



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“Estudio de la Coordinación de las Protecciones por Métodos
Computarizados Aplicados a la Central Electroquil”**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

Erika Azucena Cabrera Álvarez
Yesenia Fabiola Cajas Córdova

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO

2011

AGRADECIMIENTO

A Dios quien supo darnos fuerzas en los momentos más difíciles.

A nuestros padres, que con sus sabios consejos nos pudimos encaminar para convertirnos en mujeres de bien y jamás dejaron de apoyarnos siempre, tanto en los buenos tiempos como en los más difíciles de nuestra vida.

A nuestros hermanos, quienes siempre nos apoyaron y estuvieron a nuestro lado incondicionalmente.

Finalmente a nuestros compañeros más cercanos, por haber lidiado con nosotros esta crucial etapa de nuestras vidas.

DEDICATORIA

Yesenia Cajas:

El trabajo, sacrificio y esfuerzo aplicado a este proyecto se los dedico a Dios por ser guía de mi vida, a mi madre y hermanos a quienes llevo dentro de mi corazón siendo el motivo de mi desarrollo como persona, por su apoyo constante y respaldo en todo momento.

Erika Cabrera:

Dedico las páginas de este trabajo principalmente a Dios, a mi familia y esposo que estuvieron siempre a mi lado apoyándome incondicionalmente. A mis padres por estar presente en cada momento: para guiar, corregir, inspirar, apoyar, y comprender cada etapa de mi vida.

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este trabajo final de graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)

Erika Azucena Cabrera Álvarez.

Yesenia Fabiola Cajas Córdova.

TRIBUNAL DE SUSTENTACION

Ing. Juan Saavedra.

Prof. Materia de Graduación

Ing. Alberto Hanze.

Prof. Delegado del Decanato

RESUMEN

Este documento presenta en forma detallada el estudio de ajuste y coordinación de protecciones aplicados a la central Electroquil.

En el primer capítulo se ha elaborado una breve descripción de las instalaciones de la empresa a la que vamos a realizar el análisis, añadiendo además de sus características de generación, el método y forma de la interconexión con el Sistema Nacional Interconectado.

El segundo capítulo de este texto estipula como objetivo principal el análisis de flujo de carga máxima en el sistema para obtener valores reales de corriente, voltaje y potencia que posteriormente serán utilizados para establecer las características de carga del sistema en estado estable.

El tercer capítulo contempla el estudio de cortocircuito del sistema; al obtener los resultados del flujo de potencia y datos proporcionados en el capítulo anterior, podemos elaborar el estudio de cortocircuito en las barras de nuestro sistema. Para nuestro esquema de protección se utilizarán los datos de cortocircuito trifásico a tierra y monofásico a tierra. Se toman en cuenta estos tipos de falla debido a que son las más frecuentes que se pueden presentar en un sistema, siendo estas mismas las corrientes con una mayor intensidad.

Para conceptos de la coordinación de las protecciones, en nuestro capítulo consideramos las contribuciones que aportan cada una de las unidades generadoras y/o líneas relacionadas al sistema que deseamos proteger.

Finalmente en el cuarto capítulo establecemos en si la esencia de nuestro objetivo, el cual es desarrollar la coordinación de protecciones para cada uno de los esquemas de protección determinados al inicio del capítulo.

El desarrollo del capítulo comienza con la selección de los dispositivos y esquemas de protección para cada tramo considerado en el estudio, con los datos obtenidos previamente, se realiza primero los ajustes propios de cada equipo de protección para el dispositivo a proteger, y finalmente la coordinación de todos los equipos para que funcionen ordenadamente y evitar al máximo posibles salidas inoportunas del sistema.

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.I. Planta Electroquil.....	1
Figura 1.II. Planta Electroquil Generador.....	2
Figura 1.III. Planta de tratamiento de agua.....	3
Figura 1.IV. Planta de tratamiento de combustible.....	3
Figura 1.V. Subestación de 69/138 KV.....	4
Figura 1.VI. Relé DGP GE.....	5
Figura 1.VII. Relé D60 GE.....	6
Figura 1.VIII. Relé D60 GE.....	6
Figura 1.IX. Relé D60 GE PASCUALES.....	7
Figura 1.X. Relé D30 GE POSORJA.....	7
Figura 1.XI. Relé SEL-351A GE HOLCIM.....	7
Figura 1.XII. RELE T60 GE.....	8
Figura 1.XIII. RELE TGE DTP.....	8
Figura 1.XIV RELE T60 GE.....	8
Figura 1.XV RELE GE 745.....	9
Figura 1.XVI RELE GE B90 y B30.....	9
Figura 1.XVII Diagrama Unifilar de las Protecciones en la Central Electroquil.....	10
Figura 2.I Diagrama Unifilar del Sistema a Estudiar para flujo de Carga en programa POWER WORLD.....	25
Figura 4.I Esquema de conexión del Relé DGP.....	35
Figura 4.II Curva del Relé T60.....	37

Figura 4.III Curva Característica Relé 87G.....	41
Figura 4.IV A Duración permisible de la corriente de secuencia negativa.....	44
Figura 4.IV B Tabla ANSI aplicada para fallas desbalanceadas.....	45
Figura 4.IV C Característica TIEMPO / CORRIENTE de la función 46T.....	47
Figura 4.V Características función manual DGP.....	49

INDICE DE TABLAS

Tabla N.-2.I Datos de Barras del Sistema.....	13
Tabla N.-2.II Datos Calibre y tipos de conductores en líneas.....	14
Tabla N.-2.III Datos de Capacidades de Líneas.....	15
Tabla N.-2.IV Datos Impedancias de Líneas.....	15
Tabla N.-2.V A Datos de Transformadores de Fuerza.....	17
Tabla N.-2.V B Datos de Transformadores de Fuerza.....	18
Tabla N.- 2.VI. Datos De Generadores.....	19
Tabla N.- 2.VII. Datos Flujo de voltaje en Barras.....	Anexo 1
Tabla N.- 2.VIII. Datos Consumo y Factor de potencia en barras.....	Anexo 2
Tabla N.- 2.IX Datos de Carga de Conductores	21
Tabla N.-2.X Datos Carga de transformadores	22
Tabla N.- 2.XI Datos Máximos y Mínimos porcentajes en barras.....	23
Tabla N.-3.I A Falla en la Barra de Electroquil 69 KV.....	29
Tabla N.-3.I B Falla en la Barra de Electroquil 69 KV.....	30
Tabla N.-3.II A Falla en la Barra de Electroquil 138 KV.....	30
Tabla N.- 3.II B Falla en la Barra de Electroquil 138 KV.....	30
Tabla N.-3.III A Datos falla trifásica línea de 69 KV.....	31
Tabla N.-3.III B Datos falla trifásica línea de 69 KV.....	31
Tabla N.-3.IV A Falla Trifásica en la Líneas de 138 KV.....	32
Tabla N.-3.IV B Falla Trifásica en la Líneas de 138 KV.....	32
Tabla N.-4.I Tensión trifásica para funciones 24A y 24T.....	55
Tabla N.-4.II Seteo para los generadores	63
Tabla N.-4.III Ajuste del Relé B90 para barra A (69KV).....	79

Tabla N.-4.IV Valores para las funciones del Relé B30 para barra B.....	80
Tabla N.-4.V Datos generales de transformadores TE1, TE2, TE4.....	81
Tabla N.-4.VI Seteos del Relé T60 y TE1.....	85
Tabla N.-4.VII Seteos del Relé T60 y TE2.....	87
Tabla N.-4.VIII Seteos del Relé T60 y TE3.....	88
Tabla N.-4.IX Datos generales de transformadores TE3.....	89
Tabla N.-4.X Seteos del Relé DTP.....	92
Tabla N.-4.XI Datos generales de transformadores TIC.....	93
Tabla N.-4.XII Seteos del Relé GE 745.....	96

INDICE GENERAL

INTRODUCCION

CAPITULO 1.- DESCRIPCION DELAS INSTALACIONES.....	..1
1.1 Descripción de las protecciones existentes en Electroquil.....	..5
CAPITULO 2.- ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	11
2.1 Criterios adoptados para el estudio.....	11
2.1.1 Flexibilidad Operacional.....	11
2.1.2 Niveles de Confiabilidad.....	11
2.1.3 Niveles de sobrecarga.....	12
2.1.4 Regulación de Voltaje.....	12
2.2 Datos del Sistema.....	12
2.2.1 Datos de barras de carga.....	12
2.2.2 Datos de líneas.....	14
2.2.2.1 Calibre y tipos de conductores en líneas.....	14
2.2.2.2 Capacidades de líneas.....	15
2.2.2.3 Impedancias de líneas.....	15
2.2.3 Datos de Transformadores de Fuerza.....	16
2.2.4 Datos de Generadores.....	19
2.3 Resultados de los Estudios de Flujo de Carga.....	19
2.3.1 Análisis de Caso base.....	21
2.3.1.1 Voltajes en barras.....	20

2.3.1.2 Consumo y Factor de Potencia.....	21
2.3.1.3 Carga de Conductores.....	21
2.3.1.4 Carga de Transformadores.....	.22
2.4 Conclusiones de estudio de flujo de carga.....	.23
CAPITULO 3.- ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.....	.26
3.1 Alcance de los estudios de Corto Circuito.....	28
3.2 Comportamiento de los elementos en el sistema en condiciones de falla.....	28
3.2.1 Comportamiento de conductores.....	28
3.2.2 Comportamiento de Transformadores.....	28
3.3 Resultados de los Estudios de Corto Circuito.....	29
3.3.1 Caso base.....	29
3.3.1.1 Falla Línea a Tierra.....	29
3.3.1.2 Falla Trifásica.....	31
3.4 Conclusiones de estudio de cortocircuito.....	32
CAPITULO 4.- COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.....	34
4.1 Ajuste del relé para Generadores de Electroquil (G1, G2, G3, G4).....	34
4.1.1 Coordinación del RELÈ GE DGP del Generador.....	34
4.1.1.1 DGP función 51V en coordinación con el relé T60 para protección de sobrecorriente.....	36

4.1.1.2 DGP Función 87G (Relé diferencial del estator).....	39
4.1.1.3 DGP Función 46T (Corriente desbalanceada).....	42
4.1.1.4 DGP Función 40 (Perdida de excitación).....	48
4.1.1.5 DGP Función 32 (Fuerza Inversa).....	51
4.1.1.6 DGP Función 64G (Stator Ground).....	52
4.1.1.7 DGP Función 24 (Sobreexcitación).....	54
4.1.1.8 DGP Función 59 (Sobretensión).....	58
4.1.1.9 DGP Función 27 (Baja tensión).....	60
4.1.1.10 DGP Función 81 (Baja/Sobre frecuencia).....	62
4.2 Ajuste de Líneas.....	64
4.2.1 Ajuste del relé de distancia para LT#1 y LT #2 (hacia Salitral).....	65
4.2.2 Ajuste del relé de distancia D60 para LT#3 (hacia Pascuales).....	68
4.2.3 Ajuste del relé de distancia D30 para la LT# 4 (hacia Posorja).....	71
4.3 Ajuste de Barras.....	73
4.3.1 Ajuste del relé B90 parra barra A (69 KV).....	73
4.3.2 Ajuste del relé B30 parra barra B (138 KV).....	80
4.4 Ajuste de Transformadores.....	81
4.4.1 Ajuste del relé T60 para TRAF0 TE1, TE2, TE4.....	81
4.4.2 Ajuste del relé DTP para trafo TE3.....	89
4.4.3 Ajuste del relé GE 745 PARA TRAF0 TIC.....	92

4.5 Conclusiones con respecto a la coordinación de protecciones..... 96

CONCLUSIONES.

ANEXOS.

BIBLIOGRAFIA.

INTRODUCCION

El desarrollo de este proyecto básicamente va encaminado a realizar el estudio de flujo de carga para determinar la situación eléctrica actual de la Central Electroquil y verificar que sus elementos posean reserva suficiente para un funcionamiento normal en caso de alguna contingencia; se realizara también el estudio de corto circuito para conocer las corrientes máximas que circulan por cada uno de los elementos del sistema en caso de alguna falla y así poder realizar los ajustes respectivos de los elementos de protección.

Para realizar los ajustes correctos es necesario aplicar los criterios de selección y analizar las corrientes en condiciones normales, bajo contingencia y corrientes de fallas, y lo más importante es que los ajustes se realizaran de tal manera que haya selectividad entre ellos y exista respaldo en caso de que alguno de ellos no envíe la señal respectiva de disparo al disyuntor.

Todos los elementos del sistema tienen igual importancia, por este motivo se protege a cada uno de ellos no solo de las corrientes

excesivas sino también de otras condiciones anormales, tales como son sobre voltaje y bajo voltaje.

CAPITULO 1.-

1. DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES.



Fig.1. I. Planta Electroquil

PLANTA ELECTROQUIL

Electroquil es una empresa de generación eléctrica que tiene cuatro unidades de generación a gas de 48 MW cada una y una subestación que está conformada por dos tipos de voltaje, uno de 69 KV y uno de 138 KV

Cada unidad está conformada por dos compartimentos: la turbina y el generador.

El primero es el compartimento de turbina que consta de rotor doble, dos compresores uno de alta (HPC) y una de baja (LPC); un combustor anular, y dos turbinas una de alta (HPT) que tiene una velocidad máxima de 10500 rpm y una de baja velocidad (LPT) que llega a 3600 rpm que es la velocidad que se proporciona al rotor. Una caja de engranajes auxiliar (AGB) y accesorios.

En el segundo compartimento se encuentra el generador que está conformado por un rotor de dos polos cilíndrico y que con una velocidad de 3600 rpm que lo proporciona la turbina se logra obtener el voltaje de salida de 13.8 KV y 60 HZ para sincronizarlo hacia el sistema.

Además el generador es de tipo excitador sin escobillas trifásico y los bobinados del estator se encuentran conectados en estrella.



Fig.1. II. Planta Electroquil Generador

PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA Y COMBUSTIBLE

Además la empresa consta con dos plantas adicionales, una es la de combustible que es donde se purifica el diesel por medio de cinco centrifugadoras.



Fig.1. III. Planta de tratamiento de agua



Fig.1.IV. Planta de tratamiento de combustible

La otra es la de tratamiento de agua en la cual se clarifica el agua, luego pasarla por osmosis para quitar restos de cloro y bajar conductividad a 7 micrones y un PH de hasta 7, luego el agua pasa a las desmineralizadoras que son de lecho mixto el cual contiene resinas aniónicas y catiónicas en su interior, logrando neutralizar el agua bajando la conductividad a un parámetro que está entre 0 a 1 micrones.

Este parámetro se requiere en este tipo de agua ya que pasará a ser inyectada en la turbina para enfriamiento y reducir las emisiones del NOX y mejorando así la eficiencia de la turbina.

SUBESTACION DE 69/138 KV ELECTROQUIL

La subestación de 69KV está conformada por dos de las cuatro unidades U1 y U2 que tienen un voltaje de salida de 13.8 KV.

Los 52 (disyuntores) se encuentran dentro del cuarto de control y se conectan a la subestación a un transformador que eleva el voltaje de 13.8 a 69 KV. Para cada

unidad hay un transformador elevador. Este es conectado a seccionadores y luego a los disyuntores SF6. Los cuales ayudan a aislar el disyuntor tanto en el lado de barra como de la línea en caso de mantenimiento o pruebas eléctricas o daños.

Existentes en la subestación tenemos dos barras las cuales son la barra A y la barra B en el lado de 69 KV. Con sus respectivos transformadores de potencial (PT) y transformadores de corriente (CT) enviando señales a las diferentes protecciones existentes en planta.

La subestación de 69 KV tiene salida a salitral de 69 Kv con doble circuito de dos conductores de 477 MCM llamados LT#1 y LT#2, y con una línea hacia CEDEGE.

La subestación de 138 KV está conformada por las otras dos unidades U3 y U4 que igualmente tienen voltaje de salida de 13.8 KV y este es elevado por dos transformadores a 138 KV.

La subestación de 138 KV tiene salida con una línea de conductor # 397.5 MCM hacia pascuales (LT#3) y con una línea de conductor # 397.5 MCM hacia Posorja (LT# 4).



Fig.1.V. Subestación de 69/138 KV

1.1 Descripción de las protecciones existentes en Electroquil:

Los generadores de Electroquil están protegidos por el relé GE DGP el cuál consta de algunas funciones para proteger el generador de posibles fallas.



Fig.1.VI.RELE DGP GE

A continuación se detallan las funciones de las protecciones activas en este relé y que se aplican a estos generadores:

- 87G: Protección diferencial de estator
- 46: Protección de corriente desbalanceada
- 40: Protección de pérdida de excitación
- 32: Protección anti motorización
- 51V: Protección de sobrecorriente con restricción de voltaje
- 64G: Protección de estator a tierra
- 24: Protección de sobreexcitación
- 59: Protección de sobrevoltaje
- 27: Protección de bajo voltaje
- 81: Protección de baja y sobre frecuencia

Luego tenemos las protecciones para las líneas las cuales se detallan a continuación:



Fig.1.VII. RELE D60 GE

Líneas LT1 y LT2 (S/E 69 KV): Cada una es protegida por un relé de distancia 21 GE D60.



Fig.1.VIII. RELE D60 GE

Línea de CEDEGE (S/E 69 KV): Está protegida por el relé de distancia 21 marca GE D60.



Fig.1.IX. RELE D60 GE PASCUALES



Fig.1.X. RELE D30 GE POSORJA

Líneas LT3 y LT4 (S/E 138 KV): la línea 3 está protegida por un relé de distancia 21 marca GE D60 y la línea 4 está protegida por un relé de distancia 21 marca GE D30.



Fig.1.XI. RELE SEL-351A GE HOLCIM

Línea de HOLCIM protegido por un relé de protección del sistema marca GE SEL-351A

Para los transformadores tenemos las protecciones que se detallan a continuación:



Fig.1.XII.RELE T60 GE

Transformadores TE1 y TE2 de S/E de 69 Kv están protegidos por el relé de protección diferencial 87T marca GE T60 cada uno.



Fig.1.XIII.RELE GE DTP

Transformador TE3 de S/E de 138 Kv está protegido por el relé de protección diferencial 87T marca GE DTP1250M010G00B.



Fig.1.XIV. RELE T60 GE

Transformador TE4 de S/E de 138 Kv está protegido por el relé de protección diferencial 87T marca GE T60.



Fig.1.XV. RELE GE 745

Transformador TIC de S/E de 138 Kv está protegido por el relé de protección diferencial 87T marca GE 745 Transformer Management Relay.

Para las barras tenemos las protecciones que se detallan:

En la subestación de 69 KV se encuentra la barra A protegida por el relé diferencial 87B marca GE B90.



Fig.1.XVI. RELE GE B90 Y B30

En la subestación de 138 KV se encuentra la barra B la cual está protegida por el relé diferencial 87B marca GE B30.

CAPITULO 2.

2. ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.

2.1 Criterios adoptados para el estudio.

Para analizar el flujo de carga del sistema Electroquil se consideró como barra infinita a partir de la subestación de Pascuales a 230 KV.

Para efecto de visualizar como queda el sistema a analizar se incluye el diagrama unifilar a continuación en la figura 2.1

2.1.1 Flexibilidad Operacional

La central funcionará en cualquier momento que lo requiera CENACE y en caso de la no necesidad de generación de las unidades tomaremos energía del sistema para alimentar nuestras cargas que son mínimas ya que siempre estamos conectados a ella tanto en el lado de 69Kv como de 138Kv para mantener continuidad de energía.

2.1.2 Niveles de Confiabilidad.

Mediante la existencia de una falla en algún elemento del sistema la central ELECTROQUIL debe estar en la capacidad de despejar la falla en el menor

tiempo posible para evitar daños en cualquiera de sus elementos de subestación o generadores.

2.1.3 Niveles de sobrecarga.

Las líneas del sistema estudiado no sobrepasarán sus límites de sobrecarga para cumplir con las especificaciones técnicas del fabricante.

Para el caso de los Transformadores de Fuerza, la carga que soporte debe estar dentro de su capacidad de enfriamiento tanto OA como FA.

2.1.4 Regulación de Voltaje.

Se debe de cumplir un factor de potencia del 0,85 en generadores que es lo permitido en la curva de capacidad especificada por el fabricante.

El Cenace podrá requerir megavares hasta un máximo de 10 por unidad ya que se debe cumplir los requerimientos de frecuencia, factor de potencia y nivel de voltaje.

2.2 Datos del Sistema.

2.2.1 Datos de barras de carga

Los datos de barra son de todas las subestaciones tomadas en nuestro sistema para el flujo de carga junto con la barra infinita de Pascuales 230 KV.

