



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

"ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES POR
MÉTODOS COMPUTARIZADOS APLICADOS A LA CENTRAL DE
GENERACIÓN GONZALO ZEVALLOS"

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentado por:

ROBERTO STALIN FIGUEROA ALVARADO

VICENTE JAVIER VERA PÉREZ

BISMARCK EFRAIN ESTRADA SOSORANGA

Guayaquil – Ecuador

FEBRERO 2013

AGRADECIMIENTO

En el presente Informe, agradecemos a Dios por bendecirnos, y por hacer realidad nuestro sueño anhelado.

A nuestros padres por darnos el privilegio de estudiar, los mismos que a lo largo de nuestra vida nos han apoyado y motivado, creyendo en todo momento y sin dudar ni un minuto de nuestras habilidades.

A la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL por darnos la oportunidad de estudiar y ser profesionales.

A nuestro director de la materia de graduación, Ing. Juan Saavedra por su esfuerzo y dedicación, quien con sus conocimientos, experiencia y paciencia ha logrado en nosotros poder culminar nuestros estudios con éxito.

DEDICATORIA

La presente informe se la dedico a mi familia que gracias a sus consejos y palabras de aliento crecí como persona. A mis padres y hermana por su apoyo, confianza y amor. Gracias por ayudarme a cumplir mis objetivos como persona y estudiante.

Vicente Vera Pérez

A DIOS porque sin él nada sería posible. A mis padres porque gracias a ellos he logrado este gran sueño, a mis hermanos y sobrinos por su apoyo incondicional, pero de manera especial a mi madre Sarita que a pesar de las adversidades me demostró ser ejemplo de lucha y perseverancia.

GRACIAS

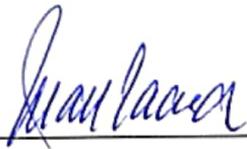
Bismark Efraín Estrada Sosoranga

A DIOS porque me dio la fortaleza y salud para culminar otras de mi metas. A mis padres y hermanos por el respaldo y compañía en todo este viaje, en especial a mi padre Roberto por sus consejos y comprensión por enseñarme que nada en la vida es gratis que para obtener las cosas hay que luchar siempre.

Gracias totales

Roberto Stalin Figueroa Alvarado

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Juan Saavedra

PROFESOR DEL SEMINARIO
DE GRADUACIÓN



Ing. Adolfo Salcedo

PROFESOR DELEGADO POR
LA UNIDAD ACADÉMICA

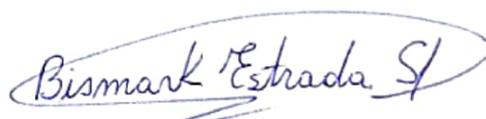
DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este Informe de Materia de Graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral"

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)



VICENTE JAVIER VERA PEREZ



BISMARK ESTRADA SOSORANGA



ROBERTO STALIN FIGUEROA ALVARADO

RESUMEN

Con el proyecto se pretende realizar los ajustes de los equipos de protección para la coordinación de la Central Gonzalo Zevallos, es decir definir los límites o umbrales de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. Además definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada operación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo.

Para poder realizar esta coordinación primero hay que conocer el funcionamiento del sistema en condiciones normales de operación y por supuesto en condiciones de falla o cortocircuito. Estos estudios se realizarán utilizando la herramienta "POWER WORLD".

Una vez obtenido los resultados, en "MICROSOF EXCEL" se procederá a realizar la coordinación de los equipos de protección y se mostrarán los resultados de forma gráfica y cuantitativa.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN.....	VII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVII
SIMBOLOGÍA.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
CAPÍTULO 1.....	1
DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	1
1.1 Ubicación de la Planta.....	1
1.2 Unidades de Generación.....	5
1.2.1 Unidades 2 y 3.....	5
1.3 Transformadores de Poder.....	6
1.3.1 Transformadores de Poder U-2 y U-3.....	6
1.3.2 Transformadores de Poder Auxiliares U-2 y U-3.....	7
1.4 Subestación de Elevación.....	8
1.5 Sistema de Protección.....	9
1.5.1 Protección de Generadores.....	9
1.5.2 Protección de Transformadores.....	10
CAPITULO 2.....	11

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	11
2.1 Introducción.....	11
2.2 Criterios adoptados para el estudio	12
2.2.1 Flexibilidad Operacional.....	12
2.2.2 Niveles de Confiabilidad.....	12
2.2.3 Niveles de Sobrecarga.....	13
2.2.4 Regulación de Voltaje.	13
2.3 Análisis de Casos	14
2.4 Datos del Sistema.	15
2.4.1 Datos de Generadores.....	15
2.4.2 Datos de Transformadores utilizados para Simulación.....	16
2.5 Resultados de los Estudios de Flujo de Carga.....	17
2.5.1 Caso Base	17
2.5.1.1 Voltajes en Barras	18
2.5.1.2 Consumo.....	18
2.5.2 Demanda Máxima con la Unidad 3 fuera de servicio.....	19
2.5.2.1 Voltajes en Barras	19
2.5.2.2 Consumo.....	19
2.5.3 Demanda Máxima con la Unidad 2 fuera de servicio.....	20
2.5.3.1 Voltajes en Barras	20
2.5.3.2 Consumo.....	20
2.6 Potencia Activa y Reactiva entregada al Sistema	21
2.7 Ajustes de los TAP's.....	21
2.8 Carga de los Transformadores	21

2.9	Conclusiones del Estudio de Flujo.....	23
CAPÍTULO 3.....		25
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....		25
3.1	Introducción.....	25
3.2	Alcance de los Estudios de Cortocircuito.....	26
3.3	Datos del Sistema.....	27
3.3.1	Impedancias Equivalentes en el Punto de Interconexión (Pascuales 230) con el S.I.N.	27
3.3.2	Impedancias Equivalentes.....	28
3.3.3	Datos de conductores.....	28
3.3.4	Datos de transformadores de fuerza.....	29
3.4	Resultados de los Estudios de Cortocircuito.....	29
3.4.1	Caso Base.....	29
3.4.2	Corriente de Falla en cada Barra.....	30
3.5	Conclusiones y Recomendaciones.....	31
CAPÍTULO 4.....		33
COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....		33
4.1	Introducción.....	33
4.2	Configuración actual del Punto de Conexión.....	34
4.3	Equipos de Protección.....	35
4.3.1	Protección de Generador 489 GE.....	35
4.3.2	Protección de Transformador T60.....	37
4.3.3	Protección 7SJ80.....	39
4.3.4	Protección 7SK80.....	41

4.3.5	Protección 7UT612	43
4.4	Esquema de Protecciones	44
4.4.1	Generación	45
4.4.2	Transmisión	45
4.4.3	Casa de máquinas	46
4.4.4	Esquema de Protección del Relé SR – 489.....	47
4.4.5	Esquema de Protección del Relé T-60	48
4.4.6	Esquema de Protección del Relé 7UT612.....	49
4.4.7	Esquema de Protección del Relé 7SK80.....	50
4.4.8	Esquema de Protección del Relé 7SJ80	51
4.5	Diagrama de Interbloqueo	52
4.6	Coordinación de las Protecciones.....	54
4.6.1	Alcance de los Ajustes y de la Coordinación de las Protecciones	54
4.6.2	Coordinación de los Generadores.....	55
4.6.3	Protección del Generador de 73 MW	55
4.6.3.1	Protección Diferencial Porcentual (87G).....	56
4.6.3.1.1	Cálculo de Ajuste	57
4.6.3.1.2	Ajuste.....	59
4.6.3.2	Protección por Sobrevoltaje (59)	59
4.6.3.2.1	Cálculo de Ajustes	60
4.6.3.2.2	Ajustes	62
4.6.3.3	Protección por Bajo Voltaje (27)	62
4.6.3.3.1	Cálculo de Ajustes	63
4.6.3.3.2	Ajustes	64

4.6.3.4	Protección por Pérdida de Campo (40).....	64
4.6.3.4.1	Cálculo de Ajustes	66
4.6.3.4.2	Ajustes	68
4.6.3.5	Protección de Secuencia Negativa (46).....	68
4.6.3.5.1	Cálculo de Ajuste	69
4.6.3.5.2	Ajustes	74
4.6.3.6	Protección de Potencia Inversa (32).....	74
4.6.3.6.1	Cálculo de Ajustes	75
4.6.3.6.2	Ajustes	76
4.6.3.7	Protección por Frecuencia (81).....	76
4.6.3.7.1	Cálculo de Ajustes	77
4.6.3.7.2	Ajustes	78
4.6.3.8	Protección por Sobreexcitación o Volts/Hertz (24).....	78
4.6.3.8.1	Cálculo de Ajuste	79
4.6.3.8.2	Ajustes	80
4.6.3.9	Protección de Sobrecorriente con Restricción de Voltaje (51V).....	80
4.6.3.9.1	Cálculo de ajuste	81
4.6.3.10	Resumen de Ajustes	81
4.6.4	Protección de Transformadores de Fuerza	83
4.6.4.1	Protección Diferencial 87	84
4.6.4.2	Sobrecorriente Direccional de fase (ANSI 67P).....	91
4.6.4.2.1	Modo de operación:	94
4.6.4.2.2	Ajustes:	96
4.6.4.3	Protección de Sobrecorriente (ANSI 50/51).....	98

4.6.4.3.1	Tipos de Curva de Sobrecorriente.....	100
4.6.4.3.2	Curvas IAC	101
4.6.4.3.2.1	Constante de la curva ge tipo tiempo inverso	101
4.6.4.3.3	Sobrecorriente Instantáneo de Fase (ANSI 50P)	103
4.6.4.3.4	Sobrecorriente Temporizado de Fase (ANSI 51P)	104
4.6.4.3.5	Cálculo de Ajustes	108
4.6.4.3.6	Curva de Coordinación	109
4.7	Coordinación de las Protecciones a nivel de 2.4 kV	111
4.8	Coordinación de las Barras.....	112
4.9	Conclusiones y Recomendaciones	117
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	119
	ANEXOS	121
	BIBLIOGRAFIA.....	154

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Central Térmica Ing. Gonzalo	2
Figura 1.2 Diagrama Unifilar de la Unidad	4
Figura 1.3 Unidades 2 y 3.....	5
Figura 1.4 Acoplamiento Turbina-Generador	5
Figura 1.5 Transformador de Poder.....	6
Figura 1.6 Transformador de poder auxiliares	7
Figura 1.7 Patio de maniobras de Subestación.....	9
Figura 1.8 Relé multifunción del Generador.....	10
Figura 1.9 Relé multifunción del Transformador	10
Figura 4.1 Configuración actual del punto de conexión entre la Central Gonzalo Zevallos y el SIN Equipos de Protección	35
Figura 4.2 Esquema del Relé GE 489.....	36
Figura 4.3 Esquema del Relé GE T60	38
Figura 4.4 Esquema del Protección 7SJ80	41
Figura 4.5 Esquema del Protección 7SK80.....	42
Figura 4.6 Esquema del Protección 7UT612.....	44
Figura 4.7 Funciones del Relé 489 GE	48
Figura 4.8 Funciones del Relé T60	49
Figura 4.9 Funciones del Relé 7UT612.....	50
Figura 4.10 Funciones del Relé 7SK80.....	51
Figura 4.11 Funciones del Relé 7SJ80	52
Figura 4.12 Esquema del Protección Diferencial Porcentual (87G).....	56

Figura 4.13 Curva de Diferenciación del Equipo	58
Figura 4.14 Diagrama R-X para la protección de pérdida de campo	66
Figura 4.15 Esquema de Protección del Transformador de Fuerza	83
Figura 4.16 Esquema de Protección del Transformador con relé 87	84
Figura 4.17 Curva Característica del 87	85
Figura 4.18 Esquema de Protección del Transformador con relé 67P	91
Figura 4.19 Diagrama de funcionamiento del Relé Direccional	92
Figura 4.20 Esquema de Protección del Transformador con relé 50/51	98
Figura 4.21 Curvas t vs I del relé 50	104
Figura 4.22 Curva de ajuste de relé 51 Método de Restricción de Voltaje	105
Figura 4.23 Curvas t vs I del Relé 51	107
Figura 4.24 Diagrama de flujo de corriente	108
Figura 4.25 Curva t vs I de ajuste de relés 50 y 51	109
Figura 4.26 Curva de ajuste de las barras 2.4 KV	113
Figura 4.27 Curva de ajuste de las barras 2.4 KV	114
Figura 4.28 Curva de ajuste de las barras 2.4 KV	115
Figura 4.29 Curva de ajuste de las barras 2.4 KV	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Datos Técnicos del Generador Sincrónico	6
Tabla 1. 2 Datos técnicos de los Transformadores	7
Tabla 1. 3 Datos técnicos de los Transformadores	8
Tabla 2. 1 Características de los Generadores de la Central	16
Tabla 2. 2 Datos de Transformadores utilizados para simulación	16
Tabla 2. 3 Voltajes en barras - Carga Máxima con las 2 unidades generando.....	18
Tabla 2. 4 Datos de Consumo	18
Tabla 2. 5 Voltajes en barras - Carga Máxima con la unidad 3 fuera de servicio. ...	19
Tabla 2. 6 Datos de Consumo	19
Tabla 2. 7 Voltajes en barras - Carga Máxima con la unidad 2 fuera de servicio ...	20
Tabla 2. 8 Datos de Consumo	20
Tabla 2. 9 Potencia entregada al sistema	21
Tabla 2. 10 TAP's ajustados.	21
Tabla 2. 11 Valores de la cargabilidad de los transformadores	22
Tabla 3. 1 Impedancias Equivalentes	28
Tabla 3. 2 Corrientes de falla trifásica para cada barra	30
Tabla 3. 3 Corrientes de falla línea a tierra para cada barra	31
Tabla 4. 1 Funciones del rele GE T60.....	39
Tabla 4. 2 Ajuste para la función 87G	59
Tabla 4. 3 Ajuste para la función 59.....	62
Tabla 4. 4 Ajuste para la función 27.....	64
Tabla 4. 5 Ajuste para la función 40.....	68

Tabla 4. 6 Ajuste para la función 46.....	70
Tabla 4. 7 Valores permisibles de K según la IEEE	72
Tabla 4. 8 Ajuste de la función 46.....	74
Tabla 4. 9 Porcentajes de motorización según la IEEE	75
Tabla 4. 10 Ajuste de la función 32.....	76
Tabla 4. 11 Ajustes de máxima y mínima frecuencia	78
Tabla 4. 12 Ajuste de la función 24.....	80
Tabla 4. 13 Ajuste de la restricción de voltaje del 51V	81
Tabla 4. 14 Ajustes en el relé GE-489 Generador 73 MW	82
Tabla 4. 15 Funcionamiento del Relé Direccional	94
Tabla 4. 16 Tipos de curva de sobrecorriente	100
Tabla 4. 17 Constantes de la curva IACIAC Muy Inversa.....	102
Tabla 4. 18 T vs. (I / I _{arr}).....	102
Tabla 4. 19 Cálculos para el transformador de 52/70/86 MVA	110

SIMBOLOGÍA

ϕ_{boost}	Ángulo de estabilidad.
ϕ_{sist}	Ángulo del sistema.
δ_r	Angulo del voltaje de la barra r.
δ_s	Angulo del voltaje de la barra s.
C	Capacitor para el filtro capacitivo
I	Corriente de la línea de transmisión
I_{conv}	Corriente del convertidor
K	Factor de grado de compensación.
f	Frecuencia de natural del sistema de transmisión
f^*	Frecuencia de perturbación sub-sincrónica
V_{DC}	Fuente de voltaje DC
G_{pv}	Ganancia de la planta de voltaje
G_{pi}	Ganancia de la planta de corriente
G_{ci}	Ganancia del controlador de la planta de corriente
G_{cv}	Ganancia del controlador de la planta de voltaje
m	Índice de modulación
L	Inductor para el filtro inductivo
MF	Margen de fase
P_s	Potencia activa que envía la barra s

P_r	Potencia activa que recibe la barra r
Q_c	Potencia reactiva del compensador
Q_s	Potencia reactiva que envía la barra s
Q_r	Potencia reactiva que recibe la barra r
X_{comp}	Reactancia de compensación
X	Reactancia de la línea de transmisión
R_C	Resistencia del filtro capacitivo
R_L	Resistencia del filtro inductivo
V_H	Voltaje de alta del Transformador
V_L	Voltaje de baja del Transformador
V_{conv}	Voltaje del convertidor
V_I	Voltaje del inductor
V_r	Voltaje en la barra r.
V_s	Voltaje en la barra s.
V_F	Voltaje que entrega el SSSC

INTRODUCCIÓN

Los sistemas coordinados de protección representan no solo seguridad operacional, sino también económica. Un buen sistema de protecciones ayuda a justificar, a largo plazo, la inversión que realizan las empresas al adquirir equipos tales como transformadores de potencia y/o distribución, generadores, líneas de transmisión y demás.

Sin embargo, el estudio de coordinación requiere de etapas previas al mismo que garanticen una óptima calibración y ajuste de los dispositivos a usar en el sistema de protecciones siendo el análisis de flujo de carga y el de corto circuito las más necesarias. La primera permite establecer las condiciones actuales de los elementos del sistema eléctrico en cuestión, mientras que el análisis de corto circuito determina la magnitud de los esfuerzos eléctricos a los cuales podrían ser sometidos los equipos del sistema, en caso de producirse una falla de determinadas características.

Es por eso que “Estudios de coordinación de las protecciones eléctricas por métodos computarizados aplicados a Central Termica Ing. Gonzalo Zevallos” describe y analiza dichas etapas a fin de establecer los criterios bajo los

cuales se propondrá un sistema de protecciones coordinado basado en el uso de dispositivos numéricos.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

1.1 Ubicación de la Planta

La central de generación termo eléctrica Ing. Gonzalo Zevallos de ELECTROGUAYAS S.A. está ubicada en el cantón Guayaquil, provincia del Guayas, en la parroquia Tarqui sector El Salitral, kilómetro Siete y Medio (Km. 7 1/2) vía a la Costa.

La central térmica Ing. Gonzalo Zevallos está autorizada para ejecutar la actividad de generación eléctrica, generación termo eléctrica, que cuenta con una capacidad instalada de 146 MW, conectada a la subestación Salitral.



Figura 1.1 Central Térmica Ing. Gonzalo Zevallos

El sistema eléctrico de la central Ing. Gonzalo Zevallos se caracteriza por lo siguiente:

- ✓ La Central Ing. Gonzalo Zevallos está comprendida por dos unidades de generación Mitsubishi, cuatro transformadores de poder Mitsubishi continuos a la planta y dos transformadores de poder Mitsubishi en la subestación.

- ✓ La instalación posee su propia subestación en la cual dos transformadores de potencia, con una capacidad de 52/70/86 MVA, alimentado en su lado primario por la Subestación Eléctrica Salitral

a un nivel de tensión de 69 KV conexión en Estrella y Delta en el secundario a 13.8 KV.

- ✓ Como se puede apreciar en la figura 1.2, existen distintos transformadores por cada unidad de generación que reducen el nivel de voltaje de 13800 Voltios a niveles de voltaje más bajos.

Vemos instalado un transformador como auxiliar con capacidad de 5 MVA, 13200/2400 Voltios, conexión estrella-delta indispensable ya que a estos se conectan los diferentes motores usados en la generación.

Además posee un transformador de 1 MVA, 2400/480 Voltios. Con esta transformación se obtiene el nivel de voltaje que se utilizara para el cuarto de control, iluminación, oficinas y demás.

1.2 Unidades de Generación

1.2.1 Unidades 2 y 3

Se trata de dos turbinas a vapor, marca Mitsubishi, tipo "MB-H" para generación base, 73 MW de potencia, 60 Hz, con enfriamiento Hidrogeno, eje sencillo entre la turbina (velocidad nominal 3.600 rpm) y el generador eléctrico (velocidad nominal 3.600 rpm).



Figura 1.3 Unidades 2 y 3



Figura 1.4 Acoplamiento Turbina-Generador

Marca	Mitsubishi
Capacidad	85.883 [kVA}
Factor de potencia	0,85
Velocidad	3.600 [rpm]
Frecuencia	60 [Hz]
Voltaje	13.800 [V]

Tabla 1. 1 Datos Técnicos del Generador Sincrónico

1.3 Transformadores de Poder

1.3.1 Transformadores de Poder U-2 y U-3



Figura 1.5 Transformador de Poder

Los generadores eléctricos a 13.8 kV de la turbina U-2 y U-3 se conectan a la subestación a través de 2 transformadores de poder Mitsubishi con capacidad de 52/ 70/ 86 MVA cada uno.

Fases	3
Niveles de Voltaje	69.000/ 13.200 [V]
Capacidad	52.000/ 70.000/ 86.000 [kVA]
Enfriamiento	OA/ FA/ FOA
Impedancia U-2	11,83 % AT 86.000 [kV]
Impedancia U-3	11,79 % AT 86.000 [kV]
Frecuencia	60 [Hz]
Conexión	D – Y

Tabla 1. 2 Datos técnicos de los Transformadores

1.3.2 Transformadores de Poder Auxiliares U-2 y U-3



Figura 1.6 Transformador de poder auxiliares

Los generadores eléctricos a 13.8 kV de la turbina U-2 y U-3 se conectan a la casa de máquinas a través de 2 transformadores de poder Mitsubishi con capacidad de 5 y 7,5 MVA respectivamente.

Fases	3
Niveles de Voltaje	13.200/ 2.4000 [V]
Capacidad U-2	5.000 [kVA]
Capacidad U-3	7.500 [kVA]
Enfriamiento	OA
Impedancia U-2	6,78 %
Impedancia U-3	9,73 %
Frecuencia	60 [Hz]
Conexión	D – Y

Tabla 1. 3 Datos técnicos de los Transformadores

1.4 Subestación de Elevación

La subestación eléctrica de elevación 13.8 kV a 69 kV tiene capacidad para 146 MW. Su configuración en doble barra le brinda confiabilidad y capacidad de transferencia de energía.



Figura 1.7 Patio de maniobras de Subestación

1.5 Sistema de Protección

1.5.1 Protección de Generadores

Las unidades de generación se encuentran protegidas con los relés multifunción GE SR-489 proporcionando funciones de protección, medida y monitorización. Usado como protección principal, o también de respaldo en centrales.



Figura 1.8 Relé multifunción del Generador

1.5.2 Protección de Transformadores

Las unidades de transformación se encuentran protegidas con los relés multifunción GE T60 es un relé basado en microprocesadores, diseñado para proteger transformadores de potencia trifásico de pequeño, mediano y gran tamaño.



Figura 1.9 Relé multifunción del Transformador

CAPITULO 2

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

2.1 Introducción

Como parte fundamental, se tiene los estudios de Flujo de Carga presentados en este capítulo.

En el presente proyecto se hace uso de la herramienta computacional POWERWORLD SIMULATOR. Este simulador permite realizar algunos análisis con resultados óptimos para un sistema eléctrico de potencia entre ellos flujos de carga.

Debido a que se utilizó una plataforma educativa de Power World, tiene un limitante, pues solo se puede simular hasta un número de 42 barras, siendo éstas suficientes para el modelo que se requiere en esta estructura eléctrica.

2.2 Criterios adoptados para el estudio

2.2.1 Flexibilidad Operacional

El sistema podrá funcionar generando su propia energía eléctrica pudiendo abastecer parte de la carga máxima conectada a la subestación Salitral.

2.2.2 Niveles de Confiabilidad

El sistema de protecciones tiene como prioridad la protección de los elementos del sistema eléctrico, además proveer la continuidad y confiabilidad del servicio.

2.2.3 Niveles de Sobrecarga

No se aceptan sobrecarga en los cables del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas.

Para el caso de los Transformadores de Poder, la carga no debe exceder su capacidad FOA. En los Generadores, la carga no debe exceder su capacidad instalada.

2.2.4 Regulación de Voltaje.

Las unidades de generación estarán disponibles ante los requerimientos del CENACE para la regulación de los voltajes de barra en el sistema.

El porcentaje de regulación será fijado de acuerdo a los requerimientos del sistema, a $\pm 2,5\%$ de tensión nominal. El TAP de los transformadores de poder se mantiene fijo

2.3 Análisis de Casos

El estudio considera la operación de la central con las dos unidades de generación y dentro de las alternativas de flujo se consideran también con una de las dos unidades fuera de servicio.

Casos establecidos:

- ✓ Caso Base, Carga Máxima con las 2 unidades generando.

- ✓ Carga Máxima con la unidad 3 fuera de servicio.

- ✓ Carga Máxima con la unidad 2 fuera de servicio.

El análisis de casos se lo hará posteriormente en este mismo capítulo en el programa POWER WORLD versión 12. El ingreso de datos de impedancias de líneas y de transformadores debió ser realizado en por unidad tomando una potencia aparente base; para el presente trabajo se seleccionó la base de 100 MVA.

2.4 Datos del Sistema.

En esta sección se muestra una recopilación de datos del sistema por la cual está conformada la central térmica Ing. Gonzalo Zevallos, pues se tiene la necesidad de conocer con exactitud valores, conexiones y arreglos de cada elemento de la Central que juegan un papel importante por su alta dependencia para el buen funcionamiento de la planta.

2.4.1 Datos de Generadores

Las principales características de los generadores vienen dados por la siguiente tabla a continuación:

kVA Rating	85.883 [kVA]
Voltage	13.800 [V]
Current	3.593 [A]
Power Factor	85 [%]
No. of Phase	3
Frequency	60 [Hz]
Normal Speed	3.600 [rpm]
H₂ Pressure	2,11 [kg/cm ² g]
Type	MB-H
Rating	Continuous
Ins. Class	ARM B FIELD B
Exc. Voltage	250 [V]

Field Current	1.003 [A]
Serial	237190
Date	July 1979
Reactancia Subtransitoria	0,0860 [ohm]
Reactancia Transitoria	0,1464 [ohm]
Reactancia Sincrónica	0,2462 [ohm]
Impedancia a tierra	0,0931 [ohm]

Tabla 2. 1 Características de los Generadores de la Central

2.4.2 Datos de Transformadores utilizados para Simulación

A continuación se muestra una tabla que especifica los datos de placa de los transformadores principales y auxiliares.

Transformador	Potencia (MVA)	Voltaje (kV) Alta	Voltaje (kV) Baja	Impedancia (%)
U-2	86	69	13,2	11,83
U-3	86	69	13,2	11,79
Aux. U-2	5	13,2	2,4	6,78
Aux. U-3	7,5	13,2	2,4	9,73

Tabla 2. 2 Datos de Transformadores utilizados para simulación

2.5 Resultados de los Estudios de Flujo de Carga

Los resultados de Flujo de carga son presentados principalmente en forma gráfica por ser el método más conciso y usualmente más informativo. El flujo del sistema puede ser rápidamente analizado con la presentación gráfica y relacionar la configuración del sistema, condiciones operativas y resultados.

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- a) Voltaje en barras.
- b) Consumo de energía y factor de potencia de la carga.
- c) Carga sobre los generadores, verificar que la energía generada este dentro de los límites de generación.
- d) Carga sobre todos los transformadores.
- e) Ajustes de TAPS de los Transformadores.

2.5.1 Caso Base

En el Anexo 2 1/3 se adjuntan los resultados gráficos del Flujo de carga del Caso con Demanda Máxima con 2 Unidades Generando.

2.5.1.1 Voltajes en Barras

Barra No	Nombre	Nominal (KV)	Voltaje (pu)	Angulo (deg)	Voltaje (kV)	Reg.Vol +/-2,5%
35	Gonzalo Zevallos 69	69	0,9867	4,18	68,08	Si
36	TV2 GZ 13.8	13,8	1,00	9,98	13,80	Si
37	TV3 GZ 13.8	13,8	1	9,88	13,80	Si
46	TV2 GZ 2.4	2,4	1,00	9,95	2,40	Si
47	TV3 GZ 2.4	2,4	1,00	9,85	2,40	Si

Tabla 2. 3 Voltajes en barras - Carga Máxima con las 2 unidades generando.

2.5.1.2 Consumo

Barra No.	Nombre	MW	Mvar	MVA
44	TV2 GZ 480	0,477	0,004	0,477
45	TV3 GZ 480	0,477	0,004	0,477
46	TV2 GZ 2.4	2,755	0	2,755
47	TV3 GZ 2.4	2,755	0	2,755

Tabla 2. 4 Datos de Consumo

2.5.2 Demanda Máxima con la Unidad 3 fuera de servicio

En el Anexo 2 2/3 se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga del Caso Base con Demanda Máxima con la Unidad 3 fuera de servicio.

2.5.2.1 Voltajes en Barras

Barra No.	Nombre Barra	Nomial (kV)	Voltaje (pu)	Angulo (deg)	Voltaje (kV)	Reg. Vol. +/- 2,5%
35	Gonzalo Zevallos 69	69	0,9824	2,05	67,78	Si
36	TV2 GZ 13.8	13,8	1	7,88	13,80	Si
46	TV2 GZ 2.4	2,4	1,00	7,65	2,40	Si

Tabla 2. 5 Voltajes en barras - Carga Máxima con la unidad 3 fuera de servicio.

2.5.2.2 Consumo

Barra No.	Nombre	MW	Mvar	MVA
44	TV2 GZ 480	0,477	0,004	0,477
46	TV2 GZ 2.4	2,755	0	2,755

Tabla 2. 6 Datos de Consumo

2.5.3 Demanda Máxima con la Unidad 2 fuera de servicio

En el Anexo 2 3/3 se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga del Caso Base con Demanda Máxima con Unidad dos fuera de línea.

2.5.3.1 Voltajes en Barras

Barra No.	Nombre Barra	Nominal (kV)	Voltaje (pu)	Angulo (deg)	Voltaje (kV)	Reg. Vol +/-2,5%
35	Gonzalo Zevallos 69	69	0,9825	2,52	67,97	Si
37	TV3 GZ 13.8	13,8	11,00	7,78	13,8	Si
47	TV3 GZ 2.4	2,4	11,00	7,75	2,40	Si

Tabla 2. 7 Voltajes en barras - Carga Máxima con la unidad 2 fuera de servicio

2.5.3.2 Consumo

Barra No.	Nombre	MW	Mvar	MVA
45	TV3 GZ 480	0,477	0,004	0,477
47	TV3 GZ 2.4	2,755	0	2,755

Tabla 2. 8 Datos de Consumo

2.6 Potencia Activa y Reactiva entregada al Sistema

Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVAR]
146	61,13

Tabla 2. 9 Potencia entregada al sistema

2.7 Ajustes de los TAP's

Transformador	Tap en alta tensión
Principal	1,025%
Auxiliares	1,00%
Servicios	1,00%

Tabla 2. 10 TAP's ajustados.

2.8 Carga de los Transformadores

La tabla siguiente muestra la carga y porcentaje de carga de los transformadores para el caso base.

