C.1.4.1.2.

El interruptor automático B abierto.

El interruptor automático C cerrado.

El interruptor automático A queda cerrado.

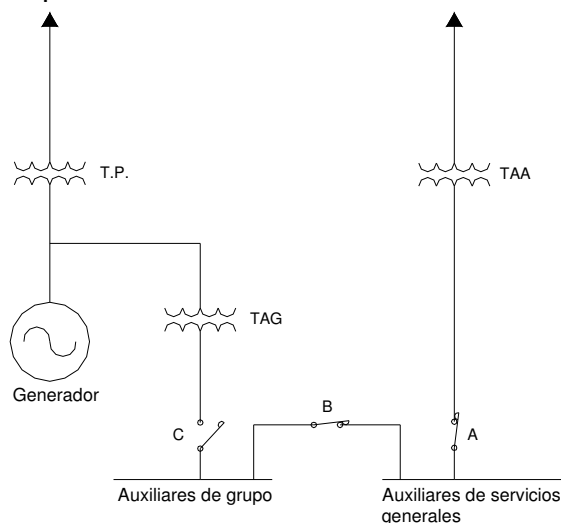


Figura C.1.4.1.1 Alimentación de servicios auxiliares de grupo por el transformador auxiliar de arranque TAA.

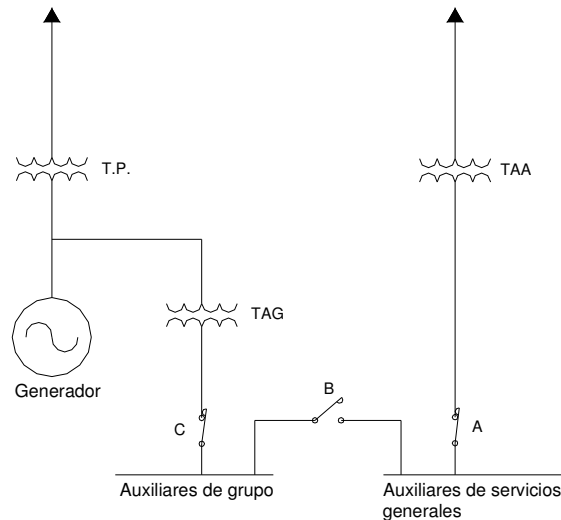


Figura C.1.4.1.2 Alimentación de servicios auxiliares de grupo por el transformador auxiliar de grupo TAG.

Para que en ningún momento los tres interruptores automáticos A, B y C se encuentren cerrados simultáneamente, hay que empezar abriendo el interruptor automático B antes de cerrar el C.

Si la maniobra se hiciese manualmente, no sólo por una falsa maniobra se podrían poner los transformadores en paralelo, sino que, además, el tiempo que transcurriría entre la apertura del interruptor automático B y el cierre del interruptor automático C podría ser o demasiado largo o demasiado corto.

Si el tiempo es muy largo, la velocidad de todos los motores cae a un valor muy bajo y al restablecerse la tensión, la recuperación simultánea de la velocidad de todos los motores provoca un cambio brusco de potencia que no soportaría el transformador. Hay que señalar que una demanda de potencia de este tipo no se presenta durante un arranque normal del grupo, ya que los diferentes motores se ponen en servicio escalonadamente.

Si el tiempo es demasiado corto, caso de la acción casi simultánea de los dos interruptores automáticos, la diferencia de fase entre las tensiones en presencia (tensión de la red y tensión en bornes de los motores funcionando) provocan una fuerte perturbación al acoplarse [24],[26],[27],[30],[42].

El tiempo durante el cual el juego de barras de auxiliares de grupo debe permanecer sin tensión es del orden de un segundo (0.7 segundos).

Para llevar a cabo estas condiciones es indispensable que la secuencia de cambio de auxiliares sea automática.

b) Paso de alimentación de servicios auxiliares desde transformador auxiliar de grupo a transformador auxiliar de arranque.

Estas maniobras deben ser llevadas a cabo en cada paro del grupo.

En ese momento se debe pasar de la alimentación representada por la Figura C.1.4.1.2 a la alimentación representada por la Figura C.1.4.1.1.



Para evitar la puesta en paralelo de los transformadores, se tendrá que abrir el interruptor automático C antes de cerrar el interruptor automático B.

Lo que se ha dicho en el procedimiento de ejecución de maniobras, respecto al ritmo de maniobras, es válido cuando se pasa de la alimentación normal a la alimentación de emergencia.

C.1.4.2 Secuencia Automática de Transferencia de Auxiliares.

El cambio de auxiliares es realizado con una sola maniobra manual, salvo en el caso de un incidente que provoque el desacople del generador por la acción de sus protecciones. El paso a la fuente de emergencia tiene lugar automáticamente.

La secuencia automática es puesta en servicio voluntariamente por una acción de cierre sobre el pulsador de maniobra de uno de los interruptores automáticos B o C, a saber:

- a) Acción de cierre del interruptor automático B para cambio de alimentación normal a alimentación de emergencia. Para evitar la puesta en paralelo de las dos fuentes, el interruptor automático B cerrará automáticamente, sólo después de que haya abierto automáticamente el interruptor automático C.
- b) Acción de cierre del interruptor automático C para cambio de alimentación de emergencia a alimentación normal. El cierre automático del interruptor C deberá tener lugar sólo después de la apertura automática del interruptor automático B.

La orden de cambio de auxiliares tiene lugar mediante relevadores dispuestos en cascada. La tensión continua de 125V para la alimentación de las bobinas de los relevadores es suministrada por el cuadro de fuentes de control y señalización [24],[26],[27],[30],[42].

La Figura B.1.5 muestra el esquema de principio del mando de cambio de la fuente de alimentación. Con el fin de simplificar el esquema, los dispositivos de protección, de autoalimentación y de señalización, no han sido representados.

e: Bobina de cierre del interruptor automático C.

d: Bobina de apertura del interruptor automático C.

e': Bobina de cierre del interruptor automático B.

d': Bobina de apertura del interruptor automático B.

La apertura del interruptor automático C provoca el cierre de los contactos 6 y 3, y la apertura del contacto 7; esta disposición es la representada en la Figura C.1.4.2.

Inversamente, cuando el interruptor automático C está cerrado, los contactos 6 y 3 están abiertos, el contacto 7 está cerrado.

Los contactos 6', 3' y 7' del interruptor automático B tienen la misma disposición que los del interruptor automático C cuando están cerrados o abiertos.

La Figura C.1.4.2 muestra la posición de sus contactos cuando está cerrado.

A cada interruptor automático corresponden 3 relevadores: R1, R2 y R3 para el interruptor automático C; R1', R2' y R3' para el interruptor automático B.

Los relevadores R1 y R1' tienen cada uno dos contactos (1,2 y 1', 2') que cierran instantáneamente cuando sus bobinas (a-a') están energizadas.

Los relevadores R3 y R3' no poseen más que un contacto (5-5') que cierra también instantáneamente cuando sus bobinas (c-c') están energizadas.



Los relevadores R2 y R2' tienen un contacto solamente (4-4') y están temporizados. Cuando sus bobinas están excitadas, el cierre de su contacto sólo se produce después de un tiempo determinado, por ejemplo 1 segundo.

-Funcionamiento de la secuencia. Supongamos que el grupo está acoplado a la red y sus auxiliares están alimentados por la fuente de emergencia a través de las barras de auxiliares de servicios generales (Figura C.1.4.1.1). El interruptor automático C está abierto, el interruptor automático B está cerrado.

El cambio de auxiliares tiene lugar de la siguiente manera:

Presionemos el botón pulsador E para cerrar el interruptor automático C. Ocurre lo siguiente:

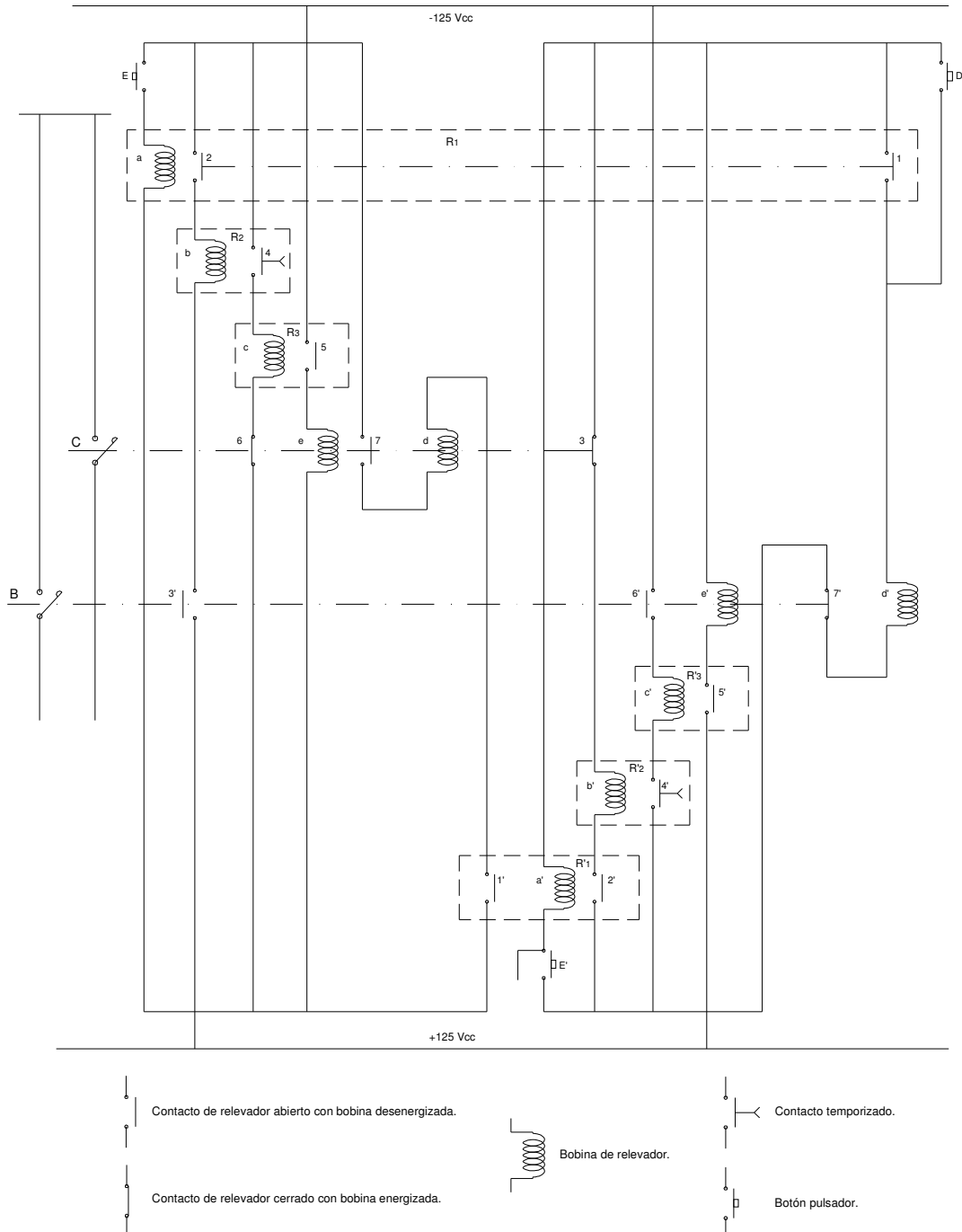


Figura C.1.4.2 Esquema lógico de transferencia automática de auxiliares.



Se ha cerrado el circuito de la bobina “a” del relevador R1 y los contactos 1 y 2 cierran. El contacto 2 situado en el circuito de la bobina “b” del relevador R2 no cierra el circuito, puesto que el contacto 3’ esta abierto cuando el interruptor automático B está cerrado. El contacto 1 cierra el circuito de la bobina de apertura d’ del interruptor automático B que abre.

Al mismo tiempo que abre, el interruptor automático B provoca el cierre del contacto 3’, que a su vez cierra el circuito de la bobina “b” del relevador R2.

El relevador R2 cierra su contacto 4 después de 1 segundo (temporización).

El circuito de la bobina C del relevador R3 cierra a su vez, su contacto 5 se cierra y alimenta al circuito de la bobina de cierre “e” del interruptor automático C. El interruptor automático C cierra.

Por un proceso idéntico se puede abrir el interruptor automático C y cerrar seguidamente el interruptor automático B, basta con presionar el pulsador de cierre E’. Se efectúa de esta manera el cambio de auxiliares en sentido inverso.

C.1.5 Transferencia de Auxiliares por Bajo Voltaje.

La transferencia de servicios auxiliares por bajo voltaje, es transferir la carga de los servicios auxiliares que se encuentran conectados a un transformador auxiliar B o un transformador de arranque (fuente de respaldo), a el transformador auxiliar de la unidad (fuente de alimentación normal), cuando existen condiciones en estado estacionario de operación. Pero cuando se tienen problemas en alguna máquina, condiciones de disparo o paro seguro de unidad, se debe transferir la carga del transformador auxiliar de la unidad a otro transformador auxiliar B o al transformador de arranque. La transferencia de carga de los servicios auxiliares a otra barra o al transformador de arranque, tiene como objetivo reducir el riesgo de daño de los equipos rotatorios conectados a las barras de servicios auxiliares y evitar daños a los equipos principales de la unidad [24],[26],[27],[30],[42].

Algunos tipos de transferencia de auxiliares que podemos mencionar son:

- a) Circuito cerrado de Transferencia.
- b) Transferencia Simultánea – Inmediata.
- c) Transferencia Secuencial – Inmediata.
- d) Transferencia con retraso.

C.1.6 Criterios para una buena transferencia.

- Las componentes del sistema no deben ser sujetos a esfuerzos indebidos.
- Las cargas de servicios auxiliares deben mantenerse en servicio durante y después de la transferencia.

Los componentes del sistema que pueden dañarse durante la transferencia de buses, son los motores e interruptores. Los motores pueden dañarse por grandes corrientes de inrush causadas por el cierre de la fuente alterna con el voltaje residual fuera de fase, los interruptores pueden dañarse al interrumpir una capacidad de corriente mayor a la nominal, cuando se pueda tener la situación de estar las dos fuentes en paralelo [24],[26],[27],[30],[42].



C.2. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR SOBRECORRIENTE.

El objetivo de un estudio de coordinación de protecciones es determinar las características, rangos y ajustes de los dispositivos de protección. En caso de falla, la operación de los mismos deberá ser confiable, rápida y selectiva, para aislar únicamente la parte fallada del sistema. En el procedimiento de un estudio de coordinación de protecciones se deben considerar los siguientes puntos [7],[8],[9],[10]:

- Documentación del sistema.
- Límites de protección del equipo.
- Características de los dispositivos de protección.
- Márgenes de coordinación.

C.2.1 DOCUMENTACIÓN DEL SISTEMA.

Construir un diagrama unifilar del sistemas que se va a coordinar, reunir la información de fuentes, motores, tableros, interruptores de circuitos, transformadores de corriente y de potencial, relevadores, fusibles, transformadores de potencia, reactores, cables y cargas en una representación adecuada.

Escribir el rango y los valores de impedancia de todas las cargas y equipo, considerando las reactancias transitorias y subtransitorias de los sistemas de generación [7],[8],[9],[10].

C.2.1.3 Estudio de cortocircuito.

Como inicio para la selección y ajuste de protecciones es necesario contar con un estudio de cortocircuito, el cual nos va a determinar la capacidad interruptiva adecuada que deben de tener los elementos de protección para asegurar su correcta operación y seguridad ante una falla.

En el estudio de cortocircuito es necesario obtener para cada bus local del sistema eléctrico en estudio, las siguientes corrientes de cortocircuito:

La corriente de cortocircuito momentáneamente (primer ciclo).

La corriente de cortocircuito interruptiva (de 5 ciclos a 2 seg.).

La corriente de falla a tierra.

Las corrientes momentáneas son usadas para seleccionar y/o ajustar las unidades de disparo instantáneas. Las corrientes interruptivas, nos permiten establecer el intervalo de coordinación y la sensibilidad de la protección para el desarrollo del método de corto circuito.

Para un sistema eléctrico de potencia industrial, generalmente se consideran dos tipos de estudio de cortocircuito, uno para falla trifásica y el otro para la falla de línea a tierra [11].

Falla trifásica. Este tipo de falla generalmente es la más severa de todas. Los valores que se obtienen para este tipo de falla se emplean para seleccionar las características del equipo de protección y para llevar a cabo la coordinación.

Falla de línea a tierra. Este tipo de falla es la más frecuente de todas y los valores de la corriente de cortocircuito se emplean para ajustar las protecciones en cuanto a sensibilidad.



Usando las impedancias de los elementos conectados a la red, se calculan los valores de falla máximos y mínimos en los puntos de interés del sistema. Para obtener el mayor valor de corriente de cortocircuito se emplean las reactancias subtransitorias y se supone que todos los generadores y motores están conectados en el sistema.

C.2.1.4 Seleccionar el equipo adecuado.

Cambiar los dispositivos de protección que no cumplan con los requerimientos de cortocircuito y actualizar el diagrama unifilar.

Cambiar los elementos de protección que no cumplan con los requerimientos de la corriente a plena carga del equipo y se anoten en el diagrama unifilar.

C.2.2 LÍMITES DE PROTECCIÓN DE LOS EQUIPOS.