Tabla N.-2.I Datos de Barras del Sistema

Barra #	Nombre de la Barra	Voltaje (KV)
1	S/E Pascuales 230KV	230
2	S/E Trinitaria 230 KV	230
3	S/E Esclusas 230 KV	230
4	Esclusas Barcaza 1	13.8
5	Esclusas Barcaza 2	13.8
6	Esclusas Barcaza 3	13.8
7	Esclusas Barcaza 4	13.8
8	Esclusas Barcaza 5	13.8
9	S/E Trinitaria 138 KV	138
10	S/E Trinitaria 69 KV	69
11	Gen Trinitaria 13.8	13,8
12	Gen Victoria - trinitaria	13,8
13	S/E Pascuales 138KV	138
14	S/E Pascuales 69KV	69
15	Gen. Gas pascuales	13,8
16	S/E 138 KV Electroquil	138
17	G3 Electroquil	138
18	G4 Electroquil	138
19	S/E HOLCIM 69	69
20	8Gen GENEROCA	13,8
21	Posorja 138 KV S/E	138
22	G. Posorja	69
23	S/E Salitral 138 KV	138
24	S/E 69 Salitral	69
25	S/E 69 A Santos	69
26	G1 A. Santos	13,8
27	G2 A. Santos	13,8
28	G3 A. Santos	13,8
29	G4 A. Santos	13,8
30	G5 A. Santos	13,8
31	V A. Santos	13,8
32	S/E 69 Tinajero	69
33	G1 Tinajero	13,8
34	G2 Tinajero	13,8
35	S/E 69 G. Zevallos	69
36	TV2 G. Zevallos	13,8
37	TV3 G. Zevallos	13,8
38	TG4 G. Zevallos	13,8
39	S/E 69 ELECTROQUIL	69

40	G1 Electroquil	13.8
41	G2 Electroquil	13.8
42	CARGA CHILLERS	4,16

2.2.2 Datos de Líneas

2.2.2.1 Calibre y tipos de conductores en líneas

Tabla N.-2.II Datos Calibre y tipos de conductores en líneas

LÍNEA	DESDE BARRA	HASTA BARRA	VOLTAJE (KV)	Calibre del Conductor (AWG o MCM)	Nº DE CIRCUITOS
1	S/E Electroquil 69 KV	Salitral 69KV	69	477 ACSR FLICKER	2
2	Salitral 69KV	Aníbal Santos	69	477 ACSR FLICKER	1
3	Salitral 69KV	A. Tinajero	69	477 ACSR FLICKER	1
4	Salitral 69 KV	G.Zevallos 69 KV	69	477 ACSR FLICKER	2
5	Pascuales 138 KV	Salitral 138 KV	138	477 ACSR FLICKER	2
6	PASCUALES 138 KV	S/E 138 KV Electroquil	138	397,5 ACSR BRANT	1
7	S/E 138 KV Electroquil	POSORJA 138 KV	138	397,5 ACSR BRANT	1
8	S/E 138 KV salitral	S/E138 KV Trinitaria	138	750 ACAR	1
9	S/E 230 KV trinitaria	S/E esclusas 230 KV	230	750 ACAR	1
10	S/E 230 KV trinitaria	S/E pascuales 230 KV	230	1113 ACSR Bluejay	1

2.2.2.2 Capacidades de Líneas

Tabla N.-2.III Datos de Capacidades de Líneas

LINEA	DESDE BARRA	HASTA BARRA	Long (Km)	Capacidad Continua (1)		Capacidad Emergencia (2)		Impedancia en (ohm) por conductor	
				A	MVA	A	MVA	R ohm/km	X ohm/km
1	S/E Electroquil 69 KV	Salitral 69KV	13	527	126	669	160	0,1031948	0,489141
2	Salitral 69KV	Aníbal Santos	0,5	527	126	669	160	0,027398	0,248326
3	Salitral 69KV	A. Tinajero	0,9	527	126	669	160	0,0674735	0,2445702
4	Salitral 69 KV	G.Zevallos 69 KV	0,35	527	126	669	160	0,0295425	0,237834
5	Pascuales 138 KV	Salitral 138 KV	17,4	527	126	669	160	0,134947	0,489141
6	Pascuales 138 KV	S/E 138 KV Electroquil	38,03	475	113	590	141	0,161847	0,495828
7	S/E 138 KV Electroquil	Posorja 138 KV	83,34	475	113	590	141	0,161578	0,477579
8	S/E 138 KV salitral	S/E138 KV Trinitaria	11	807	193	896	214	0,059085	0,472668
9	S/E 230 KV trinitaria	S/E Esclusas 230KV	6,5	886	353	-	-	0,041	0,3300
10	S/E 230 KV trinitaria	S/E Pascuales 230KV	28,28	886	352	1110	442	0,059085	0,472668

2.2.2.3 Impedancia de Líneas

Tabla N.-2.IV datos Impedancias de Líneas

LINEA #	DESDE BARRA	HASTA BARRA	Impedancia total por conductor(ohm)		Impedancia total por unidad	
			R(ohm)	X(ohm)	R*u	X*u
1	S/E Electroquil 69 KV	Salitral 69KV	1,34153	6,35883	0,02818	0,13356
2	Salitral 69KV	Aníbal Santos	0,01370	0,12416	0,00029	0,00261
3	Salitral 69KV	A. Tinajero	0,06073	0,22011	0,00128	0,00462
4	Salitral 69 KV	G.Zevallos 69 KV	0,01034	0,08324	0,00022	0,00175
5	Pascuales 138 KV	Salitral 138 KV	2,34808	8,51105	0,01233	0,04469
6	Pascuales 138 KV	S/E 138 KV Electroquil	6,15504	18,85634	0,03232	0,09901
7	S/E 138 KV Electroquil	Posorja 138 KV	13,46591	39,80143	0,07071	0,20900
8	S/E 138 KV Salitral	S/E138 KV Trinitaria	0,64994	5,19935	0,00341	0,02730
9	S/E 230 KV Trinitaria	S/E Esclusas 230 KV	0,26650	2,14500	0,00050	0,00405
10	S/E 230 KV Trinitaria	S/E Pascuales 230 KV	1,67092	13,36705	0,00316	0,02527

2.2.3 Datos de Transformadores de Fuerza.

Tabla N.-2.V A Datos de Transformadores de Fuerza.

Trafo. #	Nombre de Transformadores	Potencia (MVA)	Voltaje (KV) Alta	Voltaje (KV) Baja
1	ELECTROQUIL TE 1	64	67	13,8
2	ELECTROQUILTE 2	84	67,8	13,8
3	ELECTROQUIL TE 3	56	138	13,8
4	ELECTROQUIL TE 4	56	138	13,8
5	ELECTROQUIL TIC	112	138,4	72,6
6	TAP ELECTROQUIL	0.8	67,00	4,16
7	GENEROCA	33,33	69	13,8
8	Holcim	35	69	4,16
9	A-Santos V	25	68,8	13,2
10	A-Santos G1	27,5	68,8	13,8
11	A-Santos G2	27,5	68,8	13,8
12	A-Santos G3	27,5	68,8	13,8
13	A-Santos G4	26,667	68,8	13,2
14	A-Santos G5	26,667	68,8	13,2
15	Tinagero G1	33,33	68,8	13,8
16	Tinagero G2	26,88	68,8	13,2
17	G. Zevallos TV2	86	69	13,2
18	G. Zevallos TV3	86	69	13,2
19	G. Zevallos TG4	34	68,8	13,8
20	Salitral -ATQ 69 -138 KV	150	138	69
21	Salitral -ATR 69 -138 KV	150	138	69
22	Posorja -T 138 KV	33	138	69
23	Trafo Ohio Pascuales 138-69	224	138	69
24	Traf Gas Pascuales 69-13.8	114	69	13,8
25	Traf Trinitaria 138-230	225	230	138
26	Trafo U1 Trinitaria 138- 69	150	138	69
27	Traf U1 Trinitaria 69-13.8	160	144	13,8
28	Traf G Victoria 138-13.8	150	138	13,8
29	Barcaza 1	37,5	220	13,8
30	Barcaza 2	37,5	220	13,8
31	Barcaza 3	37,5	220	13,8
32	Barcaza 4	63,5	230	13,7
33	Barcaza 5	63,5	230	13,7
34	Traf Pascuales 138 -230 Pascuales ATU	375	230	138
35	Traf Pascuales 138 -230 Pascuales ATT	375	230	138

Tabla N.-2.V.B Datos de Transformadores de Fuerza

Trafo #	Nombre de Transformadores	Impedancia en base a su Potencia Nominal %	BASE 100	Ubicación
1	ELECTROQUIL TE 1	14,52	0,2139	ELECTROQUIL
2	ELECTROQUILTE 2	8,064	0,0927	ELECTROQUIL
3	ELECTROQUIL TE 3	18,1066	0,3233	ELECTROQUIL
4	ELECTROQUIL TE 4	18,1066	0,3233	ELECTROQUIL
5	ELECTROQUIL TIC	13,527	0,1215	ELECTROQUIL
6	TAP ELECTROQUIL	0,008	0,0009	ELECTROQUIL
7	GENEROCA	11,06	0,3318	HOLCIM
8	Holcim	11,06	0,3160	HOLCIM
9	A-Santos V	7,3	0,2903	A. SANTOS
10	A-Santos G1	6,9	0,2495	A. SANTOS
11	A-Santos G2	6,9	0,2495	A. SANTOS
12	A-Santos G3	7,5	0,2711	A. SANTOS
13	A-Santos G4	7,04	0,2625	A. SANTOS
14	A-Santos G5	7,04	0,2625	A. SANTOS
15	Tinagero G1	7	0,2088	A. TINAJERO
16	Tinagero G2	7	0,2589	A. TINAJERO
17	G. Zevallos TV2	12	0,1395	G. ZEVALLOS
18	G. Zevallos TV3	11,79	0,1371	G. ZEVALLOS
19	G. Zevallos TG4	9,1	0,2661	G. ZEVALLOS
20	Salitral -ATQ 69 -138 KV	8,46	0,0564	SALITRAL
21	Salitral -ATR 69 -138 KV	8,15	0,0543	SALITRAL
22	Posorja -T 138 KV	7,491	0,2270	POSORJA
23	Traf. Ohio Pascuales 138-69	7,84	0,0350	PASCUALES
24	Traf. Gas Pascuales 69-13.8	11,66	0,1023	PASCUALES
25	Traf. Trinitaria 138-230	11,83	0,0526	TRINITARIA
26	Traf. U1 Trinitaria 138- 69	7,815	0,0521	TRINITARIA
27	Traf. U1 Trinitaria 69-13.8	7	0,0476	TRINITARIA
28	Traf. G Victoria 138-13.8	15,38	0,1025	ESCLUSAS
29	Barcaza 1	14,7	0,3587	ESCLUSAS
30	Barcaza 2	14,7	0,3587	ESCLUSAS
31	Barcaza 3	14,7	0,3587	ESCLUSAS
32	Barcaza 4	12	0,1890	ESCLUSAS
33	Barcaza 5	12	0,1890	ESCLUSAS
34	Traf Pascuales 138 -230 Pascuales ATU	7,3	0,0195	PASCUALES
35	Traf Pascuales 138 -230 Pascuales ATT	7,16	0,0191	PASCUALES

2.2.4 Datos de Generadores.

Tabla N.- 2.VI. Datos De Generadores

#	Generadores	Voltaje (KV)	NOMINAL		NOMINAL	
			MVA	FP	MW	MVAR
1	Gen Trinitaria 13.8	13,8	156,5	0,85	133	60
2	Gen Victoria - trinitaria	13,8	142	0,9	102	20
3	Gen. Gas pascuales	13,8	110	0,95	95	20
4	G3 Electroquil	138	57,4	0,85	48.8	10
5	G4 Electroquil	138	57,4	0,85	48.8	10
6	8Gen GENEROCA	13,8	40,8	0,85	36	4
7	G1 A. Santos	13,8	25	0,85	20,5	2
8	G2 A. Santos	13,8	25	0,85	20,5	2
9	G3 A. Santos	13,8	25	0,85	20,5	2
10	G4 A. Santos	13,8	28,529	0,85	18	2
11	G5 A. Santos	13,8	29,6	0,85	18	2
12	V A. Santos	13,8	36,67	0,905	33	5
13	G1 Tinajero	13,8	69	0,9	42	25
14	G2 Tinajero	13,8	48	0,85	33	25
15	TV2 G. Zevallos	13,8	85,883	0,85	72	35
16	TV3 G. Zevallos	13,8	85,883	0,85	72	35
17	TG4 G. Zevallos	13,8	36,4	0,85	20	15
18	G1 Electroquil	13.8	57,4	0,85	48.8	10
19	G2 Electroquil	13.8	57,4	0,85	48.8	10

2.3 Resultados de los Estudios de Flujo de Carga.

Los resultados de flujo de carga serán analizados y presentados en el programa power word donde podremos observar el comportamiento del sistema y sus resultados.

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- Voltaje en barras en por unidad.
- Factor de Potencia.
- Porcentaje de carga sobre todos los conductores y transformadores, verificando que la carga este dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.

2.3.1 Análisis de casos: Caso base.

En nuestro sistema se analizara para el caso base, con los datos obtenidos del CENACE. El análisis del caso se lo hará posteriormente en este mismo capítulo en el programa POWER WORLD versión 12.

Para ingresar los datos de impedancias de líneas y de transformadores se lo hizo en por unidad referidas a una determinada base, por lo que para nuestro estudio se escogió la base de 100 MVA.

2.3.1.1 Voltajes en barras.

Los resultados obtenidos en las tabla 2.VII reflejan que el voltaje en por unidad cumple con los parámetros de regulación lo cual permite la estabilidad del sistema en general.

2.3.1.2 Consumo y Factor de potencia en barras.

Según la tabla 2.VIII podemos observar que cargas activas y reactivas significativas se encuentran en barras como la de Pascuales 138Kv y 69 Kv, Trinitaria 138Kv y Tinajero 69 Kv y se observa que su factor de potencia cumple con la regulación requerida.

2.3.1.3 Carga de Conductores

Tabla N.- 2.IX Datos de Carga de Conductores

Nº	Desde Barra	Hasta Barra	MVA	MVA nominal	% de MVA Limite (Max)	Perdida (MW)	Perdida (MVAR)
1	PASCUALES 230	TRINITARIA 230	49,3	353	14,6	0,09	0,69
2	TRINITARIA 230	ESCLUSAS 230	0	225	22,9	0	1,41
3	SALITRAL 138	TRINITARIA 138	7,1	160	84,6	0	8,71
4	SALITRAL 138	TRINITARIA 138	7,1	113	47,2	1,13	3,47
5	PASCUALES 138	ELECTROQUIL 138	45,5	113	18,2	0,31	0,9
6	SALITRAL 138	PASCUALES 138	74,5	112	23,5	0	0,86
7	SALITRAL 138	PASCUALES 138	74,5	56	88,1	0	7,88
8	Electroquil138	POSORJA 138	20,6	150	46,6	0	2,84
9	SALITRAL 69	A. SANTOS 69	130,6	0	0	0,01	0,1
10	SALITRAL 69	TINAJERO 69	237,8	0	0	0,01	0,1
11	SALITRAL 69	Gonzalo Zevallos 69	73,3	0	0	0,76	2,75
12	SALITRAL 69	Gonzalo Zevallos 69	73,3	0	0	0,04	0,31
13	SALITRAL 69	ELECTROQUIL 69	41,7	70	66	0,61	2,9
14	SALITRAL 69	ELECTROQUIL 69	41,7	70	66	0,61	2,9

2.3.1.4 Carga de los Transformadores.

Tabla N.-2.X Datos Carga de transformadores

#	Desde la Barra	Hasta la Barra	Mvar Desde la barra	Mvar A la barra	Max MW	MW A la Barra	MW desde la Barra
1	PASCUALES 230	PASCUALES 138	80	-78,8	4,5	-4,5	4,5
2	PASCUALES 230	PASCUALES 138	81,6	-80,3	4,6	-4,6	4,6
3	TRINITARIA 230	TRINITARIA 138	22,3	-20,9	46,4	46,4	-46,4
4	ESCLUSAS 230	BARCAZA 1	0	0	0	0	0
5	ESCLUSAS 230	BARCAZA 2	0	0	0	0	0
6	ESCLUSAS 230	BARCAZA 3	0	0	0	0	0
7	ESCLUSAS 230	BARCAZA 4	0	0	0	0	0
8	ESCLUSAS 230	BARCAZA 5	0	0	0	0	0
9	TRINITARIA 138	TRINITARIA 69	-6,6	16,2	133	133	-133
10	TRINITARIA 138	G VICTORIA	0	0	0	0	0
11	TRINITARIA 69	G TRINITARIA	-16,2	24,9	133	133	-133
12	PASCUALES 138	PASCUALES 69	21,5	-21,2	13,8	-13,8	13,8
13	PASCUALES 69	G PASCUALES 13.8	-10,2	20	95	95	-95
14	ELECTROQUIL 138	G3 EQL	0,4	7,4	48,8	48,8	-48,8
15	ELECTROQUIL 138	G4 EQL	0,4	7,4	48,8	48,8	-48,8
16	ELECTROQUIL 138	HOLCIM 69	4,2	-3,3	26	-26	26
17	HOLCIM 69	GENEROCA 13.8	3,3	-1	26	-26	26
18	SALITRAL 138	SALITRAL 69	18,2	-15,4	67,5	67,5	-67,5
19	SALITRAL 138	SALITRAL 69	18,9	-16	70	70	-70
20	A. SANTOS 69	G1 SANT	-0,9	2	20,5	20,5	-20,5
21	A. SANTOS 69	G2 SANT	-0,9	2	20,5	20,5	-20,5
22	A. SANTOS 69	G3 SANT	-0,8	2	20,5	20,5	-20,5
23	A. SANTOS 69	G4 SANT	-1,1	2	18	18	-18
24	A. SANTOS 69	G5 SANT	-1,1	2	18	18	-18
25	A. SANTOS 69	V SANT	-1,7	5	33	33	-33
26	TINAJERO 69	G1 TINAJ	-12,8	17,1	42	42	-42
27	TINAJERO 69	G2 TINAJ	0	0	0	0	0
28	GONZALO ZEVALLOS 69	TV2 GZ	-13,8	21,7	72	72	-72
29	GONZALO ZEVALLOS 69	TV3 GZ	-14,2	21,9	72	72	-72
30	GONZALO ZEVALLOS 69	TG4 GZ	0	0	0	0	0
31	ELECTROQUIL 69	G1 EQL	-1,3	6,4	48,8	48,8	-48,8
32	ELECTROQUIL 69	G2 EQL	-7,7	10	48,8	48,8	-48,8
33	ELECTROQUIL 69	CARGA CHILLERS	0	0	5,7	-5,7	5,7

2.4 Conclusiones del estudio de Flujo de Carga.

- En base al estudio de flujo de carga se puede concluir que las líneas y transformadores están por debajo de su carga nominal y están capacitados para soportar un aumento de carga o en casos que se produzcan contingencias.

MAXIMOS Y MINIMOS PORCENTAJES DE CARGAS EN BARRAS

Tabla N.- 2.XI Datos Máximos y Mínimos porcentajes en barras

Nº	Desde Barra	Hasta Barra	MVA	MVA nominal	% de MVA Limit (Max)	Perdida (MW)	Perdida (MVAR)
1	PASCUALES 230	TRINITARIA 230	49,3	353	14,6	0,09	0,69
3	SALITRAL 138	TRINITARIA 138	7,1	160	84,6	0	8,71
5	PASCUALES 138	ELECTROQUIL 138	45,5	113	18,2	0,31	0,9
7	SALITRAL 138	PASCUALES 138	74,5	56	88,1	0	7,88
8	ELECTROQUIL 138	POSORJA 138	20,6	150	46,6	0	2,84
13	SALITRAL 69	ELECTROQUIL 69	41,7	70	66	0,61	2,9
14	SALITRAL 69	ELECTROQUIL 69	41,7	70	66	0,61	2,9

- Las líneas más cargadas cerca de la subestación de Electroquil son las que van desde Electroquil 69 KV a Salitral de 69KV, que están al 66% de su capacidad de transmisión pero a nivel de 138 Kv con la línea de salitral a trinitaria tenemos un 84,6% de su capacidad y la de salitral a pascuales 138 con 88,1% que son porcentajes significativos que deben ser considerados en casos de contingencias.

- Y la que se encuentra trabajando a su menor capacidad es la línea que va desde Trinitaria a pascuales 230 kv con un porcentaje de 14,6 % de su capacidad de transmisión y la que le sigue es la de Electroquil a pascuales 138 Kv con 18,2% de su capacidad por lo que se espera que sean capaces de soportar cualquier tipo de contingencia.
- En los voltajes de barra podemos observar que la regulación de voltaje está dentro de los parámetros permitidos.

Tabla N.- 2.VII Datos de Voltaje en barras (Anexo 1)

Fig.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA A ESTUDIAR PARA FLUJO DE CARGA EN PROGRAMA POWER WORLD

CAPITULO 3.

3. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

Cuando se presenta una falla en el sistema podemos experimentar en ella condiciones anormales tales como corrientes de corto circuito dañinas para los equipos, alteraciones en el voltaje cerca de ellas y condiciones inseguras para sus operadores. Para evitar este tipo de condiciones se ha creado programas donde se puede simular fallas y obtener un análisis de corto circuito para poder ajustar nuestras protecciones en un nivel seguro.

