

uc3m | Universidad **Carlos III** de Madrid

Grado Universitario en Electrónica Industrial y Automática
2016-2017



Trabajo Fin de Grado

“Análisis de Esquemas de Protección para Generadores de Energía Eléctrica”

Beatriz Del Pino Sánchez

Tutores

Javier Román Triviño

Juan Carlos Burgos Díaz

Septiembre 2017

ÍNDICE

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	16
1.1. OBJETIVO	16
1.2. ENTORNO SOCIO-ECONÓMICO.....	16
1.3. INSTALACIÓN EN ESTUDIO	17
1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.....	18
1.5. MARCO REGULADOR.....	19
2. EL GENERADOR:.....	23
2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	23
2.2. CENTRALES DE GENERACIÓN.....	24
2.3. GENERADORES	25
2.3.1. <i>Definición y misión del generador síncrono.....</i>	<i>25</i>
2.3.2. <i>Constitución física del generador síncrono.....</i>	<i>26</i>
2.3.3. <i>Principio de funcionamiento del generador síncrono.....</i>	<i>27</i>
2.3.4. <i>Clasificación de generadores según potencia</i>	<i>28</i>
2.4. FALTAS Y PERTURBACIONES EN GENERADORES.....	29
2.4.1. <i>Tipos de faltas y perturbaciones.....</i>	<i>29</i>
2.4.2. <i>Estadísticas de faltas y perturbaciones</i>	<i>31</i>
2.5. REDES DE SECUENCIA DE UN GENERADOR.....	33
2.6. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN GENERADOR	34
2.7. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL GENERADOR EN ESTUDIO.....	36
2.8. SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL	38
3. SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE GENERADOR.....	41
3.1. INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE GENERADOR	41
3.1.1. <i>Definición del sistema de protección.....</i>	<i>41</i>
3.1.2. <i>Elementos del sistema de protección</i>	<i>41</i>
3.1.3. <i>Características de las protecciones</i>	<i>42</i>
3.1.4. <i>Actuación de las protecciones</i>	<i>43</i>
3.1.5. <i>Protecciones primarias y de respaldo.....</i>	<i>43</i>
3.2. FUNCIONES DE PROTECCIÓN.....	44
3.2.1. <i>Clasificación según potencia</i>	<i>46</i>
3.2.2. <i>Clasificación según perturbación.....</i>	<i>47</i>
3.2.3. <i>Matriz de disparos genérica</i>	<i>48</i>
3.3. CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE GENERADOR EN BASE A LA REDUNDANCIA	50
3.4. ESQUEMA DE PROTECCIÓN OBJETO DE ESTUDIO.....	52
3.4.1. <i>Esquema de redundancia completa para Generador, Transformador Principal y Transformador de Servicios Auxiliares.....</i>	<i>52</i>
3.4.2. <i>Esquema de protección detallado de generador de redundancia completa</i>	<i>53</i>
3.4.3. <i>Esquema eléctrico unifilar de la protección de generador A.....</i>	<i>54</i>
4. RÉGIMENES DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO EN GENERADORES:	56
4.1. INTRODUCCIÓN.....	56
4.2. CONSIDERACIONES PARA LA PUESTA A TIERRA EN GENERADORES	56

4.3.	REGÍMENES DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO EN GENERADORES:.....	57
4.3.1.	<i>Neutro aislado:</i>	57
4.3.2.	<i>Neutro puesto a tierra de forma rígida:</i>	58
4.3.3.	<i>Neutro puesto a tierra a través de impedancia:</i>	58
4.3.3.1.	Neutro puesto a tierra a través de una alta impedancia de puesta a tierra:	58
4.3.3.1.1.	Neutro puesto a tierra a través de un transformador de distribución:.....	59
4.3.3.1.2.	Neutro puesto a tierra a través de una alta resistencia de puesta a tierra:.....	60
4.3.3.1.3.	Neutro puesto a tierra a través de un neutralizador de faltas a tierra (Bobina Petersen):...	61
4.3.3.2.	Neutro puesto a tierra a través de una baja impedancia de puesta a tierra:.....	61
4.3.3.2.1.	Neutro puesto a tierra a través de una baja resistencia de puesta a tierra:	62
4.3.3.2.2.	Neutro puesto a tierra a través de una baja reactancia de puesta a tierra:	63
4.4.	APLICACIÓN OBJETIVO.....	63
5.	TEORÍA GENERAL DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE GENERADOR	67
5.1.	FUNCIONES DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE GENERADOR	67
5.1.1.	<i>Protecciones de faltas internas en el sistema de generación</i>	68
5.1.1.1.	Protecciones principales	69
5.1.1.1.1.	Protección diferencial de generador (87G).....	69
5.1.1.2.	Protecciones de apoyo	75
5.1.1.2.1.	Protección de sobrecorriente de fases (50/51)	76
5.1.1.2.2.	Protección de sobrecorriente controlada por tensión (51V)	78
5.1.1.2.3.	Protección de mínima impedancia (21)	81
5.1.1.3.	Protecciones contra faltas a tierra	84
5.1.1.3.1.	Protección contra faltas a tierra en el 95% del estator (64G)	85
5.1.1.3.1.	Protección contra faltas a tierra en el 100% del estator (64G)	86
5.1.1.3.2.	Protección de sobretensión de neutro (59N).....	88
5.1.1.3.3.	Protección contra faltas a tierra en el rotor (64R)	88
5.1.2.	<i>Protecciones contra condiciones de funcionamiento anormales</i>	89
5.1.2.1.	Protección contra sobrecargas (49)	90
5.1.2.2.	Protección contra cargas desequilibradas (46)	93
5.1.2.3.	Protección contra pérdida de sincronismo (78)	97
5.1.2.4.	Protección contra variaciones de frecuencia (81M/81m)	100
5.1.2.5.	Protección contra sobretensiones (59)	103
5.1.2.6.	Protección de potencia inversa (32R).....	106
5.1.2.7.	Protección contra pérdida de excitación (40)	109
5.1.2.8.	Protección contra sobreexcitación (24).....	112
5.1.2.9.	Protección de mínima tensión (27)	115
5.1.2.10.	Protección de energización accidental del generador (50/27).....	118
5.1.2.11.	Protección contra fallo de interruptor (50BF)	120
6.	APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE GENERADOR:	124
6.1.	ÁMBITO DE LA APLICACIÓN	124
6.1.1.	<i>Diagrama funcional de la protección de generador</i>	124
6.1.2.	<i>Equipo seleccionado</i>	128
6.1.2.1.	Datos del equipo	129
6.1.2.2.	Descripción del configurador	130
6.1.2.3.	Descripción del hardware.....	130
6.2.	CONFIGURACIÓN DE LA APLICACIÓN	132
6.2.1.	<i>Información del equipo (Device information)</i>	133
6.2.2.	<i>Hardware y protocolos (Hardware and protocols)</i>	134
6.2.3.	<i>Enrutamiento de los puntos de medida (Measuring-points routing)</i>	134
6.2.4.	<i>Conexiones de grupos funcionales (Function-group connections)</i>	136

6.2.5.	<i>Matriz de enrutamientos (Information routing)</i>	139
6.3.	CONFIGURACIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDIDA EN DIGSI 5	140
6.3.1.	<i>General</i>	140
6.3.2.	<i>Punto de medida I-3ph 1</i>	141
6.3.3.	<i>Punto de medida I-3ph 2</i>	142
6.3.4.	<i>Punto de medida I-3ph 3</i>	142
6.3.5.	<i>Punto de medida I-1ph 1</i>	143
6.3.6.	<i>Punto de medida V-3ph 1</i>	144
6.3.7.	<i>Punto de medida V-3ph 2</i>	145
6.3.8.	<i>Punto de medida V-1ph 1</i>	145
7.	CÁLCULO DE AJUSTES DE FUNCIONES DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE GENERADOR:	147
7.1.	CÁLCULO DE AJUSTES PARA LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE GENERADOR.....	147
7.1.1.	<i>Generator stator</i>	148
7.1.1.1.	<i>General</i>	149
7.1.1.2.	<i>Protección de mínima impedancia (21)</i>	150
7.1.1.3.	<i>Protección de sobreexcitación (24)</i>	153
7.1.1.4.	<i>Protección de subexcitación o pérdida de campo (40)</i>	157
7.1.1.5.	<i>Protección contra cargas desequilibradas (46)</i>	160
7.1.1.6.	<i>Protección de sobretensión controlada por tensión (51V)</i>	163
7.1.1.7.	<i>Protección de sobretensión (59)</i>	165
7.1.1.8.	<i>Protección contra pérdida de sincronismo (78)</i>	168
7.1.1.9.	<i>Protección de sobrefrecuencia (81M) y subfrecuencia (81m)</i>	171
7.1.1.10.	<i>Protección de sobretensión de fases (50/51)</i>	177
7.1.1.11.	<i>Protección de energización accidental (50/27)</i>	181
7.1.1.12.	<i>Protección de subtensión (27)</i>	182
7.1.1.13.	<i>Protección contra faltas a tierra en el estator (95%) (64G)</i>	186
7.1.2.	<i>Generator side 1</i>	188
7.1.2.1.	<i>General</i>	188
7.1.2.2.	<i>Protección contra sobrecargas (49)</i>	189
7.1.2.3.	<i>Protección de sobretensión de neutro (59N)</i>	193
7.1.3.	<i>Generator diff.1</i>	196
7.1.3.1.	<i>Protección diferencial de generador (87G)</i>	197
7.1.4.	<i>Circuit breaker 1</i>	203
7.1.4.1.	<i>General</i>	204
7.1.4.2.	<i>Protección de fallo interruptor (50BF)</i>	204
7.1.5.	<i>VI 3ph 1</i>	206
7.1.5.1.	<i>General</i>	207
7.1.5.2.	<i>Protección de potencia inversa (32R)</i>	207
8.	INGENIERÍA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE GENERADOR:	212
8.1.	ESQUEMAS DE CONEXIÓN	212
8.2.	CONEXIONADO DE MÓDULOS	213
8.3.	ASIGNACIONES FUNCIONALES	216
9.	CONCLUSIONES:	219
9.1.	RESUMEN DEL TRABAJO REALIZADO	219
9.2.	ELABORACIÓN DEL TRABAJO FIN DE GRADO	220
9.3.	CONCLUSIONES.....	221
9.4.	TRABAJOS FUTUROS.....	222
10.	BIBLIOGRAFÍA:	226

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1-1: Instalación en estudio	18
Ilustración 2-1: Esquema del sistema eléctrico [9]	24
Ilustración 2-2: Estator generador	26
Ilustración 2-3: Esquema rotor y estator generador.....	27
Ilustración 2-4: Modelización del funcionamiento de un generador [2]	28
Ilustración 2-5: Gráfico de probabilidad de ocurrencia de falta por tipo	32
Ilustración 2-6: Gráfico de faltas en generadores por tipo de causa	32
Ilustración 2-7: Red de secuencia positiva	33
Ilustración 2-8: Red de secuencia negativa	33
Ilustración 2-9: Red de secuencia homopolar o cero.....	34
Ilustración 2-10: Esquema eléctrico unifilar simplificado con funciones de protección	39
Ilustración 3-1: Diagrama básico de actuación de una protección [9].....	45
Ilustración 3-2: Matriz de disparos para un sistema de generación de baja potencia	48
Ilustración 3-3: Matriz de disparos para un sistema de generación de alta potencia	49
Ilustración 3-4: Esquema de protección sin redundancia.....	50
Ilustración 3-5: Esquema de protección de redundancia parcial.....	51
Ilustración 3-6: Esquema de protección de redundancia completa	51
Ilustración 3-7: Esquema de redundancia completa de la instalación.....	52
Ilustración 3-8: Esquema detallado de redundancia completa de generador.....	53
Ilustración 3-9: Esquema unifilar de la protección de generador A.....	54
Ilustración 4-1: Falta a tierra en un sistema de neutro aislado	57
Ilustración 4-2: Falta a tierra en un sistema rígidamente puesto a tierra	58
Ilustración 4-3: Neutro puesto a tierra a través de transformador de distribución	59
Ilustración 4-4: Neutro puesto a tierra a través de una alta resistencia de PAT	60
Ilustración 4-5: Neutro puesto a tierra a través de un neutralizador de faltas a tierra.....	61
Ilustración 4-6: Neutro puesto a tierra a través de una baja resistencia de PAT.....	62
Ilustración 4-7: Neutro puesto a tierra a través de una baja reactancia de PAT	63
Ilustración 4-8: Conexión Generador + Transformador principal	64
Ilustración 4-9: Circuito equivalente generador + transformador principal	64
Ilustración 4-10: Régimen de puesta a tierra. Aplicación objetivo.	65
Ilustración 5-1: Esquema de conexión de la protección diferencial de generador (87G) [9]	70
Ilustración 5-2: Principio básico de funcionamiento de la protección diferencial [1]	71
Ilustración 5-3: Curva característica de disparo de la protección diferencial de generador (87G) [1]	72
Ilustración 5-4: Comportamiento de la protección ante cortocircuitos externos [1]	74
Ilustración 5-5: Protección diferencial transversal de dos devanados por fase	75
Ilustración 5-6: Curva característica de disparo de la protección diferencial rápida de generador [1]	75
Ilustración 5-7: Característica de disparo de la protección de sobreintensidad de fases de tiempo inverso (51) [9].....	77
Ilustración 5-8: Característica de disparo de la protección de sobreintensidad de fases (50/51) [9]	77
Ilustración 5-9: Comportamiento de la intensidad de cortocircuito de generador [11]	78
Ilustración 5-10: Esquema de conexión de la protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V) [9].....	79
Ilustración 5-11: Influencia de la tensión para el umbral de arranque [1]	80
Ilustración 5-12: Esquema de conexión de la protección de mínima impedancia (21)	82

Ilustración 5-13: Curva de característica cuadrilateral de la protección de mínima impedancia (21) [1]	82
Ilustración 5-14: Alcance y coordinación de la protección de mínima impedancia (21)	84
Ilustración 5-15: Faltas a tierra en el estator del generador [11]	85
Ilustración 5-16: Principio de operación de la protección contra faltas a tierra en el 100% del estator [11].....	86
Ilustración 5-17: Rangos de frecuencia de operación de la protección contra faltas a tierra en el 100% del estator [9]	87
Ilustración 5-18: Esquema de conexión de la protección contra sobrecargas (49) [9].....	91
Ilustración 5-19: Variación de temperatura para distintas intensidades de sobrecarga (K=1) [1]	92
Ilustración 5-20: Actuación de la protección contra sobrecargas (4) [9]	93
Ilustración 5-21: Conexión típica de la protección contra cargas desequilibradas (46) [6]	94
Ilustración 5-22: Esquema de conexión de la protección contra cargar desequilibradas (46) [9]	95
Ilustración 5-23: Curva característica de disparo de la protección contra cargas desequilibradas (46) [9].....	96
Ilustración 5-24: Esquema de conexión de la protección contra pérdida de sincronismo (78) [9]	98
Ilustración 5-25: Polígono de detección de la protección contra pérdida de sincronismo (78) [9]	99
Ilustración 5-26: Ejemplos de oscilaciones para la protección contra pérdida de sincronismo (78) [7].....	100
Ilustración 5-27: Esquema de conexión de la protección de frecuencia (81M/81m) [9]	102
Ilustración 5-28: Curva característica de disparo de la protección de frecuencia (81M/81m) [9]	103
Ilustración 5-29: Sobretensión fase-neutro	104
Ilustración 5-30: Esquema de conexión de la protección de sobretensión (59).....	105
Ilustración 5-31: Curva característica de disparo de la protección de sobretensión (59) [9] ...	106
Ilustración 5-32: Esquema de conexión de la función de protección de potencia inversa (32R) [9]	107
Ilustración 5-33: Curva característica de la función de protección de potencia inversa (32R) [7]	108
Ilustración 5-34: Características de disparo con criterio de admitancia.....	110
Ilustración 5-35: Límites de estabilidad del generador. Diagrama de admitancia. [11]	111
Ilustración 5-36: Esquema de conexión de la función de protección contra pérdida de excitación (40) [9].....	111
Ilustración 5-37: Esquema de conexión de la función de protección contra sobreexcitación (24) [9]	114
Ilustración 5-38: Curva típica de operación V/Hz de un generador [11]	114
Ilustración 5-39: Curva característica de disparo de la protección contra sobreexcitación (24) [9]	115
Ilustración 5-40: Esquema de conexión de la protección de subtensión (27) [9].....	116
Ilustración 5-41: Subtensión fase-neutro.....	117
Ilustración 5-42: Curva característica de disparo de la protección de subtensión (27) [9]	118
Ilustración 5-43: Esquema de conexión de la función de protección contra fallo interruptor (50BF) [9].....	121
Ilustración 5-44: Diagrama de bloques de la función de protección contra fallo interruptor (50BF) [9].....	122