En cualquier estudio de coordinación de protecciones se deberá considerara la protección de transformadores, motores, tableros de distribución y cables. Cada uno de éstos elementos tienen límites de protección que determinan condiciones normales de operación o daño del equipo, éstos límites son utilizados para determinar las zonas de operación de los dispositivos de protección, y para ayudar a determinar los ajustes apropiados de estos dispositivos. Las máximas corrientes de carga junto con las máximas corrientes de cortocircuito determinan los límites de sensibilidad de corriente dentro de los cuales los dispositivos de protección deben operar [7],[8],[9],[10],[16].

Un método adecuado para analizar los límites de protección de los equipos es mediante el desglose de los requerimientos siguientes.

- Condiciones de operación.
- Requerimientos mínimos de protección.
- Capacidad de los equipos para soportar sin dañarse esfuerzos ocasionados por altas corrientes en un periodo de tiempo.

C.2.2.1. Límites de protección para transformadores.

C.2.2.3.1 Capacidad de sobrecarga.

La capacidad de sobrecarga de un transformador se refiere a los amperes a plena carga multiplicados por el factor de enfriamiento y de elevación de temperatura. Los factores por enfriamiento y temperatura se indican en la Tabla C.2.2.3.1 [38],[40],[41].

Tabla C.2.2.3.1. Capacidad de sobrecarga en transformadores.

Capacidad de Sobrecarga.					
Tipo de transformador.	Capacidad en KVA.	Enfriamiento		Temperatura	
		Tipo	Factor	Elevación	Factor
Seco	≤2500	AA	1	150 °C	1
		FA	1.3		
En aceite	≤2500	OA	1	55/65 °C	1.12
				65 °C	1
Tipo	<500	FA	1	55/65 °C	1.12



Centro De Carga.	>500 ≤2000	FA	1.15	65 °C	1
				55/65 °C	1.12
	>2000 ≤2500	FA	1.25	65 °C	1
				55/65 °C	1.12
En aceite Tipo Subestación Primaria.		OA	1	55/65 °C	1.12
				65 °C	1
		FA	1.33	55/65 °C	1.12
				65 °C	1
		FOA	1.67	55/65 °C	1.12
				65 °C	1

AA Enfriamiento con aire natural.

OA Enfriamiento con aire y aceite natural.

FA Enfriamiento con aire forzado.

FOA Enfriamiento con aceite y aire forzado.

C.2.2.3.2.1. Punto de Magnetización.

Es una aproximación del efecto que ocasiona la corriente de magnetización en el transformador, este punto es variable, depende principalmente del magnetismo residual y del punto de la onda de voltaje aplicado cuando ocurre la energización del transformador. La corriente de magnetización de un transformador es considerada como un múltiplo de la corriente nominal, que varía de acuerdo a la capacidad nominal del transformador como se indica en la Tabla C.2.2.3.2. El tiempo de duración de la corriente de magnetización es invariablemente de 0.10 seg [1],[2],[28],[38],[40].

Tabla C.2.2.3.2. Múltiplos para la corriente de magnetización en transformadores[.]

Múltiplos para la corriente de magnetización.	
Capacidad del Transformador.	Múltiplo
kVA ≤ 1500	8
1500 < kVA < 3750	10
3750 ≤ kVA	12

C.2.2.3.2.1. Capacidad de Protección contra Sobrecorriente.

El artículo 450 del NEC lista los límites máximos requeridos para la protección contra sobrecorriente del primario y secundario de transformadores, la Tabla C.2.2.3.3. resume estos límites en p.u. de la corriente a plena carga del transformador [28],[38],[40],[41].

Tabla C.2.2.3.3. Límites de protección por sobrecarga en transformadores.

Impedancia	Lado primario			Lado secundario		
	Voltaje	Interruptor	Fusible	>600V		≤600V
				Interruptor	Fusible	Int. O Fus.
Todas	>600V	≤3X	≤2.5X	Ninguno	Ninguno	Ninguno
Z% ≤ 6		≤6X	≤3X	≤3X	≤2.5X	≤1.25X



6<Z%≤10		≤4X	≤3X	≤2.5X	≤2.25X	≤1.25X
Todas	600V o menos	≤1.25X	≤1.25X			Ninguno
		≤2.5X	≤2.5X			≤1.25X
Z%≤6		≤6X	≤6X			ITP
6<Z%≤10		≤4X	≤4X			ITP

ITP se refiere a protección térmica integrada suministrada por el fabricante.
 X=Corriente nominal del transformador.

C.2.2.3.2.2. Niveles que soporta el equipo.

La capacidad de los transformadores para soportar esfuerzos ocasionados por altas corrientes en un período de tiempo dado sin dañarse, es definida por el American National Standar Institute (ANSI) en la norma C57-109 y es llamado punto ANSI.

El límite máximo de protección del transformador lo determina el punto ANSI, que establece las características que deben cumplir los devanados para soportar sin dañarse los esfuerzos térmicos y mecánicos causados por un cortocircuito en sus terminales considerando periodos definidos. Estos puntos, en múltiplos de la corriente a plena carga (I_{pc}) se resume en la Tabla C.2.2.3.4.

Sin necesidad de recurrir a la Tabla C.2.2.3.4 puede calcularse la corriente ANSI con las ecuaciones siguientes:

Conexión Δ/Δ o Y/Y

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z(\%)} I_{PC} \tag{C.1}$$

Conexión Δ/Y

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z(\%)} I_{PC} (0.58) \text{ Siempre y cuando } 4 < Z(\%) < 7 \tag{C.2}$$

Tabla C.2.2.3.4. Limites máximos de protección en transformadores.

Z(%)	Corriente simétrica RMS en cualquier devanado			
	Múltiplos conexión delta/delta	estrella/estrella.	Múltiplos conexión delta/estrella.	Tiempo ANSI(s).
≤4	25		14.50	2
5	20		11.60	3
5.25	19.05		11.05	3.25
5.50	18.18		10.55	3.50
5.75	17.39		10.05	3.75
6	16.67		9.67	4
6.5	15.39		8.90	4.50
7	14.29		8.29	5
≥8	12.39		7.3	5

El tiempo ANSI se determina de acuerdo a la Tabla C.2.2.3.5.

Tabla C.2.2.3.5. Tiempos ANSI para transformadores.

$4 < Z(\%) < 7$	$t_{ANSI} = Z(\%) - 2$ seg.
$Z(\%) \geq 7$	$t_{ANSI} = 5$ seg.
$Z(\%) \leq 7$	$t_{ANSI} = 2$ seg.

C.2.2.3.2.3. La curva ANSI.

La curva ANSI sustituye al punto ANSI que representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por cortocircuito.

Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar a los transformadores en categorías como se muestra en la Tabla C.2.2.3.6 [28],[38],[40],[41].

Tabla C.2.2.3.6. Categorías de los transformadores.

kVA Nominales de Placa. (devanado primario)		
Categoría	Monofásico	Trifásico
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1668-10000	5001-30000
IV	>10000	>30000

Tabla C.2.2.3.7. Puntos de la curva ANSI en transformadores.

Puntos de la Curva ANSI			
Punto.	Categoría del Transformador.	Tiempo (s).	Corriente (A).
1	I	$1250(Zt)^2$	I_{PC}/Zt
	II	2	I_{PC}/Zt
	III, IV	2	$I_{PC}/(Zt+Zs)$
2	II	4.08	$0.7 I_{PC}/Zt$
	III, IV	8.0	$0.5 I_{PC}/(Zt+Zs)$
3	II	$2551(Zt)^2$	$0.7 I_{PC}/Zt$
	III, IV	$5000(Zt+Zs)^2$	$0.5 I_{PC}/(Zt+Zs)$
4	I, II, III, IV	50	$5(I_{PC})$

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en pu, en base a los kva con enfriamiento OA.

Z_s = Impedancia de la fuente en pu, en base a los kva del transformador con enfriamiento OA.

I_{pc} = corriente a plena carga del transformador en base a su capacidad de enfriamiento OA.

Al calcular los puntos de la curva, es necesario verificar que la impedancia del transformador no sea menor que la impedancia de la tabla C.1.2.3.8, además dependiendo de la conexión de los transformadores los valores de la curva se deben multiplicar por el factor ANSI de la tabla C.1.2.3.9 [28],[38],[40],[41].

Tabla C.2.2.3.8. Impedancias mínimas en transformadores.

Impedancias Mínimas		
Monofásico	Trifásico	Impedancia mínima Z_t en p.u. a la base de los kVA del transformador.
5-25	15-75	0.025
37.5-100	112.5-300	0.0286
167-600	500	0.040

Tabla C.2.2.3.9. Factores ANSI de conexión en transformadores.

Factor ANSI de Transformadores.	
Conexión del Transformador	Factor ANSI
Delta-Delta	0.87
Delta-Estrella Aterrizada	0.58
Delta-Estrella	1.0
Estrella Aterrizada-Estrella	1.0
Estrella Aterrizada-Estrella Aterrizada	1.0
Estrella-Estrella Aterrizada(tipo núcleo)	0.67
Estrella-Estrella Aterrizada(tipo acorazado)	1.0
Estrella-Estrella	1.0
Estrella Aterrizada-Delta	1.0
Estrella-Delta	1.0

La máxima corriente de falla que puede soportar un transformador se calcula como:

$$I_{cc \text{ máx}} = \frac{1.0}{Z_t} \text{ p.u.} \quad (\text{C.3})$$

C.2.2.1 Límites de protección para motores.

C.2.2.1.1 Condiciones de operación.

Los dispositivos de protección deben ajustarse para ser insensibles a corrientes nominales del equipo, esto es, corrientes a plena carga, corrientes permitidas de sobrecarga, corrientes de arranque y magnetización. Estos datos son proporcionados por el fabricante, o impresos en la placa de datos del equipo o tomados de diseños normalizados en normas y/o textos [7],[8],[9],[10],[16].

Cuando no se cuenta con estos datos, las siguientes aproximaciones son adecuadas:

- Un hp es igual a un kva para motores de inducción, con un $f_p=0.8$
- Motores con factor de servicio igual a uno no tienen capacidad de sobrecarga.
- La corriente a rotor bloqueado es igual a 6 veces la corriente a plena carga, para motores de inducción y motores síncronos con factor de potencia unitario, que manejan cargas de baja inercia, para motores síncronos que manejan cargas de alta inercia y tienen factor de potencia unitario, considerar 9 veces la corriente a plena carga.
- El tiempo de duración de la corriente a rotor bloqueado varía de 2 a 30 segundos dependiendo del tipo de inercia de la carga.



La curva característica de tiempo corriente para el motor de inducción también conocida como perfil del motor, esta constituida por los puntos siguientes [7],[38],[40]:

- Corriente a plena carga; es la corriente que demanda el motor en condiciones de voltaje, frecuencia y potencia nominal.
- Corriente de magnetización; es la corriente que circula a través de los devanados del estator cuando el motor se energiza, considerando que se presenta durante 0.10 seg, se estima que su valor puede ser de $I_{mag}=1.76(I_{RB})$ para tensiones mayores a 600v, y $I_{mag}=1.5(I_{RB})$ para tensiones menores a 600v.
- Corriente a rotor bloqueado; es la corriente que demanda el motor al arrancar considerando una velocidad cero (rotor bloqueado), se obtiene a partir de la letra de código del motor y se expresa en kva/hp, para fines prácticos $I_{RB}=I_{PC}(5-7\text{veces})$.
- Tiempo de aceleración; es el tiempo de transición entre la corriente de arranque y la de plena carga del motor. Este tiempo depende de la capacidad nominal, par de arranque y la inercia de la carga (cuando no se conoce se puede tomar 10 seg).
- Tiempo de atascamiento máximo permitido; es el tiempo requerido para que la corriente de rotor bloqueado con la que arranca decaiga a su valor nominal, también representa un punto de la curva limite de calentamiento definida por I_2t .

En la tabla C.2.2.1 se muestra un resumen para calcular la curva de arranque del motor [28],[38],[40],[41].

Tabla C.2.2.1. Información para calcular la curva de arranque o perfil del motor.

Magnitud de corriente (A)	Tiempo(seg)
$I_{RB} = (5 \text{ a } 7) I_{PC}$.	$0.1 \leq t \leq 30$
$I_{mag} = (1.5 \text{ a } 1.76) I_{RB}$	0.1
$I_n = I_{PC}$	$10 \geq t$

C.2.2.1.2 Requerimientos mínimos de protección.

Los ajustes máximos permitidos de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, para la protección contra sobrecarga, son los indicados en la Tabla C.2.2.2 donde se indica el porcentaje de ajuste en función de la corriente a plena carga del motor .

Tabla C.2.2.2. Sobrecarga de motores.

Máxima Capacidad de Protección de Sobrecarga.		
Factor de Servicio ó Elevación de Temperatura.	Ajuste recomendado por el NEC (%).	Máximo ajuste(%).
Si $F_s \geq 1.15$ o $T \leq 40^\circ\text{C}$	125	140
Todos los demás	115	130

Donde:

F_s = factor de servicio.

T = Elevación de temperatura en $^\circ\text{C}$.

Para la protección por sobrecorriente, el código requiere un dispositivo de sobrecorriente el cual debe ser ajustado para disparar a no más de los siguientes porcentajes de la corriente a plena carga indicada en la placa de datos del motor [28],[38],[40],[41].



Tabla C.2.2.3. Protección por sobrecorriente de motores.

Máximo Rango ó Ajuste de Protección Contra Cortocircuito.	
Protección por Sobrecorriente.	Máximo ajuste 250%
Interruptor termomagnético con característica de tiempo.	250%
Interruptor termomagnético con disparo instantáneo.	700%
Fusible instantáneo.	300%
Fusible con retardo de tiempo.	175%

Si la protección por sobrecarga y cortocircuito son parte de una combinación interruptor-arrancador, la protección por cortocircuito puede ser ajustada a un valor $\leq 1300\%$.

C.2.2.1.3 Niveles que soporta el equipo.

En el motor se le conoce como el máximo tiempo de bloqueo tolerable, esto es, el periodo de tiempo durante el cual el motor puede continuar operando con corriente de rotor bloqueado antes de ocurrir una avería.

C.2.2.4. Límites de protección en los tableros de distribución.

Si un grupo de motores en un tablero de distribución está protegido por un interruptor, se requiere graficar la curva de operación del bus que considere el arranque del motor de mayor capacidad más la corriente nominal de los otros motores. El dispositivo de protección debe ajustarse para que opere arriba de esta curva, y no dispare cuando los motores del bus estén contribuyendo con corrientes de cortocircuito en el caso de ocurrir una falla en algún bus adyacente.

C.2.2.5 Límites de protección en los cables.

Para la protección de cables, se debe asegurar que su curva de daño quede sobre la correspondiente del dispositivo que lo protege, en el caso de los interruptores, se deben ajustar a valores de corriente no mayores al 600% de la capacidad del conductor.

Para calcular la curva de daño del cable se utiliza la ecuación proporcionada por el fabricante o las siguientes ecuaciones [38],[40],[41]:

Para el cobre:

$$(I / CM)^2(t)(F_{AC}) = 0.0297(\text{Log}_{10})[(t_f + 234.5)/(t_o + 234.5)]$$

$$I = \left[\left(\frac{0.0297}{t(F_{AC})} \right) \text{Log}_{10} \left(\frac{t_f + 234.5}{t_o + 234.5} \right) \right]^{1/2} (CM) \tag{C.4}$$

Para el aluminio:

$$(I / CM)^2(t)(F_{AC}) = 0.0125(\text{Log}_{10})[(t_f + 228.1)/(t_o + 228.1)]$$

$$I = \left[\left(\frac{0.0125}{t(F_{AC})} \right) \text{Log}_{10} \left(\frac{t_f + 228.1}{t_o + 228.1} \right) \right]^{1/2} (CM) \tag{C.5}$$

Donde:

I = Corriente que fluye por el cable (Amperes).

CM = Calibre del conductor en (circular mils).

t = Tiempo en que fluye la corriente (segundos).

t_0 = Temperatura inicial de un cambio de corriente ($^{\circ}C$).

t_f = Temperatura final después de un cambio de corriente ($^{\circ}C$).

F_{AC} = Relación del efecto piel o relación de CA a CD.

C.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

En un estudio de coordinación de protecciones las características de operación de los dispositivos de protección están representadas por curvas tiempo-corriente en escala log-log. El tiempo cero representa el momento en que ocurre la falla, y todos los demás son posteriores. En un sistema radial todos los dispositivos que se encuentren entre el punto de falla y la fuente detectan corrientes anormales hasta que uno de ellos interrumpe el circuito.

Las curvas de los relevadores de protección se representan por una sola línea y las de interruptores y algunos fusibles por medio de una banda, que indica los límites donde se espera que opere el dispositivo.

Es necesario conocer las características de los equipos de protección, en base a las necesidades de diseño, seleccionar los dispositivos de protección. En el caso de un sistema industrial los equipos de protección en baja tensión son: relevadores de sobrecarga, interruptores termomagnéticos e interruptores de estado sólido, en mediana y alta tensión relevadores con su respectivo interruptor [7],[8],[9],[10],[16].