Desde Barra No.	Desde	Hacia Barra No.	Hacia	Circuito	Tipo	MW	Mvar	MVA	Límite de MVA	% del límite de MVA (Max)	Pérdidas en MW	Pérdidas en MVAR
35	Gonzalo Zevallos 69	36	TV2 GZ 13.8	1	Trans.	-69,8	-22,3	73,2	86	88,47	0,00	8,1
35	Gonzalo Zevallos 69	37	TV3 GZ 13.8	1	Trans.	-69,8	-22,8	73,4	86	88,66	0,00	8,0
36	TV2 GZ 13.8	46	TV2 GZ 2.4	1	Trans.	3,2	0,0	3,2	7,5	43,09	0,00	0,0
37	TV3 GZ 13.8	47	TV3 GZ 2.4	1	Trans.	3,2	0,0	3,2	7,5	43,09	0,00	0,0
46	TV2 GZ 2.4	44	TV2 GZ 480	1	Trans.	0,5	0,0	0,5	1,0	47,70	0,00	0,0
47	TV3 GZ 2.4	45	TV3 GZ 480	1	Trans.	0,5	0,0	0,16	1,0	47,70	0,00	0,0

Tabla 2. 11 Valores de la cargabilidad de los transformadores

2.9 Conclusiones del Estudio de Flujo.

Con el presente estudio flujo de carga se ha permitido cumplir con los objetivos planteados en el capítulo, cuyos resultados conllevan a las siguientes conclusiones:

- ✓ La producción de potencia activa y reactiva del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) para el caso base es de 206 [MW] y 50 [MVAR] respectivamente.
- ✓ Los voltajes de operación observados en las Tablas II.III, II.V y II.VII, los voltajes de barras para todos los casos se mantienen dentro de los límites acordados, por lo que no exceden del 2.5% hacia arriba y 2.5% hacia abajo, ($\pm 2.5\%$).
- ✓ Los transformadores de la Central Ing. Gonzalo Zevallos funcionan a una capacidad que va del 43,09 al 88,66 % de su capacidad máxima, lo que indica que se encuentran en un buen punto de operación, manteniendo un margen de reserva para las proyecciones y planificaciones futuras del sistema.
- ✓ Se obtiene una la regulación en los niveles de tensión en las barras de generación y de conexión al sistema de Guayaquil por

medio del TAP de los transformadores principales en 1,025% ubicado en el lado de alto voltaje.

- ✓ El flujo de potencia a través de los transformadores de la central, no exceden su capacidad FOA. Los transformadores principales están cargados al 85,12% de su capacidad FOA.

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

3.1 Introducción

En el análisis de cortocircuito, las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos:

- ✓ Indeseables flujos de Corrientes.
- ✓ Presencia de Corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- ✓ Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las máquinas rotatorias.
- ✓ Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

Se requiere realizar estudios de Corto Circuito para resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones. Los estudios se realizarán con los siguientes objetivos:

- ✓ Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla.
- ✓ Los estudios determinarán las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
- ✓ Determinar del ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

3.2 Alcance de los Estudios de Cortocircuito

Considerando que el sistema de la Central Térmica Ing. Gonzalo Zevallos se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado los estudios de corto circuito considera los siguientes tipos de falla:

- ✓ Falla Trifásica a tierra
- ✓ Falla de línea a tierra.

La falla trifásica a tierra es a menudo, para este tipo de sistema, la más severa de todas, por ello es costumbre de simular solamente la falla trifásica cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se verificará que la corriente de falla a tierra no exceda la corriente trifásica.

3.3 Datos del Sistema

La información básica es aplicable a todos los casos del Sistema, su aplicación depende del tipo de corriente de falla a determinar.

3.3.1 Impedancias Equivalentes en el Punto de Interconexión (Pascuales 230) con el S.I.N.

La Unidad Eléctrica de Guayaquil nos ha entregado los MVA de Corto Circuito y las Impedancias de Thévenin en la barra de Interconexión de la Subestación Salitral de Transelectric con la Central Ing. Gonzalo Zevallos, la información fue entregada en la base de 100MVA y 230kV,

es decir, la misma base que se asumió inicialmente para el estudio de flujos de potencia.

3.3.2 Impedancias Equivalentes

Los datos de impedancia mostrados en la Tabla 3.1 se aplicaran para los cálculos de la Corriente Momentánea y la corriente a interrumpir debido a que el Sistema Interconectado es considerado como una barra infinita que se caracteriza por no tener decremento AC.

Secuencia	R (pu)	X (pu)	X/R
Positiva	0.0051615	0.0292605	5.669
Negativa	0.0051615	0.0292605	5.669
Cero	0.0118866	0.0499398	4.2014

Tabla 3. 1 Impedancias Equivalentes

3.3.3 Datos de conductores

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de corto circuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.3.4 Datos de transformadores de fuerza

Igual que en el caso de los conductores los Transformadores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.4 Resultados de los Estudios de Cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la Sección 2.3. La falla trifásica a tierra y línea a tierra se aplica a cada barra del sistema.

3.4.1 Caso Base

En el Anexo 3 se adjunta los resultados gráficos de los resultados de los flujos de Cortocircuito del Caso base, que se resume a continuación.

3.4.2 Corriente de Falla en cada Barra

En la Tabla 3.2 se muestran las corrientes de falla trifásica para cada barra en por unidad y en amperios.

Barra	Nombre	Voltaje (KV)	Falla 3L	
			p.u.	Amperios
35	GonzaloZevallos 69	69	35,246	29,491.80
36	TV2 GZ 13.8 KV	13.8	10.016	41,905.40
37	TV3 GZ 13.8 KV	13.8	10.104	42,270.50
44	TV2 GZ 480 V	0.48	7.744	931,482.00
45	TV3 GZ 480 V	0.48	7.796	937,677.00
46	TV2 GZ 2.4 KV	2.4	8.707	209,468.00
47	TV3 GZ 2.4 KV	2.4	8.773	211,043.00

Tabla 3. 2 Corrientes de falla trifásica para cada barra

En la Tabla 3.3 se muestran las corrientes de falla línea a tierra en por unidad y en amperios.

Barra	Nombre	Voltaje (KV)	Falla 1L-T	
			p.u.	Amperios
35	Gonzalo Zevallos 69	69	36.064	30,176.20
36	TV2 GZ 13.8 KV	13.8	10.010	41,878.00
37	TV3 GZ 13.8 KV	13.8	10.096	42,238.30
44	TV2 GZ 480 V	0.48	7.766	934,126.00
45	TV3 GZ 480 V	0.48	7.817	940,213.00
46	TV2 GZ 2,4 KV	2.4	8.721	209,794.00
47	TV3 GZ 2,4 KV	2.4	8.785	211,346.00

Tabla 3. 3 Corrientes de falla línea a tierra para cada barra

3.5 Conclusiones y Recomendaciones

El presente estudio de Cortocircuito preparado para la Central Térmica de Generación Ing. Gonzalo Zevallos ha permitido cumplir los siguientes objetivos:

- ✓ Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como conductores, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla.
- ✓ Determinar las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.

El estudio de cortocircuito considera los siguientes tipos de falla:

- ✓ Falla Trifásica a tierra
- ✓ Falla de línea a tierra.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los estándares de la IEEE aplicables para el cálculo de falla para voltajes medio y alto. I Standard IEEE Std C37.010-1979, IEEE Std C37.5-1979, IEEE Std 141-1993, IEEE Std 241-1990, and IEEE Std 242-1986.

La resistencia de puesta a tierra en el generador a través de un transformador de distribución es de $R=0.093 \Omega$, la cual limita la corriente de falla de línea – tierra a un valor bajo de corriente de falla. Protegiendo así al generador contra esfuerzos mecánicos y daños internos.

- ✓ Una falla en la barra de la subestación desemboca en una disminución de voltaje en todo el sistema.

CAPÍTULO 4

COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.

4.1 Introducción

Los estudios de flujo de carga y Cortocircuito del Proyecto de Cogeneración de la Central Térmica Ing. Gonzalo Zevallos, es la base para el ajuste y coordinación de las Protecciones del Sistema.

Los estudios se realizaron con los siguientes objetivos:

- ✓ Determinar del ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla.

- ✓ Determinar la coordinación de las Protecciones del sistema de la Central Térmica Ing. Gonzalo Zevallos propiamente y respaldo al Sistema Nacional Interconectado.

- ✓ La aplicación del Estudio permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.

- ✓ En la siguiente sección se incluyen los esquemas de protección a aplicarse. De acuerdo con la información dada los equipos de Protección de la marca General Electric.

4.2 Configuración actual del Punto de Conexión

El punto de conexión, entre la Central Gonzalo Zevallos y el Sistema Nacional Interconectado (SNI), se realiza en las barras de 69 Kv de la central.

Se conectan directamente desde la Subestación o patio de maniobra al sistema interconectado por medio de una conexión tipo Doble Barra, la cual brinda una mayor confiabilidad y seguridad al sistema.



Figura 4.1 Configuración actual del punto de conexión entre la Central Gonzalo Zevallos y el SIN Equipos de Protección

4.3 Equipos de Protección

4.3.1 Protección de Generador 489 GE

El relé multifunción de generador SR-489 proporciona funciones de protección, medida y monitorización. Este relé incorpora funciones para la completa protección del generador. Estas funciones incluyen protección diferencial, 100 % tierra estator, sobreintensidad direccional de tierra, sobreintensidad de secuencia negativa, sobreintensidad

instantánea nivel alto, sobreintensidad con frenado por tensión, máxima y mínima tensión, máxima y mínima frecuencia, distancia y potencia inversa.

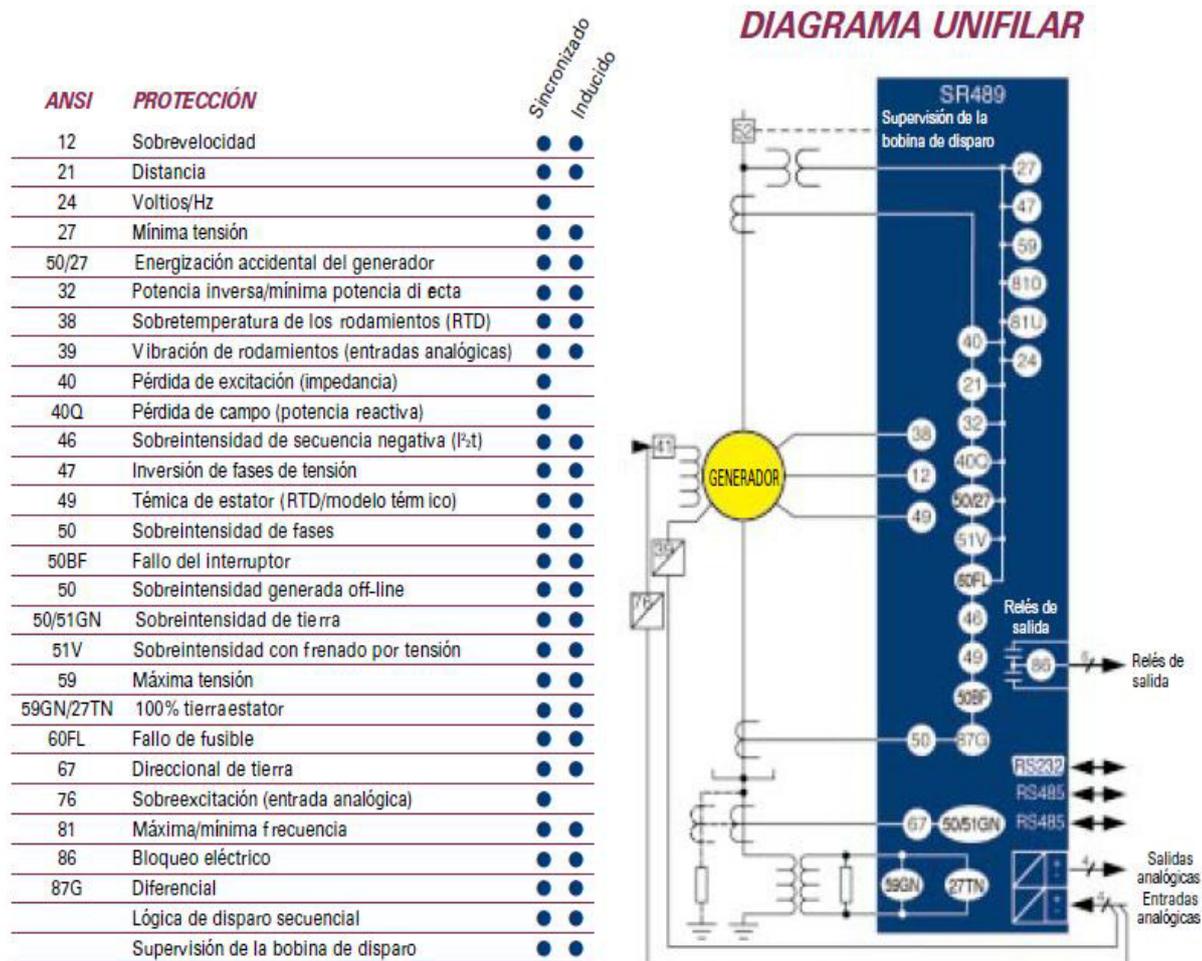


Figura 4.2 Esquema del Relé GE 489

4.3.2 Protección de Transformador T60

El T60 relé para protección de transformador es un relé basado en microprocesadores, diseñado para proteger transformadores de potencia trifásico de pequeño, mediano y gran tamaño. El relé puede ser configurado con un máximo de cuatro entradas trifásicas de corriente y cuatro entradas de corriente de tierra, y puede satisfacer las aplicaciones con transformadores con devanados conectados entre dos interruptores, como en las configuraciones de barra en anillo o de interruptor y medio. El T60 ejecuta compensación de desfase de ángulos y magnitud internamente, eliminando la conexión de transformadores de corriente de compensación externa o de transformadores auxiliares.

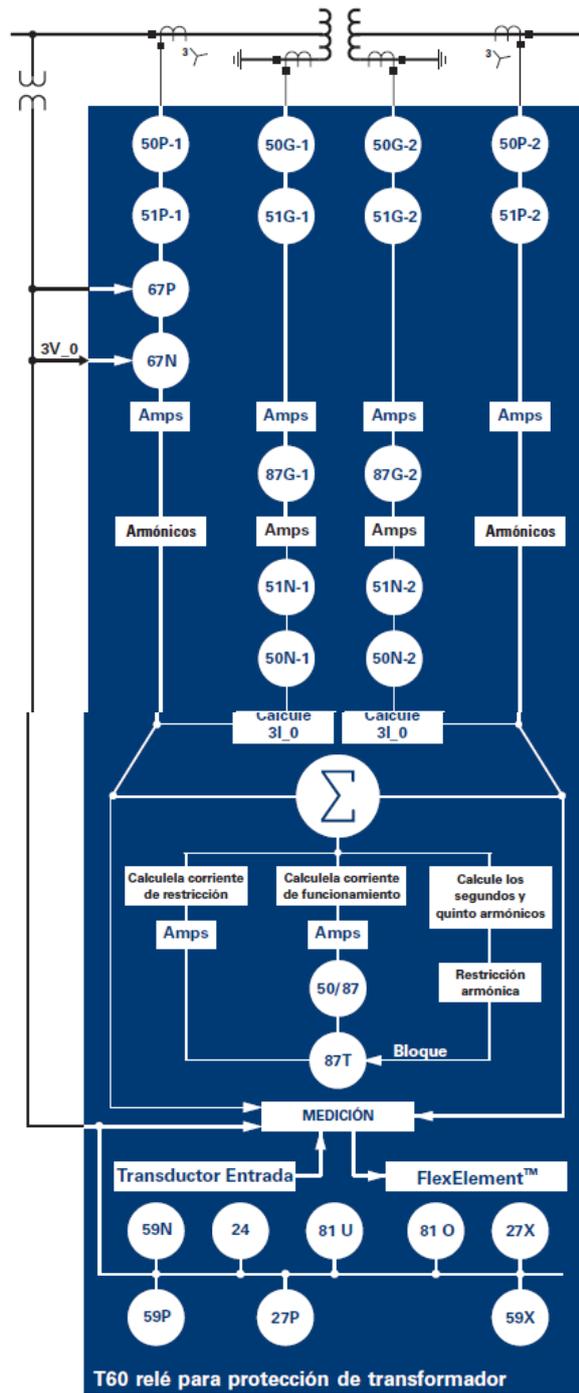


Figura 4.3 Esquema del Relé GE T60

FUNCION	FUNCION
Contactos de entrada(hasta 96)	Comunicación MMS/UCA
Contactos de salida(hasta 64)	Entrada salida remoto MMS/UCA
Botones pulsadores de control	Enclavamientos no volátiles
Histograma	Interruptor no volátil de selección
Contadores digitales (8)	Oscilografía
Elementos digitales (16)	Grupos de ajuste(6)
Entradas/salidas directas (32)	Sincronización de tiempo SNTP
Comunicaciones DNP 3.0 o IEC 60870-5-104	Transductor entrada/salida
Registrador de eventos	Pantallas definidas por el usuario
Elementos flexibles	Reportes de falla programables por el usuario
Lógica flexible	Indicadores LEDs programables por el usuario
Medición: corriente, voltaje, potencia, fp, energía, frecuencia, armónicos, THD	Botones pulsadores programables por el usuario
	Pruebas de autodiagnostico programables por el usuario
Comunicación Modbus	Entradas virtuales (32)
Mapa de usuario de Modbus	Salidas virtuales (64)

Tabla 4. 1 Funciones del rele GE T60

4.3.3 Protección 7SJ80

El equipo digital de protección de sobreintensidad SIPROTEC 4 7SJ80 se aplica como equipo de protección, control y mando para las salidas de las barras colectoras. Como protección de línea se pueden instalar los equipos en redes con conexión de punto estrella puesta a tierra por

directo o por baja impedancia, aislada o compensada. Es apropiada para redes radiales alimentadas por un lado, redes en anillos de configuración abierta o cerrada, como también para líneas de doble alimentación.

El equipo contiene las funciones necesarias usuales para la protección, la vigilancia de la posición del interruptor y para el control de las unidades de mando en barras colectoras simples y dobles, por lo cual el equipo puede ser aplicado en forma universal. El equipo tiene también aplicación como protección de reserva con escalonamiento de tiempo para las funciones de protección por comparación para todo tipo de líneas, transformadores y barras de cualquier nivel de tensión.

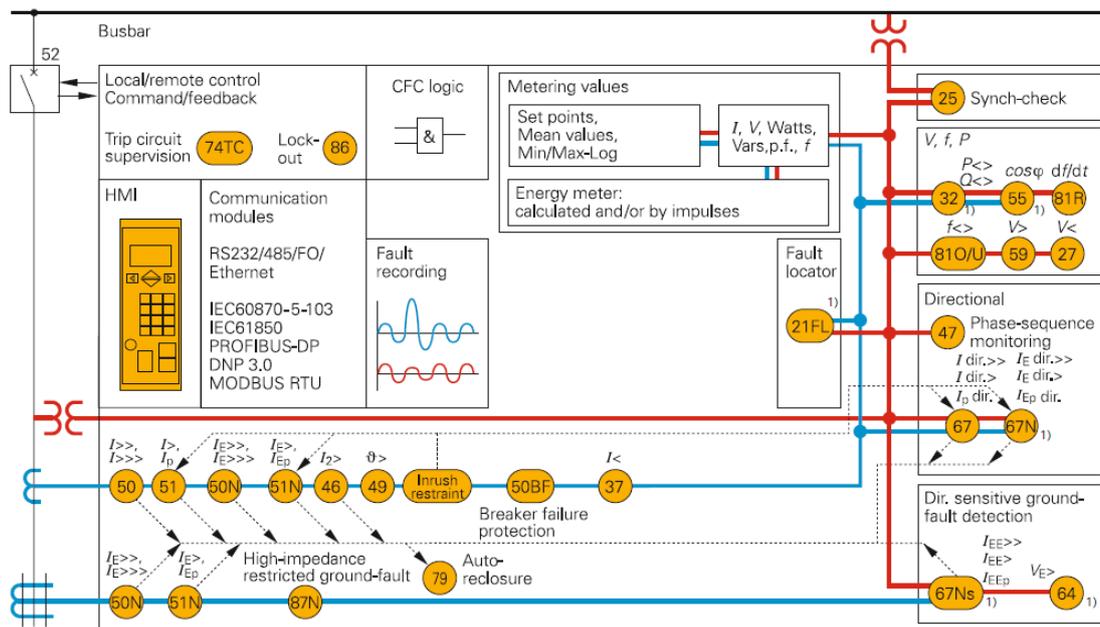


Figura 4.4 Esquema del Protección 7SJ80

4.3.4 Protección 7SK80

El equipo digital de protección del motor SIPROTEC 4 7SK80 es apropiado como dispositivo de protección y supervisión para máquinas asíncronas de cualquier capacidad. Este equipo también es aplicable en las salidas de barras colectoras, como protección de líneas en redes con conexión de punto estrella con puesta a tierra directa o por baja impedancia, aislada o compensada. Es apropiado para redes radiales con alimentación unilateral, redes en anillos de configuración abierta o cerrada, como también para líneas de doble alimentación.

El equipo contiene las funciones necesarias usuales para la protección, la vigilancia de la posición del interruptor y para el control de las unidades de mando, por lo cual el equipo puede ser aplicado de forma universal. El equipo tiene también aplicación como protección de reserva con escalonamiento de tiempo para las funciones de protección por comparación para todo tipo de líneas, transformadores, generadores, motores y barras de cualquier nivel de tensión.

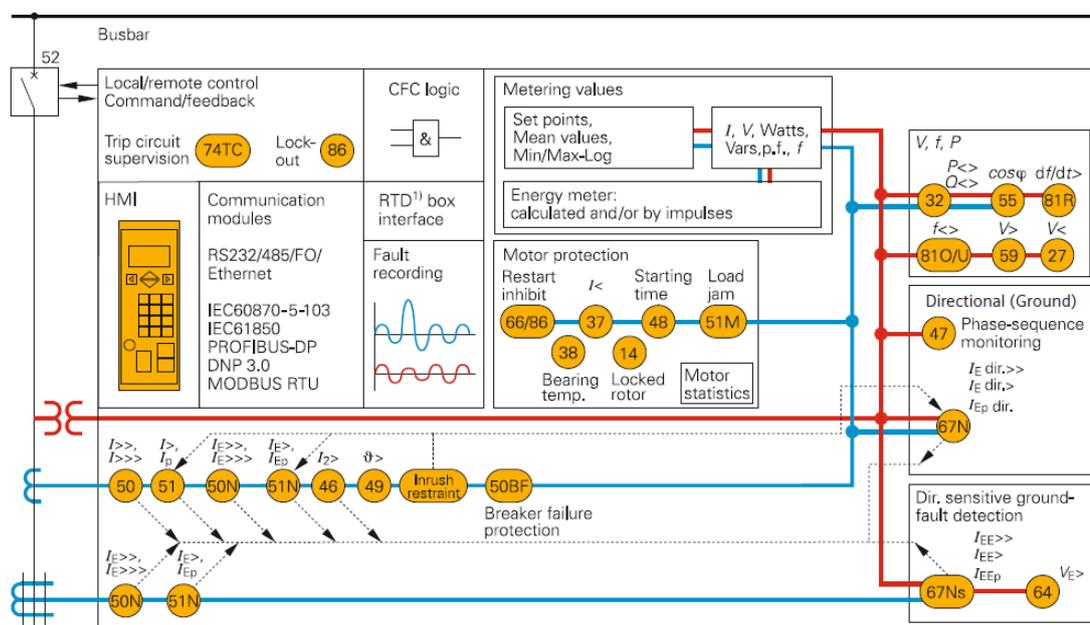


Figura 4.5 Esquema del Protección 7SK80

4.3.5 Protección 7UT612

El equipo 7UT612 dispone de una serie de funciones de protección y funciones adicionales. La capacidad del hardware y del firmware está acondicionada para estas funciones. Aparte de esto, las funciones de mando se pueden adaptar a las condiciones de la instalación. Además, mediante la configuración se pueden activar o desactivar funciones individuales o modificar la cooperación de las funciones. De este modo, se pueden suprimir las funciones que no se necesitan en el 7UT612.

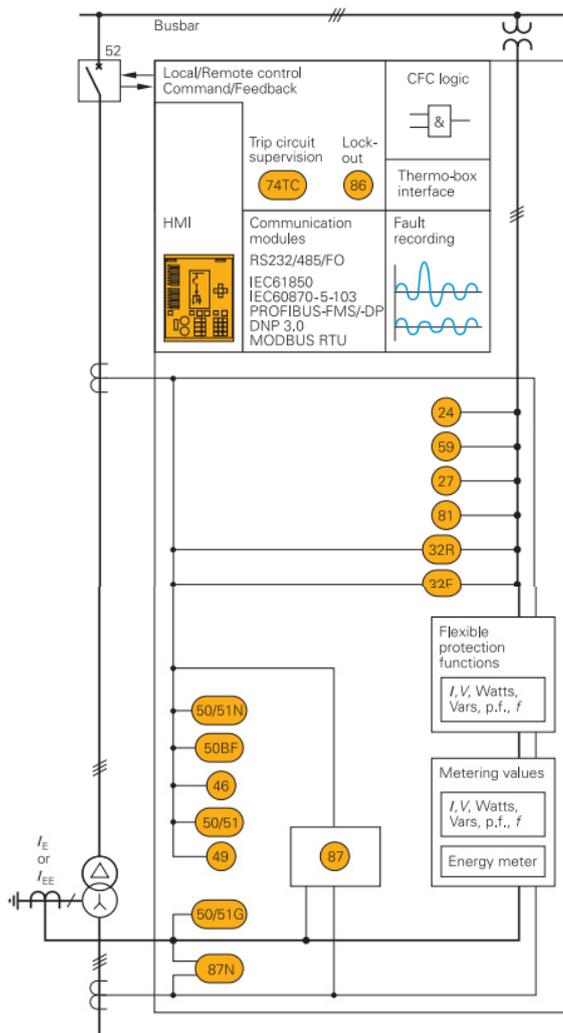


Figura 4.6 Esquema del Protección 7UT612

4.4 Esquema de Protecciones

Para describir el funcionamiento de las protecciones de la Central Térmica Ing. Gonzalo Zevallos la hemos dividido en tres secciones, las

cuales se han hecho por niveles de voltaje, los mismos que se describen a continuación:

1. Generación, 13.8Kv
2. Transmisión, 69Kv
3. Casa de máquinas, 2.4Kv - 480 V

4.4.1 Generación

La protección de la generación se lleva a cabo con el relé multifunción SR - 489 el cual proporciona funciones de protección, medida y monitorización.

4.4.2 Transmisión

La protección del transformador elevador para la transmisión, se lleva a cabo con el relé T60 para protección de transformador es un relé basado en microprocesadores, diseñado para proteger transformadores de potencia trifásico de pequeño, mediano y gran tamaño.

4.4.3 Casa de máquinas

La protección para la barra de 2.4Kv o casa de maquina comprende desde el transformador reductor el cual lleva el nivel de voltaje de 13.8Kv a 2.4Kv, este transformador es protegido por el relé 7UT612.

Además tenemos la protección de los motores más grandes como son:

- ✓ Bomba de agua de alimentación
- ✓ Ventilador tiro forzado
- ✓ Bomba de condensador
- ✓ Bomba de agua de circulación

Estos motores se protegidos con el relé SIPROTEC 4 7SK80 el mismo, que es un relé digital de protecciones de motores.

En la casa de máquinas se cuenta con un transformador de servicio, el mismo que es un transformador reductor que lleva el nivel de voltaje de 2.4Kv a 480V el cual es protegido por el relé digital de protección de sobreintensidad SIPROTEC 4 7SJ80 se aplica como equipo de protección, control y mando para las salidas de las barras colectoras.

Las protecciones se explicaran más detalladamente después de observar el diagrama de protecciones de toda la planta el mismo que se detalla en el siguiente plano.

4.4.4 Esquema de Protección del Relé SR – 489

El relé multifunción SR – 489 es utilizado para brindar protección al generador.

Para la central térmica Ing. Gonzalo Zevallos se usa solo ciertas funciones del mismo, las cuales son detalladas en el esquema de protección a continuación mostrado, el cual ilustra y explica cada una de sus funciones.

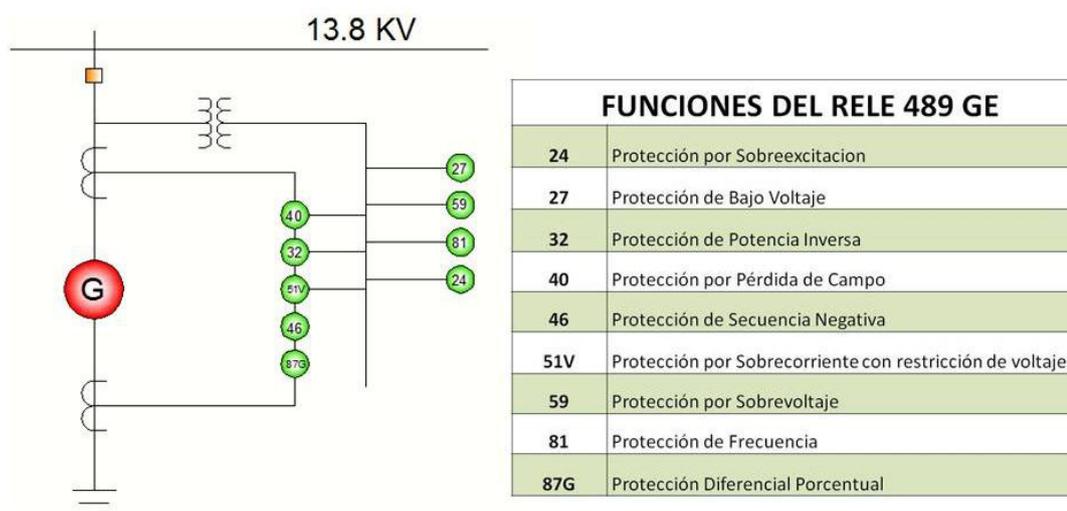


Figura 4.7 Funciones del Relé 489 GE

4.4.5 Esquema de Protección del Relé T-60

El relé multifunción T - 60 es utilizado para brindar protección a los transformadores de potencia, los cuales elevan el nivel de voltaje de 13,8 a 69 Kv.

Para la central térmica Ing. Gonzalo Zevallos se usa solo ciertas funciones del mismo, las cuales son detalladas en el esquema de protección a continuación mostrado, el cual ilustra y explica cada una de sus funciones.

