

UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“Coordinación de protecciones eléctricas para la Mini Central Hidroeléctrica

Ing. Carlos Mora Carrión, de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A”.

Autores:

Edison Stalin Quiñonez Reinoso.

C.I. 1104900459

Juan Carlos Godoy Godoy

C.I. 1103730683

Trabajo de Titulación previa a la
Obtención del Título de
Ingeniero Eléctrico.

Director:

Ing. Wilson Fernando Mogrovejo León, Msc.

C.I. 0105058820

Tutor:

Ing. Mireya de Jesús Viñan Ludeña

C.I. 1103086466

Cuenca – Ecuador

2018



RESUMEN

La central Hidroeléctrica Ing. Carlos Mora Carrión es una central de pasada que está en constante funcionamiento los 365 días del año, con un factor de planta superior al 90%, de ahí la importancia de sus protecciones.

En el presente trabajo tiene el propósito de analizar los ajustes de las protecciones eléctricas de los generadores, por tanto, se realiza un levantamiento de las características de los equipos instalados, como son, los equipos primarios (generadores, transformadores, transformadores de potencial y corriente, entre otros), y los relés digitales que se encuentran instalados en la Central.

El análisis y procedimiento para los flujos de potencia y cortocircuitos se realiza considerando la norma IEEE Std C37.102 – 2006 enfocada a la teoría, y la norma IEC 60909-0 al software Power factory para la simulación y análisis de eventos de cortocircuito, flujos y curvas de coordinación, para definir los parámetros factibles de operación de las unidades de generación.

Finalmente se presenta los resultados obtenidos de la propuesta de ajuste y calibración del sistema de protección de la central, así como las conclusiones y recomendaciones que han surgido durante el desarrollo del presente trabajo.

PALABRAS CLAVES.

GENERADORES SINCRÓNICOS, TRANSFORMADORES, PROTECCIONES ELÉCTRICAS; RELÉS DIGITALES; FLUJOS DE POTENCIA; CORTOCIRCUITOS; COORDINACIÓN Y AJUSTE DE PROTECCIONES.



ABSTRACT

Ing. Carlos Mora Carrión Hydroelectric Plant is a bypass plant; it is in constant operation 365 days a year, with a plant factor over 90%, hence the importance of its protections.

In the present work has the purpose of analyzing the settings of the electrical protections of the generators, therefore, a survey is made of the characteristics of the installed equipment, such as the primary equipment (generators, transformers, potential and current transformers, among others), and the digital relays that are installed in the Central.

The analysis and procedure for the power flows and short circuits is made considering the standard IEEE Std C37.102 - 2006 focused on the theory, and the IEC 60909-0 standard on the software Power Factory for the simulation and analysis of short circuit events, flows and coordination curves, to define the feasible operating parameters of the generation units.

Finally, the results obtained from the adjustment and calibration proposal of the plant protection system are presented, as well as the conclusions and recommendations that have emerged during the development of this work.

KEY WORDS.

SYNCHRONOUS GENERATORS, TRANSFORMERS, ELECTRICAL PROTECTIONS; DIGITAL RELAYS; POWER FLOWS; SHORT CIRCUITS; COORDINATION AND ADJUSTMENT OF PROTECTIONS.



ÍNDICE

1	CAPITULO 1.....	28
1.1	GENERALIDADES.....	28
1.2	INTRODUCCIÓN	29
1.3	OBJETIVO GENERAL	30
1.4	OBJETIVOS ESPECIFICOS	30
1.5	ALCANCE.....	30
1.6	JUSTIFICACIÓN.....	31
2	CAPITULO 2.....	33
2.1	CONCEPTOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	33
2.1.1	Introducción	33
2.1.2	Definiciones y términos.	33
2.2	Sistemas de Protección.....	35
2.3	Criterios y ajuste para coordinación de Protecciones.....	36
2.3.1	Funciones 50/51 – 50N/51N[4].....	36
2.4	PROTECCIÓN DE GENERADOR.....	38
2.4.1	Condiciones anormales que se pueden presentar en un generador.[6].....	39
✓	Dispositivos 51V (3).	40
✓	Dispositivo 51G.....	40



✓	Dispositivo 32(1).....	40
✓	Dispositivo 40(1).....	40
✓	Dispositivo 46.	40
✓	Dispositivo 87(3).....	40
2.5	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR.....	41
2.6	CORTOCIRCUITOS.	42
2.6.1	Introducción.	42
2.6.2	Fuentes de corriente de cortocircuito.	42
2.6.3	Métodos de solución.....	43
2.6.4	Método de las componentes simétricas (método exacto).....	43
2.6.5	Método porcentual (método por unidad).....	44
2.6.6	Método de kVA's (método de las potencias).	46
2.6.7	Método de la matriz Zbus (método exacto).[9].....	46
2.6.8	Método por software.	48
2.7	CARACTERÍSTICAS DE UN CORTOCIRCUITO ASIMÉTRICO	48
a)	La reactancia subtransitoria X_d'' :	49
b)	La reactancia transitoria X_d' :	49
c)	La reactancia sincrónica X_s :	49
2.8	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	49
2.8.1	Generalidades de la Norma IEC 60909.....	51
2.8.2	Falla Alejada del generador.....	52



2.8.3	Falla cercana al generador.....	52
2.8.4	Procedimiento para el cálculo de cortocircuito.....	53
2.9	FLUJOS DE POTENCIA.....	56
2.9.1	Introducción	56
2.9.2	Método de Newton Raphsón.....	57
2.10	DIGSILENT POWER FACTORY.[14].....	58
3	CAPITULO 3.....	60
3.4	SITUACIÓN ACTUAL DE LA CENTRAL.....	60
3.4.1	Descripción de unidades de generación	60
3.4.2	Circuito eléctrico de potencia de la Central	62
3.4.3	Relés de generadores.....	65
3.4.4	Relés de Transformadores.....	76
3.4.5	Relés de Subestación.....	79
3.4.6	Esquema actual de protecciones.....	80
4	CAPITULO 4.....	83
4.1	ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	83
4.1.1	Análisis Técnico.....	83
4.1.2	Análisis de protecciones actuales.....	84
4.2	PROTECCIONES QUE NO PUEDEN IMPLEMENTARSE.....	86
4.2.1	Funciones del Relé no activas por falta de equipos primarios:	86
4.2.2	Funciones no existentes en el Relé:.....	87
4.3	SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWER FACTORY.....	90



4.3.1	Parámetros del Generador	90
4.3.2	Parámetros del Transformador	91
4.3.3	Parámetros de barras de 2.3 kV y 22 kV.....	91
4.3.4	Parámetros de Relés de sobrecorriente.....	92
4.4	ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA.....	93
4.4.1	Generación de tres unidades, potencia 2.4 MW (Primer Escenario).....	94
4.4.2	Generación unidades 1 y 2, potencia 1.2 MW (Segundo Escenario).....	96
4.4.3	Generación unidad 1 ó 2, potencia de 0.6 MW (Tercer Escenario).....	98
4.5	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS.....	99
4.6	ANÁLISIS ECONÓMICO	113
4.6.1	Tasa Interna de Retorno (TIR)	114
4.6.2	Valor Actual Neto (VAN).....	114
4.6.3	Evaluación Económica de estudio.....	116
4.6.4	Evaluación Económica implementación de Relés y equipos	120
4.7	PROPUESTA DE AJUSTES PARA RELÉ DE GENERADOR 1 Y 2	121
4.7.1	Protección de sobrecorriente instantánea (ANSI 50).....	122
4.7.2	Protección de sobreintensidad I _D (con sostenimiento por subvoltaje).....	124



4.7.3	Sobreintensidad de tiempo inverso, control/dependiente de voltaje ANSI (51V).....	124
4.7.4	Protección sobrecarga (ANSI 49).	126
4.7.5	Protección de carga desequilibrada (ANSI 46).....	127
4.7.6	Protección de sobreexcitación (ANSI 40).....	127
4.7.7	Protección de potencia inversa (ANSI 32R).	127
4.7.8	Protección para bajo voltaje (ANSI 27).	130
4.7.9	Protección para sobrevoltaje (ANSI 59)	131
4.7.10	Protección para baja y sobre frecuencia (ANSI 81).....	132
4.7.11	Protección de sobreexcitación -Volt/Hertz (ANSI 24)	132
4.7.12	Protección 90 % fallas a tierra del estator (ANSI 59N, 64G, 67G).....	134
4.7.13	Protección sensitiva de intensidad a tierra (ANSI 51GN, 64R).....	134
4.8	PROPUESTA DE AJUSTES PARA RELÉ DE GENERADOR 3	135
4.8.1	Protección de sobrecorriente instantánea (ANSI 50).	135
4.8.2	Protección de sobreintensidad $I >$ (con sostenimiento por subvoltaje).....	137
4.8.3	Sobreintensidad de tiempo inverso (ANSI 51V).	138
4.8.4	Protección sobrecarga (ANSI 49).	139
4.8.5	Protección de carga desequilibrada (ANSI 46).....	140
4.8.6	Protección de sobreexcitación (ANSI 40).....	141
4.8.7	Protección de potencia inversa (ANSI 32R).	141



4.8.8	Protección para bajo voltaje (ANSI 27).....	143
4.8.9	Protección para sobre voltaje (ANSI 59).....	144
4.8.10	Protección para baja y sobre frecuencia (ANSI 81).....	145
4.8.11	Protección de sobreexcitación -Volt/Hertz (ANSI 24).....	145
4.8.12	Protección 90 % fallas a tierra del estator (ANSI 59N, 64G, 67G).....	147
4.8.13	Protección sensitiva intensidad a tierra (ANSI 51GN, 64R).....	147
4.9	PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	148
4.9.1	Transformadores de la Central de Generación.....	149
4.9.2	Relé ABB -TPU 2000R.....	149
4.9.3	Resumen de los Elementos de Protección.....	150
4.10	Cálculos para Ajustes de Protecciones para Transformadores.....	153
4.10.1	Transformadores 1 y 2.....	153
4.10.2	Transformador 3, grupo 3.....	155
4.10.3	Curvas actuales.....	156
4.11	PROPUESTA DE NUEVOS AJUSTES.....	160
5	CAPITULO 5.....	168
5.4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	168
5.4.1	CONCLUSIONES.....	168
5.4.2	RECOMENDACIONES.....	170
6	BIBLIOGRAFÍA.....	172
7	ANEXOS.....	175
7.1	ANEXO 1. Imágenes de Relés de la Central de Generación.....	175



7.2	ANEXO 2. Fotografías de Interfaz Hombre Máquina.	177
7.3	ANEXO 3. Ajustes actuales de los relés de Transformadores.	178
7.4	ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.	180
	ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.	181
	ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.	182
7.5	ANEXO 5. Propuesta de ajustes para relés de Transformadores.	194
7.6	ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.	195
	ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.	196
	ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.	197
	ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.	198
	ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.	199
	ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.	200
	ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.	201
	ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.	202
	ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.	203
7.7	ANEXO 7. Unifilar en Power Factory	204



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Protecciones del generador de acuerdo al origen de la falla.[6]	39
Tabla 3.1. Descripción de unidades de generación 1. (Fuente Autores).....	60
Tabla 3.2. Descripción de unidades de generación 2. (Fuente Autores).....	61
Tabla 3.3. Descripción de unidades de generación 3. (Fuente Autores).....	62
Tabla 3.4. Configuración RELÉ 7UM 611 /Generador 1. (Fuente Autores).....	68
Tabla 3.5. Ajustes O/C I>> en el relé 7UM 611 de G1 y G2. (Fuente Autores)....	70
Tabla 3.6. Ajustes O/C Time en relé 7UM 611 G 1 y G 2. (Fuente Autores)	70
Tabla 3.7. Ajustes Overvoltaje en relé 7UM 611 de G1 y G 2. (Fuente Autores)...	71
Tabla 3.8. Ajustes Reverse Power. (Fuente Autores)	71
Tabla 3.9. Configuración RELÉ 7UM 611 /G3. (Fuente Autores).....	72
Tabla 3.10. Ajustes del O/C I>> en el relé 7UM 611 G 3. (Fuente Autores).....	75
Tabla 3.11. Ajustes del O/C I>> en el relé 7UM 611 G3. (Fuente Autores).....	75
Tabla 3.12. Ajustes O/C Time en el relé 7UM 611 del G 3. (Fuente Autores)	76
Tabla 3.13. Ajustes Overvoltaje en el relé 7UM 611 del G3. (Fuente Autores).....	76
Tabla 3.14. Protección Potencia Inversa. (Fuente Autores).....	76
Tabla 3.15. Parámetros configurados TPU de G1 Y G2. (Fuente Autores)	78
Tabla 3.16. Protección sobrecorriente del devanado 2 G1 y G2. (Fuente Autores)	78
Tabla 3.17. Parámetros configurados TPU del transformador G3. (Fuente Autores).....	78
Tabla 3.18. Protección de sobrecorriente del devanado 2 de G3. (Fuente Autores)..	79
Tabla 4.1. Protecciones de la Central de Generación. (Fuente Autores)	86
Tabla 4.2. Flujos de Carga/ Generadores. [15]	95
Tabla 4.3. Flujos de Carga/Barras. [15]	95
Tabla 4.4. Estudio Flujo de Carga Generadores. (Fuente Autores)	96



Tabla 4.5. Estudio Flujo de Carga en Barras. (Fuente Autores)	97
Tabla 4.6. Estudio Flujo de Carga en Transformadores. (Fuente Autores)	97
Tabla 4.7. Estudio Flujo de Carga Generadores. (Fuente Autores)	98
Tabla 4.8. Estudio Flujo de Carga en Barras. (Fuente Autores)	98
Tabla 4.9. Estudio Flujo de Carga en Transformadores. (Fuente Autores)	98
Tabla 4.10. Cortocircuito trifásico máximo (caso 1, 2 y 3). (Fuente Autores)	105
Tabla 4.11. Cortocircuito trifásico mínimo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)	106
Tabla 4.12. Cortocircuito monofásico máximo caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)	107
Tabla 4.13. Cortocircuito monofásico mínimo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)....	108
Tabla 4.14. Cortocircuito trifásico máximo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores).....	109
Tabla 4.15. Cortocircuito trifásico mínimo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)	110
Tabla 4.16. Cortocircuito monofásico máximo caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)	110
Tabla 4.17. Cortocircuito monofásico mínimo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)....	111
Tabla 4.18. Cortocircuito trifásico máximo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores).....	112
Tabla 4.19. Cortocircuito trifásico mínimo, caso 1, 2 y3. (Fuente Autores)	112
Tabla 4.20. Cortocircuito Monofásico máximo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)..	112
Tabla 4.21. Cortocircuito Monofásico mínimo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores) ..	113
Tabla 4.22. Cálculo de energía no generada. (Fuente Autores).....	115
Tabla 4.23. Cálculo de energía no generada. (Fuente Autores).....	116
Tabla 4.24. Evaluación Económica. (Fuente Autores)	116
Tabla 4.25. Costo de energía no generada en 15 días. (Fuente Autores).....	119
Tabla 4.26. Costo de Equipos para protección de generadores. (Fuente Autores)..	119
Tabla 4.27. Evaluación Económica. (Fuente Autores)	120
Tabla 4.28. Potencia de motorización en turbinas hidráulicas.[18].....	128
Tabla 4.29. Frecuencia y temporizaciones. [18]	132



Tabla 4.30. Potencia de motorización en turbinas hidráulicas.[18] 141

Tabla 4.31. Frecuencia y temporizaciones. [17] 145

Tabla 4.32. Parámetros Eléctricos de los transformadores. [1] 149

Tabla 4.33. Constantes de curvas para Sobrecorriente temporizada.[12] 151

Tabla 4.34. Curva de sobrecorriente temporizada (51/46).[19]..... 152

Tabla 4.35. Curvas de sobrecorriente instantánea 50. [19]..... 152

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 2.1. Esquema de protección para generadores de Potencia Media. [7].....	41
Figura 2.2. Conexión de los relés de tierra de un transformador. [7]	42
Figura 2.3. Aportes de corrientes de falla (a, b, c, d) y sumatoria total (e). [10].....	43
Figura 2.4. Modelo característico de la corriente de cortocircuito. [9]	48
Figura 2.5. Tipos de fallas en un sistema eléctrico. [12]	50
Figura 2.6. Corriente de cortocircuito alejado del generador. [12]	52
Figura 2.7. Corriente de cortocircuito próximo. [12]	53
Figura 2.8. Esquema equivalente del sistema de secuencia directa. [12]	54
Figura 2.9. Impedancias de cortocircuito de un sistema trifásico C.A. [12]	55
Figura 2.10. Configuración de red mallada con varias fuentes. [12].....	56
Figura 3.1. Diagrama de las instalaciones de la Central. (Fuente Autores).....	63
Figura 3.2. Diagrama unifilar Central Carlos Mora. (Fuente Autores)	64
Figura 3.3. Relé instalado en unidad de generación 1. (Fuente Autores).....	65
Figura 3.4. Transformadores de Potenciales. (Fuente Autores)	66
Figura 3.5. Transformadores de Corriente. (Fuente Autores)	66
Figura 3.6. Esquema de conexión de TC's al neutro. (Fuente Autores).....	67
Figura 3.7. Esquema de conexión de relés 7UM 611. (Fuente Autores).....	67
Figura 3.8. Funciones activadas en relé 7UM 611 G1 y G2. (Fuente Autores)	69
Figura 3.9. Ajustes del Grupo 1, relé 7UM 611. (Fuente Autores)	70
Figura 3.10. Transformadores de Potencial de la unidad de generación 3. (Fuente Autores)	72
Figura 3.11. Funciones activadas en relé 7UM 611, G1 y G2. (Fuente Autores) ...	74
Figura 3.12. Esquema de conexionado de relés 7UM 611. (Fuente Autores).....	74



Figura 3.13. Ajustes del Grupo 1 del relé 7UM 611. (Fuente Autores) 75

Figura 3.14. Ajustes del Grupo A, relé 7UM 611. (Fuente Autores) 77

Figura 3.15. Relés de Subestación. (Fuente Autores)..... 80

Figura 3.16. Diagrama de protecciones de las unidades 1 y 2. (Fuente autores)..... 81

Figura 3.17. Diagrama de protecciones de la unidad 3. (Fuente Autores) 82

Figura 4.1. Diagrama de protecciones actual de G1 y G2. (Fuente Autores)..... 84

Figura 4.2. Diagrama de protecciones eléctricas actual G3. (Fuente Autores) 85

Figura 4.3. Curva de capacidad de los generadores. (Fuente Autores) 88

Figura 4.4. Edición de curva de cargabilidad de generadores. (Fuente Autores)... 90

Figura 4.5. Edición de datos de transformadores. (Fuente Autores) 91

Figura 4.6. Edición de datos de barras de 22KV. (Fuente Autores)..... 92

Figura 4.7. Edición de Relés de sobrecorriente. (Fuente autores)..... 92

Figura 4.8. Primer escenario con las tres unidades funcionales. (Fuente Autores).. 94

Figura 4.9. Segundo escenario con las unidades 1 y 2 funcionales. (Fuente Autores)
..... 96

Figura 4.10. Falla en la barra de 2.3 kV del G1. (Fuente Autores) 101

Figura 4.11. Falla máxima en la barra de 2.3 kV del G2. (Fuente autores)..... 102

Figura 4.12. Falla máxima en la barra de 2.3kV del G3. (Fuente Autores) 103

Figura 4.13. Falla máxima en la barra de 22 kV. (Fuente Autores) 104

Figura 4.14. Flujo Inversión. (Fuente Autores) 117

Figura 4.15. Comportamiento de protección instantánea. (Fuente Autores)..... 118

Figura 4.16. Flujo de inversión para 10 años. (Fuente Autores) 121

Figura 4.17. Protección de sobrecorriente 50/51. (Fuente Autores)..... 122

Figura 4.18. Curva de operación de un relé de tiempo inverso. [17] 125

Figura 4.19. Curva de diferente Dial. [17]..... 125



Figura 4.20. Zona de disparo de la protección de sobreexcitación. [17] 133

Figura 4.21. Conexión bloque transformador en punto neutro[17]..... 134

Figura 4.22. Aplicación protección del rotor de fallas a tierra. [17] 135

Figura 4.23. Protección de sobre corriente 50/51. (Fuente Autores)..... 136

Figura 4.24. Selectividad mediante detección direccional del cortocircuito. [17] . 136

Figura 4.25. Curva de operación de un relé de tiempo inverso. [17] 138

Figura 4.26. Curva de diferente Dial. [17]..... 139

Figura 4.27. Zona de disparo de la protección de sobreexcitación. [17] 146

Figura 4.28. *Protección sensitiva intensidad a tierra.* [17]..... 148

Figura 4.29. Funciones de Protección para el Relé de Dos Devanados. [19]..... 150

Figura 4.30. Curvas de sobrecorriente G1, cortocircuito externo. (Fuente Autores).....157

Figura 4.31. Curvas sobrecorriente G1, cortocircuito interno. (Fuente Autores).. 157

Figura 4.32. Curvas sobrecorriente G2, cortocircuito externo (Fuente Autores).. 158

Figura 4.33. Curva sobrecorriente G2, cortocircuito interno. (Fuente Autores) ... 159

Figura 4.34. Curvas sobrecorriente G3, cortocircuito externo. (Fuente Autores) . 159

Figura 4.35. Curvas sobrecorriente G3, cortocircuito interno. (Fuente Autores)... 160

Figura 4.36. Curva de relé vs curva de daño de generador. (Fuente Autores) 161

Figura 4.37. Curvas sobrecorriente G, cortocircuito externo. (Fuente Autores) ... 162

Figura 4.38. Curvas sobrecorriente G1, cortocircuito interno (Fuente Autores)... 162

Figura 4.39. Curvas sobrecorriente G2, cortocircuito externo (Fuente Autores).. 163

Figura 4.40. Curvas sobrecorriente G2, cortocircuito interno (Fuente Autores)... 163

Figura 4.41. Curvas sobrecorriente G3, cortocircuito externo (Fuente Autores) ... 164

Figura 4.42. Curvas sobrecorriente G3, cortocircuito interno (Fuente Autores)... 164

Figura 4.43. Curvas G1, cortocircuito externo monofásico (Fuente Autores) 165



Figura 4.44. Curvas G2, cortocircuito externo monofásico (Fuente Autores). 165

Figura 4.45. Curvas G3, cortocircuito externo monofásico (Fuente Autores). 166

Figura 4.46. Flujograma para falla externa trifásica. (Fuente Autores)..... 167

Figura 4.47. Flujograma para falla externa monofásica. (Fuente Autores). 167

Figura 5.1. Protección diferencial transformador- generador (Fuente Autores) ... 171



Nomenclatura

ANSI	American National Standard Institute
IEC	International Electrotechnical Commission
A	unidad de corriente eléctrica, amperios.
Icc	Corriente de cortocircuito.
Icc simétrica	Corriente de cortocircuito simétrica.
Icc asimétrica	Corriente de cortocircuito asimétrica.
kVA	Unidad de potencia eléctrica aparente.
kVA _{cc}	Kilo volts ampere de cortocircuito.
kVA _{eq}	kilo volts ampere equivalente.
TP's	Transformadores de potencial.
TC's	Transformadores de corriente.
kV	Unidad de voltaje eléctrico, kilo volt.
s	Unidad de tiempo, segundo.
X'' _d	Reactancia subtransitoria.
X' _d	Reactancia transitoria.
X _d	Reactancia permanente.
Z _{eq}	Impedancia equivalente.
MVA _{X1}	MVA de secuencia positiva.
MVA _{X2}	MVA de secuencia negativa.
MVA _{X0}	MVA de secuencia cero.
IC s	Interruptores de circuito.



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Yo, Edison Stalin Quiñonez Reinoso en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del Trabajo de Titulación “Coordinación de protecciones eléctricas para la Mini Central Hidroeléctrica Ing. Carlos Mora Carrión, de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Así mismo autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 114 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, septiembre 2018

Edison Stalin Quiñonez Reinoso

CI: 1104900459



Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, Edison Stalin Quiñonez Reinoso autor del Trabajo de Titulación “Coordinación de protecciones eléctricas para la Mini Central Hidroeléctrica Ing. Carlos Mora Carrión, de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A”, CERTIFICO que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, septiembre 2018

Edison Stalin Quiñonez Reinoso

CI: 1104900459



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Yo, Juan Carlos Godoy Godoy en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del Trabajo de Titulación “Coordinación de protecciones eléctricas para la Mini Central Hidroeléctrica Ing. Carlos Mora Carrión, de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A”, de conformidad con el Art. 114 del CODIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Así mismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 114 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, septiembre 2018

Juan Carlos Godoy Godoy

CI: 1103730683



Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, Juan Carlos Godoy Godoy autor del Trabajo de Titulación “Coordinación de protecciones eléctricas para la Mini Central Hidroeléctrica Ing. Carlos Mora Carrión, de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A”, CERTIFICO que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, septiembre 2018

Juan Carlos Godoy Godoy

CI: 1103730683



DEDICATORIA

“Los sueños y metas se pueden conseguir si se trabaja lo suficiente y se tiene perseverancia.”.

El presente trabajo de titulación lo dedico de todo corazón a mi madre y mi padre en la tierra y en el cielo que me guían en todas las decisiones con su apoyo incondicional he salido siempre adelante con mis objetivos, metas, retos que se me presentan, a mi hija Doménica Salome y mi compañera de vida Yessenia Armijos por su amor y comprensión son y serán siempre mi apoyo e inspiración en todos los que hago.

Todo el esfuerzo es para ustedes.

Edison Stalin



AGRADECIMIENTOS

En primera instancia agradezco a la Universidad de Cuenca por la acogida y la formación profesional brindada, quienes se han esforzado por ayudarme a llegar a cumplir la meta en la que ahora me encuentro. A mis hermanas y hermano por están siempre en los momentos difíciles del proceso académico no ha sido sencillo, pero gracias a las ganas de transmitirme su sabiduría he logrado importantes objetivos como culminar el desarrollo de mi trabajo de titulación.

Al término de este trabajo, agradezco el apoyo desinteresado de mi director de tesis Ing. Fernando Mogrovejo por todo su, esfuerzo, durante el proceso de este proyecto.

También agradecer, a la Ing. Alicia Jaramillo Febres Presidenta Ejecutiva de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. a la Ing. Mireya Viñan Superintendente de Generación y al Ing. Daniel Arciniega Jefe de la Central Carlos Mora Carrión, quienes brindaron todas las facilidades necesarias para el desarrollo del presente trabajo.

A mis compañeros de aula en especial a Carlos, Juan, Cesar por estar siempre pendientes de alcanzar juntos nuestra meta.

Gracias a todos

Edison Stalin



DEDICATORIA

A Dios, por darme la vida, la fortaleza por permitirme culminar este objetivo y de la misma manera que guíes cada paso que doy en el camino de la vida.

A mi madre, por su apoyo incondicional y confianza en cada decisión tomada por mi desarrollo personal y profesional.

A mis hijos, Damarita, Josuecito, y Martincito, mis tesoros, por su comprensión, cariño, y sobre todo su tiempo.

A mi querida esposa, por su amor y comprensión a lo largo de todos estos años de estudio, gracias por estar conmigo a cada momento y el cariño demostrado, por ser parte de mi vida junto con mis hijos, que el resultado de este logro sea el bienestar de todos nosotros.

Los quiero mucho.

Juan Carlos



AGRADECIMIENTOS

"La gratitud, como ciertas flores, no se da en la altura y mejor reverdece en la tierra buena de los humildes."

Al término de este trabajo, agradezco el apoyo desinteresado de mi director de tesis Ing. Fernando Mogrovejo por todo su, esfuerzo, dedicación que día a día trasmitía sus conocimientos para el desarrollo de este proyecto.

A nuestra Universidad de Cuenca, por brindarnos la formación profesional, social y cultural. A la Facultad de Ingeniería y a sus docentes que a lo largo de estos años supieron compartirnos sus conocimientos y herramientas necesarias para ejercer con responsabilidad la carrera de Ingeniería Eléctrica.

También agradecer, a la Ing. Alicia Jaramillo Febres Presidenta Ejecutiva de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. a la Ing. Mireya Viñan Superintendente de Generación y al Ing. Daniel Arciniegas Jefe de la Central Carlos Mora Carrión, quienes brindaron todas las facilidades necesarias para el desarrollo del presente trabajo.

Al Dr. Orlys Torres, quien compartió sus conocimientos, anécdotas, experiencia laboral y que brindo las herramientas necesarias para alcanzar el desarrollo del presente trabajo.

A mis compañeros de aula, que compartimos muchas experiencias en el transcurrir de la carrera, y me tendieron una mano durante el desarrollo de esta meta.

Gracias a todos aquellos que han estado presentes en mi vida, porque de ellos he aprendido.

¡A todos mil gracias...!!!

Juan Carlos



**ESTA TESIS HA SIDO DESARROLLADA ENTRE LA UNIVERSIDAD DE
CUENCA Y EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A**



CAPITULO 1

1.1 GENERALIDADES

Una de las principales funciones del Sistema de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE) es proveer de energía a los usuarios con el menor número de interrupciones posibles, el mismo que consiste en líneas de transmisión, líneas de distribución subestaciones y centrales de generación eléctrica.

El SSEE, no está exento de disturbios o fallas que provocarían una interrupción del servicio, de modo que el sistema debe estar provisto de dispositivos que anticipen cualquier avería en el sistema. De esta forma se considera que la coordinación de protecciones juega un papel muy importante en la generación y distribución de energía eléctrica.

Dentro de las Centrales de Generación, es importante mantener los parámetros de protección de los distintos elementos dentro de sus rangos, permitiendo así trabajar con mayor eficiencia y cuidar la vida útil de las máquinas generadoras y sus auxiliares.

La constante dinámica de un Sistema de Eléctrico de Potencia, involucra que la carga sea siempre variable y en incremento, lo que obliga a estar siempre a la vanguardia y vigilantes a los nuevos índices de carga. Por tanto, los parámetros configurados en los relés deben ser los adecuados, para evitar desconexiones no programadas afectando negativamente en la estabilidad y confiabilidad de servicio.

La Central Ing. Carlos Mora Carrión, que en lo posterior del presente trabajo de titulación se denominara como “Central de Generación”; cuenta con relés de protecciones para generadores y transformadores, pero es necesario el ajuste de estos, ya que las condiciones actuales del sistema son diferentes, ocasionándose paradas innecesarias por



disparos que comandan los relés u otras ocasiones que no actúan adecuadamente poniendo en riesgo los elementos de generación.

Por lo expuesto anteriormente, se requiere a través de una evaluación técnica analizar la conveniencia de actualizar la coordinación de protecciones de la Central de Generación.

1.2 INTRODUCCIÓN

La Central está ubicada en el kilómetro 32 de la vía Loja – Zamora, a una altura de 1800 metros sobre el nivel del mar, y está conformada por tres grupos de generación con una potencia total instalada de 2.400 kilovatios.

La historia de la puesta en marcha de los equipos es la siguiente:

Grupo # 1: Turbina Pelton, Generador AEG de 600 kW instalada en el año 1956

Grupo # 2: Turbina Pelton, Generador AEG de 600 kW instalada en el año 1960

Grupo # 3: Turbina Francis, Generador AEG de 1200 kW instalada el año 1967

Esta central aprovecha las aguas del río San Francisco y de las quebradas Zurita, San Ramón y Milagros, con un caudal de diseño de 2.17 metros cúbicos por segundo, y una caída neta de 157 metros.

La central es de pasada (no tiene represa o embalse), y está constituida por dos obras de derivación y captación de aguas.

La casa de máquinas es superficial, está ubicada en el margen derecho del río San Francisco, alojando a los tres grupos turbina – generador.

Debido a las condiciones hidrológicas de la zona, permite que los grupos trabajen las 24 horas del día, durante gran parte del año, a plena capacidad, exceptuando en los meses



de estiaje comprendidos entre octubre y febrero, en los que disminuye a niveles de hasta un 70%.

Por las características de esta Central de Generación, la energía que se genera no produce contaminación del medio. Además los costos de operación y mantenimiento son muy bajos, permitiendo un mayor margen de utilidad respecto del costo por venta de la energía generada (EERSSA).[1]

1.3 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un modelo de flujo de carga y análisis de cortocircuito para la calibración de protecciones en la Central Carlos Mora Carrión.

1.4 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ✓ Identificar componentes eléctricos necesarios de la Central de Generación.
- ✓ Explicar los conceptos básicos para la coordinación de protecciones: corrientes de cortocircuito, curvas de coordinación, normas, elementos básicos de protección presentes en una central de generación.
- ✓ Analizar la condición actual de protecciones de los grupos de generación, transformadores de la central Carlos Mora.
- ✓ Analizar flujos de carga y cortocircuito con software de simulación DIGSILENT POWER FACTORY y categorizar la selectividad y tiempo de operación de las protecciones de la central de generación.

1.5 ALCANCE

El presente proyecto proporcionará una metodología que involucre conceptos y equipos que se deben consideraren para la coordinación de protecciones. Así mismo para establecer los parámetros eléctricos de operación de la Central de Generación se analiza



flujos de carga máxima y mínima, como también un análisis de cortocircuito para condiciones anormales o fallos dentro del sistema de potencia usando Software Digsilent Power Factory donde se podrá determinar el comportamiento de las protecciones, y en conjunto del sistema de la Central de Generación.

La metodología implementada para el estudio permitirá evaluar el impacto antes de la implementación, siendo un procedimiento para brindar estabilidad y confiabilidad al SSEE que brinda la Central de Generación al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I).

1.6 JUSTIFICACIÓN

La tendencia de hoy en día es elegir por energías renovables, energías limpias que produzcan la menor contaminación al medio ambiente, siendo así la necesidad de mantener en la operatividad al máximo de la capacidad de funcionamiento de mini centrales hidroeléctricas.

Siendo de suma importancia el cálculo y simulación de operación de los grupos de generación en distintos escenarios, que permitan evaluar el comportamiento del sistema, para realizar la coordinación entre los relés de protección de generadores, transformadores e interruptor principal de la Central de Generación, que garanticen la actuación de las protecciones adecuadamente, salvaguardando la integridad de los equipos, como también disminuir las paradas y tiempos de indisponibilidades por ajustes inadecuados.

Es importante señalar que esta Central de Generación por ser Hidroeléctrica se encuentra operativa la mayor parte del año, por lo que se considera de suma importancia definir correctamente los ajustes de protección para garantizar su funcionamiento superior al 90 % del periodo de tiempo anual.



Además de ser necesario, debido a condiciones adversas del Sistema Nacional Interconectado, esta central en conjunto con la central térmica Catamayo y Parque Eólico Villonaco en ocasiones ha generado en isla para suministrar energía a la ciudad de Loja, de ahí la importancia de tener los ajustes en los relés apropiados.

CAPITULO 2

2.1 CONCEPTOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

2.1.1 Introducción

Tradicionalmente, la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos ha consistido en la aplicación de procedimientos de experimentación, mediante los cuales se busca empíricamente la optimización. [2].

Por lo tanto, no existe el planteamiento de un conjunto de ecuaciones que describa el problema de coordinación ni la solución óptima, puesto que se analiza mediante técnicas analíticas o numéricas la solución al problema. [3].

2.1.2 Definiciones y términos.

Para el estudio de cortocircuito varios términos y definiciones son importantes conocer, de los cuales se describirán las más relevantes. Según la IEC 60050-130 establece las siguientes definiciones aplicables a la norma IEC 60909-0 válidas para el análisis.

- ✓ **Cortocircuito:** Camino conductor accidental o intencionado entre dos o más partes conductoras que fuerza a que la diferencia de potencial entre ellas sea igual o próxima a cero.
- ✓ **Corriente de cortocircuito¹:** Sobre intensidad resultante de un cortocircuito en un sistema eléctrico.

¹Nota: Es necesario distinguir entre las corrientes de cortocircuito en el punto de defecto y la corriente parciales en las ramas de la red en cualquier punto.



- ✓ **Corriente de cortocircuito simétrica:** Valor eficaz de la componente simétrica de la corriente alterna de una corriente de cortocircuito prevista (disponible) siendo despreciada la componente de corriente continua si existe.
- ✓ **Corriente de cortocircuito simétrica inicial I_k'' :** Valor eficaz de la componente simétrica alterna de la corriente de cortocircuito, en el instante de la aparición del cortocircuito, si la impedancia conserva su valor inicial.
- ✓ **Potencia de cortocircuito simétrica inicial S_k'' :** Valor ficticio determinado como el producto de la corriente de cortocircuito simétrica inicial I_k'' por el voltaje nominal del sistema U_n y por el factor $\sqrt{3}$: $S_k'' = \sqrt{3}U_n I_k''$.
- ✓ **Componente decreciente (aperiódica) de la C.C ($i_{d.c}$):** Valor medio entre las envolventes superior e inferior de la corriente de cortocircuito decreciente desde un valor inicial hasta cero.
- ✓ **Valor de cresta de la corriente de cortocircuito i_p :** Valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito prevista o disponible. El cálculo del valor de la cresta de la corriente de cortocircuito trifásico i_p , aplica al conductor de fase y en el instante en que se produce la c.c.
- ✓ **Corriente de cortocircuito simétrica de corte I_b :** Valor eficaz de un ciclo integral de la componente simétrica de corriente alterna de la corriente de cortocircuito prevista, en el instante de la separación de los contactos del primer polo que se abre de un dispositivo de interrupción.
- ✓ **Corriente de cortocircuito permanente I_K :** Valor eficaz de la corriente de cortocircuito que permanece después del decrecimiento del fenómeno transitorio.

2.2 Sistemas de Protección

Los sistemas de protecciones son parte esencial dentro de un sistema eléctrico, el cual brinda la confiabilidad y calidad de servicio, planteándose las siguientes funciones:

- ✓ Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
- ✓ Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias; y de ser el caso, aislar al equipo del sistema.
- ✓ Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema; y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados.[4]

El sistema de protección debe ser concebido para atender una contingencia doble; es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección, entendido como el conjunto Relé-Interruptor.[4]

Por tal motivo, se debe establecer las siguientes instancias:

- a) Las protecciones principales (primaria y secundaria) que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección y que deben tener una actuación lo más rápida posible (instantánea).
- b) Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y que deberán tener un retraso en el tiempo, de manera de permitir la actuación de la protección principal en primera instancia, por ejemplo:
 - La protección de falla de interruptor que detecta que no ha operado correctamente el interruptor que debe interrumpir la corriente de falla; y por tanto, procede con la apertura de los interruptores vecinos para aislar la falla.

- La protección de respaldo, la cual detecta la falla y actúa en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal. Para ser un verdadero respaldo, este relé debe ser físicamente diferente de la protección principal.[4]

2.3 Criterios y ajuste para coordinación de Protecciones

2.3.1 Funciones 50/51 – 50N/51N[4]

La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser:

- De tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51).
- De tiempo inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la IEC 60255-3 en la expresión 2.1:

$$t = TMS \left[\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)} + C \right] \quad (2.1)$$

Donde:

t Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

I Corriente que mide el Relé (variable independiente)

α Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

I_s Corriente de Arranque del Relé

TMS Constante de ajuste del Relé



- K Parámetro que define la curva característica de operación del Relé
- C Constante de ajuste del Relé

Para el ajuste del relé se debe conocer las siguientes funciones:

2.3.1.1 Para la función (51)[4]

La corriente de Arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.

La constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica.

2.3.1.2 Para la función (50)[4]

La corriente de arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé. A pesar que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación cuando resulte conveniente.

2.3.1.3 Funciones 27 y 59[4]

La protección de voltaje mide permanentemente el voltaje de cada fase con la finalidad de detectar los voltajes que son mayores o menores que las del rango normal de operación. Si las voltajes son menores que las del rango establecido se tiene un protección de subvoltaje o mínimo voltaje (función 27); en el caso de voltaje mayores se tiene la protección de sobrevoltaje (función 59). El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor del voltaje y puede ser:

- Tiempo definido cuando se supera un umbral calibrado, pudiendo ser instantánea o temporizada.

Protección de sobrevoltaje (función 59) $V > VSET-OVER$ $t = TOVER$

Protección de subvoltaje (función 27) $V < VSET-UNDER$ $t = TUNDER$

- Tiempo Inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por las normas IEC 60255-3, de acuerdo a la expresión 2.2.

$$t = TMS \left[\frac{1}{\left(\frac{V}{V_S}\right) - 1} \right] \quad (2.2)$$

Donde

t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

V = Voltaje que mide el Relé (variable independiente)

V_S = Tensión de Arranque del Relé.

TMS = Constante de ajuste del Relé

Como se puede apreciar, el tiempo de operación depende de la variación de voltaje tanto para valores mayores como menores que el voltaje nominal, de una manera simétrica, ya que se toma el valor absoluto de la diferencia. Por tal motivo, es necesario añadir el umbral de arranque.

2.4 PROTECCIÓN DE GENERADOR

Los generadores representan el equipo más costoso en un sistema eléctrico de potencia, y se encuentran sometidos más que ningún otro equipo a disturbios ocasionados en las redes. El problema en los equipos de protección automática no apunta a que el relé no opere cuando debiera hacerlo, sino que lo haga incorrectamente poniendo al generador fuera del servicio. No puede negarse la gravedad que puede significar para un sistema eléctrico la desconexión momentánea e innecesaria de un generador; pero tampoco puede evitarse ese daño mediante la falta de una protección necesaria.[5]

2.4.1 Condiciones anormales que se pueden presentar en un generador.[6]

La protección de un generador supone la consideración de las máximas posibilidades de condiciones de funcionamiento anormal, en comparación de la protección de cualquier otro elemento del sistema, dichas condiciones anormales son las siguientes:

- ✓ Falla en los devanados.
- ✓ Pérdida de excitación.
- ✓ Efecto motor de los generadores.
- ✓ Sobrecalentamiento.
- ✓ Sobrevelocidad.
- ✓ Operación desbalanceada.
- ✓ Operación fuera de sincronismo.

Tabla 2.1. Protecciones del generador de acuerdo al origen de la falla.[6]

	Origen de la Falla	Efecto	Protección	Principal	Respaldo.
EXTERNAS	Maniobra	Sobrevoltaje	Relevadores de Voltaje		59g/27G
	Atmosférico	Sobrevoltaje	Pararrayos	PY	Coord-Aisl
	Cortocircuito	Sobrecorriente	Relevadores >I, >I-<V	51/51V-27G	
	Sobrecarga	Sobrecorriente	Relevadores >I Imagen térmica.	49G	51V-49E
	Carga Asimétrica	Sobrecorriente sec(-)	Relevadores Sec(-)	46G	46G
	Inversión Carga	Motriz Z	Relevadores pot-inv.	32G	32G
INTERNAS	<i>Estator F-φ-φ</i>	<i>Sobrecorriente</i>	<i>Relevadores-Dif</i> <i>Relevadores Z</i>	<i>87G</i>	<i>87GT</i> <i>21G</i>
	Estator F-Espiras	Sobrecorriente	Relevadores Dif.	87G	87GT
	Estator F-φ--T	Sobrecorriente, sobrevoltaje	Relevadores Dif. Relevadores >I, >V Neutro.	87G 64N	87GT 59
	Rotor F-φ--T	Sobrecorriente-T/ Perd. Sincronismo	Relevador Tierra Relevador Perd.Cam	64E	49ER - 40G
	Exet-pérd.	Sobrevelocidad /Gen-Induc.	Relevador >veloc. Frenos(hid)		12
	Pérd.Veloc.	Transitorios.	Relevador <F Relevador de Z	81G	78-21G
OTRAS	Refrig.Máq	Sobretemperatura.	Sensores de temperatura.		
	Refrig.cojinet.	Sobretemperatura.	Sensores de temperatura.		
	Vibraciones	Sobre-mu	Sensores de Vibración		
	Sobretemperatura	Humos	Sensores de Humo		
	Fuego	Incendio	Contraincendios CO2		



Para implementar un sistema de protecciones para un grupo de generación dependerá de la Potencia a instalar. Se consideran generadores de potencia media desde tamaños pequeños, hasta 12500 kVA, sin importar el voltaje[7].

En la figura 2.1 se muestra el esquema básico de protección con sus diversos relés de protección para este tipo de generadores.

✓ **Dispositivos 51V (3).**

Función de sobrecorriente de respaldo con restricción de voltaje o voltaje controlado.

✓ **Dispositivo 51G.**

Función sobrecorriente tiempo de respaldo.

✓ **Dispositivo 32(1).**

Función de potencia inversa para protección de antimotorización.

✓ **Dispositivo 40(1).**

Función de impedancia tipo MH0 para protección contra pérdida de campo.

✓ **Dispositivo 46.**

Función de sobrecorriente de secuencia negativa para protección contra condición de desbalance. El desbalance de corrientes de las fases del generador produce corrientes de secuencia negativa, éstas giran en una secuencia de fase opuesta la elección de la corriente normal o de secuencia positiva.

✓ **Dispositivo 87(3).**

Función diferencial del tipo porcentaje fijo o variable de alta velocidad o de tipo estándar.

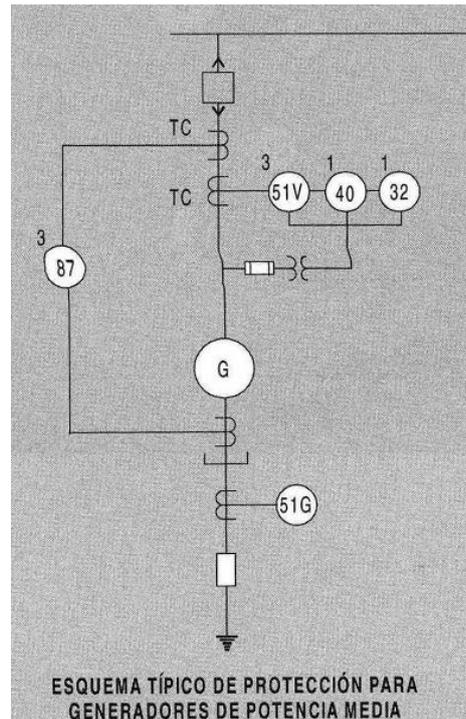


Figura 2.1. Esquema de protección para generadores de Potencia Media. [7]

2.5 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR.

Las principales fallas que pueden ocasionar daños al transformador son:

- ✓ Fallas a tierra en los devanados.
- ✓ Fallas en el núcleo
- ✓ Fallas entre fases.
- ✓ Falla en los Transformadores de Corriente(TC)
- ✓ Fallas entre espiras de un mismo devanado.
- ✓ Falla en el tanque y demás accesorios.
- ✓ Fallas entre espiras de un mismo devanado.

El sistema de protecciones a implementar para un transformador dependerá de la potencia nominal a la cual se encuentra el grupo generador -transformador para que sea económicamente aceptable. La protección de los transformadores se hace típicamente con fusibles para potencias hasta de 2,5MVA entre 3,5 y 5MVA con fusibles o reles de

sobrecorriente , de 5 a 10MVA, se protegen con relés de sobrecorriente y protección diferencial simple y para mayores de 10MVA se usa necesariamente protección diferencial.[8]

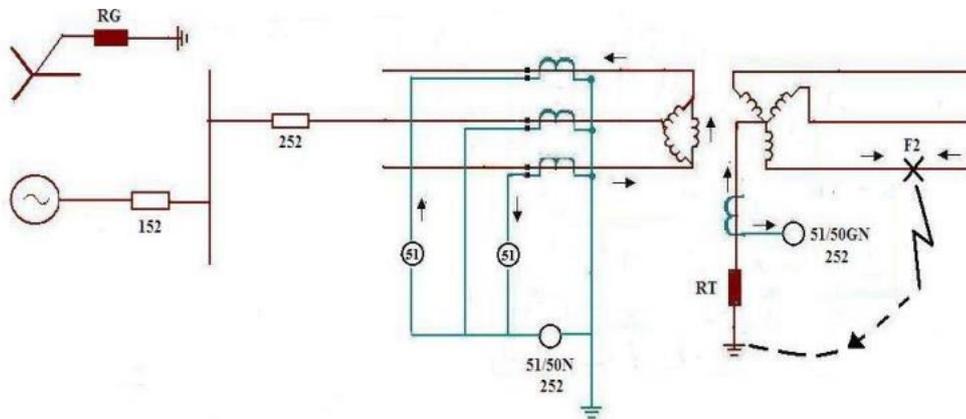


Figura 2.2. Conexión de los relés de tierra de un transformador. [7]

En la figura 2.2 se muestra un esquema básico para la protección de transformadores para una potencia nominal hasta 1.2MVA.[7]

2.6 CORTOCIRCUITOS.

2.6.1 Introducción.

Dentro de los estudios de cortocircuitos se debe tomar en consideración de donde, como se produce y cuáles son los efectos dentro de un sistema eléctrico, así. “Un corto circuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla”[9].

2.6.2 Fuentes de corriente de cortocircuito.

Las fuentes que aporta a la corriente de cortocircuito son todos los elementos activos del sistema como generadores, motores, la compañía distribuidora de electricidad, y se limitan o atenúan por elementos pasivos del sistema como: impedancias de conductores,

transformadores, reactores. En la figura 2.3 se observa las formas de ondas de las fuentes que aportan a la falla.

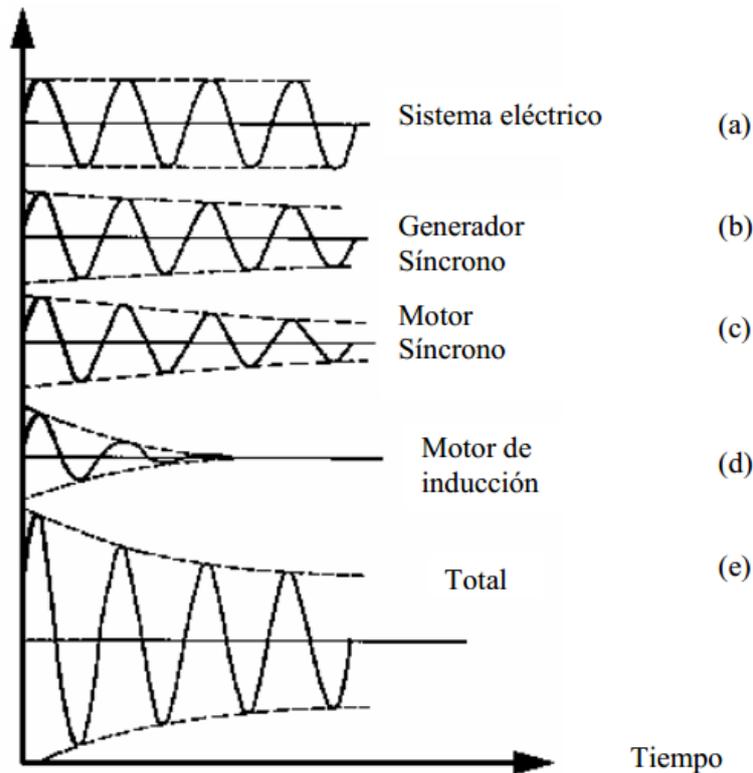


Figura 2.3. Aportes de corrientes de falla (a, b, c, d) y sumatoria total (e). [10]

2.6.3 Métodos de solución

Existen diferentes tipos de solución para el análisis de fallas (estudio de corto circuito), entre los cuales se destacan el método de las componentes simétricas que es un método exacto, pero que comúnmente se confunde con el método denominado por unidad. A continuación, se describe una lista de los métodos más conocidos.

2.6.4 Método de las componentes simétricas (método exacto).

Las fallas simétricas, esto es, las fallas trifásicas y las fallas trifásicas a tierra, con impedancias simétricas a la falla, mantienen el sistema eléctrico balanceado y por lo tanto, puede ser tratado mediante la representación monofásica. Esta simetría se pierde durante

fallas asimétricas línea a tierra, línea a línea, y línea-línea a tierra y en estos casos se requiere un método de análisis de fallos que proporcione una manera conveniente que trate el problema de la asimetría. En 1918 se propuso el método de las componentes simétricas en el cual, un sistema desbalanceado de n fases relacionadas se puede reemplazar por un sistema de n fases balanceadas que son llamadas componentes simétricas de las fases originales. Aunque el método puede ser aplicado a cualquier sistema polifásico desbalanceado, la teoría es aplicada aquí a sistemas trifásicos.

Cuando se considera un sistema trifásico, cada cantidad vectorial de voltaje o corriente es reemplazada por 3 componentes tal que un total de 9 vectores desiguales representan los valores de las tres fases. Los 3 sistemas balanceados del sistema se designan como:

- Componentes de secuencia positiva, que consisten de 3 fasores de igual magnitud, separados 120° , girando en la misma dirección que los fasores del sistema de potencia bajo consideración (dirección positiva).
- Componentes de secuencia negativa, que consisten de 3 fasores de igual magnitud, separados 120° , girando en la misma dirección que los fasores de secuencia positiva, pero en secuencia inversa.
- Componentes de secuencia cero, que consisten de 3 fasores de igual magnitud y en fase con los demás, girando en la misma dirección que los fasores de secuencia positiva.[6]

2.6.5 Método porcentual (método por unidad).

Este método como ya se mencionó en ocasiones se confunde con el anterior, debido a que su procedimiento es muy parecido. Se basa principalmente en encontrar valores en por unidad de todos los equipos que se encuentren en el sistema, por lo que el



procedimiento se reduce en encontrar la reactancia equivalente del sistema según las leyes de los circuitos eléctricos, las resistencias particulares de cada elemento significativo del sistema.