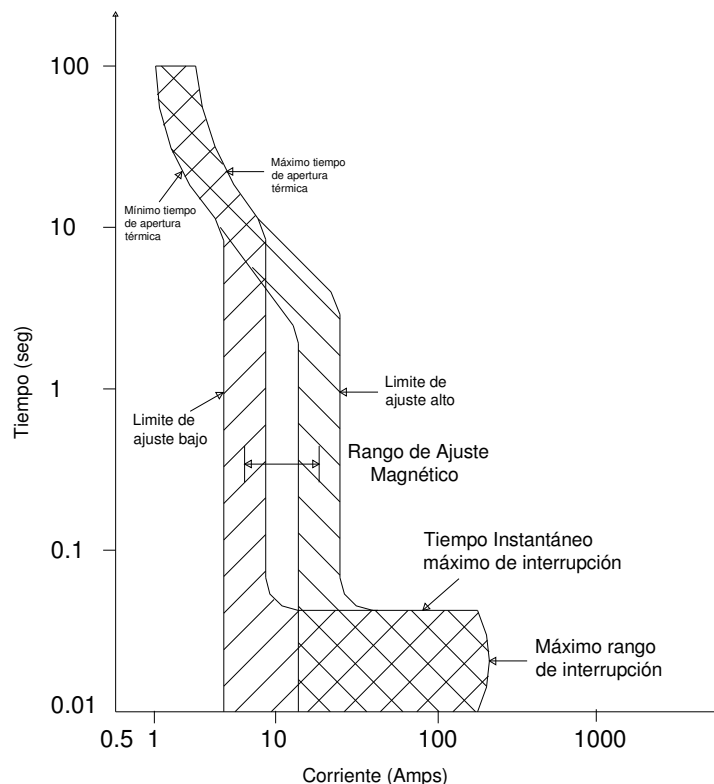


Figura C.2.3.1 Curva característica tiempo-corriente del interruptor termomagnético.

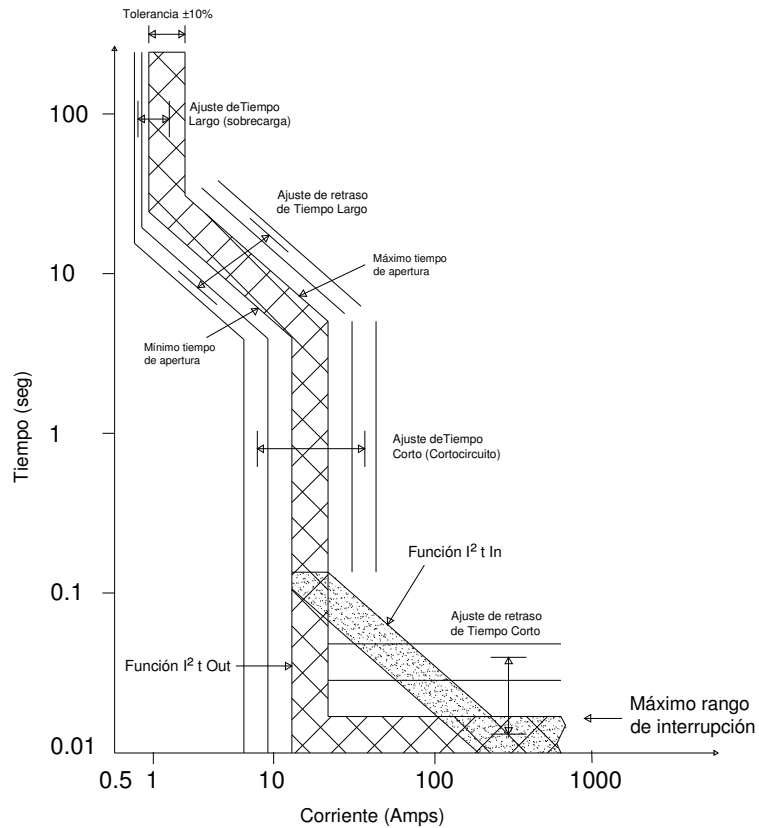


Figura C.2.3.2 Curva característica tiempo-corriente del interruptor de estado sólido.

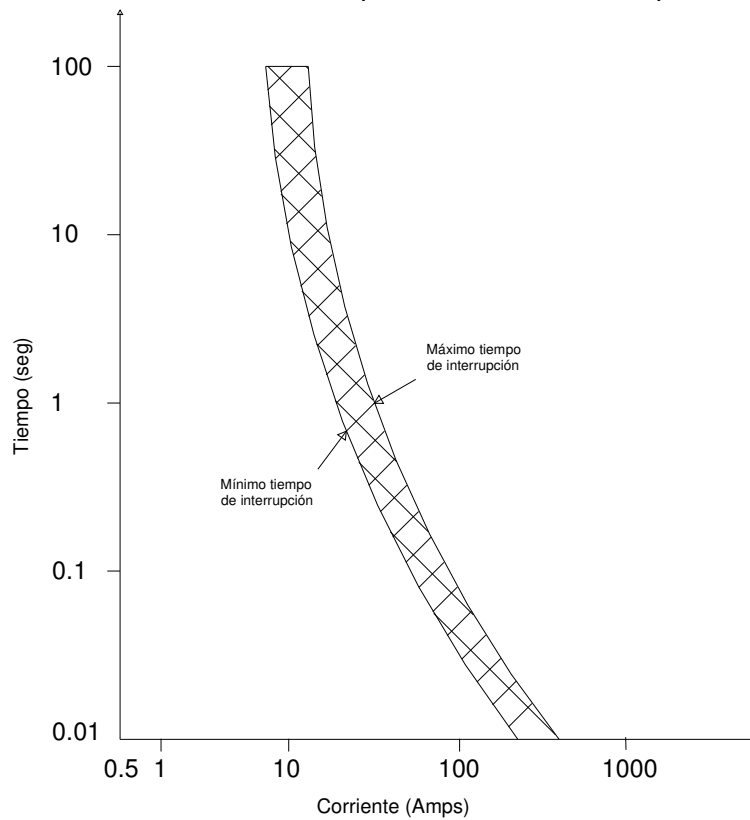


Figura C.2.3.3 Curva característica tiempo-corriente de los fusibles.

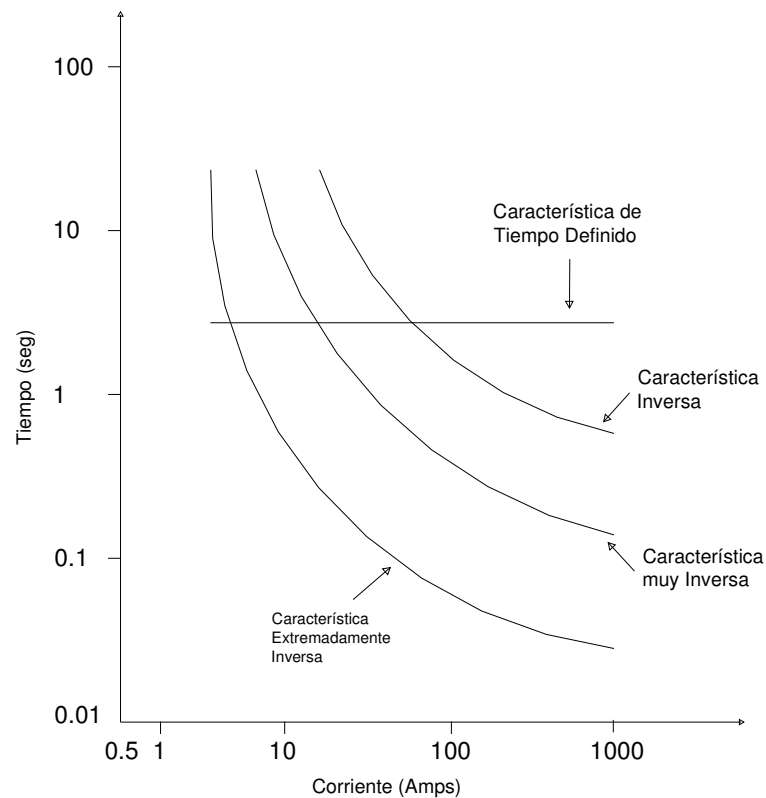


Figura C.2.3.4 Curva característica tiempo-corriente de los relevadores de sobrecorriente.

En la Figura C.2.3.4 se compara entre la forma de las curvas características para cada tipo de relevador, en realidad cada una de estos tipos esta representada por una familia de curvas que permite el ajuste requerido, para una aplicación específica.

C.2.4 MARGENES DE COORDINACIÓN.

Durante la coordinación, deberán considerarse ciertos intervalos de tiempo entre las curvas de los dispositivos de protección, para asegurar su correcta operación secuencial. Estos márgenes se requieren debido a que los relevadores tienen un tiempo de sobrecarrera; los fusibles tienen características de operación bien definidas y los interruptores ciertos tiempos de operación.

Si se coordinan relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, su intervalo es normalmente 0.3 a 0.4 s, distribuidos de la siguiente manera:

El margen permitido entre un relevador y el dispositivo de protección anterior, como en el caso de un fusible o de un interruptor de bajo voltaje con disparo de acción directa, solo requiere de la sobrecarrera del relevador y del factor de seguridad considerado, debido a que el tiempo de apertura de los contactos del interruptor ya se incluye en la curva graficada. Cuando se coordinan dispositivos con disparo de acción directa es necesario verificar que su operación sea en forma secuencial [7],[8],[9],[10],[16],[28].

Existen márgenes de seguridad para lograr una coordinación adecuada entre dispositivos de protección. Estos márgenes se muestran en la tabla C.2.4.

Tabla C.2.4. Márgenes de Coordinación.

Coordinación entre dispositivos	Margen de coordinación
Relevador-Relevador	0.3 a 0.4 s.
Relevador-Interruptor	0.1 a 0.2 s.
Relevador-Fusible	0.3 s.
Fusible-Relevador	0.3 a 0.4 s.
Fusible-Fusible	0.1 s.
Interruptor-Fusible	Espacio claro en gráfica.

Es necesario tener la coordinación de los intervalos de tiempo a través de los dispositivos de protección por sobrecorriente operando en serie, de modo que su operación sea en la secuencia correcta, esto es, la unidad de abajo debe operar antes que la unidad de arriba para corrientes de falla que fluye entre ambos dispositivos.

Los factores que determinan la coordinación de los intervalos de tiempo son:

- Magnitud de corriente de falla del sistema.
- La característica de operación del dispositivo de protección que es considerada.
- Sensibilidad de los dispositivos de protección a las magnitudes de corriente de falla.
- El margen de tiempo debido al dispositivo de protección y al tiempo de operación del interruptor.

En los dispositivos de protección, el margen de tiempo debido al tiempo de operación del interruptor esta incluido en las curvas características del dispositivo de protección, la banda formada por la curva de mínima operación y la curva de operación máxima incluye la tolerancia de fabricación y el tiempo de operación del relevador.

En los relevadores de sobrecorriente, sus características de operación son mostradas como curvas de tiempo-corriente y representadas mediante una sola línea, es necesario considerar adicionalmente los siguientes márgenes de tiempo, para relevadores que son coordinados entre si:

- Sobrecarrera del relevador; es el movimiento del disco de inducción del relevador que continua debido a la inercia después de que la corriente de operación del relevador a dejado de estar presente (no aplica a relevadores de estado sólido y/o microprocesados). El margen comúnmente utilizado es de 0.10 s.
- Tolerancia; esta responde a diferencias de fabricación, ajustes del relevador y precisión de las corrientes de falla. El margen comúnmente utilizado es de 0.17 s.
- El tiempo de operación del interruptor; es el tiempo en el que el interruptor recibe una señal de disparo al tiempo que la falla es liberada. El margen es de 0.13 s.
- Factor de seguridad de 0.12 a 0.22 seg.

En el entendimiento que este margen de tiempo, puede ser menor, dependiendo de la rapidez con que el equipo responda al desarrollar su función, la tolerancia puede ser reducida a 0.07 s.

El tiempo de operación del interruptor es de 3 a 5 ciclos, el tiempo de operación del interruptor puede ser reducido:

- Para un interruptor de 5 ciclos. 0.08 s.



- Para un interruptor de 3 ciclos. 0.05 s.
- Para un interruptor de 3 ciclos con un relevador microprocesado, dan un total de margen de tiempo de 0.12 s.

C.3 PROTECCIÓN DE MOTORES DE INDUCCIÓN DE GRAN CAPACIDAD.

Los motores trifásicos de inducción considerados como grandes o de gran capacidad, son aquellos que tienen potencias mayores de 1000 hp, y que operan en ocasiones en mediana tensión, en donde los esquemas de protección son más complejos con relación a los motores de potencias menores.

En el caso de motores grandes se aplican esquemas de protección que contemplan las protecciones siguientes:

- Protección contra sobrecarga (Relevador térmico) 49M.
- Protección de sobrecorriente instantánea 50M.
- Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo 51M.
- Protección de falla a tierra 50G/51G.
- Protección contra corriente desbalanceada 46M.
- Protección diferencial 87M.
- Protección por secuencia de voltaje 47.
- Protección por bajo voltaje 27M.

En la Figura B.3.1 se muestran las protecciones que recomiendan las normas para motores de gran capacidad [7],[8],[9],[28],[29],[37],[38],[40],[41].

C.3.1 Protección contra sobrecargas.

En esta protección se usan los relevadores térmicos de sobrecarga. El principio de funcionamiento se basa en que un cuerpo que se calienta con una fuente de energía constante con un enfriamiento constante, incrementa su temperatura a un determinado valor.

Su ajuste se hace considerando que los motores deben de soportar algunas sobrecargas de magnitud específica y con una denominación que no dañe, las sobrecargas son mecánicas y producen además de los problemas eléctricos, daños mecánicos, considerando esto la corriente de disparo se selecciona entre el 15 y el 20% de sobrecarga del valor a plena carga.

La característica de estos relevadores tipo térmico es de tiempo corriente, el tiempo de operación a diferentes corrientes como función de la relación I/I_n y a un factor de precalentamiento (I_p/I_n).

Donde:

I = Corriente durante la sobrecarga del motor.

I_n = Corriente nominal del motor.

I_p = Corriente previa a la sobrecarga del motor.

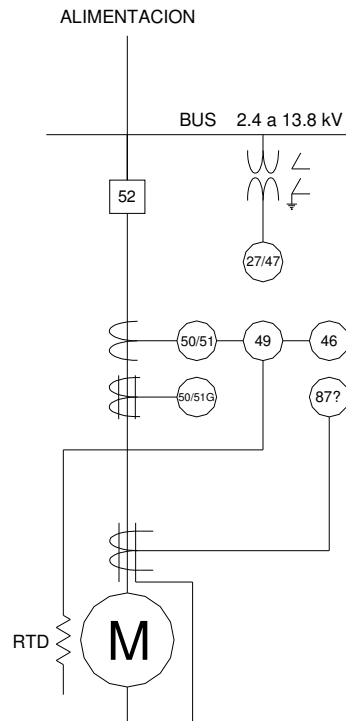


Figura C.3.1 Protecciones típicas para motores ≥ 1500 hp.

C.3.2 Protección de sobrecorriente instantánea.

Este tipo de relevadores de sobrecorriente normalmente no se aplica en circuitos en donde se tengan conectados en serie relevadores del mismo tipo, con los cuales se debe coordinar, a menos que se encuentre una impedancia de un valor suficientemente grande entre ellos, como cables y transformadores. Para ajustar el relevador de sobrecorriente instantáneo (50) se usa el valor de corto circuito de primer ciclo [7],[8],[9],[37],[64].

C.3.3 Protección contra sobrecorriente con retardo de tiempo.

Es una de las protecciones más comunes generalmente se aplica, en motores grandes o en instalaciones en donde el mismo ajuste requerido responde al alimentador con varias cargas en donde se incluye el motor, el ajuste debe ser para la carga pico que maneja el circuito, que normalmente es igual a la corriente del motor mayor más la suma de las corrientes de los motores restantes [7],[8],[9],[37].

C.3.4 Protección de falla a tierra 50G.

Esta protección se usa generalmente como alternativa de la protección por sobrecorriente de falla a tierra (51N), este relevador 50G opera por medio de una señal del TC tipo ventana a través del cual pasan los tres conductores que alimentan al motor, proporcionando de esta manera una protección sensible a la falla a tierra, debido a que la corriente en las tres fases es balanceada en el primario del TC el relevador solo opera con corrientes de falla de fase a tierra que es desbalanceada, por lo que se le debe de dar un ajuste tan bajo como sea posible [7],[8],[9],[37],[64].



C.3.5 Protección contra corrientes desbalanceadas.

Normalmente los voltajes de alimentación trifásica son de igual magnitud y se encuentran defasados 120° entre sí, los voltajes de línea que no están balanceados dan origen a corrientes de secuencia negativa, que gira en secuencia de fases inversa relativa a las corrientes del estator, esto da como resultado un flujo magnético en el estator que gira a una velocidad síncrona en dirección opuesta al rotor. Las corrientes eddy que se inducen en el rotor tienen una frecuencia de dos veces la frecuencia nominal, estas corrientes causan sobrecalentamientos y daños a las partes metálicas externas al rotor. Uno de los peores casos de operación de corriente de secuencia negativa, ocurre cuando se interrumpe una fase. Los valores normales de la corriente de secuencia negativa continua permisible máxima para un motor que opera a plena carga se encuentra entre el 5 y el 15% de la corriente a plena carga del motor [7],[8],[9],[37],[64].

C.3.6 Protección por bajo voltaje.

La protección por bajo voltaje de motores; es para prevenir la prolongación del tiempo de arranque, pérdida de velocidad, y evitar sobrecargas en los motores, la carga debe ser desconectada cuando se presente un bajo voltaje en un determinado período de tiempo, los contactores de CA, generalmente abren entre un 50 a 70% del V_n , esta protección se utiliza para mandar alarma o dejar fuera de servicio el bus, cuando existe un bajo voltaje, generalmente se da un ajuste entre el $(0.7-0.8)(V_n)$ [7],[8],[9],[37],[64].

C.4 CONSIDERACIONES EN EL MÉTODO DE CONEXIÓN A TIERRA.