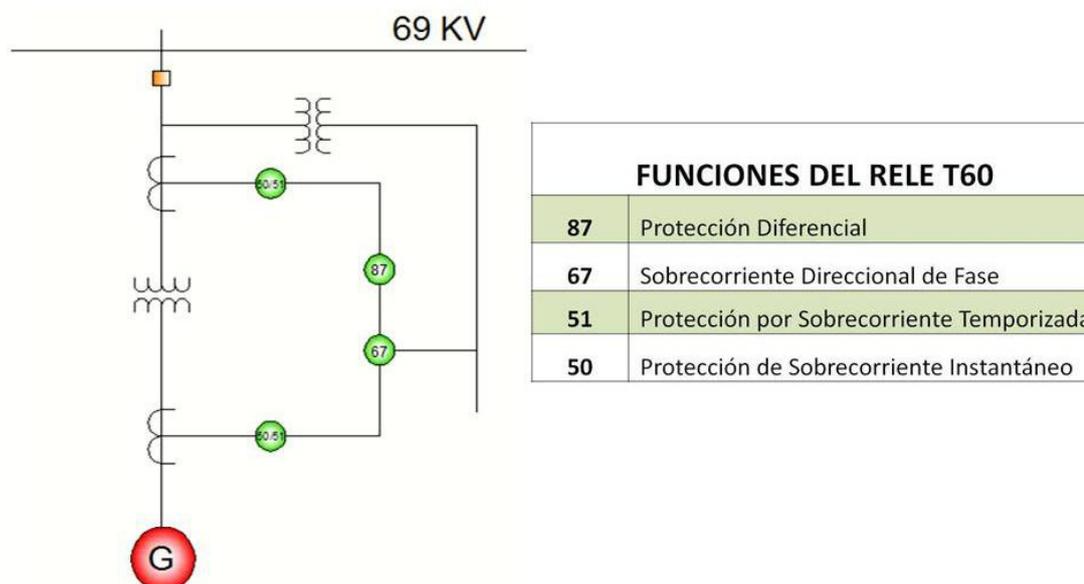


Figura 4.8 Funciones del Relé T60

4.4.6 Esquema de Protección del Relé 7UT612

El relé multifunción 7UT612 es utilizado para brindar protección al transformador auxiliar, el cual reduce el nivel de voltaje de 13,8 a 2,4 Kv.

Para la central térmica Ing. Gonzalo Zevallos se usa solo ciertas funciones del mismo, las cuales son detalladas en el esquema de protección a continuación mostrado, el cual ilustra y explica cada una de sus funciones.

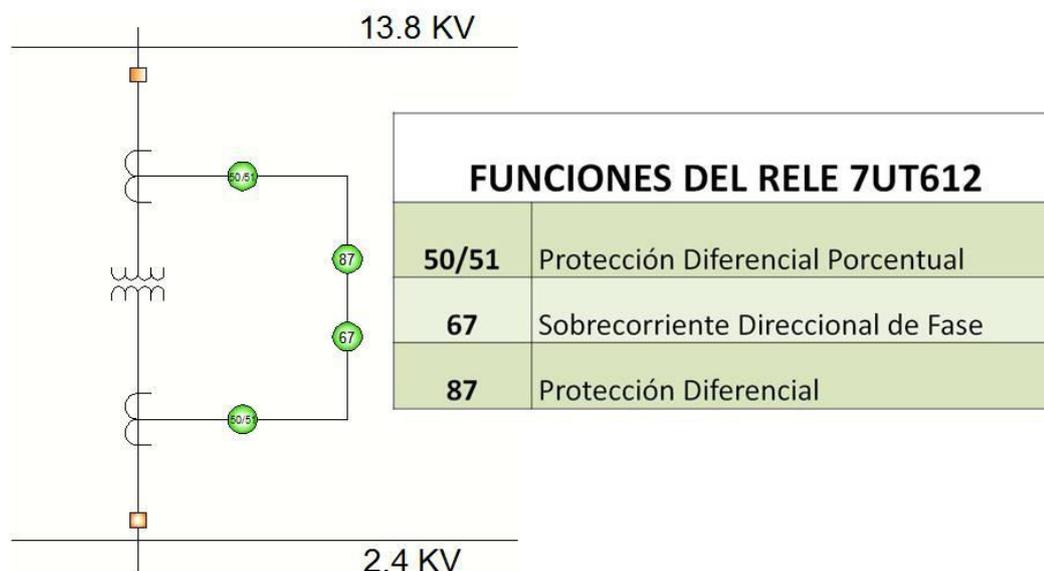


Figura 4.9 Funciones del Relé 7UT612

4.4.7 Esquema de Protección del Relé 7SK80

El relé multifunción 7SK80 es utilizado para brindar protección a los motores más grandes o importantes que tiene la planta a nivel de voltaje 2,4 Kv.

Para la central térmica Ing. Gonzalo Zevallos se usa solo ciertas funciones del mismo, las cuales son detalladas en el esquema de protección a continuación mostrado, el cual ilustra y explica cada una de sus funciones.

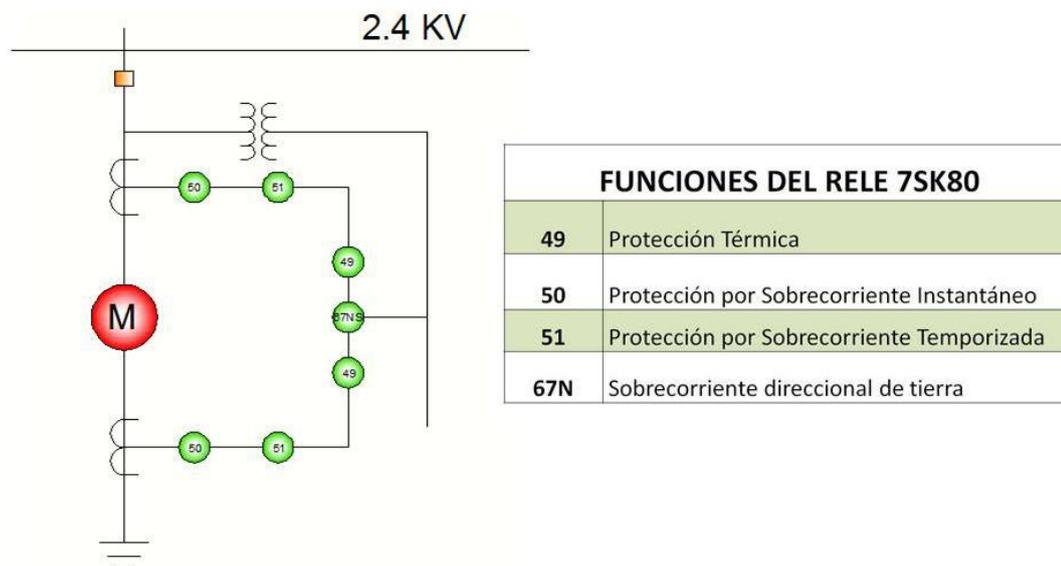


Figura 4.10 Funciones del Relé 7SK80

4.4.8 Esquema de Protección del Relé 7SJ80

El relé multifunción 7SJ80 es utilizado para brindar protección a los transformadores de planta y de servicio de la unidad, el cual reduce el nivel de voltaje de 2,4 Kv a 480 v.

Para la central térmica Ing. Gonzalo Zevallos se usa solo ciertas funciones del mismo, las cuales son detalladas en el esquema de protección a continuación mostrado, el cual ilustra y explica cada una de sus funciones.

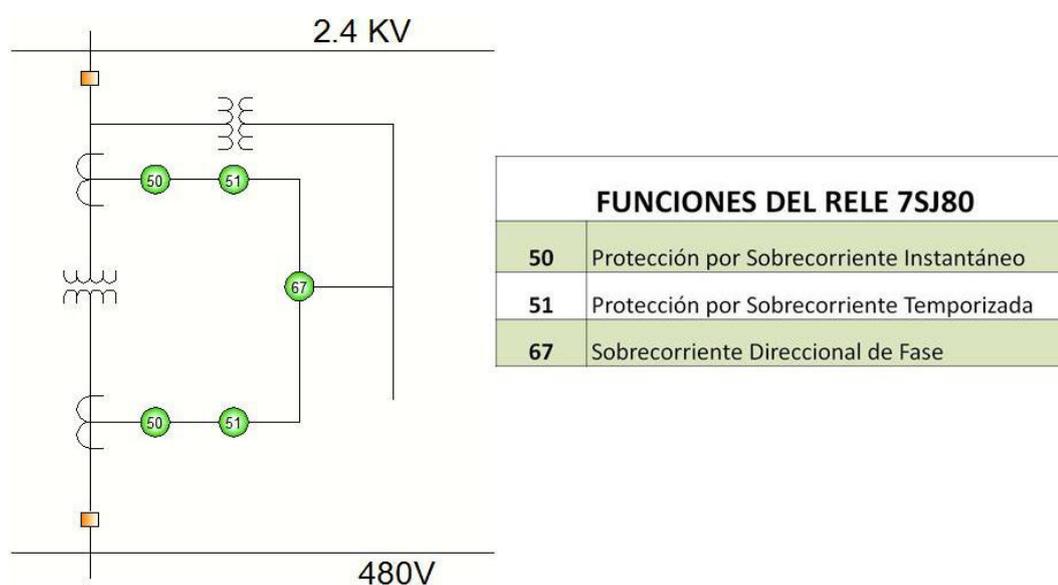


Figura 4.11 Funciones del Relé 7SJ80

4.5 Diagrama de Interbloqueo

Un interbloqueo se produce cuando dos o más tareas se bloquean entre sí permanentemente teniendo cada tarea un bloqueo en un recurso que las otras tareas intentan bloquear.

El diagrama de interbloqueo nos muestra la lógica digital de los relés en el que podemos observar el funcionamiento individual de cada uno de ellos y como operan en condiciones de fallas desde las más

extremas hasta las fallas más leves es decir alarmas, disparos instantáneos y alarmas y disparos del relé.

Las cuales para su mayor comprensión y entendimiento se puede visualizar en el diagrama del Anexo 4.

Los relés que activan el disparo de la unidad son:

- ✓ Relé de Potencia Inversa Generador 32G
- ✓ Relé de Perdida de campo de Generador 40G
- ✓ Relé de Sobreintensidad de Secuencia Negativa 46G
- ✓ Relé Térmico de Estator 49G
- ✓ Relé de Sobre intensidad de tierra 50/51GN
- ✓ Relé de Sobreintensidad con frenado por tensión 51V
- ✓ Relé de Sobrevoltaje del generador 59G
- ✓ Relé Diferencial del Generador 87G

4.6 Coordinación de las Protecciones

4.6.1 Alcance de los Ajustes y de la Coordinación de las Protecciones

Los ajustes y coordinación de las Protecciones corresponden al desarrollo del proyecto de cogeneración de energía, que se caracteriza por lo siguiente.

La Central Gonzalo Zevallos se conecta con el Sistema Nacional Interconectado (SNI), directamente en el patio de maniobra al sistema interconectado por medio de una conexión tipo Doble Barra.

La central térmica cuenta con dos unidades de vapor TV2 y TV3 de 73Mw cada una y una unidad a Gas TG4 de 20Mw. Los turbogeneradores a vapor TV2 y TV3 son de la marca Mitsubishi, consumen combustible bunker C y el sistema de control era la marca Bailey, totalmente neumático con el estándar de señal de control de 3 a 15psi, 3psi para el valor mínimo y 15 psi para el valor máximo de las variables a controlar.

4.6.2 Coordinación de los Generadores

El Relé 489 Generator Management Relay es un relé orientado para la protección de generadores. Las características del relé que afectan la operación de los elementos diferenciales se resumen a continuación.

4.6.3 Protección del Generador de 73 MW

En esta sección se detallarán los cálculos y ajustes para la protección de los generadores, el generador de 73 MW al tener el relé digital GE-489, se tiene las siguientes funciones:

- ✓ 24 Protección por Sobreexcitación o Volts/Hertz
- ✓ 27 Protección por Bajo voltaje
- ✓ 32 Protección de Potencia Inversa
- ✓ 40 Protección por Pérdida de Campo
- ✓ 46 Protección de Secuencia Negativa
- ✓ 51V Protección por Sobrecorriente con restricción de voltaje
- ✓ 59 Protección por Sobrevoltaje
- ✓ 81 Protección de Frecuencia
- ✓ 87G Protección Diferencial Porcentual

4.6.3.1 Protección Diferencial Porcentual (87G)

Cuando ocurre una falla de fase en el devanado del estator del generador, ésta es considerada como grave debido a las altas corrientes encontradas y el daño potencial a los devanados de la máquina, así como también al acoplamiento. Los largos tiempos de reparación para máquinas severamente dañadas pueden ser muy costosos; por consiguiente, también generan altos costos por reemplazo de potencia mientras la máquina está fuera de servicio. Por lo tanto, es muy importante minimizar el daño debido a fallas en el estator utilizando la protección diferencial.

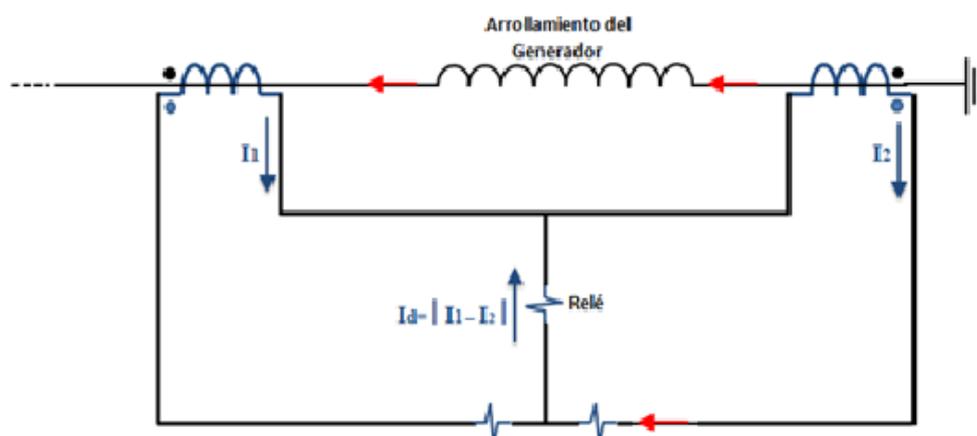


Figura 4.12 Esquema del Protección Diferencial Porcentual (87G)

El relé GE 489 para la protección diferencial tiene dos entradas de corriente. El relé opera cuando la siguiente condición se cumple:

$$I_{\text{OPERATE}} \geq K * I_{\text{RESTRAINT}} \quad (4.1)$$

Donde:

$$I_{\text{OPERATE}} = \vec{I}_1 - \vec{I}_2 \quad (4.2)$$

$$I_R = I_{\text{RESTRAINT}} = \frac{(|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|)}{2} \quad (4.3)$$

K=pendiente característica del elemento diferencial de porcentaje

$$K = \text{Pendiente 1, si } I_R < 2CT; \text{Pendiente 2, si } I_R \geq 2CT$$

Esta ecuación muestra que la protección requiere mayor diferencia entre las corrientes de entrada en relación con el incremento de los valores absolutos de las corrientes.

4.6.3.1.1 Cálculo de Ajuste

Los siguientes son los valores típicos de ajustes para el Relé diferencial:

Puesta en trabajo: 20 % de la corriente nominal de la unidad de protección.

- ✓ Pendiente 1: 10%
- ✓ Pendiente 2: 20%
- ✓ Retardo de tiempo: 0 ciclos

Cada unidad diferencial está prevista de una doble pendiente de restricción de porcentaje con punto de quiebre reajutable y sensibilidad diferencial programable, como se muestra en la siguiente figura:

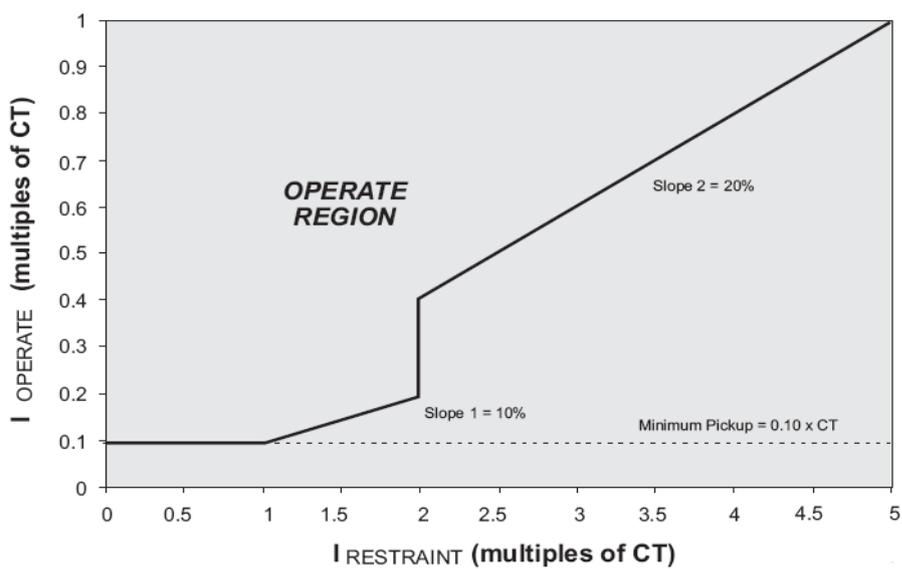


Figura 4.13 Curva de Diferenciación del Equipo

El ajuste de los Relés para el caso de las Instalaciones de la planta de Generación Gonzalo Zevallos es el siguiente:

4.6.3.1.2 Ajuste

AJUSTES	PARAMETROS
FASE DIFERENCIAL	
DifferentialTrip Min. Pickup	0.10 x CT
DifferentialTripSlope 1	10%
DifferentialTripSlope 2	20%
DifferentialTripDelay	0 Ciclos
I Restricción	2xCT

Tabla 4. 2 Ajuste para la función 87G

4.6.3.2 Protección por Sobrevoltaje (59)

Esta protección se la utiliza principalmente para proteger a los equipos eléctricos que se encuentran conectados a los terminales del generador, contra voltajes que pueden encontrarse por encima de un máximo tolerable. Los sobrevoltajes pueden ser producidos por:

- ✓ Incorrecta operación del regulador de voltaje del generador cuando este se encuentra en modo manual.

- ✓ Falta en el funcionamiento del regulador automático de voltaje.
- ✓ Pérdida repentina de carga.
- ✓ Separación del generador del sistema de potencia durante operación.

4.6.3.2.1 Cálculo de Ajustes

Para esto haremos uso de las restricciones en la regulación de voltaje, mencionadas en el capítulo 2, las cuales serán la base para el ajuste de esta protección. La restricción indica que el voltaje no debe excederse un 2.5% del voltaje nominal.

El voltaje que medirá el relé es el voltaje secundario del PT, cuya relación es de 13800/120, por tanto para el ajuste trabajaremos con los 120V (Rated) en el secundario del PT.

Ahora esta protección consta de 2 etapas, la primera que se ajusta no en 2.5% sino en 3%, debido a que el relé sólo permite cambios

en pasos de 0.01 y no en 0.001 que sería el requerido para el ajuste de 2.5%.

$$(1 + 0.03)(120) = 123.6 V \quad (4.4)$$

Según la restricción y daremos un tiempo de 3 segundos hasta que el regulador de voltaje actué de lo contrario se activará la alarma, alertando así al operador.

Para la segunda etapa, trabajaremos con un 4% más del voltaje nominal, lo cual es:

$$(1 + 0.04)(120) = 124.8 V \quad (4.5)$$

Para ese valor de voltaje dará paso al disparo de la unidad y la haremos que actué en 1 segundo.

4.6.3.2.2 Ajustes

AJUSTES	PARAMETROS
ALARMA	
UndervoltageAlarm Pickup	1.03xRated
UndervoltageAlarmDelay	3.0 s
TRIP	
UndervoltageTrip Pickup	1.04xRated
UndervoltageTripDelay	1.0 s

Tabla 4. 3 Ajuste para la función 59

4.6.3.3 Protección por Bajo Voltaje (27)

La función de bajo voltaje, protege principalmente a los equipos (sistemas auxiliares) conectados al generador, contra reducciones de voltaje que pueden derivar en condiciones inapropiadas de operación, sobre todo de motores y bombas. Las principales razones para la presencia de bajos voltajes son:

- ✓ Proximidad de fallas
- ✓ Pérdida de un generador en el sistema
- ✓ Incremento en la demanda del sistema
- ✓ Fallas en el regulador automático de voltaje (AVR)

4.6.3.3.1 Cálculo de Ajustes

Para el ajuste de la función 27 se hará uso de la restricción para la regulación de voltaje antes mencionada en el Capítulo 2.

Al igual que la función 59, existen dos etapas, la primera, de alarma que será ajustada a un 3%, por debajo del valor nominal del PT que es 120V (Rated), la justificación fue explicada en el ajuste de sobrevoltaje:

$$(1 - 0.03)(120) = 116.4 V \quad (4.6)$$

A este nivel de tensión se encenderá la alarma en un tiempo ajustado de 3 segundos, si en ese tiempo el regulador de voltaje no compensa el bajovoltaje. En la segunda etapa, la de disparo se ajusta en 4% por debajo del voltaje nominal del PT:

$$(1 - 0.04)(120) = 115.2 V \quad (4.7)$$

El tiempo de disparo será de 1 segundo.

4.6.3.3.2 Ajustes

AJUSTES	PARAMETROS
ALARMA	
UndervoltageAlarm Pickup	0.97xRated
UndervoltageAlarmDelay	3.0 s
TRIP	
UndervoltageTrip Pickup	0.98xRated
UndervoltageTripDelay	1.0 s

Tabla 4. 4 Ajuste para la función 27

4.6.3.4 Protección por Pérdida de Campo (40)

El generador sincrónico requiere del devanado de campo, ubicado en el rotor, para proporcionar el flujo magnético necesario en el entrehierro para la conversión de energía mecánica a eléctrica. El devanado de campo es energizado con corriente continua y controla principalmente la potencia reactiva que el generador entrega o recibe del sistema de potencia, si algún problema ocurre con el circuito de excitación provocando la pérdida parcial o total del campo, el generador empezará a recibir gran cantidad de potencia reactiva del sistema operando en la zona de subexcitación. Si la pérdida de excitación es drástica, el punto de operación puede desplazarse fuera de la curva de estabilidad en

estado estable, provocando inestabilidad y pérdida de sincronismo. La pérdida de campo puede ser ocasionada por:

- ✓ Circuito abierto del campo
- ✓ Cortocircuito en el campo
- ✓ Disparo accidental del interruptor de campo
- ✓ Falla en el sistema de control del regulador de voltaje
- ✓ Pérdida de campo del excitador principal

Los principales problemas que se presentan cuando se pierde parcial o totalmente la excitación, son los siguientes:

- ✓ Sobrecalentamiento de los devanados por la excesiva corriente capacitiva circulando a través de ellos.
- ✓ Inestabilidad del sistema
- ✓ Pérdida de sincronismo
- ✓ Colapso de voltaje si el sistema no es lo suficientemente fuerte para entregar la potencia reactiva necesaria para mantener la excitación del generador.
- ✓ Daño en el rotor por corrientes inducidas.

4.6.3.4.1 Cálculo de Ajustes

Para esto nos guiaremos según el manual del relé GE-489, en la que utiliza una protección de distancia tipo mho, con dos zonas de operación.

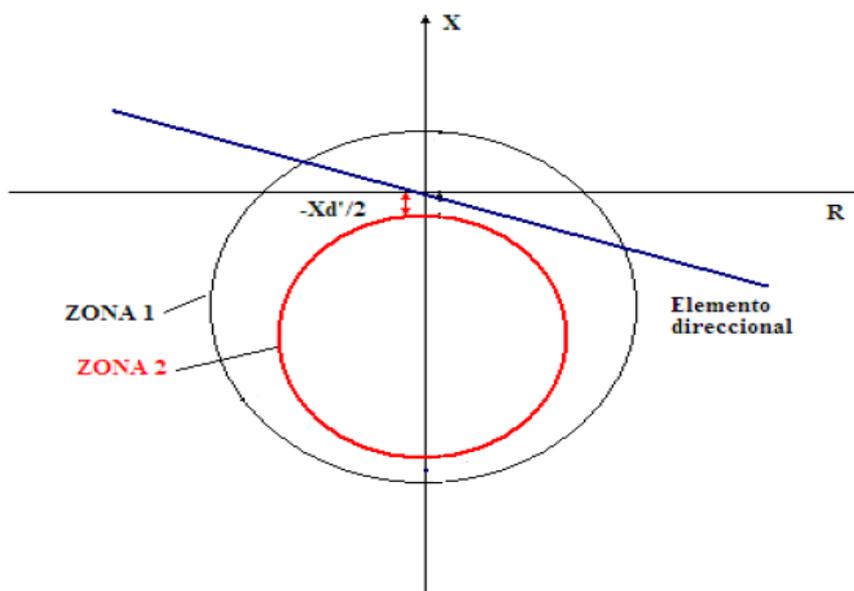


Figura 4.14 Diagrama R-X para la protección de pérdida de campo

Las recomendaciones del manual indican que el diámetro de la zona 1 debe ser calibrado con el valor de la reactancia sincrónica del generador X_d y el círculo de compensación (offset) ser $X'd/2$.
Por tanto:

Diámetro de la primera zona:

$$X_d = 4.567(0.2462) = 1.1243 \text{ Ohmios} \quad (4.8)$$

Offset:

$$X'_d/2 = 0.669(0.2462)/2 = 0.082 \text{ Ohmios} \quad (4.9)$$

Luego para determinar el diámetro para la segunda zona, el fabricante recomienda ajustarlo a un $70\%X_d$ y el círculo de compensación (offset) igual a $X'_d/2$.

Diámetro de la segunda zona:

$$0.7X_d = 0.7 (1.1243) = 0.78701 \text{ Ohmios} \quad (4.10)$$

Offset:

$$X'_d/2 = 0.669(0.2462)/2 = 0.082 \text{ Ohmios} \quad (4.11)$$

Los valores hallados son con respecto al primario, éstos tenemos que llevarlo al lado del secundario, eso se lo realiza multiplicando por la relación de CT (5000/5) y dividiendo para la relación de PT (13800/120).

4.6.3.4.2 Ajustes

AJUSTES	PARAMETROS
Diámetro Circulo 1	1.1243 Ω sec
Offset Circulo 1	0.082 Ω sec
Retardo de disparo Circulo 1	4.0 s
Diámetro Circulo 2	0.78701 Ω sec
Offset Circulo 2	0.082 Ω sec
Retardo de disparo Circulo 2	0.1s

Tabla 4. 5 Ajuste para la función 40

4.6.3.5 Protección de Secuencia Negativa (46)

Existen numerosas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desbalanceadas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de corriente de secuencia de fase negativa la cual induce una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. Estas corrientes en el rotor pueden causar altas y dañinas temperaturas en muy corto tiempo.

Es práctica común proporcionar al generador protección para condiciones de desbalance externo que podrían dañar el equipo.

4.6.3.5.1 Cálculo de Ajuste

Para el ajuste de esta protección haremos uso de la siguiente fórmula:

$$I_{\text{alarma}} = \%I_{2\text{permisible}} \left(\frac{I_{\text{Nsec}}}{I_{\text{sec}}} \right) \quad (4.12)$$

Donde:

I_{alarma} : Corriente de alarma (pu)

I_{Nsec} : Corriente nominal en el secundario del CT

I_{sec} : Corriente en el secundario del CT

$\%I_{2\text{permisible}}$: Porcentaje de corriente negativa

permisible

La ecuación nos permitirá determinar la corriente (pu) para el ajuste de alarma del relé. El valor de $I_{2\text{permisible}}$ nos lo da norma IEEE Std. C37.102-2006, que depende del tipo de generador.

Tipo de generador	$I_{2\text{permissible}}(\%)$
Polos Salientes (PS)	
PS con devanado amortiguador	10
PS sin devanado amortiguador	5
Rotor Cilíndrico (RC)	
RC enfriado indirectamente	10
RC directamente enfriado	
<350MVA	8
351MVA-1250MVA	$8 - ((\text{MVA} - 350) / 300)$
1251MVA-1600MVA	5

Tabla 4. 6 Ajuste para la función 46

Ahora determinamos la corriente nominal en el secundario del CT:

$$I_N = \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV_{L-L}} \quad (4.13)$$

$$I_N = \frac{85.883}{\sqrt{3} * 13.8} = 3593.08 \text{ A} \quad (4.14)$$

$$I_{Nsec} = 3593.08 * \frac{5}{5000} = 3.593 \text{ A} \quad (4.15)$$

Determinamos la corriente de alarma, para nuestro caso la corriente permisible de secuencia negativa es 10%, según la Tabla IV.V:

$$I_{\text{alarma}} = \%I_{2\text{permisible}} \left(\frac{I_{\text{Nsec}}}{I_{\text{sec}}} \right) \quad (4.16)$$

$$I_{\text{alarma}} = 0.08 \left(\frac{3.593}{5} \right) = 0.057 \text{ pu} \quad (4.17)$$

Una vez que hemos hallado el ajuste de la I_{alarma} , y se regula un retardo de tiempo en el que el generador puede soportar la corriente de secuencia negativa, este valor lo regulamos en 5 segundos.

Luego procederemos al cálculo de otro de los parámetros que requiere el relé para su ajuste, que es el tiempo máximo que circula la corriente negativa, una de las ecuaciones que ayudará es la siguiente:

$$K = I_2^2 t \quad (4.18)$$

Donde:

K: Constante de capacidad de secuencia negativa de la máquina IEEE Std. C37.102-2006

I_2 : Corriente de secuencia negativa, que es igual a la corriente de secuencia positiva nominal.

t : Tiempo que circula la corriente negativa

El valor de K, nos lo da la norma IEEE Std. C37.102-2006, en la siguiente tabla:

Tipo de generador	$I_2^2 t$ (s)
Polos Salientes	40
Condensador Sincrónico	30
Rotor Cilíndrico (RC)	
RC enfriado indirectamente	30
RC directamente enfriado	
0 – 800 MVA	10
801 – 1600 MVA	$10-(0.00625)(MVA-800)$

Tabla 4. 7 Valores permisibles de K según la IEEE

Según la Tabla IV.VI nuestro valor de K es 40s por ser la máquina un generador de polos salientes, cabe recalcar que I_2 se halla en el lado del secundario del CT y también que el valor de K visto por el relé es diferente y viene dado por:

$$K_{\text{relé}} = K \left(\frac{I_{\text{Nsec}}}{I_{\text{sec}}} \right)^2 = 10 \left(\frac{3.593}{5} \right)^2 = 5.164 \text{ s} \quad (4.19)$$

Por lo tanto calibramos a $K_{\text{relé}}$ en 5 s.