Por cada sitio de falla deberá resolverse la red resultante, no olvidando considerar las reactancias de máquinas rotatorias que sea necesario incluir en la red, dependiendo del número de ciclos en que se desee calcular la corriente de corto circuito. En circuitos de alta y medio voltaje, es de interés conocer la corriente momentánea (1/2 a 1 ciclo) y la corriente para interrupción (8 ciclos), en tanto que en bajo voltaje solo la corriente momentánea es de interés

El método basa sus cálculos en la ecuación 2.3, general para sistemas en por unidad.

$$\text{valor en por unidad} = \frac{\text{valor real}}{\text{valor base}} \quad (2.3)$$

Este método es generalmente el más apropiado cuando en el circuito existen diversos niveles de voltaje, por tanto ayuda a simplificar las relaciones de transformación.

El número base es también llamado valor unidad ya que en el sistema de “por unidad” tiene un valor unitario. Así, un voltaje base es también llamado voltaje en unidad. El símbolo que se usa para expresar valores en “por unidad” es \bar{X} , usando también la abreviatura “pu” como subíndice de la magnitud en cuestión, por ejemplo X_{pu} . [9]

2.6.6 Método de kVA's (método de las potencias).

El método de los kVA's, además de eliminar la gran cantidad de cálculos, ya que los valores se calculan simultáneamente, permite anticipar el valor aproximado en cada paso y así determinar de inmediato si se cometió algún error.

El método se basa en manipular los kVA's de los elementos del circuito, en vez de sus impedancias. Este método permite la determinación de los kVA's equivalentes en cada punto del sistema, determinándose estos en forma simultánea, la corriente de cortocircuito (I_{cc}) se obtiene dividiendo los kVA_{eq} del punto por el voltaje de línea que le corresponde, así [11] :

$$I_{cc} = \frac{kVA_{eq}}{kV\sqrt{3}} \quad (2.4)$$

Para sistemas trifásicos el análisis se realiza bajo el modelo monofásico de la red, después se realiza las operaciones necesarias para llegar al original.

2.6.7 Método de la matriz Zbus (método exacto).[9]

Este método al igual que el de las componentes simétricas se considera un método exacto. El desarrollo de este método solo se ha aplicado a falla trifásica, pero se puede aplicar a cualquier falla. Se trata de encontrar la matriz de impedancias Zbus y esto se logra obteniendo la matriz de admitancias Ybus, entonces el procedimiento es el siguiente:

Calcular las admitancias de secuencia positiva de las ramas del circuito de impedancias, en por unidad.



$$A = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{2n} \\ Y_{a1} & Y_{n2} & Y_{nm} \end{bmatrix} \dots \dots \dots \quad (2.5)$$

Donde: n es el número de buses.

En la ecuación 2.5 los elementos de la diagonal principal Y_{11}, Y_{22}, Y_{nm} . Se obtienen sumando todas las admitancias que estén conectadas al bus correspondiente.

Mientras los elementos fuera de la diagonal principal se obtienen o son todas las admitancias que unen a dos buses, pero con signo combinado.

En la ecuación 2.6 se forma la matriz de admitancias Y_{bus} , de secuencia positiva por inspección de la red.

$$Z_{bus} = (Y_{bus})^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{2n} \\ Z_{n1} & Z_{n2} & Z_{nm} \end{bmatrix} \dots \dots \dots \quad (2.6)$$

Se calcula la matriz de impedancias de secuencia positiva Z_{bus} .

Se calculan las corrientes de cortocircuito en cada bus con:

$$I_k = \frac{V_k}{Z_{kk}}; k=1,2,3 \dots n \dots \dots \dots \quad (2.7)$$

Se calculan los voltajes nodales en todos los buses del sistema cuando ocurre la falla en el bus k, es decir, para el bus “n” cuando ocurre la falla en el bus “k”:

$$V_n = V_{pn} - \frac{V_k}{Z_{kk}} = V_{pn} Z_{nk} I_k \dots \dots \dots \quad (2.8)$$

Donde:

V_{pn} = Voltaje de prefalla (E_{a1}) en el bus k



La reactancia de las máquinas sincrónicas (motores y generadores) no tiene un solo valor como sucede con un transformador o un cable; sino que es compleja y variable con el tiempo, esta variación se presenta en tres etapas:

- a) **La reactancia subtransitoria X_d''** : Es la reactancia aparente en el estator en el instante en que se produce el cortocircuito, determina la corriente que circula en el devanado del estator durante aproximadamente los dos primeros ciclos (10 a 20 milisegundos).
- b) **La reactancia transitoria X_d'** : Es la reactancia aparente después de los primeros ciclos. Esta reactancia determina la intensidad que circula durante el intervalo posterior al que se indicó anteriormente hasta unos cuatro ciclos o 500 milisegundos, y en el que la reactancia subtransitoria constituye el factor decisivo.
- c) **La reactancia sincrónica X_s** : Es la reactancia que determina la intensidad que circula cuando se ha llegado a un estado estacionario. [9].

2.8 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.

El estudio de cortocircuito es base fundamental para la elección y conformación del sistema de protecciones, por esta razón el sistema en estudio se rige en la norma IEC 60909, basada en la norma VDE 0102, las cuales maneja el software Power Factory – DIGSILENT para el análisis de fallas. La norma IEC 60909 es tomada en consideración en este estudio bajo las directrices y procedimientos del departamento de protecciones de la EERSSA; puesto que este estándar es adoptado por la empresa distribuidora para la planificación y expansión del sistema eléctrico concesionado.

La norma IEC (Comisión Internacional de Electrotecnia) desarrollada en Europa considera o norma todos los temas de la electrotecnia. Para el análisis de fallas en particular existe el estándar IEC 60909 que norma los procedimientos para el cálculo de

corriente de cortocircuito empleado para sistema de bajo y alto voltaje hasta 230 kV para frecuencia nominal de 50 y 60 Hz.

Los resultados que se encuentran con los procedimientos se pueden usar para la comprobación de algunas características de equipos instalados así como para la selección de equipos en etapa de planeación. [10]

Los procedimientos IEC aplican para fallas tanto balanceadas como desbalanceadas. En la figura 2.5 se muestra cortocircuitos típicos que se pueden presentar en los sistemas eléctricos.

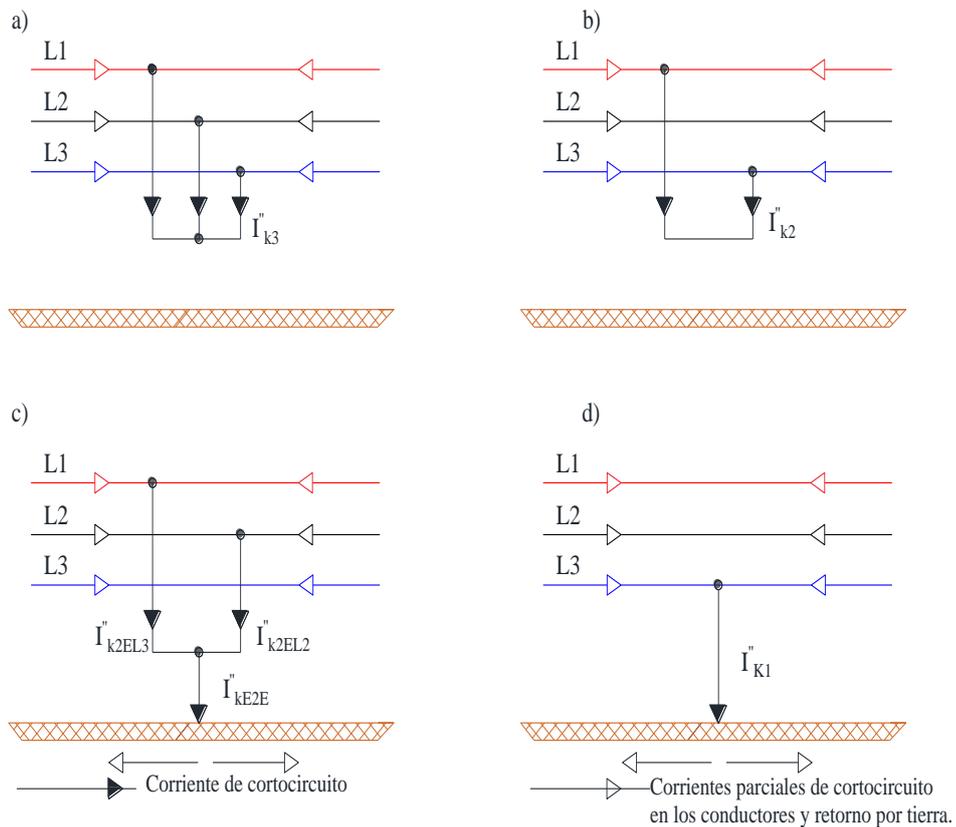


Figura 2.5. Tipos de fallas en un sistema eléctrico. [12]

a) Falla trifásica Balanceada.

b) Falla de línea a línea sin conexión a tierra.



- c) Falla de línea a línea con conexión a tierra.
- d) Falla de línea a tierra.

2.8.1 Generalidades de la Norma IEC 60909

Esta parte de la norma IEC 60909 establece un procedimiento general, práctico y conciso que conduce a resultados que generalmente son de precisión aceptable: Para establecer este método de cálculo, se introduce una fuente de voltaje equivalente en el punto de cortocircuito. Esto no excluye la utilización de métodos especiales, para realizar el análisis y procedimientos de cálculo.[12]

Esta parte de la norma IEC 60909 trata del cálculo de corrientes de cortocircuito en el caso de circuitos equilibrados o desequilibrados. Las corrientes de cortocircuito y las impedancias de cortocircuito se pueden determinar mediante pruebas en el sistema, por medidas sobre un analizador de redes o con un programa informático.

El cálculo de la impedancia de cortocircuito se basa en general en los datos asignados de los equipos eléctricos y en disposición topológica del sistema. y tiene la ventaja de ser posible tanto para sistemas existentes, como para sistemas en etapa de planificación.

A nivel general en un estudio de cortocircuito se calculan dos tipos de corriente de cortocircuito.

- a) La Corriente de cortocircuito máxima que determina la capacidad o los valores asignados de los equipos eléctricos.
- b) La corriente mínima que puede ser base para la selección de fusible, ajustes de dispositivos de protección y para el chequeo de arranque de motores.[12]

2.8.2 Falla Alejada del generador.

Cortocircuito durante la magnitud de la componente simétrica de la corriente alterna de la corriente prevista (disponible) permanece esencialmente constante como en la figura 2.6

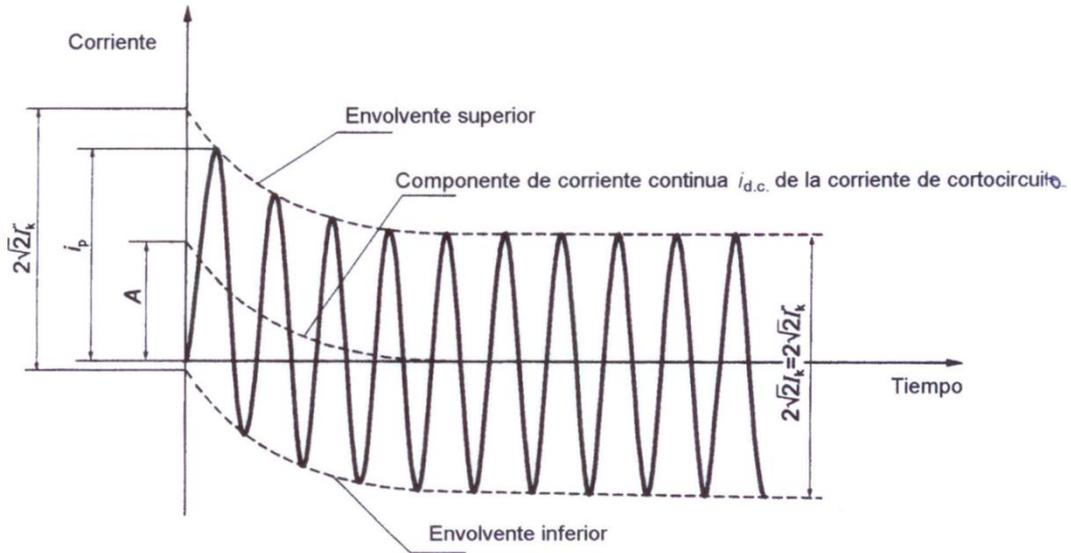


Figura 2.6. Corriente de cortocircuito alejado del generador. [12]

Donde:

I''_k = Corriente de cortocircuito simétrica inicial.

I_p = Valor de cresta de la corriente de cortocircuito.

I_{dc} = Componente de continua de la corriente de cortocircuito.

A = Valor inicial de la componente de la corriente I_{dc} .

2.8.3 Falla cercana al generador.

Cortocircuito en el que la contribución, de al menos una máquina síncrona, a la corriente de cortocircuito simétrica inicial prevista, es más del doble de la corriente asignada de la máquina síncrona o en el que la contribución de los motores asíncronos

supera el 5% de la corriente de cortocircuito simétrica I_K'' sin motores; según la representación esquemática en la figura 2.7.

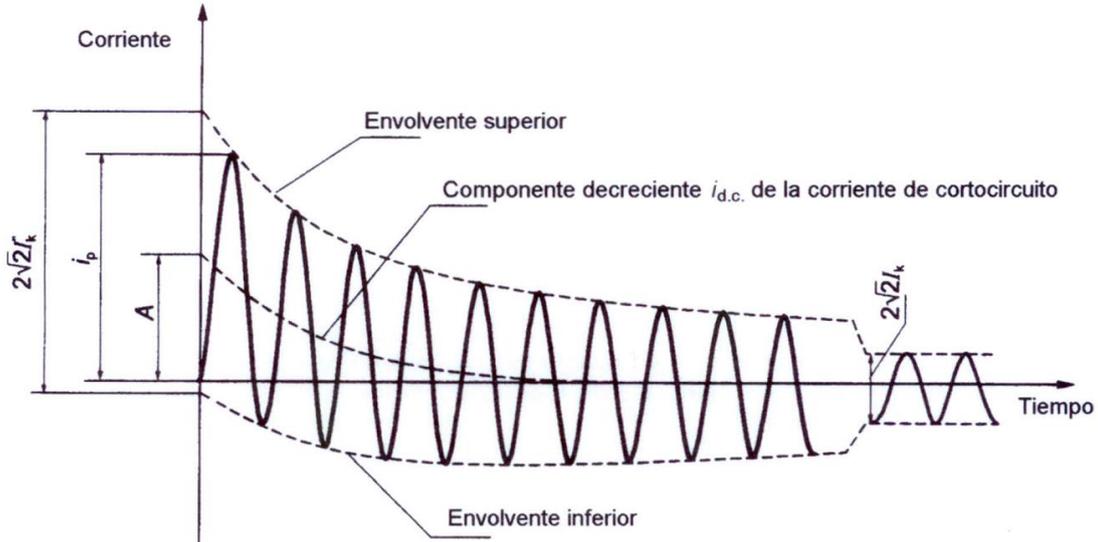


Figura 2.7. Corriente de cortocircuito próximo. [12]

Donde:

I_K'' = Corriente de cortocircuito simétrica inicial.

I_p = Valor de cresta de la corriente de cortocircuito.

I_{dc} = Componte de continua de la corriente de cortocircuito.

A = Valor inicial de la componente de la corriente I_{dc} .

I_k = Corriente de cortocircuito permanente.

2.8.4 Procedimiento para el cálculo de cortocircuito.

Un cálculo completo de las corrientes de cortocircuito, proporciona la misma en función del tiempo en el punto defecto, desde el inicio del cortocircuito hasta el final, correspondiendo al valor instantáneo del voltaje al comienzo del cortocircuito.

Dependiendo de la aplicación de los resultados, es interesante conocer el valor eficaz de la componente simétrica la corriente alterna y el valor de cresta de la corriente de

cortocircuito (i_p) después de la ocurrencia del cortocircuito. El valor más alto de (i_p) depende de la constante de tiempo de la componente aperiódica decreciente y de la frecuencia. Según la norma IEC 60909-0 utiliza dos métodos de cálculo para cortocircuitos sean estos equilibrados o desequilibrados, estos son:

2.8.4.1 Fuente de voltaje equivalente de cortocircuito.

El método utilizado para el cálculo está basado en la introducción de una fuente de voltaje equivalente en el punto de cortocircuito: La fuente de voltaje equivalente es la única activa del sistema.

Todas las redes de alimentación, máquinas síncronas y asíncronas son reemplazadas por sus impedancias internas. En todos los casos es posible determinar la corriente de cortocircuito en el punto de defecto F con la ayuda de una fuente de voltaje equivalente.

No son indispensables los datos de operación de la carga de los consumidores, ni la posición de los cambiadores taps de los transformadores [12]. En la figura 2.8 se esquematiza este método para una falla simétrica.

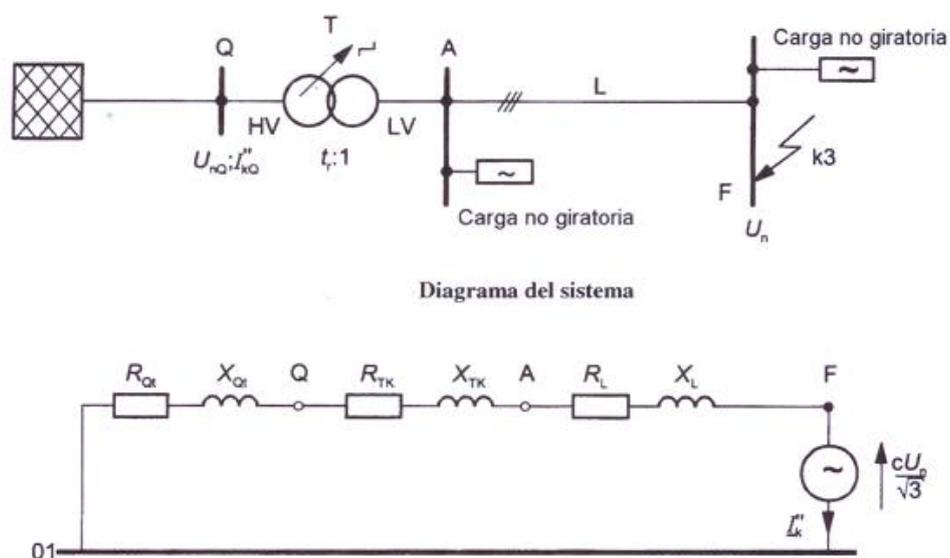


Figura 2.8. Esquema equivalente del sistema de secuencia directa. [12]

2.8.4.2 Aplicación de las componentes Simétricas:

En sistemas de corriente alterna, el cálculo de los valores de la corriente resultantes de cortocircuito equilibrado y desequilibrado se simplifica por la utilización de las componentes simétricas. Esto supone que el equipo eléctrico tiene una estructura equilibrada, por ejemplo, en el caso de líneas áreas transpuestas: los resultados del cálculo de la corriente de cortocircuito tienen una precisión aceptable también en el caso de líneas aéreas sin transposición. Utilizando este método, las corrientes en cada conductor de fase se determinan por la superposición de las corrientes de los sistemas de componente simétrica: Corriente de secuencia directa I_1 , corriente de secuencia inversa I_2 , corriente homopolar I_0 .

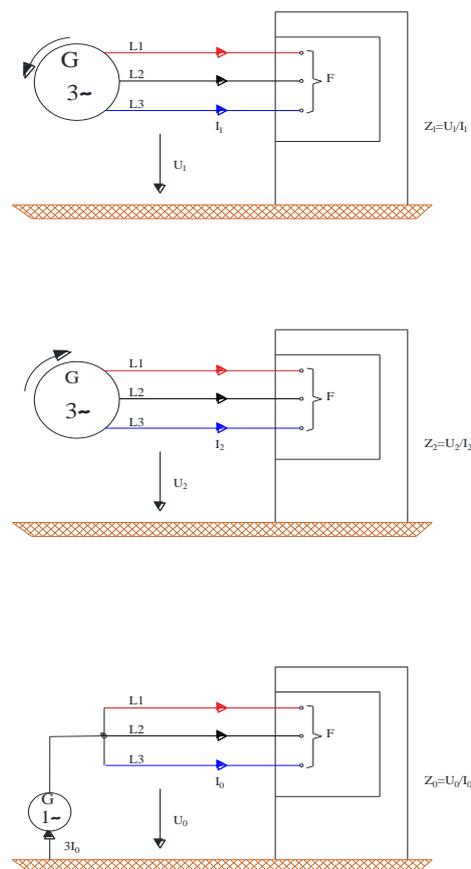


Figura 2.9. Impedancias de cortocircuito de un sistema trifásico C.A. [12]

Para la aplicación del método de cálculo de cortocircuito dependerá del tipo de configuración del sistema eléctrico, nivel de voltaje además del tipo y número de fuentes de alimentación que aportan a la falla.

Para el caso de la Central de Generación, en la figura 2.10 se presenta la tipología referida a falla en configuración no mallada con varias fuentes.

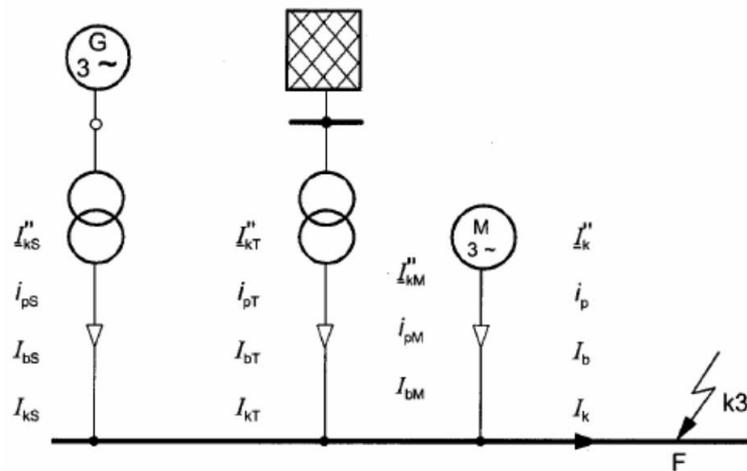


Figura 2.10. Configuración de red mallada con varias fuentes. [12]

2.9 FLUJOS DE POTENCIA

2.9.1 Introducción

En general los estudios de flujo de potencia, determinan el voltaje, corriente potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia en un sistema eléctrico.

Para realizar el análisis de flujos de potencia existen varios métodos interactivos como: Gauss Seidel, Newton Raphson, Newton Raphson desacoplado y método de flujos DC; en el caso de estudio y verificando que Digsilent Power Factory realiza los cálculos por Newton- Raphson se describe su formulación matemática.

2.9.2 Método de Newton Raphsón.

Este método obtiene nuevos valores mediante liberalización sucesivas de las ecuaciones involucradas, expresadas con $f(x) = 0$

En este caso, las funciones o residuos a anular son la diferencia entre los valores de potencia calculados y los especificados; resolviendo 2.11 y 2.12 se obtendrá la solución.

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, n-1 \quad (2.10)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, n-nG \quad (2.11)$$

En cada una de las iteraciones debe resolver el sistema de ecuaciones indicado en la ecuación 2.13.

$$\begin{pmatrix} H & N \\ M & L \end{pmatrix}^k \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{pmatrix}^k = \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}^k \quad (2.12)$$

Cuya matriz de coeficiente es el jacobino, cambiando de signo, del sistema no lineal.

Una vez resuelto el sistema, los voltajes se actualizan mediante la ecuación 2.14:

$$\begin{pmatrix} \theta \\ V \end{pmatrix}^{k+1} = \begin{pmatrix} \theta \\ V \end{pmatrix}^k + \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{pmatrix}^k \quad (2.13)$$

Los términos del jacobino se obtienen de las funciones establecidas en 2.15:

$$\begin{aligned} H_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} & M_{ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \\ N_{ij} &= \frac{V_i \partial P_i}{\partial V_j} & L_{ij} &= \frac{V_j \partial Q_i}{\partial V_j} \end{aligned} \quad (2.14)$$

El proceso se detiene cuando todos los componentes del vector de residuos $[\Delta P \ \Delta Q]$ son menores que el error. [13, pp. 57,58]

2.10 DIGSILENT POWER FACTORY.[14]

Power Factory DIGSILENT es una herramienta de diseño asistido por computadora en el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Este programa permite al análisis de sistemas eléctricos de diversas aplicaciones: generación, transmisión, distribución e industrial. Este programa posee una característica de integración de funciones de cálculo y base de datos, que agiliza los cálculos, y combina capacidad de modelado flexible y altamente confiable con algoritmos de solución altamente eficientes.

Uno de los más comunes procedimientos computacionales usados en el análisis de sistemas de potencia es el cálculo del flujo de potencia o flujo de cargas. La planificación, diseño y operación de los sistemas de potencia requieren de tales cálculos para analizar el desempeño en régimen estacionario (steady-state) del sistema de potencia bajo variadas condiciones de operación y estudiar los efectos de cambio.

Es una herramienta muy importante de planificación, en forma muy simple, este determina el estado del sistema en condiciones de régimen estacionario. Sin embargo, en los sistemas de potencia reales, la solución del flujo de potencia en ocasiones requiere



considerar una serie de restricciones para cumplir con una función objetivo, dando origen al denominado flujo de potencia óptimo (optimal power flow OPF).

CAPITULO 3

3.4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA CENTRAL

3.4.1 Descripción de unidades de generación

La Central de Generación está conformada por tres grupos de generación con una potencia total instalada de 2.400 kilovatios, cuyas especificaciones se encuentran en las tablas 3.1, 3.2, 3.3.

Tabla 3.1. Descripción de unidades de generación 1. (Fuente Autores)

UNIDAD 1	
Turbina:	J.M. VOITH
Tipo:	PELTON
Potencia nominal (MW):	0.6
Velocidad (r/min):	720
GENERADOR:	
MARCA	AEG DG
MODELO	126/10
NRO.SERIE	454071
POTENCIA (KVA)	750
VOLTAJE(V)	2300
VELOCIDAD (R.P.M)	720
NUMERO DE FASES	3
FRECUENCIA	60
FACTOR DE POTENCIA	0.8
EXITATRIZ:	
MARCA	AEG
MODELO	EA85
NRO. SERIE	629432
POTENCIA (KW)	12
VOLTAJE(Vcc)	110
CORRIENTE(A)	105



Tabla 3.2. Descripción de unidades de generación 2. (Fuente Autores)

UNIDAD 2	
Turbina:	J.M. VOITH
Tipo:	PELTON
Potencia nominal (MW):	0.6
Velocidad (r/min):	720
GENERADOR:	
MARCA	AEG DG
MODELO	126/10
NRO.SERIE	454071
POTENCIA (KVA)	750
VOLTAJE(V)	2300
VELOCIDAD (R.P.M)	720
NUMERO DE FASES	3
FRECUENCIA	60
FACTOR DE POTENCIA	0.8
EXITATRIZ:	
MARCA	AEG
MODELO	EA85
NRO. SERIE	629432
POTENCIA (KW)	12
VOLTAJE(Vcc)	110
CORRIENTE(A)	105

Tabla 3.3. Descripción de unidades de generación 3. (Fuente Autores)

UNIDAD 3	
Turbina:	J.M. VOITH
Tipo:	FRANCIS
Potencia nominal (MW):	1.2
Velocidad (r/min):	1200
GENERADOR:	
MARCA	AEG
MODELO	DG 2134/6
NRO.SERIE	67-459260
POTENCIA (KVA)	1500
VOLTAJE(V)	2300
VELOCIDAD (R.P.M)	1200
NUMERO DE FASES	3
FRECUENCIA	60
FACTOR DE POTENCIA	0.8
EXITATRIZ:	
MARCA	AEG
MODELO	EA277
NRO. SERIE	67-714338
POTENCIA (KW)	10
VOLTAJE(Vcc)	110
CORRIENTE(A)	89.1

3.4.2 Circuito eléctrico de potencia de la Central

La Central de Generación despacha la energía eléctrica a un nivel de voltaje de 2.3 kV y lo eleva a nivel de 22 kV, cada generador se encuentra conectado a un interruptor con su respectivo seccionador en la barra de 2.3 kV, (voltaje nominal de los tres generadores), también se dispone de un segundo interruptor con su seccionador en el mismo lado de la barra antes de conectar al transformador, esto se repite para las tres barras de las tres unidades de generación.

Por el lado de 22 kV no existen interruptores para los transformadores de potencia y por tanto, cualquier avería en un transformador se prevé que todos los transformadores se desconectarán mediante el reconectador (PCD 2000R) que trabaja como un interruptor.

En la subestación convencional de 22 kV existen otros dos reconectadores, uno en la posición Zamora (NULEC) y otro en la posición San Cayetano (ENTEC). Cada interruptor en la subestación de 22 kV tiene seccionadores en ambos lados y un fusible para bypass.

En la figura 3.1 se detalla el esquema trifilar de la instalación de las unidades generadoras.

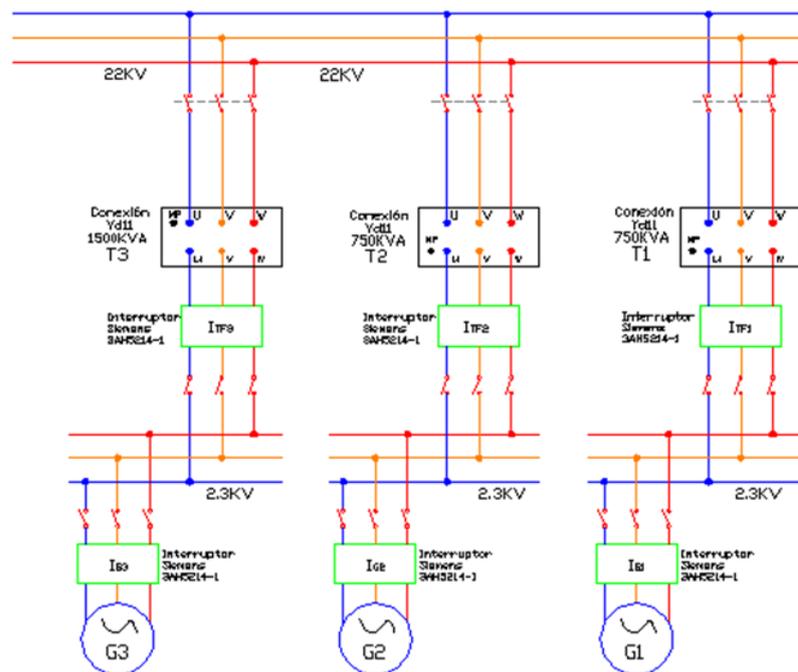


Figura 3.1. Diagrama de las instalaciones de la Central. (Fuente Autores)

3.4.3 Relés de generadores

La central cuenta con Relés Siemens de la familia de equipos SIPROTEC® 4 de la compañía SIEMENS, es una serie de equipos de protección con interfaces de comunicación abiertos para operaciones de control y configuración remota con interface de servicio con funcionalidad altamente flexible, que a la fecha ya no es una versión actualizada.



Figura 3.3. Relé instalado en unidad de generación 1. (Fuente Autores).

Estos relés 7UM611 están conectados a dos Transformadores de Potencial (TPs) conectados en delta abierta (Los TPs miden voltaje trifásico) que está instalado en el gabinete del interruptor (figura 3.4).



Figura 3.4. Transformadores de Potenciales. (Fuente Autores)

El juego de Transformadores de Corriente (TC's) se encuentra instalado en el neutro del generador.



Figura 3.5. Transformadores de Corriente. (Fuente Autores)

Los Transformadores de Corriente (TC's) del generador 1 y 2 son de 200 A en el primario y 5 A en el secundario. Estos son de 30 VA y del tipo 5P20. Existen tres unidades independientes los

cuales están conectados en estrella completa, de donde el relé puede medir las corrientes por las fases y la corriente residual.

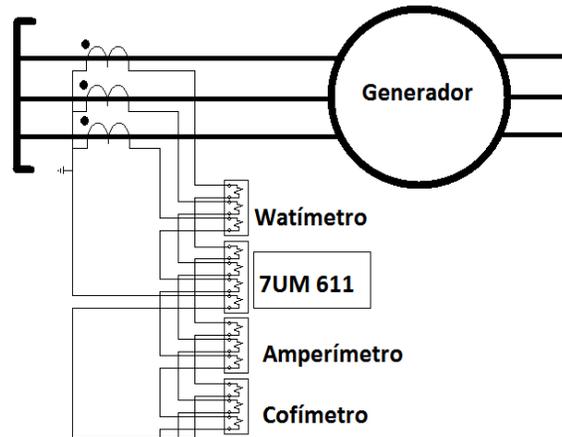


Figura 3.6. Esquema de conexión de TC's al neutro. (Fuente Autores)

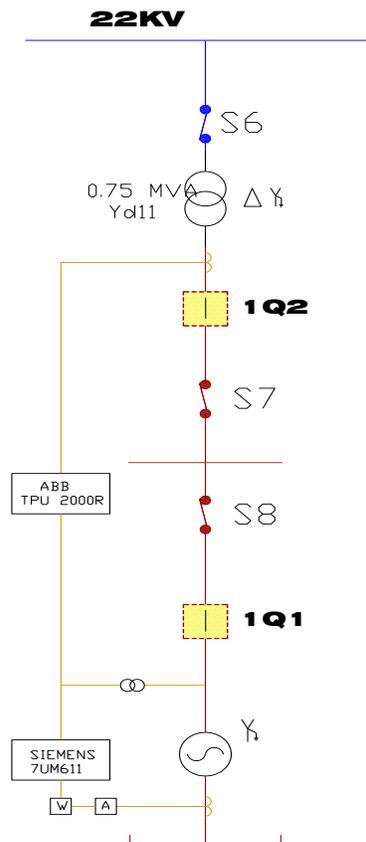


Figura 3.7. Esquema de conexión de relés 7UM 611. (Fuente Autores).



Bajo esta forma de conexionado y con estas funciones de protección se están intentando proteger tres equipos:

1. Los generadores.
2. Los transformadores de potencia.
3. Un interruptor principal de salida.

Con la utilización del software propio de estos relés DIGSI 4.90 se obtuvo los parámetros con los que están ajustados para su operatividad.

Tabla 3.4. Configuración RELÉ 7UM 611 /Generador 1. (Fuente Autores)

Power System	
Rated Frequency	60 Hz
Rated Sequence	L1 L2 L3
Scheme Configuration	Direct Connected to busbar
Earthing of Machine Starpoint	Starpoint earthing high resistance
Storage of th. Replicas w/o Power Supply	NO
Unit of temperature measurement	Degree Celsius
	TC's
Correction Angle CT WO	0.00 °
CT Starpoint	CT Starpoint towards machine
CT Rated Primary Current	200
CT Rated Secondary Current	5
CT Rated Prim/Sec I_{ee}	40
	TP's
Rated Primary Voltage	2,3 kV
Rated Secondary Voltage (Ph - Ph)	100 V
UE Connection	UE Connect to Neutral Transformer
VT Ratio Prim/Sec U_e	23,0
Matching Ration Ph-VT to Broken-Delta-VT	1,73
	Breaker
Minimum TRIP Command Duration	0,15 sec
Closed Breaker Min. Current Thershold	0,20 A

Las protecciones actualmente instaladas en los relés SIPROTEC 7UM 611 de los generadores 1 y 2 son las siguientes:

- Sobrecorriente Instantáneas (50 ANSI)
- Sobrecorriente Temporizadas (51 ANSI)
- Sobrevoltaje Instantáneo y Temporizados (59 ANSI)
- Protección Potencia Inversa (32 ANSI)

La capacidad del relé es mucha más amplia, es decir tiene más funciones para protección de generadores, pero no se encuentran activadas. En la figura 3,8 se indica todas las funciones disponibles en el relé.

Funciones disponibles:

N°	Función	Volumen
0103	Setting Group Change Option	Disabled
0104	Fault values	RMS values
0112	Overcurrent Protection I->	Disabled
0113	Overcurrent Protection I->	Non-Directional
0114	Inverse O/C Time Protection	with ANSI-characteristic
0116	Thermal Overload Protection	Disabled
0131	Reverse Power Protection	Enabled
0140	Undervoltage Protection	Disabled
0141	Overvoltage Protection	Enabled
0142	Over / Underfrequency Protection	Disabled
0143	Overexcitation Protection (U/F)	Disabled
0150	Stator Earth Fault Protection	Disabled
0151	Sensitive Earth Current Protection	Disabled
0180	Fuse Failure Monitor	Disabled
0181	Measured Values Supervision	Disabled
0185	Threshold Supervision	Disabled
0186	External Trip Function 1	Disabled

Información

Figura 3.8. Funciones activadas en relé 7UM 611 G1 y G2. (Fuente Autores)

A pesar que la protección de potencia inversa se encuentra seleccionada en Setting Group 1, dentro de la configuración se encontraba desactivada, siendo subutilizado el relé solo para las tres protecciones ya mencionadas.

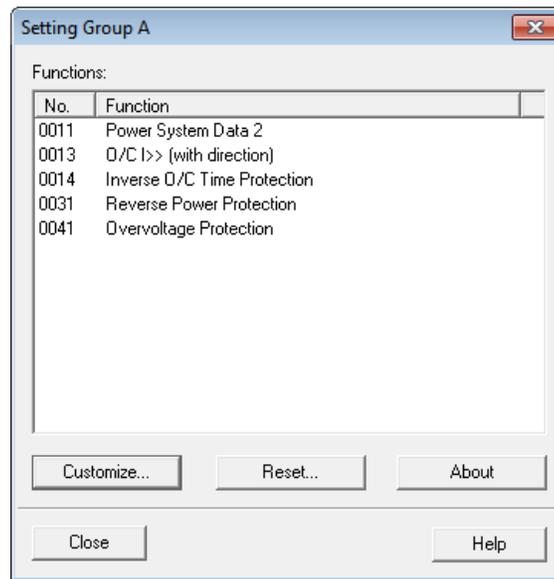


Figura 3.9. Ajustes del Grupo 1, relé 7UM 611. (Fuente Autores)

Los parámetros actuales que se encuentran configurados en los relés son los siguientes:

a. 50 - Sobre corriente Instantáneas

Tabla 3.5. Ajustes O/C I>> en el relé 7UM 611 de G1 y G2. (Fuente Autores)

O/C I>> (with Direction)	
Over Current Time Protection	ON
I>> Pickup	14,80 A
T I>> Time Dial	0,05 sec

b. 51 -Sobre corriente Temporizadas.

Tabla 3.6. Ajustes O/C Time en relé 7UM 611 G 1 y G 2. (Fuente Autores)

Inverse O/C Time Protection	
Inverse Time O/C Time Protection Ip	ON
Ip Pickup	4,8 A
TIME DIAL TD	2
ANSI Curve	Very Inverse
Voltage Influence	Without
U<Thershold for Release Ip	10 V



c. 59 - Sobrevoltajes Instantáneos y Temporizados

Tabla 3.7. Ajustes Overvoltaje en relé 7UM 611 de G1 y G 2. (Fuente Autores)

Over Voltage Protection	
Over Voltage Protection	ON
U> Pickup	110 V
TU> Time Delay	3,00 sec
U>> Pickup	120 V
TU>> Time Delay	0,5 sec
U>, >> Drop Out Ratio	0,95
Measurement Values	Voltage protection with U-Phase- Pha

d. Protección Potencia Inversa

Tabla 3.8. Ajustes Reverse Power. (Fuente Autores)

Reverse Power	
Reverse power Protection	OFF
P >Reverse Pickup	-1,40 %
Time Delay Long (without stop valve)	10,00 sec
Time Delay Short (with Stop Valve)	1,00sec

Los Transformadores de Potencial (TP's) son de 2.3 kV en el primario y 100 V en el secundario.

En la figura 3.10 se muestran instalados independientemente en un solo gabinete.



Figura 3.10. Transformadores de Potencial de la unidad de generación 3. (Fuente Autores)

El juego de transformadores de corriente instalados en el neutro, comparte funciones de protección y de medición, lo cual es incorrecto. Se comprobó que estos por sus características son para uso en protecciones, entonces existe la posibilidad que se deteriore algún instrumento de medición cuando ocurra un cortocircuito interno.

En la tabla 3.9 se detalla los parámetros considerados de acuerdo a los equipos y sistema eléctrico de la Unidad 3.

Tabla 3.9. Configuración RELÉ 7UM 611 /G3. (Fuente Autores)

Power System	
Rated Frequency	60 Hz
Rated Sequence	L1 L2 L3
Scheme Configuration	Direct Connected to busbar
Earthing of Machine Starpoint	Starpoint earthing high resistance
Storage of th. Replicas w/o Power Supply	NO
Unit of temperature measurement	Degree Celsius
	TC's
Correction Angle CT WO	0.00 °



CT Starpoint	CT Starpoint towards machine
CT Rated Primary Current	400
CT Rated Secondary Current	5
CT Rated Prim/Sec I _{ee}	80
TP's	
Rated Primary Voltage	2,3 kV
Rated Secondary Voltage (Ph - Ph)	100 V
UE Connection	UE Connect to Neutral Transformer
VT Ratio Prim/Sec U _e	23,0
Matching Ration Ph-VT to Broken-Delta-VT	1,73
Breaker	
Minimum TRIP Command Duration	0,15 sec
Closed Breaker Min. Current Thershold	0,20 A

Las protecciones actualmente configuradas en los relés SIPROTEC 7UM 611 del generador 3 son:

- Protección de sobrecarga térmica (49 ANSI)
- Sobrecorriente Instantáneas (50 ANSI)
- Sobrecorriente Temporizadas (51 ANSI)
- Sobrevoltaje Instantáneo y Temporizado (59 ANSI)
- Protección Potencia Inversa (32 ANSI)

Funciones disponibles:

N°	Función	Volumen
0103	Setting Group Change Option	Disabled
0104	Fault values	RMS values
0112	Overcurrent Protection I>	Disabled
0113	Overcurrent Protection I>>	Non-Directional
0114	Inverse O/C Time Protection	with ANSI-characteristic
0116	Thermal Overload Protection	Disabled
0131	Reverse Power Protection	Enabled
0140	Undervoltage Protection	Disabled
0141	Overvoltage Protection	Enabled
0142	Over / Underfrequency Protection	Disabled
0143	Overexcitation Protection (U/f)	Disabled
0150	Stator Earth Fault Protection	Disabled
0151	Sensitive Earth Current Protection	Disabled
0180	Fuse Failure Monitor	Disabled
0181	Measured Values Supervision	Disabled
0185	Threshold Supervision	Disabled
0186	External Trip Function 1	Disabled

Información

Figura 3.11. Funciones activadas en relé 7UM 611, G1 y G2. (Fuente Autores)

Las protecciones activadas en el relé para el grupo 3 son del tipo de sobrecorriente (50/51) contra cortocircuitos y sobrevoltajes (59) para cuidar los aislamientos de los generadores.

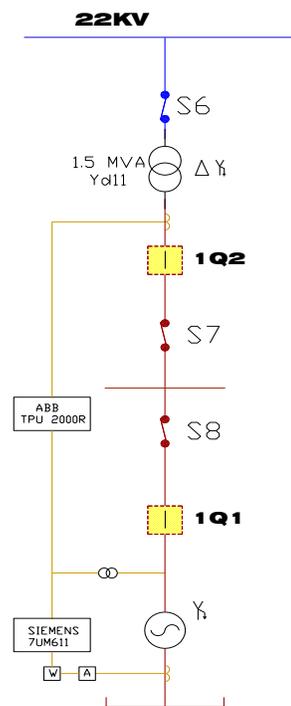


Figura 3.12. Esquema de conexionado de relés 7UM 611. (Fuente Autores)

A pesar que más protecciones se encuentra seleccionada en Setting Group 1, dentro de la configuración se encuentran desactivadas, siendo subutilizado el relé para cuatro protecciones ya mencionadas.

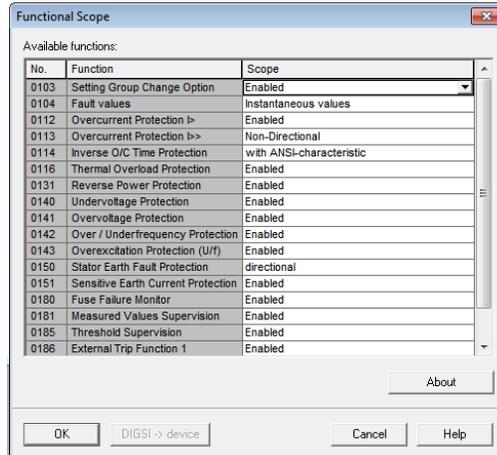


Figura 3.13. Ajustes del Grupo 1 del relé 7UM 611. (Fuente Autores)

En las tablas 3.10, 3.11, 3.12, 3.13 y 3.14 se indican los parámetros actuales que se encuentran configurados en los relés de la unidad 3 de generación.

a. 49 - Protección de sobrecarga térmica

Tabla 3.10. Ajustes del O/C I>> en el relé 7UM 611 G 3. (Fuente Autores)

O/C I>> (with Direction)	
Thermal Overload Protection	ON
K- Factor	1.13
Thermal Time Constant	600 sec
Thermal Alarm Stage	90 %

b. 50 - Sobre corriente Instantáneas

Tabla 3.11. Ajustes del O/C I>> en el relé 7UM 611 G3. (Fuente Autores)

O/C I>> (with Direction)	
Over Current Time Protection	ON
I>> Pickup	23,56 A
T I>> Time Dial	0,10 sec



c. 51 - Sobre corriente Temporizadas

Tabla 3.12. Ajustes O/C Time en el relé 7UM 611 del G 3. (Fuente Autores)

Inverse O/C Time Protection	
Inverse Time O/C Time Protection Ip	ON
Ip Pickup	5,18 A
TIME DIAL TD	1
ANSI Curve	Very Inverse
Voltage Influence	Without
U<Thershold for Release Ip	10 V

d. 59 - Sobrevoltaje Instantáneo y Temporizado

Tabla 3.13. Ajustes Overvoltage en el relé 7UM 611 del G3. (Fuente Autores)

Over Voltage Protection	
Over Voltage Protection	ON
U> Pickup	110 V
TU> Time Delay	3,00 sec
U>> Pickup	120 V
TU>> Time Delay	0,5 sec
U>,>> Drop Out Ratio	0,95
Measurement Values	Voltage protection with U-Phase-Pha

e. 32-Protección Potencia Inversa.

Tabla 3.14. Protección Potencia Inversa. (Fuente Autores)

Reverse Power	
Reverse power Protection	OFF
P >Reverse Pickup	-1,40 %
Time Delay Long (without stop valve)	10,00 sec
Time Delay Short (with Stop Valve)	1,00sec

3.4.4 Relés de Transformadores.

La central cuenta con tres Unidades de Protección de Transformadores 2000R (TPU2000R), es un relé basado en microprocesadores que protege transformadores trifásicos de transmisión y distribución de energía, de dos o tres devanados.



Figura 3.14. Ajustes del Grupo A, relé 7UM 611. (Fuente Autores)

El relé TPU 2000R es el relé que está destinado para proteger a los transformadores de potencia. En este caso está conectado en el lado secundario de 2.3 kV mediante transformadores de corriente que están instalados en este devanado y toman la medición del voltaje de los transformadores de potencial de los generadores.

En las barras de 2.3 kV de cada unidad de generación no existen transformadores de potencial. Todos los generadores se sincronizan tomando como referencia el potencial de la barra de 2.3 kV del transformador de la unidad uno. Por esta razón, los relés de protección de los transformadores toman las señales de los transformadores de potencial de los generadores. En estos relés solo están activadas las protecciones de sobre corrientes de tiempo inverso de fase y de tierra. Las protecciones de 51N están activadas en el relé, pero no actuarían dado que todo el devanado de 2.3 kV es aislado de tierra (conexión delta).

Dado que las unidades uno y dos son de idénticas características se utiliza los mismos parámetros.



Tabla 3.15. Parámetros configurados TPU de G1 Y G2. (Fuente Autores)

Configuration	
Wdg 1 Phase CT Ratio	100A
Wdg 2 Phase CT Ratio	40A
Wdg 1 Neutral CT Ratio	100A
Wdg 2 Groud CT Ratio	40A
Wdg 1 CT Config	Wye
Wdg 2 CT Config	Wye
Transformer Config	Wye – Delta2
Phase Shift Wdg 1 – Wdg2	30A
VT Ratio	23A
VT Connection	Wye
Phase Rotation	ABC

Tabla 3.16. Protección sobrecorriente del devanado 2 G1 y G2. (Fuente Autores)

Reverse Power	
51P-2	
Curve	Very Inverse
Pickup Amp	5.5A
Time Delay	2.00s
51G-2	
Curve	Very Inverse
Pickup Amp	3.00A
Time Delay	2.00s

Tabla 3.17. Parámetros configurados TPU del transformador G3. (Fuente Autores)

Configuration	
Wdg 1 Phase CT Ratio	100A
Wdg 2 Phase CT Ratio	80A
Wdg 1 Neutral CT Ratio	100A
Wdg 2 Groud CT Ratio	40A
Wdg 1 CT Config	Wye
Wdg 2 CT Config	Wye
Transformer Config	Wye – Delta2
Phase Shift Wdg 1 – Wdg2	30A
VT Ratio	23A
VT Connection	Delta
Phase Rotation	ABC



De la misma manera se procede a verificar los parámetros del relé del transformador del grupo 3, para esto se utiliza el software WinECP propio de la empresa ABB.

Tabla 3.18. Protección de sobrecorriente del devanado 2 de G3. (Fuente Autores)

Reverse Power	
51P-2	
Curve	Very Inverse
Pickup Amp	5.5A
Time Delay	2.00s
51G-2	
Curve	Very Inverse
Pickup Amp	3.00A
Time Delay	2.00s

3.4.5 Relés de Subestación

Para la evacuación de la energía producida por la Central Generación, cuenta con una pequeña subestación, a 22 kV, en esta existe un reconectador (PCD 2000R) que trabaja como un interruptor que debería actuar por cualquier avería aguas arriba de acuerdo a su calibración.

También existen otros dos reconectores, uno en la posición Zamora Uno (NULEC) y otro en la posición San Cayetano (ENTEC). Cada interruptor en la subestación de 22 kV tiene seccionadores en ambos lados y un fusible para bypass.

En el reconectador principal PCD 2000R ABB, solo existen activadas las funciones de sobre corrientes temporizadas de fase (51) y tierra (51N).



Figura 3.15. Relés de Subestación. (Fuente Autores)

3.4.6 Esquema actual de protecciones

Del levantamiento realizado en las instalaciones de la central, se elabora los diagramas unifilares con sus respectivas protecciones actuales, habilitadas en los relés de transformador y generador.

En la figura 3,16 se muestra la conexión de los relés de protección para las unidades uno y dos.

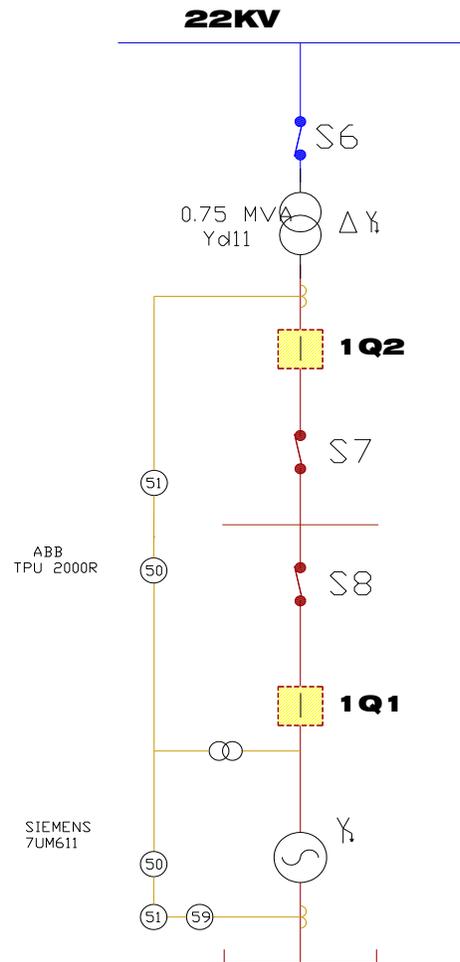


Figura 3.16. Diagrama de protecciones de las unidades 1 y 2. (Fuente autores)

De la misma manera se elabora el diagrama unifilar con sus respectivas protecciones actuales habilitadas en los relés de la unidad 3 tanto del transformador como del generador (figura 3.17)

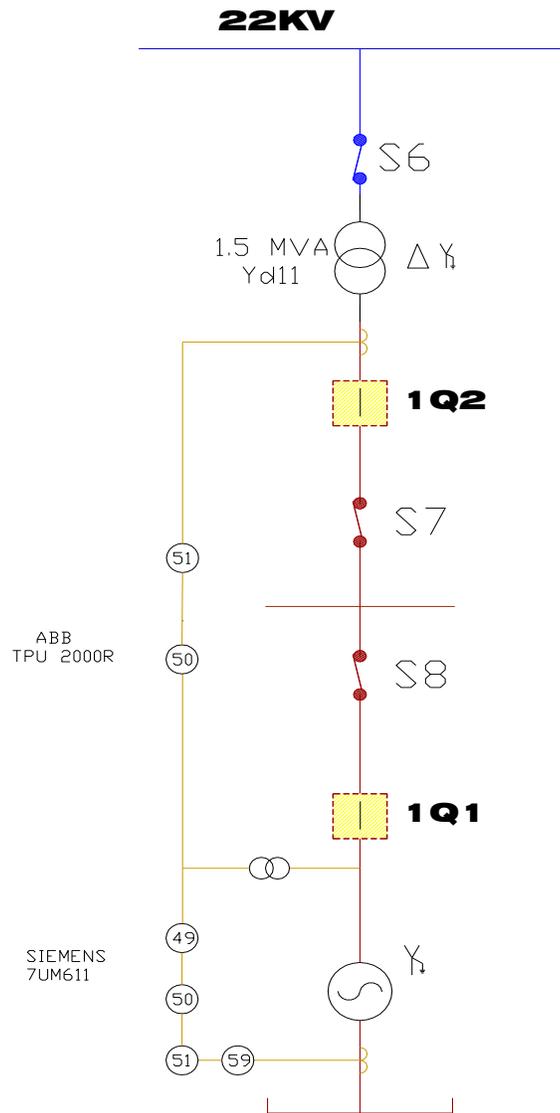


Figura 3.17. Diagrama de protecciones de la unidad 3. (Fuente Autores)



CAPITULO 4

4.1 ANÁLISIS Y RESULTADOS

El propósito fundamental de esta fase de análisis consiste en determinar los ajustes más apropiados para la operación e integridad de las unidades de generación, bajo el cumplimiento de la normativa apropiada para este tipo de centrales. A continuación se explica la importancia de cada una de las fases a ejecutar en el presente análisis:

- ✓ Análisis técnico
- ✓ Simulación en Digsilent Power Factory
- ✓ Análisis de Flujos de Carga
- ✓ Análisis de cortocircuitos
- ✓ Análisis económico
- ✓ Elaboración de propuesta de ajustes de protecciones para relés.