La conexión de tierra a través de una impedancia; consiste en la conexión de una impedancia limitadora entre el neutro de la conexión del transformador o generador y el sistema de tierras. El valor de resistencia se debe limitar a un valor de $R_n \leq X_{co}/3$. Cuando se limita la falla a través de una baja impedancia, generalmente en sistemas de mediana tensión entre (2.4 – 15 kV), se limitan a un valor de falla a tierra de $1.5 I_n$, un valor típico de limitar la falla a tierra es a 400 A [1],[2],[6],[38],[39],[40].

En sistemas en donde se limitan las sobretensiones transitorias a 2.5 veces la tensión de línea a neutro se cumplen las relaciones $X_0 \leq 20X_1$ ó $R_0 \geq 2.0X_0$ y para la resistencia al neutro $R_0 = 3R_1$, donde X_0 y X_1 son las reactancias de secuencia cero y positiva respectivamente.

Las razones por las que se conecta el neutro a tierra a través de resistencias limitadoras de falla a tierra son:

- Para reducir el flameo y efectos de fundición del equipo eléctrico, tales como interruptores, transformadores, cables y máquinas eléctricas.
- Para reducir los esfuerzos mecánicos en los circuitos y dispositivos donde se produce la falla.
- Para reducir el peligro de descargas eléctricas al personal, causadas por corrientes de retorno a tierra.

- Para reducir explosiones y el riesgo de quemaduras a personal, cuando se de una falla por accidente y este el personal cerca.
- Para reducir la caída de voltaje momentáneo cuando ocurre o se libera una falla a tierra.

Cálculo de la resistencia limitadora de falla a tierra.

Para calcular la resistencia limitadora en el neutro de los transformadores el valor de la corriente de falla a tierra es:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3V}{3R + Z_1 + Z_2 + Z_0} \tag{C.6}$$

El valor de la resistencia de neutro a tierra se puede calcular de la siguiente manera:

$$R_n = \frac{V}{I_{cc1\phi}} - \frac{1}{3}(Z_0 + Z_1 + Z_2) \text{ p.u.} \tag{C.7}$$

Partiendo del valor de falla de línea a tierra $I_{cc1\phi}$ deseado.
La resistencia en ohms.

$$R(\Omega) = \frac{R (KV_{base})^2}{MVA_{base}} \tag{C.8}$$

La potencia de la resistencia.

$$P = VI = \frac{\left(\frac{V}{\sqrt{3}}\right)^2}{R} \tag{C.9}$$

C.4.1. Detección de las fallas a tierra.

En sistemas de mediana y baja tensión, la protección contra fallas a tierra se obtiene comúnmente por medio de tres combinaciones de conexión [1],[2],[7],[8],[38],[39],[40]:

Disposición residual con relevadores; esta combinación detecta la corriente de falla a tierra al percibir la corriente remanente en el secundario de los TC's, estos se conectan de tal forma que el relevador de tierra responda a una corriente proporcional a la suma vectorial de las corrientes de fase, cuando las tres corrientes de fase son balanceadas la corriente en el relevador 51N es cero, la disposición residual se muestra en la Figura C.4.1.1.

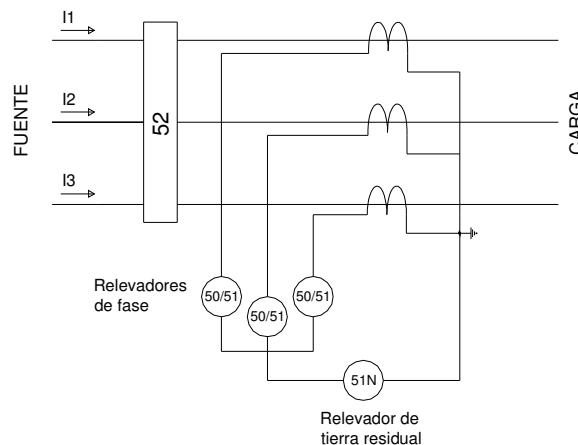


Figura C.4.1.1 Disposición residual del relevador de falla a tierra.

Disposición con sensor a tierra; esta combinación usa un transformador de corriente tipo ventana, las tres fases pasan a través de la misma abertura del transformador de corriente, en cargas con conexión de línea a neutro también se incluye el neutro. En condiciones normales, las fallas que no impliquen tierra y pasen a través del TC dan como resultado un flujo neto igual a cero, no fluye corriente por el relevador de falla a tierra. Si existe una falla a tierra el TC detecta el desequilibrio de corriente que fluye por el circuito del relevador y se activa el relevador. Normalmente la relación de transformación de este TC es de 50/5 o 100/5. En la Figura C.4.1.2 se muestra el arreglo de sensor a tierra.

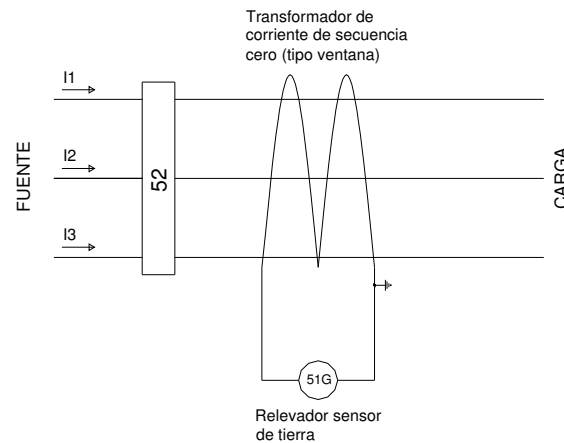


Figura C.4.1.2. Disposición con sensor a tierra.

Disposición con neutro a tierra; en este arreglo se detecta la falla a tierra, conectando un transformador de corriente tipo ventana en el conductor que conecta el neutro del transformador a tierra, se utiliza un relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo. En la Figura C.4.1.3 se muestra este tipo de arreglo.

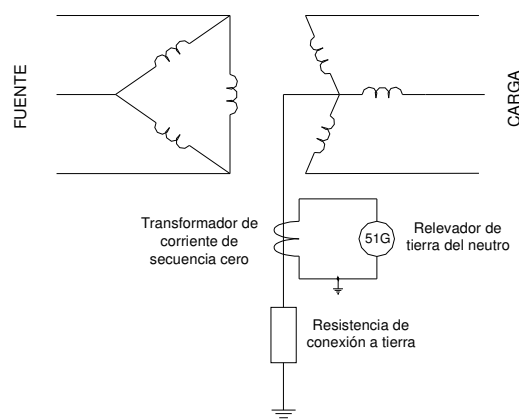


Figura C.4.1.3 Disposición con el neutro a tierra.

En la combinación de conexión residual, mientras mayor sea la relación de transformación del TC, menor es la sensibilidad de la protección, mientras mayor sea el motor menor será la fracción del devanado que se proteja, también cuando los TC's se saturan tienen un error de medición y puede operar la protección en falso.



En la conexión a través del transformador de secuencia cero no se tiene error de saturación de los TC's, ni error de relación de la conexión residual, y se tiene una acción instantánea cuando hay una falla.

C.5. MODELADO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

El objetivo de muchos investigadores en la actualidad es representar en forma exacta el comportamiento de diferentes sistemas físicos mediante modelos matemáticos. Se ha llegado a comprender la importancia de representar mediante ecuaciones el comportamiento de diferentes sistemas empleando técnicas adecuadas. Un modelo matemático se puede definir como una formulación o ecuación que representa el comportamiento de un sistema o proceso en términos matemáticos [10].

Los modelos matemáticos son una parte muy importante en cualquier rama de la ingeniería. Su aplicación abarca pequeños sistemas de enfriamiento así como sistemas de generación de energía eléctrica de gran tamaño. Los modelos se clasifican desde simples relaciones algebraicas hasta grandes y complicados sistemas de ecuaciones diferenciales.

El modelado de las diferentes protecciones consiste en determinar la característica de operación en base a unos cuantos datos proporcionados por el fabricante.

Para llevar a cabo dicho modelado, es necesario emplear curvas y líneas rectas, dependiendo del tipo de protección. Un fusible o relevador, por ejemplo, solamente se modela con curvas, mientras que un interruptor termomagnético de caja moldeada se modela mediante curvas y líneas [10],[28],[40],[55],[56].

C.5.1. Modelado de Líneas Rectas.

Como se conoce la escala empleada para el trazo de curvas de los elementos por proteger así como las de los elementos protectores se realiza en una misma gráfica en escala log-log (escala logarítmica).

Por lo que una relación no lineal como:

$$y = ax^b \quad (C.10)$$

Al trabajar en el dominio de los logaritmos tenemos lo siguiente:

$$\text{Log } y = \text{Log } ax^b \quad (C.11)$$

Por propiedad de los logaritmos:

$$\text{Log } y = \text{Log } a + \text{Log } x^b \quad (C.12)$$

Así:

$$\text{Log } y = \text{Log } a + b \text{Log } x \quad (C.13)$$

Ordenando:

$$\text{Log } y = b \text{Log } x + \text{Log } a \quad (C.14)$$

Por lo que al trabajar en escala logarítmica la ecuación C.14, se convierte en una ecuación de línea recta donde su pendiente es b y su intersección es Log a.

La ecuación de la energía:

$$K = i^2 t \quad (C.15)$$

Es la misma ecuación que C.14 solo que escrita diferente.



Despejando el tiempo de la ecuación anterior tenemos:

$$t = A i^{-2} \quad (\text{C.16})$$

Para esta ecuación vemos que el valor de la pendiente es negativa, lo cual nos dice que a medida que aumenta el valor de la corriente, el tiempo disminuye; lo que es típico para los dispositivos de protección.

Para líneas verticales el valor de la corriente es constante; para líneas horizontales, el valor del tiempo es constante.

Un interruptor de estado sólido, por ejemplo, requiere solamente de líneas rectas para modelar su característica de operación.

C.5.2. Modelado de Curvas.

La mayor parte de los dispositivos de protección cuentan con una característica de operación tiempo-corriente no lineal, como son los fusibles, interruptores termomagnéticos y relevadores. El único dispositivo que no requiere de modelado de curvas es el interruptor de estado sólido.

La técnica empleada para el ajuste de curvas es la técnica de mínimos cuadrados. La estrategia de este método consiste en derivar una curva simple que represente el comportamiento general de los datos. La curva se diseña de tal manera que siga un patrón sobre los puntos tomados como un todo [8],[11],[10],[28],[40].

C.5.3. Modelado de Fusibles.

La característica de operación tiempo-corriente de los fusibles es una curva, por lo que su modelado se obtiene por mínimos cuadrados mediante una regresión polinomial de segundo orden [10].

$$Y = a_0 + a_1x + a_2x^2 \quad (\text{C.17})$$

Donde a_0 , a_1 y a_2 son constantes, x es el tiempo y Y el valor de corriente.

Cada fusible generará diferentes valores de a_0 , a_1 y a_2 , por lo que la función que representa la característica de operación es distinta de fusible a fusible, aún cuando los fusibles sean de la misma capacidad pero de diferente marca. Esto se debe a que las curvas de operación de fusibles varía notablemente de fabricante a fabricante.

La base de datos está compuesta por puntos que proporciona el fabricante, los cuales son valores de tiempo y corriente.

El fusible puede estar representado por una línea curva o por una banda. En caso de estar representado por una banda, la curva inferior denota el tiempo mínimo de fusión y la curva superior denota el tiempo máximo de apertura [28],[40],[55],[56].

Los datos necesarios para crear un archivo de un fusible son los siguientes:

- Característica del fusible (banda o curva).
- Voltaje nominal (KV).
- Número de puntos tiempo-corriente.
- Puntos tiempo-corriente.

Entre más puntos tiempo-corriente se empleen para formar la curva del fusible, el modelado de la curva será más exacto.



Una de las condiciones necesarias para que el método de mínimos cuadrados ajuste curvas adecuadamente es que los valores de Y para una x dada deben estar distribuidos de una manera uniforme. Si se tuviera una serie de datos donde los puntos están espaciados de una manera no uniforme, y si se aplica el método de mínimos cuadrados a este conjunto de puntos obtendremos una ecuación que representará inadecuadamente la característica del fusible.

Este problema se soluciona si a cada uno de los puntos se le aplica logaritmo (\log_{10}). Debido a que \log_{10} es positivo para valores mayores que 1.0, los puntos de tiempo se deben multiplicar por 100.0 antes de aplicar logaritmo; de tal manera que los puntos quedarán espaciados uniformemente.

Se entiende que una vez aplicado el logaritmo, existe un espaciamiento más uniforme entre los puntos, por lo que la ecuación de segundo orden que se obtiene a partir de estos nuevos puntos representa adecuadamente la característica tiempo-corriente del fusible. Cualquier valor de corriente calculado a partir de esta ecuación estará en el dominio de los logaritmos.

Para obtener el valor de la corriente en el dominio del tiempo es necesario aplicar el inverso del logaritmo (10^x).

$$a_1 = 10^a \quad (\text{C.18})$$

donde:

a_1 = Valor de corriente en el dominio del tiempo.

a = Valor de corriente en el dominio de los logaritmos.

Cabe señalar que en los programas de simulación de coordinación, el usuario no necesita modificar el valor de los puntos ya que los valores son modificados automáticamente por el programa.

C.5.4. Modelado de Interruptores Termomagnéticos.

A diferencia de los fusibles, la característica de operación tiempo-corriente de los interruptores termomagnéticos está compuesta por curvas y líneas rectas.

Las curvas, que representan la característica de operación de la parte superior del dispositivo, son modeladas exactamente como los fusibles. Por otra parte la característica de operación de la parte inferior del dispositivo es modelada mediante líneas rectas, ya sea que tenga un valor fijo de corriente (líneas verticales) o un valor fijo de tiempo (horizontales) [10],[28],[40],[56].

Los datos necesarios para crear un archivo de un interruptor termomagnético son los siguientes:

- a. Voltaje nominal (KV).
- b. Capacidad interruptiva en Amperes.
- c. Tiempo máximo de apertura del instantáneo.
- d. Número de puntos.
- e. Puntos tiempo corriente.

Al igual que los fusibles, es necesario aplicar logaritmo (\log_{10}) a cada uno de los puntos para obtener un buen resultado.



Los pasos que sigue un simulador para modelar el interruptor termomagnético son los siguientes:

Primer paso: Modelar la parte superior del dispositivo.

El modelado de la parte superior de la característica de operación del termomagnético esta compuesto por dos curvas, una denominada mínimo de apertura y otra máximo de apertura.

Segundo paso: Modelar la parte inferior del dispositivo.

El modelado de la parte inferior de la característica de operación del termomagnético se realiza mediante líneas rectas.

El valor de la capacidad interruptiva indica el límite de corriente del dispositivo. El valor de tiempo del instantáneo indica el límite máximo de operación del instantáneo.

C.5.5. Modelado de Interruptores de Estado Sólido.

La característica tiempo-corriente de los interruptores de estado sólido se representa mediante líneas rectas. Donde los ajustes de retardo largo y retardo corto son modelados con ecuaciones similares a la ecuación de la energía.

$$k = i^B t \tag{C.19}$$

Despejando el tiempo,

$$t = k i^{-B} \tag{C.20}$$

Aplicando logaritmos,

$$\text{Log}_{10}(t) = \text{Log}_{10}(i^{-B}) + \text{Log}_{10}(k) \tag{C.21}$$

Así,

$$\text{Log}_{10}(t) = -B \text{Log}_{10}(i) + \text{Log}_{10}(k) \tag{C.22}$$

Según la ecuación C.22, la función $t=ki^{-B}$ representa una línea recta con pendiente $-B$ sobre una escala log-log. La pendiente negativa indica que a menor corriente, el tiempo es mayor, lo cual es típico para un interruptor de estado sólido [10],[28],[40],[56].

De lo anterior se observa que la definición de una línea recta inclinada sobre una escala log-log esta definida por:

$$t = k i^{-B} \tag{C.23}$$

donde:

t= Tiempo.

k = Constante.

i = Corriente.

B = Pendiente.

Para obtener la pendiente es necesario contar, por lo menos, con un par de puntos. La forma de calcular la pendiente es como sigue:

$$B = \frac{\text{Log}_{10}(t_1) - \text{Log}_{10}(t_2)}{\text{Log}_{10}(i_1) - \text{Log}_{10}(i_2)} \tag{C.24}$$

El valor de B debe ser negativo y por lo general estar dentro de un rango de 1.5 a 2.5. El fabricante proporciona la cantidad de ajustes de retardo largo y ajustes de retardo corto que es posible obtener del interruptor.

Por ejemplo, de datos de fabricante G.E. AKR, se tiene que para un ajuste de retardo 2.0 le corresponde un tiempo de 7.5 seg que es la parte superior de la banda, y otro tiempo



de 4.7 seg que es la parte inferior de la banda, ambos a un valor de corriente de 6x, es decir, de seis veces el valor del marco del interruptor seleccionado.

Una vez calculado el valor de la pendiente, se puede obtener el valor de la constante k para cualquier ajuste de retardo como sigue:

$$k = ti^{-B} \quad (C.25)$$

Suponiendo que B=2 y considerando un retardo de 1.0 para un tiempo de 2.4 seg (parte inferior de la banda):

$$k = (2.4)(6^2) = 86.4$$

Por lo que la ecuación C.25 queda como:

$$t = 86.4 i^{-2}$$

despejando la corriente:

$$i = \sqrt{\left(\frac{86.4}{t}\right)} \quad (C.26)$$

Con la ecuación C.26 podemos calcular el valor de corriente i para cualquier tiempo t.