El tiempo máximo es calibrado para una falla de corriente de arranque que es calculada con la siguiente fórmula:

$$I_{\text{arranque}} = I_{2\text{min}} \left(\frac{I_{\text{Nsec}}}{I_{\text{sec}}} \right) \quad (4.20)$$

Donde $I_{2\text{min}}$ es la corriente de secuencia negativa mínima que ocurre cuando se tiene una falla de fase abierta, en nuestro caso, esta corriente toma el valor de 0.2 pu.

$$I_{\text{arranque}} = 0.2 \left(\frac{3.593}{5} \right) = 0.1437 \text{ pu} \quad (4.21)$$

Ahora con esto procedemos a sustituir este valor de I_{arranque} en I_2 :

$$t_{\text{max}} = \frac{K}{I_2^2} = \frac{5.164}{(0.1437)^2} = 250.07 \text{ s} \quad (4.22)$$

Por tanto calibramos este tiempo en 250 s.

4.6.3.5.2 Ajustes

AJUSTES	PARAMETROS
ALARMA	
Neg. Sequence Alarm Pickup	$0.057 I_N$
Neg. Sequence Alarm Delay	2 s
TRIP	
Neg. Sequence O/C Trip Pickup	$0.1437 I_N$
Neg. Sequence O/C Constant K	5.164
Neg. Sequence O/C Max. Time	250 s
Neg. Sequence O/C Reset Rate	10 s

Tabla 4. 8 Ajuste de la función 46

4.6.3.6 Protección de Potencia Inversa (32)

La protección de la potencia inversa sirve como protección de una unidad turbogeneradora cuando en caso de fallo de la energía de accionamiento, el generador síncrono actúa como motor y pone en marcha la turbina recibiendo de la red la potencia de arrastre necesaria. Este estado supone un riesgo para los álabes de la turbina y debe subsanarse en un breve período de tiempo abriendo el interruptor de la red.

Para el generador existe además el peligro de que en caso de que fluya fluido residual, al desconectar el interruptor de potencia la unidad de generador-turbina se acelere y alcance un número de revoluciones excesivas. Por ello, la separación de la red debe tener lugar una vez detectado el consumo de potencia activa.

4.6.3.6.1 Cálculo de Ajustes

Para esto se debe calibrar el relé para que actúe ante un determinado porcentaje de la potencia de motorización del generador, este valor nos la da la norma IEEE Std. C37.102-2006.

Tipo de Generador	% Pn
Turbina de gas	50
Con motor a diesel	25
Turbina a vapor	0.5 – 3
Hidro-turbina	0.2 – 2

Tabla 4. 9 Porcentajes de motorización según la IEEE

En nuestro caso tenemos una turbina de vapor para la cual utilizaremos un 3% y elegiremos en primera instancia un tiempo de retardo de 5 s para la alarma y un tiempo de disparo de 20 s.

4.6.3.6.2 Ajustes

AJUSTES	PARAMETROS
ALARMA	
Reverse Power Alarm	$0.03 P_N$
Reverse Power Alarm Delay	0.2 s
TRIP	
Reverse Power Trip Level	$0.03 P_N$
Reverse Power Trip Delay	5 s

Tabla 4. 10 Ajuste de la función 32

4.6.3.7 Protección por Frecuencia (81)

La protección de frecuencia tiene como misión detectar sobre frecuencias o baja frecuencias del generador. Si la frecuencia se encuentra fuera del campo permitido se efectúan las operaciones de desconexión correspondientes, como por ejemplo: la separación del generador de la red.

La disminución de la frecuencia se produce debido a una mayor necesidad de potencia activa de la red o a un funcionamiento defectuoso de la regulación de la frecuencia o de las revoluciones.

El aumento de la frecuencia se produce, por ejemplo, por desconexión de cargas o por un comportamiento defectuoso de la regulación de frecuencia.

4.6.3.7.1 Cálculo de Ajustes

Respecto al ajuste de máxima y mínima frecuencia, se ajustarán dos niveles, uno de alarma y otro de disparo.

Para el nivel de alarma se establece ± 0.25 Hz, con un tiempo de actuación para alarma de 5s tanto para baja frecuencia y sobre frecuencia.

Por lo tanto tenemos para baja frecuencia:

$$f_{\text{alarm}} = 60 - 0.25 = 59.75 \text{ Hz} \quad (4.23)$$

Y sobre frecuencia:

$$f_{\text{alarm}} = 60 + 0.25 = 60.25 \text{ Hz} \quad (4.24)$$

4.6.3.7.2 Ajustes

AJUSTES	PARAMETROS
Baja frecuencia	
ALARMA	
Underfrequency Alarm Level	59.75 Hz
Underfrequency Alarm Delay	5 s
Sobrefrecuencia	
ALARMA	
Overfrequency Alarm Level	60.25 Hz
Overfrequency Alarm Delay	5 s

Tabla 4. 11 Ajustes de máxima y mínima frecuencia

4.6.3.8 Protección por Sobreexcitación o Volts/Hertz (24)

Esta protección es aplicada tanto para generadores como para transformadores, en un mismo dispositivo.

El flujo magnético necesario para producir inducción de voltaje en el devanado de armadura en un generador sincrónico, es provisto por el hierro del estator del generador. Este elemento está diseñado para entregar el suficiente flujo magnético para que la máquina trabaje sin complicaciones en condiciones nominales. La sobre excitación del generador, se produce cuando su operación demanda un flujo magnético que excede los límites de diseño.

4.6.3.8.1 Cálculo de Ajuste

Según la norma IEEE Std. C37.102-2006, los generadores deben trabajar bien en un 105% de la relación V/Hz nominal, por tanto para la ajuste de alarma ajustaremos en un 110% de la relación V/Hz en la cual se puede usar un rango de tiempo de 40 a 60 segundos. Para el estado de alarma ajustamos a un 118% de la V/Hz con un retardo de 2 segundos.

4.6.3.8.2 Ajustes

AJUSTES	PARAMETROS
ALARMA	
Volts/Hertz Alarm Level	1.10 V/Hz
Volts/Hertz Alarm Delay	40 s
DISPARO	
Volts/Hertz Trip Level 1	1.18V/Hz
Volts/Hertz Trip Delay1	2 s

Tabla 4. 12 Ajuste de la función 24

4.6.3.9 Protección de Sobrecorriente con Restricción de Voltaje (51V)

Esta protección sirve de respaldo ante fallas de fase a fase y fase tierra en el generador, en caso de que la protección diferencial del generador no actúe. Además que el sistema de la Central Gonzalo Zevallos es una planta de Generación Térmica, el relé 51V es la mejor opción como protección de respaldo, principalmente para la coordinación entre las protecciones del sistema y las del generador.

4.6.3.9.1 Cálculo de ajuste

Este ajuste se realiza con la restricción de voltaje, que se la ajustará a un 80% del voltaje nominal.

51V	% Voltage	80%
	Tap	1354
	TD	3.75
	Curva	E.I.

Tabla 4. 13 Ajuste de la restricción de voltaje del 51V

4.6.3.10 Resumen de Ajustes

FUNCIÓN	AJUSTE	PARÁMETRO
87G	DifferentialTrip Min. Pickup	0.10 x CT
	DifferentialTripSlope 1	10%
	DifferentialTripSlope 2	20%
	DifferentialTripDelay	0 Cycles
	I Resticcion	2xCT
59	ALARM	
	UndervoltageAlarm Pickup	1.03xRated
	UndervoltageAlarmDelay	3.0 s
	TRIP	
	UndervoltageTrip Pickup	1.04xRated
	UndervoltageTripDelay	1.0 s
	ALARM	
	UndervoltageAlarm Pickup	0.97xRated

27	UndervoltageAlarmDelay	3.0 s
	TRIP	
	UndervoltageTrip Pickup	0.98xRated
	UndervoltageTripDelay	1.0 s
40	Circle 1 Diameter	1.1243Ωsec
	Circle 1 Offset	0.082Ωsec
	Circle 1 Trip Delay	4 s
	Circle 2 Diameter	0.78701Ωsec
	Circle 2 Offset	0.082Ωsec
	Circle 2 TripDelay	0.1s
46	ALARMA	
	Neg. Sequence Alarm Pickup	0.057 I_N
	Neg. Sequence Alarm Delay	2 s
	TRIP	
	Neg. Sequence O/C Trip Pickup	0.1437 I_N
	Neg. Sequence O/C Constant K	5.164
	Neg. Sequence O/C Max. Time	250 s
	Neg. Sequence O/C Reset Rate	10 s
32	ALARMA	
	Reverse Power Alarm	0.03 P_N
	Reverse Power Alarm Delay	0.2 s
	TRIP	
	Reverse Power Trip Level	0.03 P_N
	Reverse Power Trip Delay	5 s

Tabla 4. 14 Ajustes en el relé GE-489 Generador 73 MW

4.6.4 Protección de Transformadores de Fuerza

Para realizar la debida protección del transformador de 52/70/86 MVA localizado entre las barras 13.8/69 kV en el patio de maniobras y la del SIN, se utiliza un relé numérico T60 GE

Las funciones a utilizar para la protección son las siguientes:

- ✓ 87 Protección Diferencial
- ✓ 67 Sobrecorriente Direccional de Fase
- ✓ 51 Protección por Sobrecorriente Temporizada
- ✓ 50 Protección de Sobrecorriente instantáneo

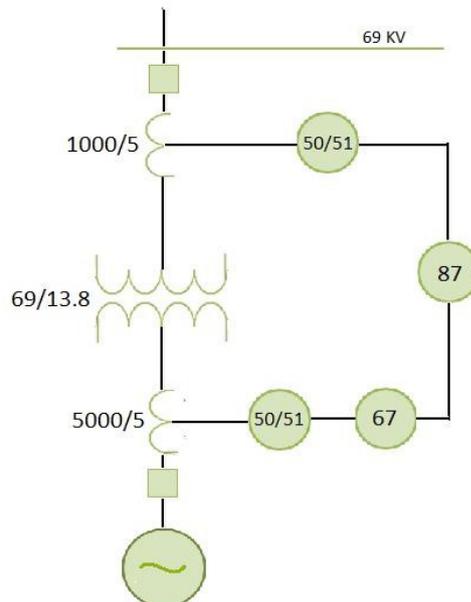


Figura 4.15 Esquema de Protección del Transformador de Fuerza

En el Diagrama mostramos las principales funciones para fallas internas del Transformador, las cuales poseen un ajuste típico o recomendado por el fabricante.

4.6.4.1 Protección Diferencial 87

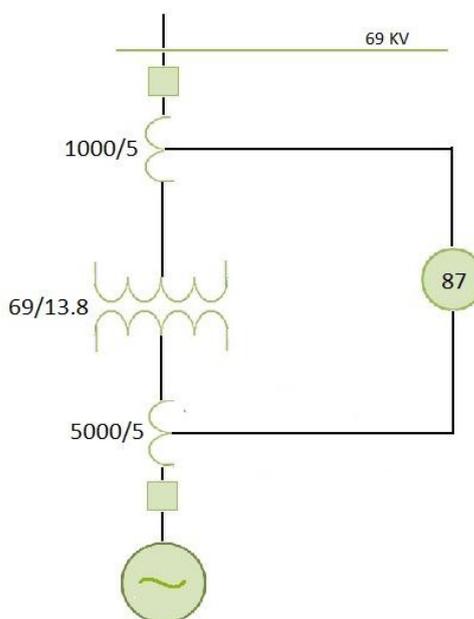


Figura 4.16 Esquema de Protección del Transformador con relé 87

El cálculo de la corriente diferencial (I_d) y de restricción (I_r) para el uso del elemento diferencial porcentual se describe a través del diagrama de bloque, donde « Σ » tiene como salida la suma vectorial de las entradas, y «max» tiene como salida la entrada de

la magnitud máxima; Estos cálculos son ejecutados para cada fase.

$$I_d = I_{1 \text{ comp}} + \dots + I_{6 \text{ comp}} \quad (4.25)$$

La corriente de restricción se calcula como el máximo de las mismas corrientes compensadas internamente.

$$I_r = \max (I_{1 \text{ comp}}, \dots, I_{6 \text{ comp}}) \quad (4.26)$$

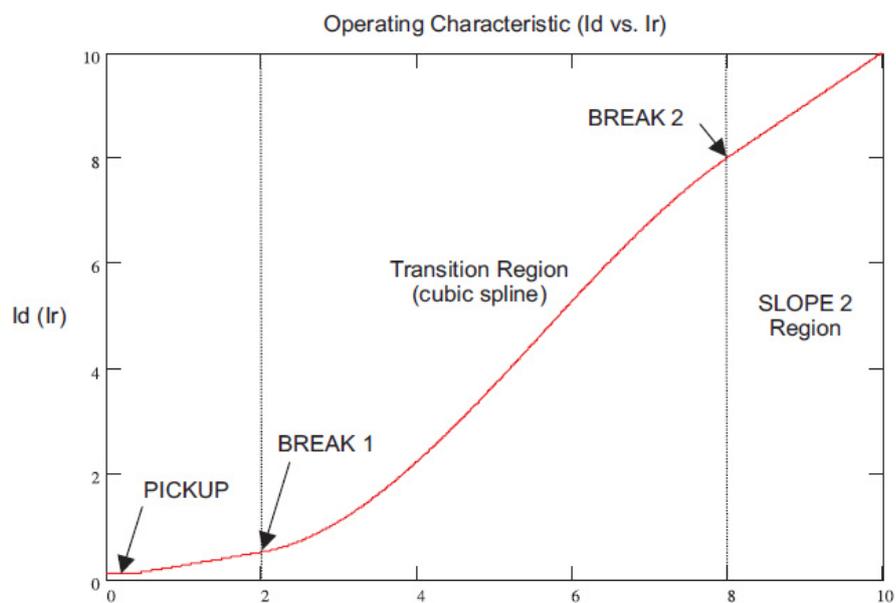


Figura 4.17 Curva Característica del 87

El elemento diferencial porcentual del T60 está basado en una característica de punto de quiebre dual configurable / restricción diferencial de pendiente dual. El propósito de esta característica pre ajustada es el de definir la velocidad de la corriente diferencial de restricción para las corrientes de los devanados del transformador durante las diferentes condiciones de carga y que pueda distinguir entre fallas dentro y fuera de la zona de protección. Las variaciones de la diferencial de restricción ocurren debido al desbalance de corriente entre el devanado primario y secundario y pueden tener las siguientes causas:

1. Imprecisiones inherentes al TC.
2. Cambio del TAP bajo carga lo cual ajusta la relación del transformador y consecuentemente las corrientes de los devanados
3. Saturación del TC.

Los ajustes para diferencial porcentual que figuran a continuación.

- **MINIMUM PICKUP (arranque mínimo):** Este ajuste define la corriente diferencial mínima requerida para operación. Se escoge, basado en la cantidad de corriente diferencial que pudiera ser apreciada bajo condiciones normales de

operación. Existen dos factores que pudieran crear corrientes diferenciales durante la operación normal del transformador: errores ocasionados por imprecisiones del TC y variaciones de corriente debido a operaciones de cambio de TAP bajo carga. Generalmente se recomienda un ajuste de 0.1 a 0.3 (el valor por defecto de fábrica es de 0.1 pu).

- **SLOPE 1 (pendiente 1):** Este ajuste define la corriente de restricción de la diferencial durante condiciones normales de operación para asegurar sensibilidad ante fallas internas. El ajuste debe ser lo suficientemente alto, sin embargo, para manejar errores de saturación del TC durante saturación bajo corrientes de pequeña magnitud pero significativas y componentes DC de larga duración (tales como fallas distantes externas cercanas a generadores).
- **BREAK 1 y BREAK 2 (ruptura 1 y 2):** Los ajustes para ruptura 1 y ruptura 2 dependen muchísimo en la capacidad de los TCs para transformar correctamente corrientes primarias a secundarias durante fallas externas. El ajuste ruptura 2 debe

ser colocada por debajo de la corriente de falla que tiene mayor probabilidad de causar la saturación del TC debido al componente CA por sí sólo. El ajuste ruptura 1 debe ser colocado por debajo de una corriente que cause la saturación del TC debido a componentes DC y/o magnetismo residual. El ultimo puede ser tan alto como 80% del flujo nominal, reduciendo efectivamente la capacidad del por un factor de 5.

- **SLOPE 2 (pendiente 2):** El ajuste pendiente 2 asegura estabilidad durante condiciones extremas de falla, donde la saturación del TC resulta en una alta corriente diferencial. El ajuste pendiente 2 debe ser colocado en un valor alto para atender el peor caso donde un set de TCs se satura pero el otro set no lo hace. En tal caso la relación entre la corriente diferencial y la corriente de restricción puede ser tan alta como 95 a 98%.
- **INRUSH INHIBIT FUNCTION (función inhibidora de corriente de magnetización):** Este ajuste proporciona una elección para bloquear la protección diferencial por presencia

de 2do armónico durante condiciones de corriente de magnetización magnetizante. Existen dos elecciones disponibles: «Adapt. 2nd» - 2do armónico adaptivo, y «Trad. 2nd» - bloqueo tradicional de 2do armónico. La restricción de 2do armónico adaptivo responde tanto a magnitud como a ángulo de fase del 2do armónico y al componente de frecuencia fundamental. La restricción de 2do armónico responde a la relación de las magnitudes del 2do armónico y los componentes de frecuencia fundamental. Si no se esperan relaciones de segundo armónico de bajo valor durante condiciones de corriente de magnetización, el relé debe ser ajustado a la forma tradicional de restricción.

- **INRUSH INHIBIT MODE (modo de inhibición de corriente de magnetización):** Este ajuste especifica el modo de bloqueo bajo condiciones de corriente de magnetización magnetizante. Los transformadores modernos pueden producir relaciones pequeñas de 2do armónico durante condiciones de corriente de magnetización. Esto puede ocasionar operación no deseada del transformador protegido. La reducción del límite de inhibición del 2do armónico puede

poner en peligro la velocidad y confiabilidad de la protección. La relación del 2do armónico, en caso de ser baja, causa problemas en una fase solamente. Esto puede ser utilizado como medio para asegurar seguridad mediante la aplicación de bloqueo cruzado de fase en lugar de bajar el límite de inhibición de la corriente de magnetización. Si es ajustado a «Per phase», el relé realiza la inhibición de la corriente de magnetización individualmente en cada fase. Si es utilizado en transformadores modernos, este ajuste debe ser combinado con la función adaptiva de 2do armónico. Si es ajustado a «2-out-of-3», el relé verifica el nivel 2do armónico en las tres fases individualmente. Si dos fases establecen una condición de bloqueo, la tercera fase es restringida automáticamente.

Si es ajustado a «Average», el relé calcula primero el average de la relación de 2do armónico, luego aplica el límite de la corriente de magnetización al average calculado. Este modo trabaja solamente en conjunto con la función tradicional de 2do armónico.

4.6.4.2 Sobrecorriente Direccional de fase (ANSI 67P)

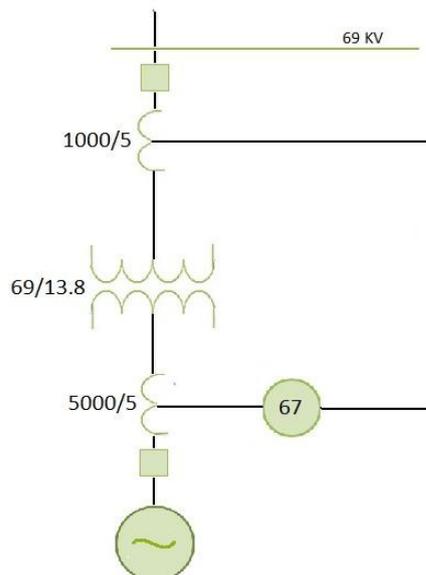


Figura 4.18 Esquema de Protección del Transformador con relé 67P

Los elementos del direccional de fase (una para cada fase A, B, y C) determinan la dirección del flujo de corriente de fase para condiciones normales de operación y de falla y pueden ser utilizados para controlar la operación de los elementos de sobrecorriente de fase a través de entradas de bloque (BLOCK) de estos elementos.

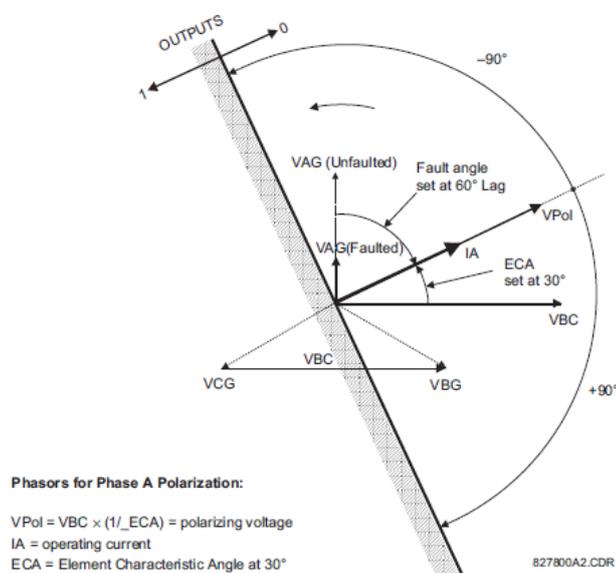


Figura 4.19 Diagrama de funcionamiento del Relé Direccional

Este elemento se utiliza para aplicar una señal de bloqueo a un elemento de sobrecorriente para impedir la operación cuando el flujo de corriente va en una dirección particular. La dirección del flujo de corriente se determina midiendo el ángulo de fase entre la corriente proveniente de los TCs de fase y el voltaje línea-línea proveniente de los TPs, basado en la conexión 90° o «cuadratura». Si existe un requerimiento para supervisar elementos de sobrecorriente para corrientes que fluyen en direcciones opuestas, tal como puede pasar en un interruptor de enlace de barra, deben programarse dos elementos de fase direccionales con ajustes ECA opuestos.

Para incrementar la seguridad para fallas trifásicas muy cercanas a los TPs para medir el voltaje de polarización, se incorpora una característica de memoria de voltaje. Esta característica guarda el voltaje de polarización en el momento antes de que colapse el voltaje y lo utiliza para determinar dirección. La memoria del voltaje permanece válida por un segundo después de que el voltaje ha colapsado.

El componente principal del elemento direccional de fase es el comparador de ángulo de fase con dos entradas: La señal de operación (corriente de fase) y la señal de polarización (el voltaje de línea, desfasada en dirección adelantada por el ángulo de la característica, ECA).

La siguiente tabla muestra las señales de operación y polarización utilizadas para control direccional de fase:

FASE	SEÑAL DE OPERACIÓN	SEÑAL DE POLARIZACIÓN V_{pol}	
		SECUENCIA DE FASE ABC	SECUENCIA DE FASE ACB
A	ángulo de IA	ángulo de VBC × (1∠ACE)	ángulo de VCB × (1∠ACE)
B	ángulo de IB	ángulo de VCA × (1∠ACE)	ángulo de VAC × (1∠ACE)
C	ángulo de IC	ángulo de VAB × (1∠ACE)	ángulo de VBA × (1∠ACE)

Tabla 4. 15 Funcionamiento del Relé Direccional

4.6.4.2.1 Modo de operación:

Cuando la función se encuentra en «Disabled» (deshabilitada), o la corriente de operación esta por debajo de $5\% \times TC$ nominal, la salida del elemento es «0».

Cuando la función se encuentra en "habilitada", la corriente de operación está por encima de $5\% \times TC$ nominal, y el voltaje de polarización está por encima del límite establecido, la salida del elemento depende del ángulo de fase entre las señales de operación y polarización:

- La salida del elemento es un «0» lógico cuando la corriente de operación se encuentra dentro del voltaje de polarización $\pm 90^\circ$

- Para todos los otros ángulos, la salida del elemento es un «1» lógico.

Una vez expirada la memoria de voltaje, los elementos de sobrecorriente de fase bajo control direccional pueden ser ajustados para bloquear o disparar por sobrecorriente como se indica a continuación: Cuando el ajuste BLOCK WHEN V MEM EXP (bloqueo cuando expire la memoria de voltaje) se encuentra en «Yes», el elemento direccional bloqueara la operación de cualquier elemento de sobrecorriente de fase bajo control direccional cuando expira la memoria de voltaje. Cuando se encuentra ajustado a «No», el elemento direccional permite el disparo de los elemento de sobrecorriente de fase bajo control direccional cuando expira la memoria de voltaje.

En todos los casos, el bloqueo direccional será permitido para iniciar nuevamente cuando el voltaje de polarización llega a ser mayor que el límite del voltaje de polarización.

4.6.4.2.2 Ajustes:

PHASE DIR 1 SIGNAL SOURCE (señal fuente de direccional de fase 1): Este ajuste se utiliza para seleccionar la fuente para las señales de operación y polarización. La corriente de operación para el elemento direccional de fase es la corriente de fase para la fuente de corriente escogida. El voltaje de polarización es el voltaje de línea proveniente de los TPs de fase, basado en la conexión de 90° o «cuadratura» y desfasado en la dirección adelantada por el ángulo característico del elemento (ECA).

PHASE DIR 1 ECA (direccional de fase 1 ECA): Este ajuste se utiliza para escoger el ángulo característico del elemento, por ejemplo, el ángulo por el cual el voltaje de polarización se encuentra desfasada en dirección adelantada para alcanzar operación confiable. En el diseño de elementos T60, se aplica bloqueo a un elemento por medio de la inserción de un 1 lógico en la entrada de bloqueo. Este elemento debe ser programado a través del ajuste ECA de manera que la salida es un 1 lógico para corrientes que fluyen en la dirección reversa.

PHASE DIR 1 POL V THRESHOLD (límite de voltaje de polarización del direccional de fase 1): Este ajuste se utiliza para establecer el nivel mínimo de voltaje por el cual la medición de ángulo de fase es confiable. El ajuste está basado en la precisión del TP. El valor por defecto es «0.05 pu».

PHASE DIR 1 BLOCK WHEN V MEM EXP (bloque de direccional de fase 1 cuando expira memoria de voltaje): Este ajuste se utiliza para escoger la operación requerida una vez expire la memoria de voltaje. Cuando está ajustado en el elemento direccional bloquea la operación de cualquier elemento de sobrecorriente de fase bajo control direccional, cuando la memoria de voltaje expira; cuando se encuentra ajustado en «No», el elemento direccional permite el disparo de los elementos de sobrecorriente bajo control direccional

4.6.4.3 Protección de Sobrecorriente (ANSI 50/51)

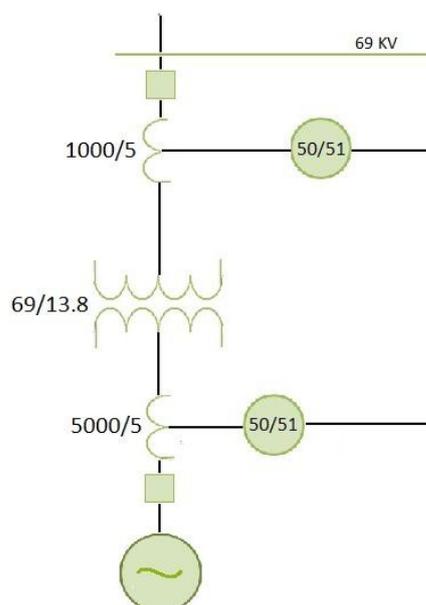


Figura 4.20 Esquema de Protección del Transformador con relé 50/51

Para coordinar la operación del ANSI 50/51, de este relé multifunción, que actúa como un elemento instantáneo de sobrecorriente y como un elemento temporizado de sobrecorriente, en respuesta a la magnitud de la corriente diferencial medida (filtrado el componente de la frecuencia fundamental) y aplicando un límite de arranque seleccionable por el usuario. El límite del arranque debe ser ajustado a un valor por encima de la corriente máxima diferencial falsa que pueda ser encontrada bajo condiciones de falla no interna (típicamente

corriente magnetizante de corriente de magnetización o una falla externa con saturación de TC extremadamente severo).

Para la coordinación del elemento de protección usamos la característica de la curva inversa de temporizado de sobrecorriente. Las curvas inversas de temporizado de sobrecorriente utilizadas por los elementos de sobrecorriente temporizado son las curvas estándar IEEE, IEC, GE tipo IAC, y I2t. Esto permite simplificar la coordinación con dispositivos aguas abajo. Si a pesar de ello ninguna de las curvas es adecuada, se puede utilizar una FlexCurve™ para personalizar la característica de tiempo inverso. También se cuenta con la opción de Tiempo Definido que puede ser apropiada si solo se requiere una protección sencilla.

4.6.4.3.1 Tipos de Curva de Sobrecorriente

IEEE	IEC	GE TIPO IAC	OTRAS
IEEE Extremadamente Inversa	IEC Curva A (BS142)	IAC Extremadamente Inversa	I^2t
IEEE Muy Inversa	IEC Curva B (BS142)	IAC Muy Inversa	FlexCurves™ A, B, C y D
IEEE Moderadamente Inversa	IEC Curva C (BS142)	IAC Inversa	Curvas de reconector
	IEC Corta Inversa	IAC Corta Inversa	Tiempo definido

Tabla 4. 16 Tipos de curva de sobrecorriente

El ajuste del dial multiplicador de tiempo permite la selección de un múltiplo de la curva base (cuyo multiplicador = 1) con el ajuste del tipo de curva (CURVE). A diferencia del equivalente electromecánico del dial multiplicador, los tiempos de operación son directamente proporcionales al valor de ajuste del dial multiplicador de tiempo (TD MULTIPLIER). Por ejemplo, todos los tiempos para un multiplicador de 10 son 10 veces la curva base o la curva de multiplicador 1. Al ajustar el multiplicador a cero resulta en una respuesta instantánea a todos los niveles de corriente por encima del arranque.

Para la coordinación de nuestra protección nos decidimos por la curva del fabricante, o sea, la curva estándar GE tipo IAC.

4.6.4.3.2 Curvas IAC

Las curvas para la familia de relés GE tipo IAC son derivadas de las siguientes formulas:

$$T = TDM \times \left(A + \frac{B}{(I/I_{arr})^{-c}} + \frac{D}{((I/I_{arr})^{-c})^2} + \frac{E}{((I/I_{arr})^{-c})^3} \right), T_{REINICIO} = TDM \times \left[\frac{t_r}{(I/I_{arr})^2 - 1} \right] \quad (4.27)$$

Donde: T = tiempo de operación (en segundos); TDM = ajuste del multiplicador; I = corriente de entrada; I_{arr} = ajuste de arranque de corriente; A, B, C, D, E = constantes; TREINICIO = tiempo de reinicio en segundos (asumiendo la capacidad de ese 100% y el RESET es «Timed»); t_r = constante característica,

4.6.4.3.2.1 Constante de la curva ge tipo tiempo inverso

En esta tabla podemos observar las distintas constantes de tiempo para las curvas IAC Extremadamente Inversa, IAC Muy Inversa, IAC Inversa, y IAC Corta Inversa; y el tiempo de reinicio.