4.1.1 Análisis Técnico

El generador es un componente importante dentro del SSEE, el nivel de complejidad de protecciones está dado por la relevancia que tiene la central de generación en el sistema, así como el costo y tamaño. Para generadores de 20 MVA hasta 1000 MVA, están equipados con esquemas de protección para detectar la mayoría de condiciones de falla. Muchos de los generadores hidráulicos pequeños son capaces de soportar varias condiciones adversas, sin sufrir daños adicionales, mejor que las unidades más grandes, sin embargo, en centrales de funcionamiento continuo que aportan energía los 365 días del año al SNI, debe considerarse las protecciones para generadores de 1 a 10 MVA, (protegidos con relevadores diferenciales.) [6]

4.1.2 Análisis de protecciones actuales

Los relés SIPROTEC 7UM 611 pertenecientes a las unidades de generación 1 y 2 tiene activadas las siguientes protecciones:

- Sobrecorriente Instantáneas 50 ANSI
- Sobrecorriente Temporizadas 51 ANSI
- Sobrevoltaje Instantáneo y Temporizado 59 ANSI

Los relés SIPROTEC 7UM 611 perteneciente a la unidad de generación 3 tiene activadas las siguientes protecciones:

- Protección de sobrecarga térmica 49 ANSI
- Sobrecorriente Instantáneas 50 ANSI
- Sobrecorriente Temporizadas 51 ANSI
- Sobrevoltaje Instantáneas y Temporizadas 59 ANSI

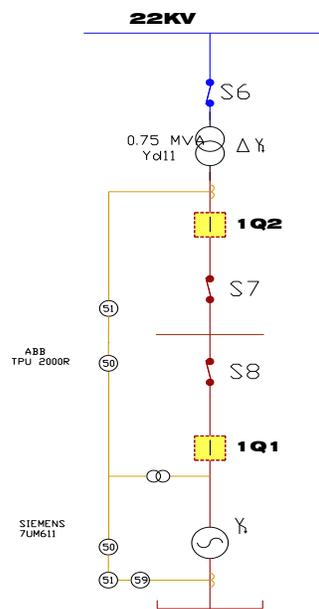


Figura 4.1. Diagrama de protecciones actual de G1 y G2. (Fuente Autores)

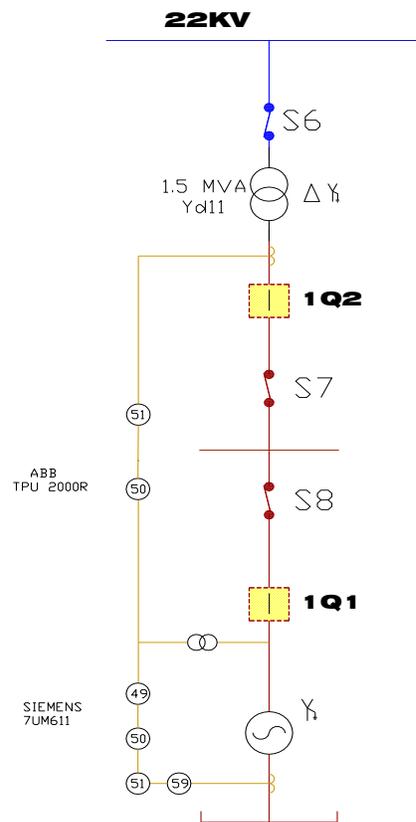


Figura 4.2. Diagrama de protecciones eléctricas actual G3. (Fuente Autores)

Las protecciones que actualmente se encuentran activadas en cada relé son mínimas siendo subutilizado el mismo, en la tabla 4.1 se describe las protecciones que se recomiendan para este tipo de generadores, protecciones actuales, protecciones propuestas y protecciones que no se pueden implementar por la no existencia de equipos primarios.



Tabla 4.1. Protecciones de la Central de Generación. (Fuente Autores)

PROTECCIONES DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN			
Protecciones Recomendadas.	Protecciones Actuales.	Protecciones Propuestas.	Protecciones no Implementadas.
Sobrecorriente Instantáneas (50)	Sobre corriente Instantáneas (50)		
Sobrecorriente Temporizadas (51)	Sobre corriente Temporizadas (51)		
Sobrevoltaje (59)	Sobrevoltaje (59)		Cortocircuitos Multifásicos internos rápidos (87)
Potencia inversa (32)		Potencia inversa (32)	Pérdida del campo (40)
Sobrecargas térmicas (49).		Sobrecargas térmicas (49)	Desequilibrio de corriente del rotor (46).
Sobre o baja velocidad (81).		Sobre o baja velocidad (81).	Fallo del interruptor (50BF).
Sobre excitación (24).		Sobreexcitación (24)	Energización inadvertida (50/27).
Pérdida del fusible de los potenciales (60).		Pérdida del fusible de los potenciales (60)	
Subvoltaje (27).		Subvoltaje (27).	
Fallas a tierra en el estator (64S)			Fallas a tierra en el estator (64S)
Fallas a tierra en el rotor (64R).			Fallas a tierra en el rotor (64R).
Fallo del interruptor (50BF).			
Energización inadvertida (50/27).			
Pérdida del campo (40).			
Desequilibrio de corriente del rotor (46).			
Cortocircuitos multifásicos internos rápidos (87)			

4.2 PROTECCIONES QUE NO PUEDEN IMPLEMENTARSE

Dentro de las funciones recomendadas para la protección de los generadores, existen protecciones que no se pueden implementar por varios factores que a continuación se describen:

4.2.1 Funciones del Relé no activas por falta de equipos primarios:

- ✓ Protecciones contra fallas a tierra en el estator (64S).
- ✓ Protecciones contra fallas a tierra en el rotor (64R).



4.2.1.1 Protecciones contra fallas a tierra en el estator (ANSI 64S).

Esta función de protección existe en el relé, pero no se puede activar por la conexión de transformadores de potencial existente es de tipo delta abierta (dos transformadores monofásicos).

Esta protección permite detectar la falla a tierra con suficiente tiempo y sensibilidad, como para detectarlas en el 95% del devanado del estator, pero el transformador de medición necesario no existe.

4.2.1.2 Protecciones contra fallas a tierra en el rotor (ANSI 64R).

Esta función existe en el relé, pero no se puede activar por la necesidad de un equipo complementario (accesorio mecánico para rozamiento en eje) para este tipo de generadores eléctricos que tienen escobillas en el rotor para detectar fallas a tierra.

La falla a tierra en el rotor no es causa de incremento en la corriente de excitación, pero si esta pequeña corriente puede afectar la vida útil de los rodamientos y por tanto, debe ser detectada rápidamente.

Esta falla ocurre entre espiras puede ser la causa de una pérdida de excitación parcial.

4.2.2 Funciones no existentes en el Relé:

- ✓ Protecciones contra cortocircuitos multifásicos internos rápidos (87).
- ✓ Protecciones contra pérdida del campo (40).
- ✓ Protecciones contra desequilibrio de corriente o calentamiento del rotor (46).
- ✓ Protecciones contra fallo del interruptor (50BF).
- ✓ Protecciones contra entrada o energización inadvertida (50/27).

4.2.2.1 Protecciones contra cortocircuitos multifásicos internos rápidos (ANSI 87).

Esta función realizaría un disparo rápido para cualquier avería interna multifásica (trifásica, bifásica y bifásica a tierra) sin importar la magnitud de la misma o la cantidad de impedancia involucrada en la avería. Para lograrla se necesita adquirir un juego de TCs en el lado del terminal del generador y cambiar el relé 7UM 611 por otro que cuente con esta función de protección.

4.2.2.2 Protecciones contra pérdida del campo (ANSI 40).

Esta es muy importante ya que el generador está trabajando en un modo de regulación a voltaje constante. En este modo de trabajo el regulador por intentar mantener el voltaje en un valor determinado puede hacer circular en el generador potencia reactiva capacitiva en exceso (fuera de los límites de su curva de capacidad). Esto significa que en ciertos momentos, el generador puede estar en condiciones de sub-excitación y los límites de sub-excitación de un generador son mucho menores que los límites de sobre excitación.

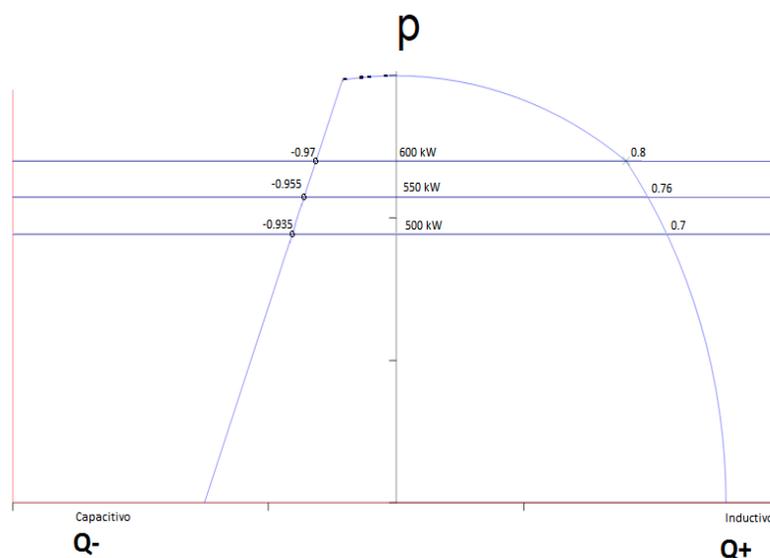


Figura 4.3. Curva de capacidad de los generadores. (Fuente Autores)



Si un generador pierde la excitación o se sub-excita por debajo de los límites permisibles por mucho tiempo se podrían calentar las bobinas del estator e incluso puede el generador perder estabilidad y dejar de trabajar por sobre velocidad. El calentamiento de las bobinas puede elevar las temperaturas en el aislamiento y provocar un deterioro prematuro del mismo, haciendo más probable la aparición de las fallas monofásicas de fase a tierra.

4.2.2.3 Protecciones contra desequilibrio de corriente/calentamiento del rotor (ANSI 46).

Esta es importante ya que el desequilibrio de las corrientes en el estator provoca calentamiento del bobinado del rotor. La capacidad de soportar desequilibrio de un generador es bien baja, quizás no supere el 10% como máximo en régimen continuo. El calentamiento de las bobinas del rotor puede provocar la mencionada falla a tierra en el rotor puede afectar los cojinetes.

4.2.2.4 Protecciones contra fallo del interruptor (50BF)

Esta función de protección de falla de interruptor es muy importante en las centrales eléctricas. Si se le envía una orden de apertura al interruptor del generador y se detecta que este no abre en un tiempo de 150ms, es necesario enviar una orden de apertura a otro interruptor aguas arriba.

4.2.2.5 Protecciones contra entrada o energización inadvertida (50/27)

Esta función radica en que cuando se energice o se ponga en paralelo el generador con el sistema, este proceso debe suceder sin provocar reacciones de sobrecorrientes ni reducciones de voltaje. Si al poner en paralelo un generador crece mucho la corriente y/o baja el voltaje, entonces esto significa que su sincronización no es apropiada y se debe desconectar la unidad

inmediatamente. Esta función de protección se desactivaría un instante (1 segundo) después de cerrado el interruptor.

4.3 SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWER FACTORY

A continuación, se definen los parámetros de los elementos que conforman el sistema eléctrico de la central.

4.3.1 Parámetros del Generador

En la interfaz del Power Factory se dibuja el esquema del sistema eléctrico de la Central de Generación, luego se ingresan los datos de los tres generadores (figura 4.4)

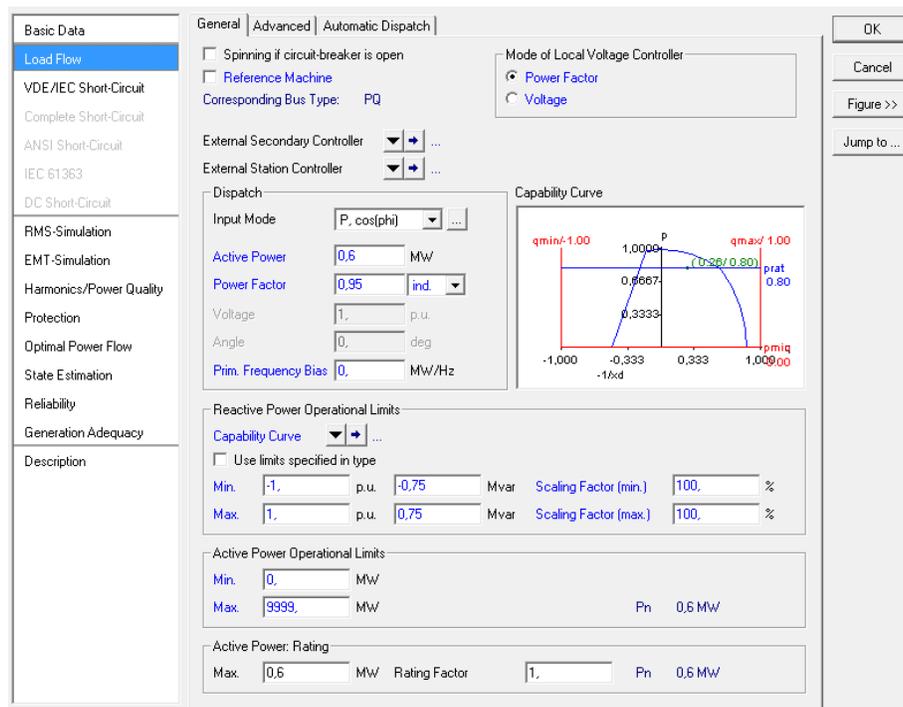


Figura 4.4. Edición de curva de cargabilidad de generadores. (Fuente Autores)

4.3.2 Parámetros del Transformador

En la figura 4.5 se muestra el ingreso de los valores de placa de los transformadores elevadores instalados en cada unidad de generación.

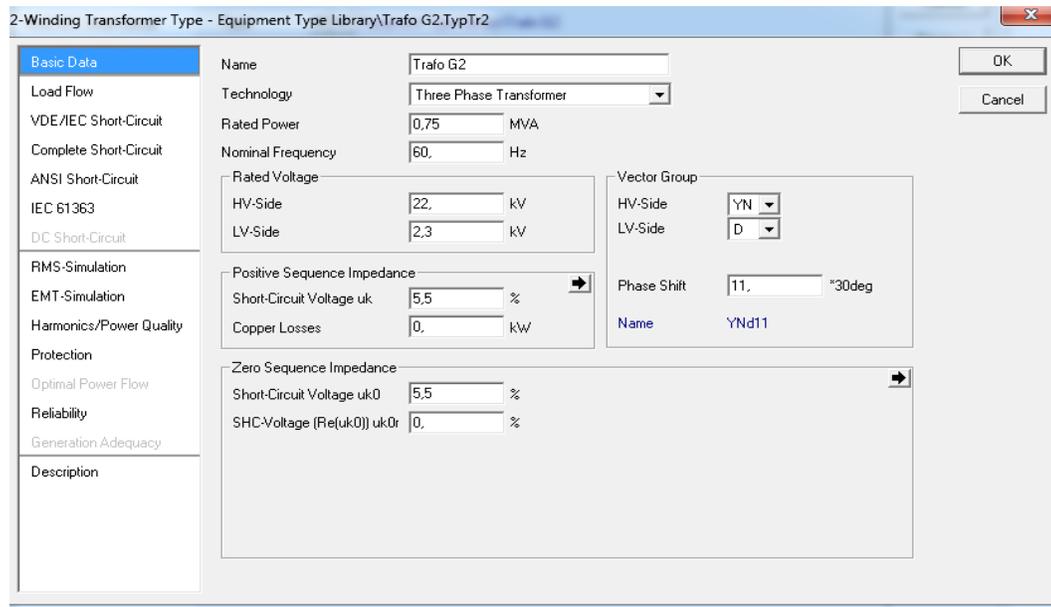


Figura 4.5. Edición de datos de transformadores. (Fuente Autores)

4.3.3 Parámetros de barras de 2.3 kV y 22 kV.

En la figura 4,6 se muestra el ingreso de los valores de niveles de voltaje de las distintas barras del sistema eléctrico de la Central de Generación.

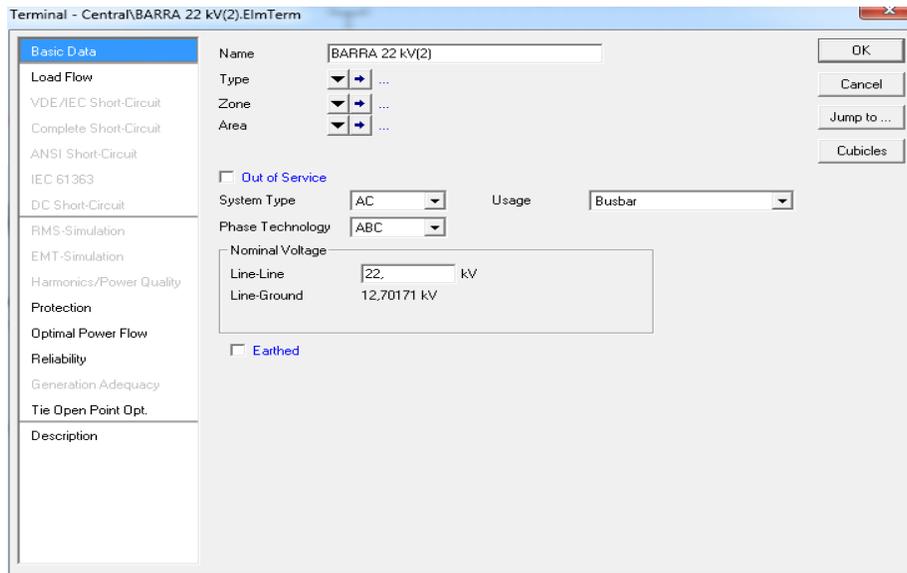


Figura 4.6. Edición de datos de barras de 22KV. (Fuente Autores)

4.3.4 Parámetros de Relés de sobrecorriente

En la figura 4.7 se muestra la creación e ingreso de los ajustes de los relés de sobrecorriente existentes en los grupos de generación.

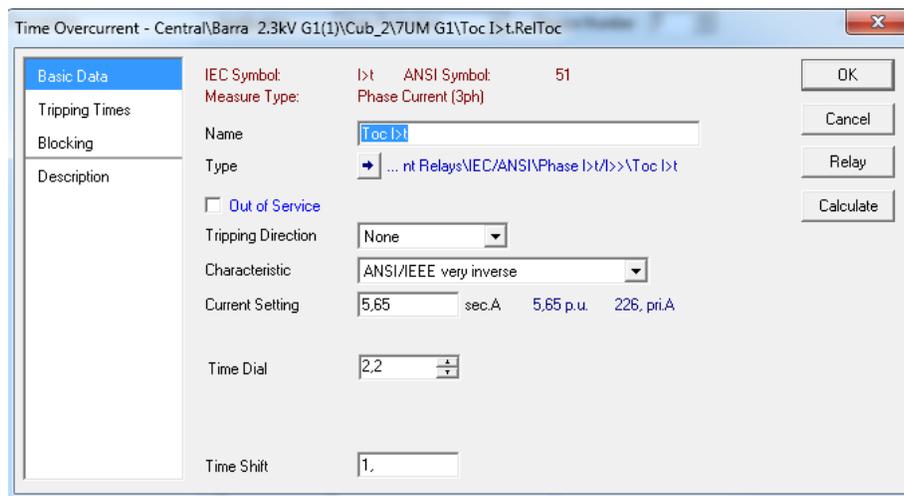


Figura 4.7. Edición de Relés de sobrecorriente. (Fuente autores)



4.4 ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA

Una vez ingresados los datos de todo el equipamiento del sistema, se ejecuta el software Digsilent Power Factory el cual toma como base el método de Newton Raphson para el análisis de flujo de potencia considerando los siguientes escenarios:

- ✓ Generación de las tres unidades con una potencia total de 2.4 MW
- ✓ Generación de las unidades 1 y 2, con una potencia total de 1.2 MW
- ✓ Generación de la unidad 1 ó 2, con una potencia total de 0.6 MW

Este análisis de flujo de potencia, permite determinar el porcentaje de la carga de los equipos, sobrecargas en barras, incremento de carga, verificar las condiciones de la generación en máxima y mínima carga, sobrevoltajes, potencias activa y reactiva de los generadores.

Con la solución del problema del flujo de potencia bajo numerosas condiciones ayuda a asegurar que el sistema eléctrico satisfaga las condiciones de operación.

La Central de Generación evacua su potencia por medio de dos líneas, la primera a la Subestación San Cayetano y la segunda al alimentador Zamora 1.

4.4.1 Generación de tres unidades, potencia 2.4 MW (Primer Escenario)

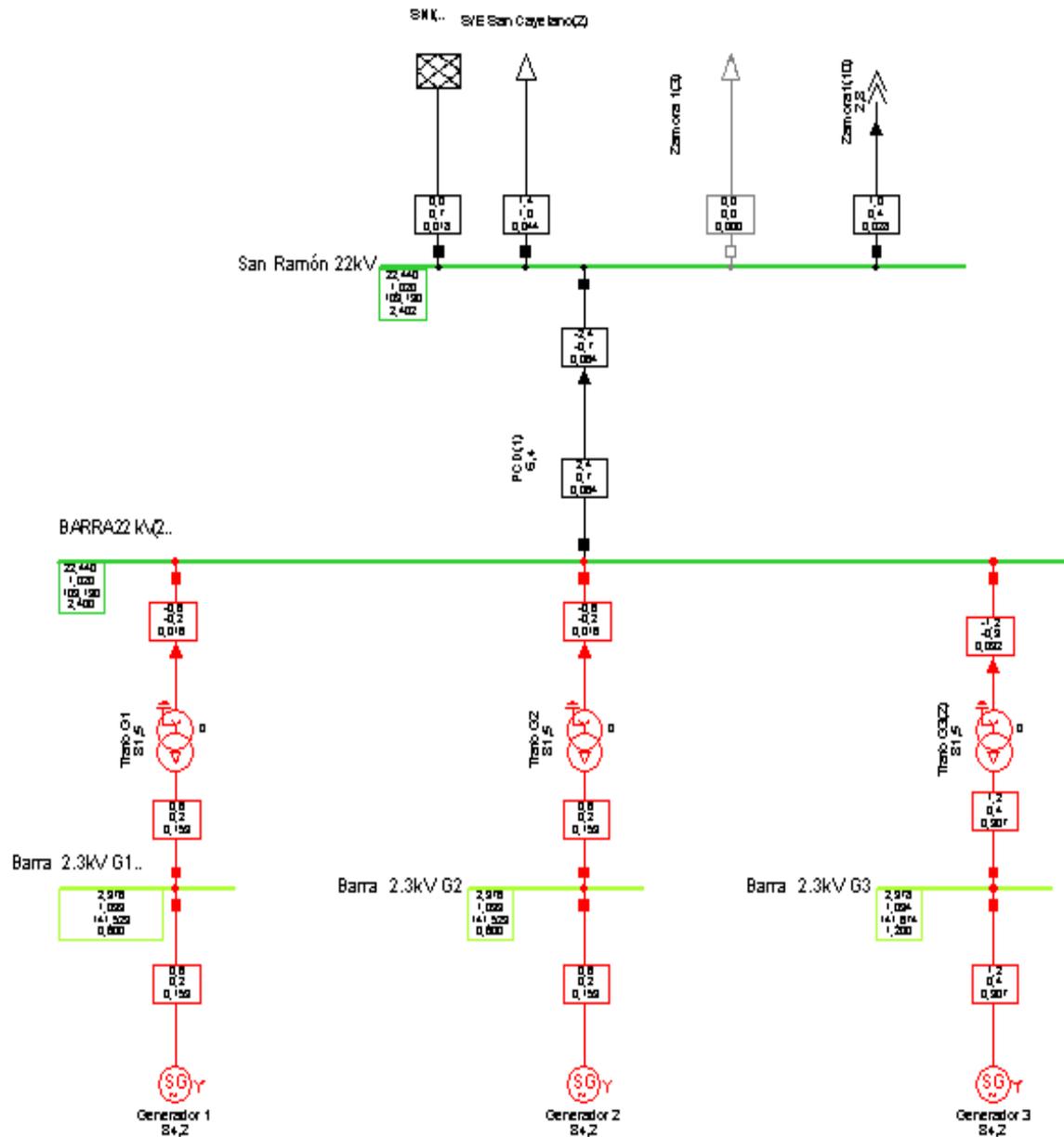


Figura 4.8. Primer escenario con las tres unidades funcionales. (Fuente Autores)



Tabla 4.2. Flujos de Carga/ Generadores. [15]

Generadores	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva MVAR	Cargabilidad %	Intensidad kA
Generador 1	0,6	0,2	84,2	0,15
Generador 2	0,6	0,2	84,2	0,15
Generador 3	1,2	0,4	84,2	0,30

Tabla 4.3. Flujos de Carga/Barras. [15]

Barras	Voltaje Nominal kV	Magnitud kV	Ángulo Grados	Magnitud p.u	Intensidad kA
Barra 2.3 kV G1	2,3	2,331	32,48	1,013	0,15
Barra 2.3 kV G2	2,3	2,331	32,489	1,013	0,15
Barra 2.3 kV G3	2,3	2,332	32,645	1,014	0,30
Barra 22 kV	22	22	0	1	0,064

Como se puede observar en las tablas 4.2 y 4.3 la cargabilidad de los generadores está en 84,2 % en condiciones normales de trabajo, estos niveles pueden variar en función de la potencia reactiva generada y de los niveles de voltaje de las barras respetando los límites permitidos por la curva de capacidad de cada generador.

Los voltajes en barras se encuentran dentro de los límites de operación normal, y la intensidad de corriente encontrada la barra común de 22 kV es 64 A.

4.4.2 Generación unidades 1 y 2, potencia 1.2 MW (Segundo Escenario)

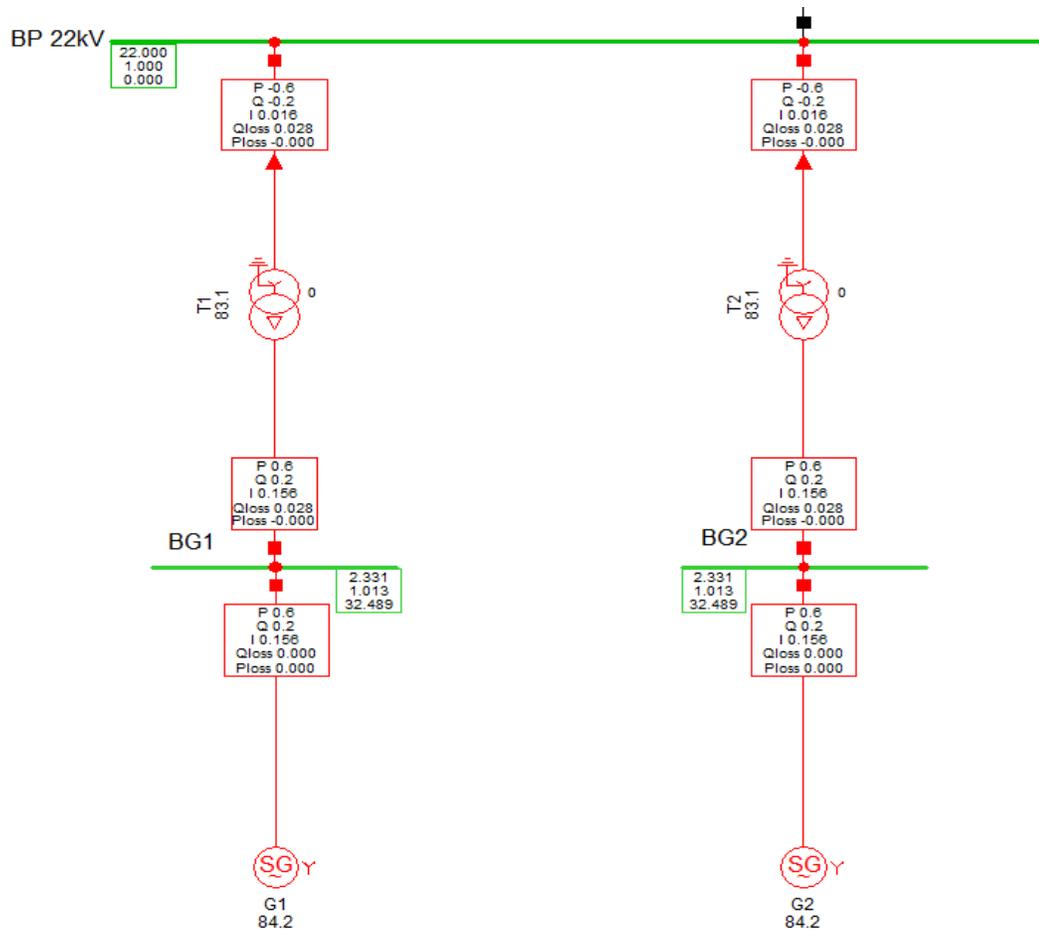


Figura 4.9. Segundo escenario con las unidades 1 y 2 funcionales. (Fuente Autores)

Tabla 4.4. Estudio Flujo de Carga Generadores. (Fuente Autores)

Generadores	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva MVAR	Cargabilidad %	Intensidad kA
Generador 1	0,6	0,2	84,2	0,153
Generador 2	0,6	0,2	84,2	0,153



Tabla 4.5. Estudio Flujo de Carga en Barras. (Fuente Autores)

Barras	Voltaje Nominal kV	Magnitud kV	Ángulo Grados	Magnitud p.u	Intensidad kA
Barra 2.3kV G1	2,3	2,331	32,489	1,013	0,153
Barra 2.3kV G2	2,3	2,331	32,489	1,013	0,153
Barra 22kV	22	22	0	1	0,032

Tabla 4.6. Estudio Flujo de Carga en Transformadores. (Fuente Autores)

Barras	Lado alto voltaje		Lado Voltaje bajo		Pérdidas		CARGABILIDAD
	P. ACTIVA	P. REACTIVA	P. ACTIVA	P. REACTIVA	P. ACTIVA	P. REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
Transformador G1	0,6	-0,2	0,6	0,2	0,0	0,02	83,1
Transformador G2	0,6	-0,2	0,6	0,2	0,0	0,02	83,1

Como se puede observar en las tablas 4.3 y 4.4 la cargabilidad de los generadores está en 84,2 % en condiciones normales de trabajo, estos niveles pueden variar en función de la potencia reactiva generada y de los niveles de voltaje de las barras respetando los límites permitidos por la curva de capacidad de cada generador.

Los voltajes en barras se encuentran dentro de los límites de operación normal, y la intensidad de corriente encontrada la barra común de 22 kV es 32 A.



4.4.3 Generación unidad 1 ó 2, potencia de 0.6 MW (Tercer Escenario)

Tabla 4.7. Estudio Flujo de Carga Generadores. (Fuente Autores)

Generadores	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva MVAR	Cargabilidad %	Intensidad kA
Generador 1	0,6	0,2	84,2	0,0153

Tabla 4.8. Estudio Flujo de Carga en Barras. (Fuente Autores)

Barras	Voltaje Nominal kV	Magnitud kV	Ángulo Grados	Magnitud p.u	Intensidad kA
Barra 2.3 KV G1	2,3	2,3	32,5	1,01	0,0153
Barra 22 KV	22	22	0	1	0,0153

Tabla 4.9. Estudio Flujo de Carga en Transformadores. (Fuente Autores)

Transformador	LADO ALTO VOLTAJE		LADO BAJO VOLTAJE		PÉRDIDAS		CARGABILIDAD
	P. ACTIVA	P. REACTIVA	P. ACTIVA	P. REACTIVA	P. ACTIVA	P. REACTIVA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
Transformador G1	-0,6	-0,2	0,6	0,2	0,0	0,02 8	83,1



Como se puede observar en las tablas 4.6 y 4.7 la cargabilidad del generador está en 84,2 % en condiciones normales de trabajo, estos niveles pueden variar en función de la potencia reactiva generada y de los niveles de voltaje de las barras respetando los límites permitidos por la curva de capacidad de cada generador. Los voltajes en barras se encuentran dentro de los límites de operación normal, y la intensidad de corriente encontrada la barra común de 22 kV es 15 A.

De los resultados obtenidos de los flujos de carga en los tres escenarios, se selecciona el primero por la mayor intensidad de corriente en la barra común de 22 kV para el análisis de cortocircuitos.

4.5 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS.

En un sistema eléctrico se pueden presentar diferentes tipos de fallas por cortocircuito, que de manera general se puede considerar las siguientes:

- ✓ Falla de línea a tierra
- ✓ Falla de línea a línea
- ✓ Falla de dos líneas a tierra
- ✓ Falla trifásica

La falla por cortocircuito con la mayor probabilidad de incidencia es la falla de línea a tierra, y así en orden descendente hasta la falla trifásica cuya ocurrencia se presenta por causas accidentales. Los estudios de cortocircuito que con mayor frecuencia se realizan, comprenden el cálculo de cortocircuito monofásico y trifásico, lo que ayuda a determinar las características del equipo de protección. La primera por ser la más probable a ocurrir y la segunda porque a pesar de ser la que tiene menor probabilidad de ocurrir, es la que puede someter a los equipos a esfuerzos más severos.

El análisis o estudio de cortocircuito de la Central de Generación permite calcular las corrientes de falla en diferentes escenarios tal como el análisis de flujos de carga; de acuerdo a la demanda máxima y mínima del sistema en estudio que se refiere a la máxima y mínima generación, esto permite determinar las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito para realizar el ajuste y coordinación de la protección bajo el criterio de selectividad y sensibilidad.

Con el soporte de Software Digsilent se realiza simulaciones de cortocircuito bajo la normativa IEC 60909, norma que emplea la EERSSA para este tipo de estudios.

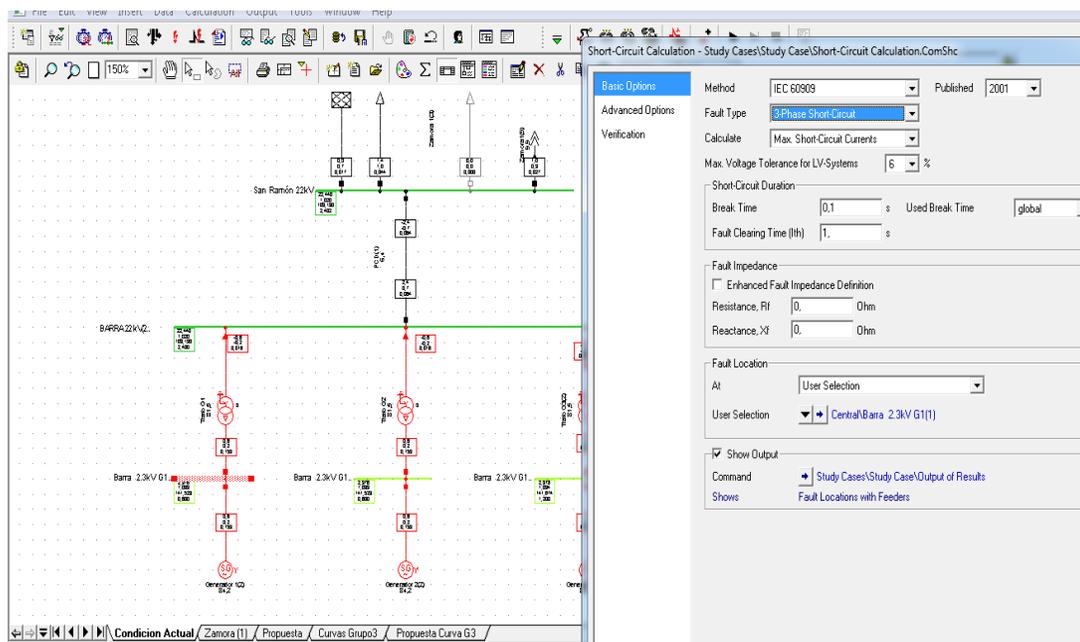


Figura 4.10. Selección de máxima corriente de cortocircuito IEC 60909. (Fuente Autores)

La información como la potencia de cortocircuito en el punto de interconexión, niveles de voltajes, entre otros, son proporcionado por la EERSSA, con los que para este estudio se plantea tres casos:

- ✓ Caso 1: Fallas en la barra de 2.3 kV del G1
- ✓ Caso 2: Falla en la barra de 2.3 kV del G3

✓ Caso 3: Falla en la barra de 22 kV de interconexión.

Primer Escenario

El primer escenario se caracteriza por tener las 3 unidades de generación funcionales, y se evalúa los tres casos mencionados para cortocircuitos.

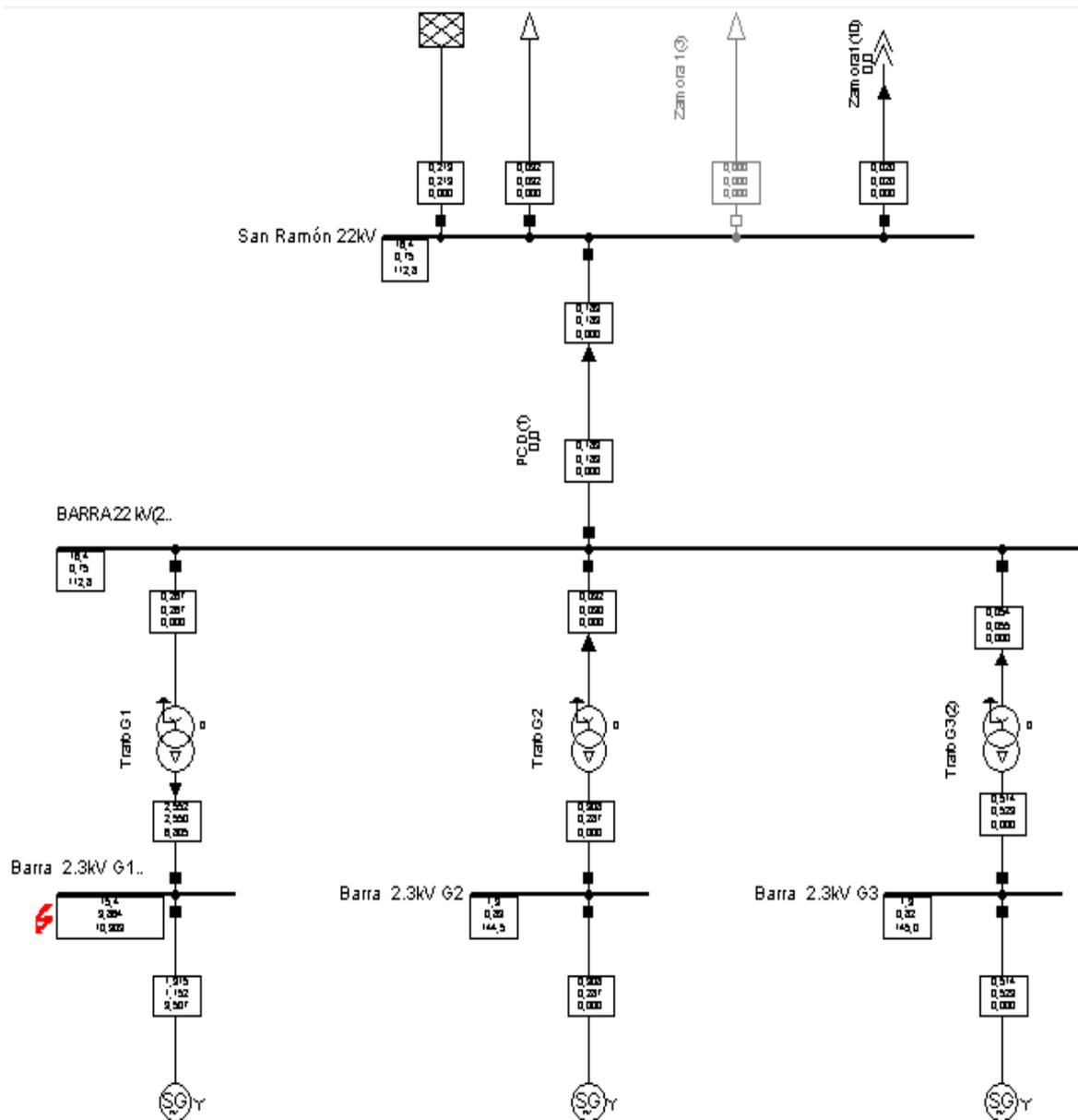


Figura 4.10. Falla en la barra de 2.3 kV del G1. (Fuente Autores)

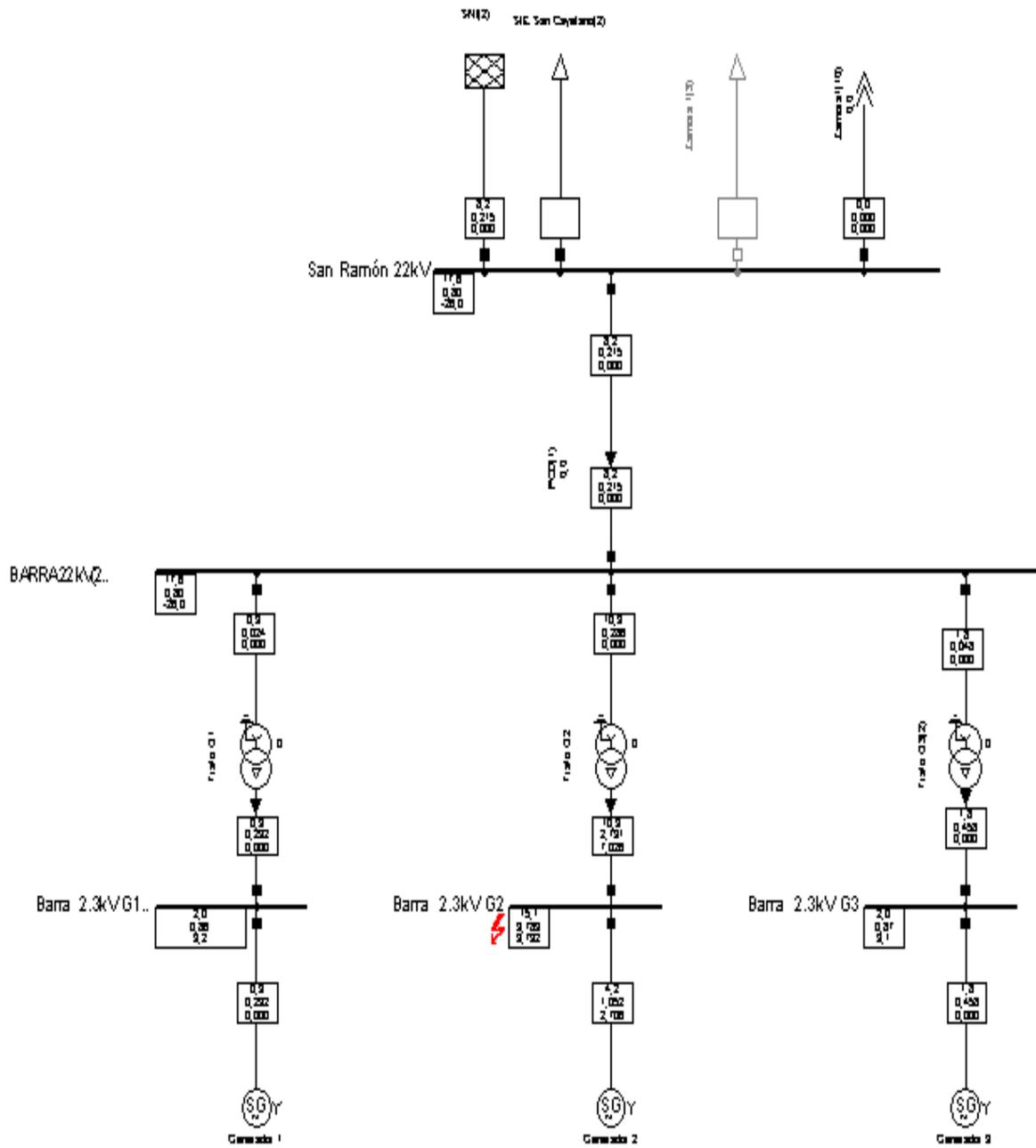


Figura 4.11. Falla máxima en la barra de 2.3 kV del G2. (Fuente autores)

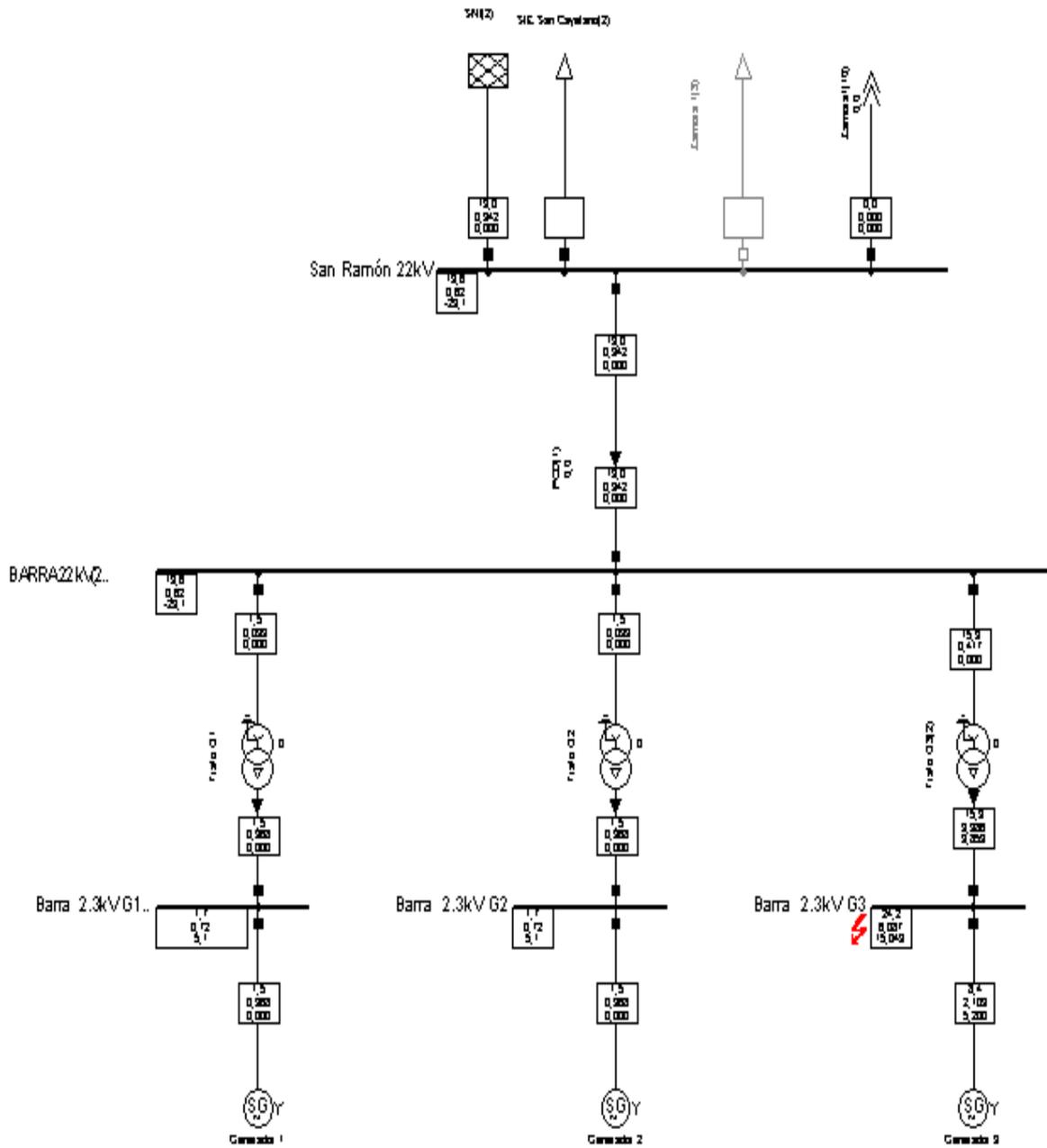


Figura 4.12. Falla máxima en la barra de 2.3kV del G3. (Fuente Autores)

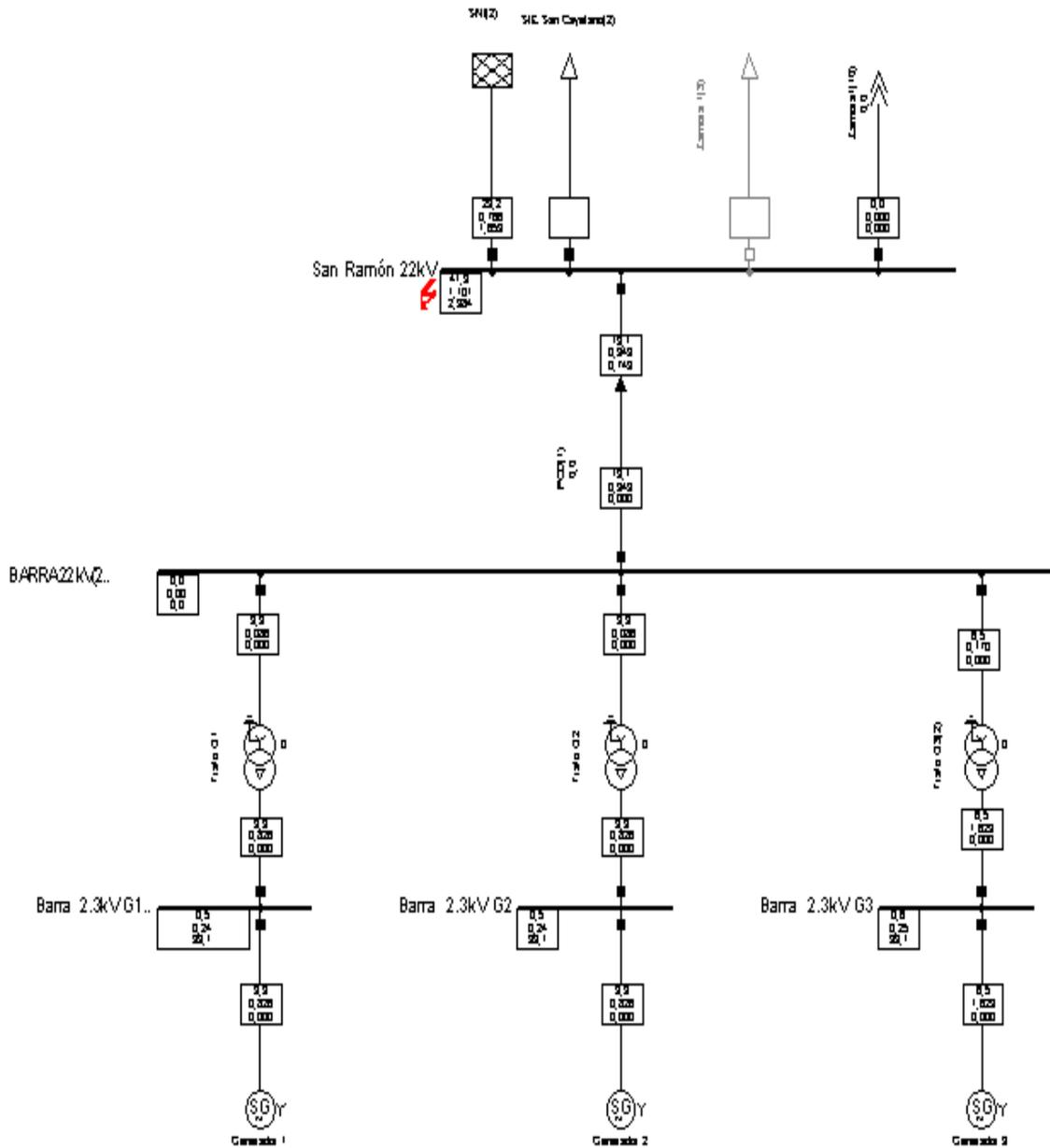


Figura 4.13. Falla máxima en la barra de 22 kV. (Fuente Autores)



Tabla 4.10. Cortocircuito trifásico máximo (caso 1, 2 y 3). (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO						
UBICACIÓN DE LA FALLA			ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA			
ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA	I_P kA	ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA
BARRA 2.3kV/ G1	15.1	3.783	9.73	G1	4.2	1.05
				T1-B	10.9	2.73
				G2	0.9	0.23
				T2-B	0.9	0.23
BARRA 2.3kV/ G2	15.1	3.783	9.73	G3	1.8	0.45
				T3-B	1.8	0.45
				G2	4.2	1.05
				T2	10.9	2.73
BARRA 2.3Kv/G3	24.2	6.087	15.049	G1	0.9	0.23
				T1-B	0.9	0.23
				G3	1.8	0.46
				T3-B	1.8	0.46
BARRA DE 22 kV	41.9	1.10	2.39	G1	1.5	0.37
				T1-B	1.5	0.37
				G2	1.5	0.37
				T2-B	1.5	0.37
				G3	8.4	2.10
				T3-B	15.9	3.98
				GRUPO1	3.3	0.086
				GRUPO2	3.3	0.086
				GRUPO3	6.5	0.17
				SNI	29.2	0.76
				G1	3.3	0.83
				G2	3.3	0.83
G3	6.5	1.63				
T1-B	3.3	0.83				
T2-B	3.3	0.83				
T3-B	6.5	1.63				



Tabla 4.11. Cortocircuito trifásico mínimo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO.MÍNIMO						
UBICACIÓN DE LA FALLA				ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA		
ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$	I_P	ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$
	MVA	kA	kA		MVA	kA
BARRA 2.3kV/ G1	13.7	3.43	8.72	G1	3.8	0.956
				T1	9.8	2.47
				G2	0.9	0.215
				T2-B	0.9	0.215
				G3	1.7	0.425
BARRA 2.3kV/ G2	13.7	3.43	8.72	T3-B	1.7	0.425
				G1	0.9	0.215
				T1	0.9	0.215
				G2	3.8	0.956
				T2-B	9.8	2.47
BARRA 2.3Kv/G3	21.9	5.50	13.39	G3	1.7	0.425
				T3-B	1.7	0.425
				G1	1.4	0.34
				T1-B	1.4	0.34
				G2	1.4	0.34
				T2-B	1.4	0.34
				G3	7.6	1.91
T3-B	14.3	3.59				
BARRA DE 22 kV	37.2	0.97	2.07	GRUPO1	3	0.078
				GRUPO2	3	0.078
				GRUPO3	5.9	0.155
				SNI	25.8	0.676
				G1	3	0.75
				G2	3	0.75
				G3	5.9	1.48
				T1-B	3	0.75
				T2-B	3	0.75
				T3-B	5.9	1.48



Tabla 4.12. Cortocircuito monofásico máximo caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO.MÀXIMO						
UBICACIÓN DE LA FALLA				ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA		
ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$	I_P	ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$
	MVA	kA	kA		MVA	kA
BARRA 2.3kV/ G1	0	0	0	G1	0	0
				T1	0	0
				G2	0	0
				T2-B	0	0
				G3	0	0
BARRA 2.3kV/ G2	0	0	0	T3-B	0	0
				G2	0	0
				T2	0	0
				G1	0	0
				T1-B	0	0
BARRA 2.3Kv/G3	0	0	0	G3	0	0
				T3-B	0	0
				G1	0	0
				T1-B	0	0
				G2	0	0
BARRA DE 22 kV	16.7	1.31	3	T2-B	0	0
				G3	0	0
				T3-B	0	0
				GRUPO1	2.1	0.165
				GRUPO2	2.1	0.165
				GRUPO3	3.9	0.31
				SNI	8.6	0.68
				G1	0.8	0.61
				G2	0.8	0.61
				G3	1.5	1.14
				T1-B	0.8	0.61
				T2-B	0.8	0.61
				T3-B	1.5	1.14



Tabla 4.13. Cortocircuito monofásico mínimo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO.MÍNIMO						
UBICACIÓN DE LA FALLA				ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA		
ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA	I_P kA	ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA
BARRA 2.3kV/ G1	0	0	0	G1	0	0
				T1	0	0
				G2	0	0
				T2-B	0	0
				G3	0	0
BARRA 2.3kV/ G2	0	0	0	T3-B	0	0
				G2	0	0
				T2	0	0
				G1	0	0
				T1-B	0	0
BARRA 2.3Kv/G3	0	0	0	G3	0	0
				T3-B	0	0
				G1	0	0
				T1-B	0	0
				G2	0	0
BARRA DE 22 kV	14.9	1.17	2.63	T2-B	0	0
				G3	0	0
				T3-B	0	0
				GRUPO1	1.9	0.15
				GRUPO2	1.9	0.15
				GRUPO3	3.5	0.28
				SNI	7.7	0.6
				G1	0.7	0.56
				G2	0.7	0.56
				G3	1.4	1.04
T1-B	0.7	0.56				
T2-B	0.7	0.56				
T3-B	1.4	1.04				

De los resultados obtenidos en las tablas 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12, se obtuvo que la corriente máxima en cortocircuito trifásico mínimo es de 956A para los grupos de generación 1 y 2, y 1912A para el grupo de generación 3, valores que se consideran para los ajustes posteriores de sobrecorriente.