Los datos necesarios para crear un archivo de un interruptor de estado sólido son los siguientes:

- a. Número de marcos del interruptor (FRAMES)
- b. Número de ajustes de la corriente de arranque de tiempo largo (PUTL).
- c. Número de ajustes de la corriente de arranque de tiempo corto (PUTC).
- d. Número de ajustes de retardo largo (ARL).
- e. Voltaje nominal (KV).
- f. Capacidad interruptiva.
- g. Tiempo máximo de apertura del instantáneo.
- h. Pendiente del ajuste de retardo del instantáneo.
- i. Pendiente del ajuste de retardo largo.
- j. Tiempo de ajuste del retardo largo a 6x.
- k. Pendiente del ajuste de retardo corto.
- l. Tiempo de ajuste del retardo corto a 6x.

Los pasos que sigue un simulador para modelar el interruptor de estado sólido son los siguientes:

Primer paso: Modelado del ajuste de retardo largo del interruptor de estado sólido. En donde el límite de la parte superior es el valor de arranque de tiempo largo y el límite de la parte inferior es el arranque de retardo corto.

Para cada uno de los interruptores se considera una banda con tolerancia de $\pm 10\%$. El ajuste de retardo largo puede tener varias posiciones que se desplazan en forma horizontal. Para este caso el interruptor cuenta con cuatro ajustes. Por ejemplo de datos de fabricante G.E. AKR, para un interruptor de 400 Amperes con una corriente de arranque de tiempo largo de 1.0 (400x1.0) y un ajuste de retardo largo de 1.0 al cual le corresponde un tiempo de 2.4 seg para la parte inferior y de 3.7 seg para la parte superior, ambos a un valor de corriente de 6x (seis veces la corriente del interruptor).

Segundo paso: Modelado del ajuste de retardo corto del interruptor de estado sólido. En donde el límite de la parte superior es el valor de la corriente de arranque de tiempo corto y el límite de la parte inferior es la corriente de arranque del instantáneo.



El ajuste de retardo corto solamente cuenta con una posición, por lo que no se puede desplazar en forma horizontal como es el caso del ajuste de retardo largo. A este único ajuste le corresponde un valor de tiempo de 0.37 seg para la parte inferior y 0.59 seg para la parte superior, ambos a un valor de corriente de 6x (seis veces la corriente del interruptor).

Tercer paso: Modelado de la parte instantánea del interruptor.

El valor de la corriente de arranque del instantáneo no debe de ser menor que el valor de la corriente de arranque del tiempo corto.

C.5.6 Modelado de Relevadores de Sobrecorriente.

La característica de operación tiempo-corriente de los relevadores de sobrecorriente es una curva, por lo que al igual que los fusibles e interruptores termomagnéticos, su modelo se obtiene por mínimos cuadrados [8],[11],[10].

A diferencia de los dispositivos de protección anteriores (fusibles, interruptores termomagnéticos e interruptores de estado sólido), en donde los archivos están compuestos por valores de tiempo-corriente o tiempo y numero de veces la corriente, los archivos de los relevadores de sobrecorriente están compuestos por valores de tiempo y múltiplo de tap.

Los datos necesarios para crear un archivo de un relevador de sobrecorriente son los siguientes:

- a. Número de puntos.
- b. Múltiplos de tap.
- c. Valores de tiempo para los diferentes taps.

APÉNDICE D

D.1 Causas que contribuyen a la mala operación de los relevadores [7],[8].

- Transformadores de corriente y circuitos de control.
- Transformadores de potencial y circuitos de control.
- Alimentación de la fuente de C.D.
- Circuito abierto.
- Fallas en las cuchillas (bloks) de prueba.
- Fallas en el interruptor.
- Fallas en el relevador.

D.2 Causas que contribuyen a la falla de interruptores [7],[8].

- Pérdida de la alimentación de C.D.
- Bobina de disparo abierta.
- Bobina de disparo en cortocircuito.
- Falla mecánica en el mecanismo de disparo.
- Falla en los contactos principales del interruptor.

Debido a fallas continuas en las bobinas de disparo, es una práctica común tener dos circuitos (bobina) de disparo independientes.

D.3 Causas de corrientes diferenciales falsas [1],[2],[4],[5],[7],[8],[11].

La protección diferencial de corriente depende en gran medida de la precisión de los transformadores de corriente que reproducen en el lado secundario una corriente proporcional a la corriente primaria.

Se observa que en general arriba de ciertos voltajes de excitación la corriente de excitación se incrementa en forma significativa, esto representa un cambio en las características que se conoce comúnmente como saturación y cuando un transformador de corriente se satura (por razones del consumo en la carga) su salida es deficiente y circulará una corriente en la bobina de operación del relevador diferencial.

En condiciones de operación normal o durante fallas externas de los elementos protegidos con relevadores diferenciales, se presenta pequeñas corrientes diferenciales que fluyen a través de las bobinas de operación de los relevadores. Sin embargo, esta corriente diferencial se puede incrementar bajo otros fenómenos que no necesariamente corresponda a una falla interna, ocasionando el disparo en falso del relevador. Estos fenómenos se deben básicamente a la no-linealidad del núcleo del transformador y de los TC's. Los efectos de las no linealidades son:

- Corriente de magnetización al liberar fallas.
- Cambiador de taps en el transformador.
- Magnitud y contenido armónico de la corriente inrush.
- Sobre excitación del transformador (pérdida de carga).



- Saturación de los TC's.

El método actual para evitar que el relevador diferencial dispare en falso, es caracterizar la corriente de magnetización y sobre excitación, esto se fundamenta en el hecho que una falla interna produce una corriente senoidal, mientras que la corriente de magnetización o de sobre excitación esta compuesta de corrientes armónicas. Entonces, la corriente diferencial es filtrada adecuadamente, sintonizada para un conjunto de corrientes armónicas y la salida de esta corriente filtrada es utilizada para alimentar las bobinas de restricción del relevador.

D.3.1 Efectos provocados por el cambiador de taps.

La mayoría de los transformadores son equipados con cambiador de taps, los cuales operan cambiando la relación entre los lados primario y secundario del transformador, dependiendo de los cambios en las condiciones de operación del sistema. Las relaciones de transformación de los TC's se seleccionan tomando en cuenta los valores nominales del transformador. Sin embargo, cuando se da la operación del cambio de tap, ocurre un desbalance entre las corrientes del primario y del secundario, con lo que aparece una corriente diferencial que fluye a través del relevador.

D.3.2 Diferencia en las características de los tc's.

Los TC's usados para la protección diferencial, son seleccionados para su operación a diferentes niveles de voltaje. Sus características, por consiguiente son propias de un cierto rango de operación. Además, la longitud de los cables que conectan los TC's del primario y secundario del transformador al relevador, no necesariamente es igual. El burden en los TC's, por lo tanto, es distinto. Esto causa que los TC's produzcan diferentes salidas para los mismos niveles de corrientes de entrada. La consecuencia es que fluye una pequeña corriente diferencial a través del relevador.

D.3.3 Corriente inrush.

Durante el transitorio de energización, la corriente inrush en transformadores puede alcanzar valores pico de varias veces la corriente nominal. El aumento de la corriente durante la energización es debida a la saturación del núcleo. Cuando el transformador se energiza y coincide que la forma de onda senoidal de voltaje está en 90° , entonces el flujo en el núcleo del transformador es el flujo máximo de estado estacionario, pero sí el transformador se energiza cuando la forma de onda senoidal de voltaje está en 0° , entonces el flujo máximo es dos veces el flujo normal de estado estacionario y en base a la característica de magnetización de un transformador, cuando se duplica el valor del flujo máximo en el núcleo, resulta una enorme corriente de magnetización. El valor pico de la corriente de Inrush en cualquiera de las fases, depende del instante en que el transformador se energiza y de la condición magnética del acero. El máximo pico tiene valores entre 6 y 12 veces la corriente nominal del transformador. La corriente de Inrush se caracteriza por tener un alto contenido de corrientes armónicas, un offset decreciente de CD, típicamente está compuesta de pulsos unipolares separados por intervalos de corriente de muy bajos valores y los valores pico de la corriente de Inrush decrecen muy lentamente.



La corriente de Inrush puede afectar la protección diferencial del transformador, ya que esta corriente sólo fluye por un devanado y puede aparecer en la protección diferencial como una falla interna. Sin embargo, esta señal de corriente presenta un alto contenido de corrientes armónicas, entre ellas la 2ª y 4ª.

D.3.4 Sobreexcitación del transformador de potencia.

El flujo magnético en el núcleo de un transformador es directamente proporcional al voltaje aplicado e inversamente proporcional a la frecuencia del sistema. Una condición de sobrevoltaje o de baja frecuencia puede producir niveles de flujo que saturan el núcleo del transformador. Por ejemplo, si una carga se desconecta repentinamente de un transformador, entonces la tensión en las terminales aumenta un poco y causa un incremento en la corriente de excitación del transformador. Dicha corriente de excitación fluye por un solo devanado y aparece como una corriente diferencial que puede disparar al relevador. Este fenómeno se caracteriza por tener un alto contenido de corriente de 3ª y 5ª armónica.

D.3.5 Saturación en los TC's.

Los transformadores de corriente se clasifican con base a su grado de precisión. Esta clasificación considera que un transformador de corriente tiene capacidad para suministrar hasta 20 veces su corriente nominal sin que se sature, por consiguiente, un transformador saturado es aquel que pierde su relación de transformación por efectos de sobrecarga.

Al igual que los transformadores de potencia, la relación de transformación de los TC's esta dada por la expresión:

$$a = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} \quad (D.1)$$

La expresión que determina la magnitud de la corriente que circula en el secundario del transformador de corriente, está determinada por la ecuación:

$$I_2 = \frac{I_1}{a} \quad (D.2)$$

Lo anterior implica que la corriente de carga (corriente del secundario) de un TC depende principalmente del consumo que se tenga en su devanado primario y que a su vez, es prácticamente independiente de los aparatos que tenga conectados. Esta última ecuación solamente es válida para el caso especial en que la corriente de vacío es nula (toda vez que forma parte de la corriente primaria) situación que se consigue poniendo en cortocircuito a las terminales del secundario del TC ya que la corriente de vacío depende de la fuerza magnetomotriz inducida en los devanados, uno de los cuales tiene impedancia nula.

La corriente de excitación, es función del voltaje secundario de excitación que representa los efectos del núcleo (pérdidas por histéresis, corrientes circulantes y magnetización).

La magnitud de la corriente de excitación, se puede obtener aplicando un voltaje de valor conocido, a las terminales del secundario del TC, manteniendo el devanado primario en circuito abierto.

El efecto que se produce por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo, se conoce como saturación. Este efecto produce un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente.

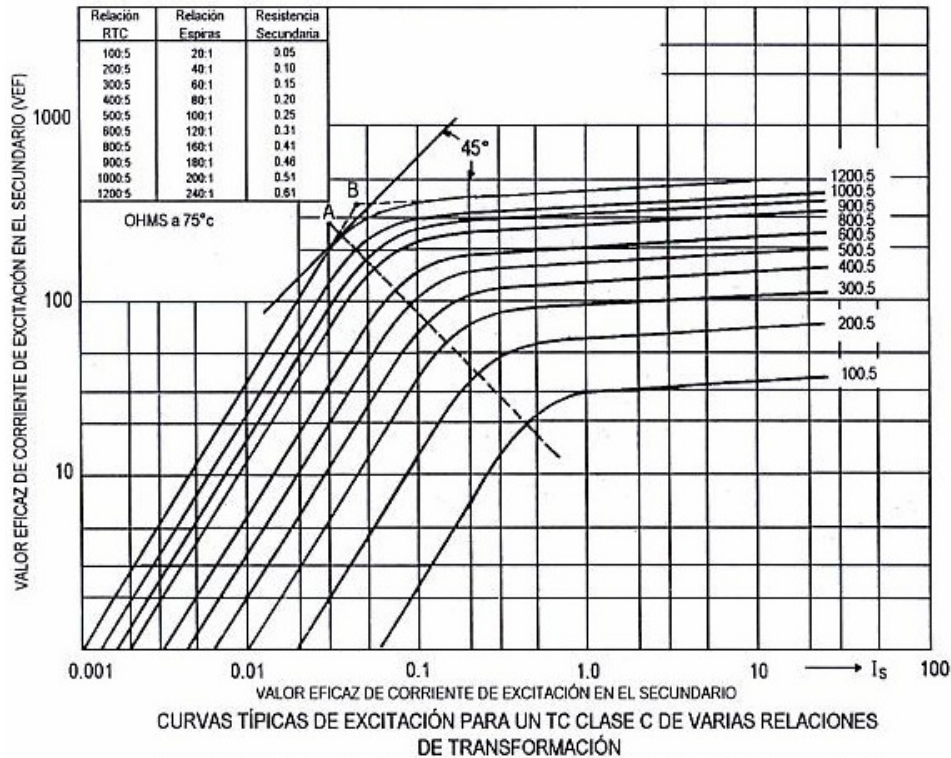


Figura D.3.5. Forma típica de las curvas de saturación para transformadores de corriente.

El punto A es la llamada “rodilla” o punto efectivo de saturación, y se define como la intersección de la curva con una línea tangente a 45°.

D.4 Clasificación de los transformadores de corriente [4],[5],[7],[8].

Los transformadores de corriente trabajan de manera similar a cualquier otro tipo de transformador, por lo que la corriente del primario tiene dos componentes: la corriente del secundario (que es la transformada en razón inversa a la relación de vueltas) y la corriente de excitación que magnetiza el núcleo. Esta última no sufre transformación, lo que ocasiona errores de transformación que al ser mayores o menores establecerán el grado de precisión de los dispositivos.

Para los fines de protección por lo general se hace referencia a las normas americanas ANSI que clasifica a los transformadores de corriente en base a su grado de precisión, de acuerdo a la tabla D.4.1. Esta clasificación considera que un TC tiene capacidad para suministrar hasta 20 veces su corriente nominal sin que se sature y tener un error máximo del 10%. Esto es, que los clasificación esta en base en el valor máximo de la tensión eficaz que el TC es capaz de mantener en sus terminales secundarias sin que el error de relación exceda de un margen especificado. Para los TC's de relación múltiple, la clase se dá para la relación máxima.

Tabla D.4.1 Clasificación de la clase de precisión de los TC's.

Clase	Potencia (VA)	Carga admisible (Ω)	Voltaje en Term. Secd.(V)
C-10	2.5	0.1	10
C-20	5	0.2	20
C-50	12.5	0.5	50
C-100	25	1.0	100
C-200	50	2.0	200
C-400	100	4.0	400
C-800	200	8.0	800

En el caso de los transformadores de corriente, la carga efectiva está constituida por los consumos efectuados en las bobinas de los dispositivos conectados a su secundario, más el consumo de los conductores que los interconectan.

Luego entonces, la carga (burden) de un TC es el máximo valor de carga en ohms (impedancia) que se puede alimentar a través de él sin que se sature.

Los burden's más comunes para transformadores de corriente se relacionan en la siguiente tabla donde los primeros cinco son burden's para los cuales la precisión de la clase de medición ha sido asignada y los últimos cuatro para la precisión de relevadores.

Tabla D.4.2 Burden para protección y medición en transformadores de corriente.

Designación del burden	Resistencia (ohms)	Inductancia (milihenrys)	Impedancia (ohms)	Volt-amperes (a 5A)	Factor de potencia.
BURDEN ESTÁNDAR PARA MEDICIÓN					
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5	0.9
B-0.5	0.45	0.58	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.62	2.08	1.8	45	0.9
BURDEN ESTÁNDAR PARA PROTECCIÓN					
B-1.0	0.5	2.3	1	25	0.5
B-2.0	1	4.6	2	50	0.5
B-4.0	2	9.2	4	100	0.5
B-8.0	4	18.4	8	200	0.5

D.5 Factores que influyen en la saturación de los transformadores de corriente [4],[5],[7],[8].

- Magnitud de la corriente de cortocircuito.
- Grado de asimetría de la corriente de cortocircuito.
- Relación de transformación de los TC's.
- Clase de precisión de los TC's.
- Flujo magnético residual en el núcleo de los TC's.



- Tamaño de la carga secundaria (burden).

Cuando se satura un TC, este puede generar armónicas. Por lo que debido a estas causas se pueden presentar algunos problemas en los sistemas de protección por la saturación del núcleo de los TC's, como son:

- Que el relevador no vea la falla.
- Que el relevador vea la falla pero con mucho retardo.
- Que el relevador vea una falla que no exista en su zona de operación.

D.6 Diferencias entre los transformadores de corriente para medición y protección [4],[5],[7],[8].

Las principales diferencias entre los TC's que se utilizan para circuitos de medición y los TC's que se utilizan para circuitos de protección se enlistan en la tabla D.6.

Tabla D.6 Diferencias entre TC's para Medición y Protección.

TC de Medición	TC de Protección
El núcleo debe saturarse en el límite de precisión designado para proteger a los instrumentos de medición.	Debe conservarse la precisión (10%) hasta un valor de corriente de cortocircuito de 20 veces la nominal.
La precisión designada debe conservarse hasta el 100% de la corriente nominal.	No se requiere buen comportamiento bajo las condiciones de estado estable.
La variación del error debe ser pequeña dentro del rango de trabajo.	La variación del error debe conservarse hasta el límite de precisión.
No se requiere que tenga respuesta a los transitorios (corriente de cortocircuito).	Debe tener buena respuesta a los transitorios (corrientes de cortocircuito).

D.7 Clasificación de los transformadores de potencial [4],[5],[7],[8].

Un transformador de potencial (TP), es un transformador convencional con un devanado primario y un devanado secundario, con un núcleo en común. Los transformadores de potencial son unidades monofásicas diseñadas y construidas para que el voltaje en el secundario mantenga una relación fija con el voltaje primario.