IAC FORMA DE CURVA	A	B	C	D	E	T _{REINICIO}
IAC Extremadamente Inversa	0.004	0.6379	0.62	1.7872	0.2461	6.008
IAC Muy Inversa	0.09	0.7955	0.1	-1.2885	7.9586	4.678
IAC Inversa	0.2078	0.863	0.8	-0.4180	0.1947	0.99
IAC Corta Inversa	0.0428	0.0609	0.62	-0.0010	0.0221	0.222

Tabla 4. 17 Constantes de la curva IAC IAC Muy Inversa

La curva IAC Muy Inversa es la que se ha escogido para realizar la coordinación de nuestros relés 50 (protección de sobrecorriente instantánea) y 51 (protección de sobrecorriente temporizada), en la cual tenemos el multiplicador TDM y relación de corrientes I/I_{arr} .

MULTIPLICADOR (TDM)	CORRIENTE (I / I_{arr})									
	1.5	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0.5	0.578	0.375	0.266	0.221	0.196	0.18	0.168	0.16	0.154	0.148
1	1.155	0.749	0.532	0.443	0.392	0.36	0.337	0.32	0.307	0.297
2	2.31	1.499	1.064	0.885	0.784	0.719	0.674	0.64	0.614	0.594
4	4.621	2.997	2.128	1.77	1.569	1.439	1.348	1.28	1.229	1.188
6	6.931	4.496	3.192	2.656	2.353	2.158	2.022	1.921	1.843	1.781
8	9.242	5.995	4.256	3.541	3.138	2.878	2.695	2.561	2.457	2.375
10	11.552	7.494	5.32	4.426	3.922	3.597	3.369	3.201	3.072	2.969

Tabla 4. 18 T vs. (I / I_{arr})

4.6.4.3.3 Sobrecorriente Instantáneo de Fase (ANSI 50P)

El elemento de protección de sobrecorriente instantáneo de fase puede ser usado como elemento instantáneo sin retardo intencional o como elemento de tiempo definido. La corriente de entrada es la magnitud del fasor fundamental.

En las curvas tiempo vs corriente, podemos observar la coordinación de nuestro relé con un TDM=4, donde la línea celeste es la curva de coordinación y la línea punteada paralela al eje del tiempo sale de la corriente de falla $I_{falla}=11525$ A, la misma que se ajusta a nuestra coordinación.

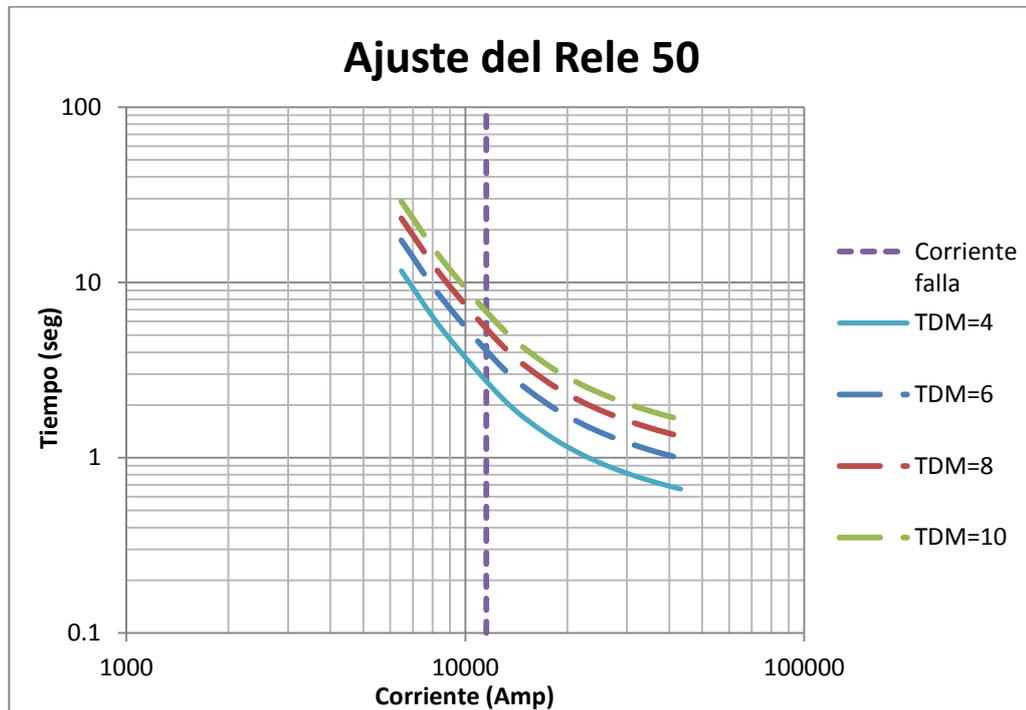


Figura 4.21 Curvas t vs I del relé 50

4.6.4.3.4 Sobrecorriente Temporizado de Fase (ANSI 51P)

El elemento de protección de sobrecorriente temporizado puede proporcionar la característica de operación deseada de temporización versus la corriente aplicada o ser utilizado como un elemento simple de tiempo definido. Las cantidades de corriente de fase de entrada pueden ser programadas como magnitudes fasoriales fundamentales o como formas de onda de magnitud RMS como requiera la aplicación.

Existen dos métodos para reiniciar la operación: «Timed» (temporizado) e «Instantaneous» (instantáneo); refiérase a la subsección Curvas Característica del TOC inverso mencionadas anteriormente para mayor detalle en ajuste de curvas, tiempo de disparo y reinicio de la operación. Cuando el elemento es bloqueado, el acumulador de tiempo se reiniciara de acuerdo a la característica de reinicio. Por ejemplo, si la característica de reinicio está ajustada en «Instantaneous» y el elemento se encuentra bloqueado, el acumulador de tiempo será borrado inmediatamente.

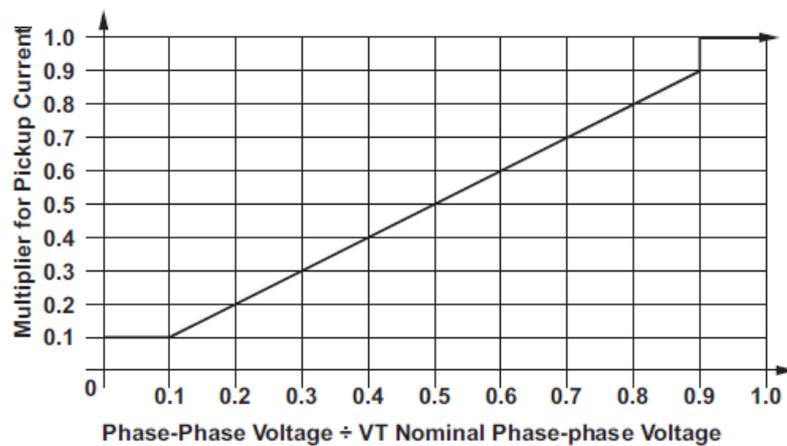


Figura 4.22 Curva de ajuste de relé 51 Método de Restricción de Voltaje

El ajuste PHASE TOC1 PICKUP (arranque del sobrecorriente temporizado de fase 1) puede ser reducido dinámicamente por una característica de restricción de voltaje (cuando se encuentre habilitada). Esto se puede alcanzar a través de los multiplicadores (Mvr) correspondientes a los voltajes fase-fase o a la curva característica de restricción de voltaje (refiérase a la figura inferior); El nivel de arranque se calcula como «Mvr» multiplicado por el ajuste PHASE TOC1 PICKUP. Si la característica de restricción de fase se encuentra deshabilitada, el nivel de arranque siempre permanece en el valor ajustado.

A continuación mostramos las curvas Tiempo vs Corriente, en las cuales podemos observar el ajuste del rele 51 (protección de sobrecorriente temporizado).

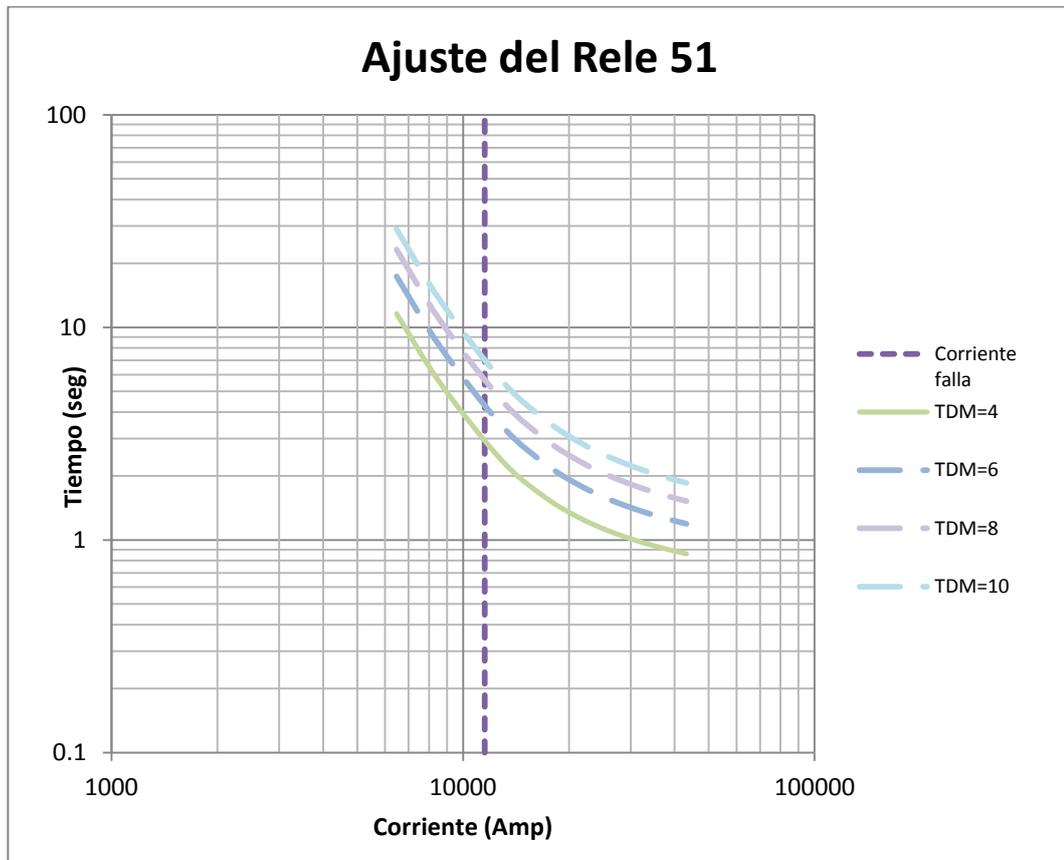


Figura 4.23 Curvas t vs I del Relé 51

En las curvas tiempo vs corriente, podemos observar la coordinación de nuestro relé con un TDM=4, donde la línea verde es la curva de coordinación y la línea punteada paralela al eje del tiempo sale de la corriente de falla $I_{falla}=11525$ A, la misma que se ajusta a nuestra coordinación.

4.6.4.3.5 Cálculo de Ajustes

Para el ajuste de los relés 50 (Protección de Sobrecorriente instantáneo) y 51 (Protección de Sobrecorriente Temporizado), realizamos los siguientes cálculos para analizar su coordinación:

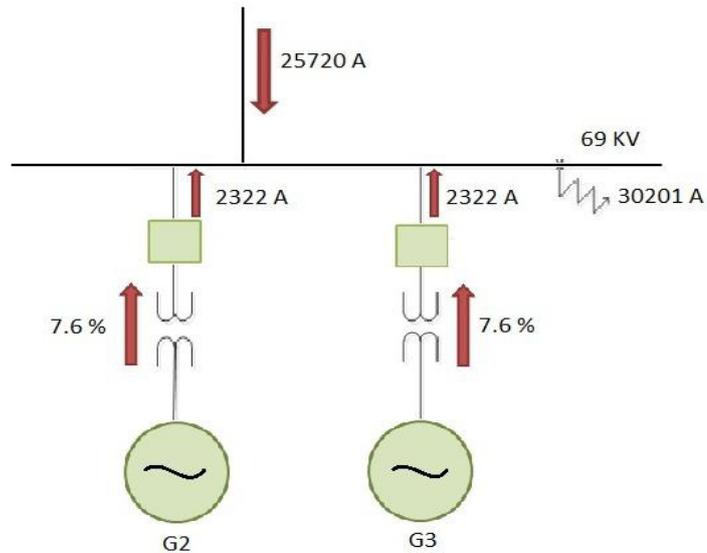


Figura 4.24 Diagrama de flujo de corriente

$$I_N = \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV_{L-L}} \quad (4.28)$$

$$I_N = \frac{85.883}{\sqrt{3} * 13.8} = 3593.08 \text{ A} \quad (4.29)$$

$$I_{Nsec} = 3593.08 * \frac{5}{5000} = 3.593 \text{ A} \quad (4.30)$$

4.6.4.3.6 Curva de Coordinación

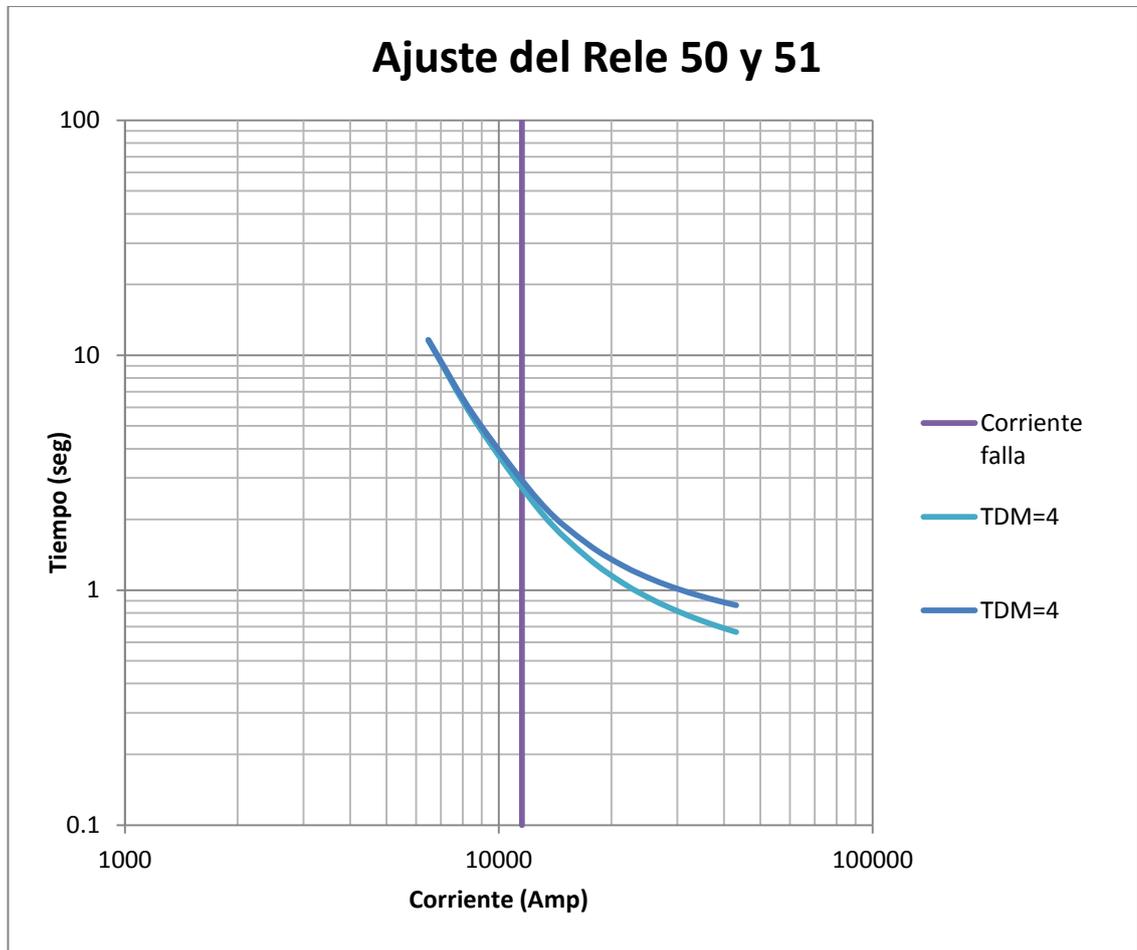


Figura 4.25 Curva t vs I de ajuste de relés 50 y 51

En las curvas de Tiempo vs Corriente, podemos observar la coordinación de nuestros relé con un TDM=4, la línea azul es la curva de coordinación del relé 51 y la línea celeste es la curva de coordinación del relé 50, la línea punteada paralela al eje del

tiempo sale de la corriente de falla $I_{falla}=11525$ A, la misma que se ajusta a nuestra coordinación.

Para esto analizaremos las corrientes en los secundarios de los CT's en los transformadores de 52/70/86 MVA.

TRANSFORMADOR 52/70/86 MVA	
Conexión en alta	Y aterrizado
Corriente Nominal en alta	719.60
Relación de CT	1000/5
Corriente en secundario CT	3.60
Corriente en el relé	3.6
Conexión en baja	Delta
Corriente Nominal en baja	3597.98
Relación de CT	5000/5
Corriente en secundario CT	3.60
Corriente en el relé	3.60
Corriente diferencial (Id)	0.2
%Id con respecto a CT	5.56%

Tabla 4. 19 Cálculos para el transformador de 52/70/86 MVA

4.7 Coordinación de las Protecciones a nivel de 2.4 KV

Para la coordinación de las protecciones se han adoptado los siguientes criterios, utilizando unidades de sobrecorriente que cumplen las siguientes características de protecciones eléctricas:

- Selectividad: cada relé o elemento de protección deberá operar en su zona protegida.
- Respaldo: los relés dan protección primaria en la zona protegida y protección de respaldo a la zona adyacente.
- Tiempo de operación: el tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo.
- Simplicidad: la protección cumple este criterio, evitando la redundancia de la protección en las zonas protegidas.

Considerando el estándar de IEEE para la coordinación de sobrecorriente de relés digitales, se ha considerado un intervalo de coordinación entre 0.2 a 0.25 segundos en el punto de coordinación correspondiente a la contribución a la corriente de falla en la ubicación del relé.

La unidad instantánea se la ha ajustado para la corriente máxima de falla en la barra más cercana al relé o para la mayor corriente de contribución en la localidad del relé.

4.8 Coordinación de las Barras

Como se ha mencionado antes la coordinación de las protecciones se la realizará con un intervalo de 0.2 a 0.25 segundos, de esta manera se asegura selectividad y velocidad en la coordinación.

Se han seleccionado curvas que obedecen a las normas ANSI e IEC para la coordinación, las fórmulas de las curvas se las encuentra en el manual del fabricante de cada uno de los equipos.

En los esquemas de protección vistos previamente se puede observar la ubicación de cada una de las unidades de sobrecorriente del sistema.

CURVAS DE COORDINACION, BARRA DE 2.4KV INTERRUPTORES PRINCIPALES VS CARGAS PRINCIPALES DE ARRANQUE PESADO

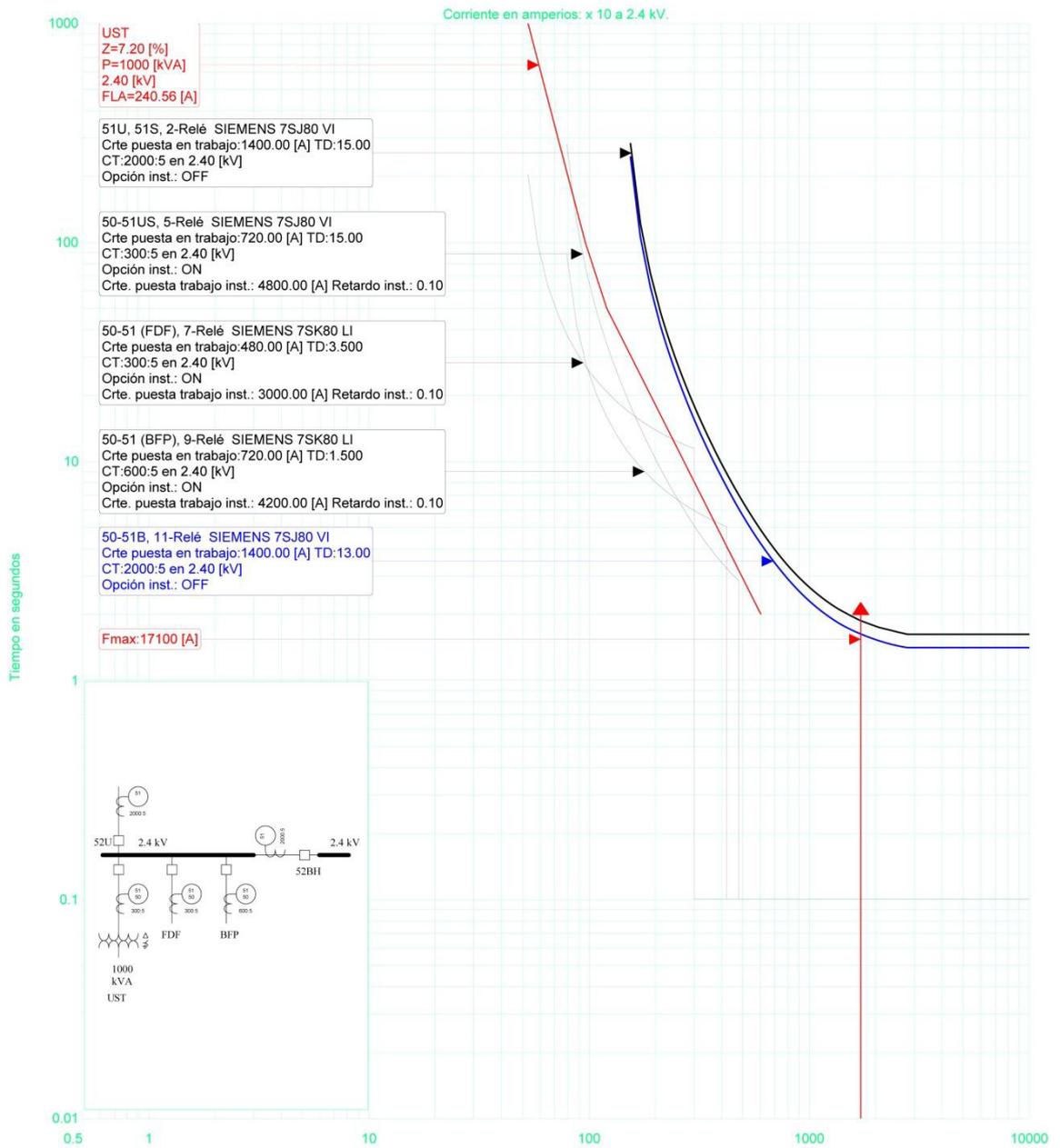


Figura 4.26 Curva de ajuste de las barras 2.4 KV

CURVAS DE COORDINACION, BARRA DE 2.4KV INTERRUPTORES PRINCIPALES VS TODAS LAS CARGAS DE LA BARRA

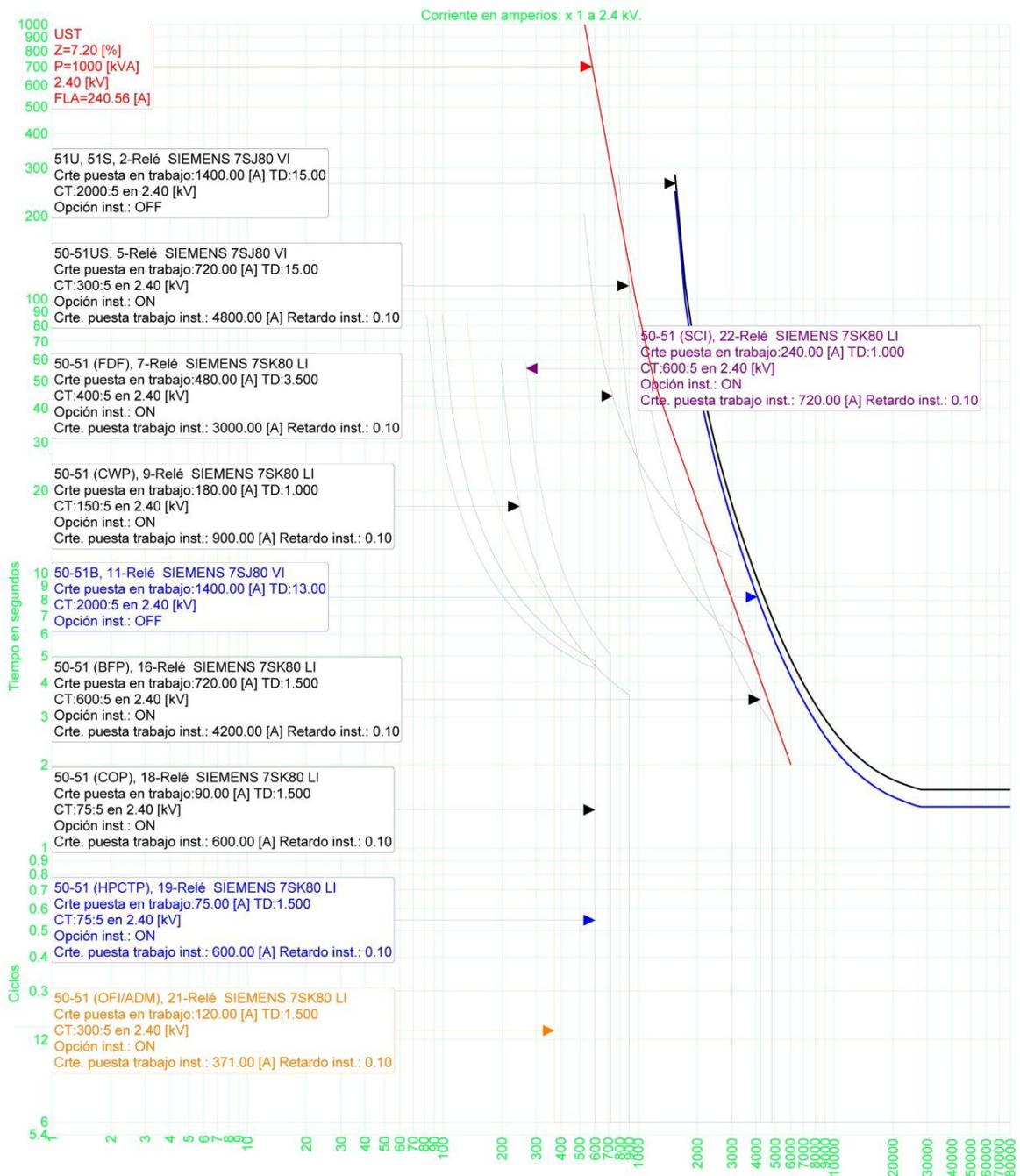


Figura 4.27 Curva de ajuste de las barras 2.4 KV

CURVAS DE COORDINACION, MIGRACION DE AJUSTES CON CALIBRACION ENCONTRADA EN RELES ELECTROMAGNETICOS

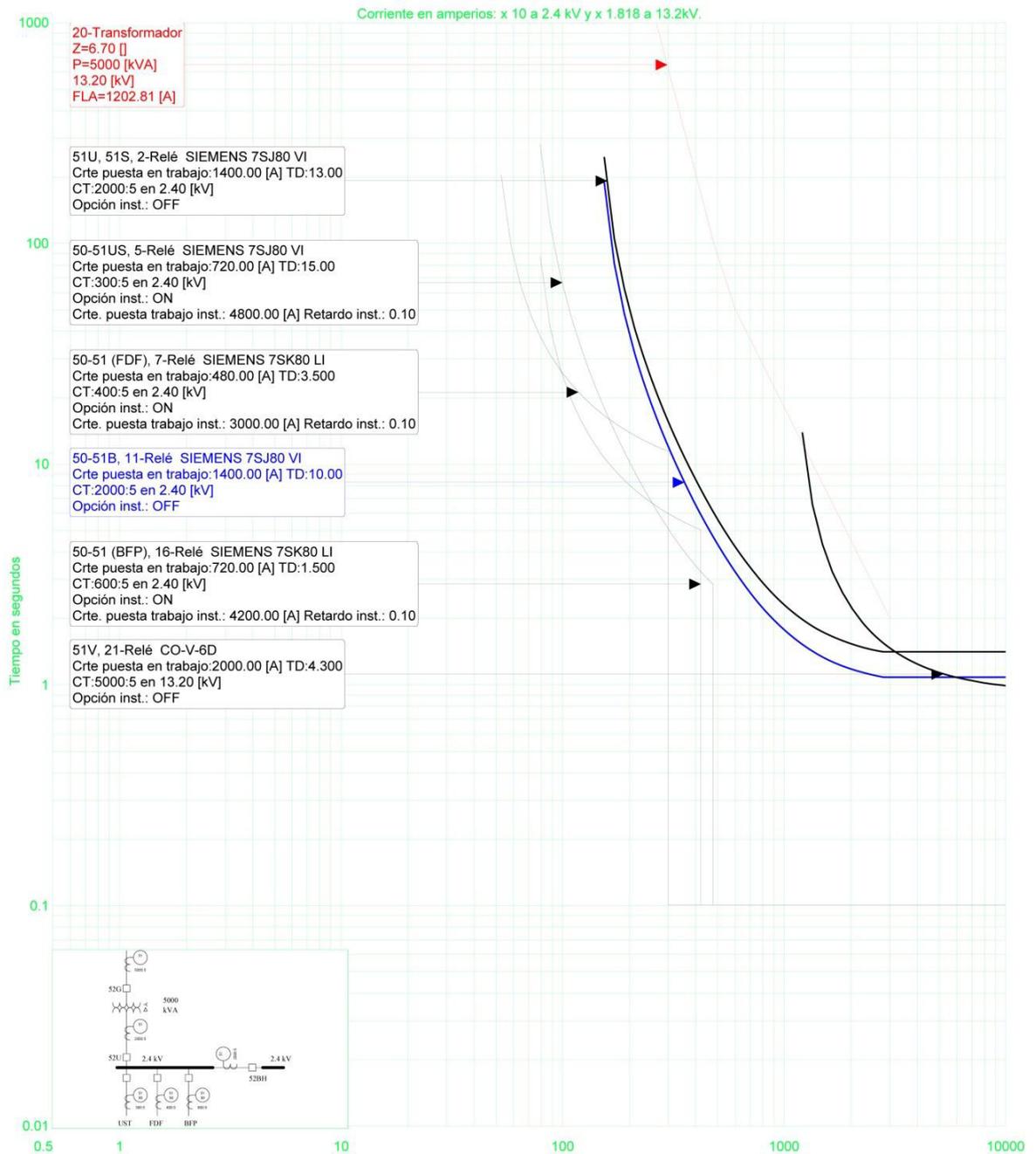


Figura 4.28 Curva de ajuste de las barras 2.4 KV

CURVAS DE COORDINACION, MIGRACION DE AJUSTES CON CALIBRACION EN BASE A LA FILOSOFIA ORIGINAL

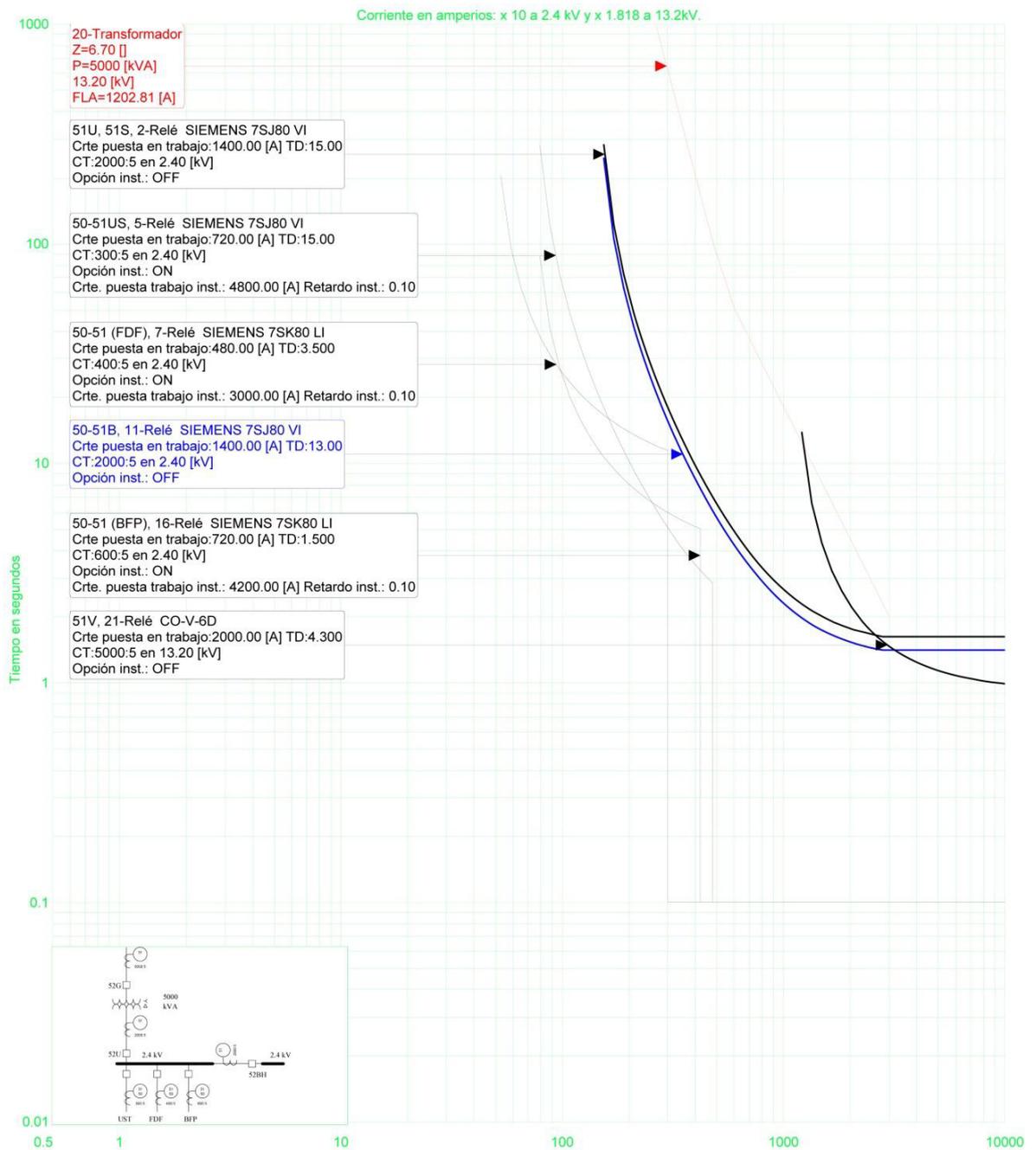


Figura 4.29 Curva de ajuste de las barras 2.4 KV

4.9 Conclusiones y Recomendaciones

El estudio de protecciones para el proyecto de generación de la Central Térmica Gonzalo Zevallos incluyen los siguientes aspectos:

1. La determinación del ajuste de los equipos de protección, los cuales se hallaron considerando el sistema bajo condiciones de falla, incluye: la coordinación de las protecciones de la red de distribución industrial interna de la planta, las funciones de sobrecorriente de la protección del transformador de 52/70/86 MVA y la protección de respaldo contra fallas externas de los relés de sobrecorrientes de la protección de los generadores de 73 MW.
2. La aplicación del Estudio permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.
3. La coordinación que se muestra garantiza la debida protección y operación de los elementos incluso en estados críticos, como es el de las Bombas de Alimentación 1600 HP y el de Tiro Forzado 1200 HP.