Segundo Escenario

El segundo escenario se caracteriza por tener las unidades de generación 1 y 2 funcionales, y se evalúa los tres casos mencionados para cortocircuitos.

Tabla 4.14. Cortocircuito trifásico máximo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO.MÀXIMO						
UBICACIÒN DE LA FALLA				ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA		
ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA	I_P kA	ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA
BARRA 2.3kV/ G1	14.5	3.65	9.18	G1	4.2	1.05
				T1-B	10.3	2.59
				G2	1.1	0.26
BARRA 2.3kV/ G2	14.5	3.65	9.18	T2-B	1.1	0.26
				G1	1.1	0.26
				T1	1.1	0.26
BARRA DE 22 kV	35.6	0.93	1.95	G2	4.2	1.5
				T2-B	10.3	2.59
				GRUPO1	3.3	0.086
				GRUPO2	3.3	0.086
				SNI	29.2	0.76
				G1	3.3	0.83
				G2	3.3	0.93
T1-B	3.3	0.83				
T2-B	3.3	0.83				



Tabla 4.15. Cortocircuito trifásico mínimo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMA						
UBICACIÓN DE LA FALLA				ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA		
ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA	I_P kA	ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA
BARRA 2.3kV/ G1	13.2	3.30	8.18	G1	3.8	0.95
				T1	9.4	2.35
				G2	1	0.25
				T2-B	1	0.25
BARRA 2.3kV/ G2	13.2	3.3	8.18	G1	1	0.25
				T1	1	0.25
				G2	3.8	0.95
				T2-B	9.4	2.35
BARRA DE 22 kV	31.5	0.83	1.66	GRUPO1	3	0.078
				GRUPO2	3	0.078
				SNI	25.8	0.67
				G1	3	0.75
				G2	3	0.75
				T1-B	3	0.75
T2-B	3	0.75				

Tabla 4.16. Cortocircuito monofásico máximo caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO MÁXIMO						
UBICACIÓN DE LA FALLA				ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA		
ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA	I_P kA	ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA
BARRA 2.3kV/ G1	0	0	0	G1	0	0
				T1-B	0	0
				G2	0	0
				T2-B	0	0
BARRA 2.3kV/ G2	0	0	0	G1	0	0
				T1-B	0	0
				G2	0	0
				T2-B	0	0
BARRA DE 22 kV	12.9	1.01	2.24	GRUPO1	2.3	0.18
				GRUPO2	2.3	0.18
				SNI	8.3	0.65
				G1	0.7	0.56
				G2	0.7	0.56
				T1-B	0.7	0.56
T2-B	0.7	0.56				



Tabla 4.17. Cortocircuito monofásico mínimo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO MÍNIMO						
UBICACIÓN DE LA FALLA				ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA		
ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA	I_P kA	ELEMENTO	$S_{K''}$ MVA	$I_{K''}$ kA
BARRA 2.3kV/ G1	0	0	0	G1	0	0
				T1-B	0	0
				G2	0	0
BARRA 2.3kV/ G2	0	0	0	T2-B	0	0
				G1	0	0
				T1	0	0
BARRA DE 22 kV	11.5	0.91	1.95	G2	0	0
				T2-B	0	0
				GRUPO1	2.1	0.17
				GRUPO2	2.1	0.17
				SNI	7.4	0.58
				G1	0.7	0.51
				G2	0.7	0.51
T1-B	0.7	0.51				
T2-B	0.7	0.51				

De las tablas 4,13, 4,14, 4,15 y 4,16 se obtiene la corriente máxima en cortocircuito trifásico mínimo es de 956A para los grupos de generación 1 y 2, valor que se considera para los ajustes posteriores de sobrecorriente.

Tercer Escenario

El tercer escenario se caracteriza por tener la unidad de generación 2 funcional, y se evalúa los tres casos mencionados para cortocircuitos.



Tabla 4.18. Cortocircuito trifásico máximo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO.MÁXIMO						
UBICACIÓN DE LA FALLA			ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA			
ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$	I_P	ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$
	MVA	kA	kA		MVA	kA
BARRA 2.3kV/ G2	14.2	3.57	8.85	G2	4.1	1.05
				T2-B	10	2.5
				GRUPO2	3.3	0.086
BARRA DE 22 kV	32.4	0.85	1.72	SNI	29.2	0.76
				G2	3.3	0.83
				T2-B	3.3	0.83

Tabla 4.19. Cortocircuito trifásico mínimo, caso 1, 2 y3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO.MÍNIMO						
UBICACIÓN DE LA FALLA			ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA			
ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$	I_P	ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$
	MVA	kA	kA		MVA	kA
BARRA 2.3kV/ G2	12.9	13.23	7.85	G2	3.8	0.95
				T2-B	9.1	2.27
				GRUPO2	3	0.078
BARRA DE 22 kV	28.6	0.75	1.46	SNI	25.8	0.67
				G2	3	0.75
				T2-B	3	0.75

Tabla 4.20. Cortocircuito Monofásico máximo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO MÁXIMO						
UBICACIÓN DE LA FALLA			ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA			
ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$	I_P	ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$
	MVA	kA	kA		MVA	kA
BARRA 2.3kV/ G2	0	0	0	G2	0	0
				T2-B	0	0
				GRUPO2	2.6	0.20
BARRA DE 22 kV	10.5	0.83	1.76	SNI	8	0.63
				G2	0.7	0.51
				T2-B	0.7	0.51



Tabla 4.21. Cortocircuito Monofásico mínimo, caso 1, 2 y 3. (Fuente Autores)

CORTOCIRCUITO MONOFASICO.MÍNIMO						
UBICACIÓN DE LA FALLA				ELEMENTOS QUE APORTAN A LA FALLA		
ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$	I_P	ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$
	MVA	kA	kA		MVA	kA
BARRA 2.3kV/ G2	0	0	0	G2	0	0
BARRA DE 22 kV	9.4	0.74	1.52	T2-B	0	0
				GRUPO2	2.4	0.18
				SNI	7.1	0.56
					0.6	0.46
					0.6	0.46

De las tablas 4.17, 4.18, 4.19 y 4.20, se obtiene que la corriente máxima en cortocircuito trifásico mínimo sea de 956 A, para el grupos de generación 2, valor que se considera para los ajustes posteriores de sobrecorriente.

4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO

Debido a la importancia de mantener protegidos los grupos generadores, transformadores y demás equipos de generación, es primordial realizar un estudio para el ajuste de protecciones de los distintos relés existentes en la central, que garanticen la operatividad y seguridad de las unidades.

Para el presente análisis se considera dos partes:

La primera se considera el costo del estudio para la coordinación de protecciones con los equipos existentes instalados en la central, analizando la mejor opción de coordinación y la calibración de ajustes en los relés instalados de tal manera que garantice mejorar las protecciones de los equipos, contra el costo de energía no generada por los disparos repentinos de las unidades



a causa de ajustes de los relés, costo de reparaciones de los contactos de interruptores de campo por las repetitivas aperturas y cierres, como también los costos por mano de obra.

4.6.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Este método señala el rendimiento generado por los fondos invertidos en el proyecto, en una sola cifra que resume las condiciones del mismo.

Se define como la tasa de descuento que aplicada al VAN hace que éste sea cero y representa la rentabilidad relativa del proyecto dado. Para ello, debemos resolver la ecuación 4.1:

$$0 = FT_0 + \frac{FT_1}{(1+r)^1} + \frac{FT_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FT_n}{(1+r)^n} \quad (4.1)$$

4.6.2 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN representa el incremento de riqueza de la empresa o rentabilidad absoluta que se deriva de la aceptación del proyecto.

El VAN está definido por la ecuación 4.2:

$$VAN = -FT_0 + \frac{FT_1}{(1+K)^1} + \frac{FT_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{FT_n}{(1+K)^n} = -FT_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FT_t}{(1+K)^t} \quad (4.2)$$

$-FT_n$: Flujo de dinero en cada periodo

$-FT_0$: Inversión en el momento inicial

n : Número de periodo de tiempo



K: Descuento o tipo de interés exigido a la inversión

Como regla de decisión tenemos:

$VAN > 0 \rightarrow$ Aceptable

$VAN = 0 \rightarrow$ El proyecto no genera pérdidas ni beneficios

$VAN < 0 \rightarrow$ Rechazable[16]

En la tabla 4.22 muestra el costo de energía no generada en el año 2017, y costo por reparación de contactos de interruptores afectados por paradas forzadas, producto de disparos de las unidades por averías externas.

- ✓ Tiempo de la unidad 3 no generadas en un año: 29 horas
- ✓ Tiempo de la unidad 1 y 2 no generadas en un año: 12 horas

$$1200kW \times 41 = 49200 \text{ kWh}$$

Tabla 4.22. Cálculo de energía no generada. (Fuente Autores)

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT	V. UNITARIO	V. TOTAL
1	Energía no generada (kW)	49200	0,0686	3375,12
2	Reparación de contactos de interruptores (unidad)	1	925,00	925,00
3	Mano de Obra (Jefe de planta y Operador)	1	195,00	195,00
TOTAL				4495,12

En la tabla 4.23 se muestra el presupuesto para el estudio para protecciones de las unidades de generación.



Tabla 4.23. Cálculo de energía no generada. (Fuente Autores)

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT	V. UNITARIO	V. TOTAL
1	Movilización	1	750,00	750,00
2	Levantamiento de información	1	900,00	900,00
3	Equipos computaciones	1	1150,00	1150,00
4	Especialista	1	4000,00	4000,00
5	Imprevistos	1	225,00	225,00
	TOTAL			7025,00

4.6.3 Evaluación Económica de estudio

Para el análisis económico se toma como referencia el año 2017, el cual consta con la mayor información reciente.

Tabla 4.24. Evaluación Económica. (Fuente Autores)

Inversión inicial	7025,00
Ahorros estimados	4495,12
Proyección	6 Años
PRI	1,56 años
TIR	60 %
VAN	\$ 15.790,84

Tabla 4.25. Flujos de inversión. (Fuente Autores)

Año	Flujo	Acumulado
0	-7025	-7025,0
1	4495,12	-2529,9
2	4495,12	1965,2
3	4495,12	6460,4
4	4495,12	10955,5
5	4495,12	15450,6
6	4495,12	19945,7

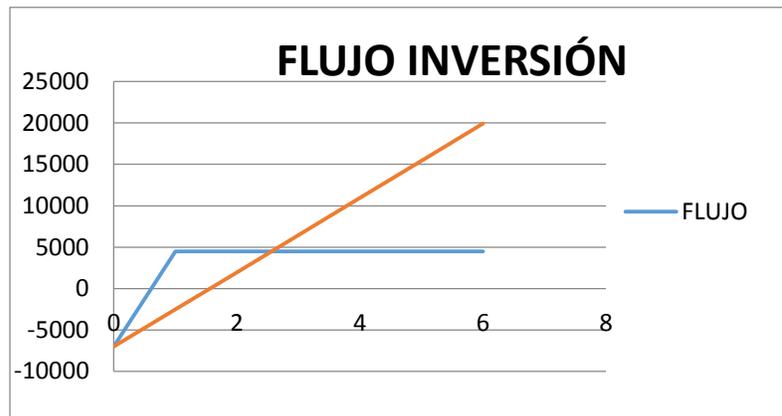


Figura 4.14. Flujo Inversión. (Fuente Autores)

Por los repetitivos disparos que surgen por la desactualización de ajustes en los relés de sobrecorriente (50 ANSI), esta función actúa para averías externas, ocasionando varias paradas de corto tiempo, que al ser estos periodos de indisponibilidad contabilizados durante un año, se observa que las pérdidas que se genera por energía no facturada y gastos de reparación de contactos de interruptor de campo, permiten invertir en el estudio para actualización de ajustes de relés, siendo recuperable en 1,56 años, tiempo relativamente corto considerando el beneficio y la mayor protección que se dispondrá a las unidades de generación.

Además, para obtener una arquitectura completa de protecciones para las unidades de generación, es necesario invertir en ciertos elementos que garanticen una coordinación más eficiente. Por tal razón se elabora una segunda evaluación económica.

Para realizar este análisis se considera que, al no tener la protección diferencial, al momento de existir una avería interna, con una impedancia muy pequeña de 0.3Ω , las protecciones activadas de sobrecorrientes instantáneos posiblemente no actúen y los relés de sobrecorrientes temporizados actúen en un tiempo superior, pudiendo causar daños severos en los generadores. En la figura 4.15 se observa que, con los ajustes propuestos para las funciones de protecciones de sobrecorrientes

instantáneos y temporizados tanto del transformador como del generador, el primero en disparar para un cortocircuito interno en la barra de 2.3 kV es el transformador en un tiempo de 1.3 segundos, desconectando la corriente proveniente del sistema, pero por el generador continúa circulando corriente hasta que el generador se desconecte en 3.016 segundos. El proceso de reacción de armadura reduce la corriente con el paso del tiempo por eso es que se demora mucho tiempo la operación de las protecciones de sobrecorrientes.

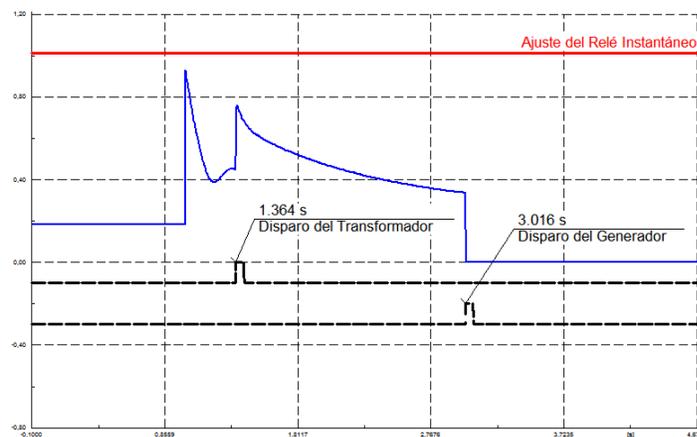


Figura 4.15. Comportamiento de protección instantánea. (Fuente Autores)

Si no se realiza ninguna de las inversiones o cambios explicados entonces en el caso de ocurrir un cortocircuito interno en el lado de 2.3 kV el arco eléctrico será de larga duración y peligrosidad, y por tanto puede destruir completamente el equipo averiado, ya sea el transformador como el generador. Incluso el generador sufriría aún más debido a que el motor primario continuaría moviéndose, pudiendo llegar a un estado de total deterioro, haciendo mucho más compleja su reparación. La tabla 4.26 muestra el costo de energía no generada en 15 días, que sería un mínimo tiempo que se utilizaría para realizar una reparación, en el supuesto caso de sufrir algún daño a causa de averías internas de los generadores.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Tabla 4.25. Costo de energía no generada en 15 días. (Fuente Autores)

ITEM	DESCRIPCIÓN	kWh	V.UNIT	V.TOTAL
1	Generador 1	216000	0.0686	14817.60
2	Generador 2	216000	0.0686	14817.60
3	Generador 3	432000	0.0686	29635.20
	TOTAL			59270.40

En la tabla 4.27 se muestra el presupuesto para la instalación de equipos requeridos para brindar una óptima protección a los generadores y equipos afines a la central.

Tabla 4.267. Costo de Equipos para protección de generadores. (Fuente Autores)

ITEM	DESCRIPCIÓN	UTILIZACIÓN	CANT	V.UNIT	V.TOTAL
1	Transformadores de Corriente 22 kV, 50 / 5, 30 VA, 5P20, C 0.02	Diferenciales de transformadores	9	1,425.00	\$ 12,825.00
2	Transformadores de corriente en neutro de generador C 0.05, 2.3 Kv, 6.9 kV, 200 / 5,	Mediciones	6	888.00	\$ 5,328.00
3	Transformadores de corriente en neutro de generador C 0.05, 2.3 Kv, 6.9 kV, 400 / 5,	Mediciones	3	720.00	\$ 2,160.00
4	Transformador de potencial 2.3 kV, 2.3 kV, 2.3 kV, 6.9 kV, 2300 / 100 V, 500 VA	Protección 95% del estator	3	425.00	\$ 1,275.00
5	Transformadores trifasicos de potencial en barra de 2,3 kV, 6.9 kV, (2300/)/(100/)	Sincronización	2	550.00	\$ 1,100.00
6	Relés SEL	Generador	3	3,500.00	\$ 10,500.00
7	Materiales menores		1	6,000.00	\$ 6,000.00
8	Instalación		1	35,000.00	\$ 35,000.00
TOTAL:					\$ 74,188.00



4.6.4 Evaluación Económica implementación de Relés y equipos

Para el análisis económico se toma como referencia el año 2017, el cual consta con la mayor información reciente.

Tabla 4.278. Evaluación Económica. (Fuente Autores)

Inversión inicial	76000,00
Ahorros estimados	59270,40
Proyección	10 años
PRI	1,25 años
TIR	80 %
VAN	\$ 383482,32

Tabla 4.28. Flujo de inversión. (Fuente Autores)

Año	Flujo	Acumulado
0	-74.188,00	-74.188,00
1	59270,4	-14917,6
2	59270,4	44352,8
3	59270,4	103623,2
4	59270,4	162893,6
5	59270,4	222164,0
6	59270,4	281434,4
7	59270,4	340704,8
8	59270,4	399975,2
9	59270,4	459245,6
10	59270,4	518516,0

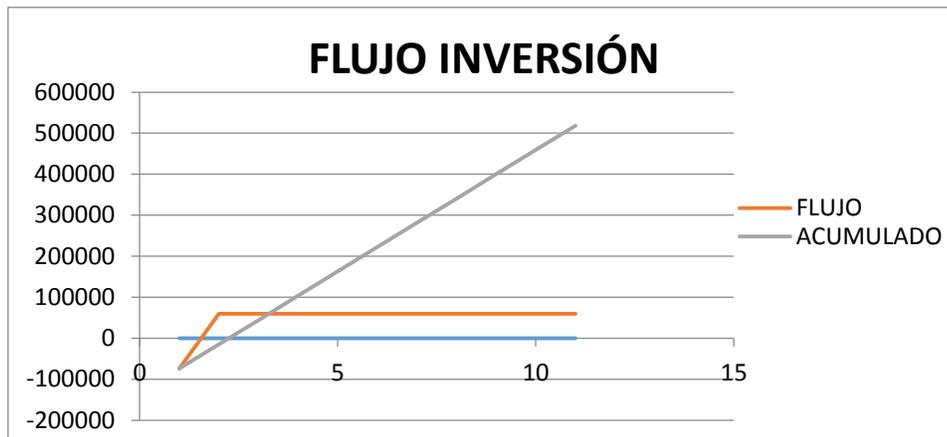


Figura 4.16. Flujo de inversión para 10 años. (Fuente Autores)

Por la necesidad e importancia de contar con un sistema de protecciones seguro y eficiente se requiere implementar en el sistema de la Central de Generación equipos primarios que representan una inversión de 76000,00 dólares americanos, los cuales permiten mejorar el sistema de protecciones actual. Si comparamos con el supuesto caso que los generadores sufrieran algún daño y el tiempo mínimo que tomaría para su reparación (15 días) no se recibiera ingresos (59270,40 dólares) por concepto de venta de energía, sin considerar costos por reparación. La inversión que se realiza es recuperable en 1,25 años, tiempo relativamente corto considerando el beneficio y la mayor protección que se dispondrá a las unidades de generación.

4.7 PROPUESTA DE AJUSTES PARA RELÉ DE GENERADOR 1 Y 2

Para realizar los ajustes, se considera el manual SIPROTEC de SIEMENS, propio del relé 7UM61 que cumple con las normas IEC 60255 y norma nacional VDE 0435. Adicionalmente se considera la norma IEEE Std C37.102 – 2006 para su comprobación de ajustes.

4.7.1 Protección de sobrecorriente instantánea (ANSI 50).

Dentro del relé SIPROTEC se habilita esta función para protección inmediata contra altas corrientes de cortocircuito entre fases, aplicada a fallas internas del generador.

En la figura 4.17 se utiliza un transformador de corriente cuyo primario se encuentra conectado en el neutro del generador y su secundario al relé.

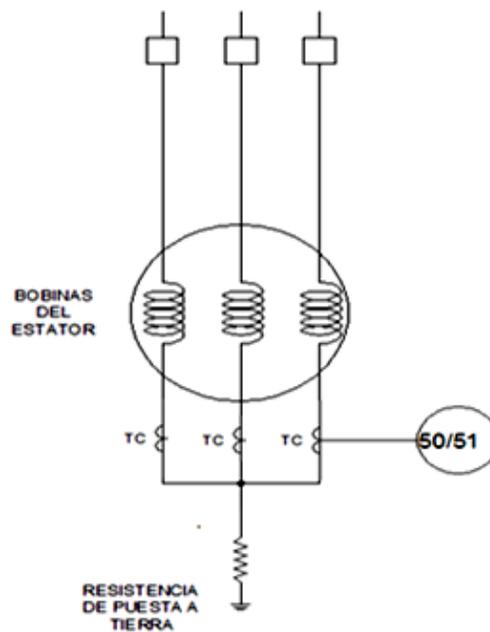


Figura 4.17. Protección de sobrecorriente 50/51. (Fuente Autores)

Este relé dispone de la función $I >>$ (sobrecorriente instantánea), y esta una componente direccional, que permite, desactivarlo según la posición de instalación de los transformadores de corriente, en el caso de esta central el direccional se desactiva debido a que los transformadores de corriente se encuentran conectados en el neutro de la estrella del generador (figura 4.2)

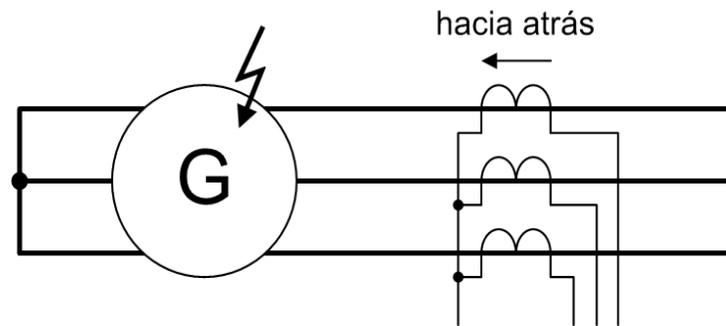


Figura 4.2. Selectividad mediante detección direccional del cortocircuito.[17]

4.7.1.1 Ajustes y Cálculos

Para realizar los ajustes, se considera el manual SIPROTEC, propio del relé SIEMENS que cumple con norma IEC 60255 y con la norma nacional VDE 0435, que recomienda un factor adicional de seguridad de aprox. 1,2 hasta 1,3 para cortocircuito tripolar.

Ya realizada la corrida de flujos y de cortocircuitos en distintos escenarios, seleccionamos la corriente de cortocircuito mínima producida en la barra del generador 1 es $I_{cc} = 826$ A

$$I > = \frac{1,2 \times I_{cc}}{I_N T_{cp}} \times T_{cs} \quad (4.3)$$

$$I > = \frac{1,2(826)}{200} \times 5 = 24,78 \text{ A}$$

La temporización de disparo por normativa es recomendada $T_{I>} = 0,05$ s



4.7.2 Protección de sobreintensidad $I >$ (con sostenimiento por subvoltaje)

Esta sirve como función de reserva para protección de cortocircuitos del equipo a proteger, Para el caso de los generadores, el voltaje de excitación proviene de los polos de la máquina y la intensidad de cortocircuito disminuye rápidamente durante las fallas locales por pérdida de la intensidad de excitación, por lo que se considera los siguientes ajustes:

$$I > = \frac{1,2xI_N máq}{I_N T_{cp}} x T_{cs} \quad (4.4)$$

$$I > = \frac{1,2(188,5)}{200} x 5 = 5,65 A$$

$$U < = \frac{0,8xU_N máq}{U_N T_{pp}} x U_N T_{ps} \quad (4.5)$$

$$U < = \frac{0,8x2300V}{2300 V} x 100 = 80V$$

4.7.3 Sobreintensidad de tiempo inverso, control/dependiente de voltaje ANSI (51V).

Esta protección es utilizada para cortocircuitos en máquinas de menor potencia o de bajo voltaje. Para los generadores de mayor volumen sirve como protección de reserva para fallas a tierra como por ejemplo la protección diferencial.

La función de protección trabaja con unas curvas características de tiempo inverso según IEC 60255. Las curvas características, cálculos de ajustes se muestran a continuación.

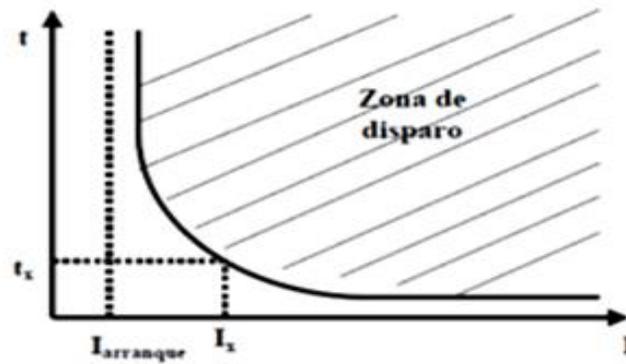


Figura 4.18. Curva de operación de un relé de tiempo inverso. [17]

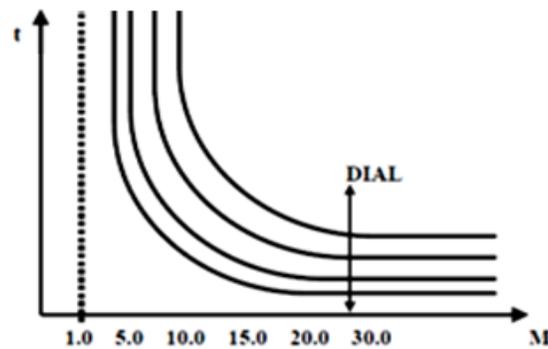


Figura 4.19. Curva de diferente Dial. [17]

$$I >= \frac{1,2 \times I_N \text{ máq}}{I_N T_{cp}} \times T_{cs} \quad (4.6)$$

$$I >= \frac{1,2(188,5)}{200} \times 5 = 5,65 \text{ A}$$

$$U <= \frac{0,8 \times U_N \text{ máq}}{U_N T_{pp}} \times U_N T_{ps} \quad (4.7)$$

$$U <= \frac{0,8 \times 2300V}{2300 V} \times 100 = 80V$$



4.7.4 Protección sobrecarga (ANSI 49).

Esta protección de sobrecarga evita daños en los devanados del estator producidos por las sobrecargas térmicas en la máquina, para que la protección de sobrecarga no determine tiempos de disparo extremadamente cortos en caso de cortocircuitos de alto valor, se determina un límite para la intensidad.

Para la detección de sobrecarga se utiliza generalmente la intensidad nominal del equipo I_n , Con la intensidad máxima permanente térmicamente permitida $I_{max\ prim}$, con la que se puede determinar un factor k_{prim} :

$$\text{FACTOR K} = \frac{I_{m\acute{a}x\ prim} \cdot I_N \text{ m\acute{a}quina}}{I_N \text{ m\acute{a}quina} \cdot I_N \text{ trans prim}} \quad (4.8)$$

$$\text{FACTOR K} = 1,15 \frac{188.5}{200}$$

$$\text{FACTOR K} = 1,08$$

Se configura el escalón de alarma térmica, que adquiere con intensidad nominal un valor de:

$$\frac{\theta}{\theta_{disp}} = \frac{1}{1,15^2} = 76\% \quad (4.9)$$

$\Gamma_{th} = 600$ s (constante de tiempo térmica de la máquina)



4.7.5 Protección de carga desequilibrada (ANSI 46).

Esta protección de carga desequilibrada sirve para la detección de asimetrías de cargas en las máquinas trifásicas de inducción. Las cargas asimétricas en las máquinas de inducción trifásicas producen componentes de secuencia negativa, la cual actúa frente al rotor con el doble de la frecuencia, como también, se puede detectar cortocircuitos monopolares y bipolares en los cuales las intensidades de falla son menores que las intensidades de carga.

La versión del relé 7UM61 SIEMENS, que actualmente se encuentra instalado en la central no cuenta con esta función.

4.7.6 Protección de sobreexcitación (ANSI 40).

La protección para sobreexcitación protege una máquina sincrónica contra asincronismos producidos por una función defectuosa en el sistema de excitación y contra sobre temperaturas locales del rotor. La protección también evita peligros de inestabilidad de la red por sobreexcitación en las máquinas sincrónicas de mayor volumen.

La versión del relé 7UM61 SIEMENS, que actualmente se encuentra instalado no cuenta con esta función.

4.7.7 Protección de potencia inversa (ANSI 32R).

Esta protege la unidad turbina-generator contra estados de falla donde la máquina sincrónica pierde su energía de accionamiento y adquiere la propiedad de un motor frente a la turbina, absorbiendo la energía directamente de la red, siendo un estado de riesgo para los álabes de turbina y debe ser eliminado inmediatamente desconectando el interruptor de la red.



En la tabla 4.28 se describe los parámetros que considera la norma IEEE Std C37.102 – 2006

Tabla 4.28. Potencia de motorización en turbinas hidráulicas.[18]

Función energética primaria	Potencia de motorización	Posibles daños
Turbinas hidráulicas	0.2 -> 2% (Álabes fuera del agua) >2.0 % (Álabes en el agua)	Puede producirse cavitación de alabes y rodetes con un largo periodo de motorización.

La potencia es baja cuando los alabes están por encima del nivel del canal de desagüe. Los equipos de detección de flujo hidráulico suelen ser los mejores medios para detectar la pérdida motriz.

De acuerdo a la norma IEEE Std C37.102 – 2006, se considera el ajuste del valor de arranque del elemento de protección en el 2%.

$$P_{\text{motorización}} = \sqrt{3} \times V_n \times I_n \times f_p \times 0.02 \quad (4.10)$$

$$P_{\text{motorización}} = \sqrt{3} \times 2300 \times 188.5 \times 0.8 \times 0.02$$

$$P_{\text{motorización}} = 12014.89 \text{ W}$$

$$P_{\text{motorización}} = 12.015 \text{ kW}$$

$$\text{RTP} = \frac{2300 \times \sqrt{3}}{100 \times \sqrt{3}} = 23 \quad (4.11)$$

$$\text{RTC} = \frac{200 \times \sqrt{3}}{5 \times \sqrt{3}} = 40$$

$$\text{Valor de ajuste} = \frac{P_{\text{sec}}}{S_{\text{NSEC}}} = \frac{P_{\text{maquin}}}{S_{\text{Nmaquin}}} \times \frac{U_{\text{Nmaquin}}}{U_{\text{Nmaquin}}} \times \frac{I_{\text{Nmaquin}}}{I_{\text{NPRIM}}} \quad (4.12)$$



$$\frac{P_{sec}}{S_{NSEC}} = \frac{12015}{866} = 13,87 W$$

Por recomendación del dispositivo de protección, el ajuste debe ser menor que el 50% de la potencia de motorización referida a los secundarios de los instrumentos de medición, por lo cual se toma el 45% para mejorar la sensibilidad en la actuación.

$$\frac{P_{sec}}{S_{NSEC}} = \frac{12015}{866} \times 0,45 = 6,24 W \quad (4.13)$$

$$S_{NSEC} = \sqrt{3} \cdot U_{NSEC} \cdot I_{NSEC}. \quad (4.14)$$

$$S_{NSEC} = \sqrt{3} \cdot 100 \times 5$$

$$S_{NSEC} = 866$$

$$\text{Valor de ajuste} = \frac{6,24 \times 100}{866} = 0,72 \% \quad (4.15)$$

Temporización: 10s, recomendada por el equipo.

Se debe efectuar una temporización adecuada para cubrir un intervalo corto de consumo de potencia inversa después de una sincronización o en caso de oscilaciones pendulares de potencia después de fallas en la red. Por lo que se ajusta la temporización en 10 s.



4.7.8 Protección para bajo voltaje (ANSI 27).

Esta protección detecta pérdidas de voltaje en las máquinas eléctricas y evita estados de funcionamiento inadmisibles, así como posibles pérdidas de estabilidad, como sucede en cortocircuitos bipolares o a tierra donde se produce una pérdida asimétrica de voltaje.

El primer escalón de la protección de subvoltaje se ajusta normalmente con aprox. 75 % del voltaje nominal de la máquina.

$$\text{Ajuste de Subvoltaje (Alarma)} = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 0,75}{\text{RTP}} \quad (4.16)$$

$$\text{Ajuste de Subvoltaje (Alarma)} = \frac{2300 \times 0,75}{23} = 75\text{V}$$

Temporización recomendada 3s.

Segundo escalón de la protección de subvoltaje se ajusta normalmente con aprox. 65 % del voltaje nominal de la máquina.

$$\text{Ajuste de Subvoltaje (Disparo)} = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 0,65}{\text{RTP}} \quad (4.17)$$

$$\text{Ajuste de Subvoltaje (Disparo)} = \frac{2300 \times 0,65}{23} = 65\text{V}$$

Temporización recomendada 0,5s



4.7.9 Protección para sobrevoltaje (ANSI 59)

Esta debe proteger las máquinas eléctricas y las secciones de la instalación conectadas a éstas contra aumentos inadmisibles de voltaje y evitar daños en su material de aislamiento.

El escalón de tiempo largo debe intervenir durante sobrevoltajes estacionarios. Esta se ajusta aproximadamente con 110 % hasta 115 % del voltaje nominal y según la velocidad de regulación con 1,5 s hasta 5 s.

$$\text{Ajuste de Sobrevoltaje (Alarma)} = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 1,1}{RTP} \quad (4.18)$$

$$\text{Ajuste de Sobrevoltaje (Alarma)} = \frac{2300 \times 1,1}{23} = 110V$$

Temporización recomendada por el equipo 3 S.

El escalón de tiempo corto debe intervenir durante sobrevoltajes estacionarios. Esta se ajusta aproximadamente con 130 %.

$$\text{Ajuste de Sobrevoltaje (Disparo)} = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 1,3}{RTP} \quad (4.19)$$

$$\text{Ajuste de Sobrevoltaje (Disparo)} = \frac{2300 \times 1,3}{23} = 130V.$$

Temporización recomendada por el equipo 0,5 s.



4.7.10 Protección para baja y sobre frecuencia (ANSI 81)

La calibración de esta función se basa en la norma IEEE Std 1547TM 2003, se considera las recomendaciones para rangos de frecuencia admisibles de operación de generadores.

En la tabla 4.29 se detalla la frecuencia y su temporización correspondiente.

Tabla 4.29. Frecuencia y temporizaciones. [18]

Escalón	Causa	Valores de ajuste	
		$F_N = 60$ Hz	Temporización
F_1	Separación de red	58,00 Hz	1,00 s
F_2	Paro de máquina	57,00 Hz	6,00 s
F_3	Alarma	59,50 Hz	20,00 s
F_4	Alarma o disparo	62,00 Hz	10,00 s

4.7.11 Protección de sobreexcitación -Volt/Hertz (ANSI 24)

Esta protección es utilizada para la detección de inducción elevada en los generadores y transformadores, especialmente en los transformadores de bloque de las centrales eléctricas. La protección debe intervenir cuando el valor límite de inducción, determinado es sobrepasado.

Una elevación de la inducción sobre el valor nominal produce rápidamente una saturación del núcleo de hierro y pérdidas por corrientes parásitas.

La protección de sobreexcitación dispone de dos curvas características escalonadas y de una curva característica térmica para la representación aproximativa del calentamiento que se produce en el objeto a proteger por causa de la sobreexcitación.

El valor se configura teniendo en cuenta la norma IEEE C 37. 102-2006 donde menciona que para generadores el valor típico de alarma debe ser de 1,05 de la relación de V/Hz con un tiempo de 10s, y el nivel de disparo se encuentra en 1,18 de la relación V/Hz y el tiempo para generar el disparo es de 2s.

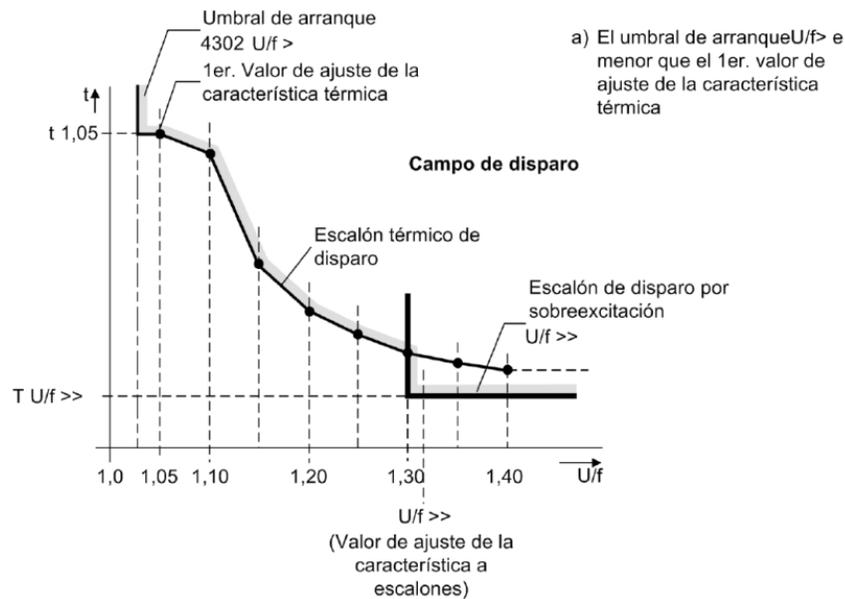


Figura 4.20. Zona de disparo de la protección de sobreexcitación. [17]

$$Valor_{alarma} > 1,05 \frac{V}{Hz} \quad (4.20)$$

$$Valor_{alarma} > 1,05 \frac{100}{60} = 1,75$$

$$Valor_{disparo} > 1,18 \frac{V}{Hz} \quad (4.21)$$

$$Valor_{disparo} > 1,18 \frac{100}{60} = 1,97$$

4.7.12 Protección 90 % fallas a tierra del estator (ANSI 59N, 64G, 67G)

Para habilitar esta protección es necesario medir el voltaje homopolar en el punto estrella de la máquina, utilizando un transformador de voltaje o de puesta a tierra, si no en la bobina en el caso de conexión delta abierta de un transformador de voltaje

A pesar que esta protección tiene el relé no se puede habilitar debido al esquema de conexión del generador (carece de transformador de voltaje en el neutro)

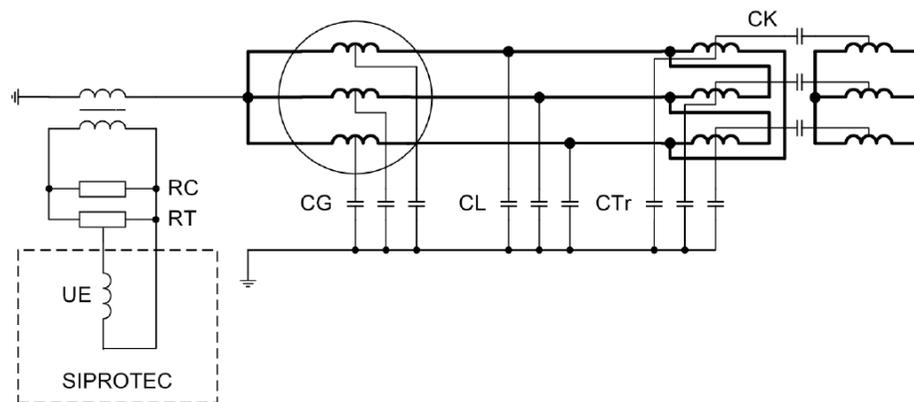


Figura 4.21. Conexión bloque transformador en punto neutro[17]

4.7.13 Protección sensitiva de intensidad a tierra (ANSI 51GN, 64R)

Esta protege de sobrecorrientes al rotor, para activar esta función es necesario que el sistema incluya un transformador de intensidad en el punto estrella del generador.

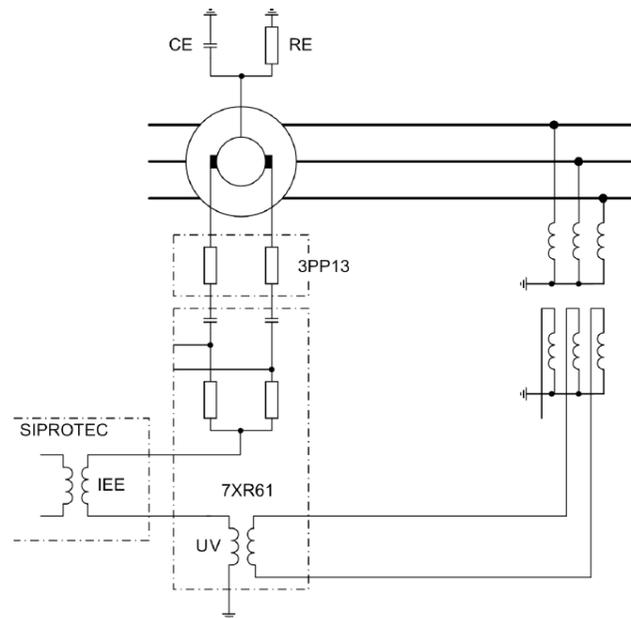


Figura 4.22. Aplicación protección del rotor de fallas a tierra. [17]

4.8 PROPUESTA DE AJUSTES PARA RELÉ DE GENERADOR 3

Para realizar los ajustes, se considera el manual SIPROTEC de SIEMENS, propio del relé 7UM61 que cumple con las normas IEC 60255 y norma nacional VDE 0435. Adicionalmente se considera la norma IEEE Std C37.102 – 2006 para su comprobación de ajustes.

4.8.1 Protección de sobrecorriente instantánea (ANSI 50).

Dentro del relé SIPROTEC se habilita esta función para protección inmediata contra altas corrientes de cortocircuito entre fases, aplicada a fallas internas del generador.

En la figura 4.23 se utiliza un transformador de corriente cuyo primario se encuentra conectado en el neutro del generador y su secundario al relé.

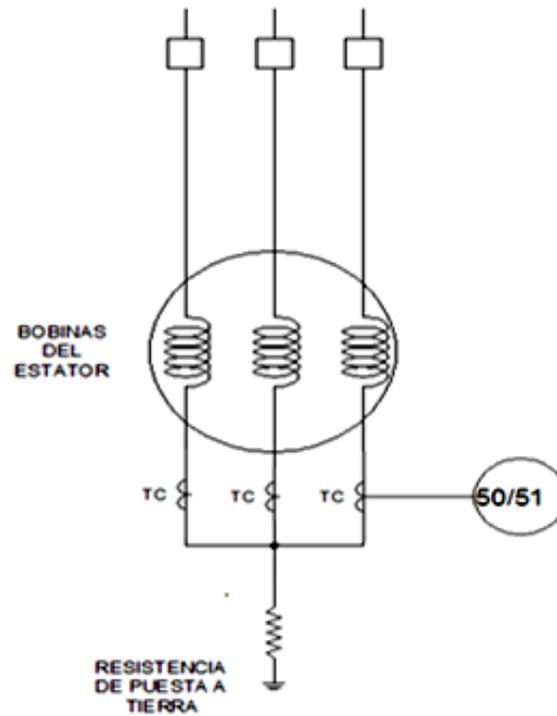


Figura 4.23. Protección de sobre corriente 50/51. (Fuente Autores)

Este relé dispone de la función $I >>$ (sobrecorriente instantánea), y esta una componente direccional, que permite, desactivarlo según la posición de instalación de los transformadores de corriente, en el caso de esta central el direccional se desactiva debido a que los transformadores de corriente se encuentran conectados en el neutro de la estrella del generador (figura 4.24)

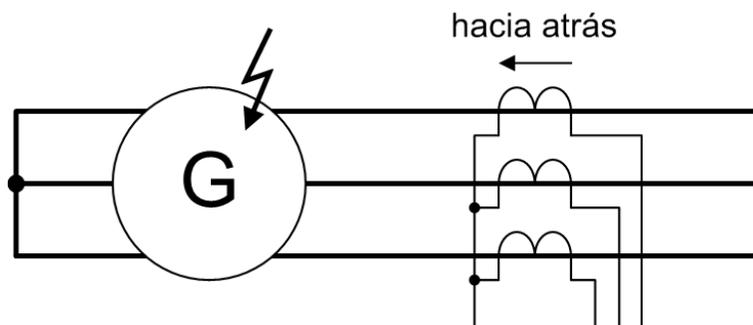


Figura 4.24. Selectividad mediante detección direccional del cortocircuito. [17]



4.8.1.1 Ajustes y Cálculos

Para realizar los ajustes, se considera el manual SIPROTEC, propio del relé SIEMENS que cumple con norma IEC 60255 y con la norma nacional VDE 0435, que recomienda un factor adicional de seguridad de aprox. 1,2 hasta 1,3 para cortocircuito tripolar.

Ya realizada corrida de flujos y de cortocircuitos en distintos escenarios, seleccionamos la corriente de cortocircuito mínima producida en la barra del generador 1 es: $I_{cc} = 1629$.

$$I > = \frac{1,2 \times I_{cc} \text{min}}{I_N T_{cp}} \times T_{cs} \quad (4.22)$$

$$I > = \frac{1,2(1629)}{400} \times 5 = 24,43 \text{ A}$$

La temporización de disparo por normativa recomendada es $T_{I>} = 0,05 \text{ s}$ 6.2

4.8.2 Protección de sobreintensidad $I>$ (con sostenimiento por subvoltaje)

Esta sirve como función de reserva para protección de cortocircuitos del equipo a proteger, Para el caso de los generadores, el voltaje de excitación proviene de los polos de la máquina y la intensidad de cortocircuito disminuye rápidamente durante las fallas locales por pérdida de la intensidad de excitación, por lo que se considera los siguientes ajustes:

$$I > = \frac{1,2 \times I_N \text{máq}}{I_N T_{cp}} \times T_{cs} \quad (4.23)$$

$$I > = \frac{1,2(377)}{400} \times 5 = 5,65 \text{ A}$$

$$U_{<} = \frac{0,8 \times U_N \text{máq}}{U_N T_{pp}} \times U_N T_{ps} \quad (4.24)$$

$$U_{<} = \frac{0,8 \times 2300 \text{ V}}{2300 \text{ V}} \times 100 = 80 \text{ V}$$

4.8.3 Sobreintensidad de tiempo inverso (ANSI 51V).

Esta protección es utilizada para cortocircuitos en máquinas de menor potencia o de bajo voltaje. Para los generadores de mayor volumen sirve como protección de reserva para fallas a tierra como por ejemplo la protección diferencial.

La función de protección trabaja con una curva característica de tiempo inverso según IEC– o según la norma ANSI. Las curvas características, cálculos de ajustes se muestran a continuación.



Figura 4.25. Curva de operación de un relé de tiempo inverso. [17]

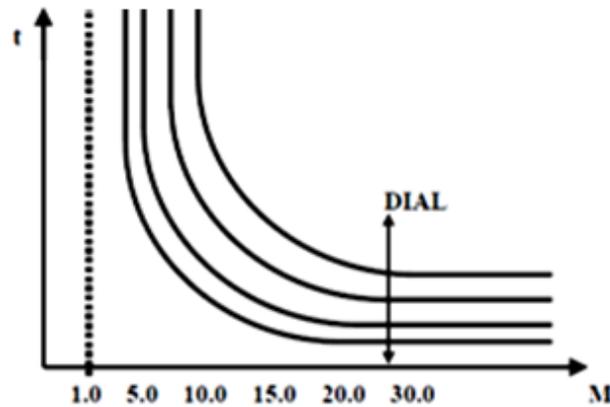


Figura 4.26. Curva de diferente Dial. [17]

$$I > = \frac{1,3xI_N máq}{I_N T_{cp}} x T_{cs} \quad (4.25)$$

$$I > = \frac{1,3(377)}{400} x 5 = 6,13 A$$

$$U < = \frac{0,8xU_N máq}{U_N T_{pp}} x U_N T_{ps} \quad (4.26)$$

$$U < = \frac{0,8x2300V}{2300 V} x 100 = 80V$$

4.8.4 Protección sobrecarga (ANSI 49).

Esta protección de sobrecarga evita daños en los devanados del estator producidos por las sobrecargas térmicas en la máquina, para que la protección de sobrecarga no determine tiempos de disparo extremadamente cortos en caso de cortocircuitos de alto valor, se determina un límite para la intensidad.



La protección de sobrecarga se ajusta en relación a valores de referencia. Para la detección de sobrecarga se utiliza generalmente la intensidad nominal del equipo I_N , Máquina. Con la intensidad máxima permanente térmicamente permitida $I_{máxprim}$ se puede determinar un factor k_{prim} :

$$\text{FACTOR K} = \frac{I_{máx prim} \cdot I_N \text{ máquina}}{I_N \text{ máquina} \cdot I_N \text{trans prim}} \quad (4.27)$$

$$\text{FACTOR K} = 1,15 \frac{377}{400}$$

$$\text{FACTOR K} = 1,08$$

Se configura el escalón de alarma térmica, que adquiere con intensidad nominal un valor de:

$$\frac{\theta}{\theta_{disp}} = \frac{1}{1,15^2} = 76\% \quad (4.28)$$

$\Gamma_{th} = 600$ s (constante de tiempo térmica de la máquina).

4.8.5 Protección de carga desequilibrada (ANSI 46).

Esta protección de carga desequilibrada sirve para la detección de asimetrías de cargas en las máquinas trifásicas de inducción. Las cargas asimétricas en las máquinas de inducción trifásicas producen componentes de secuencia negativa, la cual actúa frente al rotor con el doble de la frecuencia, como también, se puede detectar cortocircuitos monopolares y bipolares en los cuales las intensidades de falta son menores que las intensidades de carga.