Considerando que para correr el programa Power Word se tomó una base de 100 MVA y así obtener las impedancias en por unidad procedemos a hallar la impedancia equivalente de la barra infinita con los datos proporcionados por el Cenace:

$$S = 2386,25 \text{ MVA} \quad \text{y} \quad I = 5,99 \text{ KA} \quad (\text{programa disilent})$$

Aplicando la fórmula:

$$Z_{eq} = \text{MVA} / I^2 = 2386,25 \text{MVA} / (5,99 \text{KA})^2$$

Obtenemos:

$Z_{eq} = 66,506 \Omega$ que es netamente resistiva ya que el ángulo para la barra infinita es cero.

Y para una base de 100MVA y 230 KV tenemos:

$$Z_b = 230KV^2/100MVA = 529 \Omega$$

Y por último la Z_{xu} equivalente es:

$$Z_{xu} = Z_r/Z_b = 66,506/529 = 0,1257$$

Se ha realizado el estudio de corto circuito para la Central Electroquil para obtener la coordinación de las protecciones de los relés existentes en ella. El estudio se realizará con los siguientes objetivos:

- Determinar la zona donde la corriente de falla será la más alta y cómo afectará en sus parámetros al sistema tanto en líneas, barras y transformadores.
- Los estudios determinaran cuales son las zonas del sistema que tendrán que actuar primero para aislar la falla en un tiempo mínimo para evitar daños a sus equipos.
- Determinar el ajuste de los equipos de protección para el despeje de la falla en el menor tiempo posible y en caso de falla del equipo de protección entrarán a operar protecciones de respaldo.

3.1 Alcance de los estudios de Corto Circuito.

En la CENTRAL ELECTROQUIL para el estudio de corto circuito se consideró los siguientes tipos de falla:

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

Se procederá hacer la simulación para los dos casos para observar donde se produce la mayor corriente de falla y así poder realizar nuestros ajustes en base a esa corriente de corto circuito. Y así para objeto de análisis determinar cuál de las dos fallas es más perjudicial.

3.2 Comportamiento de los elementos en el Sistema en condiciones de falla.

3.2.1 Comportamiento 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.

3.2.2 Comportamiento de Transformadores.

Igual que en el caso de los conductores los Transformadores 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 Resultados de los Estudios de Corto Circuito.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección 3.1. La falla Trifásica a tierra y línea a tierra se aplica para la barra Electroquil de 69 KV y la barra de Electroquil de 138 KV.

3.3.1 Casos base.

Para el caso base, la falla de línea a tierra se tomo en la Barra de Electroquil 69 KV y luego para la Barra Electroquil de 138 KV.

3.3.1.1 Falla de Línea a Tierra

En la siguiente tabla se muestran las corrientes de falla línea a tierra en amperios:

Falla en la Barra de Electroquil 69 KV

Tabla N.-3.I A Falla en la Barra de Electroquil 69 KV

Desde la Barra	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra	A la Barra (Nombre)	Corriente desde la Fase A	Corriente desde la Fase B	Corriente desde la Fase C
24	SALITRAL 69	25	A. SANTOS 69	2520,45	881,57	1326,7
24	SALITRAL 69	32	TINAJERO 69	1461,65	1996,78	1853,94
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	3504,05	905	240,05
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	3504,05	905	240,05
39	ELECTROQUIL 69	40	G1 EQL	2393,2	747,62	150
39	ELECTROQUIL 69	41	G2 EQL	3705,21	1105,69	381,99

Tabla N.-3.I B Falla en la Barra de Electroquil 69 KV

Desde la Barra	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra	A la Barra (Nombre)	Corriente A la Fase A	Corriente A la Fase B	Corriente A la Fase C
24	SALITRAL 69	25	A. SANTOS 69	2520,45	881,57	1326,7
24	SALITRAL 69	32	TINAJERO 69	1461,65	1996,78	1853,94
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	3504,05	905	240,05
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	3504,05	905	240,05
39	ELECTROQUIL 69	40	G1 EQL	11966	3738,09	749,99
39	ELECTROQUIL 69	41	G2 EQL	18526,04	5528,43	1909,97

Falla en la Barra de Electroquil 138 KV

Tabla N.-3.II A Falla en la Barra de Electroquil 138 KV

Desde la Barra #	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra #	A la Barra (Nombre)	Corriente desde la Fase A	Corriente desde la Fase B	Corriente desde la Fase C
13	PASCUALES 138	16	ELECTROQUIL 138	2198,71	600,37	265,06
16	ELECTROQUIL 138	17	G3 EQL	889,31	324,29	94,16
16	ELECTROQUIL 138	18	G4 EQL	889,31	324,29	94,16
16	ELECTROQUIL 138	19	HOLCIM 69	734,44	119,49	221,41
16	ELECTROQUIL 138	21	POSORJA 138	33,31	76,57	75,02

Tabla N.- 3.II B Falla en la Barra de Electroquil 138 KV

Desde la Barra #	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra #	A la Barra (Nombre)	Corriente a la Fase A	Corriente a la Fase B	Corriente a la Fase C
13	PASCUALES 138	16	ELECTROQUIL 138	2198,71	600,37	265,06
16	ELECTROQUIL 138	17	G3 EQL	8893,13	3242,85	941,6
16	ELECTROQUIL 138	18	G4 EQL	8893,13	3242,85	941,6
16	ELECTROQUIL 138	19	HOLCIM 69	1468,89	238,98	442,82
16	ELECTROQUIL 138	21	POSORJA 138	33,31	76,57	75,02

3.3.1.2 Falla de Trifásica

Líneas de 69 KV

Tabla N.-3.III A Datos falla trifásica línea de 69 KV

Falla Trifásica (AMP) en las LINEAS						
Desde la Barra #	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra #	A la Barra (Nombre)	Corriente desde la Fase A	Corriente desde la Fase B	Corriente desde la Fase C
24	SALITRAL 69	25	A. SANTOS 69	2805,1	2805,1	2805,1
24	SALITRAL 69	32	TINAJERO 69	1278,74	1278,74	1278,74
24	SALITRAL 69	35	GONZALO ZEVALLOS 69	1183,61	1183,61	1183,61
24	SALITRAL 69	35	GONZALO ZEVALLOS 69	1183,61	1183,61	1183,61
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	4319,86	4319,86	4319,86
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	4319,86	4319,86	4319,86
39	ELECTROQUIL 69	40	G1 EQL	2156,88	2156,88	2156,88
39	ELECTROQUIL 69	41	G2 EQL	3135,25	3135,25	3135,25

Tabla N.-3.III B Datos falla trifásica línea de 69 KV

Desde la Barra #	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra #	A la Barra (Nombre)	Corriente A la Fase A	Corriente A la Fase B	Corriente A la Fase C
24	SALITRAL 69	25	A. SANTOS 69	2805,1	2805,1	2805,1
24	SALITRAL 69	32	TINAJERO 69	1278,74	1278,74	1278,74
24	SALITRAL 69	35	GONZALO ZEVALLOS 69	1183,61	1183,61	1183,61
24	SALITRAL 69	35	GONZALO ZEVALLOS 69	1183,61	1183,61	1183,61
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	4319,86	4319,86	4319,86
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	4319,86	4319,86	4319,86
39	ELECTROQUIL 69	40	G1 EQL	10784,4	10784,4	10784,4
39	ELECTROQUIL 69	41	G2 EQL	15676,24	15676,24	15676,24

Falla Trifásica en la Líneas de 138 KV

Tabla N.-3.IV A Falla Trifásica en la Líneas de 138 KV

Desde la Barra #	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra #	A la Barra (Nombre)	Corriente desde la Fase A	Corriente desde la Fase B	Corriente desde la Fase C
13	PASCUALES 138	16	ELECTROQUIL 138	2778,33	2778,33	2778,33
16	ELECTROQUIL 138	17	G3 EQL	768,55	768,55	768,55
16	ELECTROQUIL 138	18	G4 EQL	768,55	768,55	768,55
16	ELECTROQUIL 138	19	HOLCIM 69	605,56	605,56	605,56
16	ELECTROQUIL 138	21	POSORJA 138	0	0	0

Falla Trifásica en la Líneas de 138 KV

Tabla N.-3.IV B Falla Trifásica en la Líneas de 138 KV

Desde la Barra #	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra #	A la Barra (Nombre)	Corriente A la Fase A	Corriente A la Fase B	Corriente A la Fase C
13	PASCUALES 138	16	ELECTROQUIL 138	2778,33	2778,33	2778,33
16	ELECTROQUIL 138	17	G3 EQL	7685,55	7685,55	7685,55
16	ELECTROQUIL 138	18	G4 EQL	7685,55	7685,55	7685,55
16	ELECTROQUIL 138	19	HOLCIM 69	1211,13	1211,13	1211,13
16	ELECTROQUIL 138	21	POSORJA 138	0	0	0

3.4. Conclusiones de estudio de corto circuito.

Comparando los casos vistos tenemos corrientes de falla más altas en la simulación de corto circuito de falla línea a tierra. Por ejemplo en la fase A desde la barra de Electroquil 69 Kv hacia la barra de generador 2 EQL tenemos una aportación de 18526,04 A que es la mayor a todas.

Desde la Barra	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra	A la Barra (Nombre)	Corriente A la Fase A	Corriente A la Fase B	Corriente A la Fase C
24	SALITRAL 69	25	A. SANTOS 69	2520,45	881,57	1326,7
24	SALITRAL 69	32	TINAJERO 69	1461,65	1996,78	1853,94
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	3504,05	905	240,05
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	3504,05	905	240,05
39	ELECTROQUIL 69	40	G1 EQL	11966	3738,09	749,99
39	ELECTROQUIL 69	41	G2 EQL	18526,04	5528,43	1909,97

Para falla trifásica la mayor corriente de corto circuito que se obtuvo es en la barra de Electroquil 69 Kv hacia la barra del generador 2 EQL con una aportación de 15676,24 A en las tres fases ya que la falla es balanceada.

Desde la Barra #	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra #	A la Barra (Nombre)	Corriente A la Fase A	Corriente A la Fase B	Corriente A la Fase C
24	SALITRAL 69	25	A. SANTOS 69	2805,1	2805,1	2805,1
24	SALITRAL 69	32	TINAJERO 69	1278,74	1278,74	1278,74
24	SALITRAL 69	35	GONZALO ZEVALLOS 69	1183,61	1183,61	1183,61
24	SALITRAL 69	35	GONZALO ZEVALLOS 69	1183,61	1183,61	1183,61
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	4319,86	4319,86	4319,86
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	4319,86	4319,86	4319,86
39	ELECTROQUIL 69	40	G1 EQL	10784,4	10784,4	10784,4
39	ELECTROQUIL 69	41	G2 EQL	15676,24	15676,24	15676,24

En conclusión para efectos de cálculo se tomará en cuenta la corriente de falla más alta para los cálculos de las protecciones.

CAPITULO 4.

4. COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.

En este capítulo aplicaremos los resultados obtenidos en la simulación de corto circuito para ajustar los parámetros de tiempo, corriente, voltaje y otros para la reacción adecuada de los relés instalados en la Central Electroquil.

4.1. AJUSTES DE GENERADORES (G1, G2, G3, G4)

Para comenzar los ajustes de las protecciones en los generadores se necesita los datos de placa o de fabricante dados a continuación:

GENERADOR BRUSH ELECTRICAL MACHINES LTD.

POTENCIA: 57.412 MVA, 48.8 MW.

VOLTAJE: 13.8 KV

FACTOR DE POTENCIA: 0.85

RESISTENCIA A TIERRA: 1600 OHM= 840,159 pu en base a
100 MVA

I NOMINAL: $IN = PN/(\sqrt{3} \cdot Kv \cdot FP) =$

$IN = 48800 \text{ Kw} / (\sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ Kv} \cdot 0.85) =$

$IN = 2401.93 \text{ A}$

$$I_N' = 2401.93 + 10\% = 2642,12 \text{ A}$$

Xd:	239%
Xd':	18 %
Xd'':	12,4 %
CTs:	3000/5
VTs:	13800/115

Además necesitamos el cálculo de la impedancia base y la impedancia en por unidad que a continuación se la halla:

$$Z_b = K_v^2 / \text{MVA}$$

$$Z_b = (13,8 \text{ Kv})^2 / 100 \text{ MVA} = 1,9044 \Omega$$

$$Z_{xu} = Z_r / Z_b = 1600 \Omega / 1,9044 \Omega = 840,159 \text{ xu}$$

4.1.1 COORDINACION DEL RELÈ GE DGP DE GENERADOR

Los Generadores de Electroquil constan de la protección DGP en cada una de ellas, que toma señales de CTs de 3000/5 A y envía a operar el disyuntor de 52G1.

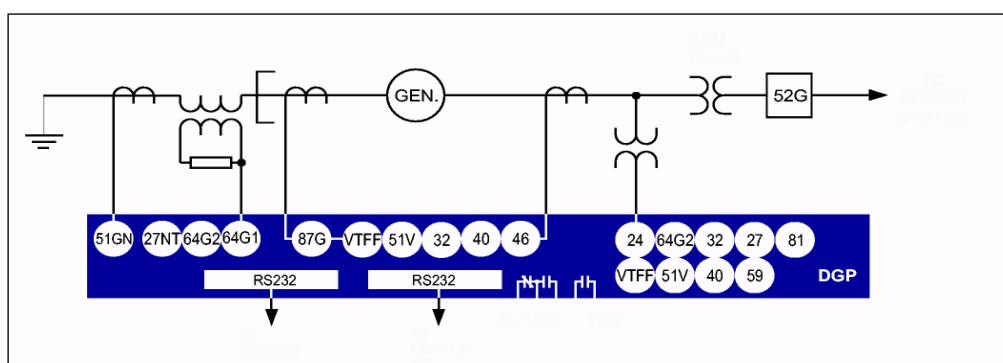


Fig. 4. I. Esquema de Conexión del Relé DGP

4.1.1.1 COORDINACIÓN DE LA FUNCION 51V CON EL RELÉ T60 PARA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASE (PHASE TIME OVERCURRENT)

Para el relé T60 se aplica la siguiente fórmula según el manual aplicada para la característica de una curva tipo IAC.

$$T = TDM * \{ A + [B / (I / I_{arr}) - C] + [D / ((I / I_{arr}) - C)^2] + [E / ((I / I_{arr}) - C)^3] \}$$

T = t de operación (seg)

TDM = ajuste multiplicador

I = corriente de entrada

I_{arr} = ajuste de corriente de arranque

Para una curva muy inversa GE tipo IAC tenemos que los valores de las constantes son:

$$A = 0,0900 \quad B = 0,7955 \quad C = 0,1000 \quad D = -1,2885 \quad E = 7,9586$$

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.

En el caso de nuestro relé se tomará como multiplicador TD= 1 de la curva base.

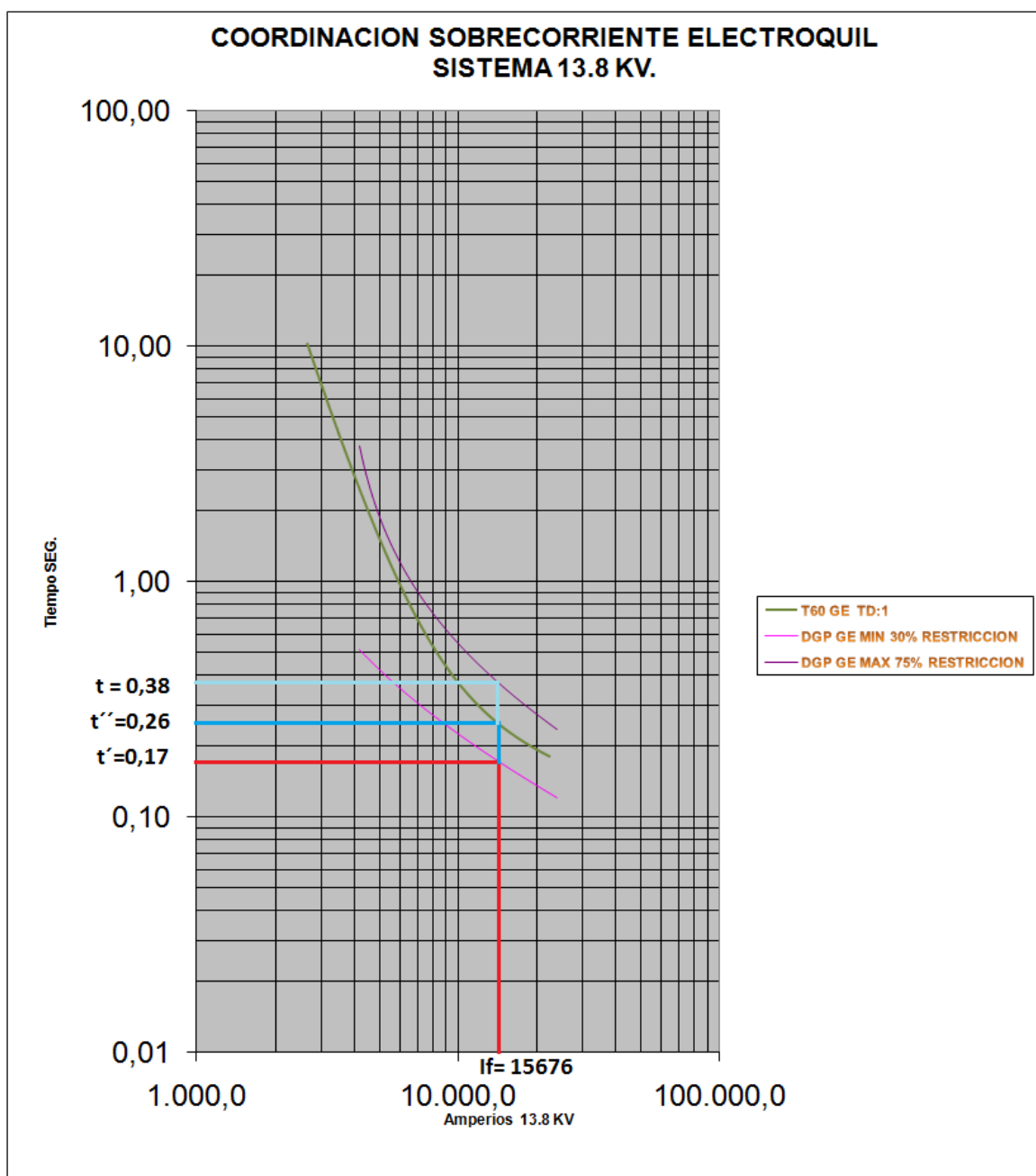


Fig. 4. II Curva relé T60

Y en la función 51V (sobre corriente con restricción de voltaje) del DGP se aplica la fórmula del manual:

$$T = \frac{K}{\sqrt{\frac{I/I_{PU}}{V/V_{NOM}} - 1}}$$

Donde:

T= tiempo de operación

K= Factor tiempo y es igual al TD

(I/I_{pu}) = corriente en múltiplo de I de pickup

V_{nom}= tensión nominal

V = $\sqrt{3}$ * Tensión de fase a tierra para PTs conectados en estrella
o tensión de fase a fase para PTs conectados en delta.

Ahora se fija I de pickup:

$$I_{pu} = 1,75 * I_N'$$

$$I_{pu} = 1,75 * 2642 \text{ A} = 4624 \text{ A en el primario.}$$

Además se tomará intervalos de 10 amp y luego con 50 amp en la corriente para ver su característica a través del tiempo.

En el programa POWERWORD se simula fallas monofásicos y trifásicos de los cuales tomamos la falla trifásica balanceada en la barra de 69 Kv es decir cuando la falla es cerca del generador 1 y 2 y tenemos que la mayor corriente de falla generada en esta barra es:

$I_F=15676,24 \text{ A}$

Con la curva y ubicando la corriente de falla podemos ubicar el tiempo de reacción para despejar la falla inmediatamente.

Para los ajustes de las curvas del 51V del generador se obtuvo que para restricción de 30% de voltaje, el tiempo de despeje es $t' = 0,17$ seg y para la restricción de 75% de voltaje obtuvimos un tiempo de despeje de $t=0,38$ seg.

Para la curva del relé T60 obtuvimos un tiempo de despeje de $t'' = 0,26$ seg.

4.1.1.2 DGP FUNCION 87G (RELE DIFERENCIAL DEL ESTATOR)

Siguiendo las recomendaciones del fabricante, las calibraciones se deben setear de acuerdo a un margen adecuado para errores del CT bajo todas las condiciones de carga y falla.

Las calibraciones tanto de K1 y del pickup se fijan en 2% y 0,3 A respectivamente cuando para la mayoría de las aplicaciones se da el caso de que los CTs tanto del lado del sistema como del lado neutro son de idéntico diseño.

Si en caso de que los CTs no son de idéntico diseño o se desea un margen de error del CT mayor se debe considerar calibraciones superiores.