El voltaje primario requerido de un transformador de potencial, se determina con el voltaje del sistema al cual es conectado.

La mayoría de los transformadores de potencial son diseñados para proporcionar 120 V en las terminales del secundario, cuando el voltaje de placa es aplicado al primario.

Los transformadores de potencial, son capaces de operar de forma continua y exacta, cuando el voltaje aplicado a través del primario está dentro del $\pm 10\%$ del voltaje nominal primario.

La clasificación de exactitud estándar en el rango de 0.3 a 1.2, representa el porcentaje de error de relación. Burdens estándar para transformadores de potencial con un voltaje secundario de 120 V, se muestran en la tabla D.7.2.



El burden de un transformador de potencial, se da en volts-amperes (VA) y es calculado por simples sumas aritméticas de los volt-amperes (burdens) de los dispositivos conectados al secundario del transformador de potencial.

Si la suma está dentro del burden típico, el TP se desempeñará satisfactoriamente, en el rango de voltaje desde 0% hasta 110% del voltaje de placa.

En los sistemas industriales, es común que los transformadores de potencial sean conectados en delta abierta o estrella. Particularmente para medición, los TP's se conectan en estrella.

El transformador de potencial es utilizado para transformar los altos voltajes de los sistemas de potencia y poder realizar operaciones de protección, control o medición en niveles de tensión de 110 V. La construcción y operación de los transformadores de potencial no presenta tanta dificultad como los transformadores de corriente ya que en caso de cortocircuito no se presenta ningún incremento de tensión. El transformador de potencial deberá tener un borne de su devanado secundario siempre conectado a tierra previniendo el riesgo de un contacto accidental entre los conductores de alta tensión y la parte que opera en baja tensión.

Todo transformador de potencial deberá mantener proporcionalidad de la tensión del secundario con respecto a la del primario; para ello, es preciso que las caídas de tensión debidas a resistencias y reactancias en el primario y secundario sean despreciables, lo que a su vez presupone:

- Que los flujos de dispersión sean muy pequeños.
- Que la corriente secundaria sea muy pequeña, es decir, que la potencia nominal, potencia de precisión sea muy inferior a la potencia límite de calentamiento equivalente a la potencia nominal de un transformador de potencia.

Tabla D.7.1 Clasificación la clase de precisión de los TP's.

Clase	Desde 90 a 110% de la tensión nominal	
	Mínimo	Máximo
0.3	0.1	10
0.6	0.2	20
1.2	0.5	50

Tabla D.7.2 Carga normalizada para transformadores de potencial.

Características de Burdens Estándar.			Características en base a 120 V.		
Designación del burden	Volt-amperes	Factor de potencia	Reactancia	Inductancia	Impedancia
W	12.5	0.10	115.2	3.04	1152
X	25	0.70	403.2	1.09	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0503	36
M	35	0.20	82.3	1.07	411

APÉNDICE E

E.1 EQUIPO DE PRUEBA OMICRON CONTROL CENTER (CMC 256) [57].

El Omicron Control Center (OCC) administra la ejecución de los múltiples módulos de prueba como si se tratase de un plan de prueba. Permite que un documento de prueba simple contenga toda la información relacionada con la prueba. Este incluye la configuración del hardware, los datos del equipo en prueba, los datos de la prueba (por ej., los puntos de la prueba, los datos nominales), los resultados de la prueba, la evaluación de la prueba, las notas desde y hacia el operador, así como las imágenes y los datos provenientes de otras aplicaciones de Windows.

Los módulos de prueba se pueden incrustar en un documento OCC con la finalidad de lograr un procedimiento general de prueba para probar los sistemas multifuncionales modernos de relevadores de protección. La creación de los documentos de prueba se simplifica con el uso del módulo Test Wizard. El Test Wizard guía el procedimiento de selección de las funciones de prueba requeridas en un modo orientado por aplicación. Las selecciones se compilan entonces automáticamente en un plan completo de prueba en forma de un documento de prueba del OCC. Los módulos incrustados se activan desde el documento de prueba haciendo simplemente doble clic con el ratón y están listas para los ajustes específicos y las tareas de prueba. Todo el plan de prueba se puede ejecutar haciendo clic en un botón de la barra de herramientas.

Cuando se ejecuta un documento de prueba desde el OCC, los módulos de prueba incrustados arrancan automáticamente; se calculan y emiten los valores de la prueba y se mide, evalúa y documenta la reacción del equipo en prueba.

Los resultados de la prueba se emiten en el mismo documento de prueba. Los informes de prueba se pueden personalizar fácilmente en cuanto al contenido y al estilo; los resultados están disponibles para futuros procesamientos (imprimir, archivar, exportar a una base de datos).

Dado que el documento de prueba del OCC contiene todos los ajustes necesarios así como los resultados de prueba, puede servir también de plantilla para una prueba nueva. El informe de prueba se puede copiar, se borran los resultados anteriores, se procesa la prueba nuevamente y se guarda el informe nuevo de la prueba. Por lo tanto, se puede registrar y documentar la "historia" completa de un equipo en prueba.

El OMICRON Control Center usa la tecnología Windows ActiveX. Esto permite la integración de los módulos de prueba de OMICRON en un documento de prueba, así como otras aplicaciones Active X, tales como documentos y gráficos de Word, Excel, y CorelDraw. Esto garantiza la máxima flexibilidad en los documentos de prueba.

Las capacidades de documentación del equipo de prueba CMC 256-6, son muy importantes y aportan beneficios en la introducción de los avanzados y multifuncionales relevadores de protección.



Tanto el hardware; diseñado con la más avanzada tecnología, como el software; basado en Windows, de muy fácil uso, le permiten al Omicron Test Universe gran adaptabilidad y flexibilidad para la realización de cualquier tipo de prueba.

Este equipo ofrece varios paquetes de software que están divididos en módulos. Cada módulo realiza una función específica, y pueden operar en forma independiente (prueba básica) o en forma integrada, para automatizar pruebas. Para la prueba de relevadores multifuncionales todos los módulos pueden ser incorporados cualquier cantidad de veces en un plan de pruebas llamado Omicron Control Center. El Control Center constituye la herramienta de automatización predominante en los diferentes módulos de software y está basado en la documentación de la prueba (plan de prueba=plantilla de prueba+reporte de prueba).

El equipo de prueba utilizado para la verificación de los ajuste del relevador multifuncional de generador fue el CMC 256-6 Mca.Omicron.

Tabla E.1 Módulos utilizados en las pruebas.

Modulo	Función
Control Center	Herramienta de automatización; plan de la prueba, plantilla y reporte de prueba.
QuickCMC	Interfaz para control manual básico de las funciones del CMC.
State Secuencer	Flexible secuencia de estados, utilizada para determinar tiempos de operación y relaciones lógicas temporizadas.
Ramping	Definición de rampas (V,I,F y fase(ángulo)) para determinar umbrales de operación (arranque y reposición).

E.1.1 Omicron Control Center.

El Omicron Control Center es el núcleo de una nueva generación de software de pruebas (basado en Windows) para ser usado con los equipos de prueba CMC como parte del Universo de Prueba de Omicron. Este permite incorporar en un único documento de prueba, todo tipo de información, tal como: hardware usado, datos del relevador, datos de las pruebas (puntos de prueba, resultados), la evaluación, gráficos, notas, etc., así como información proveniente de otras aplicaciones de Windows.

Los módulos de prueba incorporados en el documento son activados automáticamente y los valores de prueba son calculados e inyectados al dispositivo bajo prueba y su reacción es medida, evaluada y documentada. El reporte de prueba puede ser fácilmente personalizado en contenido y estilo. Los resultados permanecen disponibles para un procesamiento (imprimir, archivar exportar a una base de datos) futuro.

Como el documento de pruebas del Control Center contiene toda la información requerida, éste puede usarse como plantilla para la próxima prueba, simplemente se borran los resultados y se ejecuta de nuevo la prueba.

Este equipo tiene los siguientes beneficios adicionales:

- De fácil uso.





- Simplifica las pruebas, suministra una interfase gráfica, no requiere ninguna programación, reduce tiempo de las pruebas y gastos de entrenamiento.
- Orienta al probador para que se enfoque principalmente en la prueba y no en el reporte y almacenamiento de datos de pruebas, los cuáles son realizados automáticamente.
- Cubre una gama amplia de las actividades de prueba y se ofrece la posibilidad de actualizar el software.

El Control Center incluye diferentes funciones que son muy importantes para las pruebas, tales como:

- Definición del hardware de pruebas (configuración, definición de las salidas, etiquetas, cableado y ajustes para importar/exportar).
- Definición del equipo a probar (parámetros del sistema y del relevador, curvas y valores de operación nominal, definición de los límites máximos de operación de los amplificadores y evaluación de la operación del relevador).
- Incorporación de diferentes módulos para probar varias características del relevador.
- Ejecución de la prueba, plantillas, propiedades del documento y contraseña.
- Generación del reporte y formato flexible.

E.1.2 Integración de Módulos de Pruebas para Diferentes Funciones del Relevador.

En el documento del Control Center permite incorporar varios módulos de pruebas, para realizar un procedimiento de pruebas global, ideal para la prueba moderna de relevadores multifuncionales. Con un simple doble clic del ratón, el módulo se activa, se despliega y se prepara para recibir los ajustes específicos y las funciones a probar. Todo el plan de prueba global puede ser ejecutado con sólo pulsar un botón en el Control Center.

El Control Center ofrece una arquitectura abierta que usa tecnología estándar Windows llamada ActiveX. Esto no sólo permite la integración de los módulos de pruebas de Omicron, sino también otras aplicaciones de ActiveX; como documentos Word o Excel y dibujos (p.e. Corel Draw). De esta manera se logra una máxima flexibilidad en la definición del plan de pruebas.

E.1.3 Características Comunes.

Todos los módulos de prueba individuales, así como el Control Center, están basados en una tecnología de software uniforme. Todos los módulos presentan características comunes, lo que facilita su aprendizaje en forma rápida y eficiente.

Toda la información relevante del dispositivo a probar es introducida en la caja de diálogo respectiva. El número y el contenido de las hojas de datos individuales dependen del tipo de equipo. Información general como el tipo de protección o el nombre de la subestación pueden ser incluidas. Con la función de exportación e importación, toda la información puede salvarse y cargarse en el formato estandar RIO (Relay Interface Omicron).

E.1.4 Configuración del Hardware.

En la caja de diálogo, la configuración del hardware, las conexiones para la prueba (equipo de prueba, amplificadores), cableado y el rotulado de las salidas y entradas son especificadas. La función de exportación y de importación permite salvar y cargar configuraciones específicas de hardware. Para el intercambio de datos, salida de datos para simulación y la carga de las señales binarias, se realiza la conexión a través del cable del CMC al puerto paralelo de la PC.

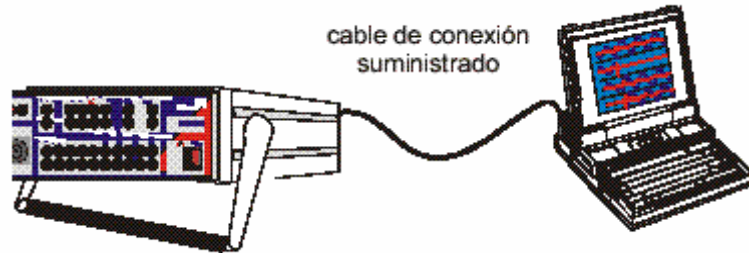


Figura E.1.4.1 Conexión del CMC 256 con la PC.

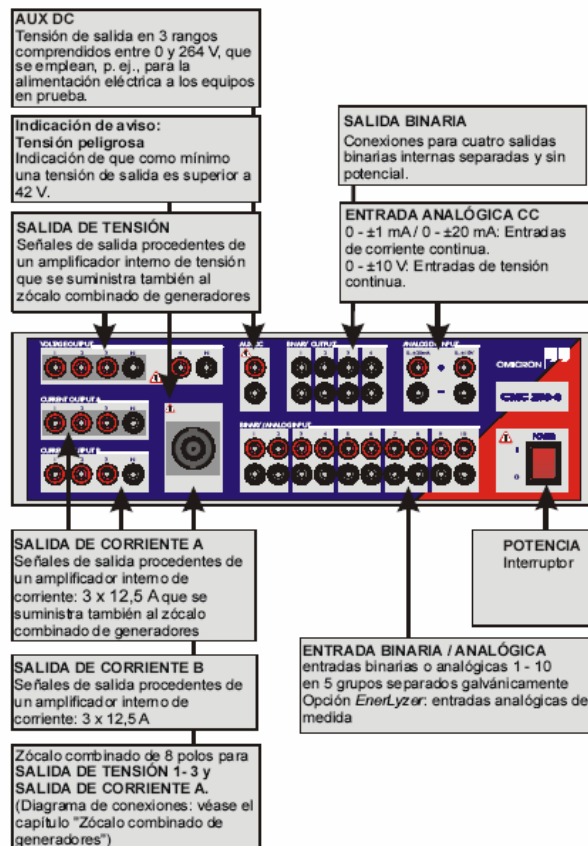


Figura E.1.4.2 Vista del panel frontal del CMC 256-6.

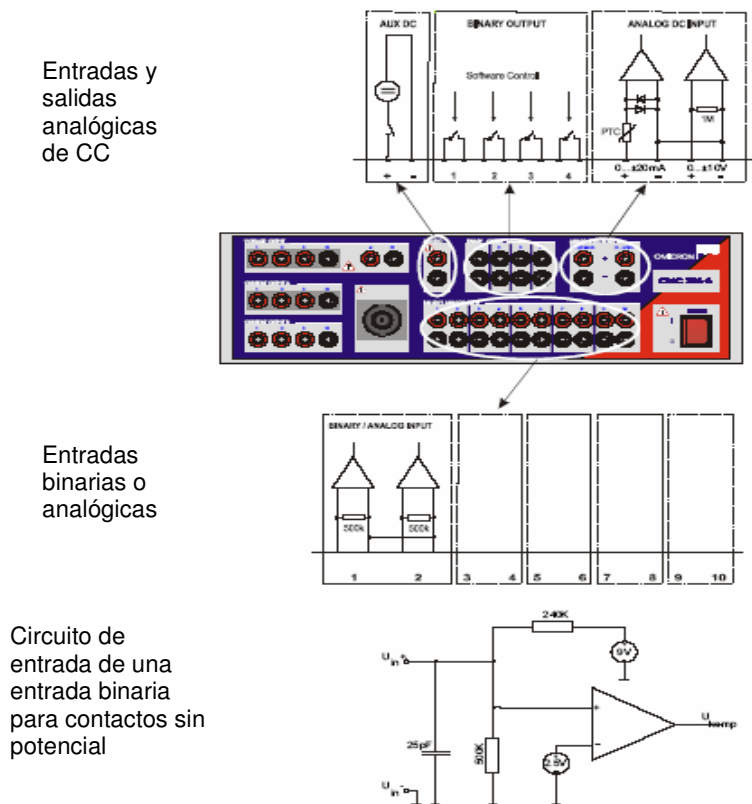


Figura E.1.4.3 Entradas y salidas analógicas y binarias.

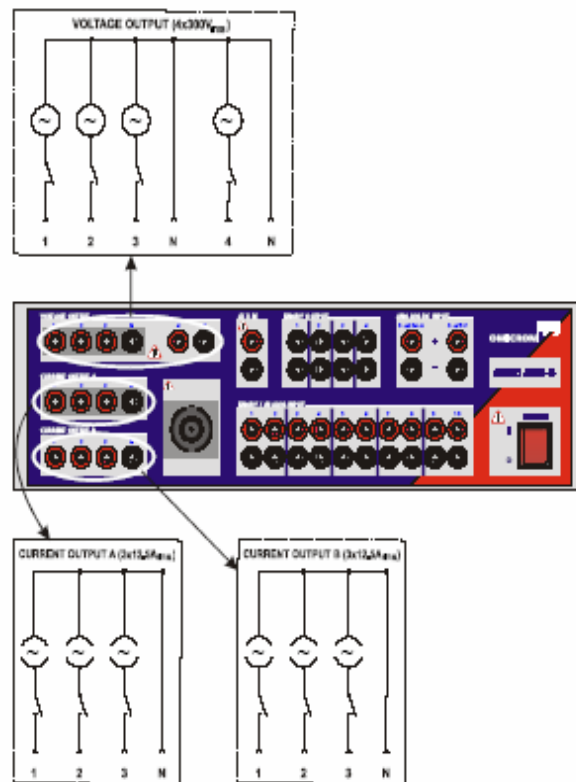


Figura E.1.4.4 Salidas de corriente y tensión CMC 256-6.



E.1.5 Configuración del Reporte de Prueba.

La función de configuración del reporte de prueba, permite una gran flexibilidad para personalizar el reporte de prueba basado en requisitos individuales. Pueden definirse completamente el estilo y contenido del informe de la prueba (independiente de los datos registrados durante la prueba), simplemente seleccionando si o no las opciones de la lista de datos de prueba. Todos los resultados permanecen disponibles, aún cuando no sean seleccionados para el informe personalizado.

Reportes estandar pueden generarse, salvarse y cargarse fácilmente para personalizar los informes rápidamente.

E.1.6 Módulo Test Wizard.

El Test Wizard es una herramienta simple y eficiente que automáticamente genera un plan de pruebas en el Control Center. El fundamento del Test Wizard es su base de conocimiento, que es una base de datos predefinida de planes de prueba para funciones de protección individuales. Esta base de datos puede ser personalizada y ampliada por el usuario.