La versión del relé 7UM61 SIEMENS, que actualmente se encuentra instalado en la central no cuenta con esta función.



4.8.6 Protección de sobreexcitación (ANSI 40).

La protección para sobreexcitación protege una máquina sincrónica contra asincronismos producidos por una función defectuosa en el sistema de excitación y contra sobre temperaturas locales del rotor. La protección también evita peligros de inestabilidad de la red por sobreexcitación en las máquinas sincrónicas de mayor volumen.

La versión del relé 7UM61 SIEMENS, que actualmente se encuentra instalado no cuenta con esta función.

4.8.7 Protección de potencia inversa (ANSI 32R).

Esta protege la unidad turbina-generator contra estados de falla donde la máquina sincrónica pierde su energía de accionamiento y adquiere la propiedad de un motor frente a la turbina, absorbiendo la energía directamente de la red, siendo un estado de riesgo para los álabes de turbina y debe ser eliminado inmediatamente desconectando el interruptor de la red.

En la tabla 4.30 se describe los parámetros considerados por la norma IEEE Std C37.102 – 2006

Tabla 4.30. Potencia de motorización en turbinas hidráulicas.[18]

Función energética primaria	Potencia de motorización	Posibles daños
Turbinas hidráulicas	0.2 -> 2% (Álabes fuera del agua) >2.0 % (Álabes en el agua)	Puede producirse cavitación de alabes y rodetes con un largo periodo de motorización.

La potencia es baja cuando los alabes están por encima del nivel del canal de desagüe. Los equipos de detección de flujo hidráulico suelen ser los mejores medios para detectar la pérdida motriz.



De acuerdo a la norma IEEE Std C37.102 – 2006, se considera el ajuste del valor de arranque del elemento de protección en el 2.5%.

$$P_{\text{motorización}} = \sqrt{3} \times V_n \times I_n \times f_p \times 0.025 \quad (4.29)$$

$$P_{\text{motorización}} = \sqrt{3} \times 2300 \times 377 \times 0.8 \times 0.025$$

$$P_{\text{motorización}} = 30037.20 \text{ W}$$

$$P_{\text{motorización}} = 30.037 \text{ kW}$$

$$RTP = \frac{2300 \times \sqrt{3}}{100 \times \sqrt{3}} = 23 \quad (4.30)$$

$$RTC = \frac{400 \times \sqrt{3}}{5 \times \sqrt{3}} = 80$$

$$\text{Valor de ajuste} = \frac{P_{\text{sec}}}{S_{\text{NSEC}}} = \frac{P_{\text{maquin}}}{S_{\text{Nmaquin}}} \times \frac{U_{\text{Nmaquin}}}{U_{\text{Nmaquin}}} \times \frac{I_{\text{Nmaquin}}}{I_{\text{NPRIM}}} \quad (4.31)$$

$$\begin{aligned} \frac{P_{\text{sec}}}{S_{\text{NSEC}}} &= \frac{30037.2}{866} \\ &= 34,69 \text{ W} \end{aligned}$$

Por recomendación del dispositivo de protección, el ajuste debe ser menor que el 50% de la potencia de motorización referida a los secundarios de los instrumentos de medición, por lo cual se toma el 45% para mejorar la sensibilidad en la actuación.

$$\frac{P_{\text{sec}}}{S_{\text{NSEC}}} = \frac{30037.2}{866} \times 0,45 = 15,61 \text{ W} \quad (4.32)$$



$$S_{NSEC} = \sqrt{3} \cdot U_{NSEC} \cdot I_{NSEC}$$

$$S_{NSEC} = \sqrt{3} \cdot 100 \times 5$$

$$S_{NSEC} = 866$$

$$\text{Valor de ajuste} = \frac{15,61 \times 100}{866} = 1,80 \% \quad (4.33)$$

Temporización: 10 s recomendada por el equipo.

Se debe efectuar una temporización adecuada para cubrir un intervalo corto de consumo de potencia inversa después de una sincronización o en caso de oscilaciones pendulares de potencia después de fallas en la red. Por lo que se ajusta la temporización en 10 s.

4.8.8 Protección para bajo voltaje (ANSI 27).

Esta protección detecta pérdidas de voltaje en las máquinas eléctricas y evita estados de funcionamiento inadmisibles, así como posibles pérdidas de estabilidad, como sucede en cortocircuitos bipolares o a tierra donde se produce una pérdida asimétrica de voltaje.

El primer escalón de la protección de subvoltaje se ajusta normalmente con aprox. 75 % del voltaje nominal de la máquina

$$\text{Ajuste de Subvoltaje (Alarma)} = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 0,75}{RTP} \quad (4.34)$$

$$\text{Ajuste de Subvoltaje (Alarma)} = \frac{2300 \times 0,75}{23} = 75V$$

Temporización recomendada 3s.



Segundo escalón de la protección de subvoltaje se ajusta normalmente con aprox. 65 % del voltaje nominal de la máquina

$$\text{Ajuste de Subvoltaje (Disparo)} = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 0,65}{RTP} \quad (4.35)$$

$$\text{Ajuste de Subvoltaje (Disparo)} = \frac{2300 \times 0,65}{23} = 65V$$

Temporización recomendada 0,5s

4.8.9 Protección para sobre voltaje (ANSI 59)

Esta debe proteger las máquinas eléctricas y las secciones de la instalación conectadas a éstas contra aumentos inadmisibles de voltaje y evitar daños en su material de aislamiento.

El escalón de tiempo largo debe intervenir durante sobrevoltajes estacionarios. Esta se ajusta aproximadamente con 110 % hasta 115 % UN y según la velocidad de regulación con 1,5 s hasta 5 s.

$$\text{Ajuste de Sobrevoltaje (Alarma)} = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 1,1}{RTP} \quad (4.36)$$

$$\text{Ajuste de Sobrevoltaje (Alarma)} = \frac{2300 \times 1,1}{23} = 110V$$

Temporización recomendada por el equipo 3s

El escalón de tiempo corto debe intervenir durante sobrevoltajes estacionarios. Esta se ajusta aproximadamente con 130 %



$$\text{Ajuste de Sobrevoltaje (Disparo)} = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 1,3}{RTP} \quad (4.37)$$

$$\text{Ajuste de Sobrevoltaje (Disparo)} = \frac{2300 \times 1,3}{23} = 130V$$

Temporización recomendada por el equipo 0,5 s

4.8.10 Protección para baja y sobre frecuencia (ANSI 81)

La calibración de esta función se basa en la norma IEEE Std 1547TM 2003, tomando en cuenta las recomendaciones hechas, para rangos de frecuencia admisibles de operación de generadoras.

En la tabla 4.31 se detalla la frecuencia y su correspondiente temporización.

Tabla 4.31. Frecuencia y temporizaciones. [17]

Escalón	Causa	Valores de ajuste	
		$F_N = 60$ Hz	Temporización
F_1	Separación de red	58,00 Hz	1,00 s
F_2	Paro de máquina	57,00 Hz	6,00 s
F_3	Alarma	59,50 Hz	20,00 s
F_4	Alarma o disparo	62,00 Hz	10,00 s

4.8.11 Protección de sobreexcitación -Volt/Hertz (ANSI 24)

Esta protección es utilizada para la detección de inducción elevada en los generadores y transformadores, especialmente en los transformadores de bloque de las centrales eléctricas. La protección debe intervenir cuando el valor límite de inducción, determinado es sobrepasado.

Una elevación de la inducción sobre el valor nominal produce rápidamente una saturación del núcleo de hierro y pérdidas por corrientes parásitas.

La protección de sobreexcitación dispone de dos curvas características escalonadas y de una curva característica térmica para la representación aproximativa del calentamiento que se produce en el objeto a proteger por causa de la sobreexcitación.

El valor se configura teniendo en cuenta la norma IEEE C 37. 102-2006 donde menciona que para generadores el valor típico de alarma debe ser de 1,05 de la relación de V/Hz con un tiempo de 10s, y el nivel de disparo se encuentra en 1,18 de la relación V/Hz y el tiempo para generar el disparo es de 2s.

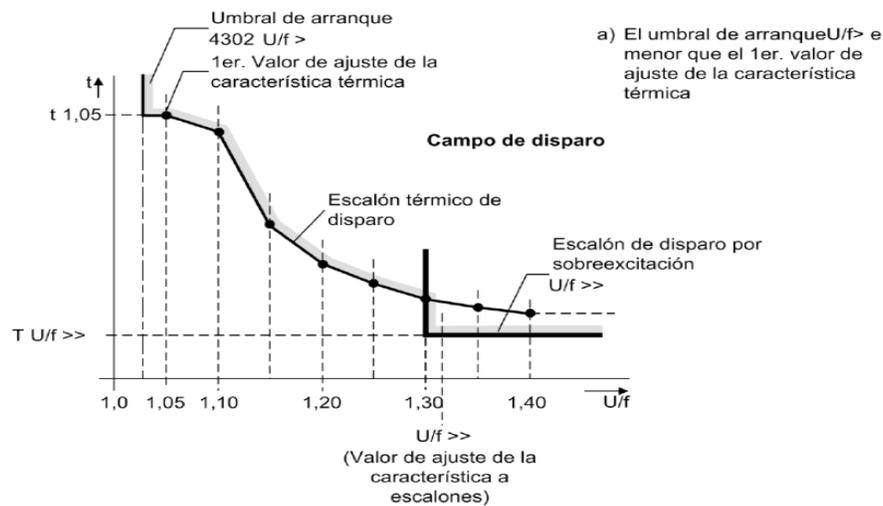


Figura 4.27. Zona de disparo de la protección de sobreexcitación. [17]

$$Valor_{alarma} > 1,05 \frac{V}{Hz} \quad (4.38)$$

$$Valor_{alarma} > 1,05 \frac{100}{60} = 1,75$$

$$Valor_{disparo} > 1,18 \frac{V}{Hz} \quad (4.39)$$

$$Valor_{disparo} > 1,18 \frac{100}{60} = 1,97$$

4.8.12 Protección 90 % fallas a tierra del estator (ANSI 59N, 64G, 67G)

Para habilitar esta protección es necesario medir el voltaje homopolar en el punto estrella de la máquina, utilizando un transformador de voltaje o de puesta a tierra, o si no en la bobina en el caso de conexión delta abierta de un transformador de voltaje.

A pesar que esta protección tiene el relé no se puede habilitar debido al esquema de conexión del generador (carece de transformador de voltaje en el neutro)

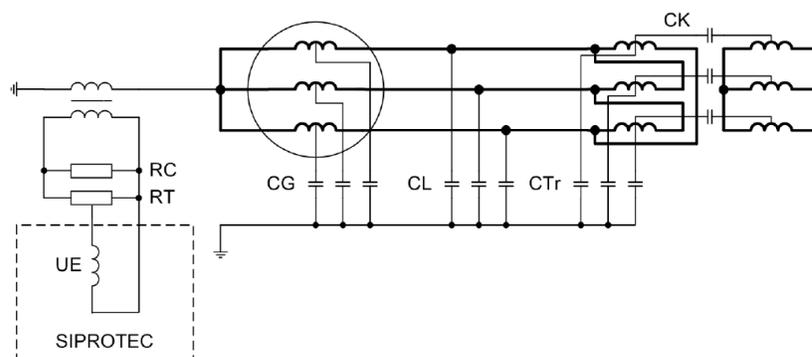


Figura 4.28. Conexión bloque transformador en punto neutro. [17]

4.8.13 Protección sensitiva intensidad a tierra (ANSI 51GN, 64R)

Esta protege de sobrecorrientes al rotor, para activar esta función es necesario que el sistema incluya un transformador de intensidad en el punto estrella del generador. [15]

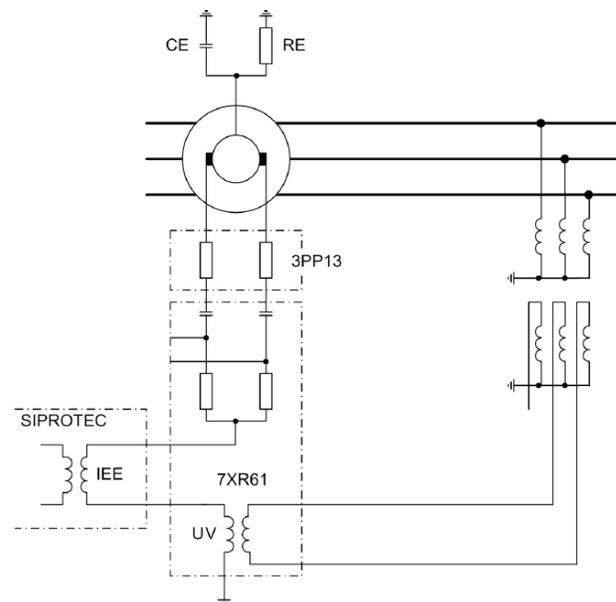


Figura 4.28. Protección sensitiva intensidad a tierra. [17]

4.9 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.

Como parte fundamental de la Central de Generación se tiene los transformadores de Potencia, en los cuales se pueden presentar cortocircuitos en devanados y sobrecalentamientos, siendo este tipo de averías las más comunes a diferencia de los generadores.

En la práctica no se provee de protección con relevadores contra circuitos abiertos puesto que ellos no son perjudiciales. En la práctica general no se provee contra sobrecarga ni contra sobrecalentamiento; ellos pueden ser accesorios térmicos que hacen sonar una alarma o controlan un banco de ventiladores, pero con solo pocas excepciones, el disparo automático de los interruptores del transformador no es practicado generalmente. Una excepción es cuando el transformador suministra una carga previsible determinada. La protección de respaldo contra fallas externas puede ser considerada como una forma de protección de sobrecarga, pero el pickup de



tales equipos de protección es usualmente alto para proporcionar protección efectiva al transformador excepto para cortocircuitos prolongados. Allí permanece, luego, solo la protección contra cortocircuitos en los transformadores o sus conexiones, y la protección de respaldo contra fallas externas.[6]

4.9.1 Transformadores de la Central de Generación.

Cada unidad de Generación consta de un transformador de potencia, los cuales se encuentran conectados en paralelo en la barra de 22 kV, y esta actúa como nodo de conexión con el SNI.

En la tabla 4.32 se muestra las características eléctricas y grupo de conexión de los transformadores.

Tabla 4.32. Parámetros Eléctricos de los transformadores. [1]

Descripción	Potencia nominal	Voltaje primario	Voltaje Secundario	Corriente primario	Corriente secundario	Grupo de conexión	Voltaje de C.C.
TRAFO.1	750KVA	2300 V	22000 V	188A	19.7A	Dy11	5.50%
TRAFO.2	750KVA	2300 V	22000 V	188A	19.7A	Dy11	5.50%
TRAFO.3	1500KVA	2300 V	22000 V	377A	39.4A	Dy11	5.80%

Considerando el transformador como parte fundamental de la central, se encuentran protegidos mediante Relés electrónicos de la marca ABB (TPU2000R) de acuerdo al diseño de protecciones realizado por EERSSA

4.9.2 Relé ABB -TPU 2000R

La Unidad de Protección de Transformadores 2000R (TPU) es un relé basado en microprocesadores que protege transformadores trifásicos de transmisión y distribución de energía, de dos o tres bobinados. El TPU2000R, disponible para transformadores de corriente

(TCs) con secundario de 5 A, 1 A ó 0,1 A, ofrece protección diferencial sensible de alta velocidad para fallas internas de fase y tierra, así como protección de respaldo de sobrecorriente para fallas pasantes. La restricción armónica impide la operación con irrupción magnetizante y sobreexcitación.

4.9.3 Resumen de los Elementos de Protección.

El TPU2000R contiene numerosas funciones de relé de protección. Tres tablas de ajustes (Primario, Alternativo 1 y Alternativo 2) ofrecen la flexibilidad necesaria para cambiar parámetros con rapidez. Además de ello, el TPU2000R tiene capacidad de lógica programable y medición expandida

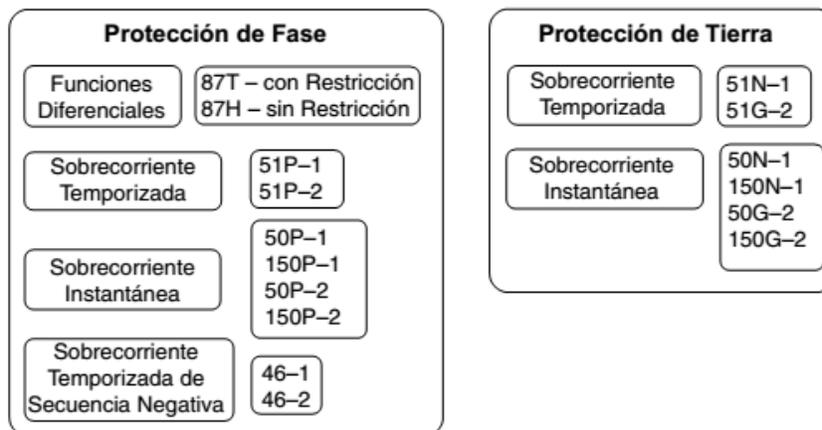


Figura 4.29. Funciones de Protección para el Relé de Dos Devanados. [19]

Dentro del diseño de protecciones realizado por la EERSSA se implementan para protección de los transformadores de Potencia de la Central Carlos Mora, los relés de ABB-TPM 2000R habilitando algunas funciones descritas a continuación.

Las unidades instantáneas son más efectivas cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que está siendo protegido son grandes en comparación con la impedancia fuente. Ellas ofrecen dos ventajas:



- Reducir el tiempo de operación de los relevadores para fallas severas del sistema.
- Evitar la pérdida de selectividad en un sistema de protección que contiene relés con características diferentes; esto es obtenido mediante el ajuste de las unidades instantáneas, así que ellos operan antes del cruce de las características del relé.[6]

4.9.3.1 Ecuación de la Curva de Sobrecorriente Temporizada.

$$\text{Tiempo de Disparo} = \left(\frac{K}{\left[\frac{G}{G_b} \right]^\alpha} \right) \times \text{Dial o múltiplo de tiempo.} \tag{4.40}$$

Tiempo de Reposición = Instantaneo.

$$\text{Tiempo} \left(\frac{G}{G_b} \right) = \text{múltiplos de corriente de arranque.} \tag{4.41}$$

El rango de múltiplos de tiempo es de 0.05 a 1 en pasos de 0.05.

De acuerdo a la norma IEC tenemos las constantes características de Sobrecorriente temporizada.

Tabla 4.33. Constantes de curvas para Sobrecorriente temporizada.[12]

Curva	K	A
Extremadamente Inversa	80	2
Muy Inversa	13.5	1
Inversa	5.14	0.02
Inversa-Tiempo Largo.	122	1



Tabla 4.34. Curva de sobrecorriente temporizada (51/46).[19]

Curva	Dial de tiempo/Retardo
Extremadamente Inversa	1,0 a 10
Muy Inversa	1,0 a 10
Inversa	1,0 a 10
Inversa - Tiempo Corto	1,0 a 10
Tiempo Definido	0,0 a 10,0 segundos
Extr. Inversa - Tiempo Largo	1,0 a 10
Muy Inversa - Tiempo Largo	1,0 a 10
Inversa - Tiempo Largo	1,0 a 10
Curva de Reconectador #8	1,0 a 10
Prog. Usuario 1 †	
Prog. Usuario 2 †	
Prog. Usuario 3 †	

Tabla 4.35. Curvas de sobrecorriente instantánea 50. [19]

Curva	Dial de Tiempo/Retardo
Estándar	Instantáneo
Muy Inversa	1,0 a 10
Tiempo Definido	0 a 9,99 segundos
Inversa - Tiempo Corto	1,0 a 10
Extr. Inversa - Tiempo Corto	1,0 a 10
Prog. Usuario 1 †	
Prog. Usuario 2 †	
Prog. Usuario 3 †	



4.10 Cálculos para Ajustes de Protecciones para Transformadores.

4.10.1 Transformadores 1 y 2.

4.10.1.1 Sobrecorriente Temporizada de Fase 51P (Curva muy inversa).

Las funciones 51P-2 protegen al transformador contra las corrientes de nivel de falla. El interruptor es disparado en base a un retardo de tiempo programable al excederse el umbral del ajuste de arranque de 51-P. Dependiendo de los requisitos de temporización

$$I_{pickup} = Tap * RTC \quad (4.42)$$

$$Tap = 1.4 * I_N$$

$$I > = \frac{1,4 * I_N máq}{I_N T_{cp}} * T_{cs} \quad (4.43)$$

$$I > = \frac{1,4 * 188}{200} * 5$$

$$I > = 6.58 \text{ A.}$$

En la tabla 4.34 se establece el dial de 2.5 s para la curva muy inversa.

4.10.1.2 Sobrecorriente Temporizada de Tierra 51N-1/51G-2 (Relé de 2 Devanados (curva muy inversa)).

En el relé de 2 devanados, puede conectar las entradas de corriente de tierra de los devanados 1 y 2 del TPU2000R para aplicaciones de secuencia cero o residual.



$$I_{pickup} = Tap * RTC \quad (4.44)$$

$$Tap = 0.65 * I_N$$

$$I > = \frac{0.65 * I_N máq}{I_N T_{cp}} * T_{cs} \quad (4.45)$$

$$I > = \frac{0.65 * 188}{200} * 5$$

$$I > = 3.1 \text{ A}$$

En la tabla 4.34 se establece el dial de 2s para la curva muy inversa para ajustar la coordinación.



4.10.2 Transformador 3, grupo 3.

4.10.2.1 Sobrecorriente Temporizada de Fase 51P-1 (Extremadamente inversa).

$$I_{pickup} = Tap * RTC \quad (4.46)$$

$$Tap = 1.3 * I_n$$

$$I > = \frac{1,3xI_N máq}{I_N T_{cp}} x T_{cs} \quad (4.47)$$

$$I > = \frac{1,3x377}{200} x 5$$

$$I > = 6.12 \text{ corriente pick up.}$$

En la tabla 4.34 se establece el dial de 5 s para la curva muy inversa para ajustar la coordinación.

4.10.2.2 Sobrecorriente temporizada de Tierra 51N-1/51G-2 (Relé de 2 Devanados, Curvas extremadamente inversa).

$$I_{pick up} = Tap * RTC \quad (4.48)$$

$$Tap = 0.65 * I_N$$

$$I > = \frac{1.3 x I_N máq}{I_N T_{cp}} x T_{cs} \quad (4.49)$$

$$I > = \frac{1.3 x 377}{400} x 5$$

$$I > = 6.12 \text{ corriente pick up.}$$

En la tabla 4.34 se establece el dial de 5 s para la curva muy inversa para ajustar la coordinación.



4.10.2.3 *Sobrecorriente Instantánea de Fase 50P-1/50P-2/50P-3 (Curva Estándar).*

Se utiliza la corriente mínima de cortocircuito trifásico considerada la más grave y mínima por sensibilidad.

$$I \geq \frac{1,2 \times I_{cc \text{ min}}}{I_N T_{cp}} \times T_{cs} \quad (4.50)$$

$$I \geq \frac{1,2(1480)}{400} \times 5 = 22,2 \text{ A}$$

De acuerdo a la tabla 4.33 se estableció que el dial de 0.01 s para la curva estándar o instantánea.

4.10.2.4 *Funciones de Sobrecorriente Instantánea de Tierra 50N-1/50G-2 (Relé de 2 Devanados, Curva Estándar).*

Se utiliza la corriente mínima de cortocircuito de fase a tierra para el ajuste y sensibilidad de la protección.

$$I \geq \frac{1,2 \times I_{cc \text{ min}}}{I_N T_{cp}} \times T_{cs} \quad (4.51)$$

$$I \geq \frac{1,2(1040)}{400} \times 5 = 15.6 \text{ A}$$

De acuerdo a la tabla 4.35 se estableció que el dial de 0.01 s para la curva estándar o instantánea.

4.10.3 **Curvas actuales.**

Con los ajustes actuales de los relés instalados en la Central de Generación se utilizan para simular y generar curvas de protección del generador, transformador e interruptor principal en el software Power Factory que nos permita observar la coordinación actual.

De la figura 4.31 a la 4.36 se representan las curvas de protección actuales de las tres unidades de generación.

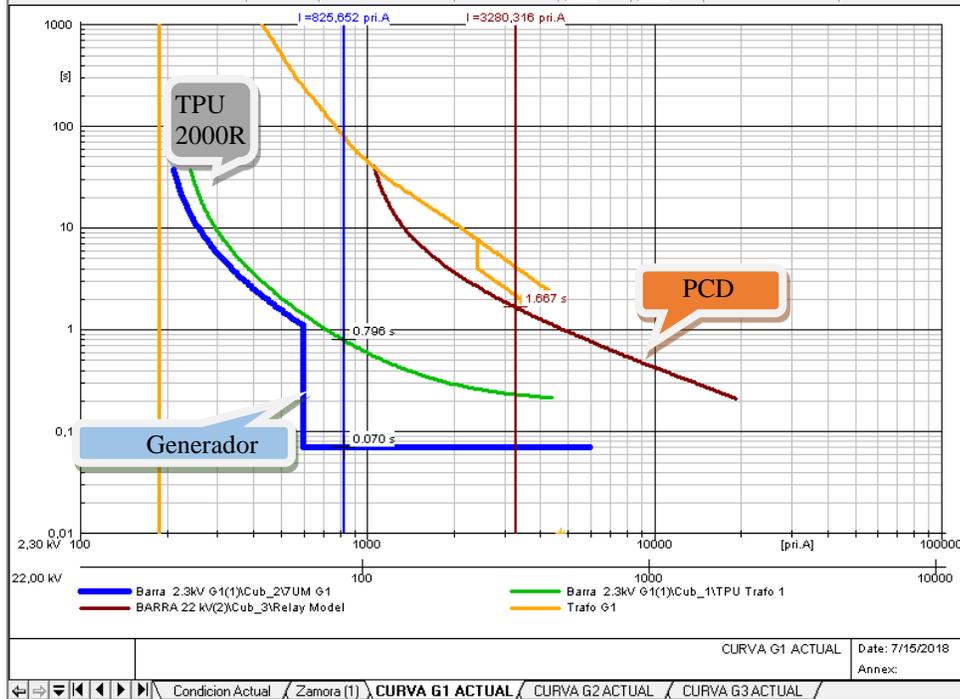


Figura 4.30. Curvas de sobrecorriente G1, cortocircuito externo. (Fuente Autores)

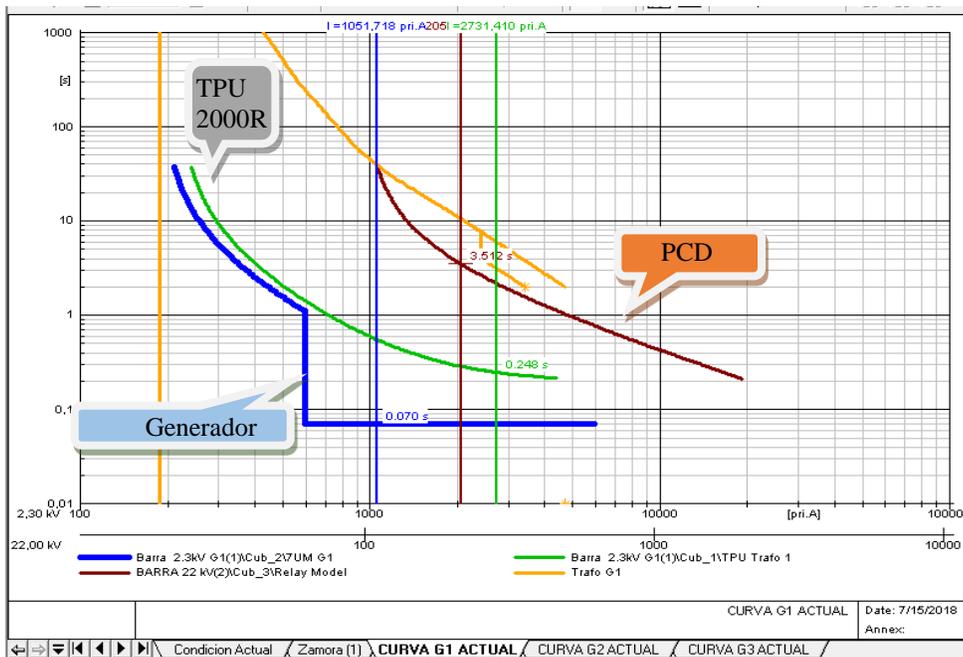


Figura 4.31. Curvas sobrecorriente G1, cortocircuito interno. (Fuente Autores)

En la figura 4.32 se observa que la protección instantánea del generador es el primero que actúa ante una avería interna, seguida del TPU y PCD.

En las figuras 4.33 y 4.34 se muestran las curvas de protección para las unidad 2.

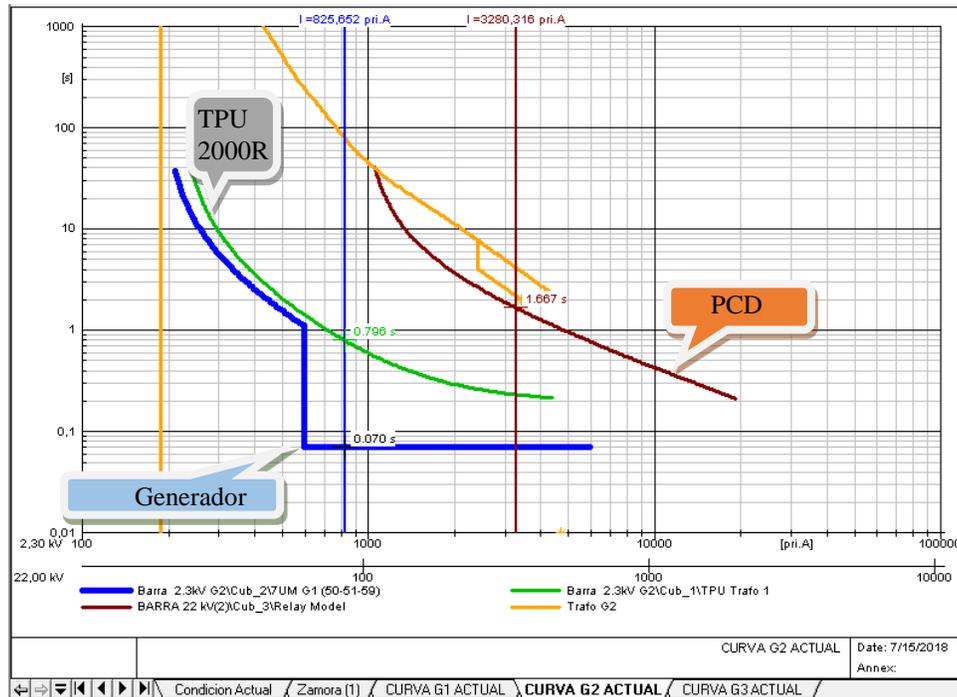


Figura 4.32. Curvas sobrecorriente G2, cortocircuito externo (Fuente Autores)

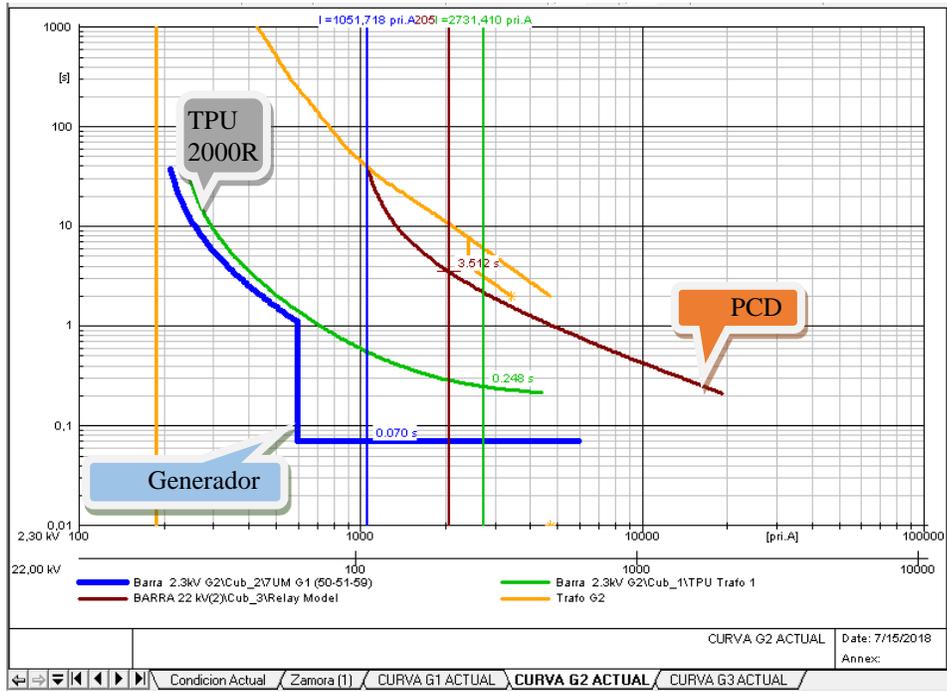


Figura 4.33. Curva sobrecorriente G2, cortocircuito interno. (Fuente Autores)

En la figura 4.35 se observa que la protección instantánea está ajustada para actuar en 0,05s para averías externas, provocando disparos innecesarios de la unidad de generación.

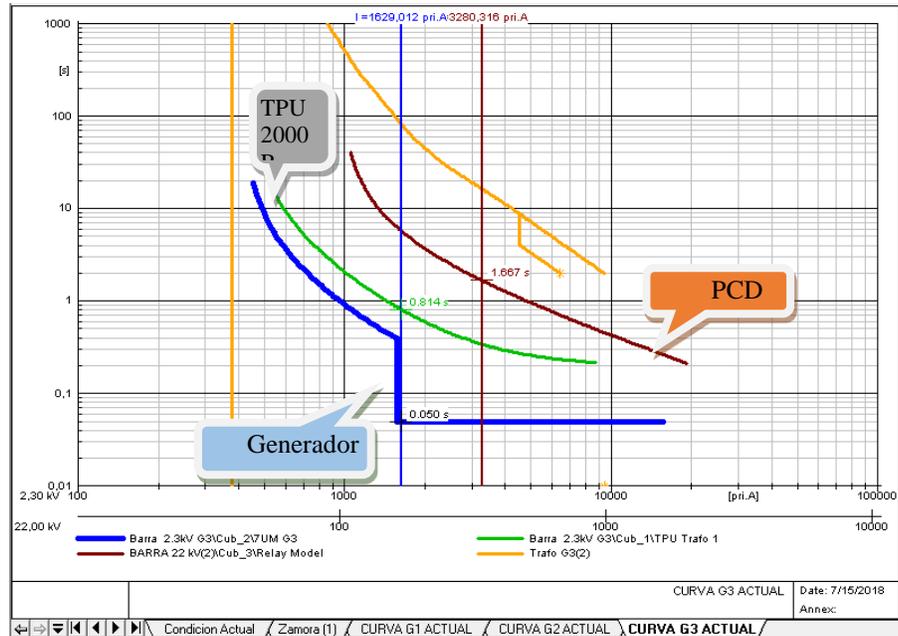


Figura 4.34. Curvas sobrecorriente G3, cortocircuito externo. (Fuente Autores)

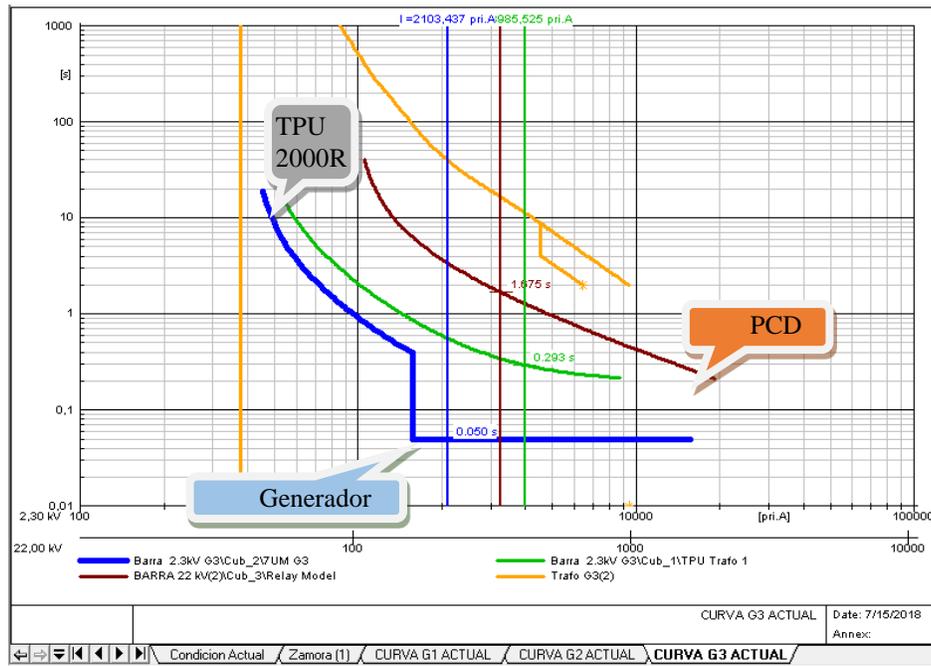


Figura 4.35. Curvas sobrecorriente G3, cortocircuito interno. (Fuente Autores)

4.11 PROPUESTA DE NUEVOS AJUSTES.

Con los ajustes calculados anteriormente, se realiza la coordinación y comparación de la actuación de las curvas de cada relé, con los ajustes actuales y los propuestos.

Como parte de la verificación, en la figura 4.37 se representa dos curvas, una de color rojo que es la curva típica de sobrecarga del generador con similares características a los instalados en la Central de Generación y la azul que representa la curva del relé SIEMENS del Generador, en donde se puede evidenciar que esta última se encuentra por debajo de la curva de sobrecarga del generador, protegiendo sus devanados contra este tipo de averías.

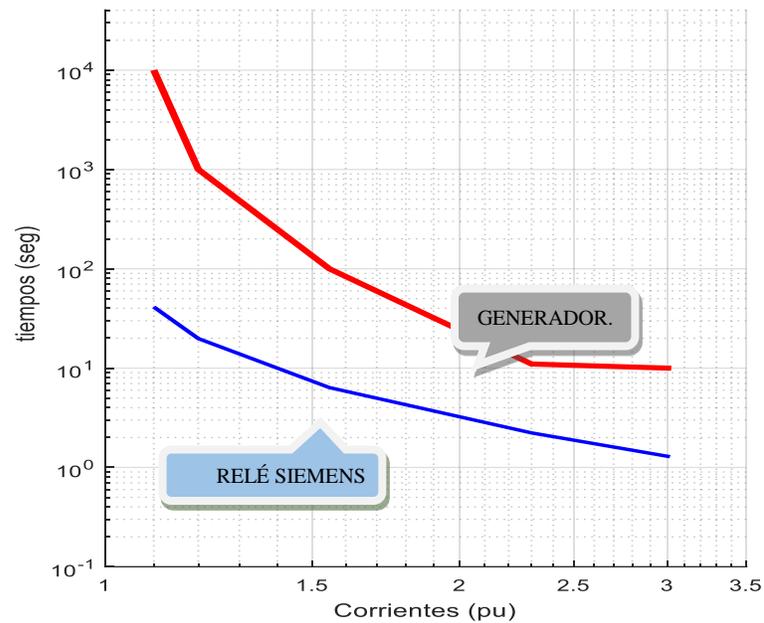


Figura 4.36. Curva de relé vs curva de daño de generador. (Fuente Autores)

Con los nuevos ajustes propuestos para los relés de la Central de Generación se generan curvas de protección de generador, transformador e interruptor principal en el software Power Factory que nos permita observar la coordinación propuesta.

De la figura 4.38 a la 4.43 se representan las curvas de protección propuestas de las tres unidades de generación.

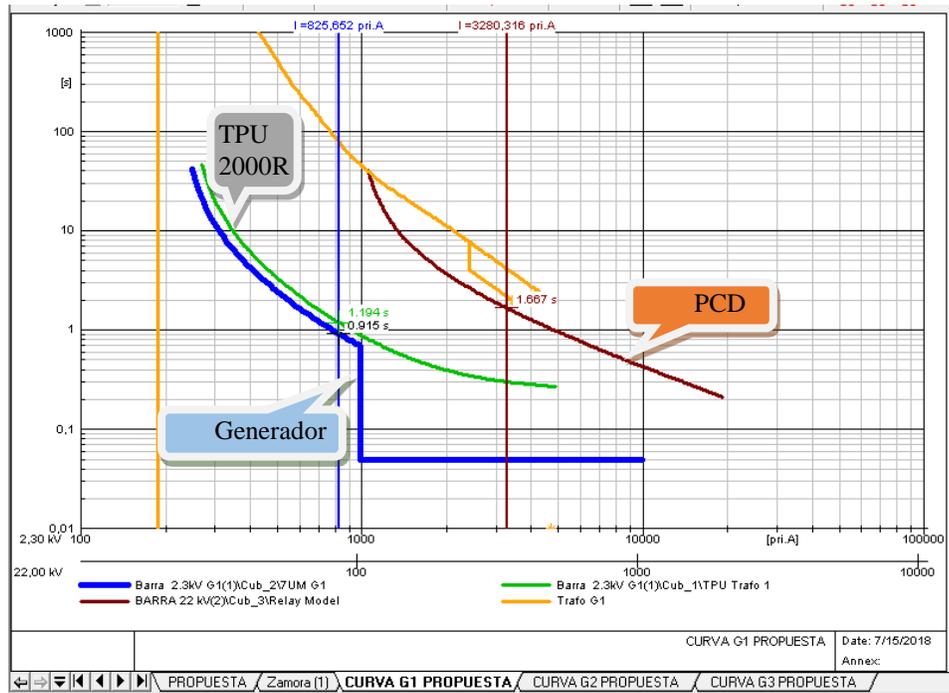


Figura 4.37. Curvas sobrecorriente G, cortocircuito externo. (Fuente Autores)

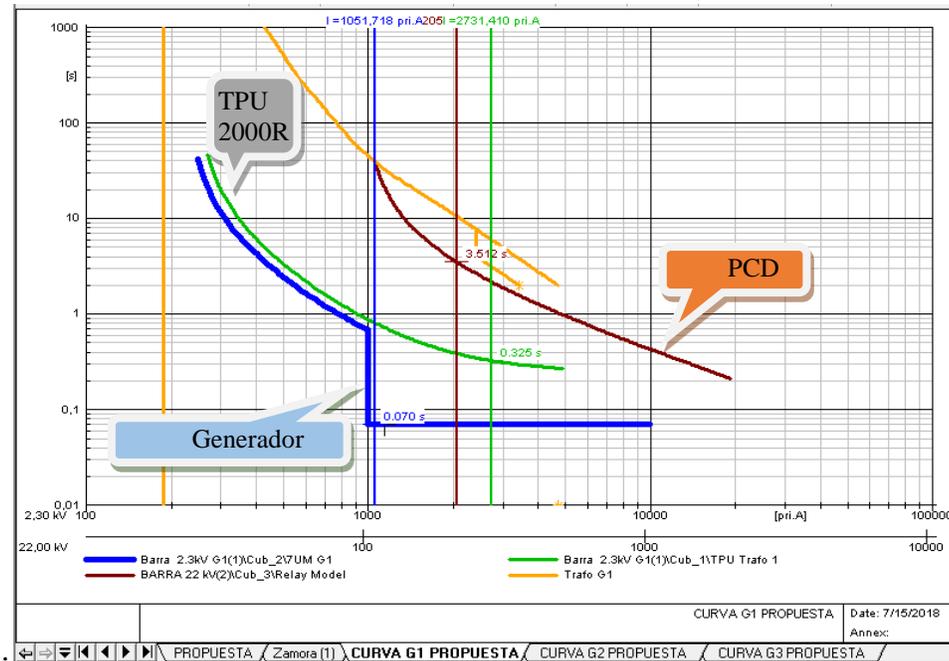


Figura 4.38. Curvas sobrecorriente G1, cortocircuito interno (Fuente Autores)

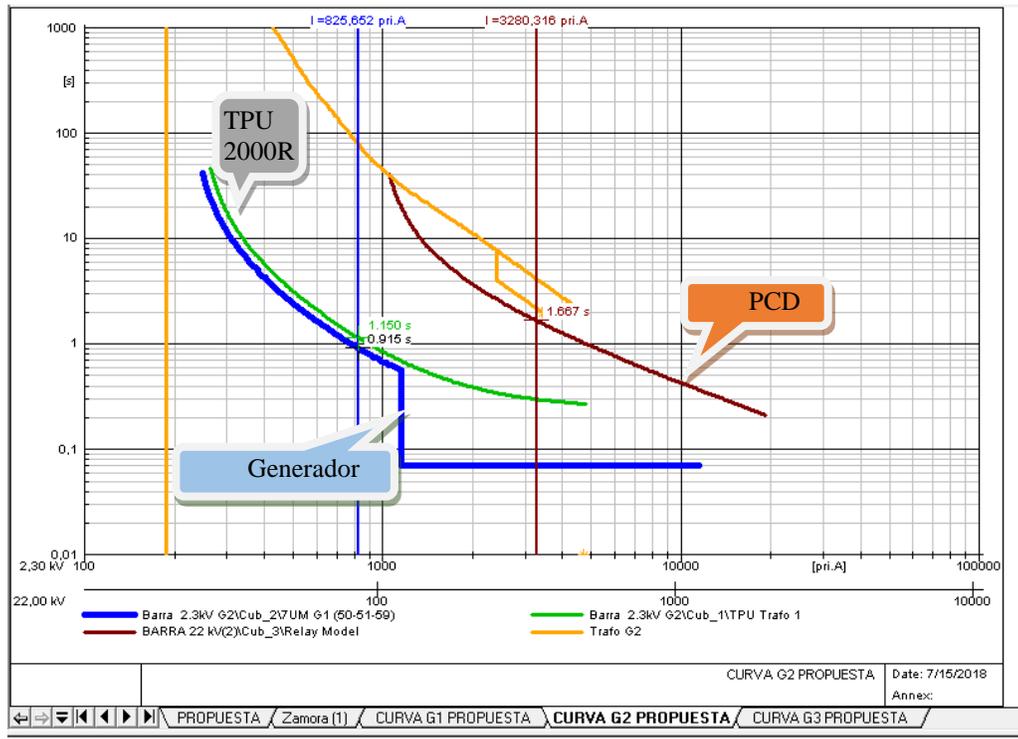


Figura 4.39. Curvas sobrecorriente G2, cortocircuito externo (Fuente Autores).

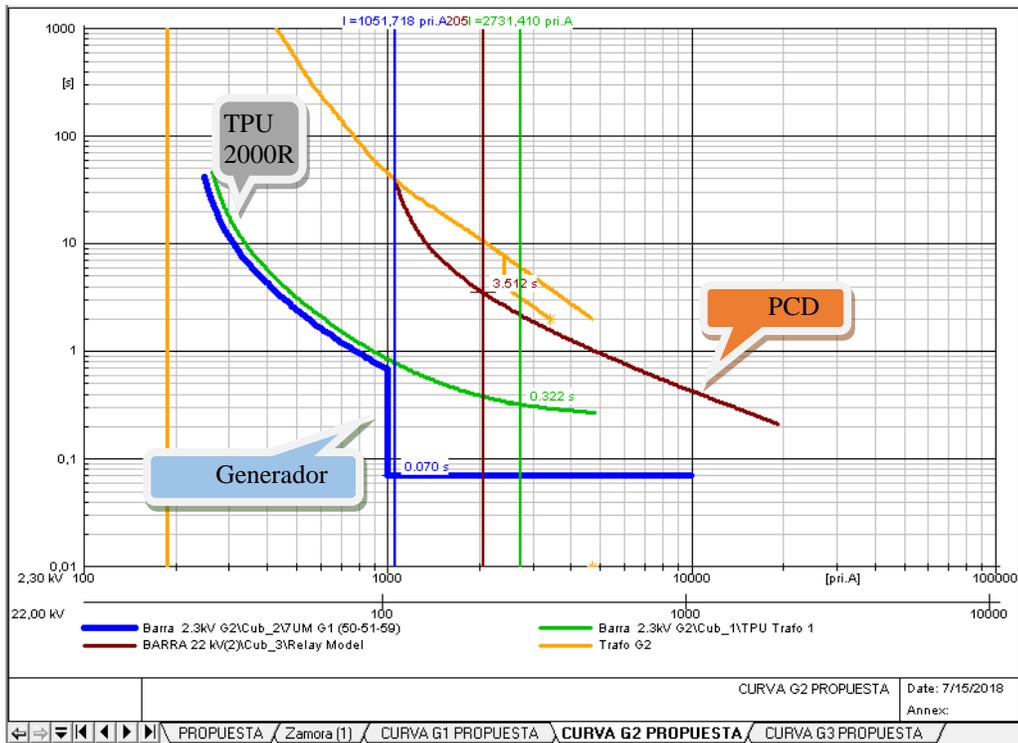


Figura 4.40. Curvas sobrecorriente G2, cortocircuito interno (Fuente Autores)

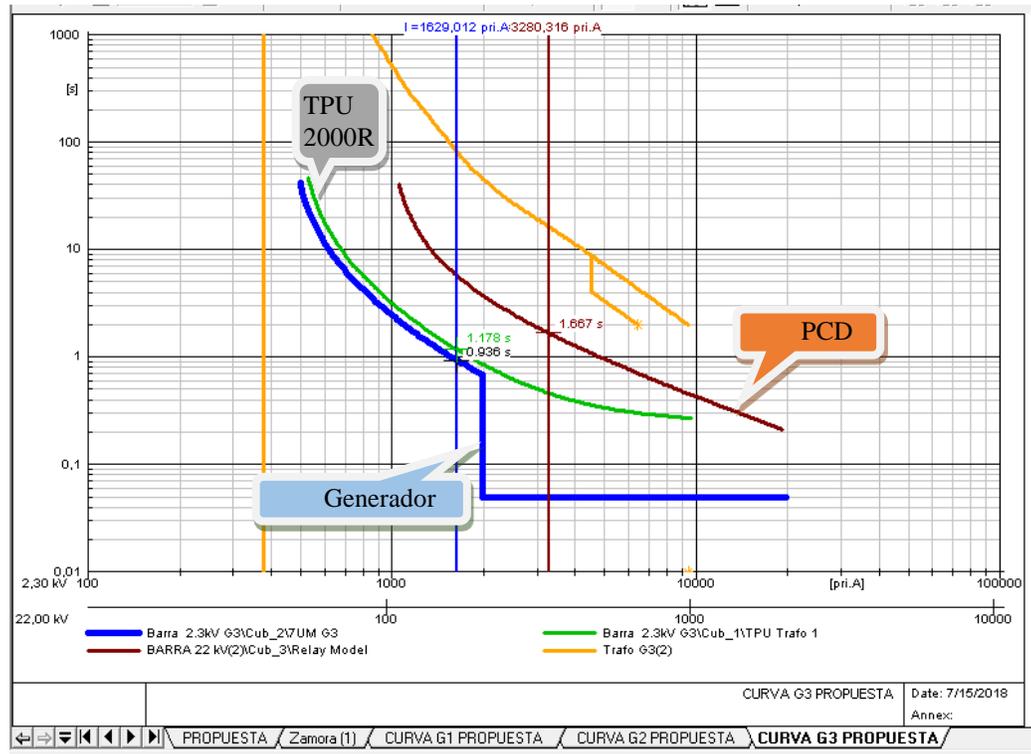


Figura 4.41. Curvas sobrecorriente G3, cortocircuito externo (Fuente Autores)

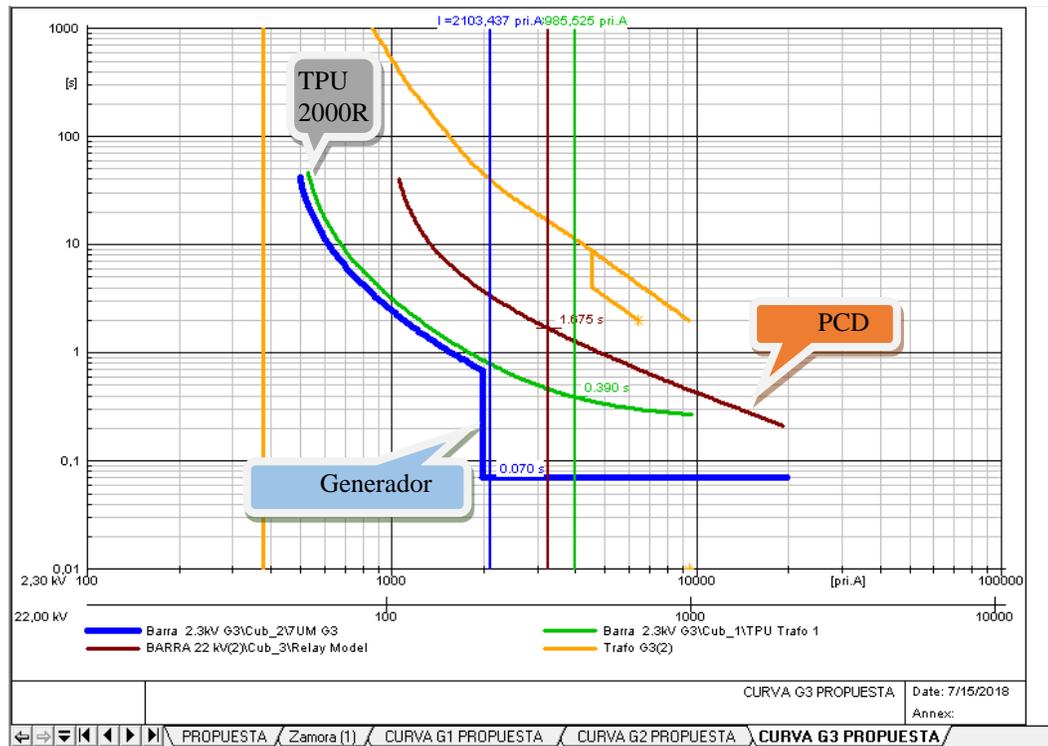


Figura 4.42. Curvas sobrecorriente G3, cortocircuito interno (Fuente Autores).