En nuestro caso tenemos que los CTs son idénticos en ambos lados (3000/5A). Por lo tanto se fija el $K1= 2\%$ y la corriente de pickup $I_{pu}= 0,3 A$ y la curva de operación para esta función se encuentra en la fig. 4. III

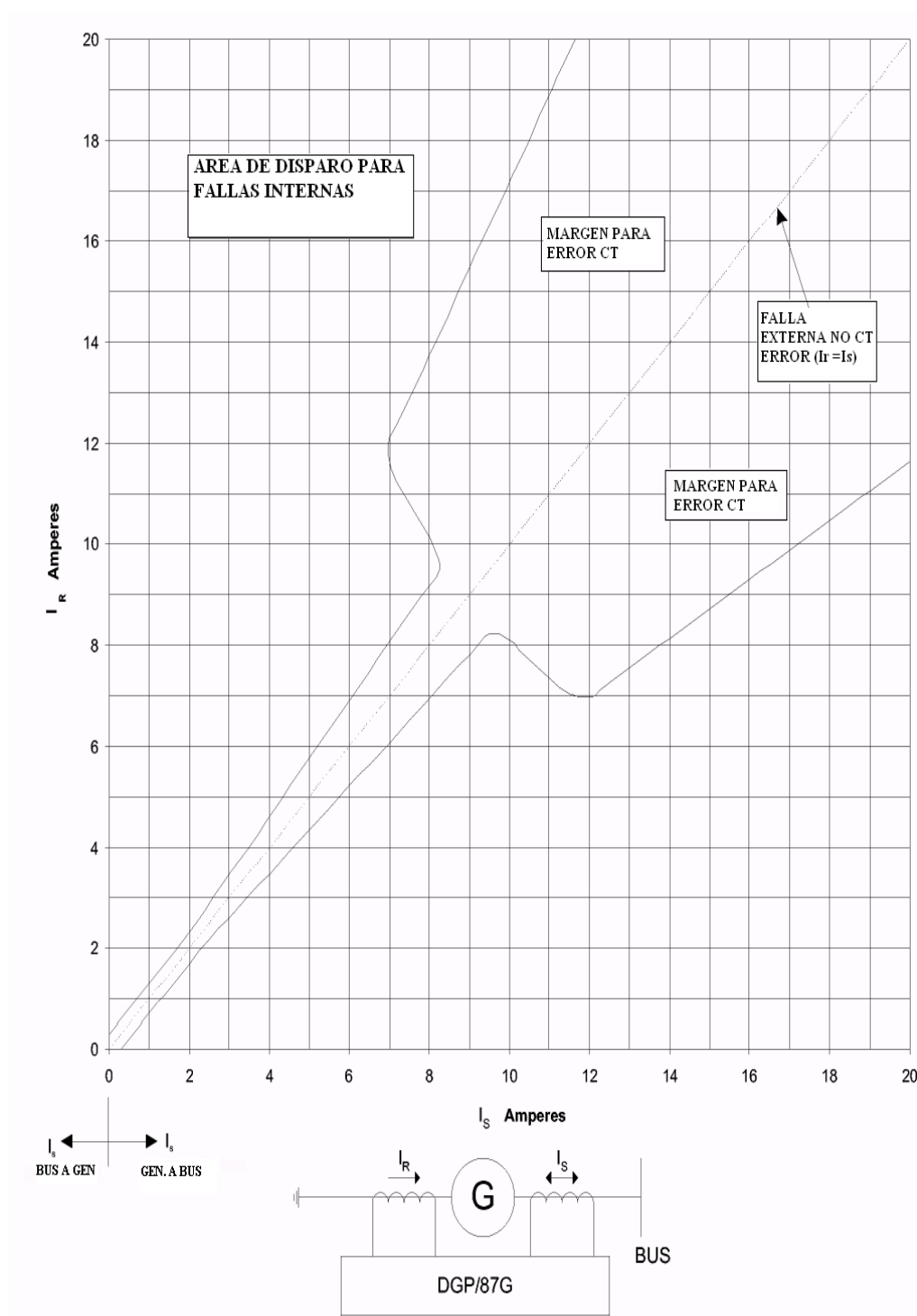


Fig. 4. III Curva de característica relé 87G - $K1 = 2\%$, CAPTACIÓN

4.1.1.3 DGP FUNCION 46T (CORRIENTE DESBALANCEADA)

Existen diversas causas para el desbalance en un generador. Algunas de estas son las cargas desbalanceadas, las fallas desbalanceadas del sistema y /o los circuitos abiertos.

El componente de secuencia negativa (I_2) de la corriente del estator está directamente relacionado con este desbalance y establece un campo de flujo contra-rotativo en la máquina. Esto a su vez, provoca el calentamiento localizado del hierro del rotor.

La capacidad de las máquinas de soportar el calentamiento provocado por las corrientes de desbalance se expresa, por lo general, en términos de una constante $I_2^2 t$ y es indicada por el fabricante de la máquina.

La función de disparo por desbalance en la corriente (46T) del DGP ofrece características de tipo operativo expresadas como $I_2^2 t = K$, según se muestra en la grafica 4.3.A: CARACTERÍSTICA DE CORRIENTE DE TIEMPO DE LA FUNCIÓN 46T.

Además de la función 46T, el sistema DGP también incluye una función de alarma por desbalance de la corriente, 46A, que está operada por el componente de secuencia negativa con una captación y un retardo ajustable. (manual de DGP pag. 1-7).

Nota: Primero se ajusta el 46A que es de alarma ya que esta permite al operador ejecutar una acción correctiva.

Para el generador se fija la corriente de pickup con la siguiente fórmula:

$I_{pu} = 70\%$ de la capacidad I^2 de la máquina:

Lo cual nos tenemos que referir al manual del generador donde nos proporciona una gráfica de la curva de duración permisible de corriente de secuencia negativa (Fig. 4. IV. A) dados por el fabricante. Donde podemos observar que la constante es igual $I^2t = K=30$.

Y siguiendo la Fig. 4. IV.B de las normas Ansi C50-14 sacamos que para nuestro generador según el fabricante, el permisible de la continuous unbalanced current capability es $I^2 = 10$.

Fig. 4. IV A Duración permisible de la corriente de secuencia negativa

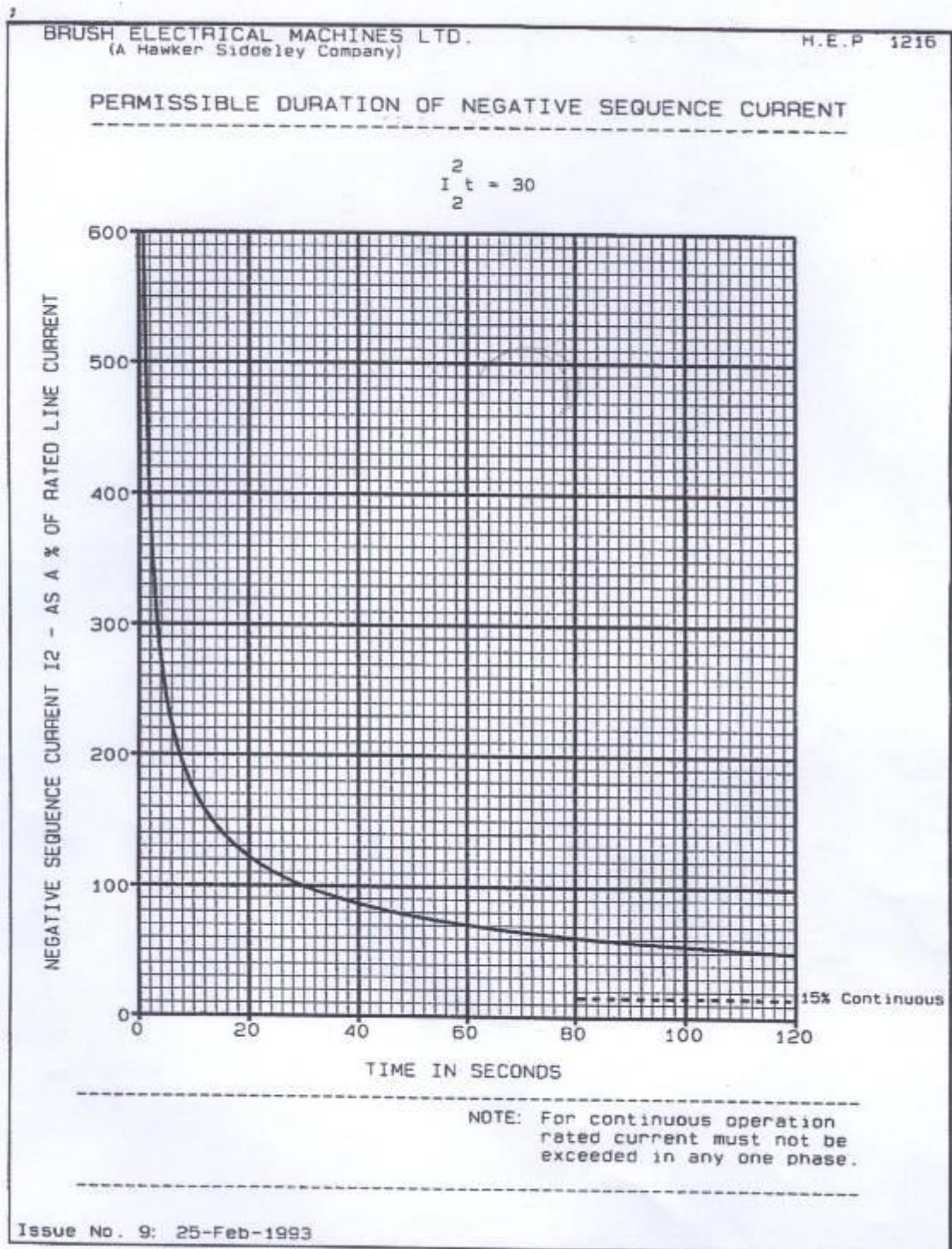


Fig. 4. IV B Tabla ANSI aplicada para fallas desbalanceadas

<u>TABLE I</u>	
<u>ANSI Requirements for Unbalanced Faults on Synchronous Machines</u>	
Types of Synchronous Machine	Permissible r_{2t}^2
Salient pole generator*	40
Synchronous condenser*	30
Cylindrical rotor generators**	
Indirectly cooled	30
Directly cooled (0 – 800 MVA)	10
Directly cooled (801 – 1600 MVA)	
*ANSI C-50.12 (1965)	
**ANSI C-50.13 (1975)	
<u>TABLE II</u>	
<u>Continuous Unbalanced Current Capability</u>	
Types of Generator and Rating	Permissible I^2 (per cent)
Salient Pole	
With connected amortisseur windings	10
With non-connected amortisseur winding	5
Cylindrical Rotor	
Indirectly cooled	10
Directly cooled	
to 960 MVA	8
961 to 1200 MVA	6
1201 to 1500 MVA	5

Para setear el 46A que es alarma por desbalance de corriente se sigue la fórmula a continuación:

Ipickup= 70% de la capacidad I2 de la máquina

$$\mathbf{Ipickup} = [(70\%) \times (I2) \times (KVA)] / (\sqrt{3} \times (KV))$$

$$\mathbf{Ipickup} = 0,7 \times 0,10 \times 57412 / (\sqrt{3} \times 13,8) = 168.136 \text{ A en el primario}$$

$$\mathbf{Ipickup \text{ en el secundario}} = \text{Ipickup} / (3000/5) = 168.136 / (600) =$$

$$\mathbf{Ipickup \text{ en el secundario}} = 0.230 \text{ A en el secundario}$$

Y se fija el **timer** como se recomienda en el manual= 2 seg.

Para setear el 46T que es disparo se sigue la siguiente fórmula:

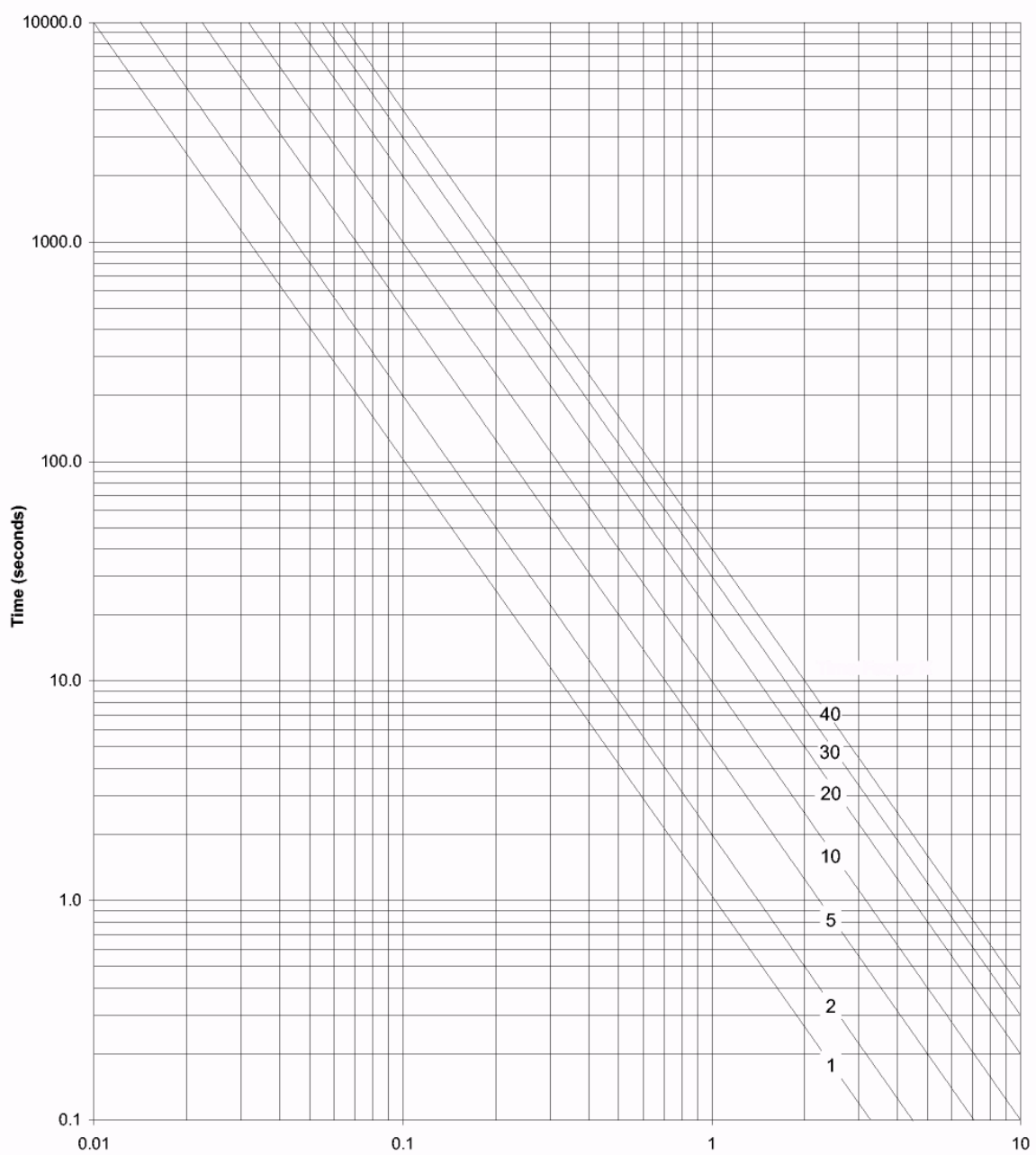
Ipickup= capacidad I2 de la máquina

$$\mathbf{Ipickup} = 0,10 \times 57412 / (\sqrt{3} \times 13,8 \times (3000/5)) =$$

$$\mathbf{Ipickup} = 0,40 \text{ A en el secundario}$$

Y se fija como el **K2= I2²t**= 30 según el fabricante.

Para ver el comportamiento de la pendiente de K2=30 en el tiempo se muestra en la Fig. 4. IV.C la pendiente.

Fig. 4. IV C. Característica TIEMPO/ CORRIENTE DE LA FUNCIÓN 46T

4.1.1.4 DGP FUNCION 40 (PERDIDA DE EXCITACIÓN)

Esta función se utiliza para detectar la pérdida de excitación en máquinas sincrónicas. Incluye dos características mho, cada una con alcance, desplazamiento y retardo ajustables.

La excitación puede perderse debido a un disparo inadvertido del interruptor de campo, a un circuito abierto o a un corto circuito en el devanado en el campo, a una falla en el regulador o a la pérdida de la fuente del devanado en el campo.

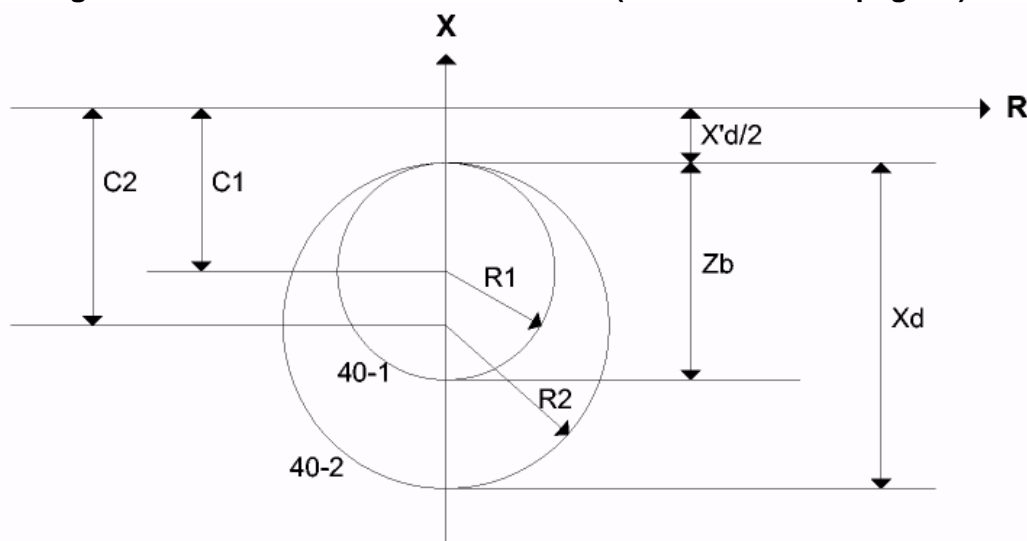
La pérdida de excitación puede ser perjudicial para la máquina y/o causar un daño o lesión en la operación del sistema. Cuando un generador sincrónico pierde excitación, tenderá a actuar como un generador de inducción:

Funcionará por encima de la velocidad normal, operará a una potencia reducida y recibirá su excitación (VARs) del sistema. La impedancia de un relé considerando un generador dependerá de las características de la máquina, el flujo de carga previo a la pérdida de excitación y el tipo de falla en la excitación.

Los estudios indican que la función MHO de la primera zona (40-1) puede fijarse para detectar los casos graves de falla en la excitación con un retardo menor, mientras que en la segunda zona (40-2), pueden fijarse para

detectar todos los casos de falla en la excitación. Para la función 40-2 se requiere un retardo mayor, por cuestiones de seguridad durante las condiciones de oscilación del sistema estable de alimentación.

Fig. 4. V Características de esta función. (Manual del DGP pag 1-7)



CARACTERÍSTICAS MHO PARA LAS FUNCIONES 40-1 Y 40-2

C1	= Centro de 40-1 = $(Z_b + X'd)/2$
R1	= Radio de 40-1 = $Z_b/2$
C2	= Centro de 40-2 = $(X_d + X'd)/2$
R2	= Radio de 40-2 = $X_d/2$
Zb	= Impedancia base de la máquina
X'd	= Reactancia transitoria de la máquina
Xd	= Reactancia sincrónica de la máquina

La función 40-1 detecta la pérdida de excitación en condiciones de carga de alrededor del 30% o superiores; la función 40-2 detecta en todas las condiciones de carga. Sin embargo, algunas condiciones de oscilación en

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

Para nuestros generadores se aplican las siguientes fórmulas:

Y recordando que nuestros generadores tienen:

Reactancia sincrónica no saturada: $X_d = 239\%$

Reactancia saturada transiente: $X_d' = 18\%$

$Z_b \text{ (sec)} = (KV^2_{\text{base}}/MVA_{\text{base}}) \times (\text{relación CT} / \text{relación PT})$

$Z_b \text{ (sec)} = (13,8^2/57,412) \times (600/120) = 16,58 \Omega$

Y recordando que nuestros generadores tienen sus propias reactancias se sacan en el lado del secundario:

Reactancia sincrónica no saturada: $X_d = 239\%$

Reactancia saturada transiente: $X_d' = 18\%$

$X_d' \text{ (sec)} = Z_b \text{ (sec)} \times \%X_d' = 16,58 \times 0,18$

$X_d' \text{ (sec)} = 2,9844 \Omega \text{ (sec)}$

$X_d \text{ (sec)} = Z_b \text{ (sec)} \times \%X_d = 16,58 \times 2,39$

$X_d \text{ (sec)} = 39,63 \Omega \text{ (sec)}$

Se ajusta el 40-1:

$C1 = \text{Centro (center)} = (Z_b + X_d')/2$

$C1 = (16,58 + 2,9844)/2$

$C1 = 9,78 \Omega$

$$R1 = \text{radius (radio)} = Zb/2$$

$$R1 = 16,58/2$$

$$R1 = 8,29 \Omega$$

$$\text{Timer} = 0,06 \text{ seg}$$

Se ajusta el 40-2:

$$C2 = (Xd + Xd')/2$$

$$C2 = (39,63 + 2,9844)/2$$

$$C2 = 21,31 \Omega$$

$$R2 = Xd/2$$

$$R2 = 39,63/2$$

$$R2 = 19,81 \Omega$$

$$\text{Timer} = TL12 = 0,5 \text{ seg}$$

4.1.1.5 DGP FUNCION 32 (POTENCIA INVERSA)

Ante una pérdida total o parcial del motor primario, si la potencia generada es menor que las pérdidas en vacío de la máquina, la potencia real comenzará a fluir hacia el generador.