4. Con los ajustes que se realizaron en los relés de protección se garantizan tiempos de despeje de fallas rápidos, asegurándonos que en caso de presentarse una falla, esta produzca un daño mínimo o ninguno en los equipos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El estudio de coordinación de protecciones es importante en nuestro campo de acción, ya que de esto depende cuan confiable es el sistema en caso de haber una falla, garantizando de esta forma el menor daño posible en las unidades y así su vida útil no es afectada por los grandes sobre esfuerzos a los cuales se verían sometidos debido a corrientes de corto circuito.
2. Con el estudio de coordinación se asegura que al darse una falla en una determinada zona, ésta es despejada rápidamente por el equipo más cercano a la falla, aislando de esta manera el sector donde se originó la falla, sin afectar la continuidad del servicio en las zonas aledañas.

3. Se debe contar con toda la información del sistema, tanto de los equipos de generación, como los transformadores, motores, cargas y conductores, ya que de esto depende que los resultados sean lo más fidedignos posibles.
4. El avance de la tecnología ha ayudado al sector eléctrico con la invención de los relés digitales, ya que estos en comparación con los analógicos son más versátiles, actúan de manera más rápida aún, lo que los analógicos hacen en milisegundos los digitales lo hacen en microsegundos, además que los ajustes de los digitales es por mucho más flexible, dándonos así mayor seguridad a la hora de proteger nuestros equipos.
5. El tener un buen sistema de coordinación nos ahorra costos por reparación y remplazo de unidades al haber una falla, por no acotar también el hecho de que en las industrias el proceso de producción se puede ver afectado y como sabemos eso no puede suceder porque se generarían enormes pérdidas que verían afectada la economía de la industria.

ANEXOS

ANEXO 1

Diagrama de Protecciones de la Central Térmica Ing. Gonzalo Zevallos

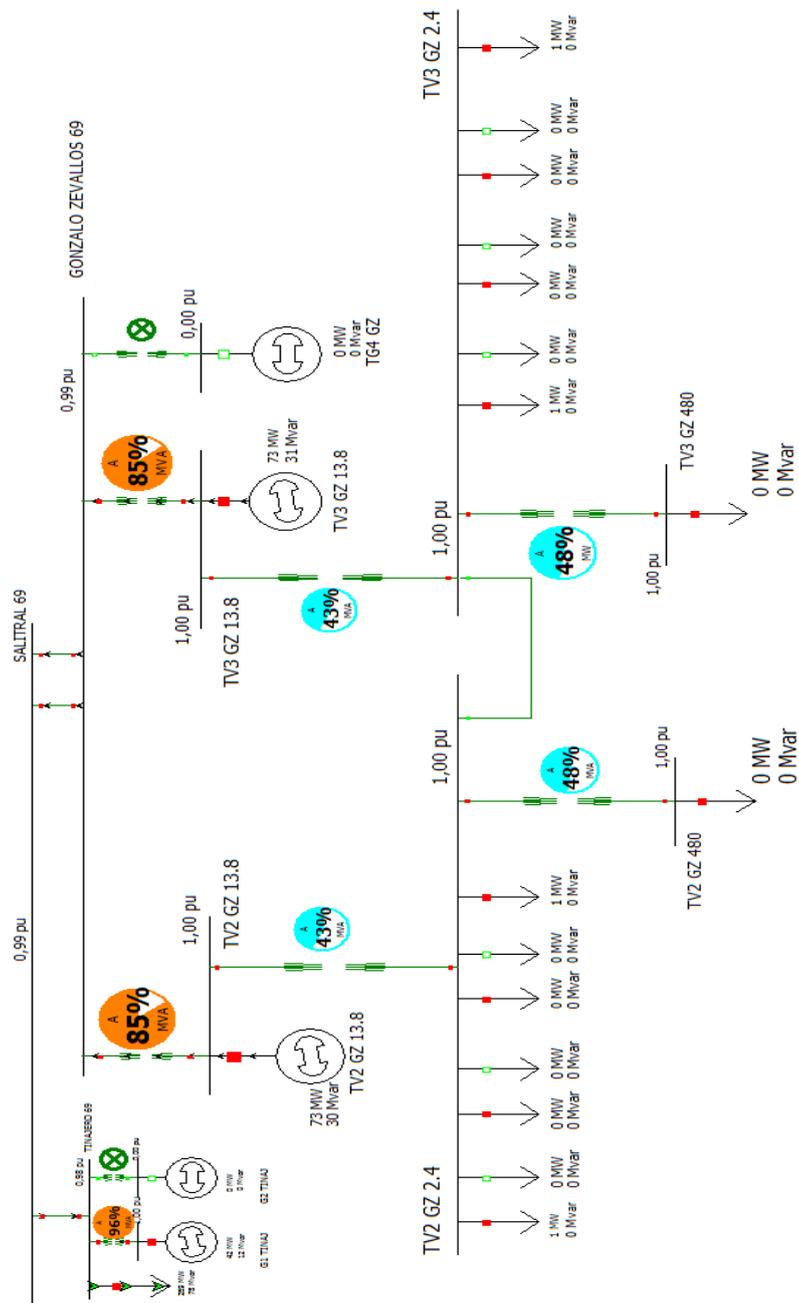
Diagrama Unifilar de la Central Térmica Ing. Gonzalo Zevallos

ANEXO 2

Estudio de Flujo de Carga.

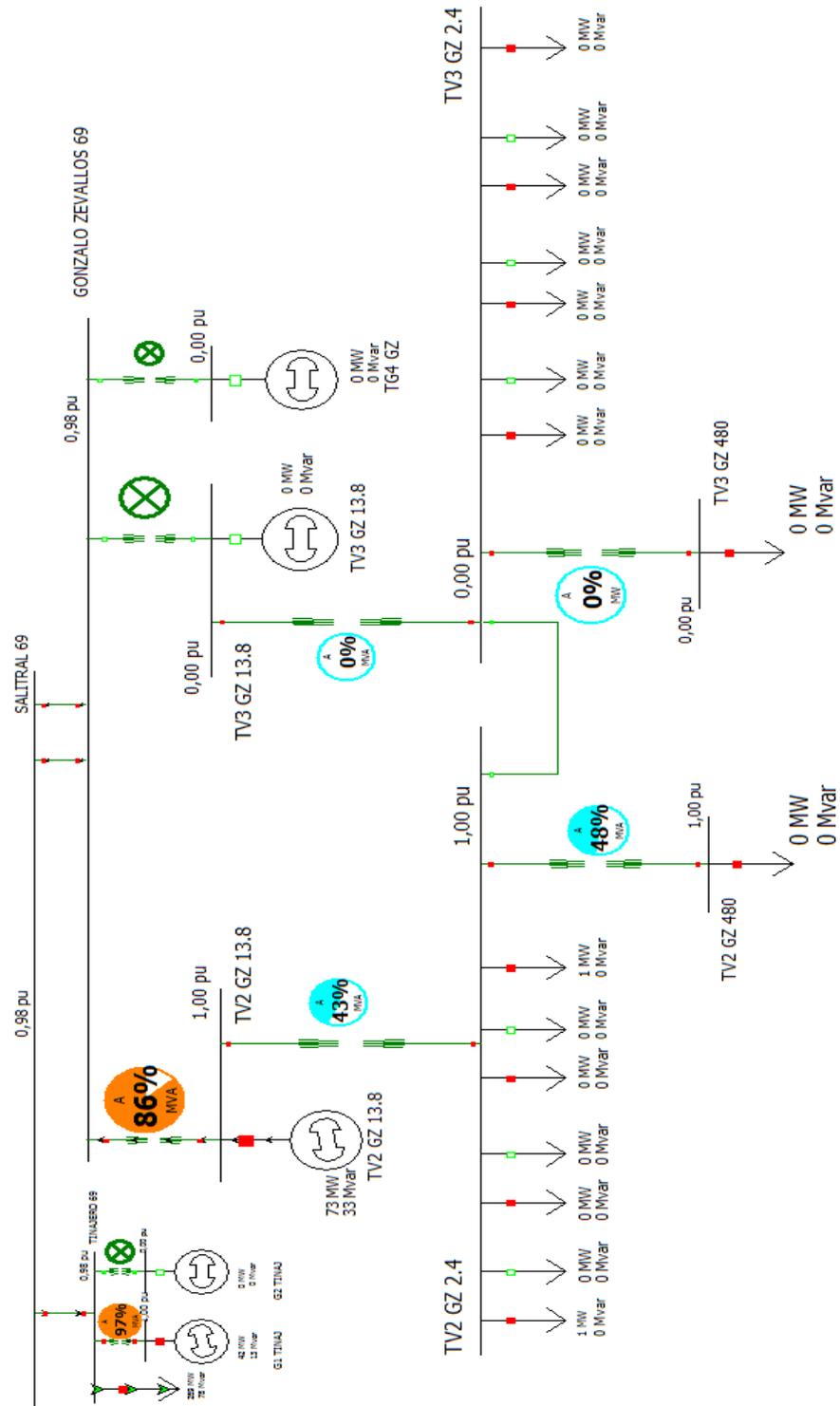
Pag. 1/3

Carga Máxima con las 2 Unidades generando.

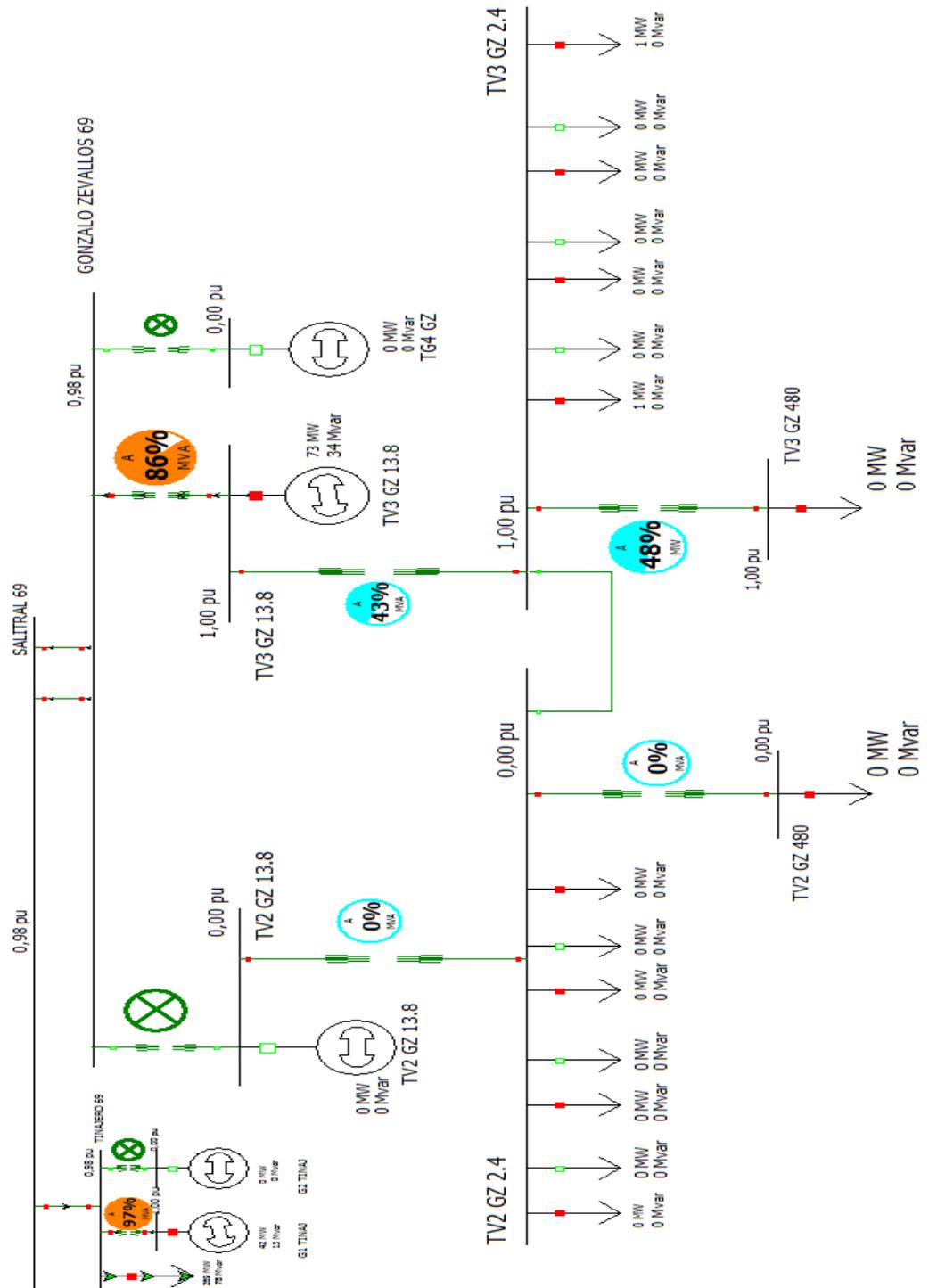


Pag. 2/3

Carga Máxima con la Unidad 3 fuera de servicio.



Carga Máxima con la Unidad 2 fuera de servicio.