Ilustración 6-1: Sistema primario de protección del diagrama funcional de la protección de generador	125
Ilustración 6-2: Diagrama funcional del equipo de protección 7UM85	126
Ilustración 6-3: Diagrama funcional de la protección de generador	126
Ilustración 6-4: Relé de protección de generador-SIEMENS [30]	128
Ilustración 6-5: Relé de protección de generador-ABB [27]	128
Ilustración 6-6: Relé de protección de generador-SCHNEIDER ELECTRIC [29].....	128
Ilustración 6-7: Relé de protección de generador-SEL [28]	129
Ilustración 6-8: Vista frontal equipo 7UM85 [1]	131
Ilustración 6-9: Estructura de la herramienta DIGSI 5	132
Ilustración 6-10: Información del equipo en DIGSI 5	133
Ilustración 6-11: Hardware del equipo en DIGSI 5 (Vista frontal y trasera).....	134
Ilustración 6-12: Enrutamiento de los puntos de medida de tensión e intensidad en DIGSI 5	135
Ilustración 6-13: Interconexión de un TI con las entradas analógicas y el punto de medida...	136
Ilustración 6-14: Conexión de los puntos de medida con los grupos de función en DIGSI 5....	136
Ilustración 6-15: Conexión de un punto de medida con un grupo de función	137
Ilustración 6-16: Conexión de los grupos de función con los interruptores en DIGSI 5	137
Ilustración 6-17: Interconexión entre grupo de función y grupo de interruptores	138
Ilustración 6-18: Conexión de unos grupos de función con otros en DIGSI 5.....	138
Ilustración 6-19: Interconexión entre dos grupos de función.....	139
Ilustración 6-20: Matriz de enrutamientos en DIGSI 5.....	140
Ilustración 6-21: Configuración de los puntos de medida en DIGSI 5.....	140
Ilustración 6-22: Configuración general de los puntos de medida en DIGSI 5.....	141
Ilustración 6-23: Configuración del punto de medida I-3ph 1 en DIGSI 5.....	141
Ilustración 6-24: Configuración del punto de medida I-3ph 2 en DIGSI 5.....	142
Ilustración 6-25: Configuración del punto de medida I-3ph 3 en DIGSI 5.....	143
Ilustración 6-26: Configuración del punto de medida I-1ph 1 en DIGSI 5.....	144
Ilustración 6-27: Configuración del punto de medida V-3ph 1 en DIGSI 5	144
Ilustración 6-28: Configuración del punto de medida V-3ph 2 en DIGSI 5	145
Ilustración 6-29: Configuración del punto de medida V-1ph 1 en DIGSI 5	145
Ilustración 7-1: Grupos de función en DIGSI 5	147
Ilustración 7-2: Grupo de función "Generator stator" en DIGSI 5	148
Ilustración 7-3: Ajustes generales del grupo de función "Generator stator" en DIGSI 5.....	149
Ilustración 7-4: Ajustes de la protección de mínima impedancia (21) en DIGSI 5	152
Ilustración 7-5: Diagrama de la protección de mínima impedancia (21) en DIGSI 5	153
Ilustración 7-6: Ajustes escalón de tiempo definido de la protección de sobreexcitación (24) en DIGSI 5	154
Ilustración 7-7: Ajustes escalón de curva térmica de la protección de sobreexcitación (24) en DIGSI 5	155
Ilustración 7-8: Diagrama de la protección de sobreexcitación (24) en DIGSI 5.....	156
Ilustración 7-9: Curva característica del límite de capacidad del generador y curva ajustada de la protección de sobreexcitación (24).....	156
Ilustración 7-10: Diagrama de estabilidad de un generador [1]	157
Ilustración 7-11: Curvas características 1, 2 y 3 [1].....	158
Ilustración 7-12: Ajustes de la protección de subexcitación (40) en DIGSI 5.....	160
Ilustración 7-13: Ajustes de la protección contra cargas desequilibradas (46) en DIGSI 5.....	162
Ilustración 7-14: Diagrama de la protección contra cargas desequilibradas (46) en DIGSI 5 ...	162
Ilustración 7-15: Intensidad de cortocircuito	163
Ilustración 7-16: Ajustes de la protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V) en DIGSI 5	164

Ilustración 7-17: Diagrama de protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V) en DIGSI 5	165
Ilustración 7-18: Ajustes del escalón de tiempo definido 1 de la protección de sobretensión (59) en DIGSI 5.....	166
Ilustración 7-19: Ajustes del escalón de tiempo definido 2 de la protección de sobretensión (59) en DIGSI 5.....	167
Ilustración 7-20: Diagrama de la protección de sobretensión (59) en DIGSI 5	167
Ilustración 7-21: Ajustes de la protección contra pérdida de sincronismo (78) en DIGSI 5.....	170
Ilustración 7-22: Diagrama de la protección contra pérdida de sincronismo (78) en DIGSI 5	171
Ilustración 7-23: Ajustes generales de las protecciones de sobre y subfrecuencia (81O/81U) en DIGSI 5	174
Ilustración 7-24: Ajustes de la protección de sobrefrecuencia (81O) en DIGSI 5	175
Ilustración 7-25: Ajustes de la protección de subfrecuencia (81U) en DIGSI 5.....	176
Ilustración 7-26: Ajustes del escalón de tiempo definido de la protección de sobreintensidad de fases (50/51) en DIGSI 5.....	178
Ilustración 7-27: Curvas IEC normal inversa.....	178
Ilustración 7-28: Ajustes del escalón de tiempo inverso de la protección de sobreintensidad de fases (50/51) en DIGSI 5	179
Ilustración 7-29: Diagrama de la protección de sobreintensidad de fases (50/51) en DIGSI 5	180
Ilustración 7-30: Curva de máxima intensidad permisible de generador y curva ajustada de la protección 50/51.....	180
Ilustración 7-31: Ajustes de la protección contra energización accidental (50/27) en DIGSI 5	182
Ilustración 7-32: Ajustes generales de la protección de subtensión (27) en DIGSI 5.....	183
Ilustración 7-33: Ajustes del escalón de alarma de la protección de subtensión (27) en DIGSI 5	184
Ilustración 7-34: Ajustes del escalón de disparo de la protección de subtensión (27) en DIGSI 5	185
Ilustración 7-35: Diagrama de la protección de subtensión (27) en DIGSI 5	185
Ilustración 7-36: Ajustes de sobretensión residual de la protección contra faltas a tierra en el estator (95%) (64G) en DIGSI 5	187
Ilustración 7-37: Ajustes de sobreintensidad homopolar de la protección contra faltas a tierra en el estator (95%) (64G) en DIGSI 5.....	188
Ilustración 7-38: Grupo de función “Generator side 1” en DIGSI 5.....	188
Ilustración 7-39: Ajustes generales del grupo de función “Generator side 1” en DIGSI 5	189
Ilustración 7-40: Actuación de la protección de sobrecarga (49) (k=1,1) [1].....	191
Ilustración 7-41: Ajustes de la protección contra sobrecargas (49) en DIGSI 5	192
Ilustración 7-42: Diagrama de la protección contra sobrecargas (49) en DIGSI 5	193
Ilustración 7-43: Conexión de la protección de sobretensión de neutro (59N) [1]	194
Ilustración 7-44: Circuito equivalente	194
Ilustración 7-45: Ajustes de la protección de sobretensión de neutro (59N) en DIGSI 5	195
Ilustración 7-46: Diagrama de la protección de sobretensión de neutro (59N) en DIGSI 5	196
Ilustración 7-47: Grupo de función “Generator diff. 1” en DIGSI 5.....	196
Ilustración 7-48: Saturación de los transformadores de intensidad (TIs) [11].....	197
Ilustración 7-49: Remanencia de los TIs en función de su clase [11].....	198
Ilustración 7-50: Comportamiento de faltas externas con saturación de TIs	200
Ilustración 7-51: Ajustes de la protección diferencial de generador (87G) en DIGSI 5.....	201
Ilustración 7-52: Ajustes de la protección diferencial rápida de generador en DIGSI 5	202
Ilustración 7-53: Diagrama de la protección diferencial rápida de generador en DIGSI 5	203
Ilustración 7-54: Grupo de función “Circuit breaker 1” en DIGSI 5.....	203
Ilustración 7-55: Ajustes generales del grupo de función “Circuit breaker 1” en DIGSI 5	204

Ilustración 7-56: Ajustes de la protección de fallo interruptor (50BF) en DIGSI 5	206
Ilustración 7-57: Grupo de función “VI 3ph 1” en DIGSI 5	206
Ilustración 7-58: Ajustes generales del grupo de función “VI 3ph 1” en DIGSI 5	207
Ilustración 7-59: Ajustes generales de la protección de potencia inversa (32R) en DIGSI 5.....	208
Ilustración 7-60: Ajustes de la protección de potencia inversa (32R) en DIGSI 5	209
Ilustración 7-61: Diagrama de la protección de potencia inversa (32R) en DIGSI 5	209
Ilustración 8-1: Esquema de conexión de entradas analógicas de intensidad y tensión del relé de protección 7UM85	213
Ilustración 8-2: Esquema de conexionado módulo IO202	214
Ilustración 8-3: Esquema de conexionado módulo PS201	214
Ilustración 8-4: Esquema de conexionado módulo IO210	215
Ilustración 8-5: Esquema de conexionado módulo IO203	215

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Clasificación de generadores según potencia [9].....	28
Tabla 2-2: Parámetros nominales del generador [6].	34
Tabla 2-3: Impedancias del generador síncrono [6].....	35
Tabla 2-4: Constantes de tiempo del generador síncrono [6]	36
Tabla 2-5: Datos técnicos del generador en estudio.....	38
Tabla 3-1: Funciones de protección recomendadas según potencia del generador [6].....	46
Tabla 3-2: Funciones de protección según perturbación.....	47
Tabla 5-1: Funciones de protección con sus códigos ANSI	68
Tabla 5-2: Límite de corriente inversa [7]	96
Tabla 5-3: Intensidades y tensiones típicas en una energización accidental del generador [9].....	119
Tabla 6-1: Datos generales del relé 7UM85	129
Tabla 6-2: Descripción general del configurador del relé 7UM85	130
Tabla 7-1: Límites de subfrecuencia de la turbina	172
Tabla 7-2: Límites de sobrefrecuencia de la turbina.....	173
Tabla 7-3: Remanencia de los TIs en función de su clase [11]	198
Tabla 9-1: Presupuesto del Trabajo Fin de Grado.....	221

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 5-1: 1ª Ley de Kirchoff	69
Ecuación 5-2: Intensidad diferencial [1].....	69
Ecuación 5-3: Intensidad diferencial [1].....	70
Ecuación 5-4: Intensidad diferencial [1].....	70
Ecuación 5-5: Intensidad de estabilización [5]	71
Ecuación 5-6: Intensidad de estabilización [1].....	71
Ecuación 5-7: Relación intensidad diferencial e intensidad de estabilización [1].....	72
Ecuación 5-8: Intensidad de estabilización en condiciones normales de operación [1].....	73
Ecuación 5-9: Intensidad diferencial en condiciones normales de operación [1]	73
Ecuación 5-10: Ley de Ohm.....	81
Ecuación 5-11: Impedancia secundaria.....	81
Ecuación 5-12: Imagen térmica del generador [1].....	90
Ecuación 5-13: Imagen térmica del generador [1].....	91
Ecuación 5-14: Intensidad de secuncia inversa para falta a tierra [1]	93
Ecuación 5-15: Intensidad de secuncia inversa para falta bifásica [1].....	94
Ecuación 5-16: Tiempo de actuación de la protección contra cargas desequilibradas (46) [6] .	95
Ecuación 5-17: Potencia activa [1]	108
Ecuación 5-18: Valor máximo de flujo magnético [1]	113
Ecuación 5-19: Flujo magnético	113
Ecuación 7-1: Impedancia del transformador principal (primario).....	150
Ecuación 7-2: Impedancia del transformador de servicios auxiliares (primario).....	150
Ecuación 7-3: Alcance reactivo de la zona 1 de la protección de mínima impedancia (21) (primario)	151
Ecuación 7-4: Alcance reactivo de la zona 1 de la protección de mínima impedancia (21) (secundario)	151
Ecuación 7-5: Alcance resistivo de la zona 1 de la protección de mínima impedancia (21) (secundario)	151
Ecuación 7-6: Umbral de sobreintensidad de la protección de mínima impedancia (21) (secundario)	151
Ecuación 7-7: Tiempo de retardo de la protección de mínima impedancia (21).....	151
Ecuación 7-8: Umbral del escalón de tiempo definido de la protección de sobreexcitación (24)	153
Ecuación 7-9: Tiempo de retardo escalón de tiempo definido de la protección de sobreexcitación (24).....	153
Ecuación 7-10: Umbral del escalón de curva térmica de la protección de sobreexcitación (24)	154
Ecuación 7-11: Tiempo de retardo escalón de curva térmica de la protección de sobreexcitación (24).....	154
Ecuación 7-12: Ajuste del umbral de tensión mínimo de la protección de subexcitación (40) [1]	158
Ecuación 7-13: Punto de corte de la curva característica 1	158
Ecuación 7-14: Ángulo de inclinación de la curva característica 1.....	158
Ecuación 7-15: Tiempo de retardo de la curva característica 1.....	158
Ecuación 7-16: Punto de corte de la curva característica 2	159
Ecuación 7-17: Ángulo de inclinación de la curva característica 2.....	159
Ecuación 7-18: Tiempo de retardo de la curva característica 2	159
Ecuación 7-19: Punto de corte de la curva característica 3	159
Ecuación 7-20: Ángulo de inclinación de la curva característica 3.....	159

Ecuación 7-21: Tiempo de retardo de la curva característica 3	159
Ecuación 7-22: Tiempo de retardo de la protección contra cargas desequilibradas (46)	161
Ecuación 7-23: Intensidad de secuencia negativa máxima permisible	161
Ecuación 7-24: Factor K de carga desequilibrada	161
Ecuación 7-25: Tiempo de enfriamiento para la réplica térmica	161
Ecuación 7-26: Umbral de intensidad de la protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V) (secundario)	164
Ecuación 7-27: Umbral de tensión de la protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V) (secundario)	164
Ecuación 7-28: Tiempo con la función 51V arrancada	164
Ecuación 7-29: Tiempo de retardo de la protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V)	164
Ecuación 7-30: Umbral de tensión del escalón de tiempo definido 1 de la función 59	165
Ecuación 7-31: Tiempo de retardo del escalón de tiempo definido 1 de la función 59	166
Ecuación 7-32: Umbral de tensión del escalón de tiempo definido 2 de la función 59	166
Ecuación 7-33: Tiempo de retardo del escalón de tiempo definido 2 de la función 59	166
Ecuación 7-34: Umbral de intensidad de secuencia positiva para la función 78	168
Ecuación 7-35: Umbral de intensidad de secuencia negativa para la función 78	168
Ecuación 7-36: Impedancia del transformador principal (secundario)	168
Ecuación 7-37: Alcance reactivo superior (secundario)	168
Ecuación 7-38: Alcance reactivo inferior (secundario)	169
Ecuación 7-39: Alcance resistivo	169
Ecuación 7-40: Impedancia total	169
Ecuación 7-41: Alcance resistivo	169
Ecuación 7-42: Ángulo de rotación	169
Ecuación 7-43: Número de oscilaciones de potencia	169
Ecuación 7-44: Contador	170
Ecuación 7-45: Contador de re-entrada	170
Ecuación 7-46: Umbral de mínima tensión	173
Ecuación 7-47: Tiempo de retardo del escalón de tiempo definido de la 50/51	177
Ecuación 7-48: Umbral de intensidad del escalón de tiempo definido de la 50/51	177
Ecuación 7-49: Curva IEC normal inversa	178
Ecuación 7-50: Umbral de intensidad del escalón de tiempo inverso de la 50/51	179
Ecuación 7-51: Time dial del escalón de tiempo inverso de la 50/51	179
Ecuación 7-52: Bloqueo ante fallo en la medida de tensión para la protección 50/27	181
Ecuación 7-53: Umbral de intensidad para la protección 50/27	181
Ecuación 7-54: Umbral de subtensión para la protección 50/27	181
Ecuación 7-55: Tiempo de retardo para el arranque de la 50/27	181
Ecuación 7-56: Umbral de intensidad de la función 27	182
Ecuación 7-57: Umbral de tensión del escalón de alarma de la función 27	183
Ecuación 7-58: Tiempo de retardo del escalón de alarma de la función 27	183
Ecuación 7-59: Umbral de tensión del escalón de disparo de la función 27	184
Ecuación 7-60: Tiempo de retardo del escalón de disparo de la función 27	184
Ecuación 7-61: Umbral de sobretensión residual de la función 64G	186
Ecuación 7-62: Tiempo de retardo del escalón de sobretensión residual de la función 64G	186
Ecuación 7-63: Umbral de sobreintensidad de la función 64G	187
Ecuación 7-64: Tiempo de retardo de la sobreintensidad homopolar de la función 64G	187
Ecuación 7-65: Factor K de la función 49	190
Ecuación 7-66: Umbral de intensidad de la función 49 (secundario)	190
Ecuación 7-67: Umbral térmico de alarma de la función 49	190

Ecuación 7-68: Constante de tiempo térmica para la función 49.....	191
Ecuación 7-69: Intensidad mínima de enfriamiento de la función 49	191
Ecuación 7-70: Constante de tiempo de enfriamiento de la función 49	191
Ecuación 7-71: Temperatura ambiente por defecto.....	192
Ecuación 7-72: Tensión de perturbación	194
Ecuación 7-73: Ratio.....	195
Ecuación 7-74: Umbral de sobretensión de neutro	195
Ecuación 7-75: Tiempo de retardo de la función 59N	195
Ecuación 7-76: Tiempo de retardo de la función 87G.....	198
Ecuación 7-77: Umbral de arranque de la intensidad diferencial.....	199
Ecuación 7-78: Pendiente 1.....	199
Ecuación 7-79: Intersección 1	199
Ecuación 7-80: Pendiente 2.....	199
Ecuación 7-81: Intersección 2	199
Ecuación 7-82: Detección de arranque	199
Ecuación 7-83: Factor de detección de corriente continua	200
Ecuación 7-84: Umbral para la estabilización ante faltas externas	200
Ecuación 7-85: Tiempo para la estabilización ante faltas externas	200
Ecuación 7-86: Umbral de arranque de la intensidad diferencial rápida	202
Ecuación 7-87: Tiempo de retardo de la función diferencial rápida.....	202
Ecuación 7-88: Tiempo de retardo para la función 50BF.....	205
Ecuación 7-89: Intensidad mínima de cortocircuito (primario)	205
Ecuación 7-90: Intensidad mínima de cortocircuito (secundario)	205
Ecuación 7-91: Umbral de intensidad de la función 50BF (secundario)	205
Ecuación 7-92: Valor mínima tensión para la protección de potencia inversa (32R)	207
Ecuación 7-93: Relación de potencia inversa y potencia nominal	208
Ecuación 7-94: Umbral de potencia activa.....	208
Ecuación 7-95: Tiempo de retardo de la función 32R.....	208

Capítulo 1
INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN.