La potencia inversa puede ser seteada por sobre el rango de 0,5 a 99.9 watt.

Los niveles de potencia inversa de esta función debería ser seteada entre un 30% al 70% de la potencia motriz de la turbina-generador como margen seguro.

Para una aplicación en particular, la potencia motriz mínima del generador debe solicitarse al proveedor de la unidad.

Se aplica la siguiente fórmula para sacar el valor de potencia motriz:

Potencia motriz = W del generador / (relación CT x relación PT)

Potencia motriz = 48.8 MW/ (600x120)

Potencia motriz= 677.78 W.

Según el fabricante se toma el 0,8% de la potencia motriz como margen seguro.

Ahora se fija REV PWR (reverse power) a:

REV PWR= 0,8%x potencia motriz

REV PWR= 0,008x 677.78 W

REV PWR= 5,42 W

Se ajusta el TL1= 10 seg

4.1.1.6 DGP FUNCION 64G (STATOR GROUND)

Esta función consta de dos zonas que se superponen (64G1 y 64G2/27TN) para detectar las fallas a tierra del estator en un sistema de generador de puesta a tierra de alta impedancia. El 64G1 es estándar en todos los

modelos de DGP; sin embargo, la función 64G2/27TN se provee sólo en algunos. En conjunto, las dos zonas cubren el 100% de los devanados del estator.

Normalmente, el neutro del estator del generador tiene un potencial cercano al de la puesta a tierra. Al ocurrir una falla a tierra del estator, habrá un aumento potencial del neutro para todas las fallas excepto para aquellas cercanas al neutro. La función 64G1 utiliza una sobretensión neutra de frecuencia fundamental para cubrir aproximadamente un 95% del devanado del estator, según el ajuste de la tensión de captación.

Alternativamente, la función 64G1 puede utilizarse como detector de conexión a tierra de la barra del generador en un sistema puesto a tierra de alta impedancia o sin conexión a tierra. Para esta aplicación, la entrada VN debe ser una tensión de secuencia cero derivada de la barra del generador, y las funciones 64G2/27TN deben estar deshabilitadas.

El siguiente algoritmo que es para el 64G-1 opera si se cumple la siguiente condición:

VN1 > PICKUP para un tiempo mayor a TL4 segundos en el cual:

VN1 = tensión neutra de la frecuencia fundamental

CAPTACIÓN = 64G-1 calibración captación

TL4 = calibración cronomedidor TL4

El **PICKUP** de 64G-1 debe fijarse con un margen seguro por sobre la tensión más alta (frecuencia fundamental) esperada en el neutro del generador en condiciones operativas normales. El cronómetro TL4 debe fijarse con un margen de seguridad por encima del tiempo más largo de despeje para las fallas del sistema de energía que están fuera de la zona de protección del generador.

Para nuestro generador se toman los valores fijados en el manual:

PICKUP = 5,0 voltios

TL4 = 1 segundo

4.1.1.7 DGP FUNCION 24 (SOBREEXCITACIÓN)

La sobreexcitación puede ser causada por una falla en el regulador, rechazo de la carga o una excesiva excitación cuando el generador está fuera de línea. También puede resultar de la velocidad en disminución mientras el regulador o un operador intentan mantener la tensión nominal del estator. La cantidad de Voltios/Hertz es proporcional al flujo magnético en el generador y en los núcleos del transformador elevador y se utiliza para detectar la condición de sobreexcitación.

La protección contra la sobreexcitación incluye las funciones de disparo (24T) y alarma (24A). La 24T consta de una función inversa y de una función instantánea con retardo. La combinación de estas dos

características permite al ajuste de 24T seguir de cerca la curva de límite de V/Hz del generador y/o transformador elevador. Tanto la 24A como la 24T se computan para cada una de las tensiones trifásicas (ver Tabla 4.1).

FASE	TENSIONES			
FASE → VT →	ABC ESTRELLA	ABC TRIANGULO	ACB ESTRELLA	ACB TRIANGULO
A	VA	VAB	VA	VAB
B	VB	VBC	VB	VBC
C	Vc	VCA	VC	VCA

TENSIONES 24A

TABLA 4. 1 Tensiones trifásicas 24A y 24T

La función 24T puede configurarse para operar diferentes relés de salida para condiciones en las que el generador esté en línea o fuera de línea. Esta función incorpora una opción de reinicialización lineal que puede fijar el usuario para simular el enfriamiento de la máquina. (Manual DGP pág. 1-9).

ALARMA POR SOBREENCITACIÓN (VOLTIOS/HERTZ: 24A)

Esta función tiene el propósito de dar la alarma antes de un disparo 24T, permitiendo al operador realizar una acción correctiva.

La calibración del **PICKUP** debe estar por debajo de la característica nominal continua en Voltios/Hz del generador o transformador elevador, la que sea más baja.

El cronómetro TL6 debe fijarse para minimizar las alarmas que pudieran interferir.

Según el manual se asume un permitido por encima de V/Hz del 10%.

Y se fija:

CAPTACIÓN O PICKUP= 1 + (90% de 10%) por unidad = 1,09 por unidad
y **TL6** = 2 segundos

DISPARO POR SOBREEXCITACIÓN (VOLTIOS/HERTZ: 24T)

Se aplica el siguiente Algoritmo:

$$T1 = \frac{K}{\left(\frac{V/F}{PU \times (V_{NOM}/F_S)}\right)^2 - 1}$$

$$T2 = \frac{K}{\frac{V/F}{PU \times V_{NOM}/F_S} - 1}$$

$$T3 = \frac{K}{\left(\frac{V/F}{PU \times (V_{NOM}/F_S)}\right)^{0.5} - 1}$$

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

Donde:

T1= Tiempo operativo de CURVA #1 (ver anexo 4)

T2 = Tiempo operativo de CURVA #2(ver anexo 5)

T3 = Tiempo operativo de CURVA # 3.

T4 = Tiempo operativo de CURVA # 4: la característica de la curva #4 es de tiempo definido con tiempo operativo igual a K segundos si:

$$\frac{V}{F} > PU \times \frac{V_{NOM}}{F_S}$$

K= Factor tiempo

V_{NOM}= Tensión nominal

F_s= Frecuencia del sistema

PU = Captación V/Hz

1. El algoritmo se procesa por separado para cada fase.
2. Los valores de *V* y *V_{NOM}* se utilizan como tensiones de falla tierra-fase para los VT conectados en estrella. Sin embargo, las tensiones fase -fase se utilizan para los VT conectados en triángulo.

Esta función debe fijarse con un margen de seguridad por debajo de la capacidad de excitación del generador o del transformador elevador, el que sea más bajo.

Para casos generales el manual sigue el criterio tradicional de tiempo operativo de 45 segundos a V/Hz desde 1,1 a 1,18 por unidad. Sin embargo, deben obtenerse las curvas de capacidad de excitación real para el generador y el transformador para sacar una ventaja completa de la característica inversa de esta función.

Entonces los seteos para disparo quedan:

Se escoge **Time Curve Number (tiempo definido) = 4**

Pickup Inverse = 110% Vn

Pickup-inverse1 = 1.1 p.u

Time Factor = 45 seg.

Pickup Inst 2 = 118% Vn

Pickup Inst = 1.18 p.u

Timer = 2 seg.

La calibración **RESET** debe fijarse de modo que coincida con la característica de enfriamiento del equipo protegido (si se la conoce). Si la característica de reinicialización no está disponible, puede utilizarse una calibración dentro del rango de 0 a 50 segundos.

Se seteo

RESET = 10 seg

4.1.1.8 DGP FUNCION 59 (SOBRETENSIÓN)

Esta función consta de una sobretensión de secuencia positiva con una opción de tiempo inverso o definido que puede seleccionar el usuario.

La función de sobretensión puede considerarse como un respaldo a la función Voltios/Hz.

Algunas de las causas posibles de esta condición son una perturbación del sistema o la falla del regulador.

Para esta función se aplica el algoritmo:

$$T1 = \frac{K}{\frac{V_1}{V_{PU}} - 1}$$

T2 = K segundos

T3 = sin retardo intencional

En donde:

T1 = Tiempo operativo **CURVA #1** (ver anexo 7: 59 CARACTERÍSTICAS TIEMPO- TENSIÓN)

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

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

K= Factor tiempo

V1 = Tensión de secuencia positiva (fase-fase)

VPU= Captación de sobretensión (**INV PICKUP**)

VIPU= Captación de sobretensión instantánea (**INST PU**)

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

La gráfica CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN 59 (ANEXO 7) muestra la CURVA #1 para valores seleccionados de K. La curva de cualquier otra calibración de K puede derivarse utilizando el algoritmo antes mencionado. Esta función debe fijarse con un margen de seguridad por debajo de la capacidad de sobretensión del equipo protegido. La función 59 puede ofrecer soporte a la función 24T.

Se setea el 59 usando el criterio similar a 24T excepto con más baja sensibilidad y más tiempo de operación.

Entonces para nuestro generador se fija utilizando la curva 2 como curva característica que es de tiempo definido.

Se aplican las siguientes fórmulas:

$$\mathbf{NOM\ VOLT} = KV/VT_s = 13.8\ KV / (13800/115) = 13800/120 = 115V$$

$$\mathbf{VPU} = 1,1 \times \mathbf{NOM\ VOLT} = 1,1 \times 115V = 126\ \text{voltios}$$

$$\mathbf{TIME\ FACTOR} = K = 1\ \text{seg}$$

4.1.1.9 DGP FUNCION 27 (BAJATENSIÓN)

Esta función consta de una baja tensión de secuencia positiva con una opción de tiempo inverso o definido que puede seleccionar el usuario.

Para esta función se incorpora una característica de reinicialización lineal.

Algoritmo:

$$T1 = \frac{K}{(V_{PU}/V_1) - 1}$$

En donde:

T1= Tiempo de operación para la CURVA #1 (ANEXO 6. 27
CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN)

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

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

VPU = Umbral de la función baja tensión (**PICKUP**).

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

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

En el Anexo 6 la gráfica CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN 27 muestra la CURVA #1 para los valores seleccionados de K.

La curva para cualquier otra calibración K puede derivarse utilizando el algoritmo antes mencionado.

Esta función opcional puede utilizarse para aislar al generador del sistema de servicios en el caso de una condición de baja tensión.

El # de **CURVA**, **PICKUP**, debe fijarse para sobrepasar las caídas de tensión causadas por las fallas normales del sistema de energía.

Para nuestro sistema del generador la función 27 puede fijarse de la siguiente manera:

CURVA # = 2 (Tiempo definido)

CAPTACIÓN = 103 V (< 90% de **NOM VOLT** de 115 V)

TIME FAC = 1,0 segundo

4.1.1.10 DGP FUNCION 81 (BAJA/SOBRE FRECUENCIA)

Esta función ofrece protección contra la sobre y la baja frecuencia, cada una con un retardo ajustable. Se ofrecen dos o cuatro pasos de sobre y baja frecuencia según el modelo. Todas las funciones de frecuencia están supervisadas por un nivel de tensión de secuencia positiva ajustable.

La perturbación de la frecuencia puede ocurrir debido a una falla en el sistema o a un aislamiento de la unidad, o una unidad sin conectar puede operar a una frecuencia anormal debido al mal funcionamiento del control de velocidad.

La calibración **UVCUTOFF** puede fijarse en un 35 a un 99% de la tensión nominal.

Esta calibración puede utilizarse para bloquear la operación de las funciones de frecuencia durante las condiciones de puesta en marcha hasta que se aplique el campo del generador cercano al normal y que se genere la tensión fijada.

PARA BAJA FRECUENCIA: 81-U

Existen dos o cuatro funciones de baja frecuencia incluidas en el DGP, según el modelo. Cada una de las funciones (Calibraciones de **SET PNT**) puede fijarse desde 40,00 a 65,00 Hz, con un retardo de 0,1 a 999,9

segundos para 81-1U y 0,05 a 99,99 segundos para el otro(s). Las calibraciones reales dependerán de las filosofías de protección y operación de cada usuario.

PARA SOBREFRECUENCIA: 81-O

Existen dos o cuatro funciones de baja frecuencia incluidas en el DGP, según el modelo. Cada una de las funciones (Calibraciones de **SET PNT**) puede fijarse desde 45,00 a 79,99 Hz, con un retardo de 0,05 a 99,99 segundos. Las calibraciones reales dependerán de las filosofías de protección y operación de cada usuario.

Tabla.4.II Seteo para los generadores.

UNDER VOLTAGE CUT OFF	80	VOLT
UNDER FREQUENCY 1 81-1U		
ALARM		
PICKUP	58	HZ
TIME DELAY	5	SEC
UNDER FREQUENCY 2 81-2U		
ALARM		
PICKUP	58	HZ
TIME DELAY	5	SEC
OVER FREQUENCY 1 81-1O		
ALARM		
PICKUP	62	HZ
TIME DELAY	3	SEC
OVER FREQUENCY 2 81-2O		
ALARM		
PICKUP	62	HZ
TIME DELAY	3	SEC

4.2 AJUSTES DE LINEAS

La función primaria del relé consiste en 5 zonas de protección de distancia de fase y de tierra. Estos elementos de distancia son optimizados para proveer una buena medida de exactitud con un rápido tiempo de operación, incluso cuando se usa transformadores de voltaje capacitivo, y pueden ser supervisados para detectar oscilaciones de potencia. El relé también provee de elementos de sobrecorriente direccional a tierra, los cuales son comúnmente usados como parte de un overhall del sistema de protección de línea.

D60 puede ser configurado para trabajar con voltajes y Corrientes alimentados por VTs y CTs localizados independientemente uno de otro en todos los lados de las tres fases del transformador de potencia.

El relé compensa acordemente para preservar el alcance y la correcta información de la localización y tipo de falla.

Esta característica permite aplicaciones de protección de respaldo para generadores y transformadores de potencia.

DATOS GENERALES PARA LA LINEA #1 Y LINEA #2:

$$CT = 800/5 = 160$$

$$PT = 69000/115 = 600$$

Del conductor:

$$R = 1,34153\Omega$$

$$X = 6,35883\Omega$$

DATOS GENERALES PARA LA LINEA # 3:

$$CT = 800/5 = 160$$

$$PT = 138000/115 = 1200$$

Del conductor de 31 Km:

$$R = 5,017\Omega$$

$$X = 15,371\Omega$$

DATOS GENERALES PARA LA LINEA # 4:

$$CT = 100/5 = 20$$

$$PT = 138000/115 = 1200$$

Del conductor de Km:

$$R = 13,466\Omega$$

$$X = 39,801\Omega$$

**4.2.1 AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA D60 PARA LT#1 y LT#2
(HACIA SALITRAL)**

FORMULAS:

$$ZL(PRI) = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$ZL(PRI) = \sqrt{(1,34153)^2 + (6,35883)^2}$$

$$ZL (PRI) = 6,4988 \Omega$$

Reflejado en el secundario tenemos:

$$ZL (SEC) = ZL (PRI) \times (\text{RELACION DE CT} / \text{RELACION DE PT})$$

$$ZL (SEC) = 6,4988 \times (160/600)$$

$$ZL (SEC) = 1,733\Omega$$

PHASE DISTANCE Z1:

PHASE REACH= 80% ZL (SEC)

PHASE REACH= $0,80 \times 1,733 = 1,39 \Omega$

ZONA 1 DELAY= 0 segundos (instantáneo)

ZONA 1 GROUND:

GROUND REACH= 80% ZL (SEC)

GROUND REACH= $0,80 \times 1,733 = 1,39 \Omega$

GROUND ZONA 1 DELAY= 0 segundos (instantáneo)

PHASE DISTANCE Z2:

PHASE REACH= 120% ZL (SEC) O PHASE REACH= $ZL + 50\%ZT$

Donde ZT es la menor impedancia de los transformadores adyacentes a la línea

PHASE REACH= $1,2 \times 1,733 = 2,08 \Omega$

ZONA 2 DELAY= 0,3 segundos

ZONA 2 GROUND:

GROUND REACH= 120% ZL (SEC) o

PHASE REACH= $ZL (SEC) + 50\%ZT$

Donde ZT es la menor impedancia de los transformadores de potencia en S/E adyacentes a la línea 1 y 2.

GROUND REACH= $1,2 \times 1,733 = 2,08 \Omega$

GROUND ZONA 2 DELAY= 0,3 segundos

PHASE DISTANCE Z3:

$$\text{PHASE REACH} = Z_L (\text{SEC}) + 80\%Z_T$$

Donde Z_T es la menor impedancia de los transformadores de potencia en S/E adyacentes a la línea.

En este caso para la línea 1 y 2 del lado de 69 Kv sería la S/E de salitral 69Kv la que tiene menor impedancia con dos transformadores en paralelo:

$$\text{TRAFO ATQ} = 150 \text{ MVA}/69 \text{ KV}/138\text{KV}/Z\%=8,46\%$$

$$\text{TRAFO ATR} = 150 \text{ MVA}/230 \text{ KV}/138 \text{ KV}/z\%=8,15\%$$

Ahora se saca impedancia base y luego hallamos la impedancia de los trafos en paralelo del lado del secundario:

$$Z_b = (V_b^2/S_b) = (69^2/150) = 31,74 \Omega$$

$$Z_{\text{TRAFO}} = 0,0846 \times 31,74 \Omega = 2,685 \Omega (\text{PRI})$$

$$Z_{\text{TRAFO1}} \parallel Z_{\text{TRAFO 2}} = Z_{\text{TRAFO}}^2 / (2 \times Z_{\text{TRAFO}})$$

$$Z_{\text{TRAFO1}} \parallel Z_{\text{TRAFO 2}} = (2,685)^2 / (2 \times 2,685) = 1,3425 \Omega (\text{PRI})$$

$$Z(\text{SEC}) = 1,3425 \times (160/600) = 0,358 \Omega (\text{SEC})$$

$$\text{PHASE REACH} = 1,733 + (0,80 \times 0,358) = 2,019 \Omega \text{ (SEC)}$$

$$\text{ZONA 3 DELAY} = 1 \text{ segundo}$$

ZONA 3 GROUND:

$$\text{GROUND REACH} = 1,733 + (0,80 \times 0,358)$$

$$\text{GROUND REACH} = 2,019 \Omega \text{ (SEC)}$$

$$\text{GROUND ZONA 3 DELAY} = 1 \text{ segundo}$$

4.2.2 AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA D60 PARA LT#3 (PASCUALES)

FORMULAS:

$$ZL(\text{PRI}) = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$ZL(\text{PRI}) = \sqrt{(5,017)^2 + (15,371)^2}$$

$$ZL(\text{PRI}) = 16,169 \Omega$$

Reflejado en el secundario tenemos:

$$ZL(\text{SEC}) = ZL(\text{PRI}) \times (\text{RELACION DE CT} / \text{RELACION DE PT})$$

$$ZL(\text{SEC}) = 16,169 \times (160/1200)$$

$$ZL(\text{SEC}) = 2,156 \Omega$$

PHASE DISTANCE Z1:

$$\text{PHASE REACH} = 80\% ZL \text{ (SEC)}$$

$$\text{PHASE REACH} = 0,80 \times 2,156 = 1,725 \Omega$$

$$\text{ZONA 1 DELAY} = 0 \text{ segundos (instantáneo)}$$

ZONA 1 GROUND:

GROUND REACH= 80% ZL(SEC)

GROUND REACH= 0,80x 2,156= 1,725 Ω

GROUND ZONA 1 DELAY= 0 segundos (instantáneo)

PHASE DISTANCE Z2:

PHASE REACH= 120% ZL(SEC) O PHASE REACH= ZL+50%ZT

Donde ZT es la menor impedancia de los transformadores de potencia en S/E adyacentes a la línea.