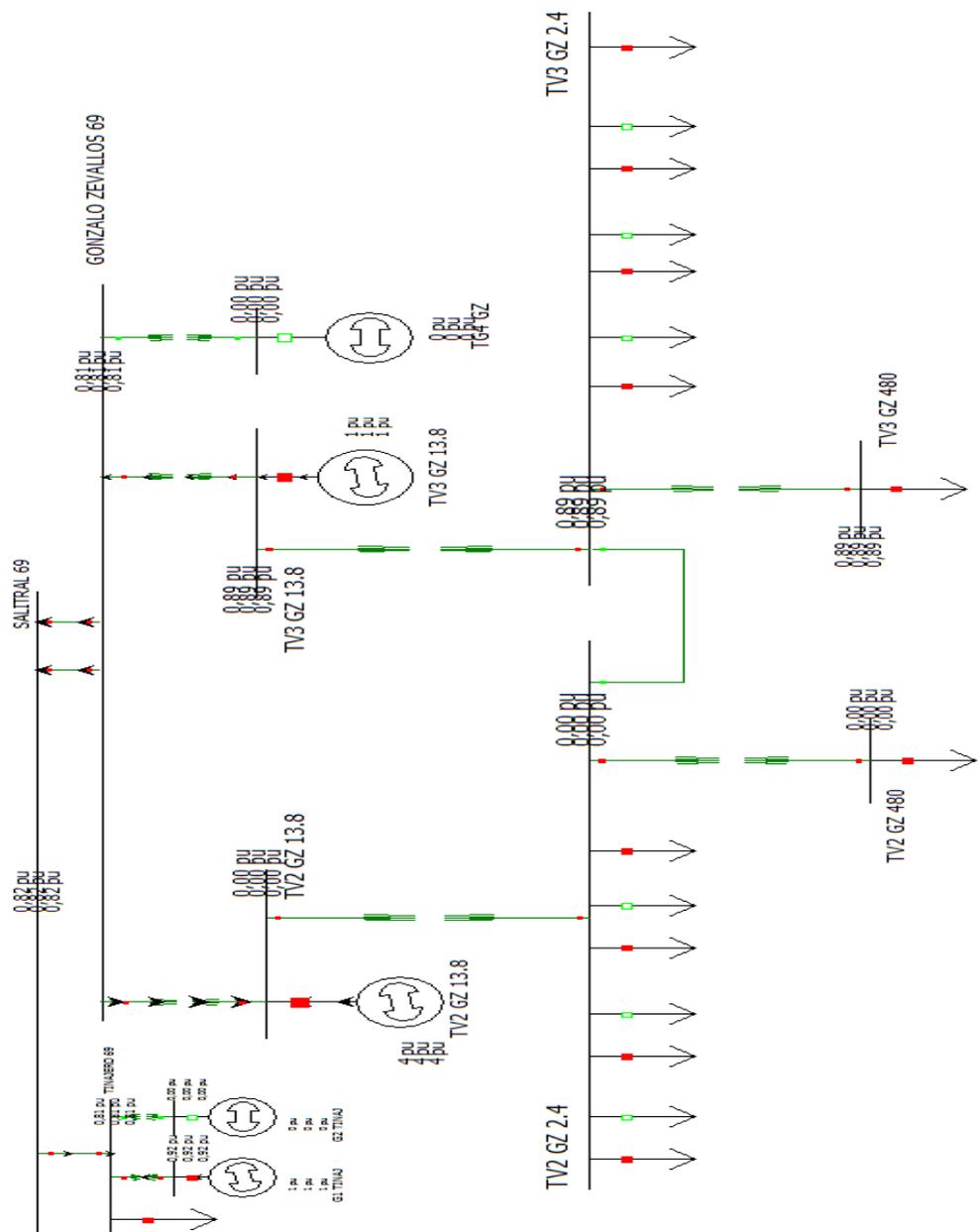


ANEXOS 3

Estudio de Cortocircuito. Fallas trifásicas

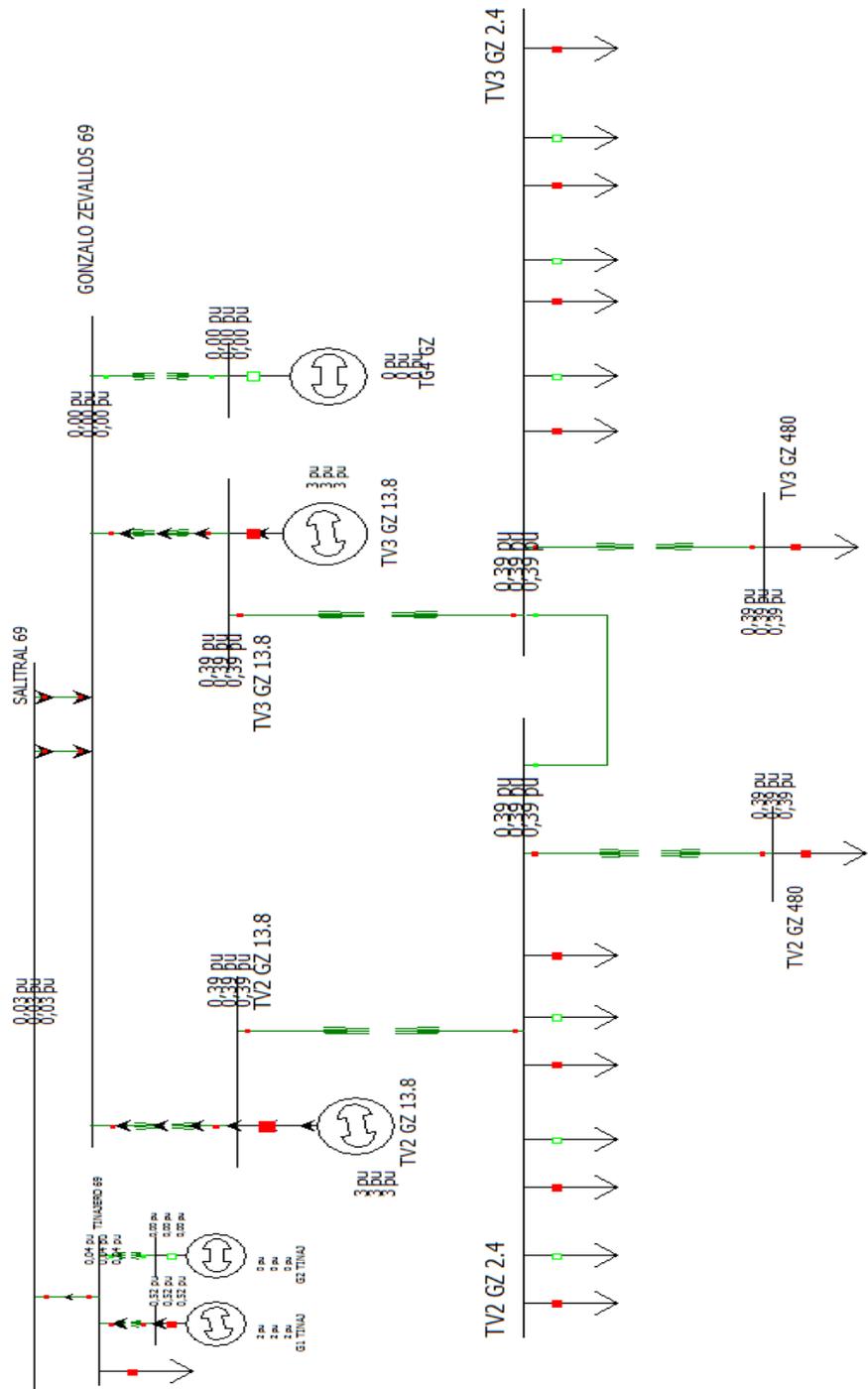
Pag. 1/7

Falla Trifásica aplicada a la Barra GONZALO ZEVALLOS 69



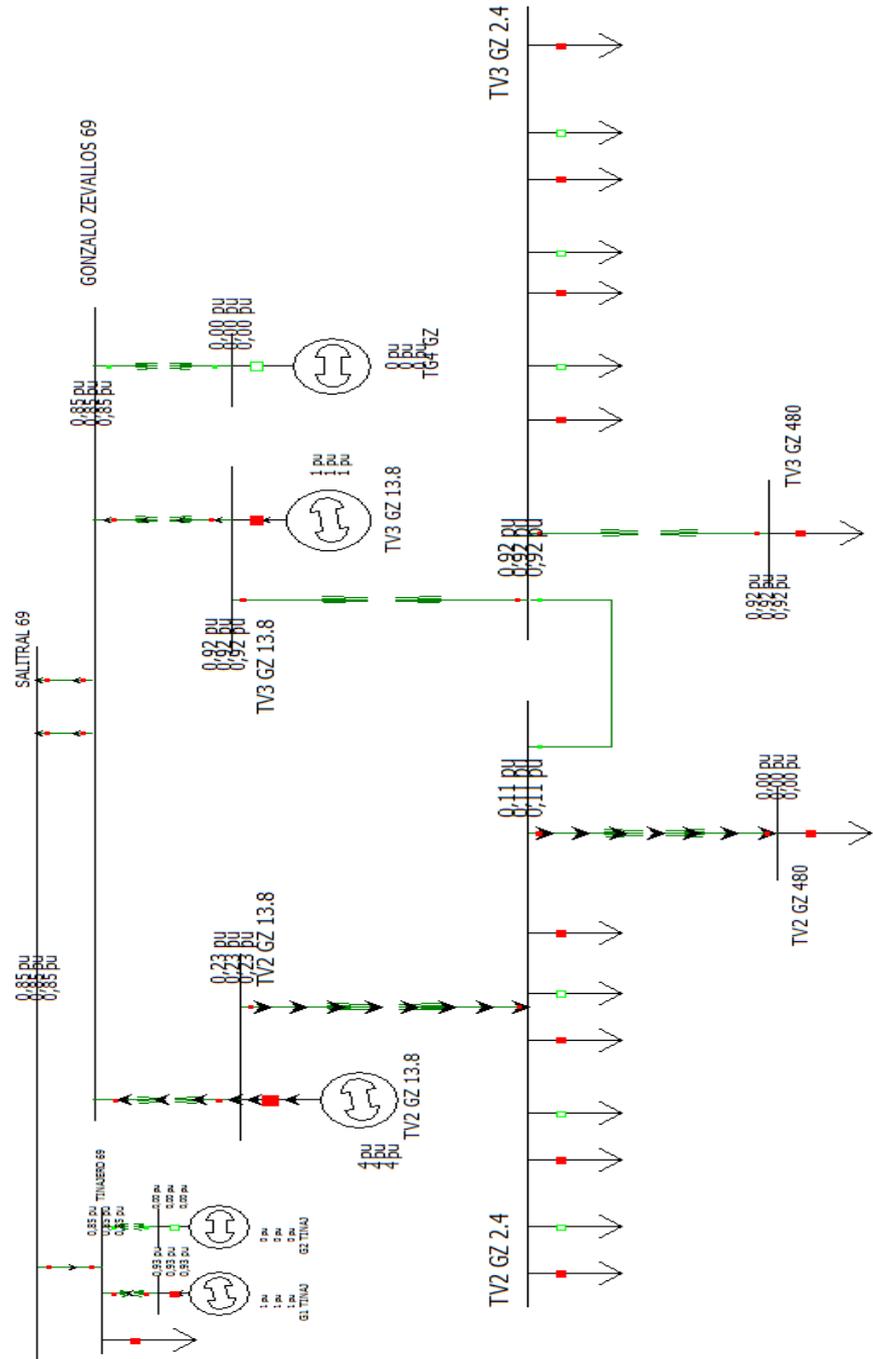
Pag. 2/7

Falla trifásica aplicada a la Barra TV2 GZ 13.8



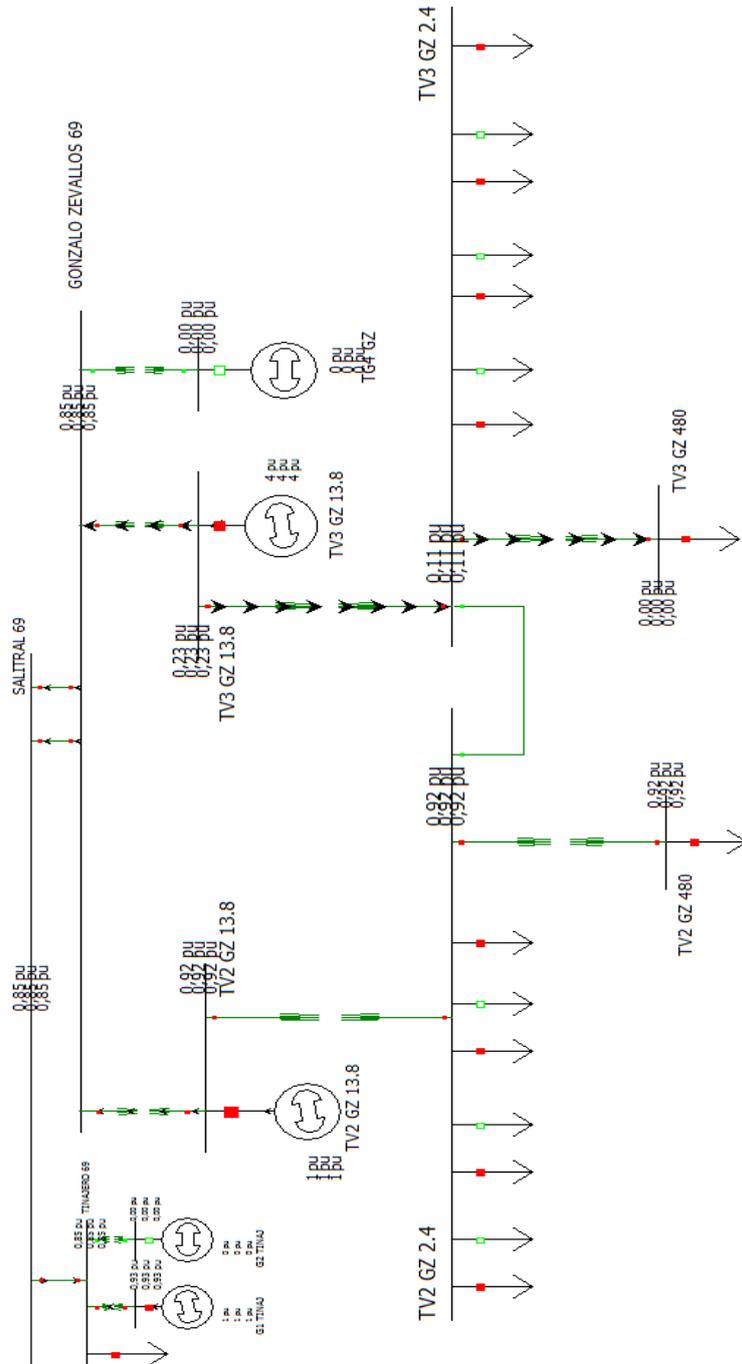
Pag. 4/7

Falla trifásica aplicada a la Barra TV2 GZ 480



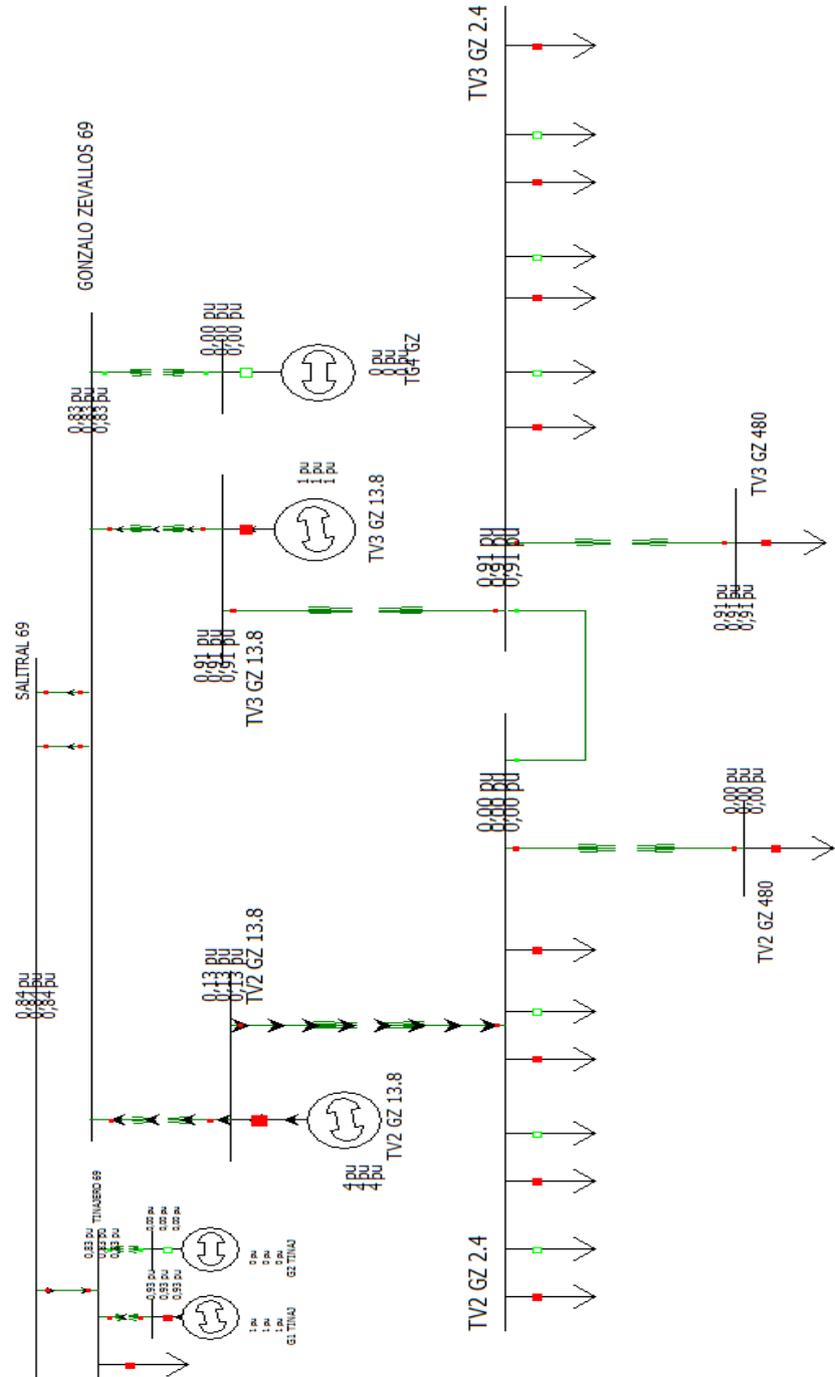
Pag. 5/7

Falla trifásica aplicada a la Barra TV3 GZ 480



Pag. 6/7

Falla trifásica aplicada a la Barra TV2 GZ 2.4



ANEXO 4

Coordinación de Protecciones

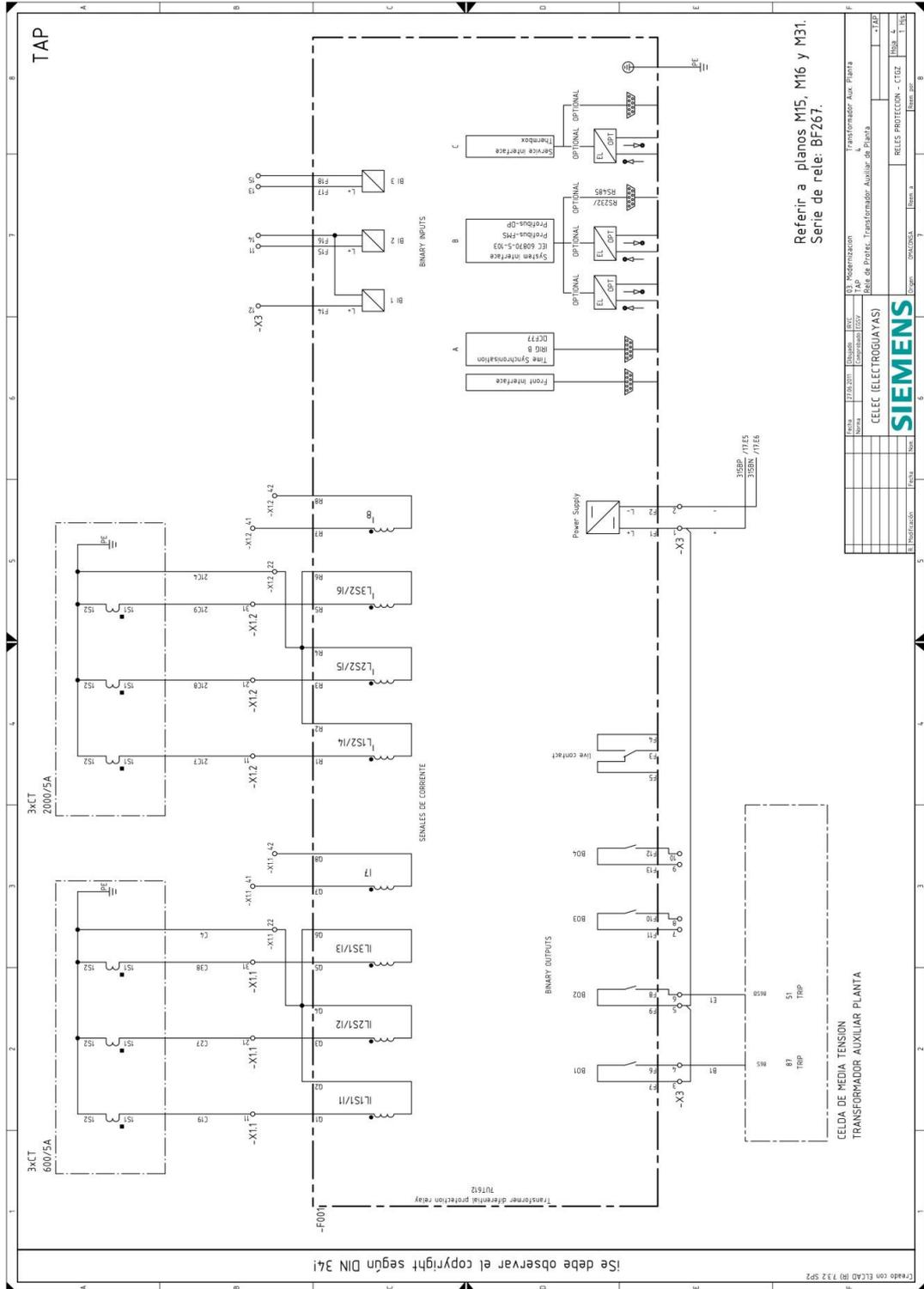
Pag. 1

Diagrama de Interbloqueo

DOCUMENTACION DE PLANOS A NIVEL 2,4 KV	
No.	Titulo de Plano
1	Relé de Protección Transformador Auxiliar de Planta
2	Relé de Protección Motor de Bomba de Agua Alimentación 2A
3	Relé de Protección Motor de Bomba de Agua Alimentación 2B
4	Relé de Protección Motor de Bomba Agua de Circulación 2A
5	Relé de Protección Motor de Bomba Agua de Circulación 2B
6	Relé de Protección Motor de Bomba de Condensado 2A
7	Relé de Protección Motor de Bomba de Condensado 2B
8	Relé de Protección Bomba de Transf. de Condensado Alta Presión
9	Relé de Protección Enlace de Barras
10	Relé de Protección Oficinas, Administración, Mantenimiento, Bodega
11	Relé de Protección Puesta a Tierra Neutro 2,4 kV Planta
12	Relé de Protección Puesta a Tierra Neutro 2,4 kV Unidad
13	Relé de Protección Sistema Contra Incendios
14	Relé de Protección Transformador Auxiliar Unidad
15	Relé de Protección Transformador Servicios Planta
16	Relé de Protección Transformador Servicios Unidad
17	Relé de Protección Motor de Ventilador Tiro Forzado

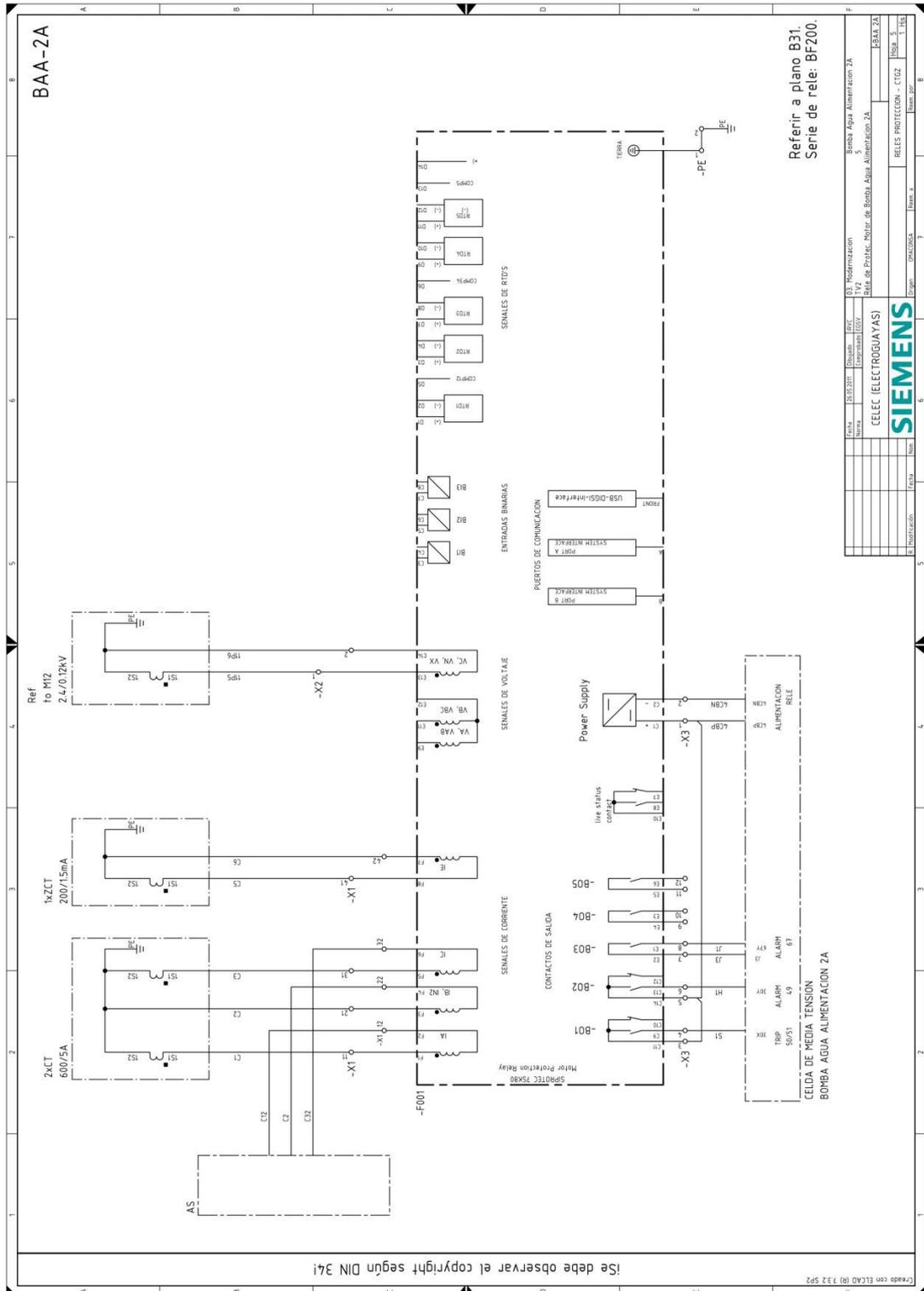
No. 1

Relé de Protección Transformador Auxiliar de Planta

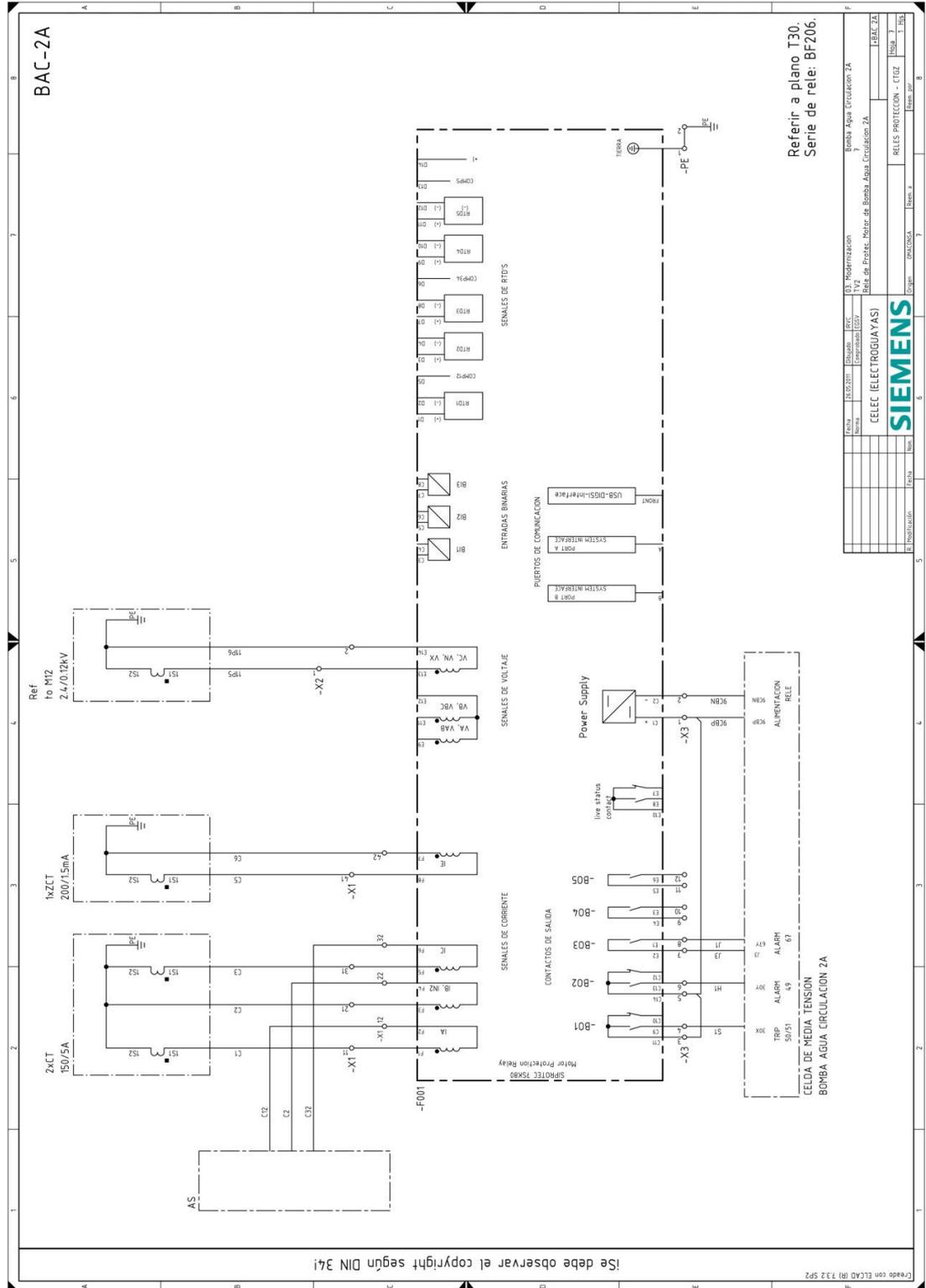


No. 2

Relé de Protección Motor de Bomba de Agua Alimentación 2A



No. 4 Relé de Protección Motor de Bomba Agua de Circulación 2A



Referir a plano T30.
Serie de relé: BF206.