1.1. Objetivo

El presente trabajo de fin de grado tiene como objetivo estudiar y analizar la teoría de protecciones eléctricas de un generador de energía eléctrica de corriente alterna, generador síncrono, con objeto de definir un esquema de protección de un generador síncrono de gran potencia, de tal forma que se pueda definir el esquema de protección más óptimo desde el punto de vista de ingeniería del esquema de protección, configuración de las protecciones eléctricas, cálculos de ajustes de funciones de protección, fabricación y montaje del sistema de protección de generador, pruebas de aceptación del sistema de protección en fábrica y en la instalación, así como de mantenimiento del mismo. En otras palabras, el objetivo del presente trabajo tiene el propósito de definir el esquema de protecciones de generador síncrono más óptimo posible, con objeto de que se permitan optimizar todos los trabajos a realizar para la implementación del sistema de protección, se reduzcan los tiempos de ejecución de los diferentes trabajos, y se reduzcan los costes asociados a la hora de ejecutar un proyecto de un sistema de protección de generador como el que se presentará a lo largo del presente documento, dándose lugar, por tanto, a un sistema fácil de diseñar, instalar y mantener, y obteniéndose el equilibrio técnico y económico más óptimo.

Para ello, el presente trabajo fin de grado se inicia con la descripción del generador y de los diferentes sistemas de protección de generador, así como de los distintos regímenes de puesta a tierra de generadores. A continuación, tras el estudio y análisis de la teoría de protecciones de generador, el proyecto se centra en el análisis de un esquema de protección específico para un generador síncrono de 146MVA. Una vez finalizado dicho análisis, se describen, a nivel general, todas las funciones de protección de generador, para posteriormente seleccionar las que se consideren más idóneas para conformar el esquema de protección de generador más óptimo posible, objeto del presente trabajo. Una vez definido el esquema, se calculan los ajustes aplicables al mismo y se configuran con una herramienta específica de uno de los fabricantes de protecciones de generador de mayor prestigio del mercado. Por último, el trabajo se finaliza con la definición de la ingeniería básica del sistema de protección elegido.

1.2. Entorno socio-económico

El presente documento propone un esquema de protección de generador para su posible implantación en una instalación eléctrica de potencia, central de generación de energía eléctrica, ya sea para una instalación nueva o existente. El entorno socio-económico no se verá afectado ya que dicha implantación estará basada en el empleo de un sistema de protección



de generador óptimo, el cual resultará más óptimo, desde los puntos de vista técnico y económico, que los esquemas de protección comúnmente empleados. Así mismo, se tiene como finalidad la modernización del mismo, con el fin de dotarlo de un sistema de protección más fiable y seguro, o lo que es lo mismo, proporcionar un mayor nivel de protección a la red eléctrica. Por lo que, según lo dicho anteriormente, al producirse dicho cambio, el entorno mejoraría en base a la fiabilidad, seguridad y calidad de la energía eléctrica.

En el aspecto económico y de rentabilidad, el análisis se efectuaría a partir del Valor Actual Neto (VAN), con el que se puede llegar a calcular el índice que nos ayude a tomar las decisiones oportunas en cuanto a la rentabilidad del proyecto.

En el presente documento, no se expone dicho análisis económico debido a la confidencialidad de los precios y costes de los sistemas de protección propuestos y de los datos económicos del sistema de protección implantado con anterioridad.

En el diseño de un sistema de protección se deben tener en cuenta la importancia y el coste de los elementos que se desean proteger, pues, a mayor importancia del elemento a proteger, existe mayor dificultad en la ingeniería y en los cálculos asociados y, por lo tanto, suele darse un mayor coste del sistema de protección. Los sistemas de protección eléctricos se consideran elementos necesarios y a menudo se suele optar por diseñar distintos sistemas para así analizar, comparar y finalmente determinar cuál es la opción que mejor satisface los requerimientos de la instalación a un menor coste.

1.3. Instalación en estudio

La instalación en estudio forma parte de una instalación real y está formada por varios grupos de generadores y motores. El presente documento se centra en una parte de dicha instalación formada por un generador síncrono de 146MVA, un transformador elevador y un transformador de servicios auxiliares. La siguiente figura (Ilustración 1-1) muestra una representación de dicha instalación.

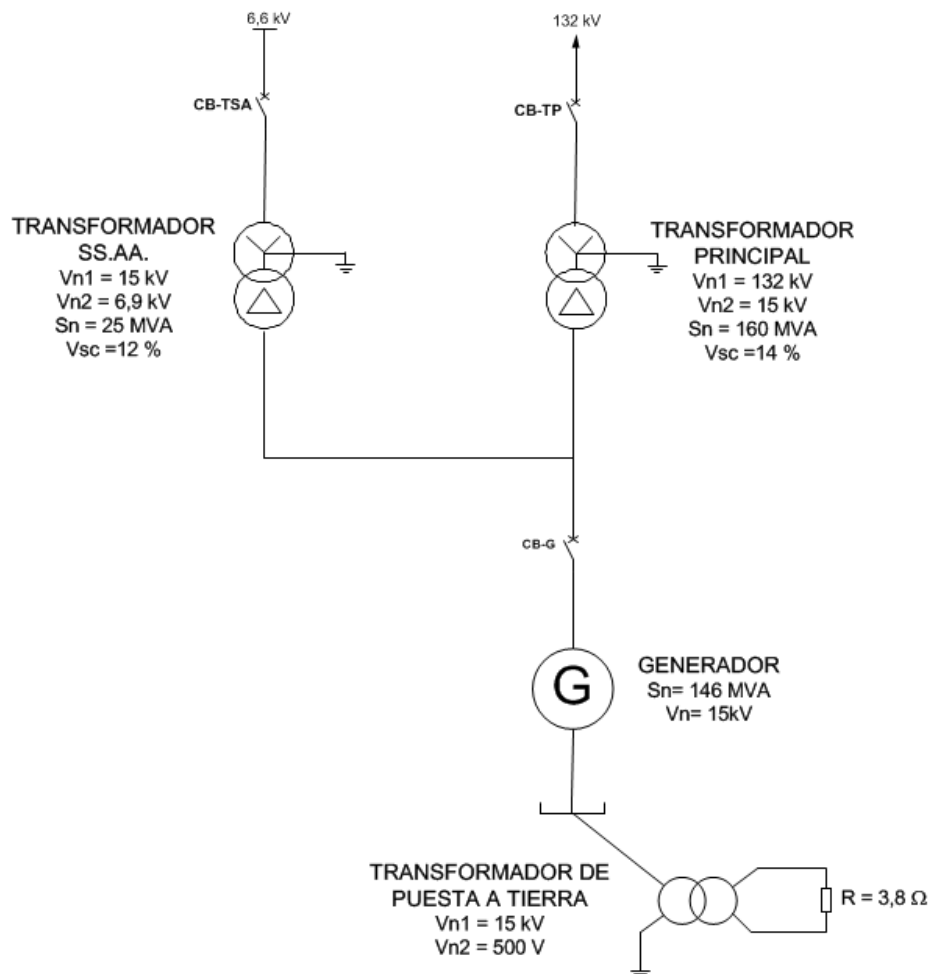


Ilustración 1-1: Instalación en estudio

Como se expone previamente en el apartado 1.1 del presente documento, el objetivo del presente trabajo tiene el propósito de definir el esquema de protecciones de generador síncrono más óptimo posible, considerando para ello el generador mencionado previamente y expuesto en la Ilustración 1-1.

Los datos generales del generador síncrono se expondrán con más detalle en el apartado 2.7.

1.4. Estructura del documento

El presente documento se divide en capítulos ordenados siguiendo un criterio de concreción. A continuación se referencia una breve descripción de su contenido:



- **Capítulo 1:** Introducción.
- **Capítulo 2:** Breve introducción general de los sistemas eléctricos, para a continuación centrarse en el generador como máquina síncrona y así explicar las faltas y perturbaciones a las que se encuentra sometido, sus parámetros característicos, etc.
- **Capítulo 3:** Introducción al sistema de protección de generador.
- **Capítulo 4:** Breve descripción de los diferentes tipos de puesta a tierra del neutro en generadores y su importancia en cuanto a la protección de la instalación.
- **Capítulos 5, 6 y 7:** Definición del esquema de protección a aplicar para la instalación en estudio, constituido por el principio de funcionamiento y los criterios de ajuste de cada función de protección de generador, cálculo de ajuste de las mismas para la aplicación específica en estudio y configuración del esquema de protección final.
- **Capítulo 8:** Ingeniería básica del esquema de protección diseñado (diagramas básicos de conexión y asignaciones funcionales).
- **Capítulo 9:** Conclusiones del trabajo y propuestas.
- **Capítulo 10:** Bibliografía utilizada.

1.5. Marco regulador

- International Guide on the Protection of Synchronous Generators, Working Group B5.04. October 2011 CIGRÈ.
- IEEE Std C37.110-1996, *IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes*. IEEE, 1996.
- IEEE Std C37.101-1993, *IEEE Guide for Generator Ground Protection*. IEEE, New York, 1994.
- ANSI C50.12-1982, *American National Standards Requirement for Salient-Pole Synchronous Generators and Generator/Motor for Hydraulic Turbine Applications*. IEEE, New York, 1977.
- ANSI C50.13-1989, *American National Standards Requirement for Rotating Electric Machinery-Cylindrical Rotor Synchronous Generators*. IEEE, New York, 1977.
- IEEE Std C3.102-1995, *IEEE Guide for AC Generator Protection*. 1996.



- IEEE Std 67-1990, *IEEE Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators*. IEEE, New York, 1990.
- IEEE Std 637.91-2000, *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers*. IEEE, New York, 2000.
- IEEE C37.106-1987, *IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection of Power Generation Plants*. IEEE, New York, 1987.
- IEEE Committee Report. Excitation system dynamic characteristics, *IEEE Transactions*, Vol. PAS-92, No 1 Jan/Feb, 64-75, 1973.
- IEEE Task Force on Excitation Limiters, Underexcitation Limiter Models for Power Systems Stability Studies, *IEEE Trans Energy Conversion*, 10 (3), 524-531, 1995.
- IEEE C37.112-1996(2001R), *IEEE Standard Inverse Time Characteristic Equation of Overcurrent Relays*. IEEE, New York, 1997.
- IEEE Std 242-1986, *IEEE Recommended Practices for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems* (Buff Book). IEEE, New York, 1990.
- IEEE/PES Power System Relaying Committee, *IEEE Standard Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus*. ANSI/IEEE C37.90-1989.
- IEEE/PES Power System Relaying Committee, *Transient Response of Current Transformers*. IEEE New York 1976, 76-CH. 1130-4 PWR.
- IEEE/PES Power System Relaying Committee, *Guide for The Grounding of Instrument Transformer Secondary Circuits and Cases*. ANSI/IEEE C57.13.3-1983.
- IEEE/PES Power System Relaying Committee, *Potential Transformer Application on Unit-Connected Generators*, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-91, pp. 24-28, Jan/Feb 1972.
- *IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE Std. 142-1982.
- Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares. REE. Diciembre 2005.
- Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones en la Red Peninsular de Alta Tensión de Transporte y Distribución. REE. Febrero 2017.
- 2004/108/CE Directiva europea de compatibilidad electromagnética.
- 2006/95/CE Directiva europea de baja tensión.



- 1999/5/CE Directiva europea de eq. radioeléctricos y equipos terminales de comunicación.
- IEC60255 Relés de medida y equipos de protección. En su última edición
- IEC60255-12 Relés de distancia en su última edición
- UNE 21136 Relés eléctricos. Partes vigentes que aplican en su última edición
- UNE-EN 60068-2-1 Ensayos ambientales. Parte 2: Ensayo a frío.
- UNE-EN 60947-1 Aparata de baja tensión. Reglas generales.
- UNE-EN 61010-1 Requisitos de seguridad de equipos eléctricos de medida, control y uso en lab. Req generales.
- UNE 20324 / (IEC 60529)
- Grados de protección proporcionados por las envolventes. (Código IP).

Capítulo 2

EL GENERADOR

2. EL GENERADOR:

2.1. Descripción general de los sistemas eléctricos

El sistema eléctrico comprende el conjunto de instalaciones y elementos útiles conectados entre sí que son capaces desde generar energía eléctrica hasta hacer posible que la energía llegue a los consumidores. El sistema eléctrico se divide en cuatro grandes niveles: generación, transporte, distribución y consumo.

La energía eléctrica en corriente alterna se produce en las centrales de generación a bajos niveles de tensión; el transporte de dicha energía hasta los centros de consumo se realiza a través de líneas de transporte a alta tensión, que junto con las subestaciones forman la red de transporte; la distribución está formada por el conjunto de cables subterráneos y centros de transformación que hacen llegar la energía hasta los consumidores finales.

La red eléctrica une los centros de generación de energía eléctrica con los puntos de consumo. Debe ser capaz de garantizar la seguridad de la red y ofrecer una buena calidad del servicio, garantizando la continuidad del suministro eléctrico, manteniendo la frecuencia y el valor eficaz de tensión dentro de unos límites preestablecidos, y manteniendo la calidad de onda. Para ello, está dotado de sistemas de protección y control.

Los sistemas de protección y control permiten vigilar los elementos del sistema eléctrico que protegen, para en caso de una falta o perturbación, que pueda afectarles a su correcto funcionamiento, estos aíslan dicho/s elemento/s del sistema eléctrico, garantizándose la estabilidad del sistema eléctrico y la continuidad y calidad del sistema eléctrico en base a unos valores nominales de funcionamiento, con objeto de que se garantice el correcto funcionamiento de todos los elementos conectados al sistema eléctrico.

Las redes eléctricas normalmente son malladas, principalmente la red de transporte, con un elevado número de nudos a los que se unen un gran número de generadores y consumidores.

La siguiente figura (Ilustración 2-1) muestra un esquema básico de sistema eléctrico mallado.

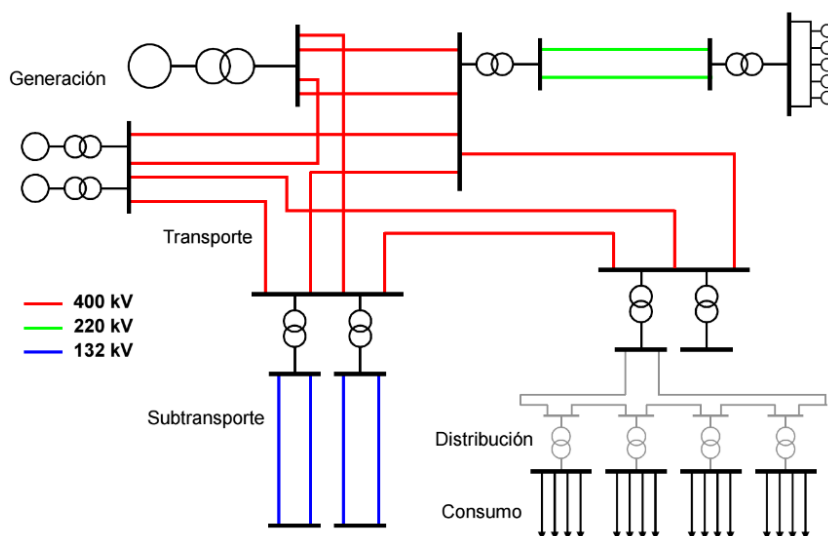


Ilustración 2-1: Esquema del sistema eléctrico [9]

2.2. Centrales de generación

La producción de energía eléctrica (en corriente alterna) tiene lugar en las centrales de generación, comúnmente llamadas, centrales eléctricas. Las centrales eléctricas se pueden dividir en cuatro grandes grupos:

- **Centrales hidráulicas:**

Transforman la energía cinética de un caudal de agua que mueve una turbina hidráulica en energía eléctrica producida por un alternador acoplado al eje de la turbina.

- **Centrales térmicas:**

Producen la energía eléctrica a partir de la combustión de materiales fósiles como el carbón, el fuel o el gas.

- **Centrales nucleares:**

Generan la energía eléctrica a partir de energía nuclear, a su vez generada mediante la quema de combustibles nucleares en un proceso similar al de las centrales térmicas, que puede ser de fusión o fisión.

- **Centrales de energía renovables:**

Son capaces de producir energía eléctrica a partir de procesos naturales y permanentes, explotables de manera económica. Se distinguen varios tipos, entre los que destacan: energía eólica, energía solar y biomasa.

El funcionamiento de la mayoría de las centrales eléctricas, es convertir la energía mecánica en energía eléctrica, para ello utilizan una fuente de energía primaria, como puede ser el agua, que mueve los álabes de una turbina que a su vez está conectada a un generador eléctrico.

2.3. Generadores

Se entiende el generador eléctrico [19] como una máquina eléctrica rotativa capaz de convertir la energía mecánica en energía eléctrica a través del fenómeno de la inducción electromagnética.

Dependiendo del tipo de corriente que produce se distinguen dos tipos de generadores:

- **Generador de corriente alterna:** Genera corriente alterna. Se distinguen dos tipos, síncronos y asíncronos.
- **Generador de corriente continua:** Genera corriente continua.

Los generadores de corriente alterna se dividen en síncronos o asíncronos. Los generadores síncronos giran a la velocidad de sincronismo, es decir, a la velocidad de la red (dependiente de la frecuencia de red), en cambio, los generadores asíncronos no llegan a girar a la velocidad de sincronismo, sino a una velocidad ligeramente inferior a la velocidad de red. De tal forma que la frecuencia (velocidad de giro del rotor y del campo electromagnético generado en el rotor) de un generador síncrono es igual a la frecuencia de red, mientras que en un generador asíncrono, la frecuencia es ligeramente inferior a la frecuencia de red.

El presente documento se va a centrar en el estudio de un generador de corriente alterna síncrono de tipo trifásico ya que es el principalmente empleado en centrales de generación de energía eléctrica como Centrales Hidráulicas, Térmicas y Nucleares.

2.3.1. Definición y misión del generador síncrono

El generador síncrono se define como una máquina eléctrica rotativa síncrona que transforma por la acción de un campo magnético energía mecánica en energía eléctrica en forma de corriente alterna.

Al ser una máquina síncrona conectada a la red debe trabajar a una frecuencia preestablecida que en el caso de Europa, es de 50Hz.



Ilustración 2-2: Estator generador

2.3.2. Constitución física del generador síncrono

El generador síncrono [2] se constituye por dos elementos principales, una parte móvil (rotor) y una parte fija (estator). El espacio de aire que hay entre el estator y el rotor que permite el movimiento de la máquina se denomina entrehierro.