En este caso para la línea 3 del lado de 138 Kv sería la S/E de PASCUALES 138Kv la que tiene menor impedancia con dos transformadores en paralelo:

TRAFO ATU= 375 MVA/230 KV/138KV/Z%=7.3%

TRAFO ATT= 375 MVA/230 KV/138 KV/z%=7.16%

Ahora se saca impedancia base y luego hallamos la impedancia de los trafos en paralelo del lado del secundario:

$Z_b = (V_b^2/S_b) = (138^2/375) = 50,784 \Omega$

ZTRAFO= 0,0728x50,784 Ω = 3,697 Ω (PRI)

ZTRAFO1 || ZTRAFO 2= ZTRAFO²/(2x ZTRAFO)

$$Z_{\text{TRAFO1}} \parallel Z_{\text{TRAFO 2}} = (3,697)^2 / (2 \times 3,697) = 1,848 \, \Omega \text{ (PRI)}$$

$$Z \text{ (SEC)} = 1,848 \times (160/1200) = 0,246 \, \Omega \text{ (SEC)}$$

$$\text{PHASE REACH} = 2,156 + (0,50 \times 0,246) = 2,279 \, \Omega \text{ (SEC)}$$

ZONA 2 DELAY= 0,3 segundos

ZONA 2 GROUND:

$$\text{GROUND REACH} = Z_L \text{ (SEC)} + 50\%Z_T$$

$$\text{GROUND REACH} = 2,156 + (0,50 \times 0,246) = 2,279 \, \Omega \text{ (SEC)}$$

ZONA 2 DELAY= 0,3 segundos

PHASE DISTANCE Z3:

$$\text{PHASE REACH} = Z_L \text{ (SEC)} + 80\%Z_T$$

Donde Z_T es la menor impedancia de los transformadores de potencia en S/E adyacentes a la línea.

$$\text{TRAFO ATQ} = 150 \text{ MVA}/69 \text{ KV}/138 \text{KV}/Z\% = 8,46\%$$

$$\text{TRAFO ATR} = 150 \text{ MVA}/230 \text{ KV}/138 \text{ KV}/z\% = 8,15\%$$

Para hallar la impedancia equivalente se halla la impedancia base y luego hallamos la impedancia de los trafos en paralelo del lado del secundario:

$$Z_b = (V_b^2 / S_b) = (138^2 / 375) = 50,784 \, \Omega$$

$$Z_{\text{TRAFO}} = 0,0728 \times 50,784 \Omega = 3,697 \Omega \text{ (PRI)}$$

$$Z_{\text{TRAFO1}} \parallel Z_{\text{TRAFO2}} = Z_{\text{TRAFO}}^2 / (2 \times Z_{\text{TRAFO}})$$

$$Z_{\text{TRAFO1}} \parallel Z_{\text{TRAFO2}} = (3,697)^2 / (2 \times 3,697) = 1,848 \Omega \text{ (PRI)}$$

$$Z \text{ (SEC)} = 1,848 \times (160/1200) = 0,246 \Omega \text{ (SEC)}$$

$$\text{PHASE REACH} = 2,156 + (0,80 \times 0,246) = 2,353 \Omega \text{ (SEC)}$$

ZONA 3 DELAY = 1 segundo

ZONA 3 GROUND:

$$\text{GROUND REACH} = 2,156 + (0,80 \times 0,246)$$

$$\text{GROUND REACH} = 2,353 \Omega \text{ (SEC)}$$

GROUND ZONA 3 DELAY = 1 Segundo

4.2.3 AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA D30 PARA LT#4(POSORJA)

FORMULAS:

$$Z_L(\text{PRI}) = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$Z_L(\text{PRI}) = \sqrt{((13,466)^2 + (39,801)^2)}$$

$$Z_L(\text{PRI}) = 42,018 \Omega$$

Reflejado en el secundario tenemos:

$$Z_L(\text{SEC}) = Z_L(\text{PRI}) \times (\text{RELACION DE CT} / \text{RELACION DE PT})$$

$$Z_L(\text{SEC}) = 42,017 \times (20/1200)$$

$$Z_L(\text{SEC}) = 0,70 \Omega$$

PHASE DISTANCE Z1:

$$\text{PHASE REACH} = 80\% Z_L(\text{SEC})$$

$$\text{PHASE REACH} = 0,80 \times 0,70 = 0,56 \Omega$$

ZONA 1 DELAY= 0 segundos (instantáneo)

ZONA 1 GROUND:

GROUND REACH= 80% ZL (SEC)

GROUND REACH= $0,80 \times 0,70 = 0,56 \Omega$

GROUND ZONA 1 DELAY= 0 segundos (instantáneo)

PHASE DISTANCE Z2:

PHASE REACH= 120% ZL (SEC)

PHASE REACH= $1,2 \times 0,70 = 0,84 \Omega$ (SEC)

ZONA 2 DELAY= 0,3 segundos

ZONA 2 GROUND:

GROUND REACH= 120% ZL (SEC)

GROUND REACH= $1,2 \times 0,70 = 0,84 \Omega$ (SEC)

GROUND ZONA 2 DELAY= 0,3 segundos

PHASE DISTANCE Z3:

En este caso tenemos dos ecuaciones:

(1) PHASE REACH= ZL (SEC) + 80%ZT

Donde ZT es la menor impedancia de los transformadores de potencia en S/E adyacentes a la línea.

Y (2) PHASE REACH= ZL (SEC) + Zc

Donde Zc es la impedancia de la línea adyacente más larga.

Y para este caso se toma la segunda expresión ya que no hay transformadores de potencia a la línea y se tomará la impedancia de la línea que va desde la S/E las juntas hacia Sta. Elena que es un tramo de 60 km y su impedancia corresponde a:

$$ZC(PRI) = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$ZC(PRI) = \sqrt{(9,695)^2 + (28,655)^2}$$

$$ZC (PRI) = 30,250 \Omega$$

Reflejado en el secundario tenemos:

$$ZL (SEC) = ZL (PRI) \times (\text{RELACION DE CT} / \text{RELACION DE PT})$$

$$Zc (SEC) = 30,25 \times (20/1200) = 0,504 \Omega (SEC)$$

$$\text{PHASE REACH} = 0,70 + 0,504 = 1,2 \Omega$$

$$\text{ZONA 3 DELAY} = 1 \text{ segundo}$$

ZONA 3 GROUND:

$$\text{GROUND REACH} = 0,70 + 0,504 = 1,2 \Omega$$

$$\text{GROUND ZONA 3 DELAY} = 1 \text{ Segundo.}$$

4.3 AJUSTES DE BARRAS

4.3.1 AJUSTE DEL RELÉ B90 PARA BARRA A (69 KV)

DATOS GENERALES

CTs 52G1, 52G2, 52TAP, 52 CDG, 52LT#1, 52LT#2, 52LTIC= 600/5A

PTs barra A= 69000/115V

A causa de la elevada magnitud de las corrientes que se producen durante fallas en barras, los transformadores de corriente pueden saturarse y ocasionar una falsa desconexión durante las fallas externas. La posibilidad de saturación de ca y cd durante las fallas obliga a que los transformadores de corriente, utilizados para la protección diferencial de barra, sean

precisos y de la mejor calidad posible. También los transformadores de corriente deben acoplarse para tener relaciones y características similares.

Este relé ofrece las siguientes características de protección y control:

- Protección diferencial de barra multizona (dos principios de protección independientes de la tensión y tiempo de disparo inferior a un ciclo).
- Protección de fallo de interruptor.
- Detección de problemas en transformadores de corriente.
- Sobre intensidad instantánea y temporizada.
- Protección de zona muerta
- Supervisión de tensión

Las funciones utilizadas en este relé son:

DIF PICKUP: [ARRANQUE DIFERENCIAL DE ZONA DE BARRAS 1]

Este ajuste define la corriente diferencial mínima requerida para el funcionamiento del elemento de protección diferencial de barras polarizado.

Este ajuste se selecciona a partir de la magnitud máxima de la corriente diferencial que podría verse en condiciones en las que no haya carga.

Este ajuste impide la operación indebida en la situación en la que la barra transporta poca potencia y la señal de restricción es demasiado débil para proporcionar suficiente polarización en la zona de la primera pendiente de la característica del diferencial.

Así mismo este ajuste se puede fijar por encima del nivel de carga máximo para garantizar la seguridad en condiciones de problemas del CT. Sin embargo, la supervisión de la tensión o la existencia de una zona de comprobación son mejores alternativas.

DIF LOW SLOPE [PENDIENTE BAJA DEL DIFERENCIAL DE ZONA DE BARRAS 1]

Este ajuste define el porcentaje de polarización para las corrientes restringidas, desde cero hasta el punto de interrupción más bajo (LOW BPNT) [PUNTO DE INTERRUPCIÓN BAJO].

Este ajuste determina la sensibilidad del relé en relación a fallos internos de corriente baja. El valor elegido deberá ser lo suficientemente alto para acomodar la corriente diferencial resultante de la imprecisión de los CT que funcionan en modo lineal, es decir, en condiciones de carga y durante los fallos externos distantes.

Al fijar este ajuste debe tener presente que la señal de restricción utilizada por el elemento de protección diferencial de barras polarizadas se crea como el valor máximo de todas las corrientes de entrada.

DIF LOW BPNT [PUNTO DE INTERRUPCIÓN BAJO DEL DIFERENCIAL DE BARRAS ZONA 1]:

Este ajuste define el punto de interrupción más bajo de la característica de funcionamiento de doble pendiente.

El porcentaje de polarización aplicado para la corriente restringida de cero hasta el valor especificado como LOW BPNT [PUNTO DE INTERRUPCIÓN BAJO] se proporciona a través del ajuste LOW SLOPE [PENDIENTE BAJA]. Este ajuste se debe ajustar por encima del valor máximo de corriente de carga.

El LOW BPNT [PUNTO DE INTERRUPCIÓN BAJO] puede desplazarse hasta la corriente de CA que todos los CT transforman con seguridad sin saturación. Esto incluye el efecto del magnetismo residual.

Al fijar este ajuste debe tener presente que la señal de restricción se crea como el valor máximo de todas las corrientes de entrada.

DIF HIGH SLOPE [PENDIENTE ALTA DEL DIFERENCIAL DE ZONA DE BARRAS 1]

Este ajuste define el porcentaje de polarización para las corrientes restringidas, por encima del punto de interrupción alto (HIGH BPNT) [PUNTO DE INTERRUPCIÓN ALTO].

Este ajuste afecta la estabilidad del relé para fallos externos graves. Tradicionalmente, el valor elegido para este ajuste debería ser lo suficientemente alto para acomodar la corriente diferencial derivada de la saturación de los CT durante los fallos externos graves. Este requisito puede ser considerablemente suave en beneficio de la sensibilidad y la velocidad de funcionamiento, ya que el relé detecta la saturación del CT y después aplica el principio direccional para evitar fallos en el funcionamiento.

Al fijar este ajuste debe tener presente que la señal de restricción se crea como el valor máximo de todas las corrientes de entrada.

DIF HIGH BPNT [PUNTO DE INTERRUPCIÓN ALTO DEL DIFERENCIAL DE BARRAS DE ZONA 1]:

Este ajuste define el punto de interrupción más alto de la característica de funcionamiento de doble pendiente. El porcentaje de polarización aplicado para la corriente restringida por encima del valor especificado como HIGH BPNT [PUNTO DE INTERRUPCIÓN ALTO] se proporciona a través del ajuste HIGH SLOPE [PENDIENTE ALTA].

El ajuste HIGH BPNT [PUNTO DE INTERRUPCIÓN ALTO] se debe fijar por debajo de la corriente mínima de CA que pueda saturar la alimentación del CT más débil del relé.

Al fijar este ajuste debe tener presente que la señal de restricción se crea como el valor máximo de todas las corrientes de entrada.

La característica del elemento de protección diferencial de barras polarizadas de funcionamiento en doble pendiente está conformada para garantizar el porcentaje real de polarización para corrientes de restricción alta.

Esto significa que la línea recta que define la pendiente superior concurre a través del origen del plano de restricción diferencial y la discontinuidad aparece entre las zonas de pendiente baja y alta (entre el LOW BPNT

[PUNTO DE INTERRUPCIÓN BAJO] y el HIGH BPNT [PUNTO DE INTERRUPCIÓN ALTO]).

Esta discontinuidad se trata a través del límite de aproximación de funcionamiento/ no funcionamiento de la característica utilizando una determinada función de "pegado". Esto garantiza que exista una transición suave de la pendiente desde LOW SLOPE [PENDIENTE BAJA] (valor más bajo) hasta HIGH SLOPE [PENDIENTE ALTA] (valor más alto).

Los siguientes parámetros de la característica de funcionamiento polarizado son utilizados por el detector de saturación: LOW SLOPE [PENDIENTE BAJA], HIGH SLOPE [PENDIENTE ALTA] y HIGH BPNT [PUNTO DE INTERRUPCIÓN ALTO].

El detector de saturación utiliza estos ajustes para detectar relaciones específicas entre las intensidades diferenciales y de restricción. Los valores de estos ajustes deben seleccionarse según los criterios arriba mencionados en relación al tipo de protección diferencial de barras.

DIF HIGH SET [AJUSTE ALTO DEL DIFERENCIAL DE BARRAS DE ZONA 1]: Este ajuste define la corriente diferencial mínima requerida para el funcionamiento de la protección diferencial de barras no polarizada.

Este ajuste se selecciona según la magnitud máxima de la corriente diferencial que podría ocurrir durante los fallos externos graves y que provoca la saturación profunda del CT.

Al seleccionar este ajuste, tenga presente que la función de protección diferencial de barras no polarizada utiliza el algoritmo de medición Fourier de ciclo completo y lo aplica a las muestras prefiltradas de las corrientes de entrada. Como resultado, los errores de medición de transitorios, incluyendo el efecto del componente de CC se encuentran por debajo del 2%. Durante la saturación profunda del CT cuando las corrientes se encuentran gravemente distorsionadas, la magnitud de la corriente diferencial medida por el relé y utilizada por la función diferencial de barras polarizadas es significativamente más baja que los valores más altos de la onda y que el valor RMS real. La magnitud medida prácticamente refleja sólo la frecuencia de la red eléctrica. Esto permite que existan valores menores del ajuste HIGH SET [AJUSTE ALTO].

A continuación los valores designados para estas funciones son los siguientes (revisar pág. 142 del manual)

Tabla. 4. III Ajuste de Relé B90 para barra A (69 KV)

CT PRIMARY	600	AMPS
CT SECONDARY	5	AMPS
VT RATIO	606.17/1	N/A
DIFF PICKUP	0.1	PU
LOW SLOPE	25	%
LOW BPTNT	4.38	PU
HIGH SLOPE	60	%
HIGH BPTNT	21.9	PU
HIGH SET	2	PU

4.3.2 AJUSTE DEL RELÉ B30 PARA BARRA B (138 KV)

Datos Generales.

CTs 52HTIC, 52LT#3, 52LT#4, 52G3, 52G4= 1200/5A

PTs barra B= 138000/115V

El B30 provee seguridad, protección de barra de baja impedancia para una sola barra con por lo menos 6 alimentadores.

Es ideal en aplicaciones donde esquemas de alta impedancia fueron usados.

El B30 viene con características avanzadas como la falla de breaker, detección de fallas de CTs, supervisión de bajo voltaje, y replica de barra dinámica.

Las características de las funciones presentes en la tabla son las mismas del relé B90 y los valores seteados para la barra B son:

CT PRIMARY	1200	AMPS
CT SECONDARY	5	AMPS
VT RATIO	700/1	N/A
DIFF PICKUP	0.1	PU
LOW SLOPE	25	%
LOW BPTNT	7.83	PU
HIGH SLOPE	60	%
HIGH BPTNT	30	PU
HIGH SET	2	PU

Tabla. 4. IV Valores para las funciones del Relé B30 para la barra B

4.4 AJUSTES DE TRANSFORMADORES

4.4.1 AJUSTE DEL RELÉ T60 PARA TRAF0 TE1, TE2, TE4

DATOS GENERALES DE TRANSFORMADORES

Tabla.4.V Datos generales de los transformadores TE1, TE2, TE3.

TRAFO	P(MVA)	VOLT EN ALTA(KV)	VOLT EN BAJA(KV)	Z Traf en base a su Pnom	Z Traf en base 100MVA	Inom(A)
TE 1	64	67	13,8	14,52	0,213913437	551,5/2677,6
TE 2	84	67,8	13,8	8,064	0,092689905	716/3518
TE 4	56	138	13,8	18,1066	0,323332143	234/2343

TC lado de alta= $600/5=120$

TC lado de baja= $3000/5= 600$

PT= $69000/115= 600$ conexión Y

PHASE= ACB

CONNECTION TRAF0= ALTA: Y BAJA: Δ

FUNCION 87T PERCENT DIFFERENTIAL:

Las funciones utilizadas en este relé son:

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 fabrica es de 0.1 p.u).

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 último puede ser tan alto como 80% del flujo nominal, reduciendo efectivamente la capacidad 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 grupo de TCs se satura pero el otro 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.

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. 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.

FUNCION INSTANTANEOUS DIFFERENTIAL:

El elemento diferencial instantáneo actúa como un elemento instantáneo 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).

Se ajustan las funciones para el relé:

Tabla.4.VI SETEOS DEL RELE T60 TE1

PERCENT DIFFERENTIAL 87T		
PICKUP	0.2	PU
SLOPE 1	40	%
BREAK 1	2	PU
BREAK 2	8	PU
SLOPE 2	98	%
INRUSH INHIBIT FUNCTION	TRAD. 2ND	N/A
INRUSH INHIBIT MODE	AVERAGE	N/A
INRUSH INHIBIT LEVEL	20	%
INSTANTANEOUS DIFFERENTIAL		
PICKUP	5.0	PU
PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT		
BAJA		
PICKUP	10.71	PU
CURVE	0,11	N/A
NEUTRAL TIME OVERCURRENT		
BAJA		
PICKUP	0.092	PU
CURVE	IAC VERY INV	N/A
TD MULT	3	N/A

Los cálculos para el TRANSFORMADOR **TE1** son:

Para **PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT:**

$INRUSH = 10X I \text{ nominal} = 10 \times 551,5 \text{ A} = 5515 \text{ A}$

$I_{pickup} = 1,25 \times INRUSH = 1,25 \times 5515 \text{ A} = 6893,75$

En el lado de baja:

$I_{pickup \text{ en baja}} = 6893,75 \times (5/600) = 57,44 \text{ A en secundario}$

$I \text{ pickup en por unidad} = 57,44/5 = 11,48 \text{ p.u}$

DELAY= 0, 11 seg

Para **NEUTRAL TIME OVERCURRENT:**

$I_{pickup} = 0, 1 \times I \text{ nominal} =$

$I_{pickup} = 0,1 \times 551,5 \text{ A} \times (5/600) = 0,46 \text{ A en secundario}$

$I \text{ pickup en por unidad} = 0,46/5 = 0,092 \text{ p.u en baja}$

TDS= 3

Tabla.4.V I I. SETEOS DEL RELE T60, TE2

PERCENT DIFFERENTIAL 87T		
PICKUP	0.2	PU
SLOPE 1	40	%
BREAK 1	2	PU
BREAK 2	8	PU
SLOPE 2	98	%
INRUSH INHIBIT FUNCTION	TRAD. 2ND	N/A
INRUSH INHIBIT MODE	AVERAGE	N/A
INRUSH INHIBIT LEVEL	20	%
INSTANTANEOUS DIFFERENTIAL		
PICKUP	5.0	PU
PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT		
BAJA		
PICKUP	14,9	PU
CURVE	0,11	N/A
NEUTRAL TIME OVERCURRENT		
BAJA		
PICKUP	0.117	PU
CURVE	IAC VERY INV	N/A
TD MULT	3	N/A

Los cálculos para el TRANSFORMADOR **TE 2** son:

Para **PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT**:

$INRUSH = 10X I \text{ nominal} = 10 \times 716 \text{ A} = 7160 \text{ A}$

$I_{pickup} = 1,25 \times INRUSH = 1,25 \times 7160 \text{ A} = 8950 \text{ A}$

En el lado de baja:

$I_{pickup \text{ en baja}} = 8950 \times (5/600) = 74,58 \text{ A en secundario}$

$I \text{ pickup en por unidad} = 74,58/5 = 14,92 \text{ p.u}$

DELAY= 0, 11 seg

Para **NEUTRAL TIME OVERCURRENT**:

$I_{pickup} = 0,1 \times I_{nominal} =$

$I_{pickup} = 0,1 \times 716 \text{ A} \times (5/600) = 0,596 \text{ A en secundario}$

$I_{pickup \text{ en por unidad}} = 0,596/5 = 0,119 \text{ p.u en baja}$

TDS= 3

Tabla.4.V III DEL RELE T60 TE4

PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT		
BAJA		
PICKUP	4,87	PU
CURVE	0,11	N/A
NEUTRAL TIME OVERCURRENT		
BAJA		
PICKUP	0.039	PU
CURVE	IAC VERY INV	N/A
TD MULT	3	N/A

Los cálculos para el TRANSFORMADOR **TE4** son:

Para **PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT**:

$INRUSH = 10X I_{nominal} = 10 \times 234 \text{ A} = 2340 \text{ A}$

$I_{pickup} = 1,25 \times INRUSH = 1,25 \times 2340 \text{ A} = 2925 \text{ A}$

En el lado de baja:

$I_{pickup \text{ en baja}} = 2925 \times (5/600) = 24,37 \text{ A en secundario}$

$I_{pickup \text{ en por unidad}} = 24,37/5 = 4,87 \text{ p.u}$

DELAY= 0, 11 seg

Para **NEUTRAL TIME OVERCURRENT**:

$I_{pickup} = 0,1 \times Nominal =$

$I_{pickup} = 0,1 \times 234 \text{ A} \times (5/600) = 0,195 \text{ A}$ en secundario

I_{pickup} en pu en baja = $0,195/5 = 0,039$ pu en baja

TDS= 3

4.4.2 AJUSTE DEL RELÉ DTP PARA TRAF0 TE 3

DATOS GENERALES

Tabla.4.IX Datos generales del transformador TE3.