BAC-2A

Ref to M12
24/0.12KV

1xCT
200/15mA

2xCT
150/5A

AS

SEMPROTEC 7SK80

Motor Protection Relay

CONTACTOS DE SALIDA

SENALES DE CORRIENTE

SENALES DE VOLTAJE

ENTRADAS BINARIAS

PUERTOS DE COMUNICACION

SENALES DE RITMO

TERRA

-PE

ALIMENTACION RELE

TRIP ALARM ALARM

50/51 63 67

B01 B02 B03 B04

RS485 RS485A RS485B

R101 R102 R103 R104 R105 R106 R107

COM-1 COM-2 COM-3 COM-4

COM-5 COM-6 COM-7 COM-8

COM-9 COM-10 COM-11 COM-12

COM-13 COM-14 COM-15 COM-16

COM-17 COM-18 COM-19 COM-20

COM-21 COM-22 COM-23 COM-24

COM-25 COM-26 COM-27 COM-28

COM-29 COM-30 COM-31 COM-32

COM-33 COM-34 COM-35 COM-36

COM-37 COM-38 COM-39 COM-40

COM-41 COM-42 COM-43 COM-44

COM-45 COM-46 COM-47 COM-48

COM-49 COM-50 COM-51 COM-52

COM-53 COM-54 COM-55 COM-56

COM-57 COM-58 COM-59 COM-60

COM-61 COM-62 COM-63 COM-64

COM-65 COM-66 COM-67 COM-68

COM-69 COM-70 COM-71 COM-72

COM-73 COM-74 COM-75 COM-76

COM-77 COM-78 COM-79 COM-80

COM-81 COM-82 COM-83 COM-84

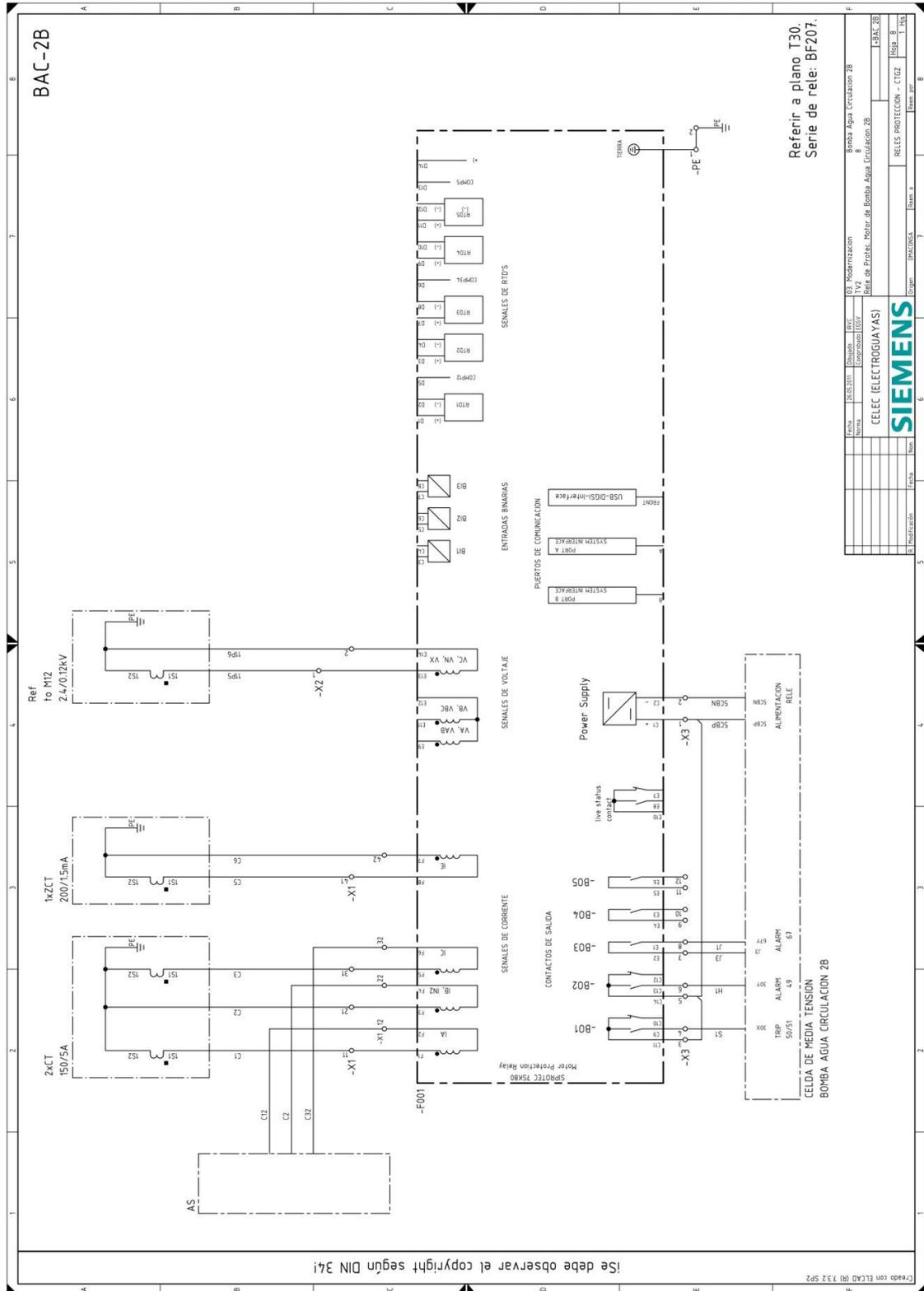
COM-85 COM-86 COM-87 COM-88

COM-89 COM-90 COM-91 COM-92

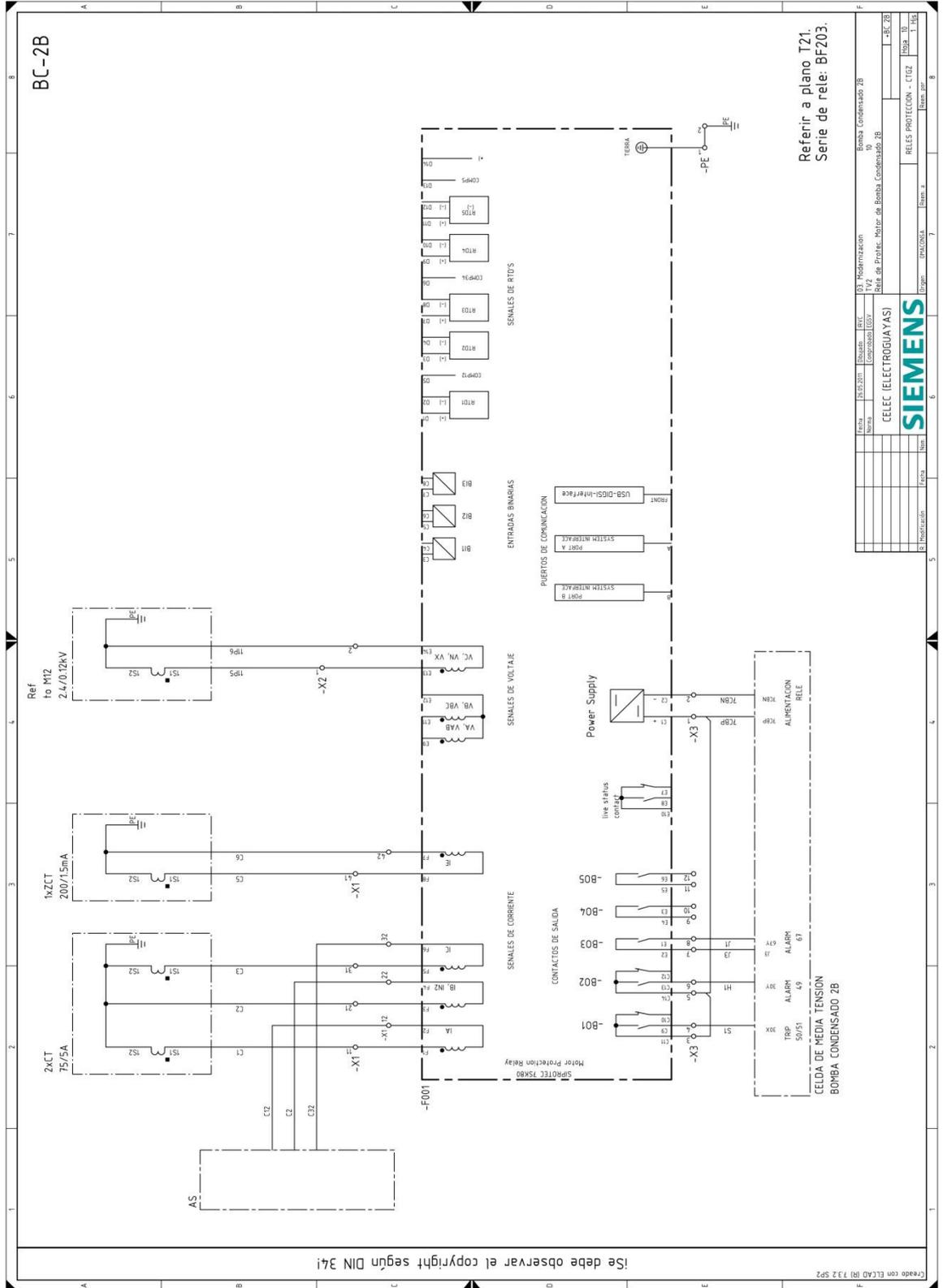
COM-93 COM-94 COM-95 COM-96

COM-97 COM-98 COM-99 COM-100

No. 5 Relé de Protección Motor de Bomba Agua de Circulación 2B

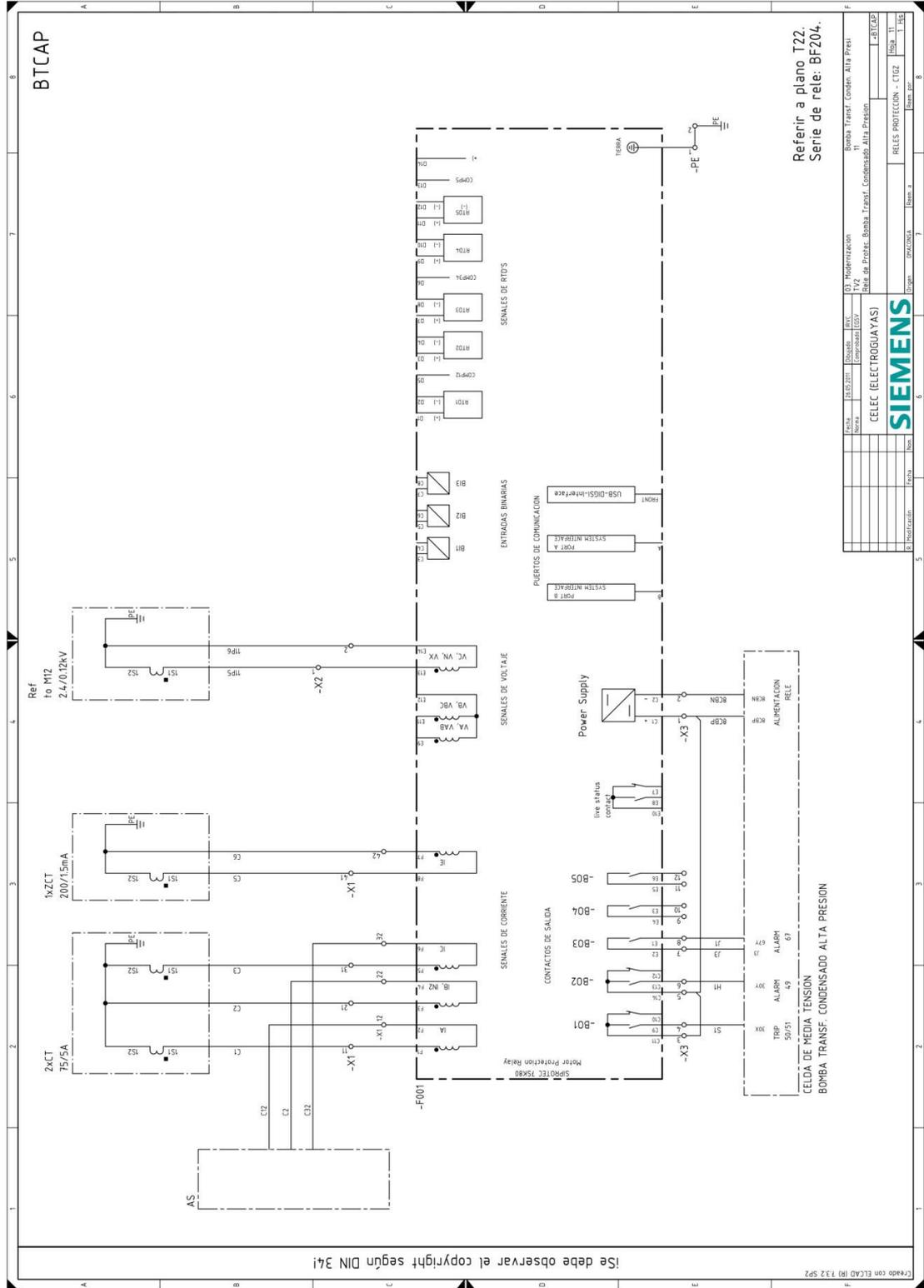


No. 7 Relé de Protección Motor de Bomba de Condensado 2B

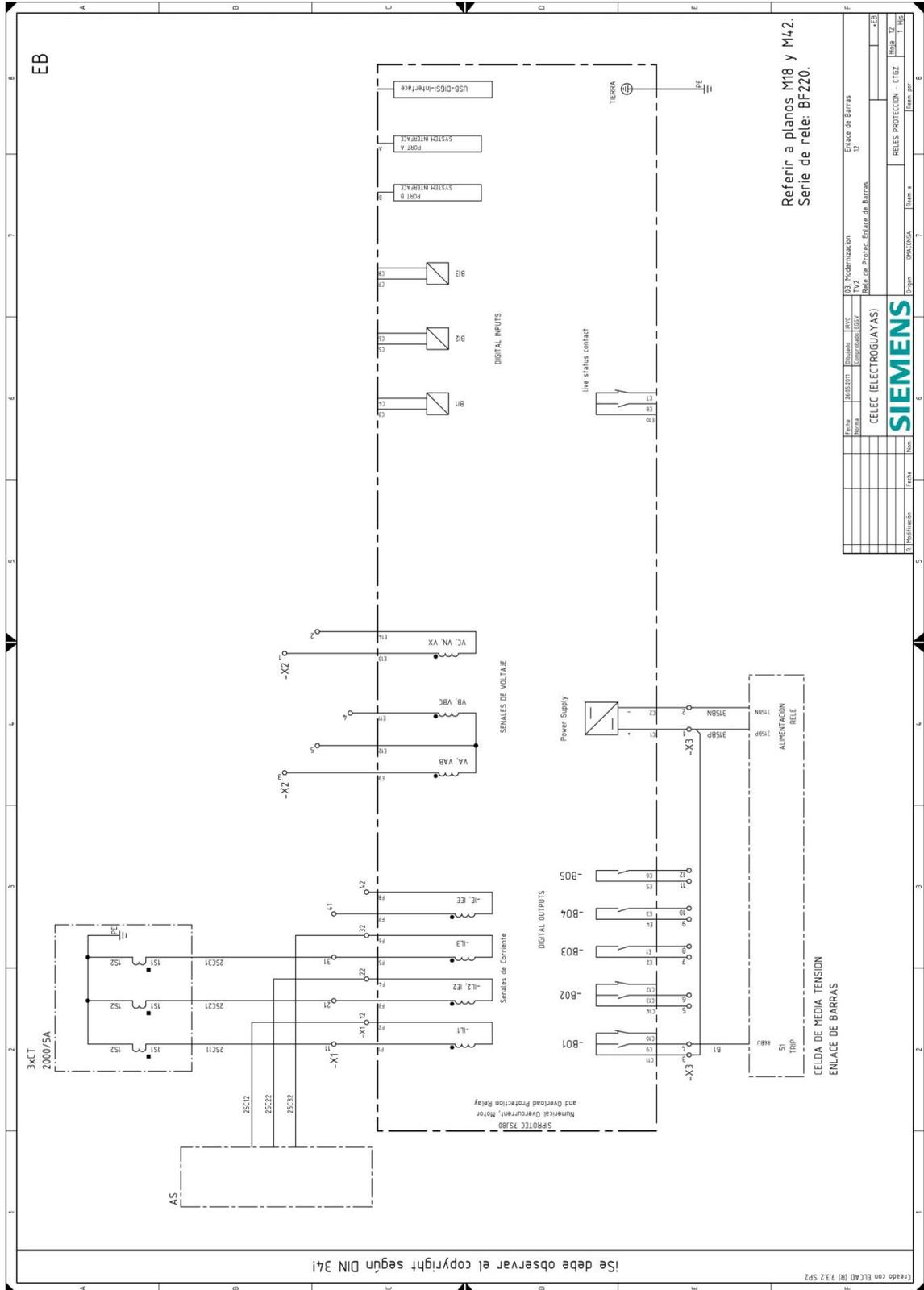


No. 8

Relé de Protección Bomba Transformador Condensado Alta Presión

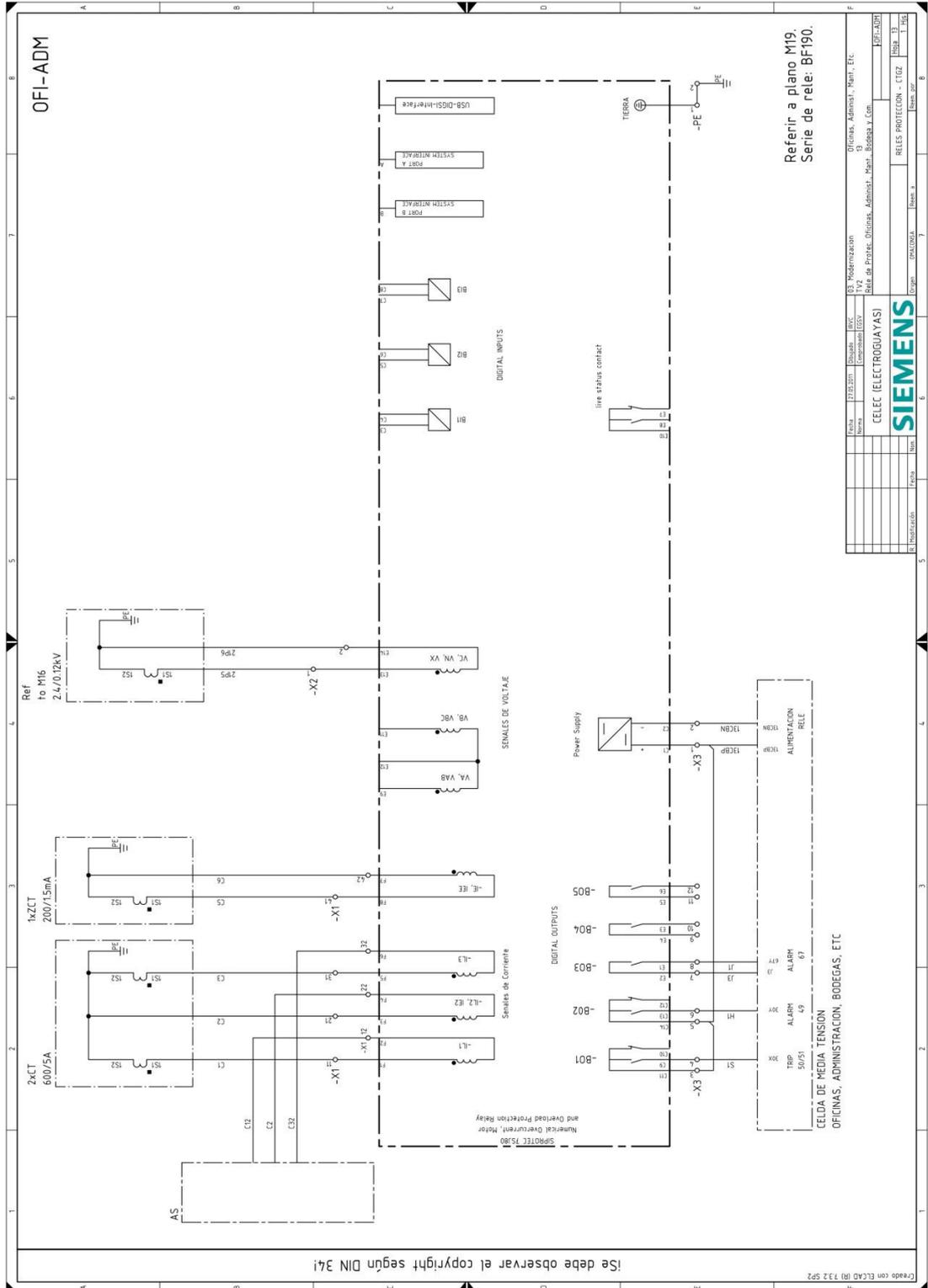


No. 9 Relé de Protección Enlace de Barra

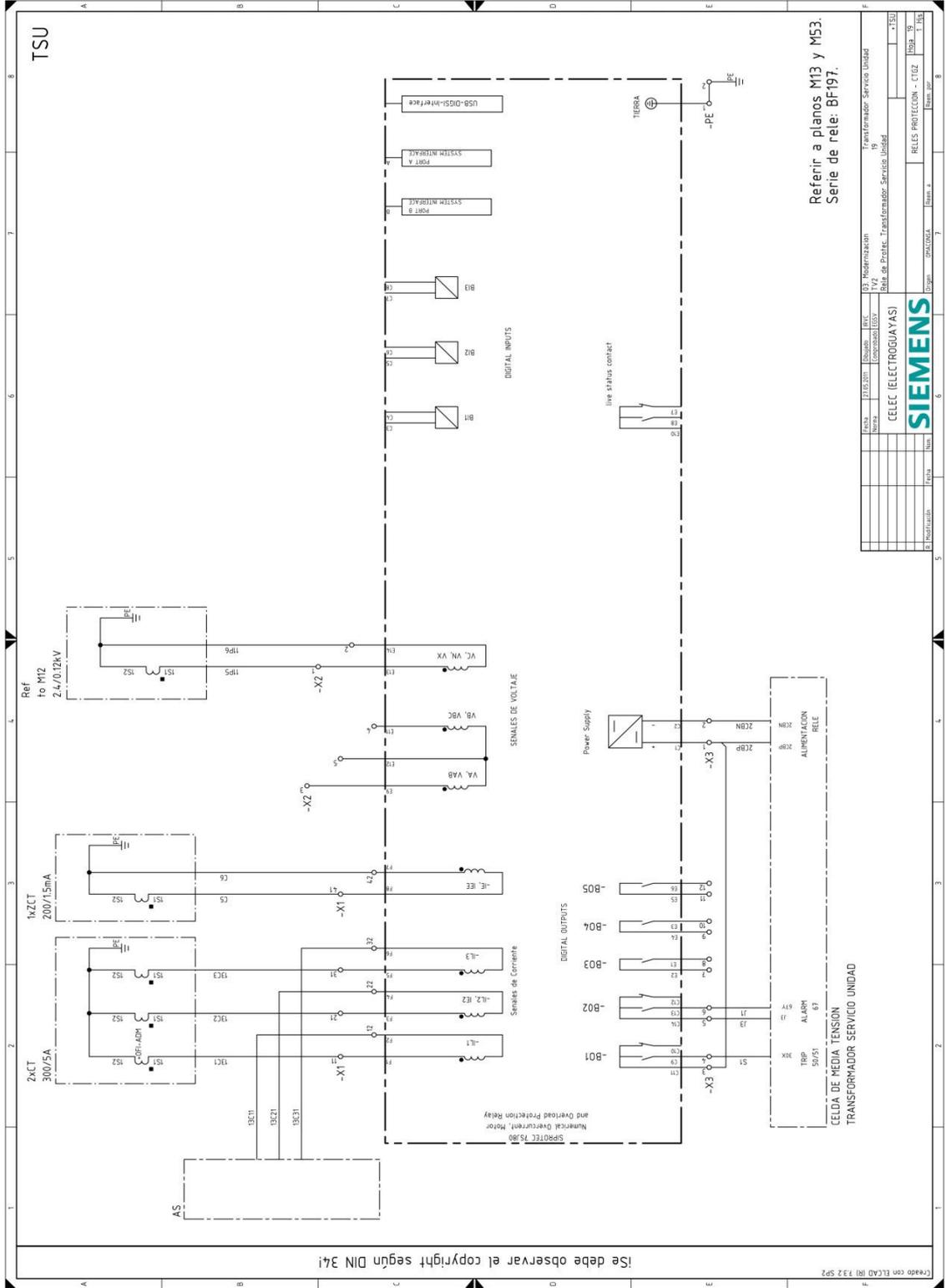


No. 10

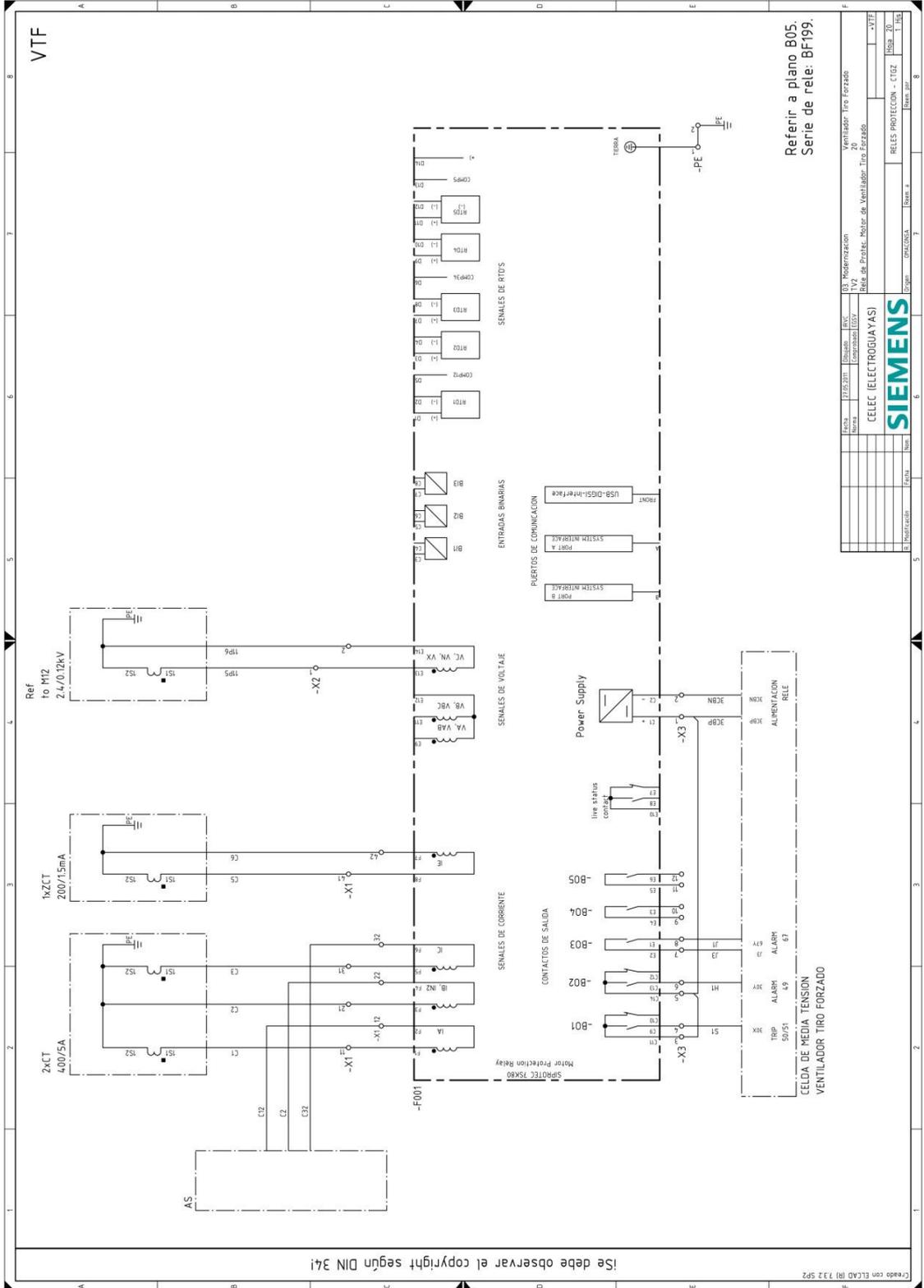
Relé de Protección Oficina, Administración, Mantenimiento, Bodega.



No. 16 Relé de Protección Transformador Servicio de Unidad



No. 17 Relé de Protección Motor de Ventilador Tiro Forzado



Referir a plano B05.
Serie de relé: BF199.

Fecha:	17/05/2011	Diseño:	BVY	Revisión:	03
Nombre:	CompuRel (037)	Proyecto:	037	Objeto:	Relé de Protección Motor de Ventilador Tiro Forzado
(ELEC (ELECTROGUAYAS))					
SIEMENS					
Page:	06	de 06	00000000	Item:	1
Relés Proteccion - CTGZ	Relé: 20	Relé: 20	Relé: 20	Relé: 20	Relé: 20
Item: 1	Item: 1	Item: 1	Item: 1	Item: 1	Item: 1
Item: 1	Item: 1	Item: 1	Item: 1	Item: 1	Item: 1

VTF

Ref to MIZ
2.4/0.12kV

1xZCT
200/15mA

2xCT
400/5A

SENALES DE VOLTAJE

SENALES DE CORRIENTE

CONTACTOS DE SALIDA

SENALES DE RTDS

ENTRADAS BINARIAS

PUERTOS DE COMUNICACION

Power Supply

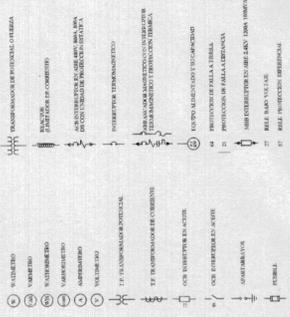
live status contact

ALARMAS

BIBLIOGRAFIA

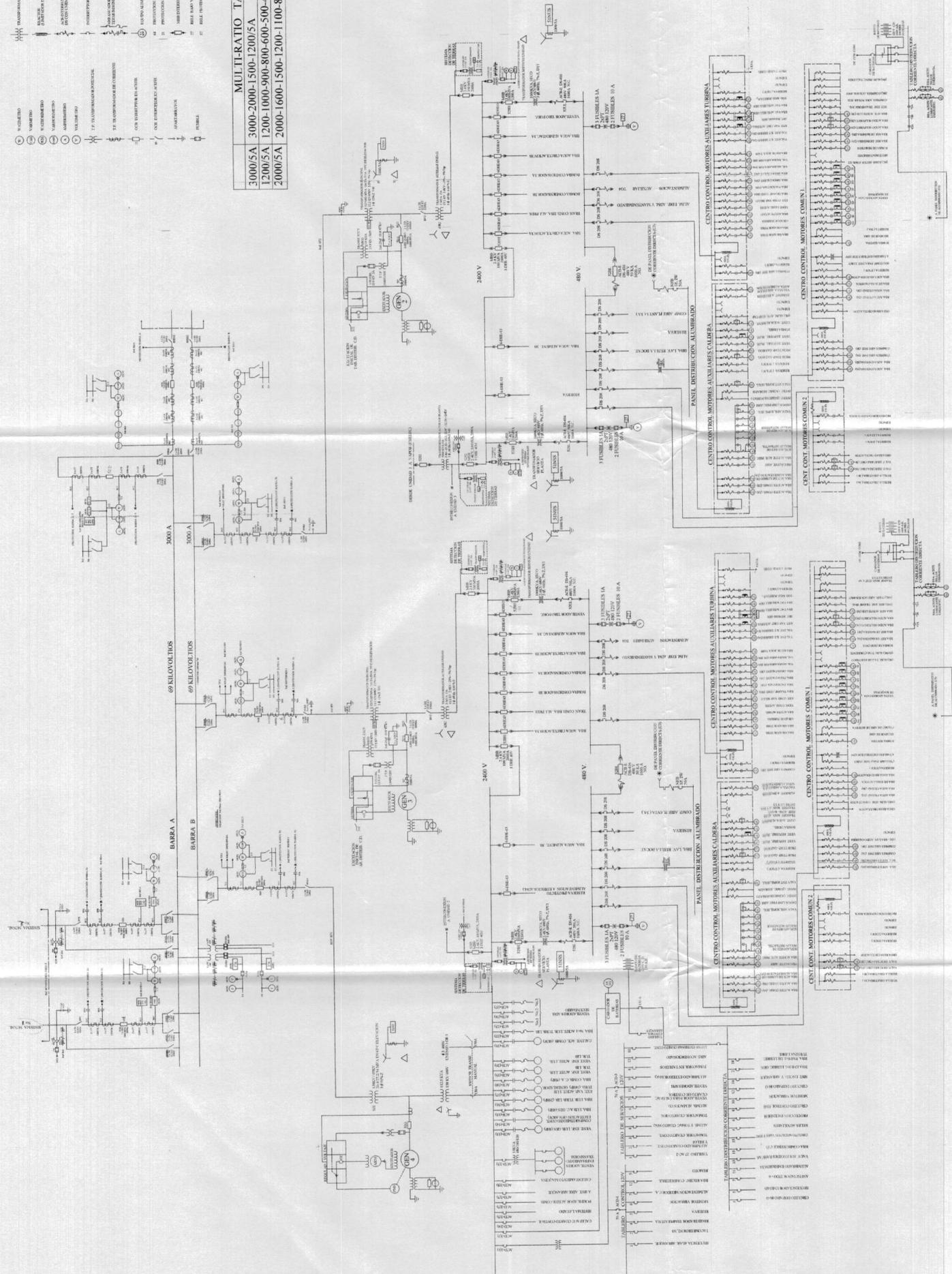
- [1] GE Multilin, Instruction Manual, 489 Generator Management Relay.
- [2] GE Multilin, Instruction Manual, T60 relé para protección de transformador.
- [3] Siemens SIPROTEC, Instruction Manual, Protección de Sobreintensidad 7SJ80.
- [4] Siemens SIPROTEC, Instruction Manual, Protección de Sobreintensidad 7SK80.
- [5] Siemens SIPROTEC, Instruction Manual, Differential Protection 7UT612.
- [6] IEEE, IEEE Std 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, 1993
- [7] IEEE, IEEE Std C37.5 Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis, 1979.
- [8] ANSI, ANSI C50.13 Requirements for Cylindrical Rotor Synchronous Generators, 1989.
- [9] IEEE/ANSI, ANSI/IEEE C37.102 Guide for AC Generator Protection, 1995.
- [10] IEEE/ANSI, ANSI/IEEE C37.91 Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers, 1985.
- [11] IEEE, Tutorial IEEE de Protección de Generadores Síncronos.
- [12] Mason, C. Russel, The Art & Science of Protective Relaying, Mexico D.F, Continental S.A, 1982
- [13] Blackburn, J. Lewis, Protective Relaying Principles and Applications, 2006. CRC Press Inc; Edición: 3rd Revised edition (21 de diciembre de 2006)

SIMBOLOGIA

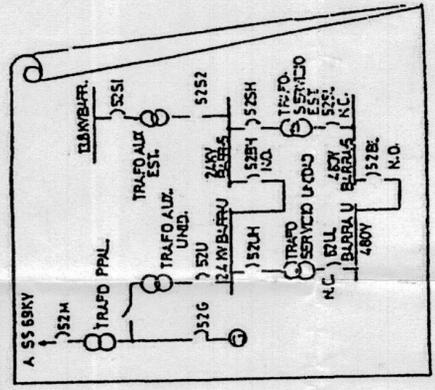
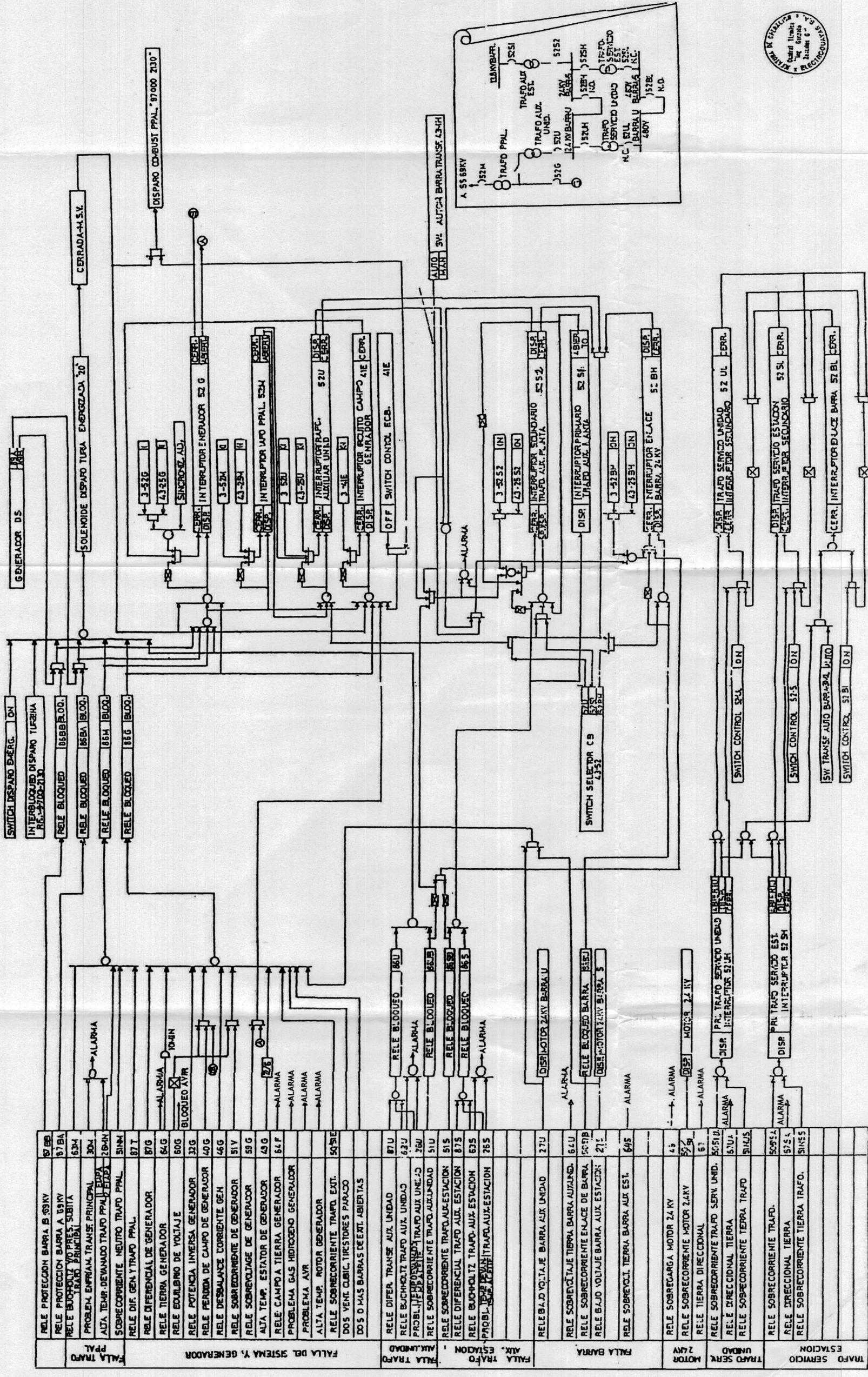


MULTI-RATIO TAP

3000/5A	3000-2000-1500-1200/5A
1200/5A	1200-1000-900-800-600-500-400-300-200-100/5A
2000/5A	2000-1600-1500-1200-1100-800-500-400-300/5A



 MITSUBISHI ELECTRIC		69KV SUBSTATION	
		ONE LINE DIAGRAM	
DRAWING	M.M.F	A	MAY - 20 - 77
REVISOR		B	MAR - 8 - 78
APROBADO		C	DIC - 13 - 78
D	OCT - 1 - 2002		
			JE102718
			E



87 BB	RELE PROTECCION BARRA B 69KV
87 BA	RELE PROTECCION BARRA A 69KV
83A	RELE BLOQUEO VIO PRES. SUBITA TRAF. PRINCIPAL
304	PROBLEMA ENFRIAM. TRANSF. PRINCIPAL
284H	ALTA TEMP. DEVANADO TRAF. PPAI
51M	SOBRECORRIENTE NEUTRO TRAF. PPAI
87 T	RELE DIF. GEN. Y TRAF. PPAI
87 G	RELE DIFERENCIAL DE GENERADOR
64 G	RELE TIERRA GENERADOR
80 G	RELE EQUILIBRIO DE VOLTAJE
32 G	RELE POTENCIA INMERSA GENERADOR
40 G	RELE PERDIDA DE CAMPO DE GENERADOR
46 G	RELE DESBALANZE CORRIENTE GEN
51 V	RELE SOBRECORRIENTE DE GENERADOR
59 G	RELE SOBREVOLTAJE DE GENERADOR
49 G	ALTA TEMP. ESTATOR DE GENERADOR
64 F	RELE CAMPO A TIERRA GENERADOR
	PROBLEMA GAS HIDROGENO GENERADOR
	PROBLEMA AVR
	ALTA TEMP. ROTOR GENERADOR
50 5E	RELE SOBRECORRIENTE TRAF. EXT.
	DOS O MAS BARRAS DE EXT. ABIERTAS
87 U	RELE DIFER. TRANSF. AUX. UNIDAD
63 U	RELE BUJHOLTZ TRAF. AUX. UNIDAD
28 U	PROBLEMA ENFRIAM. TRAF. AUX. UNIDAD
51 U	RELE SOBRECORRIENTE TRAF. AUX. UNIDAD
51 S	RELE SOBRECORRIENTE TRAF. AUX. ESTACION
87 S	RELE DIFERENCIAL TRAF. AUX. ESTACION
63 S	RELE BUJHOLTZ TRAF. AUX. ESTACION
28 S	PROBLEMA ENFRIAM. TRAF. AUX. ESTACION
27 U	RELE BAJ. VOLTAJE BARRA AUX. UNIDAD
64 U	RELE SOBREVOLTAJE TIERRA BARRA AUX. UNID.
60 5B	RELE SOBRECORRIENTE ENLACE DE BARRA
21 S	RELE BAJ. VOLTAJE BARRA AUX. ESTACION
64 S	RELE SOBREVOLTAJE TIERRA BARRA AUX. EST.
4 S	RELE SOBRECARGA MOTOR 24 KV
5 S	RELE SOBRECORRIENTE MOTOR 24 KV
6 S	RELE TIERRA DIRECCIONAL
60 5U	RELE SOBRECORRIENTE TRAF. SERV. UNID.
67 U	RELE DIRECCIONAL TIERRA
64 U S	RELE SOBRECORRIENTE TIERRA TRAF. UNID.
60 5A	RELE SOBRECORRIENTE TRAF. SERV. UNID.
67 A	RELE DIRECCIONAL TIERRA
64 A S	RELE SOBRECORRIENTE TIERRA TRAF. SERV. UNID.

ELECTROGUAYAS
JE000045

DIAGRAMA
ELÉCTRICO
INTERBLOQUEO