Además, para un cortocircuito monofásico externo, las protecciones actuarían como se las muestran en la figura 4.44, 4.45 y 4.46 para cada grupo de generación respectivamente.

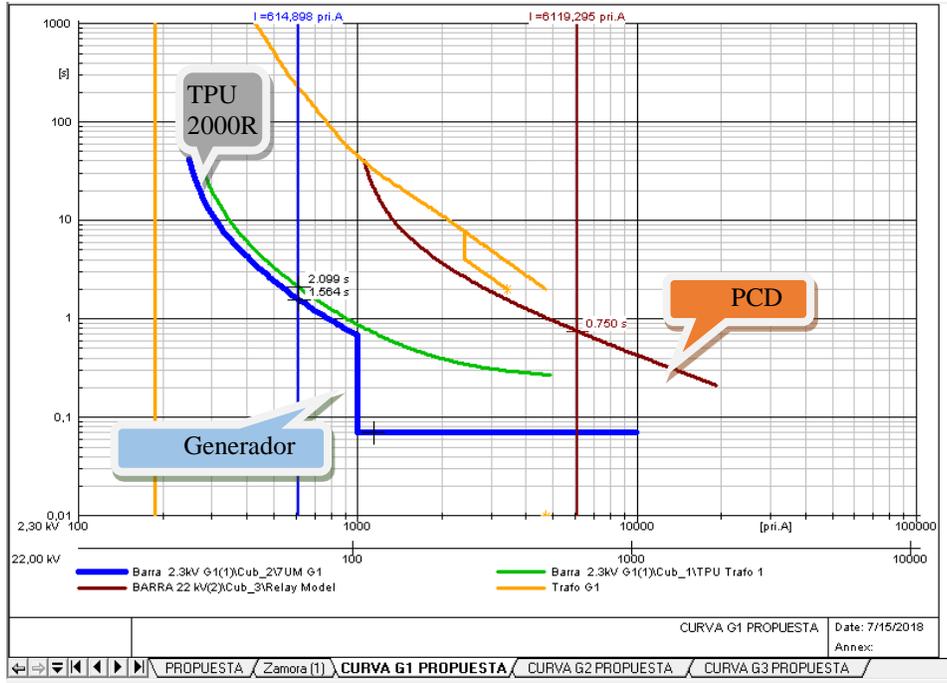


Figura 4.43. Curvas G1, cortocircuito externo monofásico (Fuente Autores)

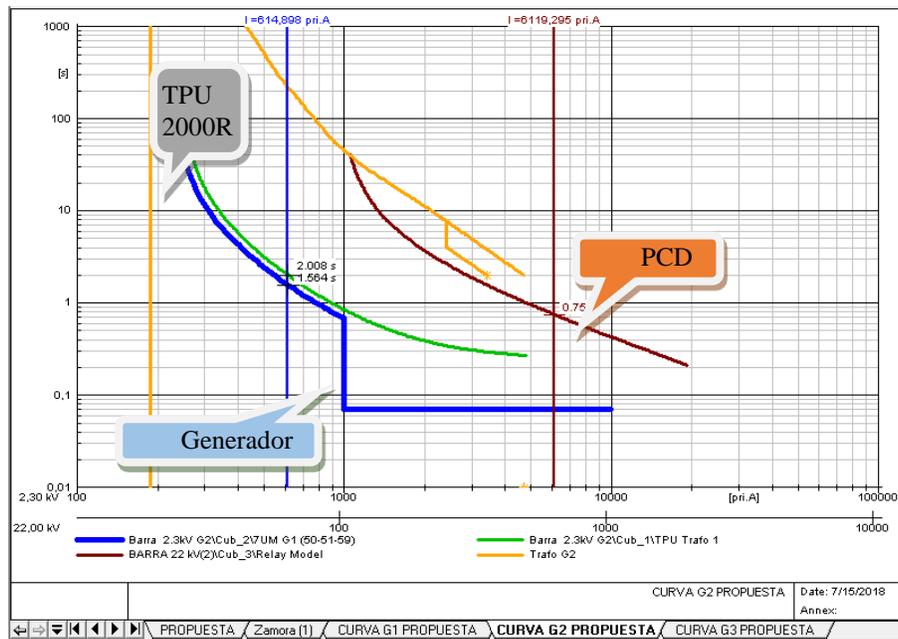


Figura 4.44. Curvas G2, cortocircuito externo monofásico (Fuente Autores).

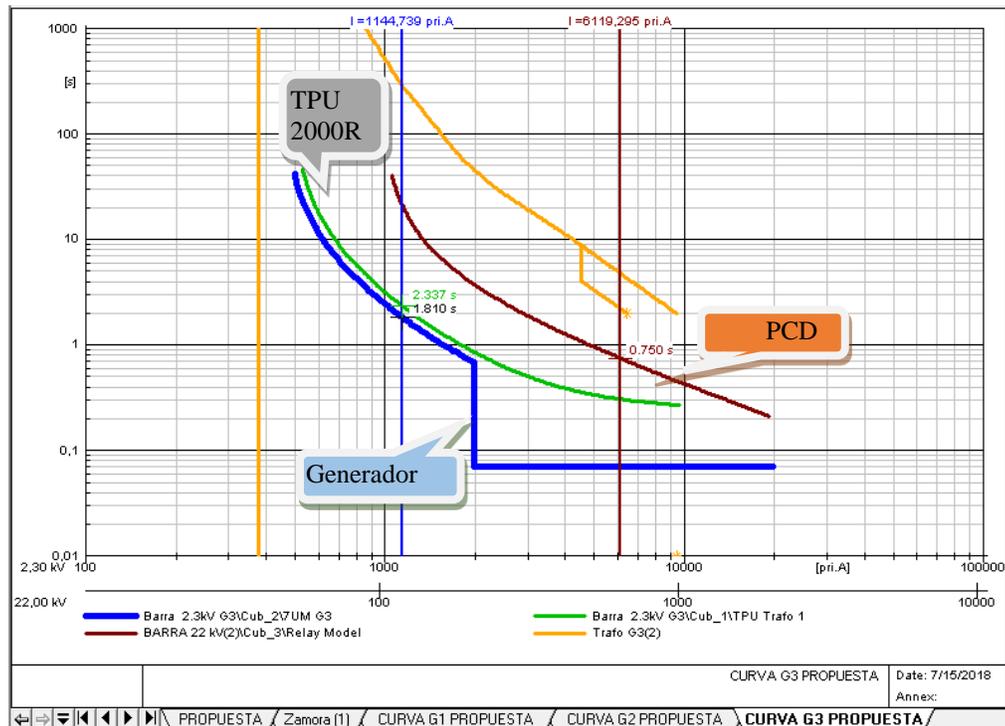


Figura 4.45. Curvas G3, cortocircuito externo monofásico (Fuente Autores).

La opción lógica para coordinar sobrecorrientes en caso de averías externas en este tipo de Centrales, sería la de desconectar primero el interruptor principal (PCD 2000R), luego los transformadores (TPU 2000R) y finalmente los generadores (7UM 611), pero al no disponer de la función diferencial los relés SIEMENS del Generador, solo función de sobrecorriente, cuando existan averías internas, estas actúan con demasiada demora retardando la desconexión, ocasionando deterioro total del equipamiento. Por esta razón y considerando los equipos primarios y relés que actualmente están instalados en la Central de Generación, se opta como mejor opción para la coordinación de relés de sobrecorrientes que no disponen de la función direccional el siguiente orden:

El primer relé en desconectar para fallas externas será el del generador (7UM 611), luego los transformadores (TPU 2000R) y finalmente el interruptor principal (PCD 2000R).



Figura 4.46. Flujograma para falla externa trifásica. (Fuente Autores).

De la misma manera en las averías monofásicas externas actuaría primero el relé (PCD 2000R), luego el relé del generador (7UM 611), y finalmente el relé de los transformadores (TPUs).



Figura 4.47. Flujograma para falla externa monofásica. (Fuente Autores).



CAPITULO 5

5.4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.4.1 CONCLUSIONES

- I. La Central de Generación dispone un esquema eléctrico de fuerza que forma unidades de bloques Generador – Transformador que favorecen las condiciones de operación de régimen continuo.
- II. Los ajustes actuales del relé de sobrecorriente instantánea de las unidades de generación, causa que se active para averías externas provocando disparos innecesarios de las unidades de generación.
- III. Con el reajuste propuesto de la protección de sobrecorriente instantánea de la unidad 3, de 19.56 p.u. a 24.43 p.u. se lograra que esta protección solo se active para averías internas, disminuyendo el número de paradas por sobrecorrientes.
- IV. Para activar la protección contra cortocircuitos internos multifásicos en el generador se puede utilizar la protección diferencial del relé TPU 2000R, que cubra el transformador y el generador, pero para esto se precisa adquirir los transformadores de corriente monofásicos para 22 kV.
- V. Las protecciones actuales activadas para los generadores son las sobrecorrientes instantáneas, sobrecorrientes temporizadas y sobrevoltajes.
- VI. En la propuesta las funciones que se podrán activar con los equipos que se encuentran instalados es la sobrecarga térmica, potencia inversa, sobrevelocidad, sobreexcitación, subvoltaje.



- VII. Debido a las limitaciones de los equipos primarios y relés no se logra implementar la protección para falla a tierra en el estator y rotor, para cortocircuitos internos, para desequilibrio de corriente, para fallo del interruptor y energización inadvertida.
- VIII. Al valorar la implementación de los equipos primarios y evaluar el costo de energía no generada en caso de producirse daños en los generadores, muestra que la inversión es viable, puesto que es recuperable en 1,25 años.
- IX. El software DIGSILENT Power Factory facilita el estudio de análisis de flujos, cortocircuitos y fundamentalmente al ajuste de protecciones.



5.4.2 RECOMENDACIONES

- I. Los instrumentos de mediciones deberían ser reemplazados por instrumentos digitales precisos para cada grupo generador.
- II. Se debe ampliar el panel de alarma, incluyendo las alarmas de parámetros eléctricos que cuentan con las salidas digitales los relés.
- III. Aislar las barras de 2.3 kV y todas las conexiones con material termo-retráctil para evitar cortocircuitos por agentes externos.
- IV. Adquirir un transformador de potencial monofásico e instalarlo en el neutro de los generadores para activar la protección contra fallas a tierra en el estator (64S).
- V. Adquirir e implementar mecanismo complementario para relé existente que permita activar la protección contra fallas a tierra en el rotor (64R).
- VI. Para lograr implementar la protección contra cortocircuitos multifásicos internos rápidos (87) en los generadores es necesario instalar un juego de 3 TC a la salida del generador y cambiar el relé actual 7UM61 de SIEMENS por otro actualizado.
- VII. Como segunda opción, para el caso que no se adquiriera nuevos relés, Se podrá utilizar la protección diferencial del relé TPU 2000R que está en el transformador de la unidad, pero para ellos sería necesario adquirir un juego de 3 TC para el lado de 22 kV de cada transformador de potencia y los 3 TC que están en el lado de 2.3 kV del transformador, se pasa hacia el neutro del generador y se hace una protección diferencial de bloque que estaría protegiendo al transformador y al generador con un disparo rápido si ocurre una falla multifásica interna (figura 5.1).

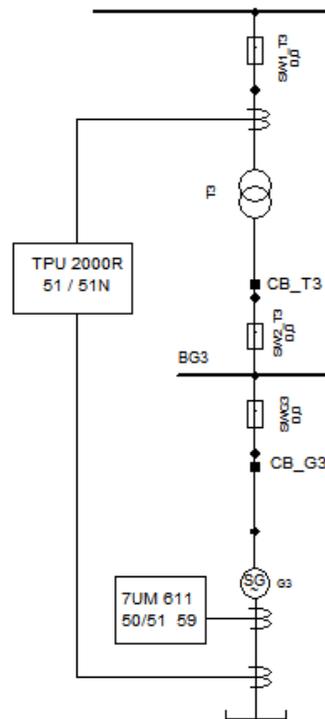


Figura 5.1. Protección diferencial transformador- generador (Fuente Autores)

- VIII. Para mejorar el esquema de protecciones de la Central de Generación, se debe adquirir nuevos relés para protección de los generadores, ya que el actual es una versión básica que no cuenta con las siguientes funciones:
- ✓ Protecciones contra pérdida del campo (40).
 - ✓ Protecciones contra desequilibrio de corriente o calentamiento del rotor (46).
 - ✓ Protecciones contra fallo del interruptor (50BF).
 - ✓ Protecciones contra entrada o energización inadvertida (50/27).
- IX. Para activar la protección diferencial que cuenta el relé TPU 2000R que está en el transformador de cada unidad, es necesario implementar un juego de 3 TC`s para el lado de 22 kV de cada transformador de potencia.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] EERSSA, *Manual de Operación y Mantenimiento de la Central Carlos Mora*, Loja, Loja, 2009.
- [2] G. E. M. CARLOS J. ZAPATA, «COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS RADIALES,» n° SCIENTIA ET TECHNICA No. 22 , p. 6, 2003.
- [3] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Criterios de ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección SEIN,» Lima, 2008.
- [4] COMITE DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL., *Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN.*, Lima, 2008.
- [5] INTERNACIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION(IEC), *IEC 60255-3*, 2013.
- [6] S. R. Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos.*, Primera Edición. ed., Manizales., 2003.
- [7] G. E. M. Chaparro, *Protección de generados.*, 2008.
- [8] G. C. Caicedo., *Protecciones Eléctricas/ Transformadores.*, Santander, 2013.
- [9] D. G. Marcial., *Análisis de contingencias eléctricas en centros comerciales. En corrientes de cortocircuito.*, 2001.
- [10] V. J. V. Bojórquez, *Estudio comparativo de las Normas IEC y ANSI para el Estudio de Cortocircuito.*, Mexico D.F., 2007.
- [11] J. C. B. Quesada., *Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en CVG ALUNASA.*, "Rodrigo Facio", 2014.
- [12] IEC, *International Standard: Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems.*, 1ra. ed., 2001.
- [13] A. Gómez Expósito, J. L. Martínez Ramos, J. A. Rosendo Macías, E. Romero Ramos y J. M. Riquelme Santos, *Sistemas Eléctricos de Potencia/Problemas y ejercicios resueltos.*, España: Prentice Hall, 2003.



- [14] P. Francisco M. González-Longart, «Análisis de Sistemas de Potencia empenado Digsileny Power Factory.,» 2 Octubre 2013.
- [15] M. Schmieg, *DIgSILENT / PowerFactory*, 2017.
- [16] B. Abad, *Lecciones de Finanzas Corporativas: Valoraíón de Proyectos y Empresas*, Alicante, 2011.
- [17] SIEMENS, *Manual siprotec 4*, 2005.
- [18] IEEE, *Generator protecction*, 2006.
- [19] ABB, *Unidad de Protección de Transformadores ABB 2000R*, 2001.
- [20] «MicroElectronica,» [En línea]. Available: <https://learn.mikroe.com/ebooks/microcontroladorespicc/chapter/funciones/>.
- [21] L. Acebes, R. Alves y A. Merino, «Un entorno de modelado inteligente y simulación distribuida de plantas de proceso,» 2004.
- [22] ARCONEL.,
«[http://www.elecgalapagos.com.ec/transparencia/files/2013/2.%20Informaci%F3n%20Legal/A2\)%20Regulaciones%20y%20Procedimientos/Calidad%20De%20Servicio.pdf](http://www.elecgalapagos.com.ec/transparencia/files/2013/2.%20Informaci%F3n%20Legal/A2)%20Regulaciones%20y%20Procedimientos/Calidad%20De%20Servicio.pdf),» 23 mayo 2001. [En línea].
- [23] S. X. Carvajal Quintero y J. D. Marin Jiménez, «Impacto de la generación distribuida en el sistam electricos de potencia de Colombia: un enfoque dinamico,» *Tecnura*, 2013.
- [24] P. W. Godoy., «<https://referencias111.wikispaces.com/file/view/Capitulo2.pdf>,» [En línea].
- [25] A. M. Gracia, *Evaluación del impacto de la generación distribuida en al operaión y planificación de las redes de distribución eléctrica.*, 2006.
- [26] S. J.Chapman, *Màquinas Elèctricas*, Mc Graw Hill, 2002.
- [27] J. F. Mora, 05 Febrero 2012. [En línea]. Available: <https://www.freelibros.org/electronica/maquinas-electricas-5ta-edicion-jesus-fraile-mora.html>.



- [28] M. N. Sadiku, Marzo 2014. [En línea]. Available:
<https://hellsingge.files.wordpress.com/2014/03/fundamentos-de-circuitos-elc3a9ctricos-3edi-sadiku.pdf>.
- [29] J. P. Vidal y E. Lalvay, *Estudio técnico-económico de una planta de generación eléctrica a base biogás*, 2013.

ANEXOS.

7.1 ANEXO 1. Imágenes de Relés de la Central de Generación.

	
<p>Relé Siemens 7UM61</p>	<p>Tablero de control Grupo 1</p>
	
<p>Relé ABB TPU 2000R</p>	<p>Interruptor de Campo</p>



Unidades de Generación



Interruptor Siemens para Generadores

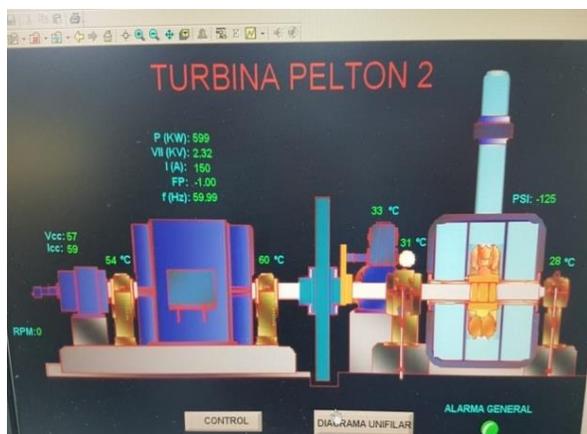
7.2 ANEXO 2. Fotografías de Interfaz Hombre Máquina.



Pantalla General para monitoreo



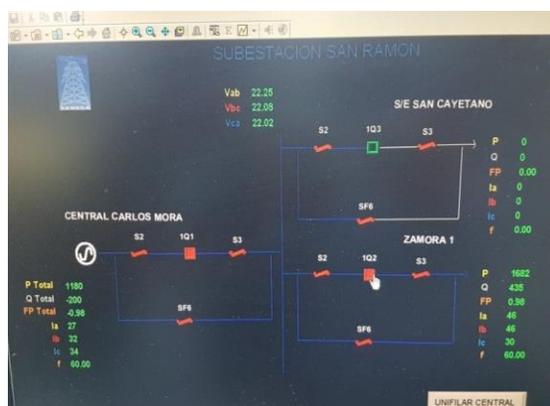
Monitoreo por Scada Grupo 1



Monitoreo por Scada Grupo 2



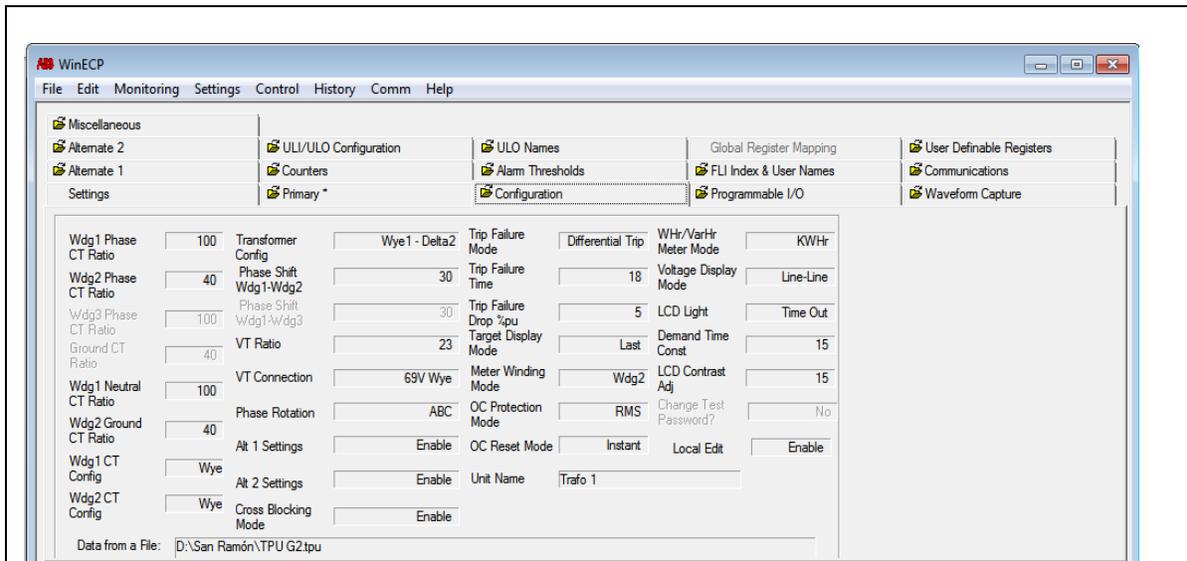
Monitoreo por Scada Grupo 3



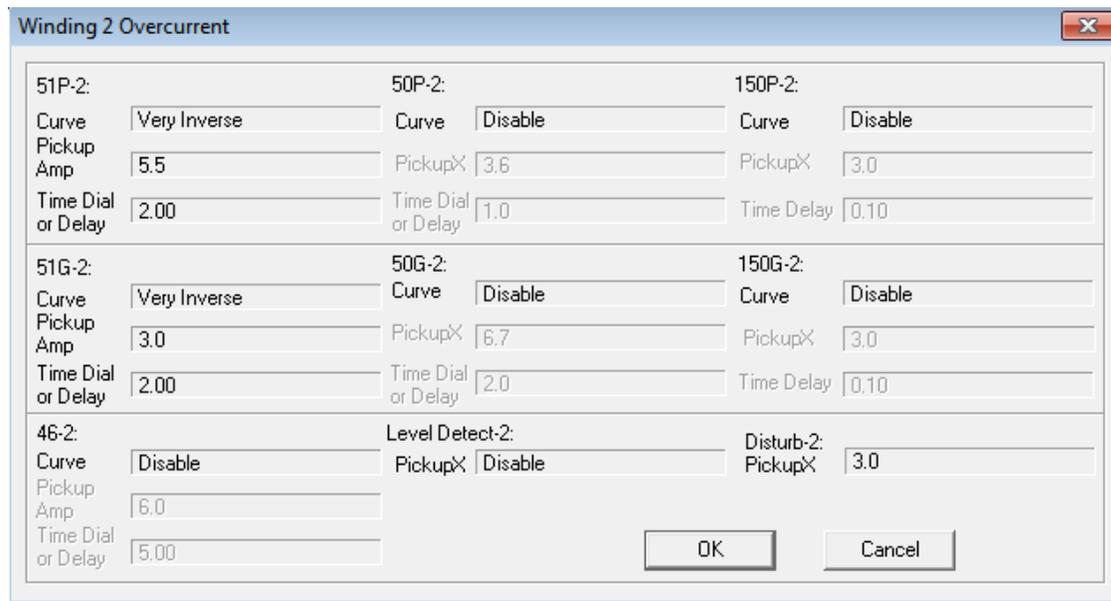
Monitoreo Scada Subestación



7.3 ANEXO 3. Ajustes actuales de los relés de Transformadores.



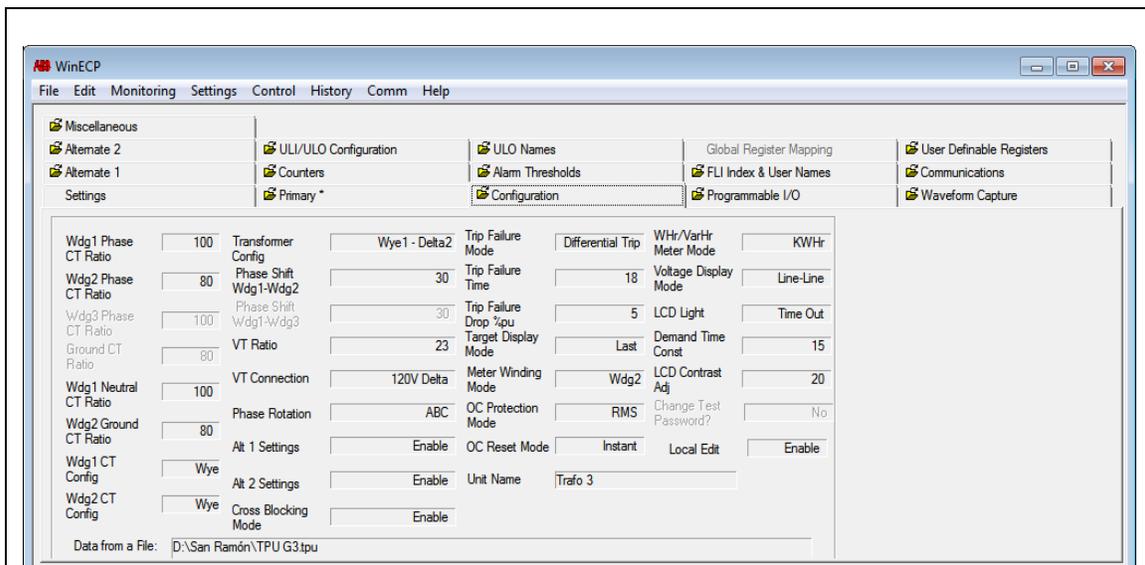
Edición de parámetros del Relé TPU 2000R Grupos 1 y 2



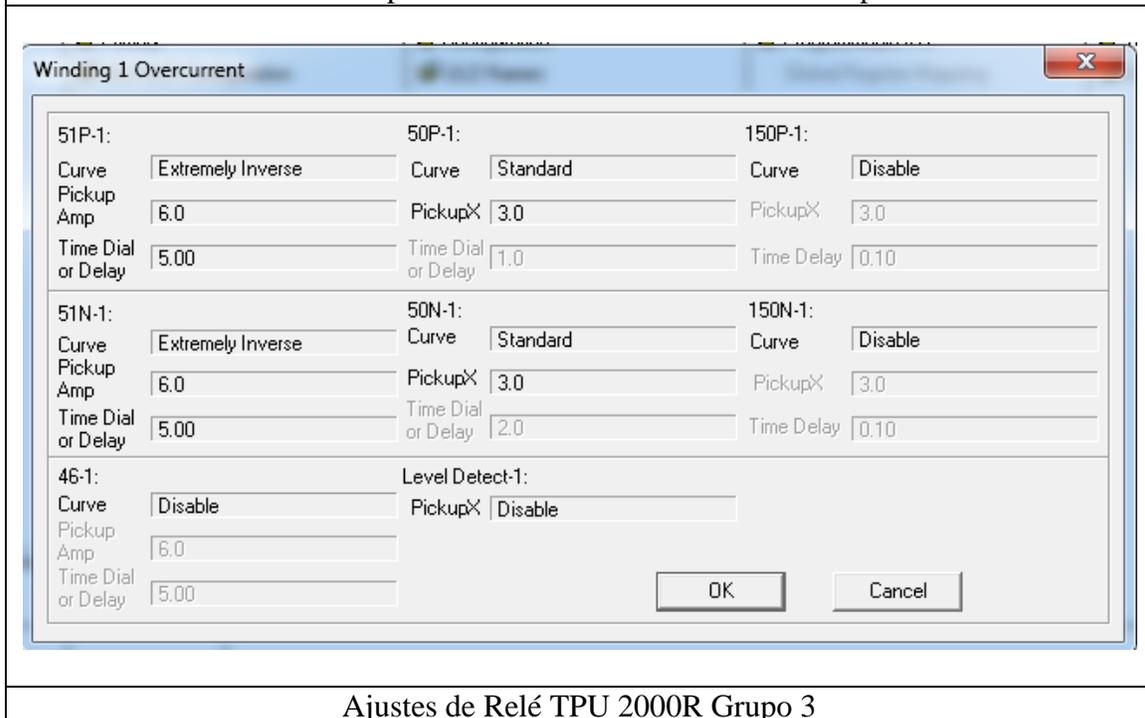
Ajustes de Relé TPU 2000R Grupos 1 y 2



ANEXO 3. Ajustes actuales de los relés de Transformadores.

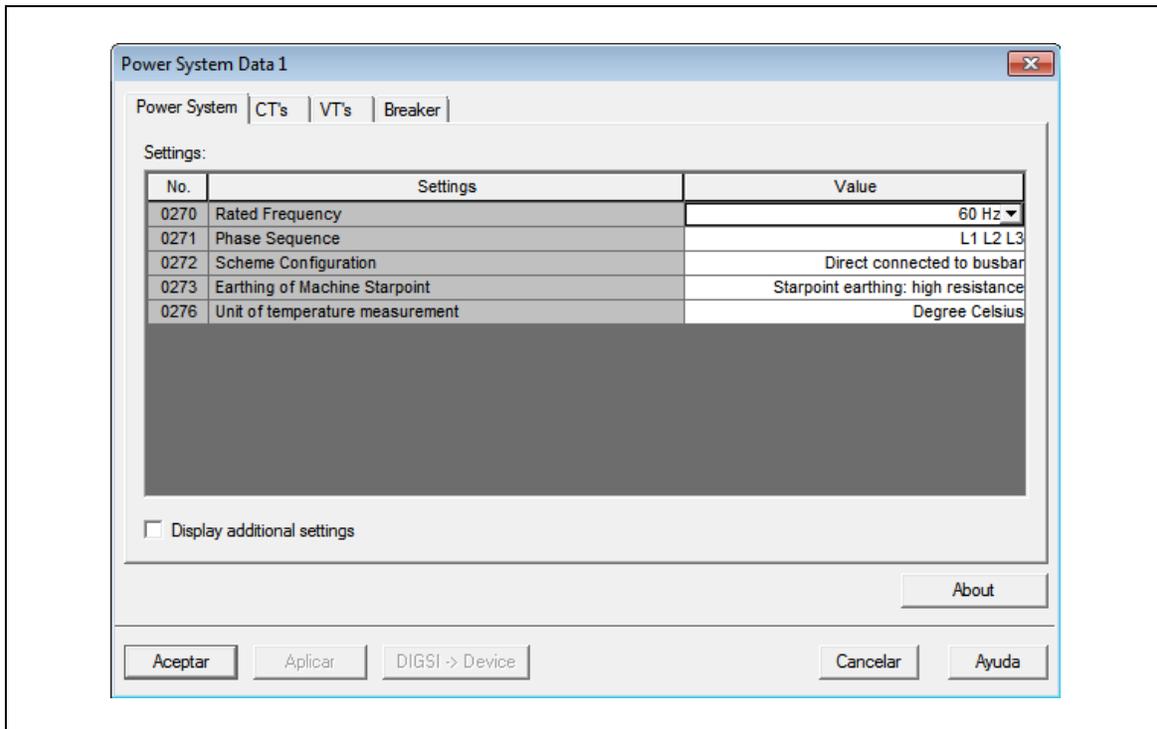


Edición de parámetros del Relé TPU 2000R Grupo 3

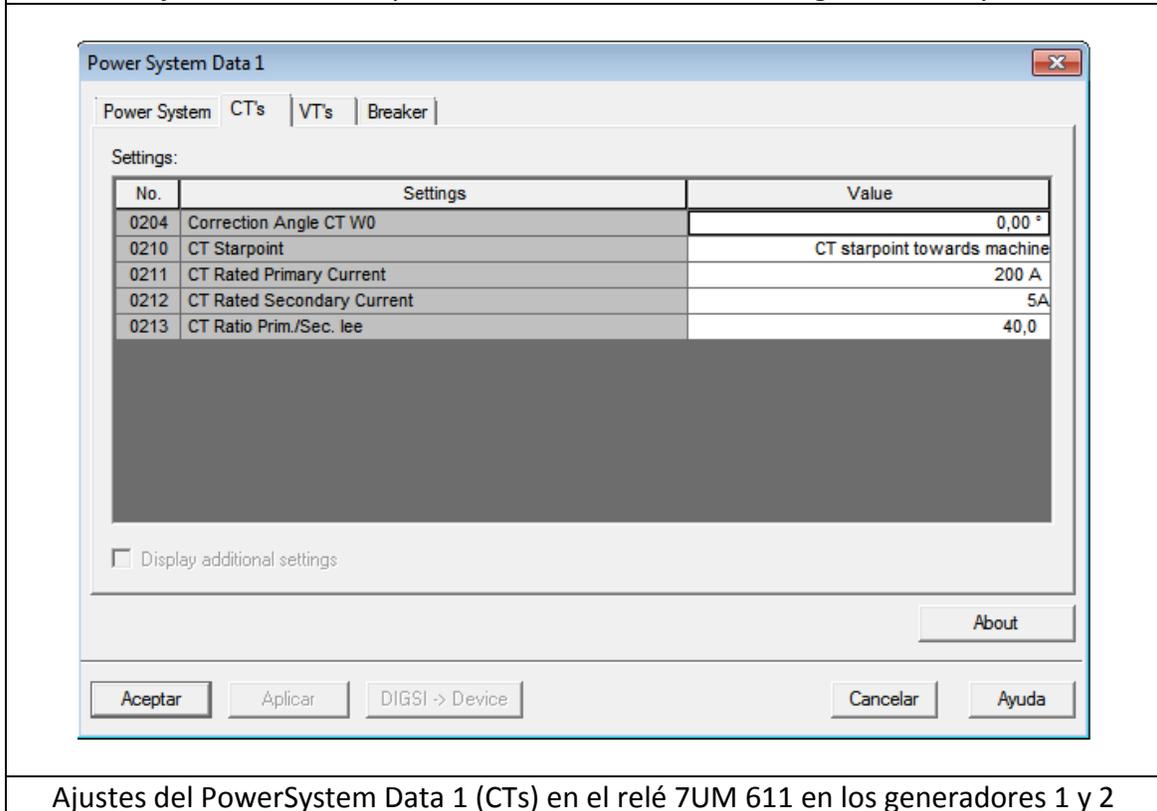


Ajustes de Relé TPU 2000R Grupo 3

7.4 ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.

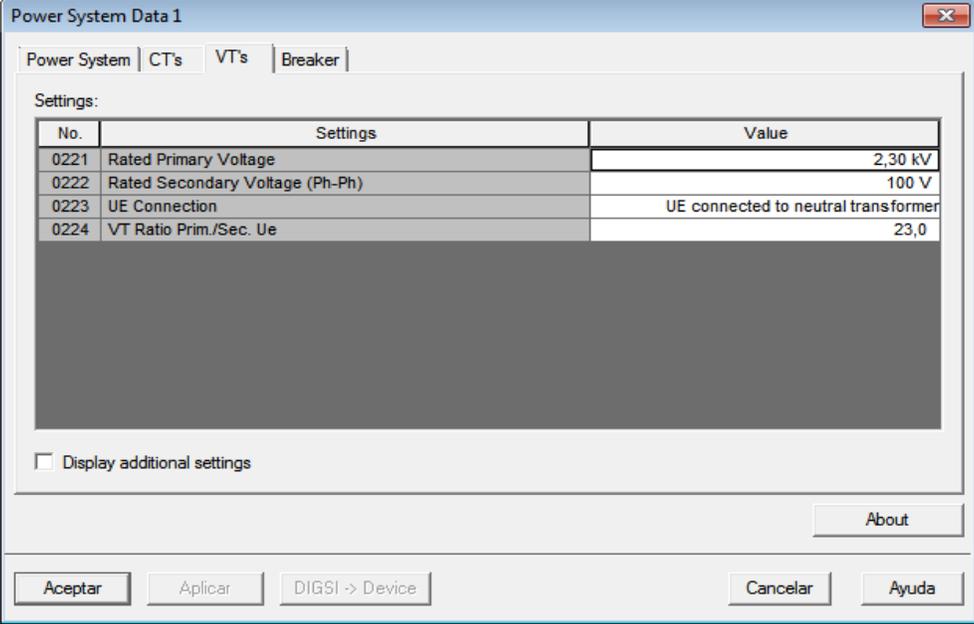


Ajustes del PowerSystem en el relé 7UM 611 de los generador 1 y 2.



Ajustes del PowerSystem Data 1 (CTs) en el relé 7UM 611 en los generadores 1 y 2

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.

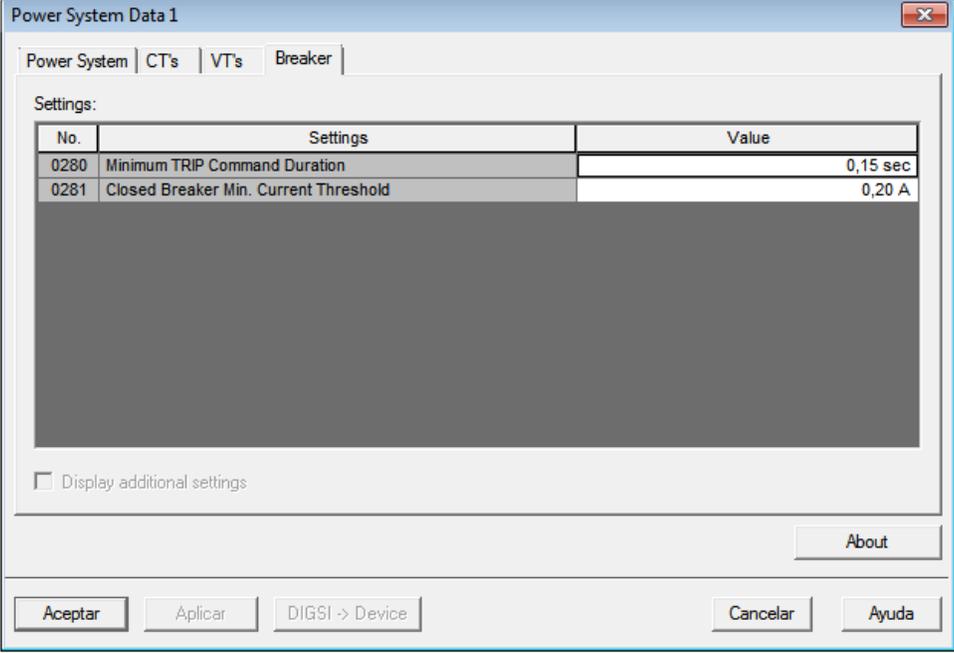


The screenshot shows the 'Power System Data 1' dialog box with the 'VT's' tab selected. The 'Settings' table is as follows:

No.	Settings	Value
0221	Rated Primary Voltage	2,30 kV
0222	Rated Secondary Voltage (Ph-Ph)	100 V
0223	UE Connection	UE connected to neutral transformer
0224	VT Ratio Prim./Sec. Ue	23,0

There is an unchecked checkbox for 'Display additional settings' and buttons for 'Aceptar', 'Aplicar', 'DIGSI -> Device', 'Cancelar', and 'Ayuda'.

Ajustes de PowerSystem Data 1 (VTs) en los generadores 1 y 2.



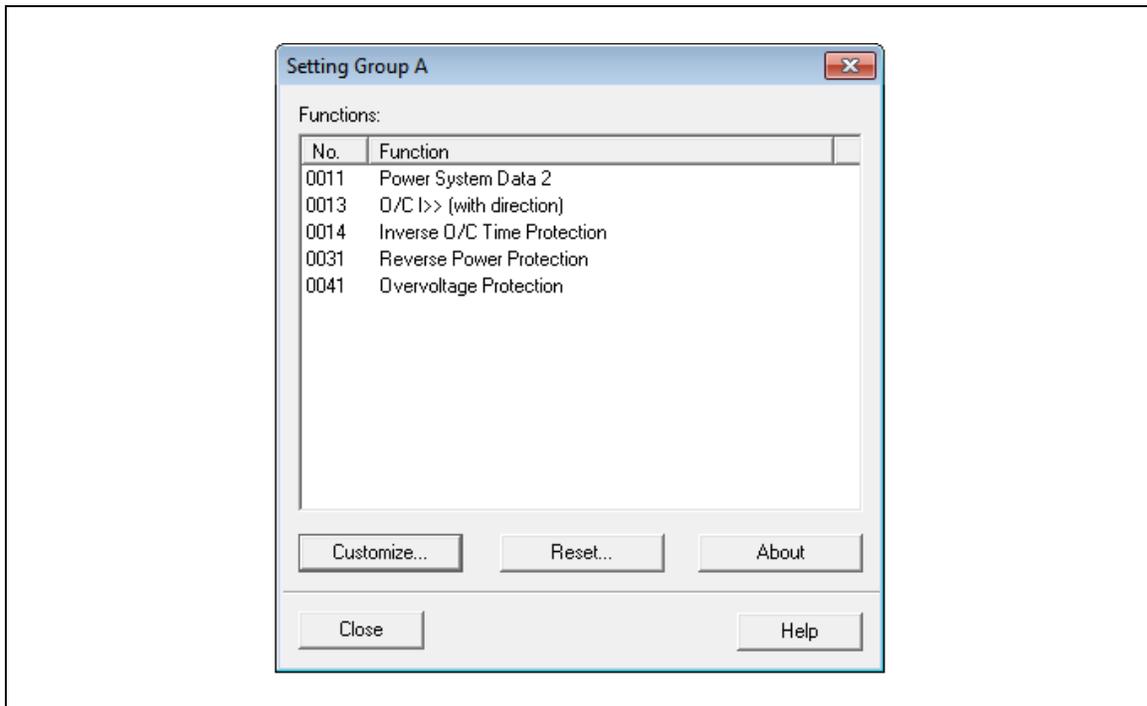
The screenshot shows the 'Power System Data 1' dialog box with the 'Breaker' tab selected. The 'Settings' table is as follows:

No.	Settings	Value
0280	Minimum TRIP Command Duration	0,15 sec
0281	Closed Breaker Min. Current Threshold	0,20 A

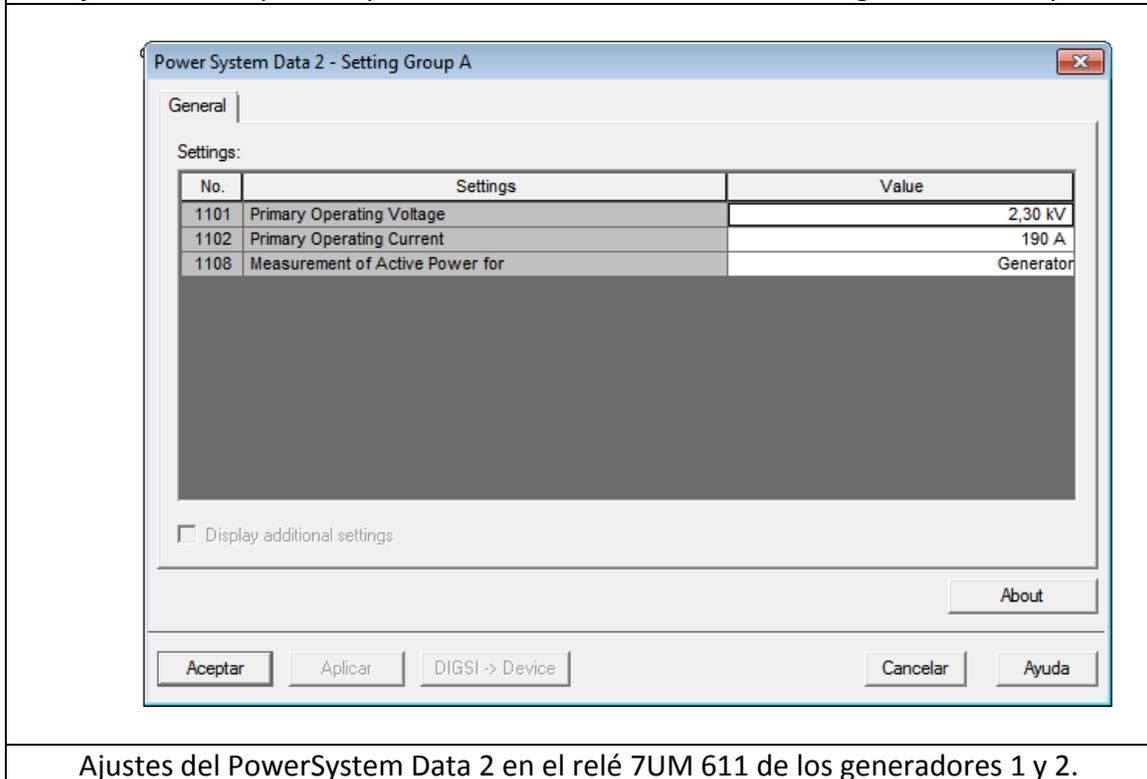
There is an unchecked checkbox for 'Display additional settings' and buttons for 'Aceptar', 'Aplicar', 'DIGSI -> Device', 'Cancelar', and 'Ayuda'.

Ajustes de PowerSystem Data 1 (Breaker) en los generadores 1 y 2.

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.

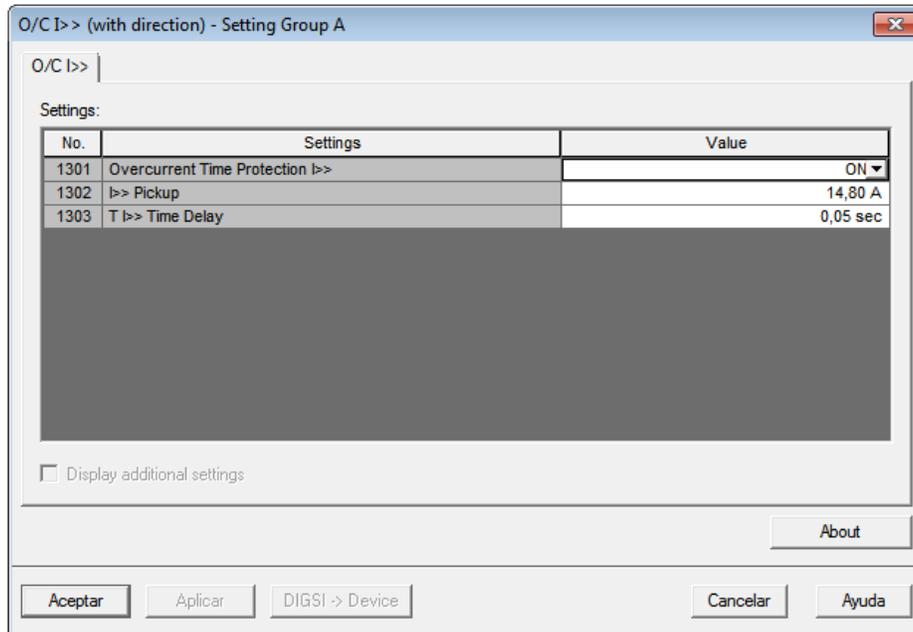


Ajustes del Grupo A de protecciones del relé 7UM 611 de los generadores 1 y 2.



Ajustes del PowerSystem Data 2 en el relé 7UM 611 de los generadores 1 y 2.

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.



O/C I>> (with direction) - Setting Group A

O/C I>>

Settings:

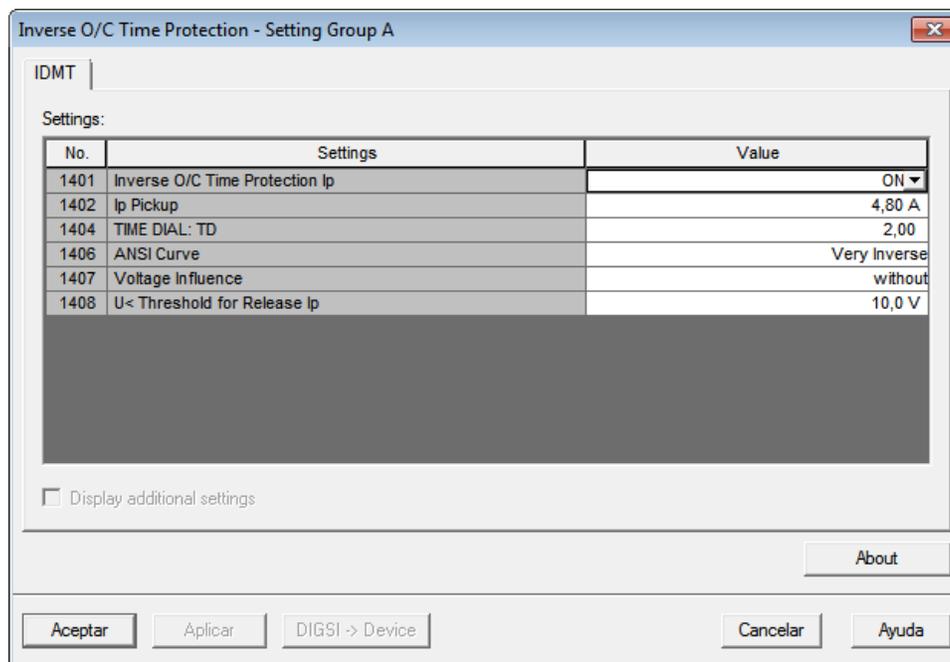
No.	Settings	Value
1301	Overcurrent Time Protection I>>	ON
1302	I>> Pickup	14,80 A
1303	T I>> Time Delay	0,05 sec

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes del O/C I>> en el relé 7UM 611 de los generadores 1 y 2.



Inverse O/C Time Protection - Setting Group A

IDMT

Settings:

No.	Settings	Value
1401	Inverse O/C Time Protection Ip	ON
1402	Ip Pickup	4,80 A
1404	TIME DIAL: TD	2,00
1406	ANSI Curve	Very Inverse
1407	Voltage Influence	without
1408	U< Threshold for Release Ip	10,0 V

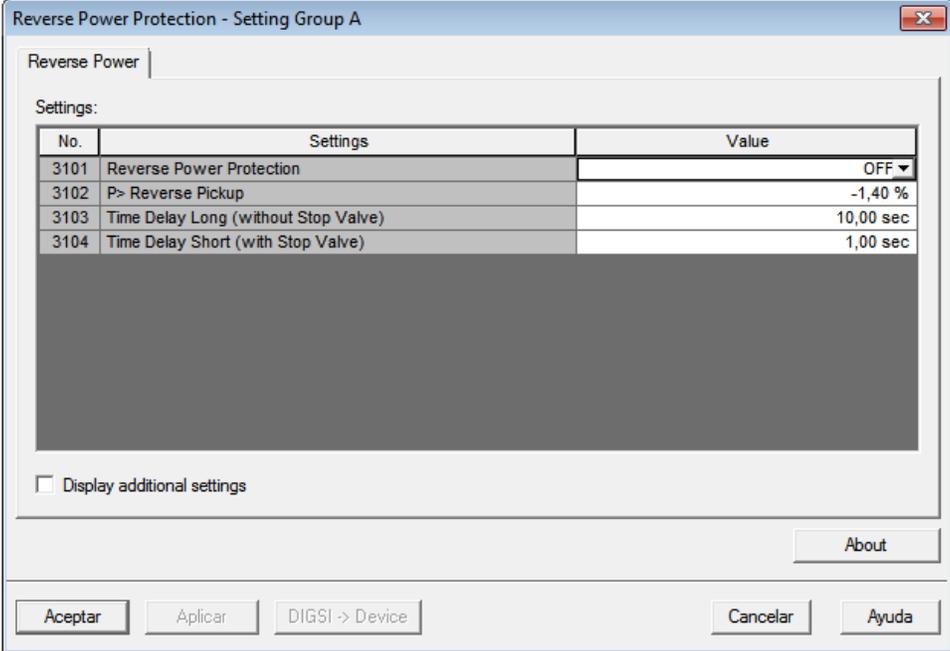
Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes O/C Time en el relé 7UM 611 de los generadores 1 y 2.

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.



Reverse Power Protection - Setting Group A

Reverse Power

Settings:

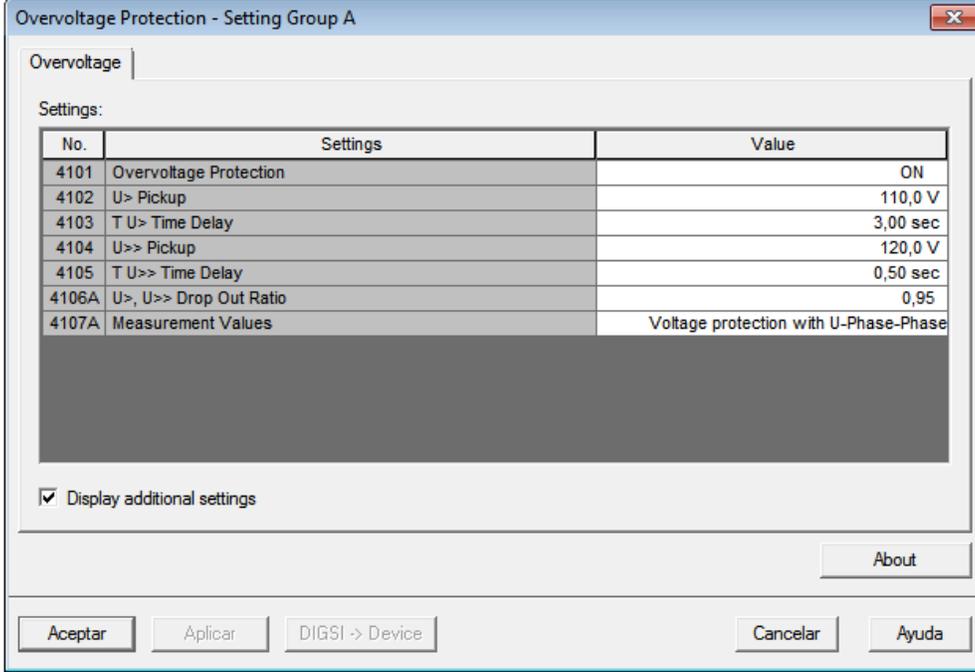
No.	Settings	Value
3101	Reverse Power Protection	OFF
3102	P> Reverse Pickup	-1,40 %
3103	Time Delay Long (without Stop Valve)	10,00 sec
3104	Time Delay Short (with Stop Valve)	1,00 sec

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Reverse Power en el relé 7UM 611 de los generadores 1 y 2.