- **Estator:** Parte fija exterior formada por una carcasa metálica que sirve de soporte. En su interior se encuentra el núcleo del inducido, con forma de corona y ranuras longitudinales, donde se alojan los conductores del elemento inducido.
- **Rotor:** Parte móvil que gira dentro del estator. Contiene el sistema inductor y los anillos de rozamiento, mediante los cuales se alimenta el sistema inductor. Según la velocidad de giro existen dos formas constructivas:
 - Rotor de polos salientes: Es el utilizado para las turbinas hidráulicas o motores térmicos en sistemas de baja velocidad.
 - Rotor de polos lisos: Es el utilizado en turbinas de vapor y gas, para sistemas de alta velocidad. Su velocidad varía según el número de polos.

El estator y el rotor son dos devanados independientes hechos con conductores de cobre por los que circulan las corrientes eléctricas que van a ser cedidas a la red. La transformación de la energía se produce gracias a la interacción de estos dos elementos, ya que uno actúa de inductor generando un flujo magnético y el otro de inducido, transformando ese flujo magnético en electricidad. Se distinguen dos tipos: generador (cede potencia a la red) y motor (toma potencia de la red).

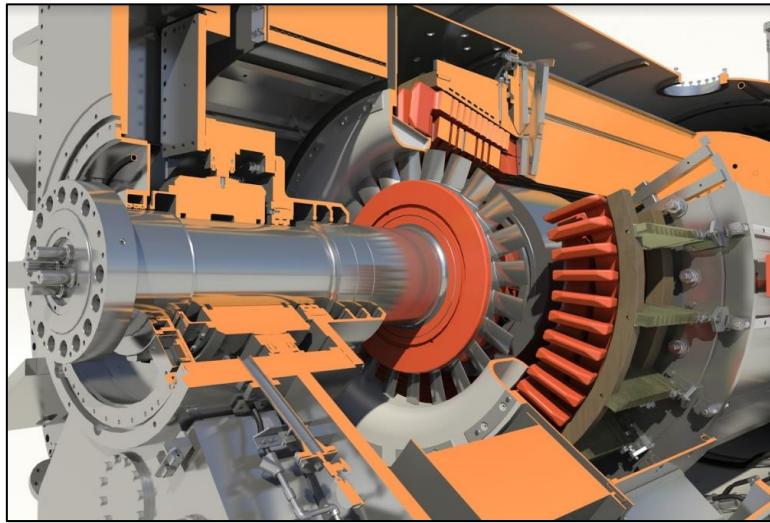


Ilustración 2-3: Esquema rotor y estator generador

2.3.3. Principio de funcionamiento del generador síncrono

Como se ha mencionado anteriormente, el principio de funcionamiento de los generadores se basa en el fenómeno de inducción electromagnética, cumpliendo la Ley de Faraday que enuncia que “el voltaje inducido en un circuito es directamente proporcional al cambio de flujo magnético en un conductor o espira”. De forma que, una corriente continua que fluye en el devanado del rotor produce un campo magnético que rota dentro de la máquina y que a su vez induce una tensión en el estator del generador síncrono. El generador síncrono de corriente alterna funciona cambiando constantemente la polaridad para que haya movimiento y se genere así la energía.

La cantidad de corriente inducida dependerá de la cantidad de flujo magnético. A mayor cantidad de flujo magnético, mayor variación de flujo se generará y por lo tanto mayor fuerza electromotriz (f.e.m.). Siendo la fuerza electromotriz el trabajo realizado internamente por el generador para pasar la unidad de carga positiva del polo negativo al polo positivo.

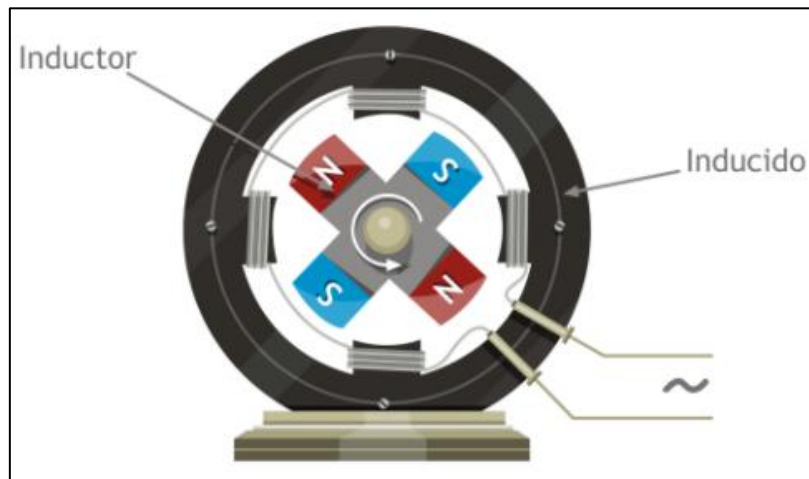


Ilustración 2-4: Modelización del funcionamiento de un generador [2]

Los generadores síncronos están acoplados a una máquina motriz que les genera la energía mecánica en forma de rotación. Según la máquina motriz se distinguen tres tipos: máquinas de vapor, motores de combustión interna y turbinas hidráulicas.

Además, los generadores síncronos necesitan una fuente continua que alimente al sistema inductor. Por eso en el interior del rotor se encuentra la excitatriz, que es la encargada de suministrar la corriente de excitación. Existen varios tipos de sistemas de excitación en función de cómo producen el flujo magnético.

2.3.4. Clasificación de generadores según potencia

Según su importancia en el comportamiento y estabilidad del Sistema Eléctrico, los generadores se clasificarán acorde a su potencia en varios tipos (Tabla 2-1):

	Potencia	Tipo
Grupo A	>200 MVA	Turbogeneradores (Nucleares y convencionales)
Grupo B	50-200 MVA	Turbogeneradores
Grupo C	>50 MVA	Generadores hidráulicos
Grupo D	> 25 MVA	Grupos de bombeo

Tabla 2-1: Clasificación de generadores según potencia [9]

2.4. Faltas y perturbaciones en generadores

Se define como falta o perturbación a la alteración no deseada de las condiciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico [10].

El generador puede sufrir faltas o perturbaciones que comprometan tanto su propia estabilidad como la estabilidad de la red, por eso se debe crear un sistema de protección adecuado que esté preparado para afrontarlo. Dichas perturbaciones pueden ser de tipo mecánico o de tipo eléctrico. Vienen provocadas por fallos en el sistema debido a diferentes causas: factores atmosféricos, envejecimiento de elementos, factores humanos, animales y vegetación y fallos electromecánicos. Además los generadores se ven afectados por el correcto funcionamiento del resto de elementos de la red.

Independientemente de la causa que provoca el fallo, el desperfecto causará situaciones anormales en la operación del sistema. Normalmente, en el sistema eléctrico los valores que se deben controlar son: la intensidad, la tensión, la frecuencia y la potencia, para así poder detectar la aparición de faltas o perturbaciones.

Las consecuencias provocadas por la aparición de faltas en el sistema suelen ser la pérdida de estabilidad, un mal servicio y daños en los equipos, como un deterioro del aislamiento, esfuerzos electrodinámicos o calentamientos, lo que supone enormes inconvenientes tanto técnicos como económicos.

Además, las faltas que se presentan en la red son alimentadas por el generador, de forma que si no son despejadas por los sistemas de protección, perjudican al generador en mayor o menor medida dependiendo de la falta. Debido a esto, las protecciones del generador tienen que actuar como protección de respaldo ante faltas externas.

2.4.1. Tipos de faltas y perturbaciones

Existen multitud de fallos en el sistema eléctrico. Dichos fallos se pueden dividir en dos grupos:

- **Perturbaciones:** Son defectos externos al generador, que alteran o que podrían alterar el estado y el correcto funcionamiento del generador.
- **Faltas:** Son defectos internos del generador. Se considera una falta interna a aquella falta que se da en la zona de protección del generador, y una falta externa a aquella que se da fuera de la zona de protección del generador.

Hay diferentes tipos de faltas y perturbaciones, entre las que destacan las siguientes:

- **Sobretensiones:**

Se define como sobretensión a las condiciones de operación en las cuales se excede la tensión máxima permisible, teniendo en cuenta que la tensión máxima normalmente se establece a un valor del 105-110% de la tensión nominal.

Se distinguen dos tipos de sobretensiones:

- Sobretensión de origen externo: La sobretensión de origen externo es aquella sobretensión que se debe a factores externos como descargas atmosféricas (rayos).
- Sobretensión de origen interno: La sobretensión de origen interno es aquella sobretensión que se debe a factores internos como cortocircuitos monofásicos, eliminación de una falta, conexión y desconexión de líneas en vacío, conexión y desconexión de bancos de condensadores, y corte de pequeñas corrientes inductivas.

- **Subtensiones:**

Se define como situación de subtensión, aquella en la que la tensión es inferior a la tensión nominal de funcionamiento del circuito.

Las subtensiones suelen deberse a faltas de cortocircuito en la red, arranque de motores de gran potencia, sobrecarga de transformadores de potencia, etc. Los efectos que provocan son más o menos importantes según su duración.

- **Sobrecargas:**

Se define como sobrecarga a la operación del sistema eléctrico cuando la intensidad que fluye es hasta dos veces mayor que la intensidad nominal. Las sobrecargas se producen debido a cortocircuitos mal aislados o excesos de carga.

- **Oscilaciones de potencia:**

Las oscilaciones de potencia son especialmente graves tanto para el generador como para la turbina, normalmente son causadas por la conexión y desconexión de circuitos del sistema eléctrico. Los reguladores de velocidad se utilizan para controlar este tipo de anomalías en el sistema.

- **Cortocircuitos:**

Los cortocircuitos son fenómenos eléctricos producidos por el contacto entre dos puntos con diferencia de potencial, provocando una circulación de intensidad entre ellos varias veces mayor a la intensidad nominal. Generalmente es de 5 a 20 veces la corriente nominal del sistema. Este valor, dependerá de varios factores como del número de generadores conectados a la red, el tipo de falta, el régimen de puesta a tierra de la instalación, etc.

Existen dos tipos de cortocircuitos según cómo se produce el contacto: contacto directo entre fase-fase o fase-tierra, o por ruptura de aislamiento, es decir, como consecuencia de un arco eléctrico que atraviesa el medio aislante.

Los cortocircuitos también se dividen según el número de fases afectadas en trifásico, bifásico, monofásico, trifásico a tierra y bifásico a tierra. El más común es el cortocircuito monofásico y el más perjudicial el trifásico.

Las consecuencias de un cortocircuito dependen de la ubicación del mismo, de la potencia asociada y de la duración. Sus efectos más comunes son: destrucción del lugar afectado, esfuerzos mecánicos, sobrecalentamientos, interrupción del suministro de energía eléctrica, sobretensiones, oscilaciones de potencia, etc.

- **Fase abierta:**

Consiste en la no existencia de continuidad eléctrica de una o más fases del circuito eléctrico. Este tipo de faltas normalmente son debidas al incorrecto funcionamiento de los interruptores automáticos de potencia, o a la interrupción de uno o dos conductores que forman el sistema trifásico en el cual se encuentra conectado el generador. La presencia de circuitos abiertos genera condiciones de funcionamiento desequilibradas, como intensidades y/o tensiones desequilibradas.

Este tipo de defecto ha cobrado mucha importancia en la actualidad porque, en algunos casos es muy difícil, o casi imposible, detectar la condición de fase abierta.

2.4.2. Estadísticas de faltas y perturbaciones

Es importante disponer de datos estadísticos sobre la ocurrencia de las faltas, para así poder proponer un sistema de protección que se ajuste mejor a cada aplicación. A continuación se mostrarán distintas estadísticas [10]:

- Probabilidad de ocurrencia de falta por tipo en sistemas con tensión nominal superior a 115kV.

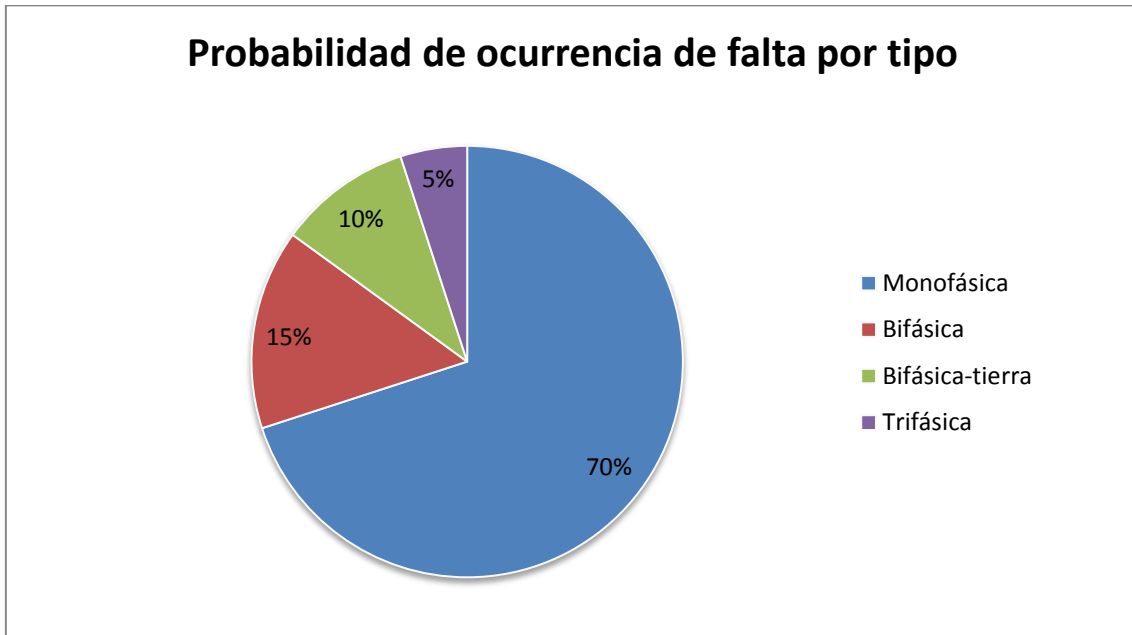


Ilustración 2-5: Gráfico de probabilidad de ocurrencia de falta por tipo

- Faltas en generadores por tipo de causa:

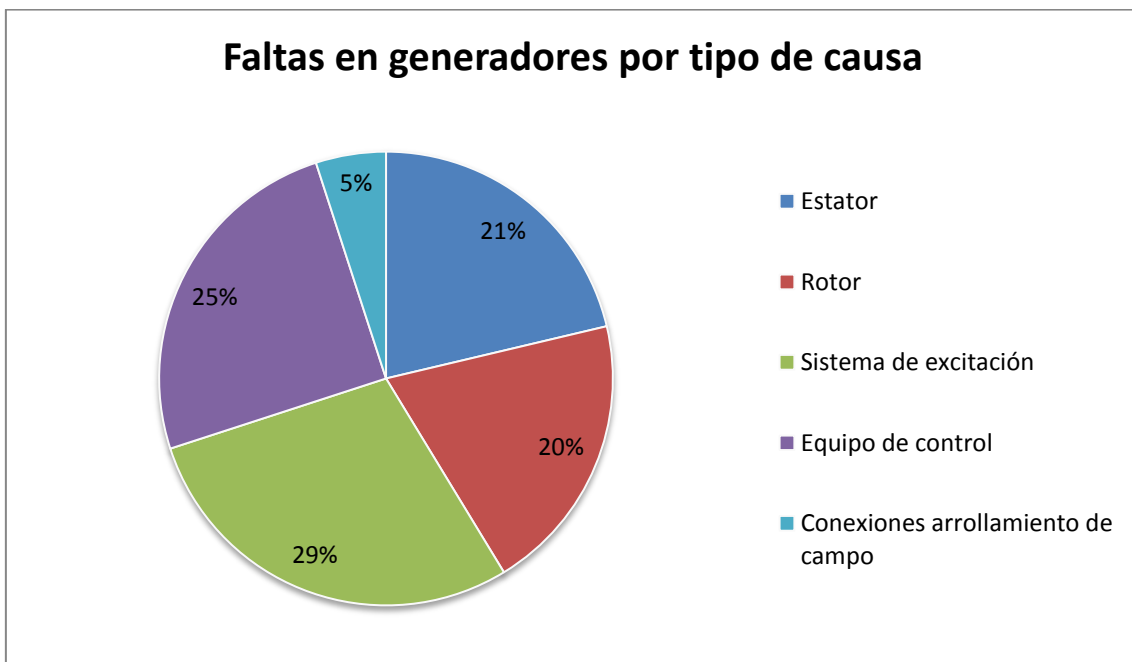


Ilustración 2-6: Gráfico de faltas en generadores por tipo de causa

A modo de resumen, se puede concluir afirmando que la falta que se produce con más frecuencia es la falta monofásica, encontrándose en contrapartida la falta trifásica, como la más improbable.

2.5. Redes de secuencia de un generador

Las redes de secuencia de un generador, red de secuencia positiva, negativa y homopolar/cero, son los circuitos equivalentes que permiten, ante una falta o un cortocircuito desequilibrado (falta monofásica, falta bifásica y falta bifásica a tierra) o ante una condición de fase abierta, hacer los cálculos de intensidad de cortocircuito, pudiendo calcular las intensidades que circulan a través del generador, las tensiones en bornas del generador, así como las intensidades y las tensiones en el punto del defecto. Así mismo, las redes de secuencia de un generador permiten realizar el análisis de falta ante una falta desequilibrada.

A continuación se muestran las tres redes de secuencia de un generador:

- Red de Secuencia Positiva:

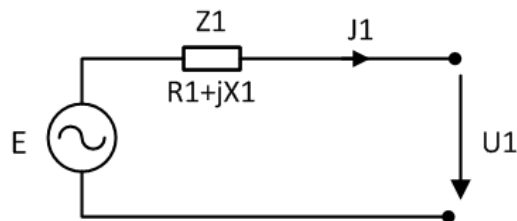


Ilustración 2-7: Red de secuencia positiva

- Red de Secuencia Negativa:

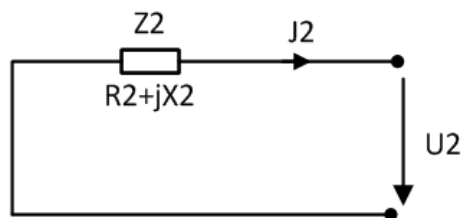


Ilustración 2-8: Red de secuencia negativa

- Red de Secuencia Homopolar o Cero:

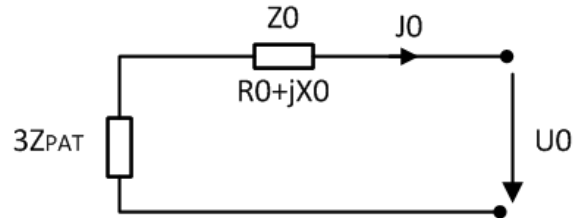


Ilustración 2-9: Red de secuencia homopolar o cero

2.6. Parámetros característicos de un generador

Los parámetros característicos del generador son aquellos valores que caracterizan al generador objeto de estudio y que se utilizan para predecir con cierta precisión el comportamiento del mismo tanto en situaciones estacionarias como transitorias.