Una vez que el área de aplicación para el objeto de prueba (generador, transformador, etc.) ha sido seleccionada, el Test Wizard provee una lista de todas las funciones de protección (p.e. diferencial, sobrecorriente, baja frecuencia, etc.). De esta lista, el usuario selecciona las funciones a ser probadas y el Test Wizard automáticamente incluye esta función en el plan de pruebas.

Tal como un asistente, el Test Wizard guía al ingeniero de pruebas a través del proceso de seleccionar las requeridas funciones de prueba en una forma orientada hacia la aplicación. Estas funciones son integradas automáticamente en un plan de pruebas completo en el documento del Control Center.

El Test Wizard es particularmente de gran valor para relevadores multifuncionales, porque permite la creación de planes óptimos de prueba en un tiempo corto.

E.1.7 Módulo QuickCMC.

QuickCMC es una herramienta muy fácil de usar como un panel frontal de un control manual, que proporciona mucho más flexibilidad. Todas las funciones del hardware de Omicron son accesibles al usuario en la pantalla de la PC. Este enfoque gráfico proporciona no solamente números, sino también el diagrama vectorial de los voltajes y corrientes.

Características:

- Poderosa interfase gráfica.
- Ajuste de hasta 12 amplificadores.
- Modos de Prueba: rampa manual (paso gradual) o automático.



- Mediciones.
- Reporte de la prueba.

Funciones de salida; El QuickCMC proporciona una definición sencilla de los ajustes y controles de los amplificadores que se usan para generar las señales de prueba. Esto se logra introduciendo los valores o posicionando los favores de I y V en el diagrama vectorial por medio del ratón. Por eso todas las características de los amplificadores de Omicron pueden ser usados, tal como: generación de señales desequilibradas, frecuencia variable, indicación de sobrecarga en la pantalla y más.

Salidas de Voltajes y Corrientes:

- Control de hasta 12 señales.
- 6 señales de voltaje y 6 de corrientes ó 3 voltajes más 9 corrientes dependiendo del amplificador adicional a utilizar.
- Cada señal es individual ajustable en amplitud y fase.
- Valores de voltajes y corrientes introducidos por medio de teclado o ratón.
- Frecuencia: CD, 10-1000 Hz para todos los generadores.
- Indicación de sobrecarga en la pantalla.

Modo de Paso Manual o Rampa; El QuickCMC permite el incremento o decremento manual (modo de paso) o automático (rampa) para encontrar valores límites, tal como el valor de arranque y reposición de un relevador, así como valores mínimos y máximos. La prueba es activada por medio del ratón y es detenida cuando se detecta un cambio de estado en la entrada o el usuario detiene la prueba. Es posible variar una magnitud del amplificador: amplitud (V o I), fase o frecuencia.

Entradas/Funciones Mediciones; Normalmente las señales de voltajes o corrientes causan que la unidad bajo prueba reaccione; un relevador de protección se dispara o las salidas de un transductor de medición entregan un voltaje o corriente CD. Esta reacción es supervisada y una medición de tiempo es realizada. Para el ingeniero que prueba, esta información es básica para dar una evaluación de la unidad bajo la prueba.

Reporte; Los resultados de las pruebas realizadas con QuickCMC se guardan para uso posterior. Similar a todos los otros módulos de pruebas en el Universo de pruebas de Omicron, el reporte puede personalizarse en estilo y contenido. QuickCMC también proporciona la posibilidad de agregar puntos de pruebas en el reporte. Además, el generador de reporte de QuickCMC dispone de una libreta de notas (“notepad”), para agregar comentarios individuales al reporte.

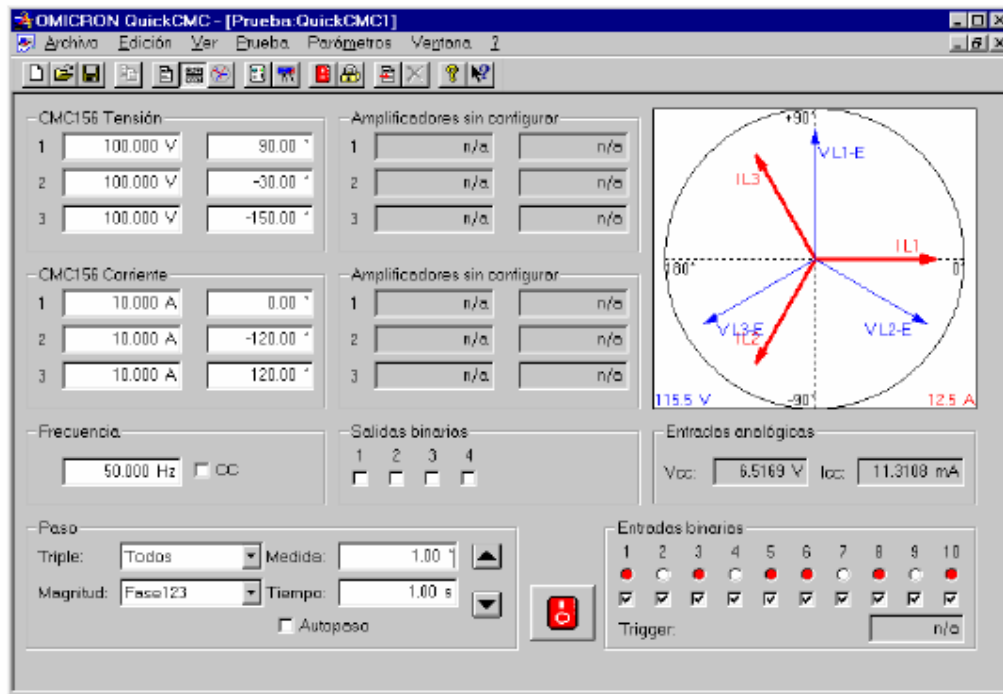


Figura E.1.7 Interfaz de usuario del módulo QuickCMC.

E.1.8 Módulo State Sequencer.

El State sequencer es una herramienta muy flexible para la determinación de tiempos de operación y de secuencias lógicas temporizadas. Un “Estado” está definido por las condiciones de las salidas (voltajes y corrientes, salidas binarias) y una condición de finalización del estado. Varios estados pueden ser enlazados entre sí para definir una secuencia de prueba. La transición de un estado al siguiente puede llevarse a cabo después de un tiempo fijo o después de una condición de disparo en las entradas binarias del CMC o después de que una tecla se aprieta o por un pulso de sincronización de un GPS.

Dentro de un estado, hasta 12 señales pueden controlarse independientemente en amplitud, fase y frecuencia. El diagrama vectorial puede usarse para verificar visualmente los ajustes de las salidas. Un vistazo global de los datos es presentado en una tabla. La “vista detallada” proporciona toda la información acerca de un estado específico.

En adición de la definición individual de cada estado, una secuencia de condiciones pre-falla, falla y post-falla pueden ser definidas para probar relevadores de distancia introduciendo la impedancia de falla.

Dentro de la secuencia de estados que definen la prueba, se pueden especificar mediciones de tiempo a realizar para determinar la correcta operación del relevador. Por ejemplo se espera que un relevador opere luego de dos ciclos de haberse presentado el estado de falla. Tiempos de disparo individuales y sus derivaciones (positiva y negativa) pueden ser especificadas para cada condición de medición. Si la medición de tiempo está dentro del rango, la evaluación es aprobada, en otro caso es desaprobada.



Ejecución; Después de pulsar el botón de encendido, la secuencia de la prueba es ejecutada. La prueba se puede interrumpir manualmente (por ejemplo, si hay un problema con el cableado). Una barra de indicación muestra el progreso de la prueba.

Durante la ejecución de las pruebas todas las transiciones de las entradas binarias usadas son monitoreadas. Esto permite hacer investigaciones más exhaustivas (p.e. definición de medidas adicionales) después de que la prueba ha terminado.

Evaluación y Reporte; Las condiciones de medición son desplegadas en una tabla. Luego de que la prueba es ejecutada, tiempos reales y sus derivaciones son incluidos en la tabla. La última columna contiene la evaluación de la prueba, pasó o falló. Una vista oscilográfica de todas las señales de tiempo (voltajes, corrientes, entradas binarias) proporciona información más completa, para un análisis más detallado. Las señales pueden ser seleccionadas individualmente y ampliada la escala en puntos específicos de tiempo. Dos cursores de tiempo facilitan el desplazamiento a través de las señales para hallar valores en puntos específicos.

Como todos los módulos del Omicron Test Universe, el reporte se genera automáticamente y puede ser personalizado de acuerdo a los requisitos específicos del usuario.

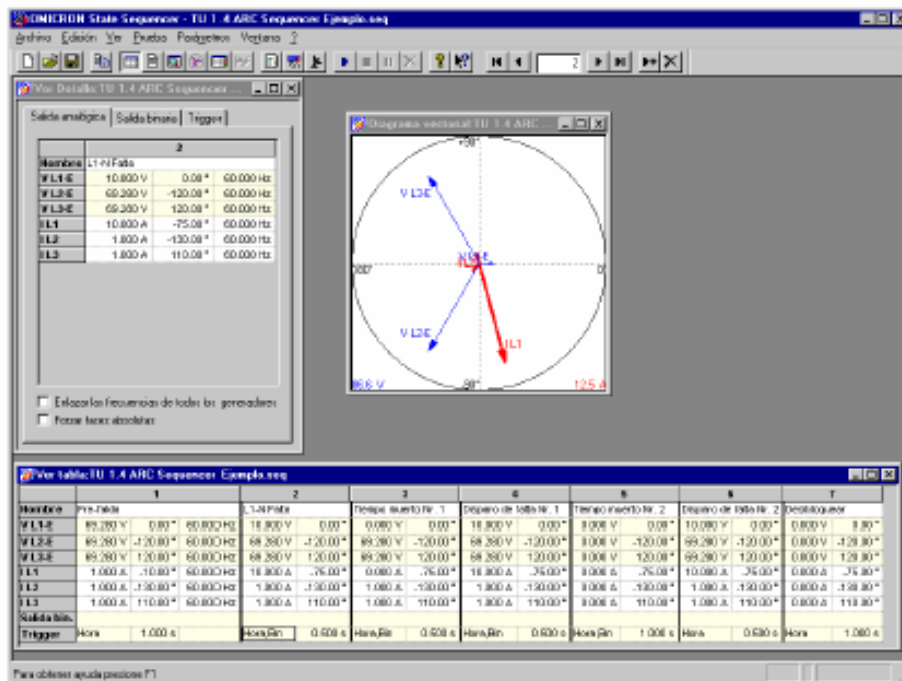


Figura E.1.8 Módulo State Sequencer UI con Diagrama Vectorial.

E.1.9 Módulo Ramping.

Este módulo del software define y genera rampas de amplitud, fase o frecuencia con las salidas de corrientes y voltajes para determinar valores límites, como arranque mínimo o niveles de histéresis en cambios de estado.



También pueden realizarse tareas automáticas que permiten la prueba de funciones simples o complejas. La flexibilidad de este módulo permite que dos rampas de variables diferentes se ejecuten simultáneamente en forma sincronizada así como la ejecución de una secuencia de hasta cinco segmentos consecutivos de rampa.

Características:

- Pruebas automatizadas usando las secuencias de la rampa.
- Dos rampas simultáneas de dos variables independientes (p.e. V y F).
- Definición de hasta cinco rampas consecutivas.
- Control visual de los valores de las salidas.
- Despliegue de los resultados de las pruebas con evaluación automática.
- Repetición de las pruebas de rampa o secuencias de rampa.
- Cálculos de la razón de los valores de 2 rampas simultáneas, p.e. V/Hz, V/l.

Funcionalidad; La selección del valor de la variable (voltaje, corriente, una fase, trifásica) y la función (amplitud, fase o frecuencia) con los valores de inicio y finalización, así como Dx, Dt o dx/dt, definen la forma de la rampa o el segmento. El número de pasos requeridos y el tiempo global máximo de la rampa también son calculados. Se pueden definir dos rampas simultáneas con la posibilidad de definir hasta cinco segmentos consecutivos para ambas rampas.

Para la rampa principal los valores especificados, así como la tolerancia admisible pueden determinarse. Por consiguiente, la generación automática de la evaluación puede hacerse inmediatamente después de la ejecución.

El cambio de una condición de activación puede usarse para:

- Terminar la prueba.
- Detener la rampa actual y empezar el próximo paso con su conjunto de valores de salida.
- Devolver el último paso y continuar el próximo paso con el último valor del arranque (esto es posible usando la característica de “Un-Paso-Atrás”).

Con este módulo es posible determinar valores de arranque o reposición en forma muy simple, automática y exacta. Por ejemplo, se puede combinar en cascada dos rampas; el paso de la segunda rampa es más fino que el de la primera, con lo que se logra una mejor precisión en la medición.

Para asegurar una evaluación óptima de la prueba, es a menudo necesario ejecutar la misma prueba varias veces para determinar si hay tendencias estadísticas o desviaciones. La característica “Repetición de la Prueba” proporciona esta información. Las funciones estadísticas (cálculo promedio, desviación estándar) se incluyen en la evaluación del reporte de las pruebas.

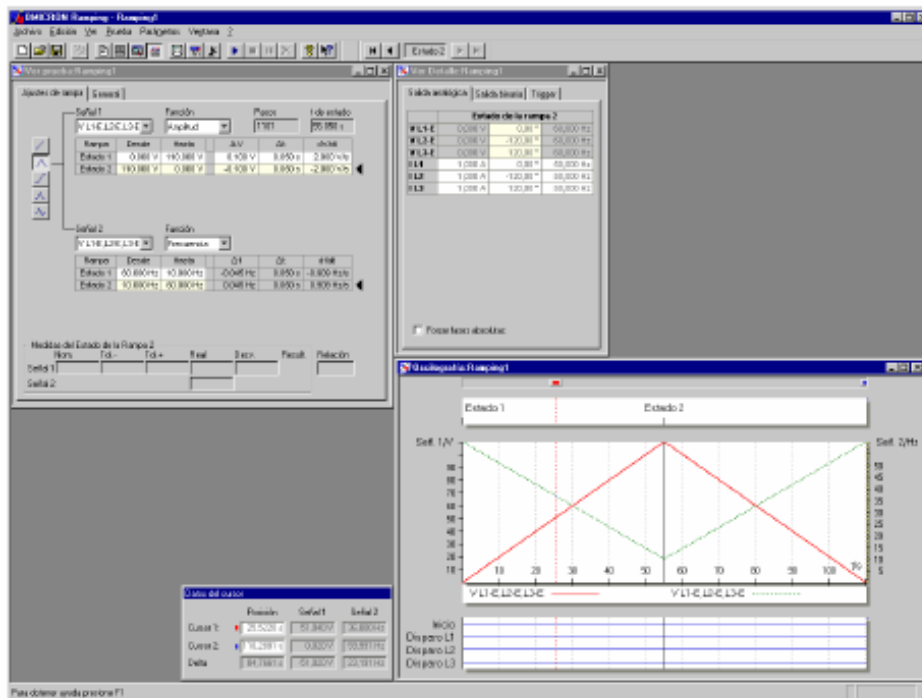


Figura E.1.9 Interfaz de usuario del módulo de prueba Ramping.

E.1.10 Procedimiento para Pruebas a Relevadores de Protección [42],[57],[58].

Como introducción, podemos decir que los relevadores de protección son dispositivos para vigilar el funcionamiento de los equipos eléctricos principales y auxiliares de una central generadora de electricidad o de un sistema eléctrico, los cuales al detectar una condición anormal de operación envían señales de alarma para que se tomen medidas correctivas. El objetivo es establecer las pruebas de estado estable a realizar en relevadores de protección para comprobar el funcionamiento y garantizar así su confiabilidad en protección.

Los siguientes puntos son aplicables al procedimiento de verificación y pruebas generales:

- Efectuar inspección visual, revisando su estado físico como recomienda el instructivo del fabricante.
- Realizar las conexiones correspondientes al equipo de prueba en su posición de servicio a través de los block de pruebas.
- Verificar las características de operación del relevador bajo prueba según su tipo.
- Verificar la señalización propia del relevador simulando las condiciones en que debe operar.

Los siguientes puntos son aplicables al procedimiento de verificación y pruebas específicas:

- Relevador de pérdida de campo de generador 40G: verificar su característica de operación en tres puntos (0°,45° y 90°) derivaciones correspondientes al alcance mínimo simulando condiciones de falla.



- Relevador de sobrecorriente de secuencia negativa en generador 46G: verificar su característica de operación en tres puntos (múltiplos 2,3 y 5), derivaciones nominales simulando condiciones de falla.
- Relevador contra fallas a tierra del estator del generador 64G: verificar su característica de operación en los puntos (5V,7V y 10V) palanca de tiempo 5, simulando condiciones de falla.
- Relevador de distancia para respaldo de fase del generador 21G: verificar su característica de operación en tres puntos (0° , 45° y 90°), derivaciones correspondientes al alcance medido, simulando condiciones de falla.
- Relevador de baja frecuencia de generador 81G: verificar su característica de operación en un punto correspondiente a frecuencia mínima simulando condiciones de falla.
- Relevador de sobrevoltaje de generador 59G: verificar su característica de operación en modo instantáneo y retardo de tiempo, en derivaciones mínimas (120V y 55V respectivamente) simulando condiciones de falla.
- Relevador de sobre excitación del transformador 59T: verificar su característica de operación en un punto, derivaciones de $1.2 \times V_{\text{nominal}}$ de operación, simulando condiciones de falla.
- Relevador para falla de tierra en el campo del generador 64F: verificar su característica de operación aplicando el voltaje o corriente correspondiente a condiciones de falla.
- Protección diferencial de generador 87G: verificar su característica de operación en un punto simulando condiciones de falla interna.
- Relevador de voltaje balanceado 60G: verificar su característica de operación en puntos correspondientes al cierre de su contacto izquierdo y derecho simulando condiciones de falla.
- Relevador de potencia inversa de generador 32G: verificar su característica de operación en un punto correspondiente al valor mínimo de ajuste, simulando las condiciones de falla.
- Relevador de bajo voltaje 27: verificar su característica de operación en un punto correspondiente al valor mínimo de ajuste simulando condiciones de falla.
- Relevador verificador de sincronismo 25: verificar su característica de operación en tres puntos (0° , $\pm 5^\circ$ y $\pm 15^\circ$), simulando condiciones de falla.