TRAF0	P(MVA)	VOLT EN ALTA (KV)	VOLT EN BAJA (KV)	Z TRAF0 EN BASE A SU PNOM	ZTRAF0 EN BASE 100 MVA	CT(FASE Y TIERRA)
TE 3	56	138	13,8	18,1066	0,323332143	600/5

Las funciones utilizadas en este relé son:

PERCENTAGE RESTRAINT SETTING

El porcentaje de restricción K1 apropiado es determinado por la suma de:

- El máximo rango del intercambiador de Tap, en porcentaje.
- El máximo error de desajuste de los taps del relé, en porcentaje.

En general, si el error total no excede al 20% se usa una restricción del 25%.

Entonces el porcentaje de restricción del relé DTP puede ser ajustado en pasos de 0,1%, y así tener un seteo más preciso para seleccionar.

PERCENTAGE RESTRAINT CHECKING

- Restricción de armónicos deshabilitado, y la función diferencial habilitado.
- Seteo de sensibilidad a 0.3, y porcentaje de restricción a 50%.
- Incrementar la corriente en el primario, y chequear que este se dispare cuando la corriente diferencial sea igual o mayor que $0.3 + 2.00 \times 0.5 = 1.30$.

HARMONIC RESTRAINT

La restricción del primer armónico permite al relé distinguir entre fallas y Corrientes de interrupción de transformadores.

La restricción de armónico total es el valor en RMS. Este valor RMS es igual a la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados del Segundo y quinto armónico.

$$I_h = \sqrt{(I_2^2/A_2^2 + I_5^2/A_5^2)}$$

Donde:

I_h = total de la restricción de corriente de armónico.

I_2 = corriente de Segundo armónico.

A_2 = porcentaje de restricción del Segundo armónico

I_5 = corriente del quinto armónico.

A_5 = porcentaje de restricción del quinto armónico.

HARMONIC RESTRAINT CHECKING

- Restricción de armónico habilitado, y la función diferencial.
- Setear la sensibilidad a 0.3, porcentaje de restricción al 50%, y restricción de armónico al 20%.
- Aplicar al primario una corriente de Segundo armónico de 0,5 amp.
- Incrementar la corriente en el primario, y chequear que este se dispare cuando la corriente diferencial es igual o mayor a $0.3 + 2.00 \times 0.5 + 0.5 / 0.2 = 3.8$

INSTANTANEOUS FUNCTION CHECKING

- La restricción de armónicos deshabilitado junto con la función diferencial y la función instantánea habilitado.
- Setear la función instantánea a 4 veces el tap.
- Aplicar corriente a él primario, y chequear que se dispare cuando la corriente diferencial alcance el valor seteado.

Chequear que este se dispare con un margen de error de al menos 5% para diferentes corrientes diferenciales y diferentes seteos de función instantánea.

Tabla.4.X. Seteo en relé DTP

FREQUENCY	60	HZ
RELAY NOMINAL CURRENT ALTA	5	AMPS
RELAY NOMINAL CURRENT BAJA	5	AMPS
COMPENSATION	INTERNAL	N/A
1ST WIND TAP [X In]	0,8	AMPS
2ND WIND TAP [X In]	0.8	AMPS
1ST WIND CONN	Y	N/A
2ND WIND CONN	DELTA	N/A
SENSITIVITY [X TAP]	0.3	N/A
PERCENT RESTRAINT	30	%
HARMONICS RESTRAINT	20	%
INSTANTANEOUS CURRENT [XTAP]	8	AMPS

4.4.3 AJUSTE DEL RELÉ GE 745 PARA TRAF0 TIC

DATOS GENERALES PARA EL TRANSFORMADOR

Tabla.4.XI. Datos generales del Transformador TIC.

TRAFO	P(MVA)	VOLT EN ALTA(KV)	VOLT EN BAJA(KV)	Z TRAFO EN BASE A SU PNOM	ZTRAFO EN BASE 100MVA	TC (FASE Y TIERRA)
TIC	112	138,4	72,6	13,527	0,121477956	600/5

PERCENT DIFFERENTIAL ELEMENTS

El propósito principal de la característica del porcentaje de la pendiente del elemento diferencial es de prevenir la mal operación a causa de desbalances entre CTs durante fallas externas.

Estos desbalances traen como resultado los siguientes factores:

- Desajuste del radio de CT
- Cambios de tap bajo carga que resultan en un desajuste dinámico de CT.

- Error de exactitud en CT.
- Saturación de CT.

PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP:

Se requiere la mínima corriente diferencial para operación. Este se escoge basado en la corriente diferencial que podría parecer bajo condiciones normales de operación.

PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1:

El seteo de slope 1 es aplicable para restricción de corrientes desde cero hasta el punto break point, y define el radio de la restricción de corriente diferencial con el elemento que operará.

Este es seteadado para asegurar la sensibilidad de fallas internas en niveles de corriente de operación normal.

El criterio para setear SLOPE 1 son:

- Para permitir el desajuste cuando se opere en el límite del rango del cambiador de tap del transformador con carga.
- Para acomodar los errores en CT.

PERCENT DIFFERENTIAL BREAKPOINT:

Este es el punto de transición entre las pendientes 1 y 2, en términos de restricción de corriente, en unidades de corriente nominal en el relé. Setear el Break point justo encima del nivel máximo de corriente de operación del

transformador entre el rango de la corriente máxima cuando es enfriamiento forzado y el máximo nivel de corriente de sobrecarga de emergencia.

PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 2:

Este seteo es aplicable para restricciones de corrientes por encima del break point y es seteada para asegurar la estabilidad bajo fuertes condiciones de falla, el cual podría dar lugar a corrientes diferenciales altas como un resultado de la saturación de CT.

El diferencial de corriente no siempre es el mejor cuando está al 100% de restricción.

Por lo tanto es mejor que el seteo de Slope 2 debería ser menos del 98%.

HARMONIC INHIBIT

Este es el porcentaje del diferencial del elemento en una fase en particular, si el segundo armónico de la misma fase excede el setpoint de HARMONIC INHIBIT LEVEL.

Con parámetros de Harmonic inhibit seteo el "2nd + 5th", la suma RMS de los componentes del 2nd and 5th es comparado con el nivel de seteo de los setting. Habiendo habilitado el promedio de Harmonic, las tres fases son inhibidas si el promedio de las tres fases de armónicos excede el nivel de setting.

HARMONIC INHIBIT PARAMETERS:

Seleccione "2nd" para comparar solo la corriente del 2nd harmonic con HARMONIC INHIBIT LEVEL.

Seleccione "2nd + 5th" para usar la suma RMS de los componentes del 2nd and 5th harmonic.

Para la mayoría de transformadores, la corriente del 2nd harmonic sola podría exceder el 20% durante la energización y el valor de "2nd" es suficiente para inhibir el elemento diferencial para la corriente de interrupción.

HARMONIC INHIBIT LEVEL:

Ingresar el nivel de corriente de armónicos (2nd or 2nd+5th) por encima del porcentaje del elemento diferencial que será inhibido para operación.

Para la mayoría de aplicaciones, este nivel debe ser seteado al 20%.

Tabla.4.XII. Seteos en Relé GE 745

FREQUENCY	60	HZ
PHASE SEQUENCE	ABC	N/A
TRANSFORMER TYPE	Y/y0	N/A
W1 VOLTAGE	138	KV
W1 RATED LOAD	100	MVA
W1 PHASE CT PRIMARY	600/5	N/A
W1 GROUND CT PRIMARY	1200/5	N/A
W2 VOLTAGE	69	KV
W2 RATED LOAD	100	MVA
W2 PHASE CT PRIMARY	1200/5	N/A
W2 GROUND CT PRIMARY	1200/5	N/A
PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP	0.22xCT	AMPS
PERCENT DIFF SLOPE 1	20	%
PERCENT DIFF BREAK POINT	1.5xCT	
PERCENT DIFF SLOPE 2	95	%
HARMONIC INHIBIT PARAMETERS	2ND	N/A
HARMONIC INHIBIT LEVEL	20	%
INSTANTANEOUS DIFF PICKUP	8xCT	AMPS

4.5 Conclusiones con Respecto a las Protecciones.

Luego de este análisis podemos coordinar para las curvas del 51V del generador las restricciones de voltaje entre 30% y 75% que cumplen que para el caso de falla, el relé T60 actúe primero dando una protección al transformador lo cual aísla el generador y en caso de que no actúe dicho relé por falla o por algún otro motivo entrará a operar el del generador para aislarlo rápidamente.

Se recomienda que en la coordinación entre las curvas del 51V del generador y el T60 del transformador exista un intervalo de separación

entre 0,15 y 0,2 seg entre curvas. Los mismos cálculos se aplicarán para los generadores 2,3 y 4.

Para la mayoría de los valores seteados en las protecciones se toman consideraciones aplicadas en los respectivos manuales de cada uno.

Según los resultados obtenidos podemos concluir que las protecciones han sido ajustadas correctamente para proteger cada uno de los elementos de la subestación Electroquil en caso de fallas de corto circuito y demás anomalías que se pueden presentar en el sistema.

CONCLUSIONES

Capítulo 2.

En base al estudio de flujo de carga se puede concluir que las líneas y transformadores están por debajo de su carga nominal y están capacitados para soportar un aumento de carga o en casos que se produzcan contingencias.

MAXIMOS Y MINIMOS PORCENTAJES DE CARGAS EN BARRAS

Tabla N.- 2.XII Datos Máximos y Mínimos porcentajes en barras

Nº	Desde Barra	Hasta Barra	MVA	MVA nominal	% de MVA Limit (Max)	Perdida (MW)	Perdida (MVAR)
1	PASCUALES 230	TRINITARIA 230	49,3	353	14,6	0,09	0,69
3	SALITRAL 138	TRINITARIA 138	7,1	160	84,6	0	8,71
5	PASCUALES 138	ELECTROQUIL 138	45,5	113	18,2	0,31	0,9
7	SALITRAL 138	PASCUALES 138	74,5	56	88,1	0	7,88
8	ELECTROQUIL 138	POSORJA 138	20,6	150	46,6	0	2,84
13	SALITRAL 69	ELECTROQUIL 69	41,7	70	66	0,61	2,9
14	SALITRAL 69	ELECTROQUIL 69	41,7	70	66	0,61	2,9

Las líneas más cargadas cerca de la subestación de Electroquil son las que van desde Electroquil 69 KV a Salitral de 69KV, que están al 66% de su capacidad de transmisión pero a nivel de 138 Kv con la línea de salitral a trinitaria tenemos un 84,6% de su capacidad y la de salitral a pascuales 138 con 88,1% que son porcentajes significativos que deben ser considerados en casos de contingencias.

Y la que se encuentra trabajando a su menor capacidad es la línea que va desde Trinitaria a pascuales 230 kv con un porcentaje de 14,6 % de su capacidad de transmisión y la que le sigue es la de Electroquil a pascuales 138 Kv con 18,2% de su capacidad por lo que se espera que sean capaces de aguantar cualquier tipo de contingencia.

En los voltajes de barra podemos observar que la regulación de voltaje está dentro de los parámetros permitidos. **Tabla N.- 2.XIII** Voltaje en barras

Anexo 1

Capitulo 3.

Comparando los casos vistos tenemos corrientes de falla más altas en la simulación de corto circuito de falla línea a tierra. Por ejemplo en la fase A desde la barra de Electroquil 69 Kv hacia la barra de generador 2 EQL tenemos una aportación de 18526,04 A que es la mayor a todas.

Desde la Barra	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra	A la Barra (Nombre)	Corriente A la Fase A	Corriente A la Fase B	Corriente A la Fase C
24	SALITRAL 69	25	A. SANTOS 69	2520,45	881,57	1326,7
24	SALITRAL 69	32	TINAJERO 69	1461,65	1996,78	1853,94
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	3504,05	905	240,05
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	3504,05	905	240,05
39	ELECTROQUIL 69	40	G1 EQL	11966	3738,09	749,99
39	ELECTROQUIL 69	41	G2 EQL	18526,04	5528,43	1909,97

Para falla trifásica la mayor corriente de corto circuito que se obtuvo es en la barra de Electroquil 69 Kv hacia la barra del generador 2 EQL con una aportación de 15676,24 A en las tres fases ya que la falla es balanceada.

Desde la Barra #	Desde la Barra (Nombre)	A la Barra #	A la Barra (Nombre)	Corriente A la Fase A	Corriente A la Fase B	Corriente A la Fase C
24	SALITRAL 69	25	A. SANTOS 69	2805,1	2805,1	2805,1
24	SALITRAL 69	32	TINAJERO 69	1278,74	1278,74	1278,74
24	SALITRAL 69	35	GONZALO ZEVALLOS 69	1183,61	1183,61	1183,61
24	SALITRAL 69	35	GONZALO ZEVALLOS 69	1183,61	1183,61	1183,61
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	4319,86	4319,86	4319,86
24	SALITRAL 69	39	ELECTROQUIL 69	4319,86	4319,86	4319,86
39	ELECTROQUIL 69	40	G1 EQL	10784,4	10784,4	10784,4
39	ELECTROQUIL 69	41	G2 EQL	15676,24	15676,24	15676,24

En conclusión para efectos de cálculo se tomará en cuenta la corriente de falla más alta para los cálculos de las protecciones.

Capítulo 4.

Luego de este análisis de falla podemos coordinar para las curvas del 51V del generador las restricciones de voltaje entre 30% y 75% que cumplen que para el caso de falla, el relé T60 actúe primero dando una protección al transformador lo cual aísla el generador y en caso de que no actúe dicho relé por falla o por algún otro motivo entrará a operar el del generador para aislarlo rápidamente.

Se recomienda que en la coordinación entre las curvas del 51V del generador y el T60 del transformador exista un intervalo de separación entre 0,15 y 0,2 seg entre curvas. Los mismos cálculos se aplicarán para los generadores 2,3 y 4.

Para la mayoría de los valores seteados en las protecciones se toman

consideraciones aplicadas en los respectivos manuales de cada uno.

Según los resultados obtenidos podemos concluir que las protecciones han sido ajustadas correctamente para proteger cada uno de los elementos de la subestación Electroquil en caso de fallas de corto circuito y demás anomalías que se pueden presentar en el sistema.

BIBLIOGRAFIA

- [1] General Electric Industrial Systems, DGP Digital Generator Protection Relay, <http://www.gedigitalenergy.com/products/manuals/dgp/dgpman-f.pdf>, fecha de consulta octubre 2010.
- [2] General Electric Industrial Systems, D60 Line Distance Relay, <http://www.gedigitalenergy.com/products/manuals/d60/d60man-m2.pdf>, fecha de consulta noviembre 2010.
- [3] General Electric Industrial Systems, D30 Line Distance Relay, <http://www.gedigitalenergy.com/products/manuals/d30/d30man-m2.pdf>, fecha de consulta noviembre 2010.
- [4] General Electric Industrial Systems, B30 Bus Differential Relay, <http://www.gedigitalenergy.com/products/manuals/b30/b30man-m2.pdf>, fecha de consulta enero 2011.
- [5] General Electric Industrial Systems, B90 Bus Differential Relay, <http://www.gedigitalenergy.com/products/manuals/b90/b90mansp-g2.pdf>, fecha de consulta enero 2011.
- [6] General Electric Industrial Systems, T60 Transformer Protection Relay, <http://www.gedigitalenergy.com/products/manuals/t60/t60mansp.pdf>, fecha de consulta noviembre 2010.
- [7] General Electric, 745 Transformer Management Relay, GE Multilin Enervista CD/manuals/745man-a2.pdf, fecha de consulta diciembre 2010.
- [8] General Electric, DTP Transformer Protection Relay, GE Multilin Enervista CD/manuals/dtpman-e.pdf, fecha de consulta diciembre 2010.
- [9] Stewart E- Stevenson, LM6000 Gas Turbine Generator Set, Electroquil S.A. Operation and Maintenance manual/volumen IV/sección 22/apéndice A, fecha de publicación diciembre 1995.

Anexo 1

Tabla 2.VII Voltaje en Barras

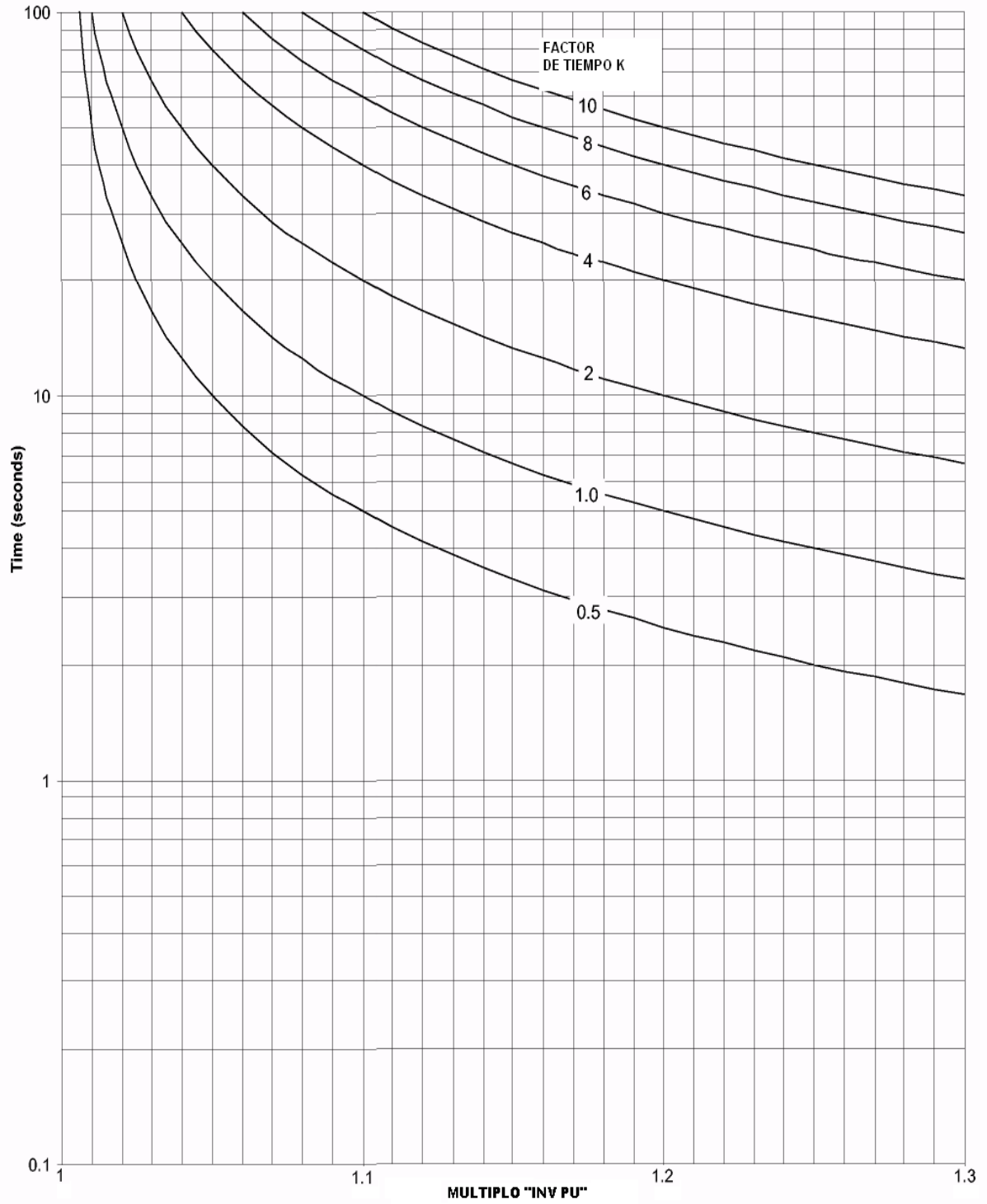
Nº	Nombre de la Barra	Volt. (kV)	Carga Activa (MW)	Carga Reactiva (MVAR)	FP	Gen MW	Gen MVAR
1	PASCUALES 230	230	-	-	-	-37,21	184,64
2	TRINITARIA 230	229,006	-	-	-	-	-
3	ESCLUSAS 230	0	-	-	-	-	-
4	BARCAZA 1	0	-	-	-	0	0
5	BARCAZA 2	0	-	-	-	0	0
6	BARCAZA 3	0	-	-	-	0	0
7	BARCAZA 4	0	-	-	-	0	0
8	BARCAZA 5	0	-	-	-	0	0
9	TRINITARIA 138	135,843	75,12	29,38	0,93	-	-
10	TRINITARIA 69	68,329	-	-	-	-	-
11	G TRINITARIA	13,8	-	-	-	133	24,88
12	G VICTORIA	13,584	-	-	-	0	0
13	PASCUALES 138	135,896	193,7	78,11	0,93	-	-
14	PASCUALES 69	67,422	108,83	31,45	0,96	-	-
15	G PASCUALES 13.8	13,701	-	-	-	95	20
16	ELECTROQUIL 138	136,384	-	-	-	-	-
17	G3 EQL	13,8	-	-	-	48,8	7,43
18	G4 EQL	13,8	-	-	-	48,8	7,43
19	HOLCIM 69	67,873	-	-	-	-	-
20	GENEROCA 13.8	13,475	26	0,96	1	0	0
21	POSORJA 138	132,656	19,2	5,6	0,96	-	-
23	SALITRAL 138	135,854	-	-	-	-	-
24	SALITRAL 69	67,276	-	-	-	-	-
25	A. SANTOS 69	67,304	-	-	-	-	-
26	G1 SANT	13,512	-	-	-	20,5	2
27	G2 SANT	13,512	-	-	-	20,5	2
28	G3 SANT	13,514	-	-	-	20,5	2
29	G4 SANT	13,518	-	-	-	18	2
30	G5 SANT	13,518	-	-	-	18	2
31	V SANT	13,597	-	-	-	33	5
32	TINAJERO 69	66,849	268,88	78,42	0,96	-	-
33	G1 TINAJ	13,8	-	-	-	42	17,06
34	G2 TINAJ	13,37	-	-	-	0	0
35	GONZALO ZEVALLOS 69	67,304	-	-	-	-	-
36	TV2 GZ	13,8	-	-	-	72	21,67
37	TV3 GZ	13,8	-	-	-	72	21,92
38	TG4 GZ	13,461	-	-	-	0	0
39	ELECTROQUIL 69	68,433	-	-	-	-	-
40	G1 EQL	13,8	-	-	-	48,8	6,43
41	G2 EQL	13,8	-	-	-	48,8	10
42	CARGA CHILLERS	4,126	5,68	0	1	-	-