Se pueden dividir en tres grupos:

- **Parámetros nominales del generador:**

Son característicos de cada generador, los de la aplicación en estudio se exponen en el apartado 2.7.

Description	Unit
Rated power (S)	kVA (kilovolt-amperes)
Rated Voltage (U) (Phase-to-phase voltage)	kV (kilovolts)
Cosφ or Power Factor (pf)	Unitless
Rpm	Speed in revolutions per minute
Rated current (I) (amperes at rated power and voltage)	A
Inertia constant WR^2	per unit (pu)

Tabla 2-2: Parámetros nominales del generador [6].

- **Reactancias del generador síncrono:**

La variación de la corriente de cortocircuito demuestra la necesidad de diferenciar tres clases de reactancias del generador: la reactancia subtransitoria (x_d''), la reactancia transitoria (x_d') y la reactancia síncrona (x_d).

La componente alterna de la intensidad de cortocircuito empieza con un valor que depende de la reactancia subtransitoria, a continuación, tras unos periodos, disminuye hasta un valor que depende de la reactancia transitoria y, finalmente, decrece lentamente hasta llegar a su valor estacionario definido por su reactancia síncrona, también llamada corriente permanente de cortocircuito.

La componente de corriente continua dependerá del instante de iniciación del cortocircuito y provocará la asimetría de la intensidad de cortocircuito durante los primeros instantes.

Description	Symbol	Turbo-generator Typical values (pu)	Hydro-generator Typical values (pu)
Direct-axis reactance	x_d	1.0-2.1**	0.65-1.50
Quadrature-axis reactance	x_q	1.0-2.1**	0.39-1.00
Direct-axis transient reactance	x_d'	0.11-0.35**	0.20-.50
Quadrature-axis transient reactance	x_q'	0.11-0.35**	0.40-1.00
Direct-axis subtransient reactance	x_d''	0.1-0.24**	0.12-0.36
Quadrature-axis subtransient reactance	x_q''	0.1-0.24**	0.22-0.46
Potier reactance	x_p	0.22-0.29	0.17-0.40
Negative sequence reactance	X_2	0.24-0.30	0.11-0.36
Zero sequence reactance	X_0	0.09-0.145	0.02-0.21
AC armature resistance	r_a	0.00137-0.008	0.003-0.015
Negative sequence resistance	r_2	0.0259-0.0045	0.012-0.20

^{*)} for generators with rated power P in the range = (75-600) MW

^{**)} saturated state

Tabla 2-3: Impedancias del generador síncrono [6]

- **Constantes de tiempo del generador síncrono:**

Para la determinación con respecto del tiempo del desarrollo del fenómeno de los cortocircuitos en generadores, es necesario además de conocer las reactancias del generador, también conocer las constantes del tiempo del mismo, siendo éstas: la constante de tiempo subtransitoria (T_d''), la constante de tiempo transitoria (T_d') y la constante de tiempo de la componente de corriente continua (T_a).



Description	Symbol	Turbo-generator Typical values (s)	Hydro-generator Typical values(s)
Direct-axis transient open –circuit time constant	T_{d0}'	4.9-9.2	1.5-12
Direct-axis transient short-circuit time constant	T_d'	0.85-1.36	0.5-3.3
Direct-axis subtransient short- circuit time constant	T_d''	0.10-0.17	0.01-0.05
Armature short-circuit time constant	T_a	0.04-0.36	0.03-0.25

^{*)} for generators with rated power P = (75-600) MW

Tabla 2-4: Constantes de tiempo del generador síncrono [6]

2.7. Características generales del generador en estudio

A continuación se exponen los datos técnicos del generador en estudio proporcionados por el fabricante del generador.

ESTIMATED GENERATOR DATA

GENERATOR RATING

Data for Proposal No/Electrical Design: D286T27B AUG 24 2016
 ATB 2 146000 kVA 3000 RPM 15000 Volts 0.85 PF 0 psig (0 kPa) 40 °C Gas 124100 kW 5620 Amps
 341 Field Volts 1837 Ft (559.9 m) Alt 0.58 SCR 50 Hz 3 Phase WYE Connection

Exciter Rating

Type Brushless
 338 kW 341 Volts 991 D.C.Amps Field Amps @ Generator rated Load 871

<u>Total temperatures are guaranteed not to exceed:</u>	<u>Insulation Class</u>	<u>Temperature Rise</u>
Stator coils: 122 °C by embedded detector	Armature F	B
Field coils 120 °C by Resistance	Field F	B
Collector Gas Rise 20 °C by RTD		

COOLING WATER REQUIREMENTS @ GENERATOR RATING

Generator Output:	146000	kVA
Loss to Coolers:	1617	kW
Inlet Water Temperature:	36.6	°C
Outlet Cold Gas Temperature	40	°C
Coolant	10 % Ethylene Glycol	
Maximum Fouling Factor:	0.001 ft ² hr °F/ Btu	(0.1761 m ² °K/ kW)
Total Water Flow Required:	700 GPM	(158.9 m ³ /hr) (total for all coolers)
Coolant temperature Max	56	°C
Head Loss Per Cooler:	23.02 Feet of Water	(68.7 kPa)
Maximum Operating Pressure:	125 psig	(861.8 kPa)



DIELECTRIC TESTS (Between coils and ground, 50/60 hertz AC for 1 min)

Stator 31000V

Rotor 3660V

REACTANCES (Per Unit):	Direct Axis	Quadrature Axis
Saturated Synchronous	X_{dv} 1.77	X_{qv} 1.68
Unsaturated Synchronous	X_{di} 1.77	X_{qi} 1.68
Saturated Transient	X'_{dv} 0.185	
Unsaturated Transient	X'_{di} 0.200	X'_{q} 0.365
Saturated Sub transient	X''_{dv} 0.125	X''_{qv} 0.125
Unsaturated Sub transient	X''_{di} 0.150	X''_{qi} 0.150
Saturated Negative Sequence	X_{2v} 0.125	
Unsaturated Negative Sequence	X_{2i} 0.150	
Saturated Zero Sequence	X_{0v} 0.080	
Unsaturated Zero Sequence	X_{0i} 0.080	
Saturated Leakage Reactance	X_{lv} 0.105	
Unsaturated Leakage Reactance	X_{li} 0.110	

FIELD TIME CONSTANTS (Seconds @ 125 °C)

Open Circuit	T'_{d0} 10.1	T'_{q0} 0.6
Three Phase Short Circuit Transient	T'_{d3} 0.94	T'_{q} 0.13
Line To Line Short Circuit Transient	T'_{d2} 1.65	
Line To Neutral Short Circuit Transient	T'_{d1} 1.99	
Short Circuit Sub transient	T''_{d} 0.031	T''_{q} 0.031
Open Circuit Sub transient	T''_{d0} 0.045	T''_{q0} 0.09

ARMATURE DC COMPONENT TIME CONSTANTS (Seconds@ 100 °C)

Three Phase Short Circuit	T_{a3} 0.41
Line To Line Short Circuit	T_{a2} 0.41
Line To Neutral Short Circuit	T_{a1} 0.31

ARMATURE WINDING SEQUENCE RESISTANCES (Per Unit)

Positive	R_1 0.0026
Negative	R_2 0.0126
Zero	R_0 0.0067

Reactance, Resistance and Time Constant data may be interpreted per IEEE 115, Part II.

The base reactance ("UNIT") is calculated by the armature kV squared / MVA.

$$\text{Base reactance} = 1.5411 \quad \text{Ohms}$$

Rotor Short-Time Thermal Capacity, $(I_2)^2t$	8 s
Turbine-Generator Combined Train Inertia, WR^2	477524 lb-ft ² (20123 kg-m ²)
Turbine-Generator Combined Inertia Constant, H	6.8 kW-s/kVA
Three Phase Armature Winding Capacitance	1.0444 μ F
Armature Winding DC Resistance (Per Phase)	0.001753 Ω (100 °C)
Field Winding DC Resistance	0.349 Ω (125 °C)
Field Current At Rated Kva, Armature Voltage, & PF	871 A
Field Current At Rated Kva, Armature Voltage, 0 PF Lagging*	1047 A
(* For Systems Study Only - Not Allowable Operating Point)	

**MACHINE SATURATION DATA**

S/1.0 = 0.1647	Machine saturation may be calculated from the data of curves A and B of
S/1.2 = 0.7039	“ESTIMATED SATURATION AND SYNCHRONOUS IMPEDANCE CURVES”.
	“S/1.0” is the field amp difference from B to A divided by the field amp of A at 1.0 pu voltage.

X/R RATIO

X/R = 111	X/R ratio equals “XPP/DV” * base reactance / armature DC resistance at 100 C
-----------	--

Tabla 2-5: Datos técnicos del generador en estudio

2.8. Sistema de protección y control

Toda instalación eléctrica debe ser dotada de un sistema de protección y control con objeto de vigilar y detectar las perturbaciones y faltas que puedan alterar el estado del generador, así como su correcto funcionamiento. Además, el objeto de dichos sistemas es que, una vez detectada la falta, el generador debe ser desconectado, aislado, de la red para impedir o minimizar los daños en el generador, así como contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico.

Dicho esquema de protección estará compuesto por un conjunto de equipos principales y de material auxiliar montados y cableados adecuadamente en armarios para realizar las funciones de protección y control. Su función es vigilar y detectar las perturbaciones y faltas, así como mantener la seguridad en la instalación con el fin de alargar la vida útil de los equipos instalados despejando de forma eficiente, rápida y selectiva el mayor número de faltas posibles.

El sistema de generación, y en concreto el generador, es uno de los elementos más complejos de la red eléctrica, considerándose por lo tanto, uno de los elementos más importantes a proteger. Ya que es un sistema altamente complejo y de alto impacto económico debe ser dotado de un adecuado sistema de protección y control.

El sistema de protección se propondrá en función de las faltas que se pueden ocasionar en el sistema de generación, dichas faltas se pueden dividir en dos grandes grupos: faltas internas (en nuestro caso, faltas en el generador) y faltas externas (faltas producidas en la red eléctrica).

Se puede concluir afirmando que la protección del sistema de generación es de vital importancia ya que la no actuación de las protecciones ante faltas generaría unas graves consecuencias, incluso llegando a dejar inservible al propio generador.

Las consecuencias que pueden derivarse de la pérdida o mal funcionamiento de un generador son dignas de tener en cuenta por relevantes. Pudiendo ir desde la variación del suministro eléctrico que podría conducir a un mal funcionamiento o averías en maquinarias y

servicios hasta la total interrupción de dicho suministro eléctrico que a su vez podría ocasionar un enorme impacto en pérdidas económicas y/o responsabilidades.

Es por esto que el diseño del esquema de protección y control es de gran importancia, y la valoración de su coste habitualmente está ligada a la importancia del elemento a proteger.

La siguiente figura (Ilustración 2-10) muestra el esquema eléctrico unifilar simplificado con las funciones de protección:

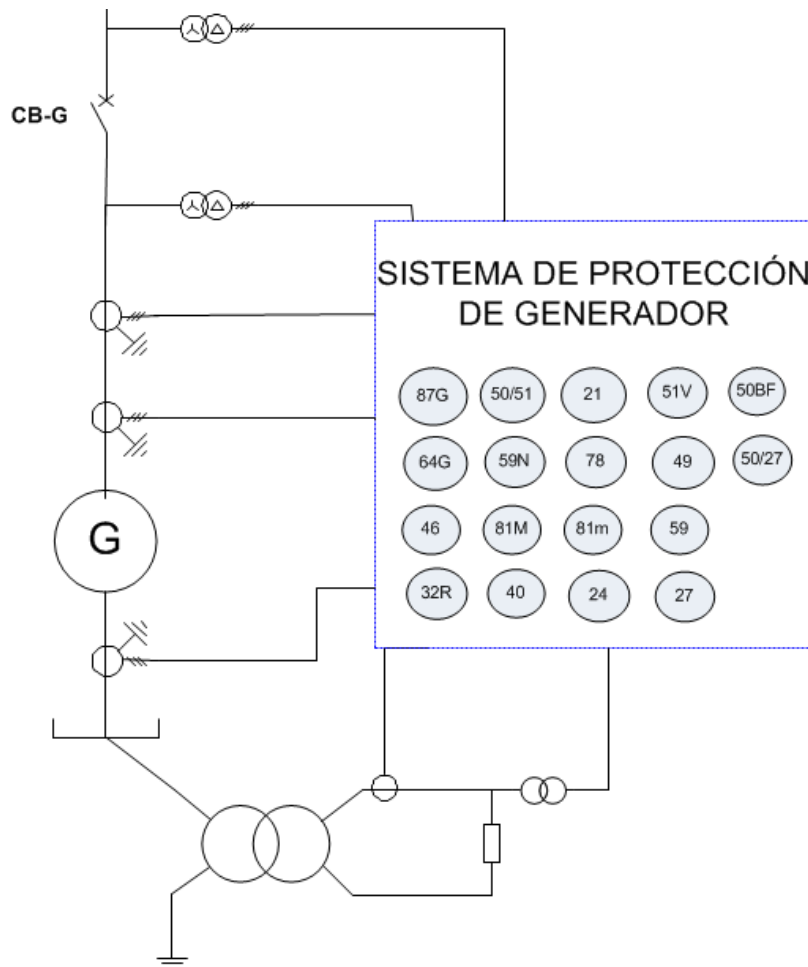


Ilustración 2-10: Esquema eléctrico unifilar simplificado con funciones de protección

Capítulo 3

**SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE
GENERADOR**

3. SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE GENERADOR

3.1. Introducción al sistema de protección de generador

El generador constituye uno de los elementos más importantes del sistema eléctrico de potencia por lo que es muy importante que esté dotado de un buen sistema de protección y control capaz de protegerlo. Cabe destacar que cada sistema de protección varía mucho según los requerimientos de la aplicación a la que se destina.

3.1.1. Definición del sistema de protección

Los sistemas de protección [3] en los sistemas eléctricos de potencia son mecanismo utilizados con el fin de monitorizar y prevenir los daños producidos por faltas o anomalías. Su función es detectar y minimizar las consecuencias de estos fallos y/o malfuncionamientos evitando la destrucción parcial o total de los equipos o de las instalaciones. Su cometido es aislar la parte dónde se ha producido el desperfecto de tal forma que se evite en la mayor medida posible que la red eléctrica se vea afectada, limitar el daño a los equipos, aumentar la seguridad y minimizar el riesgo de dañar otros equipos adyacentes.

3.1.2. Elementos del sistema de protección

El sistema de protección y control está formado por varios elementos [3]:

- **Elementos de medición:** Dentro de este grupo se encuentran los transformadores de intensidad (TI) y los transformadores de tensión (TT) uniendo la red de potencia con los equipos de protección, capaces de reducir la intensidad y la tensión respectivamente de tal forma que los relés puedan trabajar con dichas magnitudes.
- **Relés de protección:** Es el elemento principal de protección, capaz de ordenar disparos automáticos a los dispositivos de maniobra. Se comunican con la red a través de los elementos de medición.
- **Elementos de maniobra:** Estos elementos están en contacto directo con la red de potencia, siendo los encargados de hacer las conexiones o desconexiones oportunas de la red. Entre ellos destacamos los interruptores y seccionadores.



- **Sistema de comunicaciones:** Permite conocer el estado de los elementos de maniobra para realizar operaciones así como el estado de la red. Se distinguen varios niveles del sistema de comunicaciones para operación y control, en función del lugar desde dónde se realiza dicho cometido.
- **Sistema de alimentación del sistema de protección y control:** Los relés de protección se alimentan a través de un sistema de alimentación independiente al sistema protegido para garantizar así su autonomía ante condiciones de falta.

3.1.3. Características de las protecciones

Los sistemas de protección han evolucionado notablemente a lo largo de la historia. Originalmente las primeras protecciones fueron de tipo electromecánicas, en las que se necesitaba un equipo de protección independiente para cada función de protección. A día de hoy, se utilizan los llamados relés digitales o numéricos, equipos de protección capaces de albergar numerosas funciones de protección.

Las protecciones no pueden prevenir faltas en el sistema, pero al poder despejar las faltas selectivamente en milisegundos consiguen limitar el daño causado por las mismas, proteger a las personas y garantizar el suministro de la red. Para ello, el sistema de protección y control debe estar correctamente diseñado.

Los equipos de protección tienen una serie de características que los definen:

- **Fiabilidad:** La fiabilidad es equiparable a la disponibilidad del equipo, a mayor fiabilidad, menor riesgo de fallo en el disparo. Esta característica es capaz de medir la operatividad (funciona correctamente), la seguridad (no actúa cuando no debe) y la obediencia (actúa cuando debe) de los relés de protección.
- **Selectividad:** Característica asociada a la discriminación entre las condiciones ante las que el relé debe o no debe actuar. Además su otro objetivo es disparar el menor número posible de interruptores.
- **Rapidez:** Es el tiempo entre la aparición de la falta y el disparo. Sirve para minimizar los daños y reducir los problemas de estabilidad, garantizando la seguridad de las personas y del servicio.
- **Sensibilidad:** Es el valor inferior del rango de ajuste de la protección.
- **Estabilidad:** En protecciones de alcance cerrado, indica la capacidad de la protección de permanecer inerte ante cualquier falta fuera de su zona.

Se define como zona de protección, a la zona delimitada principalmente por la posición de los transformadores de intensidad (TIs).