Overvoltage Protection - Setting Group A

Overvoltage

Settings:

No.	Settings	Value
4101	Overvoltage Protection	ON
4102	U> Pickup	110,0 V
4103	T U> Time Delay	3,00 sec
4104	U>> Pickup	120,0 V
4105	T U>> Time Delay	0,50 sec
4106A	U>, U>> Drop Out Ratio	0,95
4107A	Measurement Values	Voltage protection with U-Phase-Phase

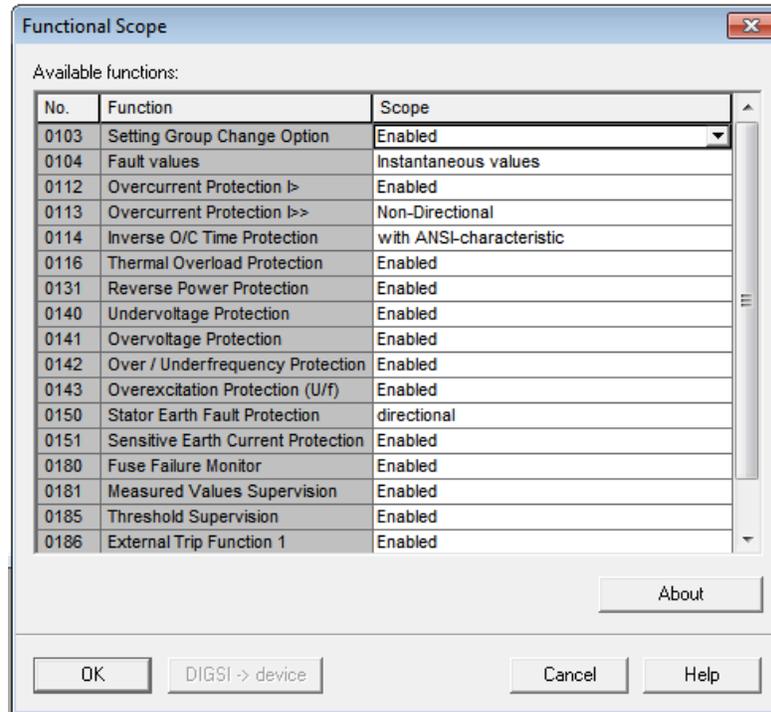
Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Overvoltage en el relé 7UM 611 de los generadores 1 y 2.

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.



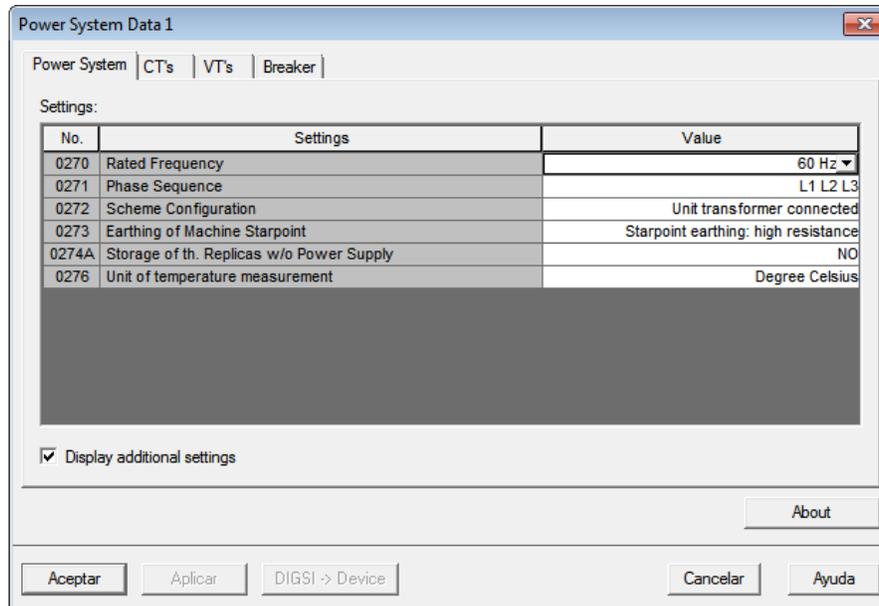
Functional Scope

Available functions:

No.	Function	Scope
0103	Setting Group Change Option	Enabled
0104	Fault values	Instantaneous values
0112	Overcurrent Protection I>	Enabled
0113	Overcurrent Protection I>>	Non-Directional
0114	Inverse O/C Time Protection	with ANSI-characteristic
0116	Thermal Overload Protection	Enabled
0131	Reverse Power Protection	Enabled
0140	Undervoltage Protection	Enabled
0141	Overvoltage Protection	Enabled
0142	Over / Underfrequency Protection	Enabled
0143	Overexcitation Protection (U/f)	Enabled
0150	Stator Earth Fault Protection	directional
0151	Sensitive Earth Current Protection	Enabled
0180	Fuse Failure Monitor	Enabled
0181	Measured Values Supervision	Enabled
0185	Threshold Supervision	Enabled
0186	External Trip Function 1	Enabled

Buttons: About, OK, DIGSI -> device, Cancel, Help

Funciones de protecciones activadas en el relé 7UM 611 del generador 3



Power System Data 1

Power System | CT's | VT's | Breaker |

Settings:

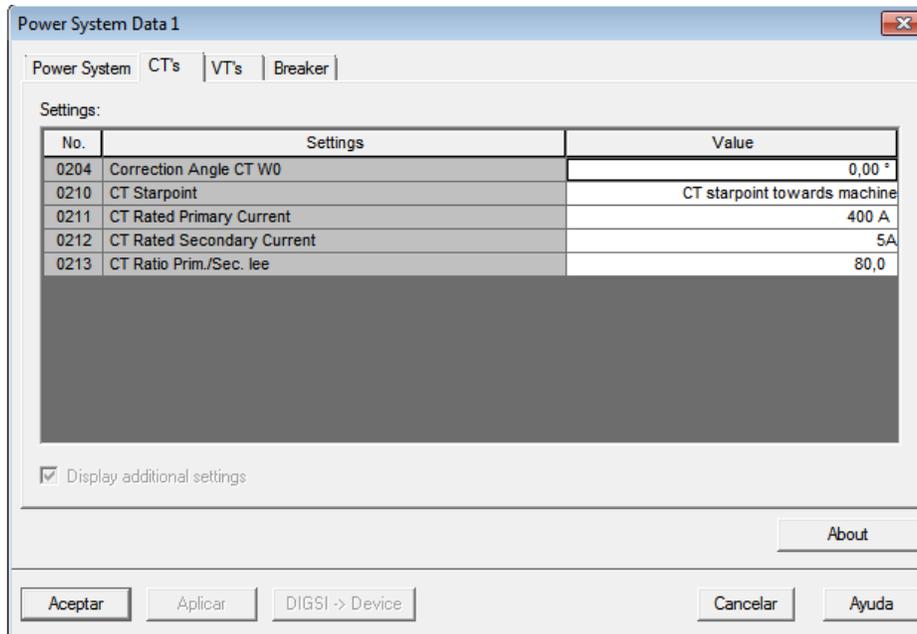
No.	Settings	Value
0270	Rated Frequency	60 Hz
0271	Phase Sequence	L1 L2 L3
0272	Scheme Configuration	Unit transformer connected
0273	Earthing of Machine Starpoint	Starpoint earthing: high resistance
0274A	Storage of th. Replicas w/o Power Supply	NO
0276	Unit of temperature measurement	Degree Celsius

Display additional settings

Buttons: Aceptar, Aplicar, DIGSI -> Device, Cancelar, Ayuda

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.

Ajustes del Power System Data 1 (Power System) en el relé 7UM 611 del generador



Power System Data 1

Power System | CTs | VTs | Breaker

Settings:

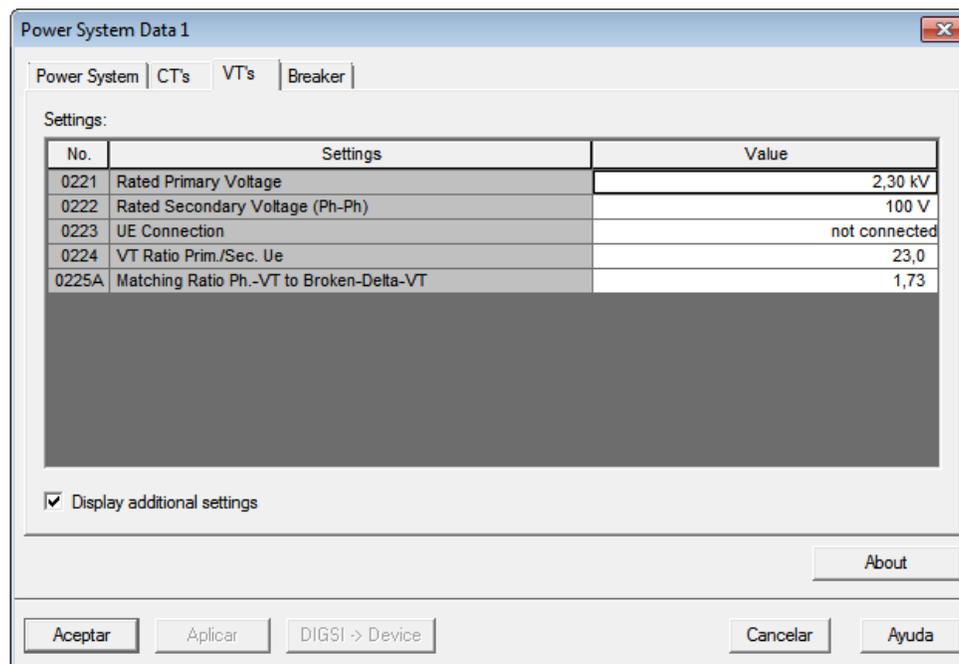
No.	Settings	Value
0204	Correction Angle CT W0	0,00 °
0210	CT Starpoint	CT starpoint towards machine
0211	CT Rated Primary Current	400 A
0212	CT Rated Secondary Current	5A
0213	CT Ratio Prim./Sec. lee	80,0

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes del PowerSystem Data 1 (CTs) en el relé 7UM 611 del generador 3.



Power System Data 1

Power System | CTs | VTs | Breaker

Settings:

No.	Settings	Value
0221	Rated Primary Voltage	2,30 kV
0222	Rated Secondary Voltage (Ph-Ph)	100 V
0223	UE Connection	not connected
0224	VT Ratio Prim./Sec. Ue	23,0
0225A	Matching Ratio Ph.-VT to Broken-Delta-VT	1,73

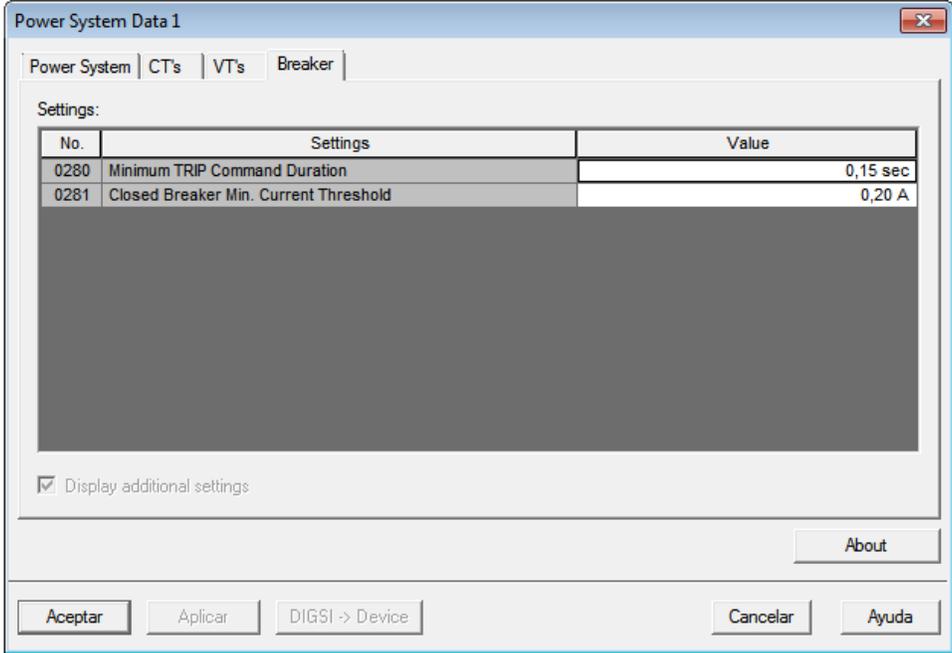
Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes de PowerSystem Data 1 (VTs) del generador 3.

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.

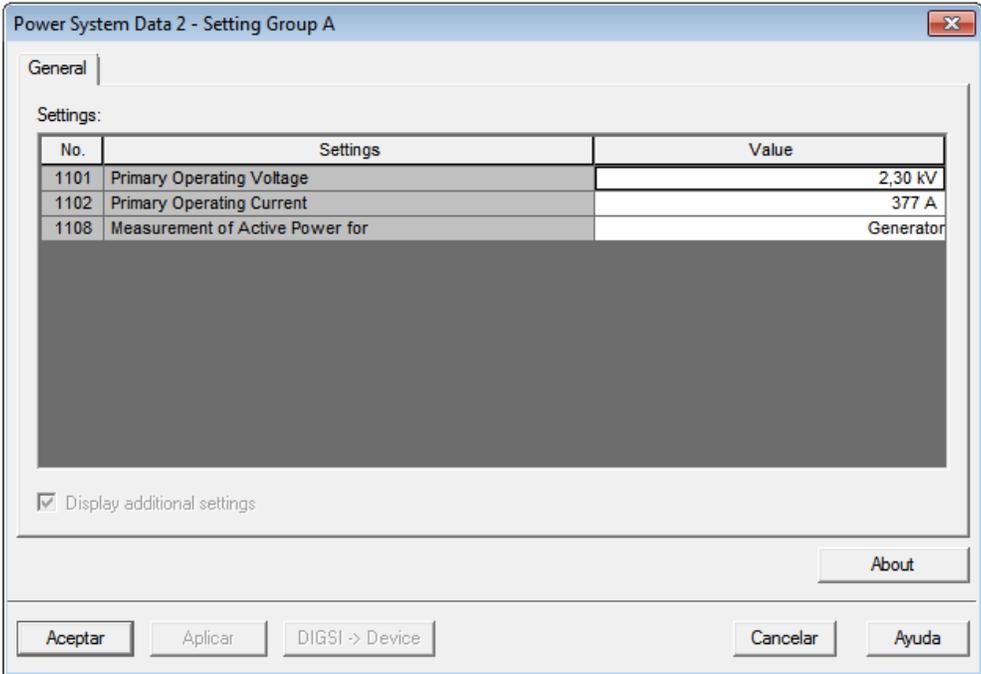


The screenshot shows the 'Power System Data 1' window with the 'Breaker' tab selected. The 'Settings' table is as follows:

No.	Settings	Value
0280	Minimum TRIP Command Duration	0,15 sec
0281	Closed Breaker Min. Current Threshold	0,20 A

Additional settings are displayed as the checkbox 'Display additional settings' is checked. Buttons at the bottom include 'Aceptar', 'Aplicar', 'DIGSI -> Device', 'Cancelar', and 'Ayuda'.

Ajustes de PowerSystem Data 1 (Breaker) del generador3.



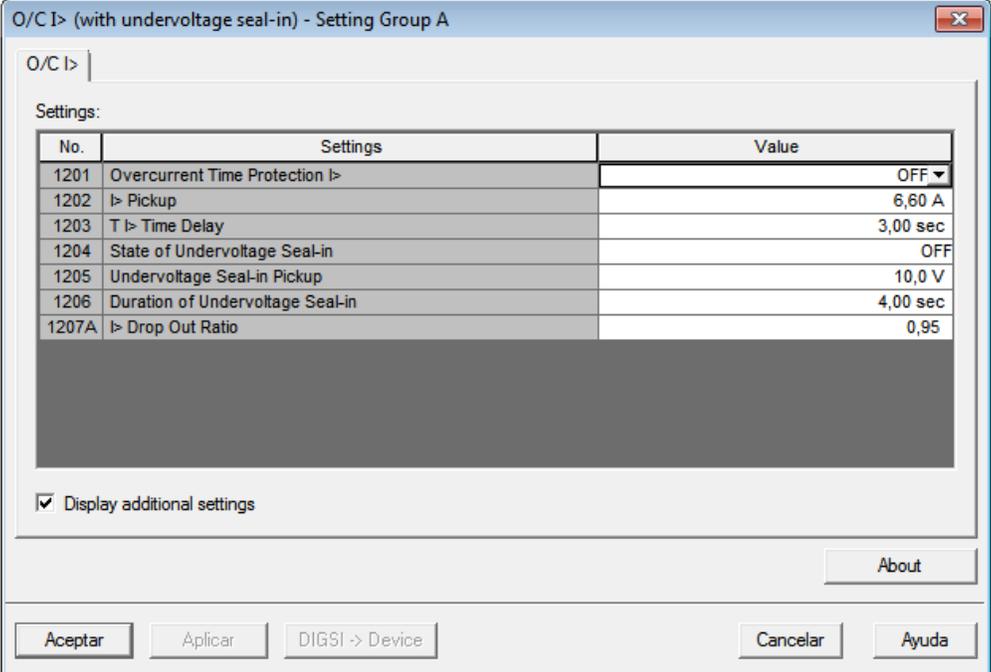
The screenshot shows the 'Power System Data 2 - Setting Group A' window with the 'General' tab selected. The 'Settings' table is as follows:

No.	Settings	Value
1101	Primary Operating Voltage	2,30 kV
1102	Primary Operating Current	377 A
1108	Measurement of Active Power for	Generator

Additional settings are displayed as the checkbox 'Display additional settings' is checked. Buttons at the bottom include 'Aceptar', 'Aplicar', 'DIGSI -> Device', 'Cancelar', and 'Ayuda'.

Ajustes del PowerSystem Data 2 en el relé 7UM 611 del generador3.

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.



O/C I> (with undervoltage seal-in) - Setting Group A

O/C I> |

Settings:

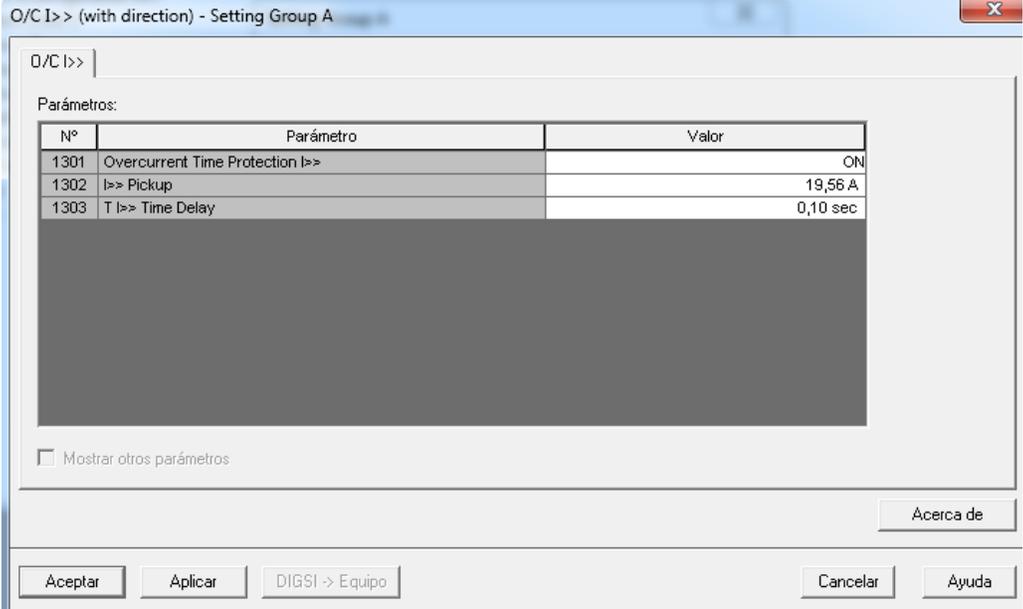
No.	Settings	Value
1201	Overcurrent Time Protection I>	OFF ▾
1202	I> Pickup	6,60 A
1203	T I> Time Delay	3,00 sec
1204	State of Undervoltage Seal-in	OFF
1205	Undervoltage Seal-in Pickup	10,0 V
1206	Duration of Undervoltage Seal-in	4,00 sec
1207A	I> Drop Out Ratio	0,95

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes del O/C I> en el relé 7UM 611 del generador3.



O/C I>> (with direction) - Setting Group A

O/C I>> |

Parámetros:

Nº	Parámetro	Valor
1301	Overcurrent Time Protection I>>	ON
1302	I>> Pickup	19,56 A
1303	T I>> Time Delay	0,10 sec

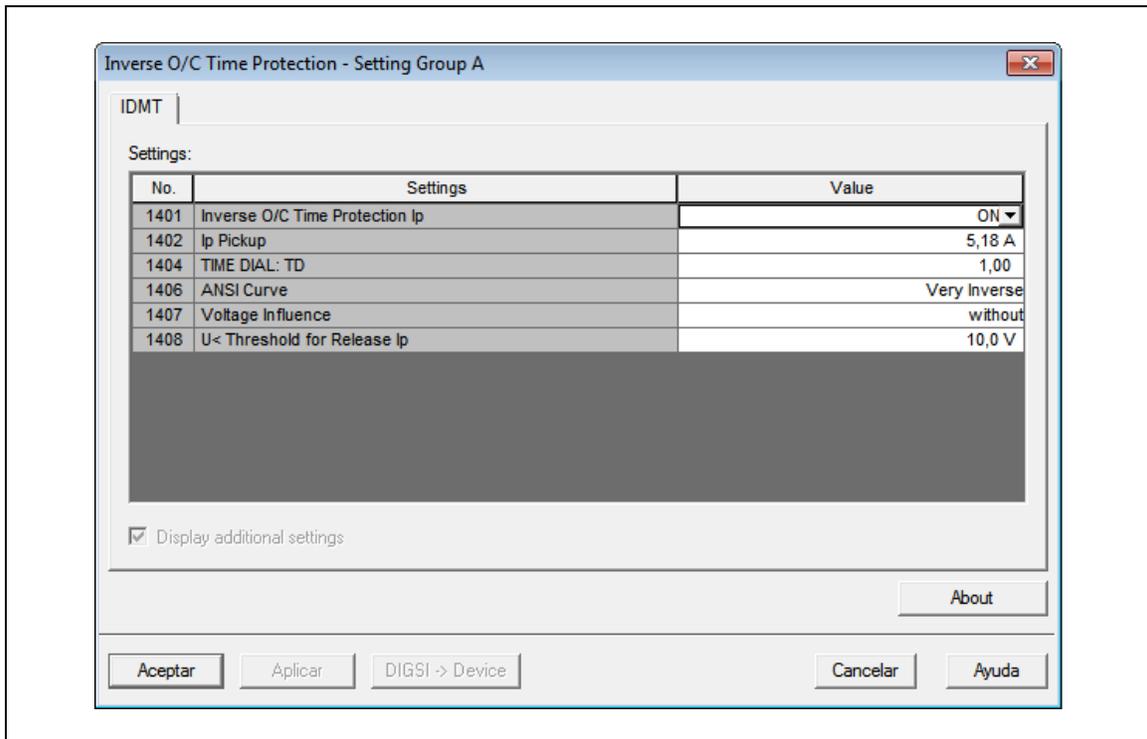
Mostrar otros parámetros

Acerca de

Aceptar Aplicar DIGSI -> Equipo Cancelar Ayuda

Ajustes O/C I>>en el relé 7UM 611 del generador3.

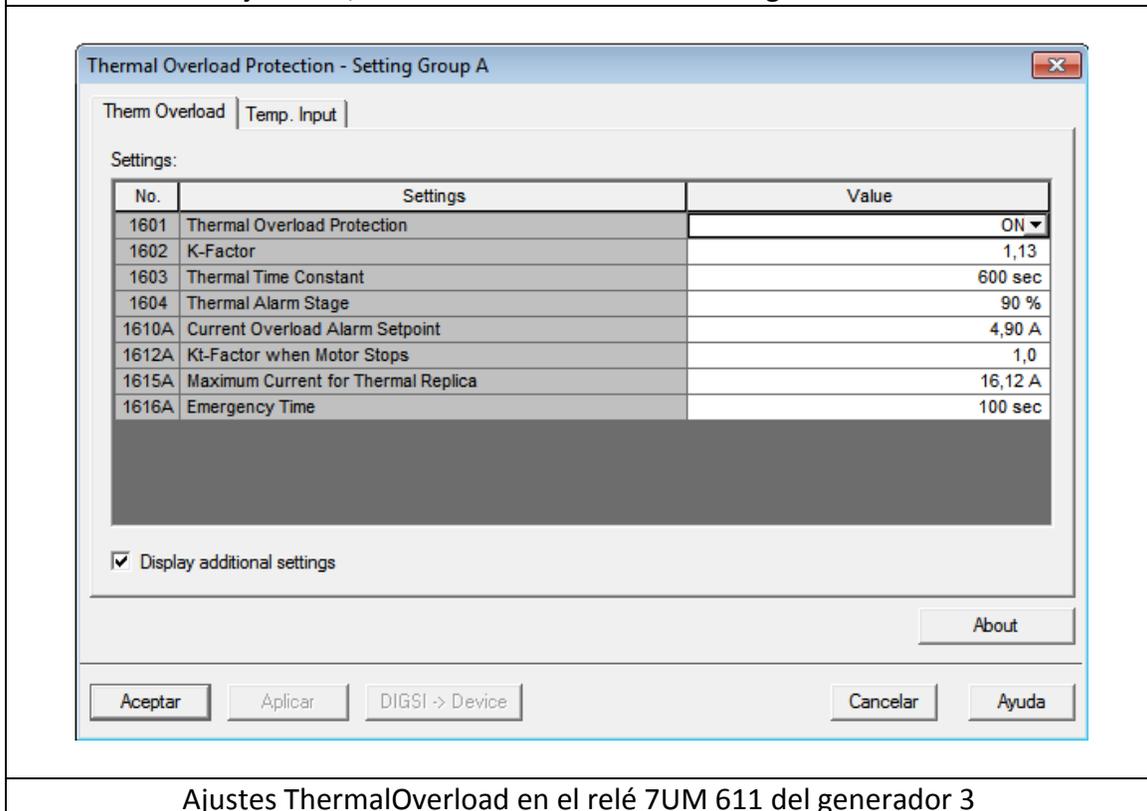
ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.



The screenshot shows a software window titled "Inverse O/C Time Protection - Setting Group A". It features a tab labeled "IDMT" and a "Settings:" section with a table. Below the table is a checked checkbox for "Display additional settings" and an "About" button. At the bottom, there are buttons for "Aceptar", "Aplicar", "DIGSI -> Device", "Cancelar", and "Ayuda".

No.	Settings	Value
1401	Inverse O/C Time Protection Ip	ON
1402	Ip Pickup	5,18 A
1404	TIME DIAL: TD	1,00
1406	ANSI Curve	Very Inverse
1407	Voltage Influence	without
1408	U< Threshold for Release Ip	10,0 V

Ajustes O/C Time en el relé 7UM 611 del generador 3.

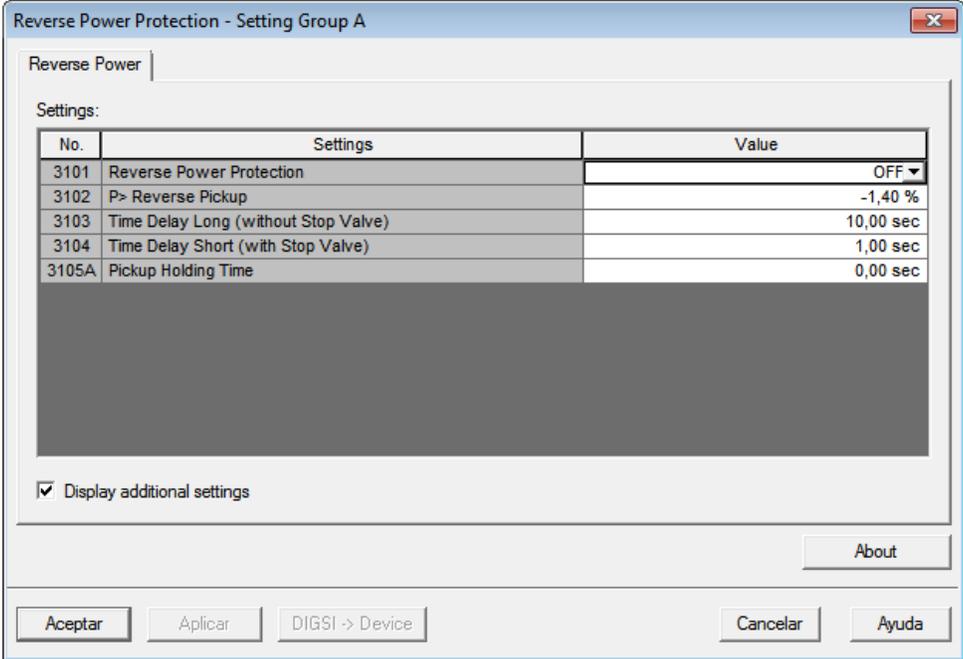


The screenshot shows a software window titled "Thermal Overload Protection - Setting Group A". It features a tab labeled "Therm Overload" with a sub-tab "Temp. Input" and a "Settings:" section with a table. Below the table is a checked checkbox for "Display additional settings" and an "About" button. At the bottom, there are buttons for "Aceptar", "Aplicar", "DIGSI -> Device", "Cancelar", and "Ayuda".

No.	Settings	Value
1601	Thermal Overload Protection	ON
1602	K-Factor	1,13
1603	Thermal Time Constant	600 sec
1604	Thermal Alarm Stage	90 %
1610A	Current Overload Alarm Setpoint	4,90 A
1612A	Kt-Factor when Motor Stops	1,0
1615A	Maximum Current for Thermal Replica	16,12 A
1616A	Emergency Time	100 sec

Ajustes ThermalOverload en el relé 7UM 611 del generador 3

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.



Reverse Power Protection - Setting Group A

Reverse Power

Settings:

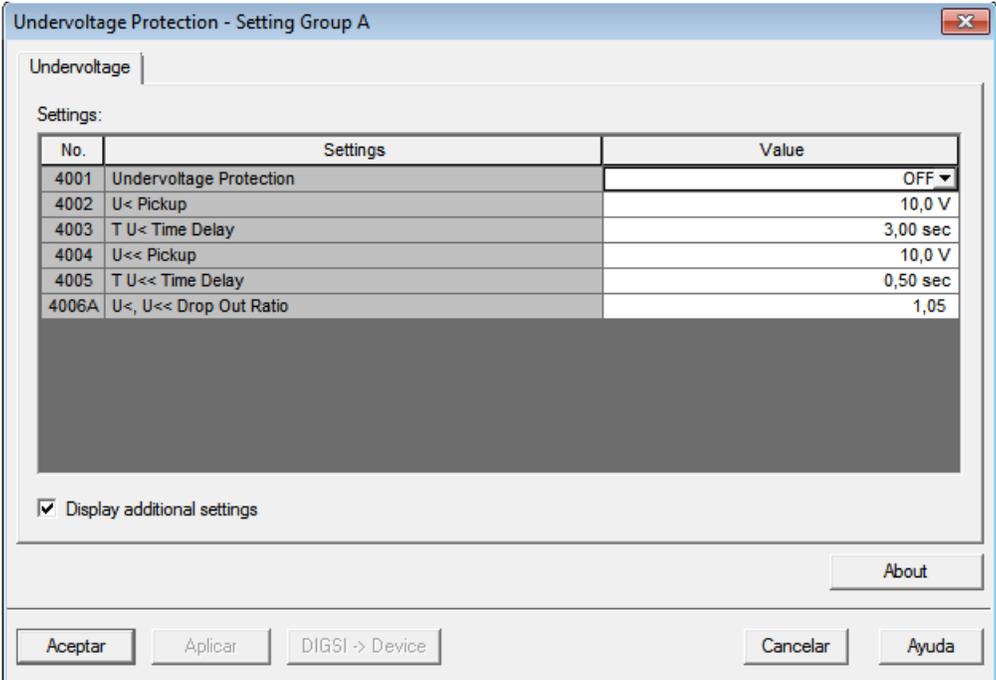
No.	Settings	Value
3101	Reverse Power Protection	OFF
3102	P> Reverse Pickup	-1,40 %
3103	Time Delay Long (without Stop Valve)	10,00 sec
3104	Time Delay Short (with Stop Valve)	1,00 sec
3105A	Pickup Holding Time	0,00 sec

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Reverse Power en el relé 7UM 611 del generador3.



Undervoltage Protection - Setting Group A

Undervoltage

Settings:

No.	Settings	Value
4001	Undervoltage Protection	OFF
4002	U< Pickup	10,0 V
4003	T U< Time Delay	3,00 sec
4004	U<< Pickup	10,0 V
4005	T U<< Time Delay	0,50 sec
4006A	U<, U<< Drop Out Ratio	1,05

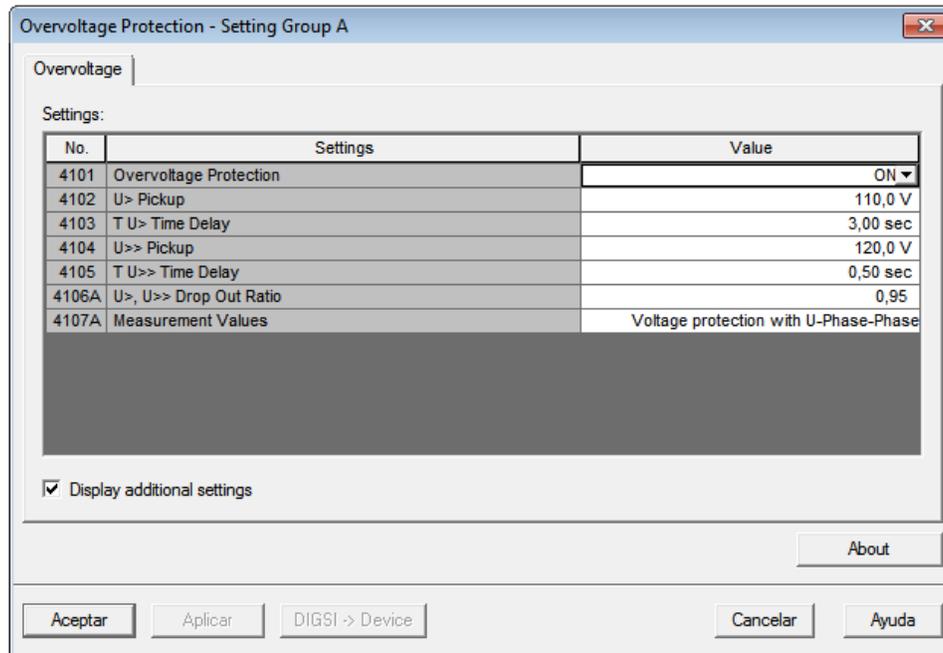
Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Undervoltage en el relé 7UM 611 del generador3.

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.



Overvoltage Protection - Setting Group A

Overvoltage

Settings:

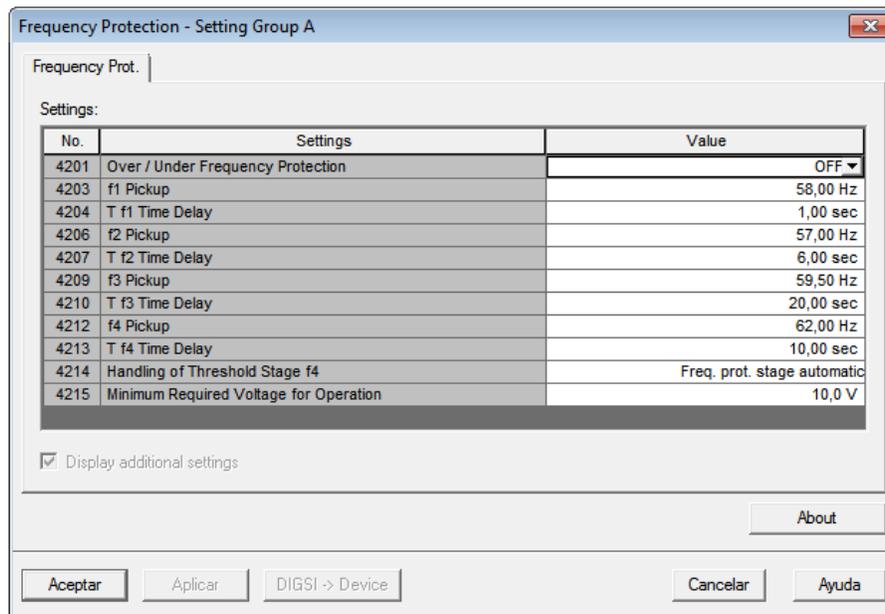
No.	Settings	Value
4101	Overvoltage Protection	ON
4102	U> Pickup	110,0 V
4103	T U> Time Delay	3,00 sec
4104	U>> Pickup	120,0 V
4105	T U>> Time Delay	0,50 sec
4106A	U>, U>> Drop Out Ratio	0,95
4107A	Measurement Values	Voltage protection with U-Phase-Phase

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Overvoltage en el relé 7UM 611 del generador 3.



Frequency Protection - Setting Group A

Frequency Prot.

Settings:

No.	Settings	Value
4201	Over / Under Frequency Protection	OFF
4203	f1 Pickup	58,00 Hz
4204	T f1 Time Delay	1,00 sec
4206	f2 Pickup	57,00 Hz
4207	T f2 Time Delay	6,00 sec
4209	f3 Pickup	59,50 Hz
4210	T f3 Time Delay	20,00 sec
4212	f4 Pickup	62,00 Hz
4213	T f4 Time Delay	10,00 sec
4214	Handling of Threshold Stage f4	Freq. prot. stage automatic
4215	Minimum Required Voltage for Operation	10,0 V

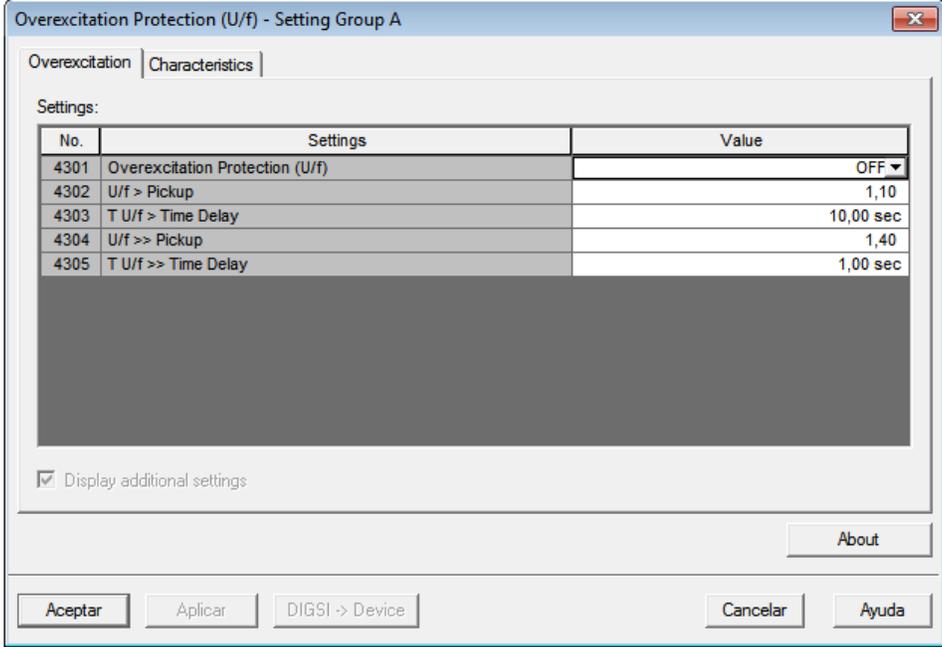
Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Frequency en el relé 7UM 611 del generador 3.

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.



Overexcitation Protection (U/f) - Setting Group A

Overexcitation | Characteristics

Settings:

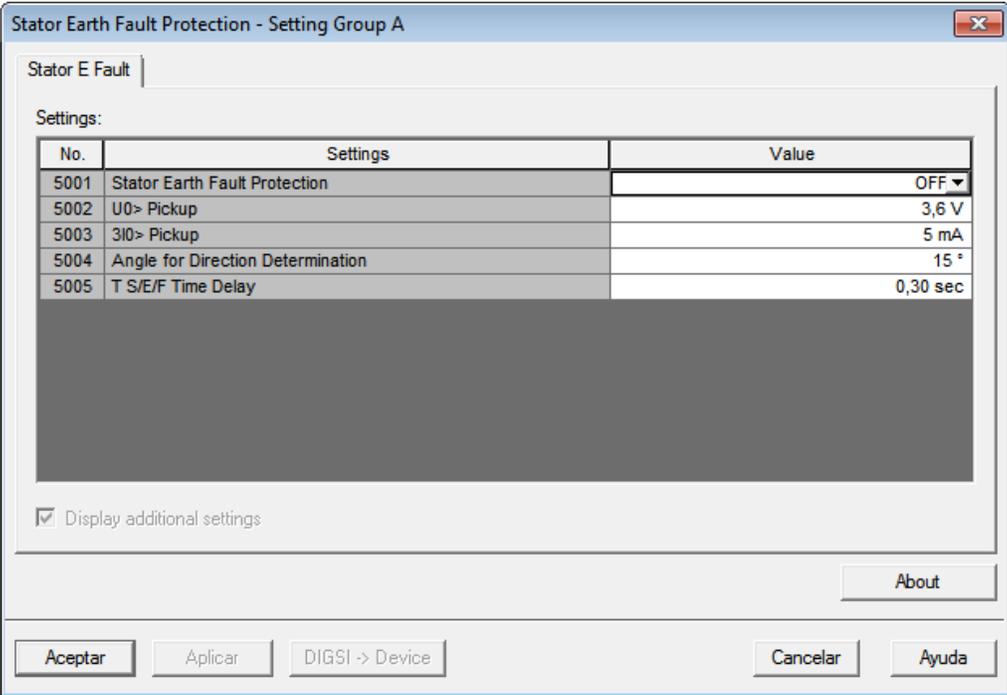
No.	Settings	Value
4301	Overexcitation Protection (U/f)	OFF
4302	U/f > Pickup	1,10
4303	T U/f > Time Delay	10,00 sec
4304	U/f >> Pickup	1,40
4305	T U/f >> Time Delay	1,00 sec

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Overexcitation en el relé 7UM 611 del generador 3.



Stator Earth Fault Protection - Setting Group A

Stator E Fault

Settings:

No.	Settings	Value
5001	Stator Earth Fault Protection	OFF
5002	U0 > Pickup	3,6 V
5003	3I0 > Pickup	5 mA
5004	Angle for Direction Determination	15 °
5005	T S/E/F Time Delay	0,30 sec

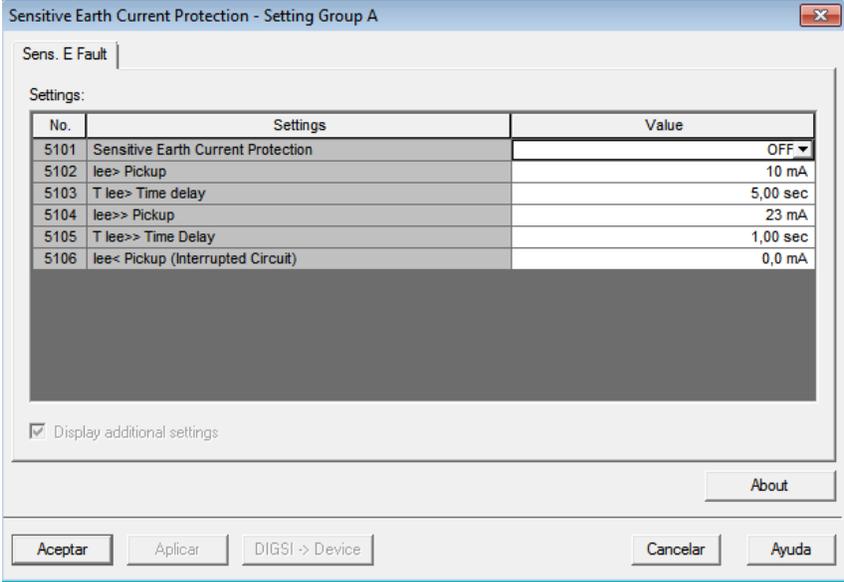
Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes StatorEarthFault en el relé 7UM 611 del generador 3.

ANEXO 4. Ajustes actuales de los relés de Generadores.



Sensitive Earth Current Protection - Setting Group A

Sens. E Fault

Settings:

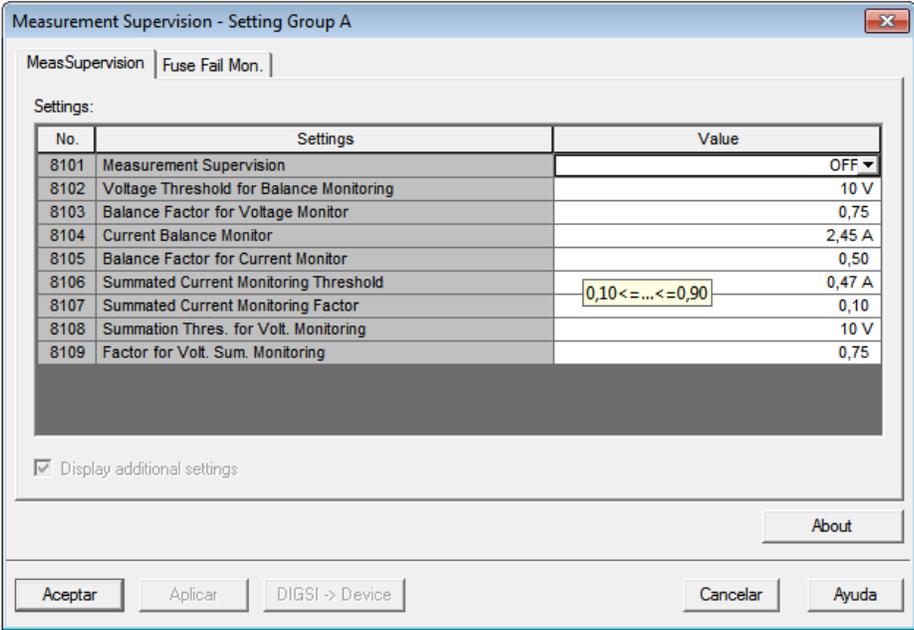
No.	Settings	Value
5101	Sensitive Earth Current Protection	OFF
5102	lee> Pickup	10 mA
5103	T lee> Time delay	5,00 sec
5104	lee>> Pickup	23 mA
5105	T lee>> Time Delay	1,00 sec
5106	lee< Pickup (Interrupted Circuit)	0,0 mA

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes SensitiveEarthCurrent en el relé 7UM 611 del generador 3



Measurement Supervision - Setting Group A

MeasSupervision Fuse Fail Mon.

Settings:

No.	Settings	Value
8101	Measurement Supervision	OFF
8102	Voltage Threshold for Balance Monitoring	10 V
8103	Balance Factor for Voltage Monitor	0,75
8104	Current Balance Monitor	2,45 A
8105	Balance Factor for Current Monitor	0,50
8106	Summated Current Monitoring Threshold	0,47 A
8107	Summated Current Monitoring Factor	0,10 <= ... <= 0,90
8108	Summation Thres. for Volt. Monitoring	10 V
8109	Factor for Volt. Sum. Monitoring	0,75

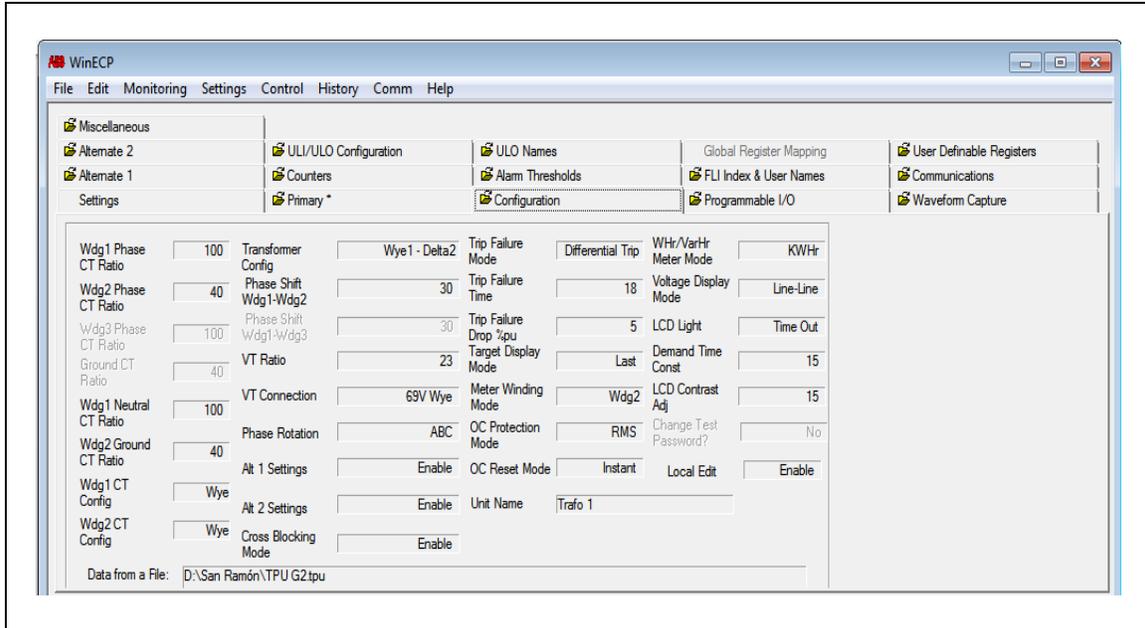
Display additional settings

About

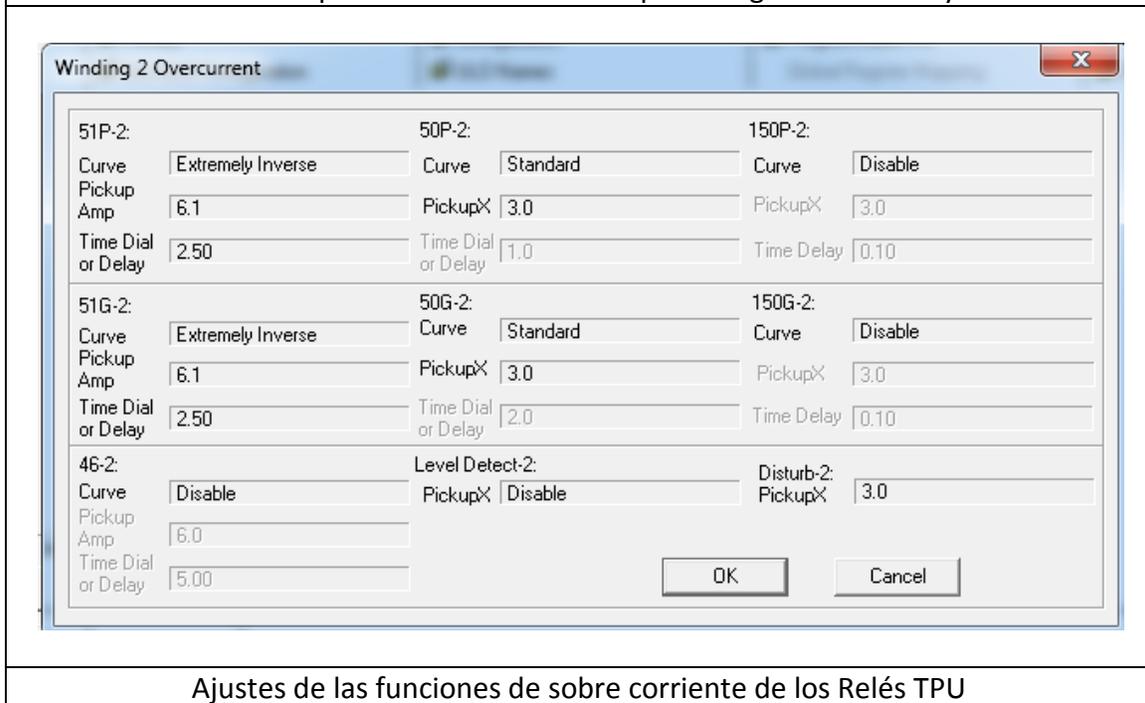
Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Mesurement Supervision en el relé 7UM 611 del generador 3.