Anexo 2

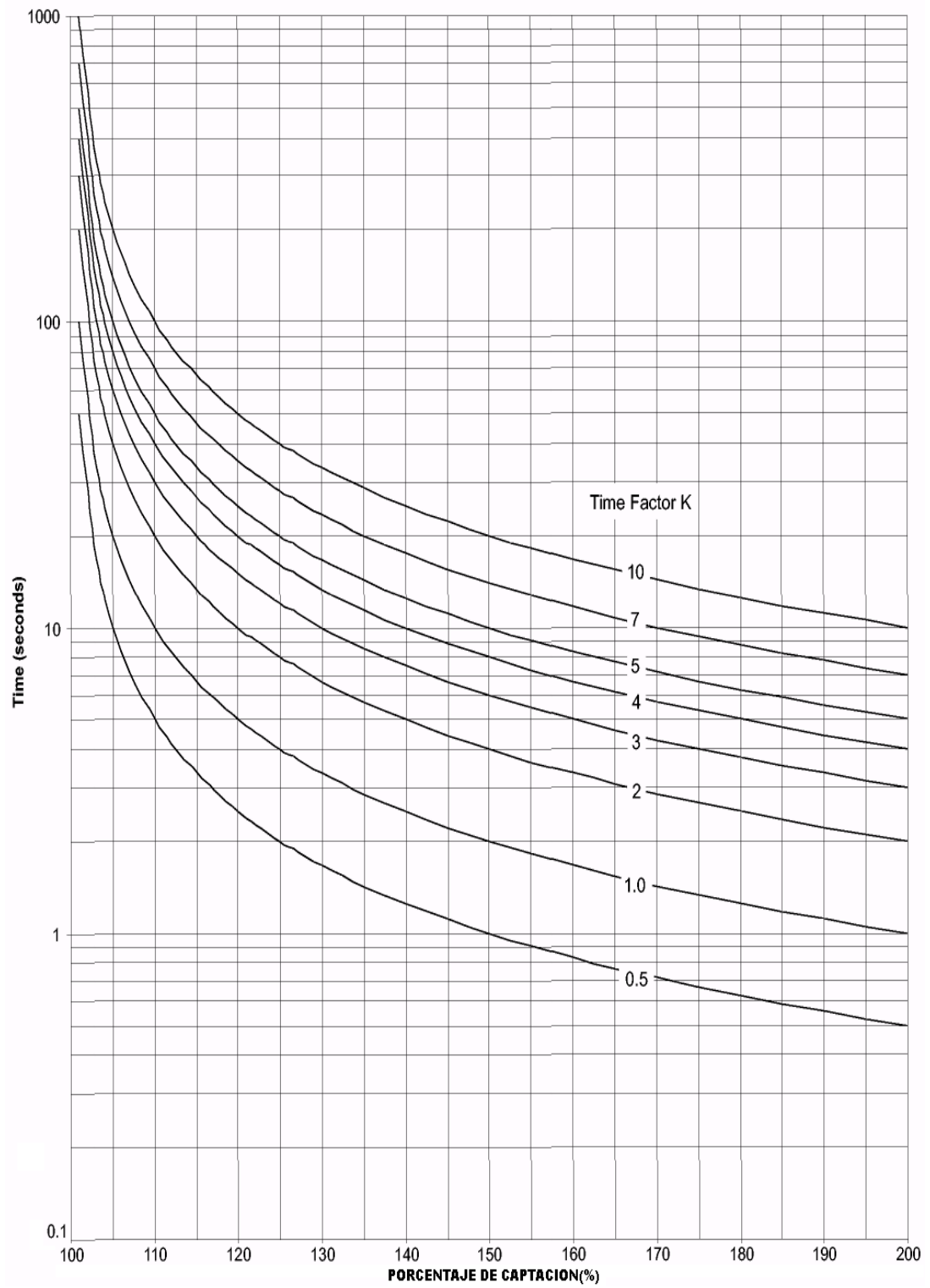
Tabla 2.VIII Consumo y Factor de potencia en Barras

Nº	Nombre de la Barra	Volt. Nom (kV)	Voltaje (p.u)	Voltaje (kV)
1	PASCUALES 230	230	1	230
2	TRINITARIA 230	230	0,99568	228,999
3	ESCLUSAS 230	230	0	0
9	TRINITARIA 138	138	0,98437	135,815
10	TRINITARIA 69	69	0,99028	68,323
11	G TRINITARIA	13,8	1	13,8
12	G VICTORIA	13,8	0,98437	13,581
13	PASCUALES 138	138	0,98475	135,85
14	PASCUALES 69	69	0,97713	67,399
15	G PASCUALES 13.8	13,8	0,99283	13,696
16	ELECTROQUIL 138	138	0,98829	136,434
17	G3 EQL	13,8	1	13,8
18	G4 EQL	13,8	1	13,8
19	HOLCIM 69	69	0,98367	67,899
20	GENEROCA 13.8	13,8	0,97643	13,48
21	POSORJA 138	138	0,96128	132,707
23	SALITRAL 138	138	0,98445	135,823
24	SALITRAL 69	69	0,97502	67,244
25	A. SANTOS 69	69	0,97543	67,272
26	G1 SANT	13,8	0,97912	13,505
27	G2 SANT	13,8	0,97912	13,505
28	G3 SANT	13,8	0,97931	13,508
29	G4 SANT	13,8	0,97959	13,512
30	G5 SANT	13,8	0,97959	13,512
31	V SANT	13,8	0,9853	13,591
32	TINAJERO 69	69	0,96883	66,817
33	G1 TINAJ	13,8	1	13,8
34	G2 TINAJ	13,8	0,96883	13,363
35	GONZALO ZEVALLOS 69	69	0,97543	67,272
36	TV2 GZ	13,8	1	13,8
37	TV3 GZ	13,8	1	13,8
38	TG4 GZ	13,8	0,97543	13,454
39	Electroquil 69	69	0,99179	68,43
40	G1 EQL	13,8	1	13,8
41	G2 EQL	13,8	1	13,8
42	CARGA CHILLERS	4,16	0,99179	4,126

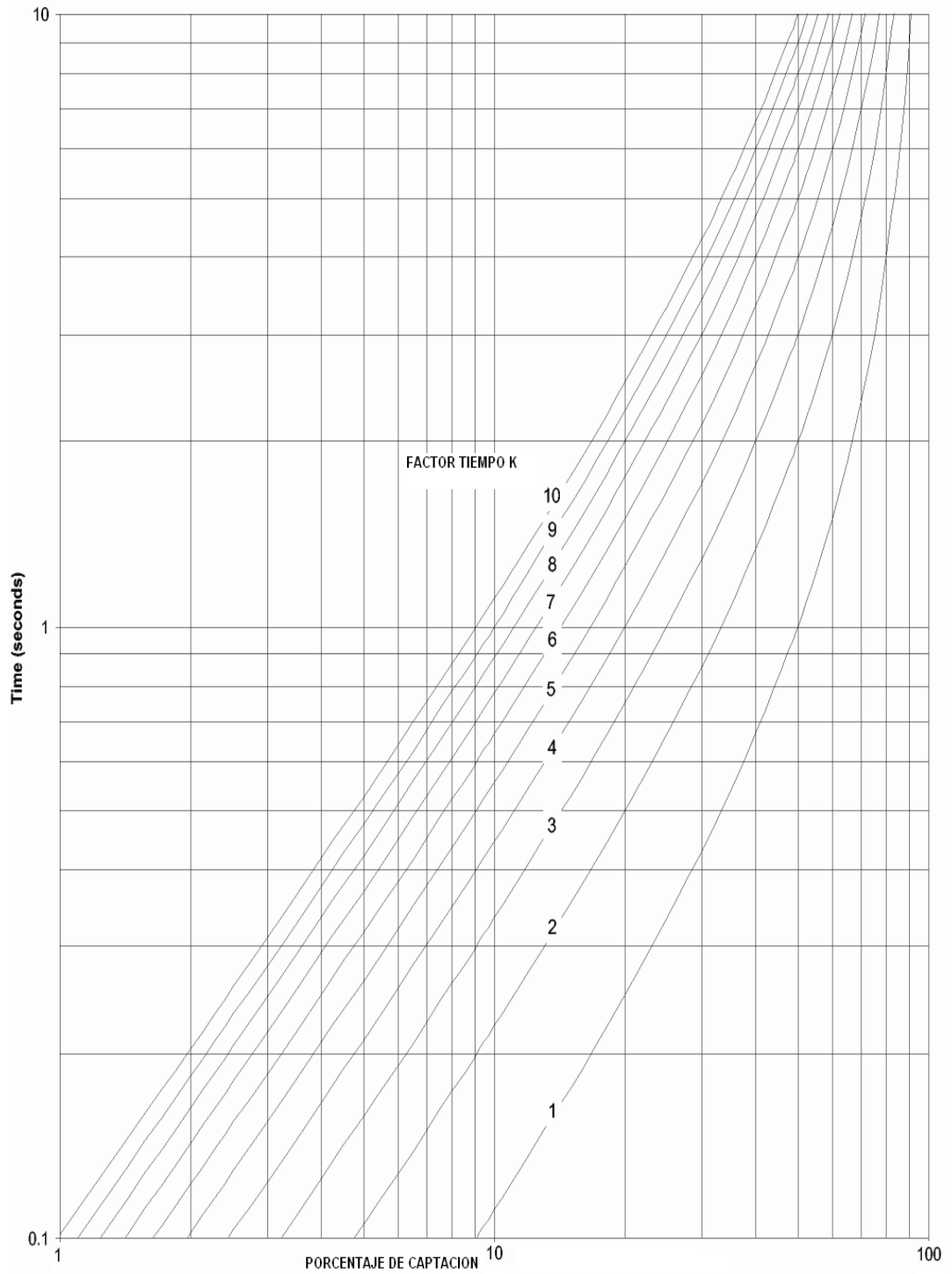
Anexo 3 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO FUNCIÓN 24T (CURVA 1)



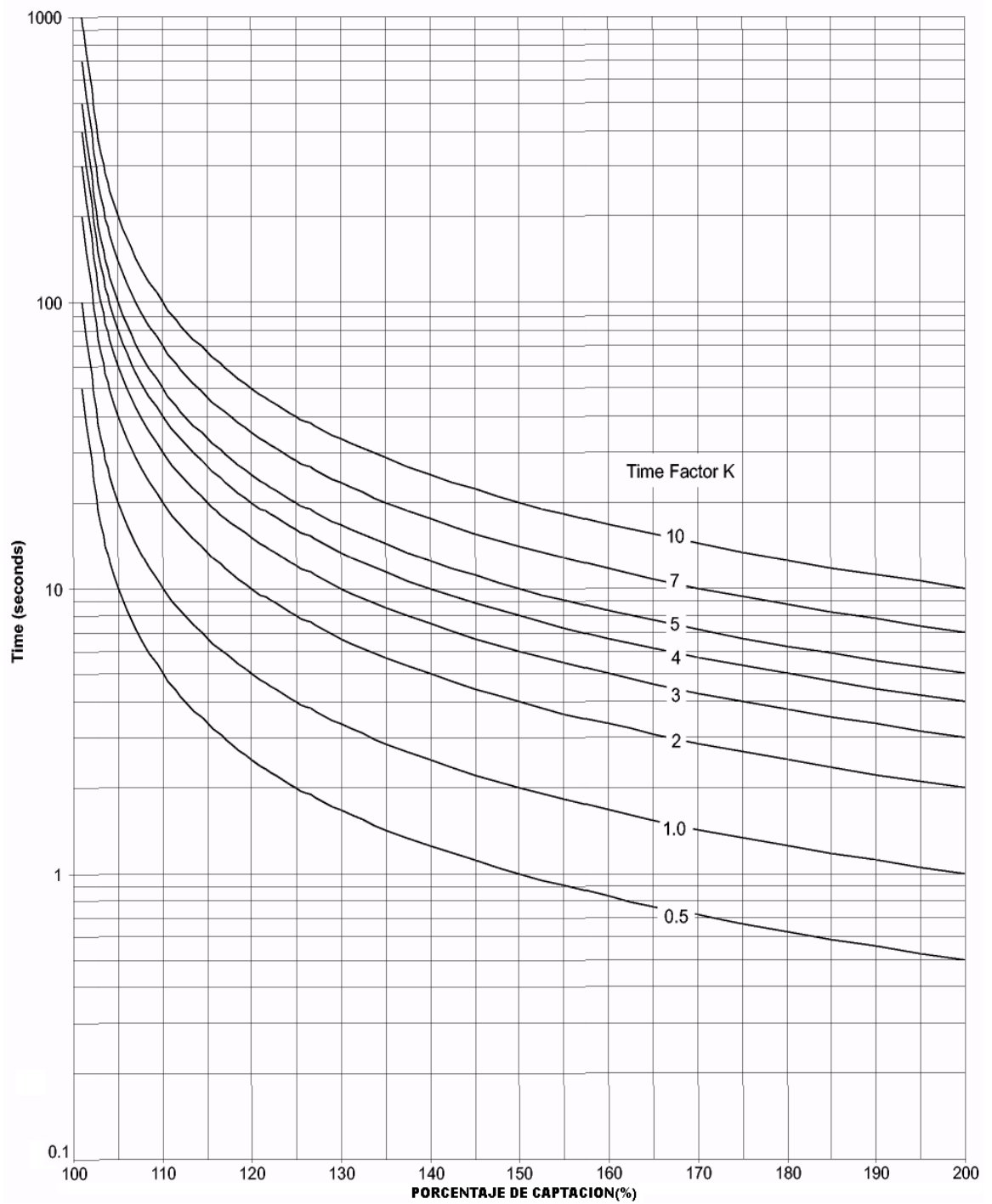
Anexo 4 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO FUNCIÓN 24T (CURVA 2)



Anexo 5. 27 CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN (CURVA#1)

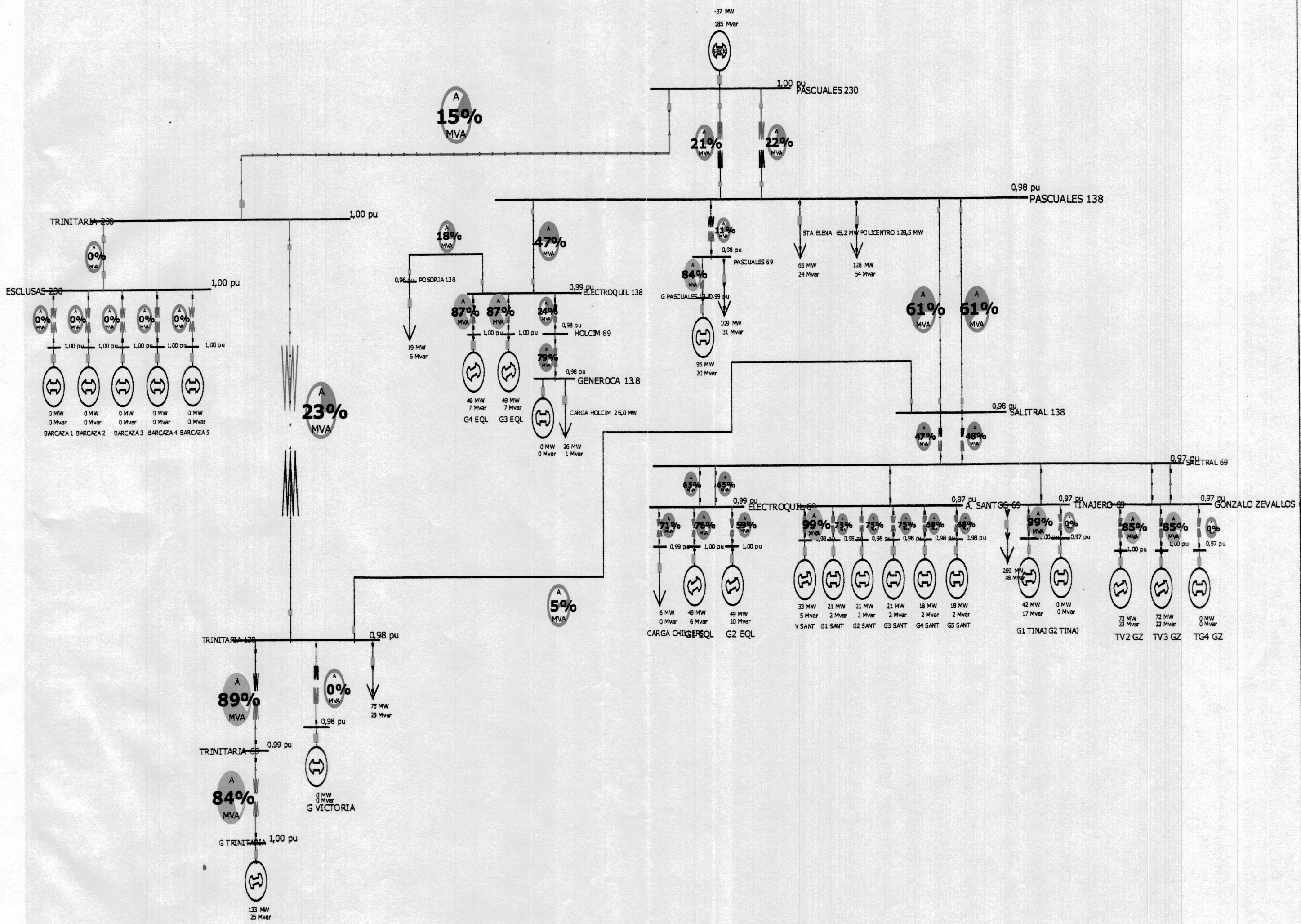


Anexo 6. 59 CARACTERÍSTICAS TIEMPO-TENSIÓN (CURVA#1)



Anexo 7

**Diagrama Unifilar del sistema
a estudiar para Flujo de Carga
en Programa Power World**



15%
A
MVA

21%
A
MVA

22%
A
MVA

18%
A
MVA

47%
A
MVA

11%
A
MVA

84%
A
MVA

87%
A
MVA

87%
A
MVA

24%
A
MVA

79%
A
MVA

61%
A
MVA

61%
A
MVA

5%
A
MVA

5%
A
MVA

89%
A
MVA

0%
A
MVA

84%
A
MVA

71%
A
MVA

76%
A
MVA

59%
A
MVA

99%
A
MVA

71%
A
MVA

75%
A
MVA

75%
A
MVA

68%
A
MVA

88%
A
MVA

99%
A
MVA

0%
A
MVA

85%
A
MVA

85%
A
MVA

0%
A
MVA