El alcance de una protección es la parte de la red eléctrica en la que la presencia de una perturbación es detectada por la protección. Puede ser de dos tipos:

- **Alcance cerrado:** Son aquellas cuyo radio de acción queda perfectamente delimitado por los transformadores de intensidad (TIs).
- **Alcance abierto:** Son aquellas cuyo radio de acción se extiende a lo largo del sistema protegido sin límites perfectamente definidos.

3.1.4. Actuación de las protecciones

La actuación básica de los equipos de protección se divide en tres fases:

- **Arranque:** Se considera que una protección ha arrancado cuando al detectar una perturbación se produce un cambio de estado.
- **Disparo:** Una vez que la protección ha decidido que debe actuar, genera el llamado disparo, que consiste en el cierre de los contactos del relé de disparo o alarma.
- **Rearme:** Reposición de los contactos del relé de disparo o alarma.

3.1.5. Protecciones primarias y de respaldo

El sistema de protección de una aplicación específica puede estar formado por protecciones principales y protecciones secundarias. Éstas últimas también denominadas protecciones de respaldo, y divididas en dos tipos, protecciones de respaldo local y protecciones de respaldo remoto, según su funcionalidad.

Dependiendo de la importancia del elemento a proteger, el sistema de protección estará formado únicamente por protecciones primarias, o por protecciones primarias y protecciones secundarias.

- **Protección primaria:** Detecta faltas en el elemento protegido y lo aísla de la red en el menor tiempo posible. Se caracterizan por su selectividad y porque su alcance debe coincidir con la zona de protección
- **Protección secundaria o de respaldo:** Duplica a la protección primaria de tal forma que garantiza que ante una condición de falta no detectada o no despejada por la protección primaria ésta lo pueda hacer como método alternativo. Además, cuando las protecciones primarias están fuera de servicio, por ejemplo por razones de mantenimiento, esta protección debe ser capaz de dar soporte al sistema.



Las protecciones primarias y de respaldo deben complementarse, por lo que la actuación de la protección de respaldo se temporiza para así dar tiempo a que actúen las primarias o principales.

A veces, se producen faltas en zonas adyacentes a nuestra instalación que no son despejadas por sus propios sistemas de protección. En estos casos las protecciones principales de los elementos adyacentes serían las encargadas de despejar la falta aislando la zona damnificada.

Para que el sistema de protección y control sea fiable rápido y selectivo, debe tener un diseño adecuado a la aplicación, contar con equipos de calidad, tener una correcta puesta en servicio, una correcta parametrización, auto vigilancia y someterse a pruebas periódicas.

3.2. Funciones de protección

Los equipos de protección, compuestos por funciones de protección, son los elementos más importantes de los sistemas de protección. Su funcionalidad se divide en tres fases:

- **Acondicionamiento de señales:** Esta etapa consiste en acondicionar las señales de entrada en datos que puedan ser procesados por el relé. Por ejemplo, dependiendo del tipo de función y del algoritmo empleado, los relés de protección pueden trabajar con valores instantáneos, con el valor medio, con los fasores de intensidad y tensión, etc.
- **Aplicación de funciones de protección:** Una vez que el relé dispone de los datos que debe procesar, aplica los criterios de ajuste que le hayan sido implementados. Estos criterios se construyen y se agrupan mediante las llamadas funciones de protección. La complejidad del sistema de protección de las aplicaciones exige la implementación de varias funciones de protección.
- **Lógica de disparo:** Una vez procesadas las funciones de protección, se analizan de manera conjunta mediante una lógica de disparo previamente implementada que es la responsable de tomar la decisión de cómo debe actuar la protección.

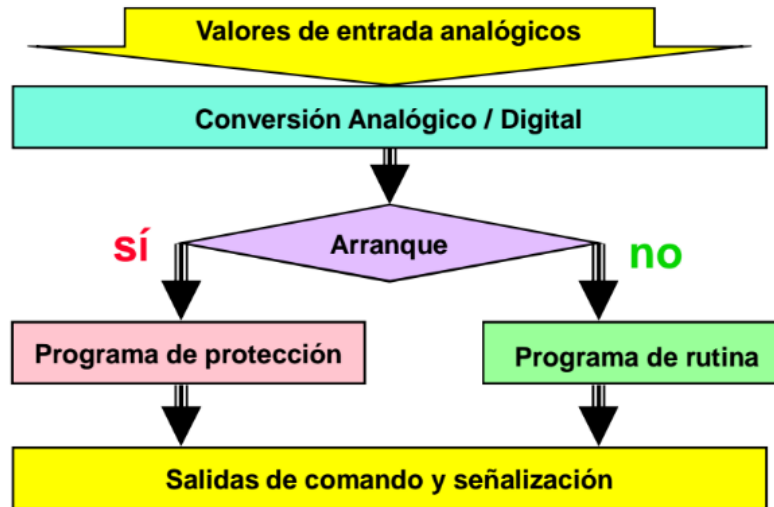


Ilustración 3-1: Diagrama básico de actuación de una protección [9]

Las funciones de protección estudiadas durante la realización del presente proyecto se describen en el apartado 5.1.2.



3.2.1. Clasificación según potencia

Según la potencia del generador se recomiendan distintas funciones de protección. Esta recomendación no está estandarizada, cada fabricante tiene la suya, y se basa primordialmente en la relación entre el coste y la importancia del elemento a proteger, en este caso el generador. La siguiente tabla (Tabla 3-1) muestra un ejemplo de un reconocido fabricante:

Función de Protección	Código ANSI	Potencia nominal de generador [MVA]			
		<5	5 - 50	50 – 200	> 200
Falta a tierra estator (90%)	64, 59N, 67N	X	X	X	X
Falta a tierra estator (100%)	64 (100%), 27TN			X	X
Diferencial	87G, 87T	o	X	X	X
Sobreintensidad	50, 51V	X	X	o	o
Impedancia	21			X	X
Falta entre espiras				X ¹⁾	X ¹⁾
Falta a tierra rotor	64R	o	X	X	X
Cargas desequilibradas	46		X	X	X
Subexcitación	40	o	X	X	X
Pérdida de sincronismo	78			o	X
Sobrecarga estator	49	X	X	X	X
Sobrecarga rotor	49R				X
Sobretensión	59	X	X	X	X
Sobrefrecuencia	81M	X	X	X	X
Subfrecuencia	81m		X	X	X
Potencia inversa	32R	X	X	X	X
Mínima tensión	27	Y	Y	Y	Y
Sobreexcitación	24		o	X	X

Tabla 3-1: Funciones de protección recomendadas según potencia del generador [6]

Dónde:

X: Recomendado

o: Opcional

Y: Centrales de almacenamiento por bombeo (motores/ desplazamiento de fases).

X¹⁾: Recomendado en generadores con devanados de fase divididos

3.2.2. Clasificación según perturbación

Según la perturbación o falta a la que se vea sometido el sistema, se necesitará de la actuación de unas u otras funciones de protección. La siguiente tabla (Tabla 3-2) muestra la clasificación de funciones de protección según la falta y las causas que la provocan:

FALTA	CAUSA	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN
Sobrecarga	Potencia absorbida > potencia generada. Fallo de los reguladores	Sobrecarga por imagen térmica
Cortocircuitos trifásicos o bifásicos	Deterioro del aislamiento. Sobretensiones. Defecto o desplazamiento del bobinado.	Diferencial Sobreintensidad
Faltas a tierra en el estator	Deterioro del aislamiento. Sobretensiones. Defecto o desplazamiento del bobinado.	Detección de faltas a tierra en estator: hasta 90% con U_0/I_0 ; 100% con tercer armónico o con señal de 20 Hz
Faltas a tierra en el rotor	Fatiga del aislamiento. Fatiga del material. Desgaste de las escobillas y de los anillos.	Detección de faltas a tierra en el rotor: con señal de 50Hz o con señal de 1...3Hz
Asimetría entre las fases: I/U	Desequilibrio de I/U. Faltas bifásica y monofásica. Rotura de cable.	Carga desequilibrada
Potencia inversa	Fallo de la turbina. Parada.	Potencia inversa con temporización dependiente de la válvula
Velocidad irregular	Variaciones rápidas de la potencia. Sobrecarga. Fallo del regulador de velocidad.	Sobre y subfrecuencia
Sobre y subtensión	Fallo del regulador de excitación.	Sobre y subtensión
Subexcitación	Fallo en la excitación o en su regulador. Demanda excesiva de potencia reactiva.	Subexcitación

Tabla 3-2: Funciones de protección según perturbación

3.2.3. Matriz de disparos genérica

El relé de protección se diseña de tal forma que debe tener bien definidos los límites entre las condiciones de falta para las cuales debe actuar y viceversa. La protección de generador debe disparar de forma distinta en función de la naturaleza de la falta. Puede variar desde la retirada completa de una central de generación de servicio, una vez se haya detectado una falta o anomalía, hasta la desconexión de los servicios auxiliares.

Para ello se dispone de la denominada matriz de disparos, la cual depende en gran medida de la configuración de la planta. Formada por el cuadro que se tiene que operar por un lado y las funciones de protección por otro de forma que se relacione cada función con el apartado sobre el que debe actuar.

La matriz de disparos depende de las recomendaciones, de la experiencia, así como de las condiciones de funcionamiento. Actualmente se configura a través del propio software utilizado para el sistema de protección. En ocasiones, utiliza relés auxiliares ya que la protección no siempre dispone de todas las salidas libres de potencial necesarias. Además, se tiene la opción de configurar la secuencia de disparo individual de cada función de protección para que sea operada directamente.

La siguiente figura (Ilustración 3-2), muestra un ejemplo de matriz de disparos genérica o típica para generadores de baja potencia.

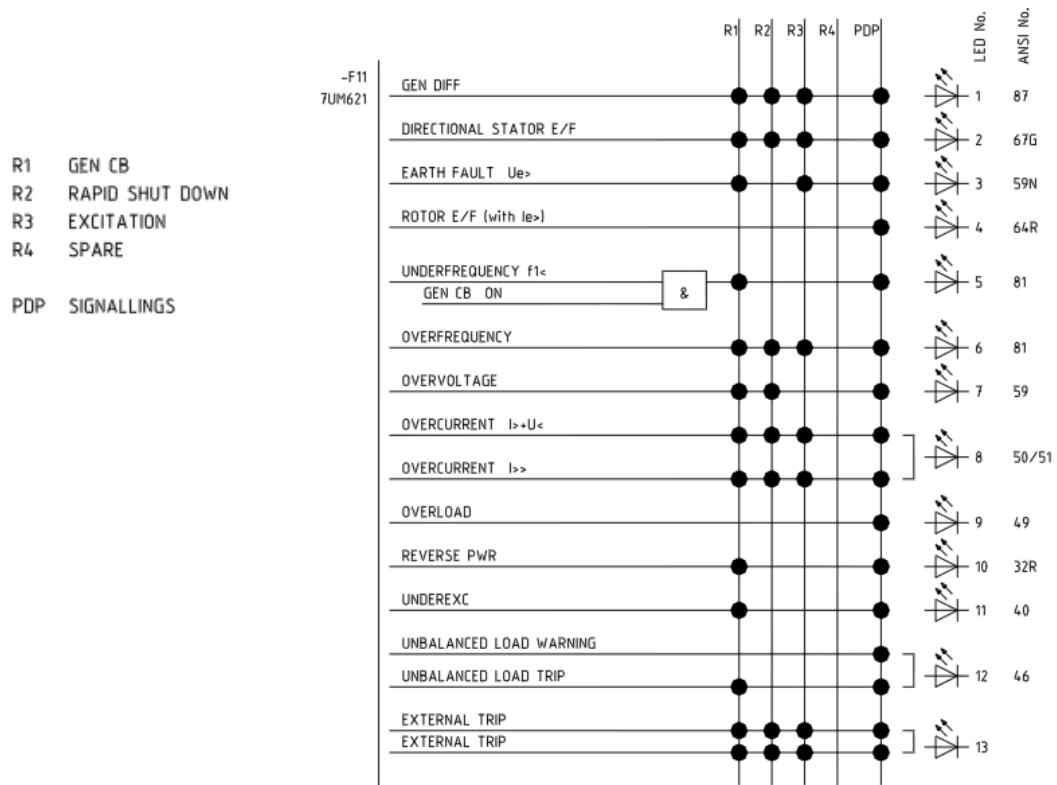


Ilustración 3-2: Matriz de disparos para un sistema de generación de baja potencia

En función de la complejidad del sistema, la matriz de disparos se podrá complicar más o menos. La siguiente figura (Ilustración 3-3) muestra un ejemplo de matriz de disparo para un sistema de generación de alta potencia en el que se puede ver la lógica de disparo.

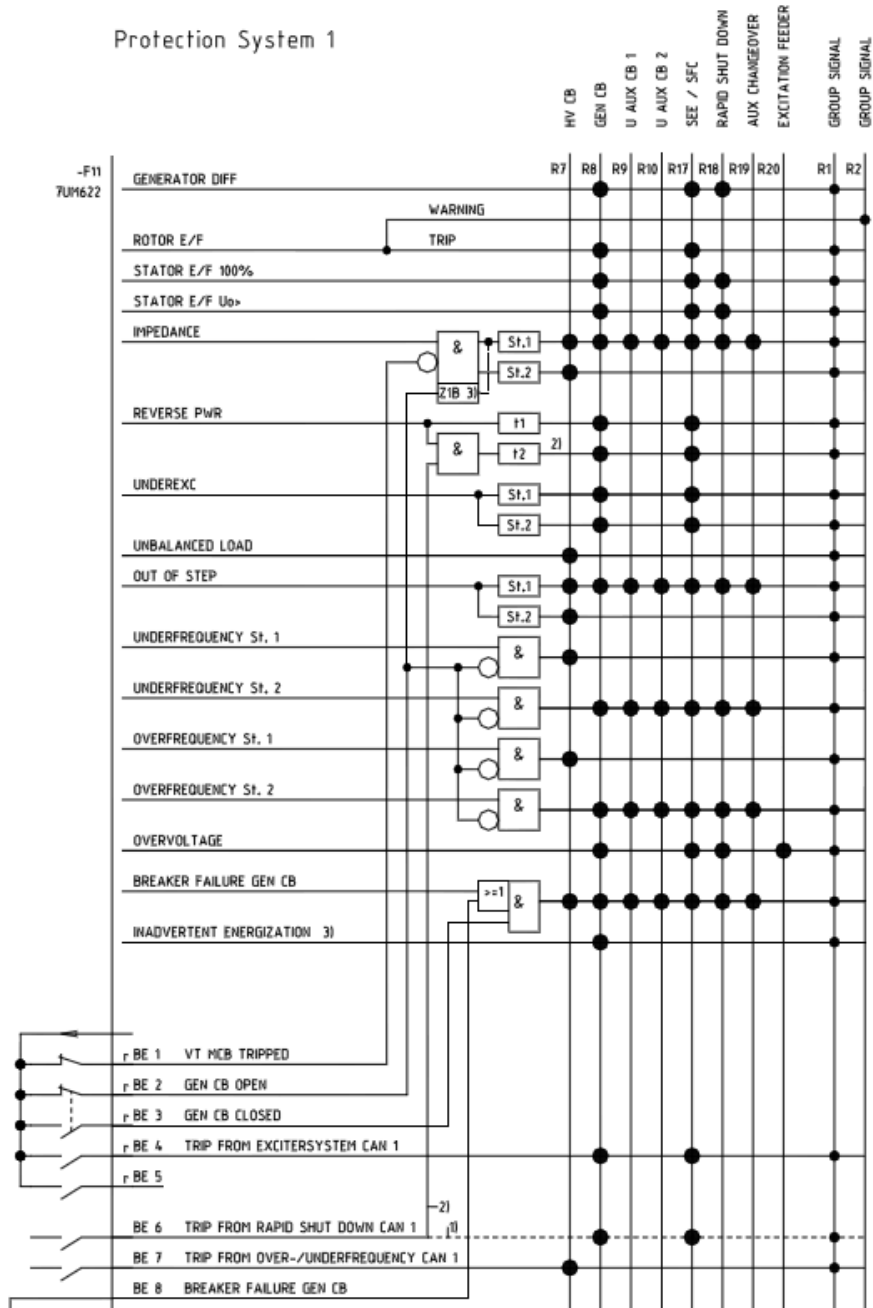


Ilustración 3-3: Matriz de disparos para un sistema de generación de alta potencia

3.3. Clasificación de sistemas de protección de generador en base a la redundancia

Los sistemas de protección se pueden dividir atendiendo a la redundancia en tres tipos: simple o sin redundancia (Ilustración 3-4), redundancia parcial (Ilustración 3-5) y redundancia completa (Ilustración 3-5).

- **Sistema de protección simple:**

Dispone de un único sistema de protección, por lo que se arriesga a que si se produce un fallo en el mismo la instalación puede quedar completamente desprotegida por lo que no es recomendable su utilización.

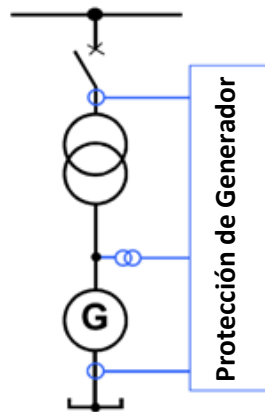


Ilustración 3-4: Esquema de protección sin redundancia

- **Sistema de protección de redundancia parcial:**

Constituido por dos sistemas de protección distintos, con funciones de protección distintas. Su principal inconveniente es que normalmente comparte todos o algunos de los elementos de medición, lo que aumenta el riesgo en caso de que se produjera un fallo en ellos ya que se perderían ambos sistemas. Aun así, es el sistema más común debido a razones de coste.

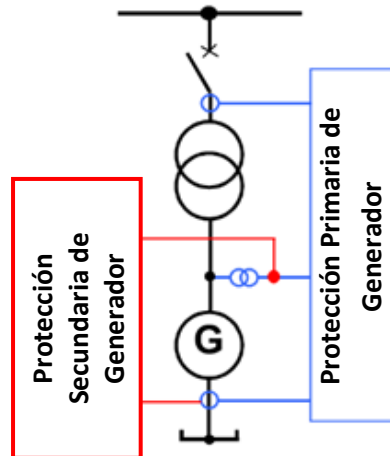


Ilustración 3-5: Esquema de protección de redundancia parcial

- **Sistema de protección de redundancia completa:**

Consiste en la duplicación completa del sistema de protección, llegando incluso a duplicar los elementos de medida, las fuentes de alimentación de las protecciones, etc. Es el método más seguro pero a su vez es con diferencia el más costoso, por esto su utilización es mucho menos habitual.