7.5 ANEXO 5. Propuesta de ajustes para relés de Transformadores.

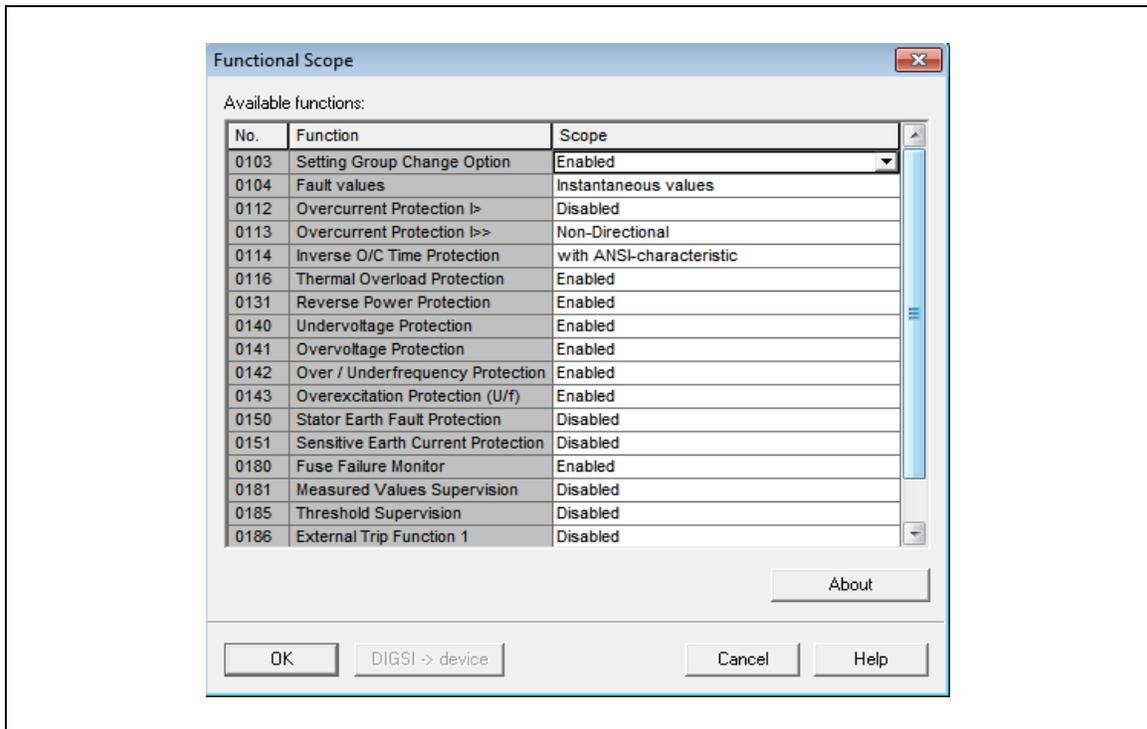


Edición de parámetros del relé TPU para los generadores 1 y 2

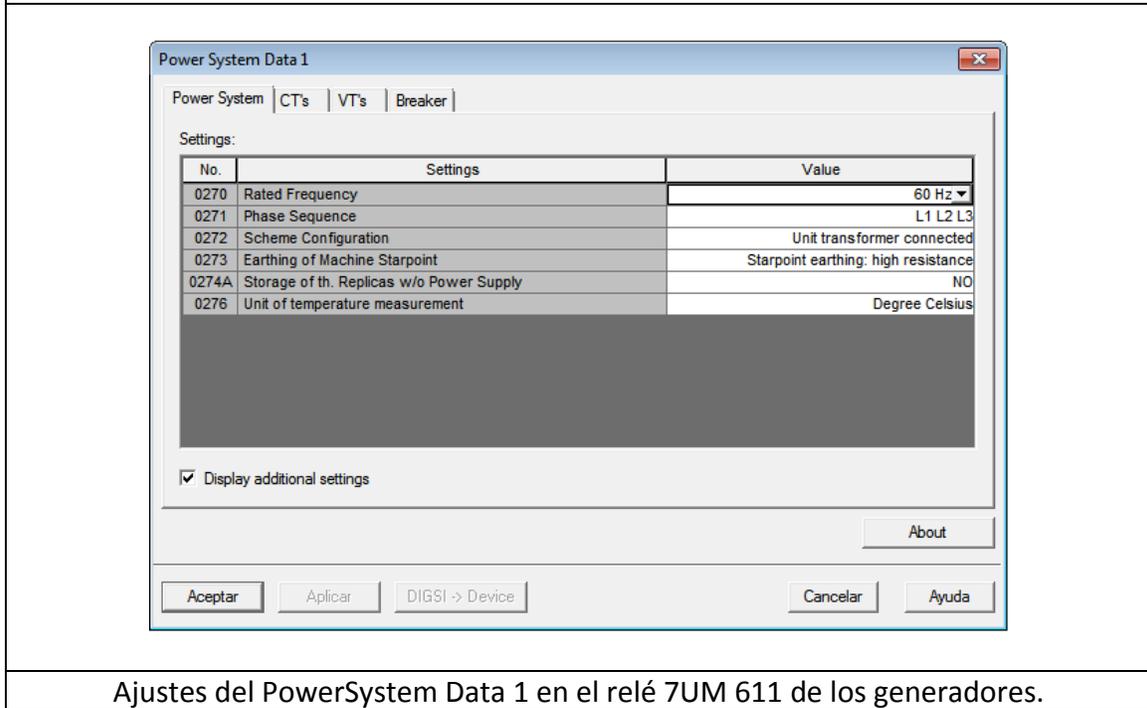


Ajustes de las funciones de sobre corriente de los Relés TPU

7.6 ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.

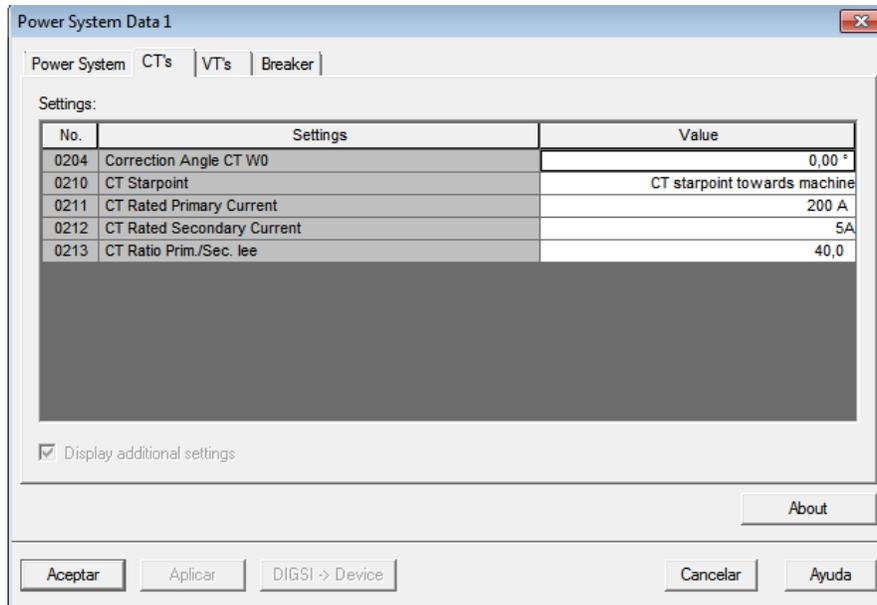


Funciones de protecciones activadas en el relé 7UM 611 de los generadores



Ajustes del PowerSystem Data 1 en el relé 7UM 611 de los generadores.

ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.



Power System Data 1

Power System | CTs | VT's | Breaker

Settings:

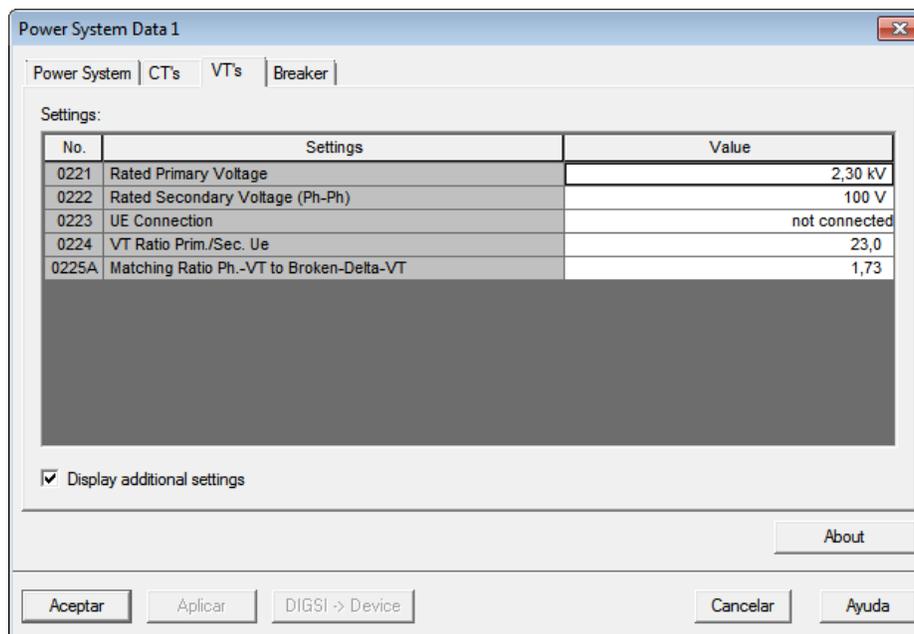
No.	Settings	Value
0204	Correction Angle CT W0	0,00 °
0210	CT Starpoint	CT starpoint towards machine
0211	CT Rated Primary Current	200 A
0212	CT Rated Secondary Current	5A
0213	CT Ratio Prim./Sec. lee	40,0

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes del Power System Data 1 (CTs) en el relé 7UM 611 en los generadores 1 y 2



Power System Data 1

Power System | CTs | VT's | Breaker

Settings:

No.	Settings	Value
0221	Rated Primary Voltage	2,30 kV
0222	Rated Secondary Voltage (Ph-Ph)	100 V
0223	UE Connection	not connected
0224	VT Ratio Prim./Sec. Ue	23,0
0225A	Matching Ratio Ph.-VT to Broken-Delta-VT	1,73

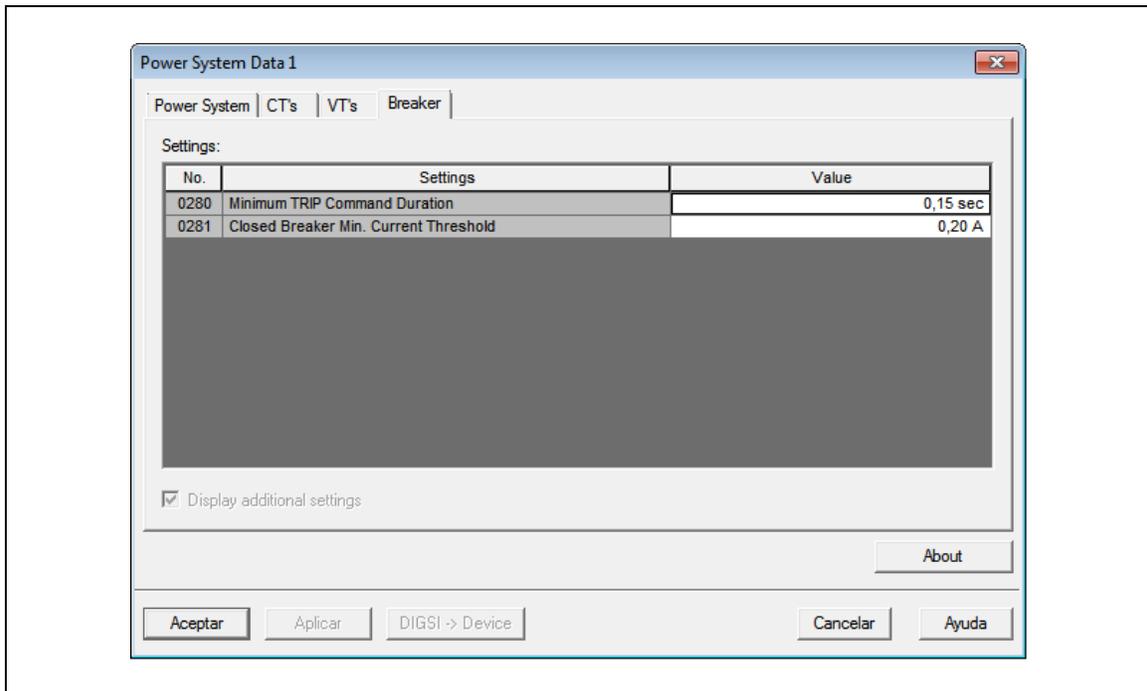
Display additional settings

About

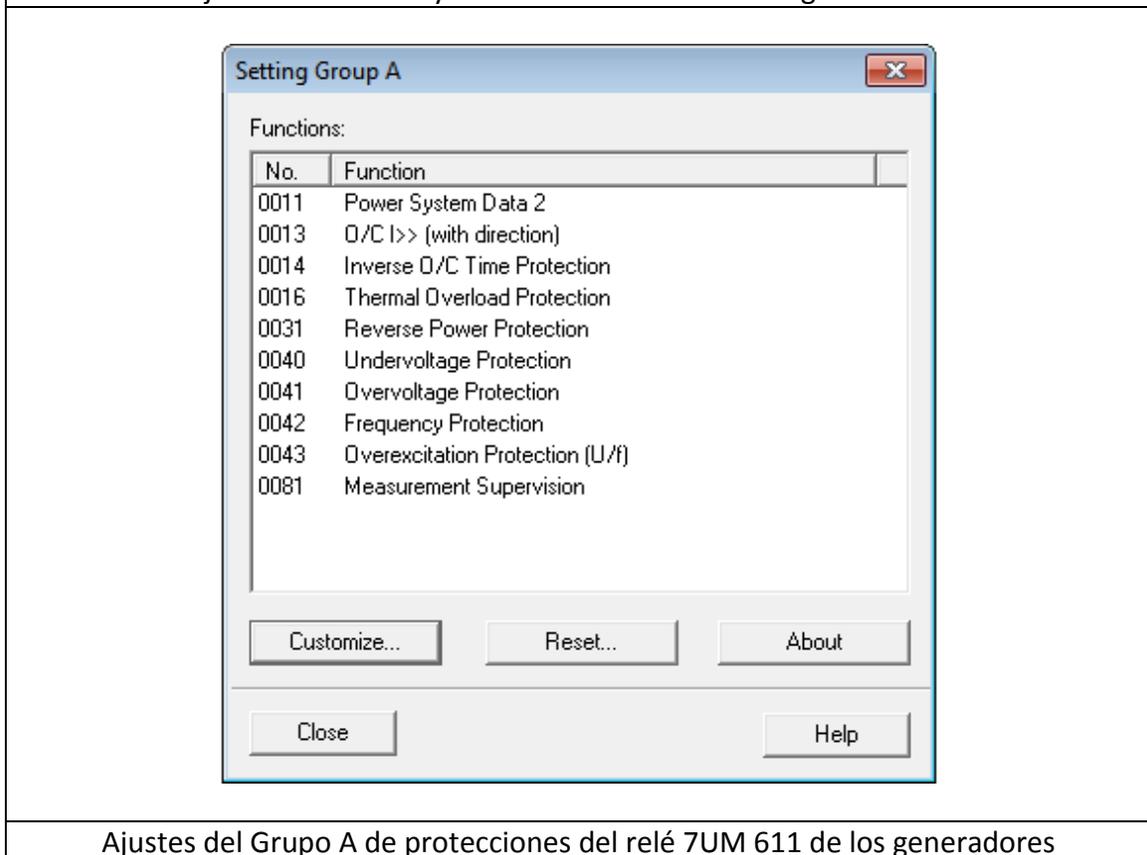
Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes de Power System Data 1 (VTs) de los generadores.

ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.

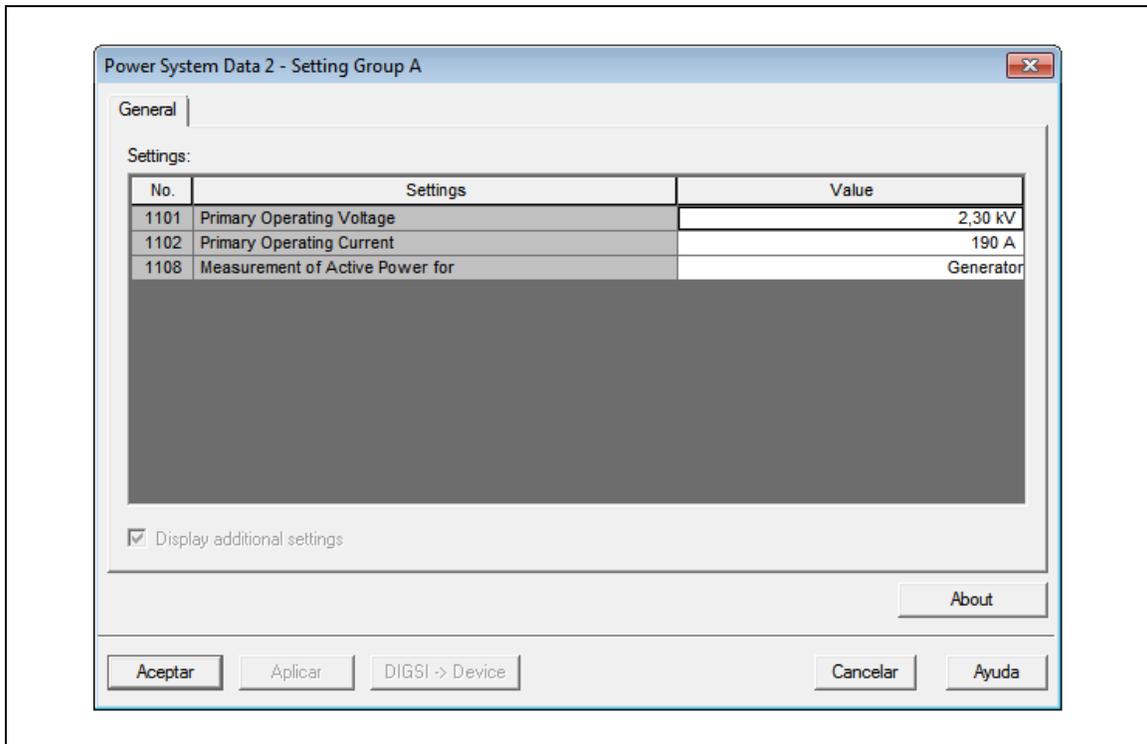


Ajustes de Power System Data 1 Breaker de los generadores.

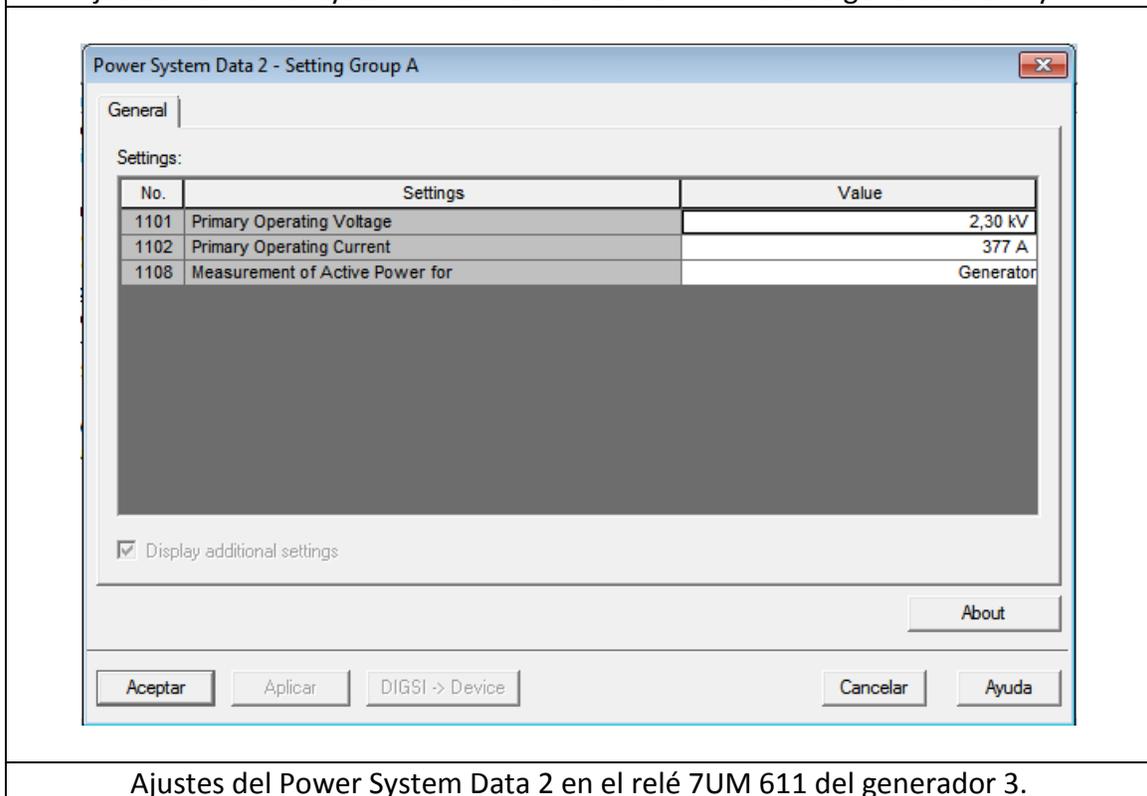


Ajustes del Grupo A de protecciones del relé 7UM 611 de los generadores

ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.

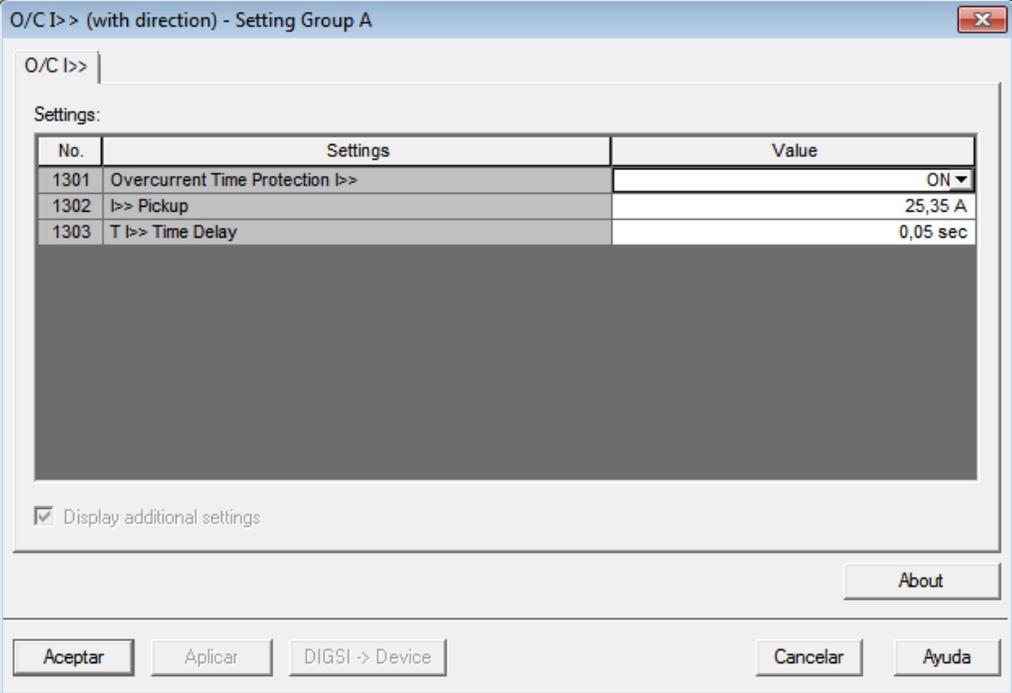


Ajustes del Power System Data 2 en el relé 7UM 611 de los generadores 1 y 2.



Ajustes del Power System Data 2 en el relé 7UM 611 del generador 3.

ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.



O/C I>> (with direction) - Setting Group A

O/C I>> |

Settings:

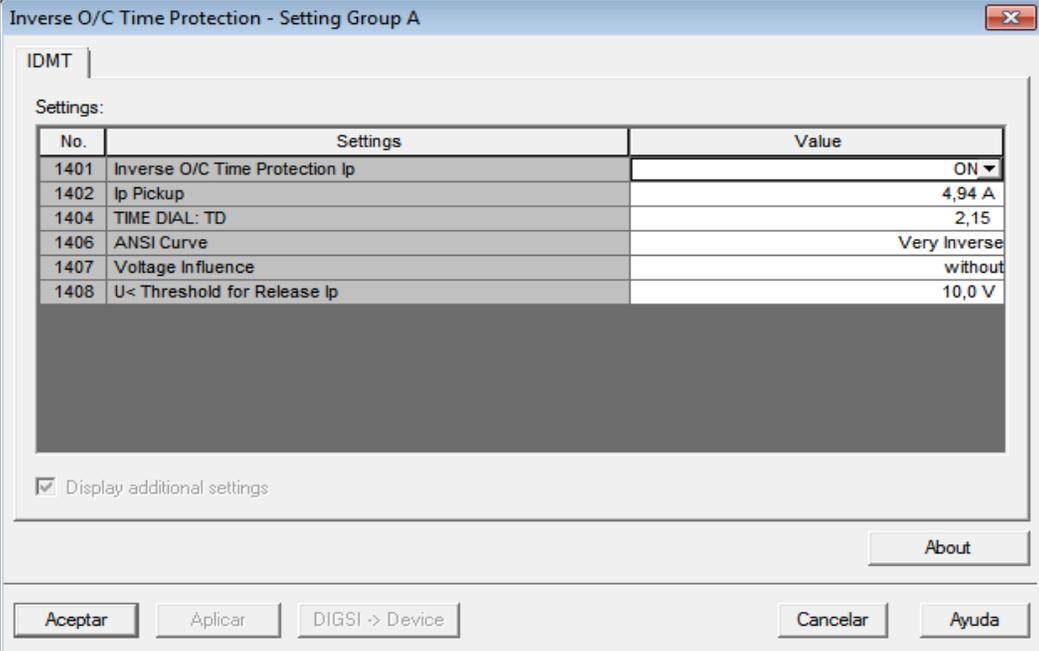
No.	Settings	Value
1301	Overcurrent Time Protection I>>	ON ▾
1302	I>> Pickup	25,35 A
1303	T I>> Time Delay	0,05 sec

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes del O/C I>> en el relé 7UM 611 de los generadores



Inverse O/C Time Protection - Setting Group A

IDMT |

Settings:

No.	Settings	Value
1401	Inverse O/C Time Protection Ip	ON ▾
1402	Ip Pickup	4,94 A
1404	TIME DIAL: TD	2,15
1406	ANSI Curve	Very Inverse
1407	Voltage Influence	without
1408	U< Threshold for Release Ip	10,0 V

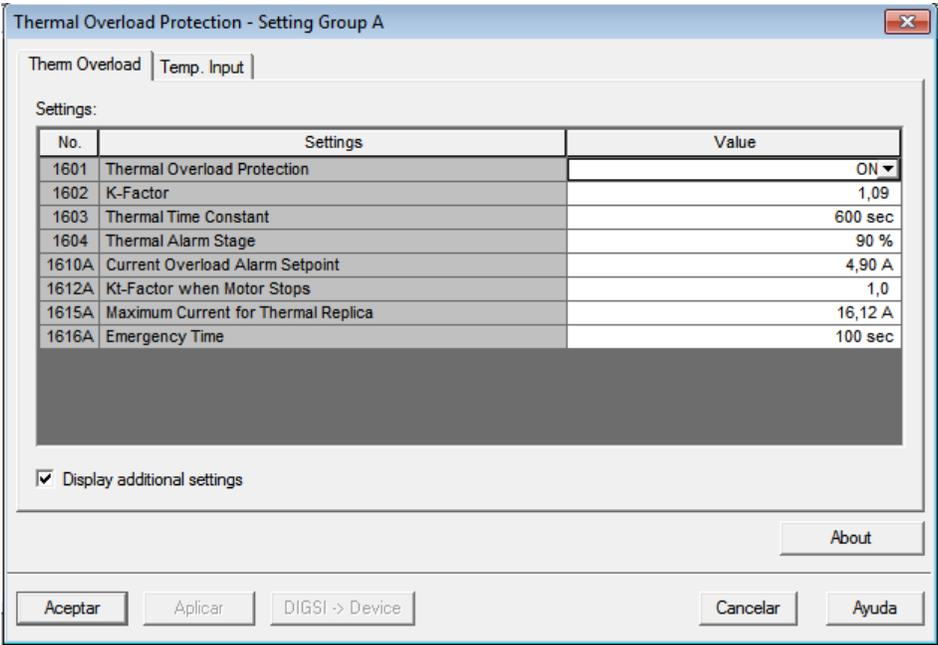
Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes O/C Time en el relé 7UM 611 de los generadores.

ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.



Thermal Overload Protection - Setting Group A

Therm Overload | Temp. Input

Settings:

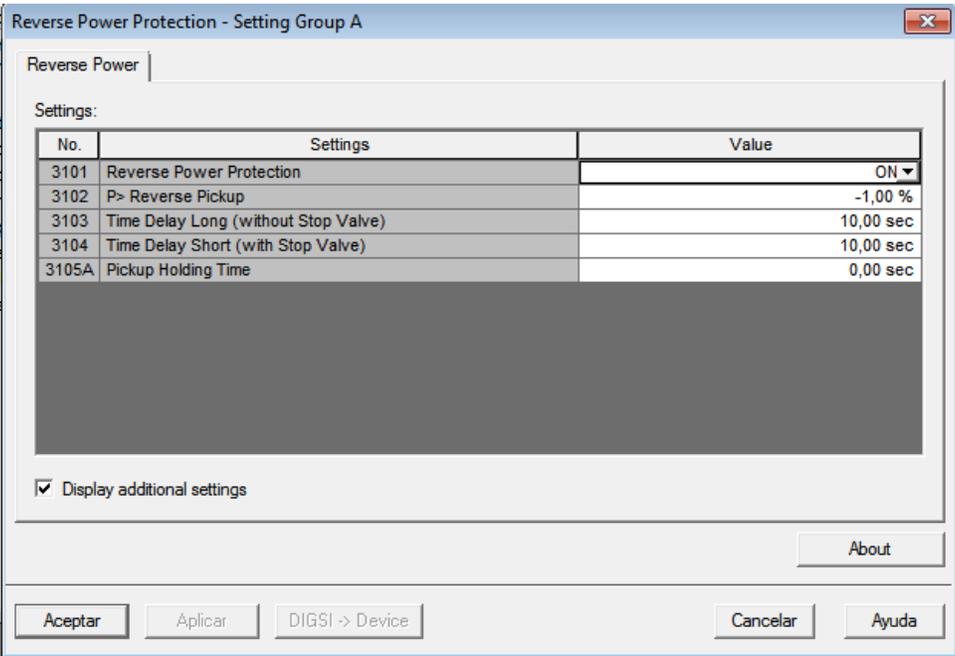
No.	Settings	Value
1601	Thermal Overload Protection	ON
1602	K-Factor	1,09
1603	Thermal Time Constant	600 sec
1604	Thermal Alarm Stage	90 %
1610A	Current Overload Alarm Setpoint	4,90 A
1612A	Kt-Factor when Motor Stops	1,0
1615A	Maximum Current for Thermal Replica	16,12 A
1616A	Emergency Time	100 sec

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes ThermalOverload en el relé 7UM 611 de los generadores.



Reverse Power Protection - Setting Group A

Reverse Power

Settings:

No.	Settings	Value
3101	Reverse Power Protection	ON
3102	P> Reverse Pickup	-1,00 %
3103	Time Delay Long (without Stop Valve)	10,00 sec
3104	Time Delay Short (with Stop Valve)	10,00 sec
3105A	Pickup Holding Time	0,00 sec

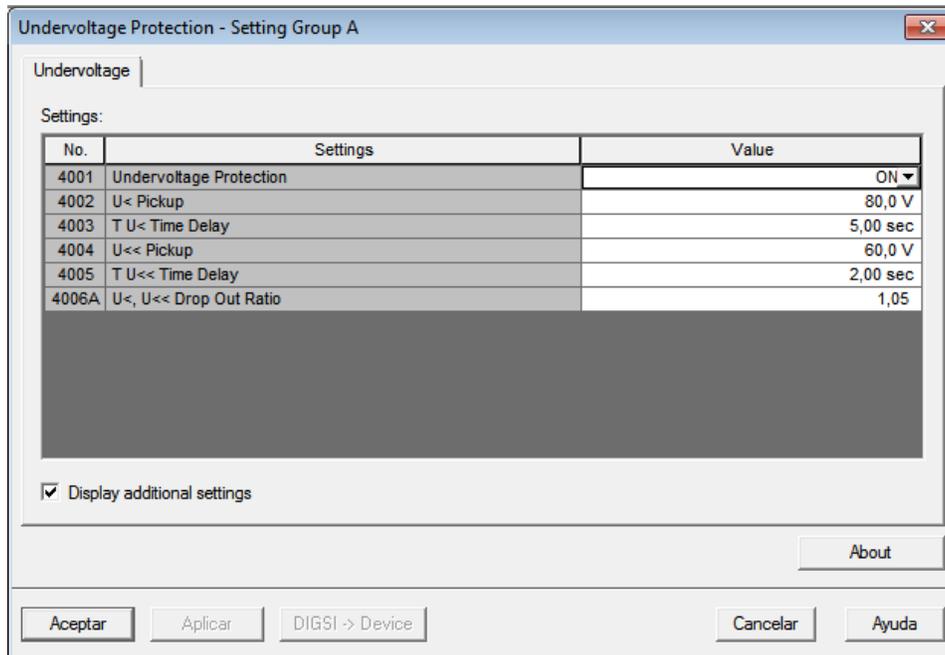
Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Reverse Power en el relé 7UM 611 de los generadores

ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.



Undervoltage Protection - Setting Group A

Undervoltage

Settings:

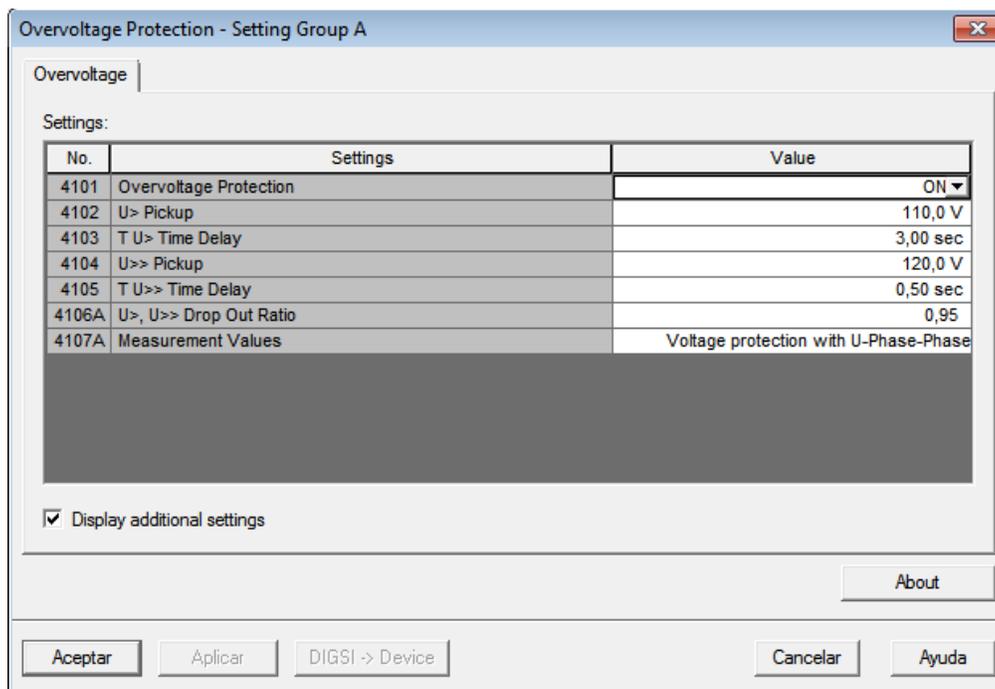
No.	Settings	Value
4001	Undervoltage Protection	ON
4002	U< Pickup	80,0 V
4003	T U< Time Delay	5,00 sec
4004	U<< Pickup	60,0 V
4005	T U<< Time Delay	2,00 sec
4006A	U<, U<< Drop Out Ratio	1,05

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Undervoltage en el relé 7UM 611 de los generadores



Overvoltage Protection - Setting Group A

Overvoltage

Settings:

No.	Settings	Value
4101	Overvoltage Protection	ON
4102	U> Pickup	110,0 V
4103	T U> Time Delay	3,00 sec
4104	U>> Pickup	120,0 V
4105	T U>> Time Delay	0,50 sec
4106A	U>, U>> Drop Out Ratio	0,95
4107A	Measurement Values	Voltage protection with U-Phase-Phase

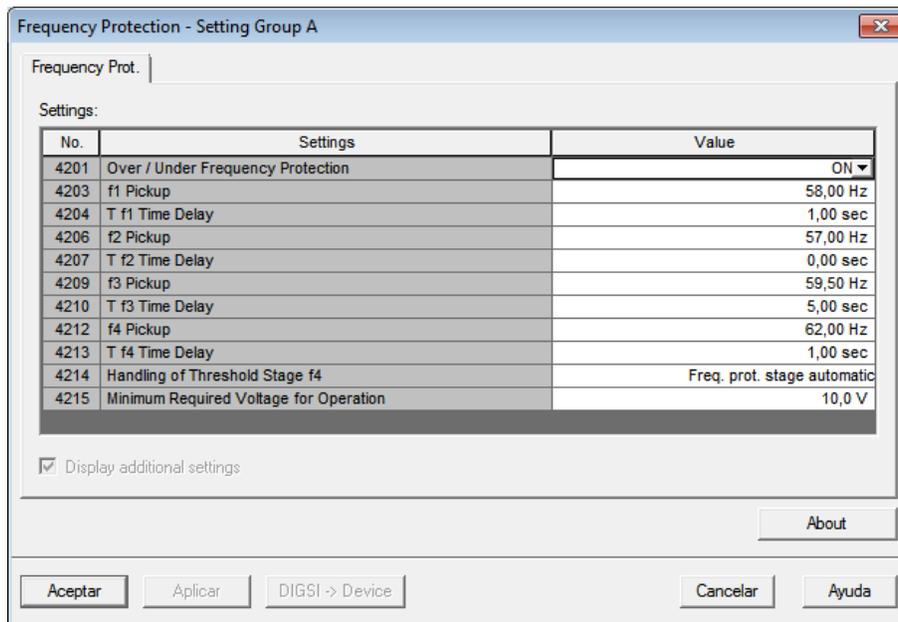
Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Overvoltage en el relé 7UM 611 de los generadores

ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.



Frequency Prot. |

Settings:

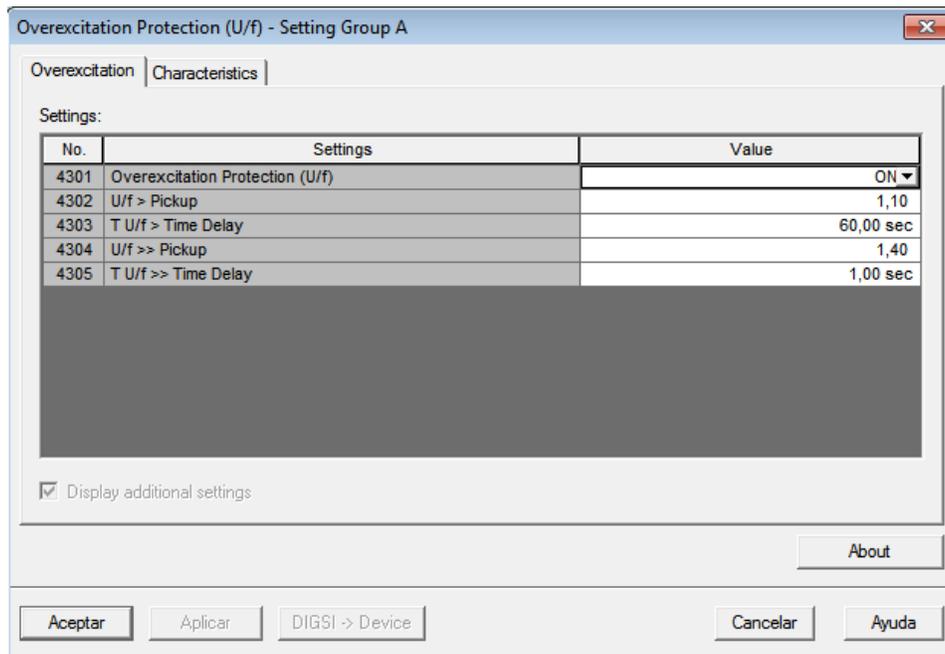
No.	Settings	Value
4201	Over / Under Frequency Protection	ON
4203	f1 Pickup	58,00 Hz
4204	T f1 Time Delay	1,00 sec
4206	f2 Pickup	57,00 Hz
4207	T f2 Time Delay	0,00 sec
4209	f3 Pickup	59,50 Hz
4210	T f3 Time Delay	5,00 sec
4212	f4 Pickup	62,00 Hz
4213	T f4 Time Delay	1,00 sec
4214	Handling of Threshold Stage f4	Freq. prot. stage automatic
4215	Minimum Required Voltage for Operation	10,0 V

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Frecuencia en el relé 7UM 611 de los generadores



Overexcitation | Characteristics |

Settings:

No.	Settings	Value
4301	Overexcitation Protection (U/f)	ON
4302	U/f > Pickup	1,10
4303	T U/f > Time Delay	60,00 sec
4304	U/f >> Pickup	1,40
4305	T U/f >> Time Delay	1,00 sec

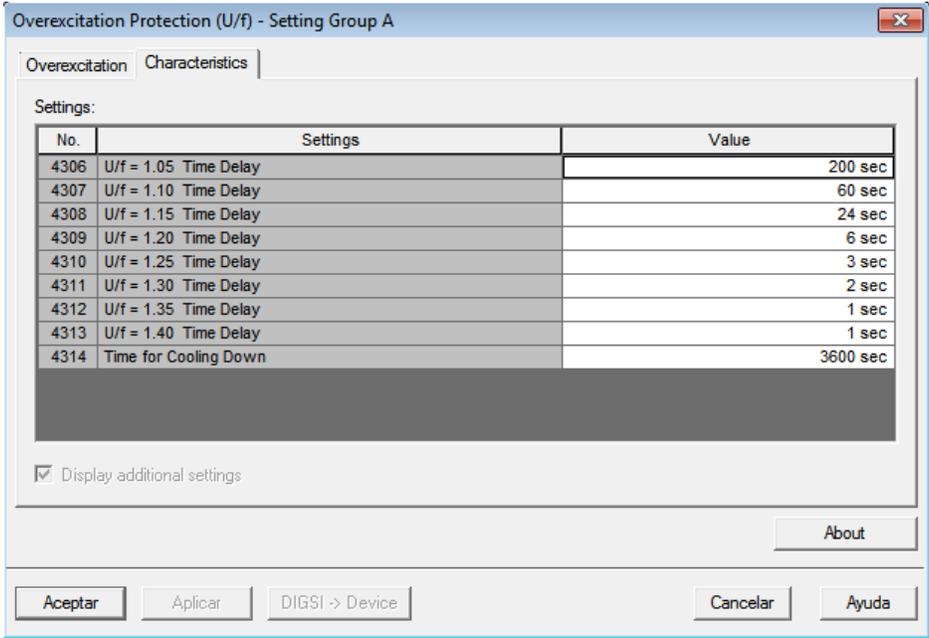
Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Overexcitationen el relé 7UM 611 de los generadores

ANEXO 6. Propuesta de ajustes para relés de generadores.



Overexcitation Protection (U/f) - Setting Group A

Overexcitation Characteristics

Settings:

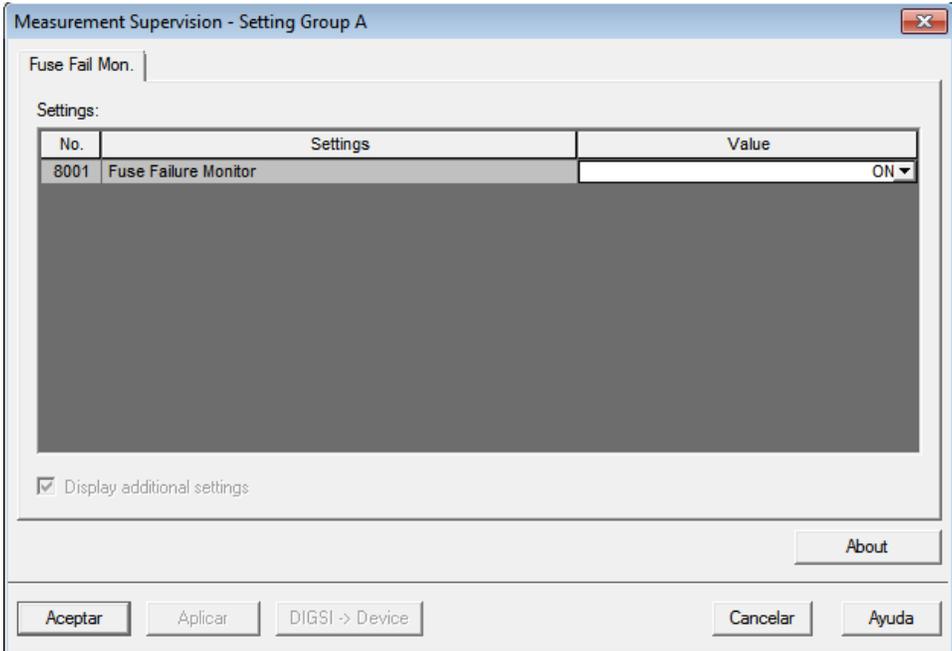
No.	Settings	Value
4306	U/f = 1.05 Time Delay	200 sec
4307	U/f = 1.10 Time Delay	60 sec
4308	U/f = 1.15 Time Delay	24 sec
4309	U/f = 1.20 Time Delay	6 sec
4310	U/f = 1.25 Time Delay	3 sec
4311	U/f = 1.30 Time Delay	2 sec
4312	U/f = 1.35 Time Delay	1 sec
4313	U/f = 1.40 Time Delay	1 sec
4314	Time for Cooling Down	3600 sec

Display additional settings

About

Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Ajustes Overexcitation Characteristics en el relé 7UM 611 de los generadores



Measurement Supervision - Setting Group A

Fuse Fail Mon.

Settings:

No.	Settings	Value
8001	Fuse Failure Monitor	ON

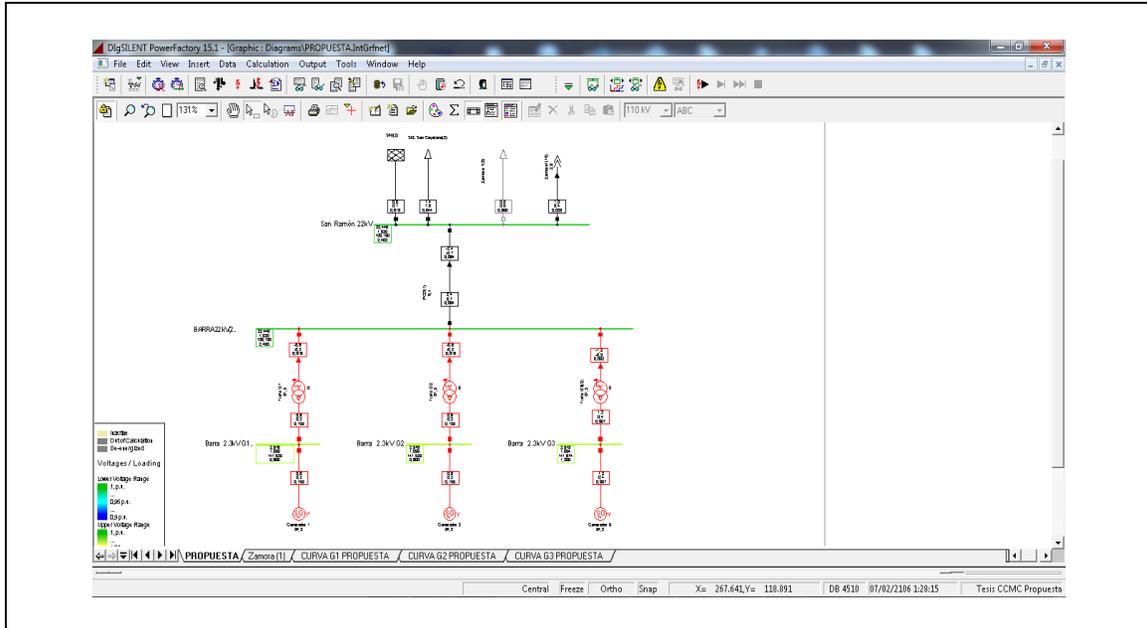
Display additional settings

About

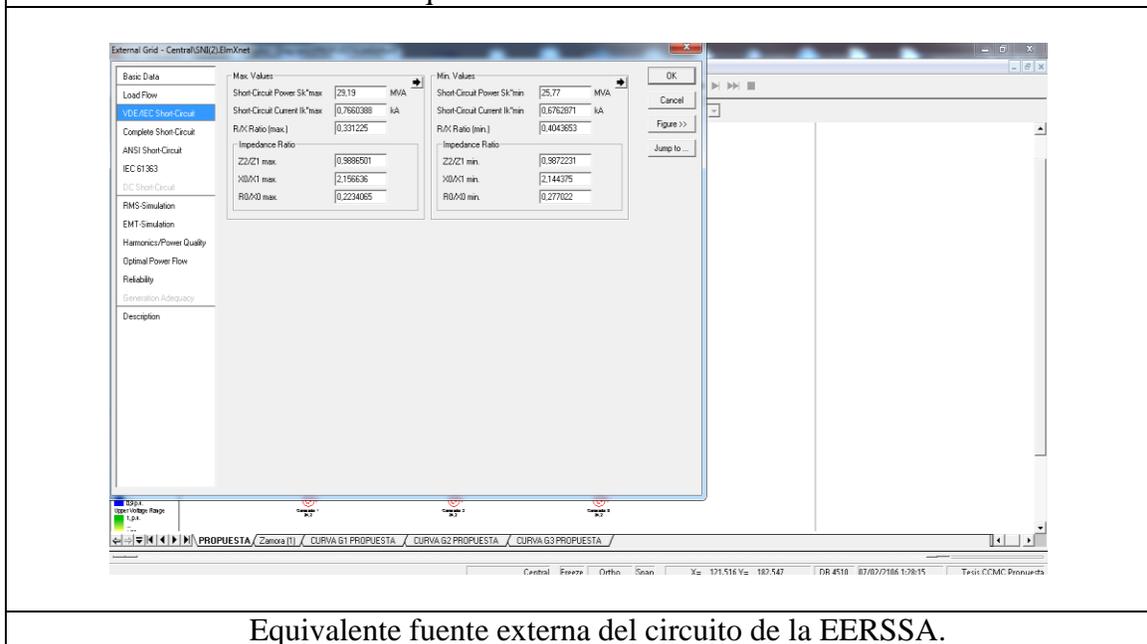
Aceptar Aplicar DIGSI -> Device Cancelar Ayuda

Se habilita supervisión falla de fusible al relé 7UM 611 de los generadores.

7.7 ANEXO 7. Unifilar en Power Factory

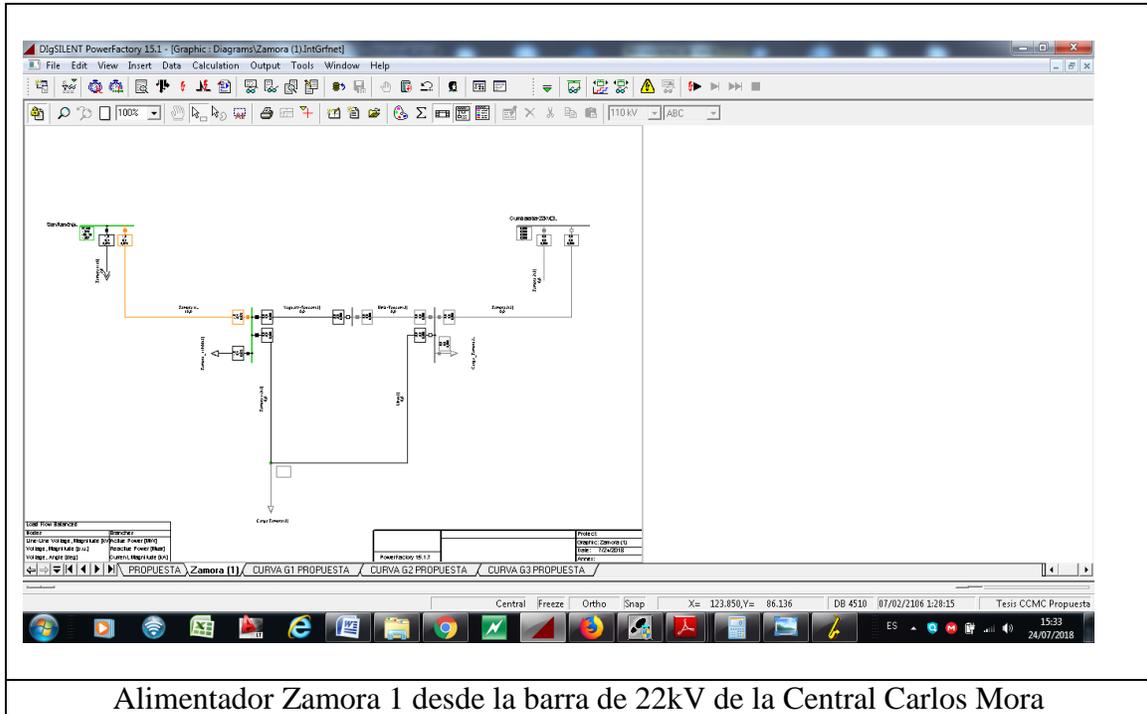


Esquema Central Carlos Mora



Equivalente fuente externa del circuito de la EERSSA.

ANEXO 7. Unifilar en Power Factory



Alimentador Zamora 1 desde la barra de 22kV de la Central Carlos Mora