El criterio de aceptación de las pruebas al relevador, consiste en determinar si la operación del relevador cumple con las tolerancias para los valores de corriente, voltajes, ángulo de fase, tiempo y temperatura indicadas por el fabricante.

El procedimiento de prueba consiste en lo siguiente:

- Después de haber efectuado las conexiones entre el relevador y el equipo de prueba, se establece comunicación con el equipo Omicron y la PC por medio del puerto de comunicación y cable de conexión.
- Se abre la página inicial del software del equipo, un elemento organizador del programa OMICRON Test Universe. La página inicial es un cuadro de diálogo con el aspecto de una página web. Desde esta página se pueden iniciar el OMICRON Control Center, todos los módulos de prueba con la licencia y las herramientas.

La página inicial se divide en dos columnas principales:

- La columna a la izquierda presenta la lista de los módulos de prueba individuales subrayados, el texto está en azul para los módulos disponibles. Los módulos de prueba se pueden iniciar de modo autónomo.

- La columna a la derecha presenta los puntos o comandos del OMICRON Control Center subrayados, con el texto en rojo (si se encuentra instalado).¹ Los módulos de prueba se pueden usar en modo incrustado. En esta columna también se muestran aplicaciones adicionales en la sección Varios en texto en azul subrayado.
- Se crea un archivo de prueba, en donde se configura al equipo de prueba, habilitando las salidas analógicas (voltaje y/o corriente) necesarias para probar las características de operación de la función o del relevador de protección bajo prueba.
- Se procede a inyectar las corrientes y/o voltajes por medio de un módulo de prueba rampa o utilizando otros módulos que ofrece el equipo de prueba. Este módulo es configurado indicando la magnitud que va a estar variando escalonadamente en un tiempo determinado, sus valores límites inferior y superior, y registrando el disparo del relevador a través de la salida lógica del relevador conectada al equipo de prueba.
- Se analizan resultados y se procede a elaborar un reporte de pruebas. El equipo Omicron ofrece la ventaja de elaborar el reporte mostrando tablas y gráficas de las diferentes pruebas realizadas.

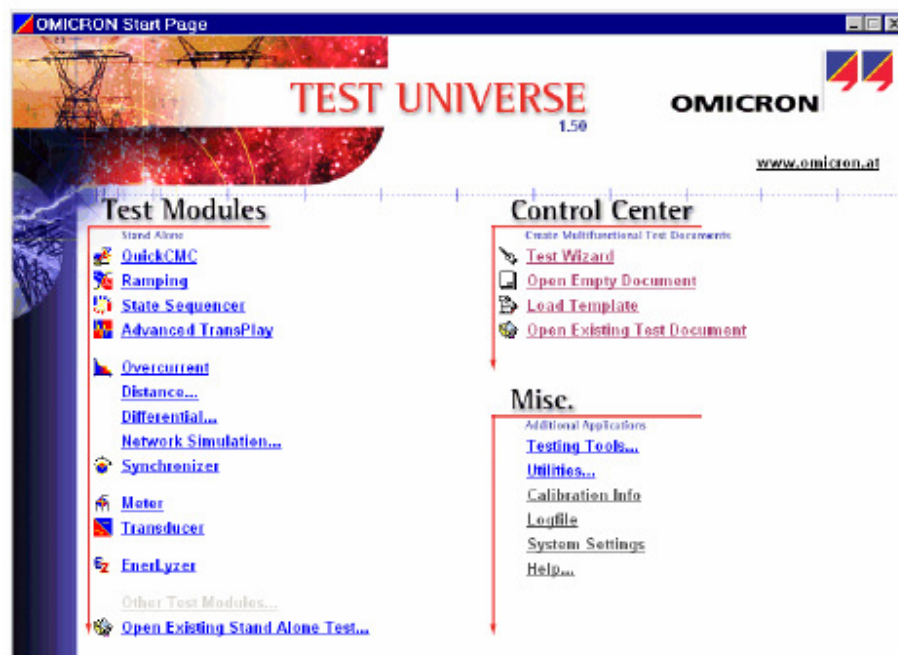


Figura E.1.10 Página inicial para el OMICRON Test Universe.

E.2 Procedimiento para la Obtención de las Gráficas de los Elementos a Proteger y de los Dispositivos de Protección con el Software “DigSilent” [28],[55].

Para iniciar el análisis del sistema real, es necesario simular digitalmente el sistema de prueba por medio del software DigSilent. El procedimiento para simular sistemas eléctricos es muy sencillo, pues este software ofrece un ambiente gráfico en donde por medio de una barra de herramientas que simboliza una serie de elementos eléctricos, se puede ir formando el sistema simulado tan solo con seleccionar el elemento deseado y arrastrarlo hacia la hoja de trabajo; se unen uno a uno los elementos por medio de buses, y finalmente se edita cada uno de estos elementos con los datos reales. Para mayor detalle



el tutorial y la ayuda de este software explica y ofrece un ejemplo de cómo elaborar un sistema eléctrico simulado.

Para el estudio de coordinación de protecciones, es necesario crear los dispositivos de protección en el sistema simulado. El software DigSilent ofrece la ventaja de realizar este estudio, tan solo es necesario ubicar los dispositivos de protección sobre las rutas de coordinación que se deseen analizar. El procedimiento de crear los dispositivos de protección es el siguiente:

- Se selecciona la ruta de coordinación que va ser analizada sobre el sistema simulado.
- Se crea un nuevo dispositivo de protección (relevador, fusible, TC o TP), haciendo clic derecho con el cursor de datos sobre el interruptor sobre el cual se ubicará y actuará este dispositivo de protección. Después de seleccionar un dispositivo de protección, aparece una ventana donde es necesario indicar el tipo de este elemento. El tipo del elemento se basa en el marco del relevador y puede ser comparado con un panel de circuito impreso con un específico, pero todavía vacío, chip o conectores de relevador.

La librería del software DigSilent ofrece un gran cantidad de tipos y modelos de relevadores, fusibles y demás elementos del sistema. Estos elementos ya están editados por default con determinados valores y características.

En el caso de crear una nueva librería con los equipos de protección que se utilizarán en el sistema de prueba real, es necesario realizar el siguiente procedimiento:

- Como inicio, se abre la librería general de DigSilent por medio del icono Data Manager ubicado en la barra principal. Se selecciona un modelo de relevador o fusible, y se copia hacia la librería de nuestro proyecto.
- Se crea un nuevo dispositivo de protección (relevador, fusible, TC o TP), haciendo clic derecho con el cursor de datos sobre el interruptor sobre el cual se ubicará y actuará este dispositivo de protección. Después sobre la ventana de dialogo que aparece se selecciona el tipo del elemento copiado y se pulsa sobre la tecla pack, lo que permitirá exportar todas las funciones y características de ese elemento y nos permitirá entonces editarlo de acuerdo a nuestros datos y necesidades.

Para editar a los nuevos elementos de protección (relevadores y fusible) con los nuevos datos y con las nuevas curvas características de operación, es necesario contar con: un archivo del tipo .BMP con las curvas tiempo-corriente scaneadas del elemento de sobrecorriente de interés, con algunos puntos tiempo-corriente de las curvas tiempo-corriente del elemento de sobrecorriente de interés, o bien con la formula que describe las curvas de tiempo- corriente del elemento de interés. Después de contar con lo anterior es necesario realizar el siguiente procedimiento:

- Seleccionamos el icono de Insertar Nueva Gráfica ubicado en la parte superior.
- En la ventana de dialogo que aparece, seleccionamos crear un Virtual Instrument Panel.
- Hacemos clic derecho sobre la hoja del virtual instrument panel creado y seleccionamos Crear un VI, después seleccionamos Curve Input.
- Hacemos clic derecho sobre la hoja curve input, y seleccionamos editar.
- Sobre el cuadro de datos Background de la ventana de dialogo que aparece, seleccionamos la dirección y el archivo con formato .BMP que contiene la curva característica del elemento de protección de interés.



- Aparecerá insertada la curva característica del elemento de protección de interés, pero será necesario definir las escalas y el método de ajuste de curvas, además de ajustar la curva insertada a la hoja virtual.
- Para ajustar el centro, el eje X y el eje Y de las escalas de la grafica insertada con el de la hoja virtual, hacemos clic derecho con el cursor gráfico sobre la hoja virtual, seleccionamos Set Axis, y seleccionamos origen, ajustamos el origen de hoja virtual a la grafica insertada, nuevamente seleccionamos Set Axis y ajustamos los ejes X y Y de la hoja virtual a la gráfica insertada.
- El siguiente paso, es crear una matriz en donde se almacenarán los puntos de la curva de interés, para ello hacemos clic derecho sobre la hoja virtual, seleccionamos editar, y en la parte de curvas sobre la ventana que aparece, hacemos clic derecho y seleccionamos Select Element/Type, esta acción abre la ventana del data manager, seleccionamos la rama de árbol Librería de nuestro proyecto, y hacemos clic sobre el icono de Crear New Object, esto permite crear la matriz donde se almacenarán los puntos de la curva de interés.
- Hacemos clic derecho sobre la hoja virtual y seleccionamos Add Curve.
- Hacemos nuevamente clic derecho sobre la hoja virtual y seleccionamos Input x/y-Pairs.
- Comenzamos a seleccionar punto a punto haciendo clic sobre la curva de interés.
- Después de terminar de seleccionar los puntos deseados, hacemos clic derecho sobre la hoja virtual y seleccionamos Interpoliar Curva 1.
- Hacemos clic derecho sobre la hoja virtual para ello hacemos clic derecho sobre la hoja virtual, seleccionamos editar, y en la parte de curvas sobre la ventana que aparece, hacemos clic derecho sobre la matriz que creamos, entonces aparecerán los puntos que anteriormente ingresamos. Seleccionamos estos puntos y los copiamos.
- El siguiente paso es seleccionar la hoja Grid del sistema simulado, Se crea un nuevo tipo del dispositivo de protección de interés (relevador, fusible), para esto se abre la librería del proyecto por medio del icono Data Manager. Se selecciona un elemento de protección del tipo ya creado, igual al del elemento de interés que deseamos copiar, y se copia en la librería de nuestro proyecto. Esto nos permite editar el nuevo elemento de protección con los datos nuevos que nos interesa adicionar.
- El siguiente paso sobre la hoja Grid del sistema simulado, es crear un nuevo dispositivo de protección (relevador, fusible), haciendo clic derecho con el cursor de datos sobre el interruptor sobre el cual se ubicará este dispositivo de protección. Después sobre la ventana de dialogo que aparece se selecciona el tipo del elemento copiado, y se edita con los datos de interés, además se hace clic sobre la parte de curva característica, se abrirá otra ventana y en la parte de valores, se crean las filas y columnas donde se pegaran los datos copiados de los puntos de la curva de interés. Además se indica el método de interpolación, se indica que se trata de ajuste de curvas y el numero de curvas correspondiente a la curva de interés.
- El método de ajuste de curvas utilizado fue por medio del polinomio de Hermite.

Con este procedimiento, se logra crear la nueva librería con los datos y características de la información que proporciona el fabricante de los dispositivos de protección por sobrecorriente: fusibles y relevadores de sobrecorriente, utilizados en el sistema real y que deseamos ingresar a nuestro sistema eléctrico simulado.



Para graficar las curvas tiempo-corriente de los elementos a proteger y los dispositivos de protección, el software DigSilent ofrece algunas formas diferentes, el siguiente procedimiento indica una de ellas:

- Para graficar las curvas de los dispositivos de protección, nos ubicamos sobre la hoja Grid del sistema simulado, se hace clic derecho con el cursor de datos sobre el interruptor sobre el cual se ubica el dispositivo de protección que anteriormente ahí colocamos, y seleccionamos Create Time-Overcurrent Plot, entonces aparecerá una ventana con los dispositivos de protección ahí ubicados, seleccionamos el ó los dispositivos de interés, tecleamos OK y automáticamente se genera la gráfica de tiempo-corriente con los dispositivos seleccionados.
- Para graficar las curvas de los elementos a proteger, nos ubicamos sobre la hoja Grid del sistema simulado, se hace clic derecho con el cursor de datos sobre el elemento de interés (transformador, motor, cable), y seleccionamos Output Data y luego Add to Time-Overcurrent Plot, entonces aparecerá una ventana con las hojas de plots creados, seleccionamos la hoja de plot donde están los dispositivos de protección creados anteriormente y que nos interesan, tecleamos OK y automáticamente se adicionan las gráficas de tiempo-corriente de los elementos a proteger con los dispositivos de protección seleccionados.
- El último paso es editar la hoja de plot de tiempo-sobrecorriente creada, dando clic derecho sobre la hoja plot, entonces aparecerá una ventana donde se puede editar lo siguiente: las escalas de la grafica, el color de las curvas, corriente primaria o secundaria, relevadores de fase o tierra, voltaje de referencia, etc.

Para imprimir los resultados se selecciona la tecla “Imprimir” en el menú principal File y se imprime directamente, o bien puede exportarse como archivo Windows Bitmap.BMP o Windows Metafile.WMF. y se pega la grafica en el procesador de texto.

E.3 Procedimiento para la Obtención de las Gráficas de los Elementos a Proteger y de los Dispositivos de Protección con el Software “SKM (Captor)” [28],[56].

El software SKM provee asistencia computalizada para el graficado de relaciones tiempo-corriente entre dispositivos y equipos en sistemas eléctricos de potencia. SKM examina dispositivos y equipos del sistema de potencia incluyendo relevadores de sobrecorriente, relevadores instantáneos, fusibles, interruptores con disparo estático, interruptores de caja moldeada así también como varias condiciones del sistema de potencia tales corriente inrush y curva de daño de transformadores, curva de daño de cables y curva de arranque de motores. SKM permite especificar variables asociadas con cada dispositivo, y rápidamente visualiza los resultados directamente en el monitor de la PC. El reporte final puede ser generado en graficados o en impresiones de gráfica. Los reportes finales pueden incluir dibujos de curvas tiempo-corriente (TCC), reportes de ajustes de cada dispositivo, y un diagrama unificar simple mostrando el arreglo eléctrico del equipo desplegado en el TCC. SKM contiene un enorme librería de dispositivos los cuales pueden ser graficados, y contiene una función de librería para la cual el usuario puede adicionar nuevos dispositivos a la librería, editar las características de dispositivos existentes, o borrar dispositivos obsoletos.



SKM usa la pantalla completa, procedimientos de campos de entrada formateados para entrada de datos, con instrucciones detalladas en cada pantalla de datos.

Los programas de SKM presentan información para evaluación, interpretación, y aplicación para ingenieros especializados, que se familiaricen con los principios de coordinación selectiva y protección de sistemas.

Para graficar las curvas tiempo-corriente de los elementos a proteger y los dispositivos de protección, el software SKM ofrece una enorme librería con dispositivos de protección, el siguiente procedimiento indica como elaborar una gráfica tiempo-corriente:

- Para graficar las curvas de los dispositivos de protección, es necesario crear un nuevo proyecto, esto se realiza sobre el menú principal, seleccionamos Project y creamos un archivo del tipo.PRJ
- A continuación es necesario crear una gráfica de coordinación, esto se realiza seleccionando sobre el menú principal Document, y seleccionamos Captor TCC, se nombra esa grafica y automáticamente se genera una grafica logarítmica-logarítmica en blanco.
- Para graficar las curvas de los elementos a proteger, nos ubicamos sobre la ventana del TCC, y seleccionamos de la barra de herramientas superior, el icono que simboliza al elemento a proteger que deseamos incluir en nuestra grafica, y automáticamente se incluye ese elemento en nuestra grafica, quedando listo para ser editado con los datos reales.
- Para graficar las curvas de los dispositivos de protección, nos ubicamos sobre la ventana del TCC, y seleccionamos de la barra de herramientas superior, el icono que simboliza al dispositivo de protección que deseamos incluir en nuestra grafica, y automáticamente se incluye ese dispositivo en nuestra grafica, luego es necesario entrar a la librería del software pulsando la tecla Library, se abrirá la ventana de la librería en donde se muestra un árbol con ramas que simbolizan los dispositivos de protección que existen en la librería, se selecciona el dispositivo deseado y automáticamente se inserta en nuestra grafica. Por lo queda listo para ser editado con los ajustes reales.
- El último paso es editar la grafica de tiempo-sobrecorriente creada, dando clic derecho sobre la grafica, y seleccionamos TCC Settings, entonces aparecerá una ventana donde se puede editar lo siguiente: las escalas de la grafica, voltaje de referencia, etc. Para editar el color, el relleno, las etiquetas superiores, etc., de nuestra grafica, damos clic derecho sobre la grafica, y seleccionamos Selected Device Settings, entonces aparecerá una ventana donde se puede hacer lo antes mencionado.

Para imprimir los resultados se selecciona la tecla “Imprimir” en el menú principal Document y se imprime directamente, o bien puede exportarse como archivo Windows Bitmap.BMP o Windows Metafile.WMF. y se pega la grafica en el procesador de texto.