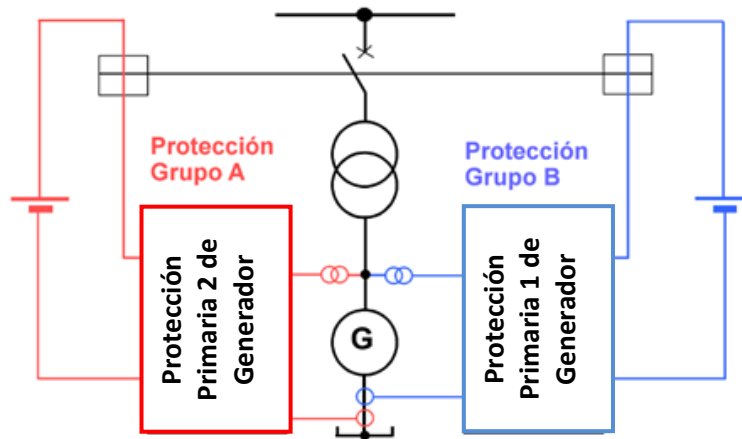


Ilustración 3-6: Esquema de protección de redundancia completa

3.4. Esquema de protección objeto de estudio

3.4.1. Esquema de redundancia completa para Generador, Transformador Principal y Transformador de Servicios Auxiliares

La siguiente figura (Ilustración 3-7) muestra el esquema de redundancia completa que se va a seguir para la presente aplicación.

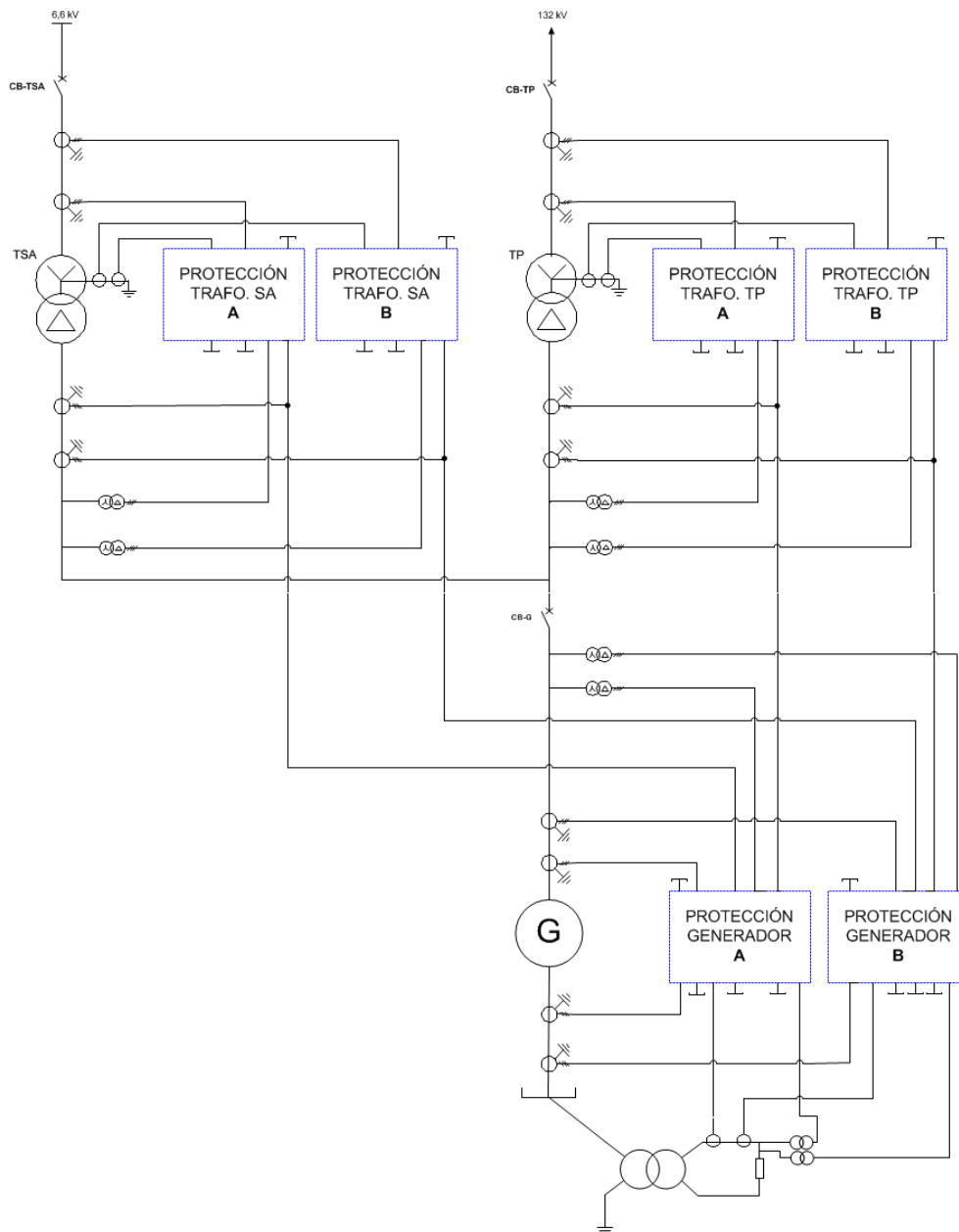


Ilustración 3-7: Esquema de redundancia completa de la instalación

3.4.2. Esquema de protección detallado de generador de redundancia completa

La siguiente figura (Ilustración 3-8) muestra el esquema de protección detallado de generador de redundancia completa finalmente elegido para la instalación.

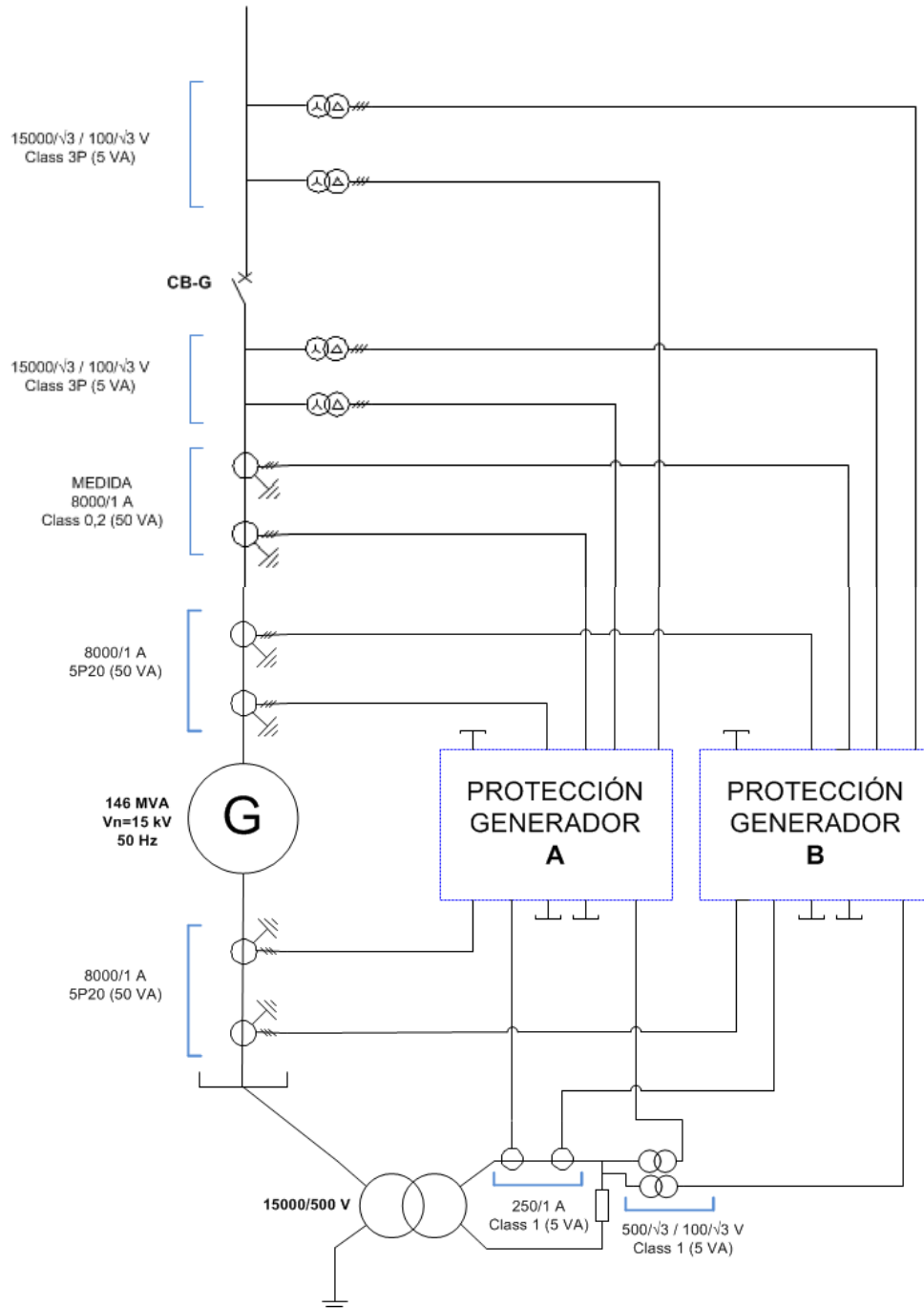


Ilustración 3-8: Esquema detallado de redundancia completa de generador

3.4.3. Esquema eléctrico unifilar de la protección de generador A

La siguiente figura (Ilustración 3-9) muestra el esquema eléctrico unifilar de la protección de generador A, en el que se muestran las funciones de protección empleadas, así como, las medidas de tensión e intensidad utilizadas para cada una de ellas.

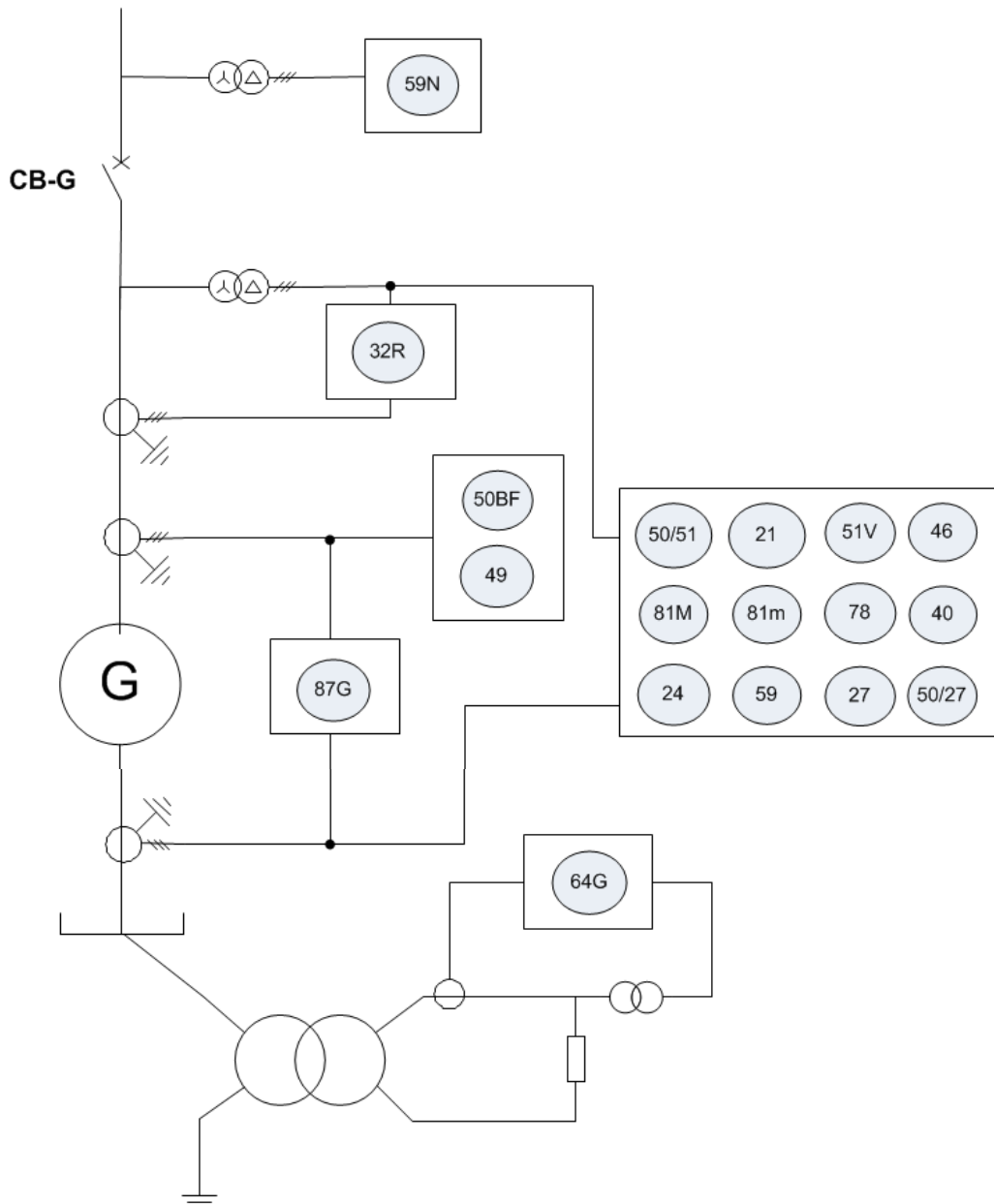


Ilustración 3-9: Esquema unifilar de la protección de generador A

Capítulo 4

RÉGIMENES DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO EN GENERADORES



4. REGÍMENES DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO EN GENERADORES:

4.1. INTRODUCCIÓN

A lo largo del capítulo 4 se van a estudiar los diferentes métodos de régimen de puesta a tierra del neutro en generadores [31] [32]. Se diferencian por la conexión del punto neutro y por la técnica de funcionamiento utilizada. Se pueden distinguir tres grandes grupos: neutro aislado, neutro puesto a tierra de forma rígida y neutro puesto a tierra a través de impedancia de puesta a tierra.

El régimen de puesta a tierra de una instalación tiene como objetivo principal facilitar la protección del arrollamiento del estator y del sistema asociado contra el daño causado por condiciones eléctricas anómalas. De forma que se consigue la limitación de las intensidades de cortocircuito, consiguiendo así acotar los daños al generador, y la reducción del nivel de sobretensiones excesivas, que atentan contra el aislamiento eléctrico, generando cortocircuitos.

El método de puesta a tierra no influye sobre el funcionamiento en condiciones normales del sistema, pero sí en condiciones de falta a tierra.

Actualmente, la elección de la puesta a tierra en sistemas eléctricos de AT se basa en un gran porcentaje en la instalación y uso de equipos similares en entornos análogos o parecidos que permite realizar una elección adecuada conforme a cada aplicación.

4.2. CONSIDERACIONES PARA LA PUESTA A TIERRA EN GENERADORES

La elección de la puesta a tierra en los sistemas eléctricos y, por lo tanto, en generadores eléctricos, tiene en cuenta una serie de consideraciones: técnicas (sobretensiones, intensidades de falta, etc.), de funcionamiento (mantenimiento, continuidad del servicio, etc.), de seguridad, económicas, etc.

Respecto a las consideraciones técnicas, los requisitos principales a tener en cuenta son, la intensidad de falta y las sobretensiones. La optimización de uno de estos requisitos perjudica directamente a los demás. Debido a esto, el régimen de puesta a tierra más utilizado es una solución intermedia, que sería la conexión del neutro a través de una impedancia. Ya que el neutro aislado elimina las corrientes de falta pero crea mayores sobretensiones, y el neutro rígidamente puesto a tierra actúa de manera contraria.

4.3. REGÍMENES DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO EN GENERADORES:

4.3.1. Neutro aislado:

El régimen de puesta a tierra con neutro aislado (Ilustración 4-1) no dispone de conexión de puesta a tierra del neutro de generador, excepto por equipos de medida o protección.

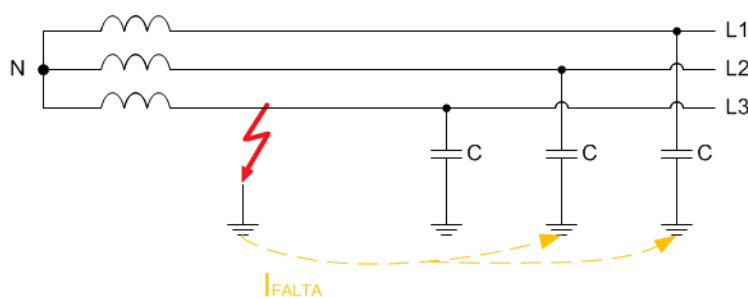


Ilustración 4-1: Falta a tierra en un sistema de neutro aislado

En este tipo de sistemas, la intensidad de falta monofásica a tierra es solamente la pequeña intensidad debido a las capacidades parásitas fase-tierra de las fases sanas. Además, se pueden producir sobretensiones por ferresonancia.

Dicha pequeña intensidad de falta puede mantenerse durante un largo periodo de tiempo, en principio sin provocar ningún daño, aunque esto implica la continua supervisión del sistema, ya que la aparición de un segundo defecto originaría una falta bifásica a tierra que debería ser despejada por los equipos de protección.

Las protecciones más comúnmente utilizadas para este tipo de sistemas son la protección de sobretensión de neutro y la protección de sobreintensidad residual.

La principal ventaja que tiene este régimen de puesta a tierra es el mantenimiento de la continuidad del servicio, debido a que no es necesario un disparo automático con la aparición de una primera falta. Por ello este sistema se utiliza con bastante frecuencia en generadores industriales o en pequeñas centrales de generación, en las cuales la conexión del generador a la red suele ser directa a barras.

4.3.2. Neutro puesto a tierra de forma rígida:

En el régimen de neutro puesto a tierra de forma rígida (Ilustración 4-2) el neutro del generador está puesto a tierra a través de una conexión sin impedancia.

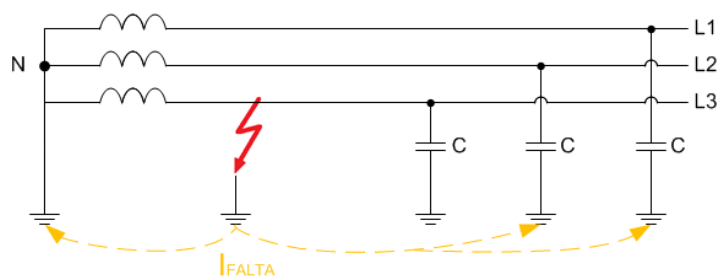


Ilustración 4-2: Falta a tierra en un sistema rígidamente puesto a tierra

Debido a la no existencia de una impedancia limitadora, en caso de falta a monofásica a tierra, la intensidad de cortocircuito es alta, similar al de la corriente de falta trifásica, produciéndose el disparo nada más aparecer un primer defecto.

La principal ventaja que presenta este tipo de sistemas es que permite reducir, casi eliminar, las sobretensiones. En cambio, presenta muchos inconvenientes, entre los que destacan todos los peligros referidos a una alta intensidad de falta y a los peligros que afectan a la seguridad del personal de servicio durante los fallos.

Este sistema es el más empleado en pequeños generadores de baja potencia.

4.3.3. Neutro puesto a tierra a través de impedancia:

El régimen de puesta a tierra del neutro a través de impedancia es el más utilizado, ya que es el que permite limitar la intensidad de falta monofásica a tierra a la vez que reduce las sobretensiones.

4.3.3.1. Neutro puesto a tierra a través de una alta impedancia de puesta a tierra:

El régimen de neutro puesto a tierra a través de una alta impedancia de puesta a tierra se utiliza en grandes generadores, con el devanado del estator conectado en estrella, y

éste a su vez conectado en triángulo al transformador principal y al transformador de servicios auxiliares.

La característica principal de este tipo de sistemas es que la intensidad de falta queda muy limitada, a valores comprendidos entre 10A y 20A.

La filosofía de protección utilizada tiene en cuenta que la intensidad de falta monofásica a tierra no suele ser lo suficientemente grande como para poder ser detectada por una protección de intensidad, por lo tanto, se suelen utilizar protecciones basadas en las medidas de tensión, como son la protección de sobretensión de neutro y la protección diferencial de alta impedancia de neutro.

4.3.3.1.1. Neutro puesto a tierra a través de un transformador de distribución:

El régimen de puesta a tierra de neutro de generador a través de un transformador de distribución (Ilustración 4-3) consiste en conectar el neutro del generador al arrollamiento primario de un transformador y conectar el arrollamiento secundario del transformador a una resistencia de carga.

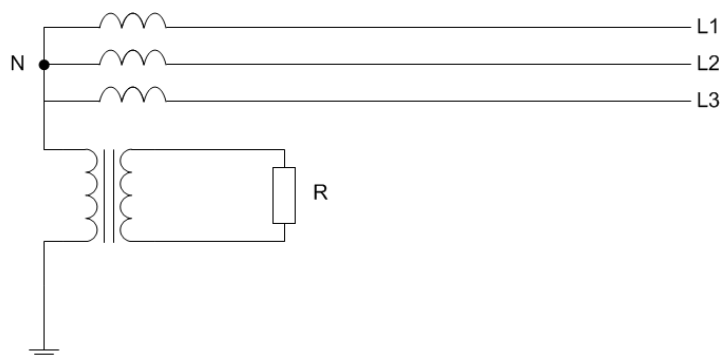


Ilustración 4-3: Neutro puesto a tierra a través de transformador de distribución

La resistencia de carga tiene como objetivo limitar la intensidad de falta monofásica a tierra a valores de entre 3A y 20A.

El transformador de distribución suele tener la tensión nominal primaria de valor igual o mayor que la tensión fase-neutro nominal del generador. La resistencia de carga previene la producción de altas sobretensiones durante faltas a tierra de forma que a medida que aumenta la potencia de disipación de la resistencia disminuyen las sobretensiones.

Las protecciones más utilizadas para este tipo de sistemas es la protección de sobretensión de neutro y además, como protección de respaldo, la protección de sobreintensidad de neutro. Con estas protecciones se consigue proteger aproximadamente entre el 90-95% de los devanados del estator.

4.3.3.1.2. Neutro puesto a tierra a través de una alta resistencia de puesta a tierra:

El régimen de neutro puesta a tierra a través de una alta resistencia de puesta a tierra (Ilustración 4-4) consiste en conectar el neutro del generador a tierra por medio de una resistencia de valor elevado.

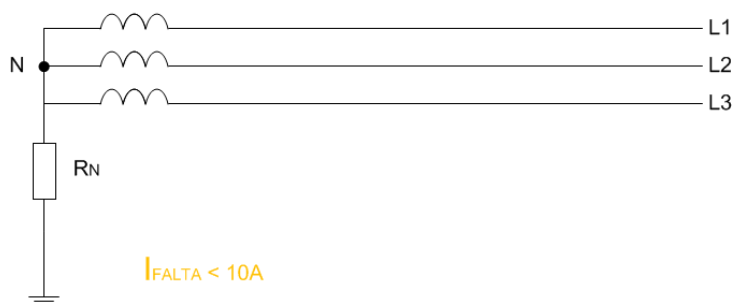


Ilustración 4-4: Neutro puesto a tierra a través de una alta resistencia de PAT

Dicha resistencia tiene como misión limitar la intensidad de falta monofásica a tierra a valores inferiores a 10A.

Las principales ventajas de este tipo de puesta a tierra son, que no es necesario dar disparo instantáneo con la aparición de una primera falta así como la reducción de los daños en el generador y la reducción de las sobretensiones.

Este tipo de régimen de puesta a tierra se utiliza en grandes generadores, en los que aunque habitualmente se limita la intensidad de falta a valores del orden de 200A, actualmente la tendencia es una mayor limitación de la intensidad de falta con el fin de disminuir los daños.

4.3.3.1.3. Neutro puesto a tierra a través de un neutralizador de faltas a tierra (Bobina Petersen):

El régimen de neutro puesto a tierra a través de un neutralizador de faltas a tierra, también llamado régimen de puesta a tierra resonante (Ilustración 4-5), consiste en conectar el neutro del generador a tierra mediante el arrollamiento primario de un transformador de distribución, y conectar el arrollamiento secundario del transformador a una reactancia variable denominada bobina Petersen.

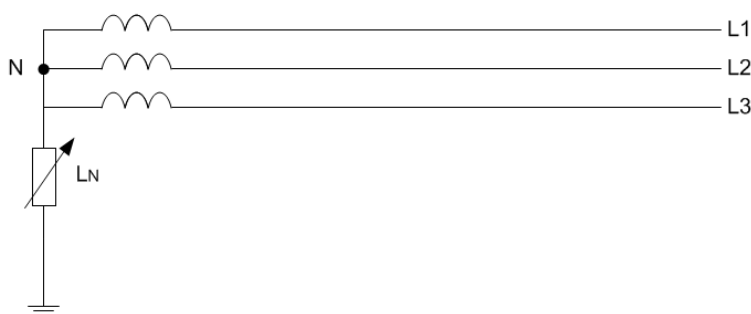


Ilustración 4-5: Neutro puesto a tierra a través de un neutralizador de faltas a tierra

Dicha reactancia variable limitará la intensidad de falta monofásica a tierra a valores menores o iguales a 1A, de forma que con esa intensidad de falta no se podrán mantener arcos eléctricos ni tampoco se dañará el núcleo magnético del estator.

Las principales ventajas que presenta este tipo de régimen de puesta a tierra es que la intensidad de falta es muy reducida y está en fase con la tensión, por lo que en faltas con arco eléctrico, éste es extinguido fácilmente así como que una falta a tierra no implica el disparo instantáneo. Uno de los inconvenientes principales es que el sistema de protección es bastante más complejo.

Este tipo de puesta a tierra se utiliza en sistemas eléctricos de generación donde un único generador se conecta a la red a través de un transformador principal.

4.3.3.2. Neutro puesto a tierra a través de una baja impedancia de puesta a tierra:

Los sistemas eléctricos que utilizan un régimen de puesta a tierra a través de una baja impedancia de puesta a tierra se caracterizan por limitar la intensidad de falta a tierra a valores comprendidos entre 200A y 400A.

En cuanto a la filosofía de protección que se debe seguir para este tipo de puesta a tierra, la característica principal es que la intensidad de falta monofásica a tierra queda limitada a un valor lo suficientemente grande como para que los equipos de protección y control puedan detectarlas sin dificultad. Por ello, en estos casos se utilizan funciones de protección basadas en la medida de la intensidad, como por ejemplo, la protección diferencial de neutro o la protección de sobreintensidad de neutro.

Este tipo de régimen se utiliza principalmente en redes de baja tensión.

4.3.3.2.1. Neutro puesto a tierra a través de una baja resistencia de puesta a tierra:

El régimen de neutro puesto a tierra a través de una baja resistencia de puesta a tierra (Ilustración 4-6) consiste en conectar el neutro del generador a tierra a través de una resistencia de bajo valor óhmico.

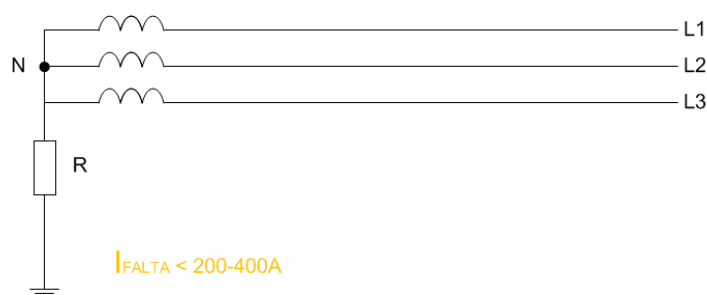


Ilustración 4-6: Neutro puesto a tierra a través de una baja resistencia de PAT

Dicha resistencia es la encargada de limitar la intensidad de falta monofásica a tierra a un valor inferior a la intensidad nominal del generador dentro del rango de 200A a 400A.

En este tipo de régimen de puesta a tierra la intensidad de falta sigue siendo elevada, pero bastante más pequeña que la intensidad de falta de un régimen de neutro rígidamente puesto a tierra por lo que las ventajas y los inconvenientes de las mismas van a ser muy parecidos, aunque para el régimen de neutro puesto a tierra a través de una baja resistencia los efectos son menos dañinos ya que la intensidad de falta es menor.

4.3.3.2.2. Neutro puesto a tierra a través de una baja reactancia de puesta a tierra:

El régimen de neutro puesto a tierra a través de una baja reactancia de puesta a tierra (Ilustración 4-7) consiste en la conexión del punto neutro del generador a tierra a través de una baja reactancia.



Ilustración 4-7: Neutro puesto a tierra a través de una baja reactancia de PAT

Con esta pequeña reactancia se consigue limitar la intensidad monofásica de puesta a tierra a un valor casi tan alto como la intensidad de cortocircuito trifásico, permitiendo aun así la eliminación de sobretensiones. Por lo que su principal ventaja es la fácil detección de cortocircuitos monofásicos a tierra por parte de los equipos de protección.

4.4. Aplicación objetivo

En este apartado se va a realizar el cálculo justificativo con el fin de determinar el régimen de puesta a tierra de la aplicación en estudio.

Se ha elegido un régimen de puesta a tierra del neutro a través de un transformador de distribución (apartado 4.3.3.1.1.). Se debe tener en cuenta que en función del régimen de puesta a tierra se deberán elegir las funciones de protección destinadas a proteger al estator contra faltas a tierra.

Las razones por las que se ha elegido este tipo de puesta a tierra son:

- Se quiere limitar la intensidad de falta a tierra a 10A.
- Se quieren minimizar la influencia de las perturbaciones producidas en el lado de alta tensión.

La siguiente figura (Ilustración 4-8) muestra el esquema de la conexión generador + transformador principal, donde se indican las capacitancias a tener en cuenta:

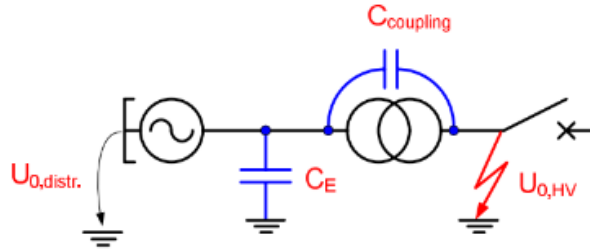


Ilustración 4-8: Conexión Generador + Transformador principal

El cálculo de la puesta a tierra se va a llevar a cabo a partir del siguiente circuito equivalente (Ilustración 4-9):

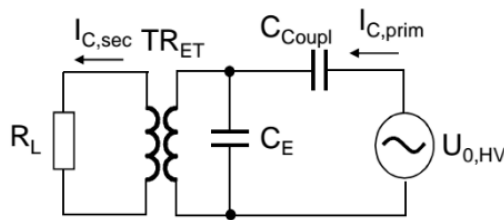


Ilustración 4-9: Circuito equivalente generador + transformador principal

Los datos a partir de los cuales vamos a diseñar nuestro sistema de puesta a tierra son los siguientes:

C_{coupl} → Capacitancia de acoplamiento trifásico → despreciadas

$C_E = C_{Gen} + C_{Linea} + C_{trafo}$ → Capacitancias de fase – tierra → se ha asumido 10nF

$U_{0,HV}$ → Tensión de desplazamiento en el lado de alta tensión
→ transformador rígidamente puesto a tierra → $0,8 \cdot U_N / \sqrt{3}$

TR_{ET} → Relación de transformación de neutro

Se calcula la intensidad de tierra primaria en función de las capacitancias:

$$I_{C,prim} = U_{0,HV} \cdot 2\pi f \cdot C_{coupl} = 0,8 \cdot \frac{132kV}{\sqrt{3}} \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 10nF = 0,19A$$

$$I_{C,sec} = I_{C,prim} \cdot TR_{ET} = 0,19A \cdot \frac{15kV/\sqrt{3}}{500} = 3,29A$$

$$R_L = \frac{1}{2} \cdot k \cdot \frac{500V}{I_{C,sec}} = \frac{1}{2} \cdot 0,05 \cdot \frac{500}{3,29} = 3,8\Omega$$

El régimen de puesta a tierra finalmente quedaría como continua (Ilustración 4-10):

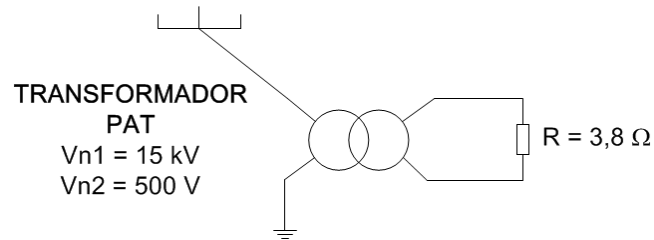


Ilustración 4-10: Régimen de puesta a tierra. Aplicación objetivo.

Capítulo 5

TEORÍA GENERAL DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE GENERADOR

5. TEORÍA GENERAL DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE GENERADOR

5.1. Funciones de esquema de protección de generador

En el equipo previamente descrito se han habilitado una serie de funciones primarias y de respaldo capaces de cubrir todas las necesidades requeridas para la aplicación que nos ocupa.

Estas funciones se dividen en:

- Protecciones contra faltas internas del generador.
- Protecciones contra condiciones anómalas de funcionamiento.

Dentro de las funciones contra faltas internas se hace una división en cuanto a protecciones principales y protecciones de apoyo, con el fin de garantizar la seguridad del sistema.

Procedemos a contemplar tanto el principio de funcionamiento como los criterios de ajuste que pueden ser aplicados para todas estas funciones.

Las funciones de protección se denominan según el código normalizado americano ANSI. La siguiente tabla (Tabla 5-1) muestra las funciones de protección que finalmente serán habilitadas en el equipo seleccionado:

Código ANSI	Función de protección
87G	Diferencial de generador
50/51	Sobreintensidad de fases
51V	Sobreintensidad controlada por tensión
21	Mínima impedancia
64G	Faltas a tierra en el 95% del estator
59N	Sobretensión de neutro
49	Sobrecargas
46	Cargas desequilibradas
78	Pérdida de sincronismo

Código ANSI	Función de protección
81M	Sobrefrecuencia
81m	Subfrecuencia
59	Sobretensiones
32R	Potencia inversa
40	Subexcitación
24	Sobreexcitación
27	Subtensión
50/27	Energización accidental
50BF	Fallo interruptor

Tabla 5-1: Funciones de protección con sus códigos ANSI

5.1.1. Protecciones de faltas internas en el sistema de generación

Se acepta que las denominadas faltas internas, son faltas producidas dentro de la zona de protección del generador, zona delimitada por los TIs. Ante este tipo de defecto, los relés de protección deben actuar desconectando el grupo de cualquier fuente de energía externa capaz de alimentar la falta que pudiera contribuir al agravamiento de la situación.

La parada del grupo de generación se lleva a cabo haciendo las siguientes operaciones de forma simultánea:

- Apertura del interruptor de grupo (interruptor que conecta el generador a la red).
- Apertura del circuito de excitación.
- Cierre de la turbina.
- Interrupción de la entrada de combustible a la caldera.


5.1.1.1. Protecciones principales

Las faltas entre fases son de carácter grave, ya que pueden provocar serios daños en el sistema de generación. Por esto es que se necesita un sistema de protección muy selectivo capaz de despejar las faltas en el menor tiempo posible.

Debido a la gran importancia de proteger la instalación contra este tipo de faltas, se habilitará una protección principal, en este caso la diferencial de generador (87G), y otra protección de apoyo.

5.1.1.1.1. Protección diferencial de generador (87G)

La protección diferencial de generador (código ANSI 87G) es la función principal de protección de generador contra cortocircuitos bifásicos y trifásicos. Su cometido es detectar faltas a partir de la comparación de intensidades a la entrada y salida del generador, cumpliendo la primera Ley de Kirchhoff *“la suma vectorial de todas las intensidades que llegan a un nudo deber ser cero”*.


$$\sum \vec{I}_n = 0$$

Ecuación 5-1: 1ª Ley de Kirchhoff

Se emplea para proteger el devanado del estator del generador ante faltas internas (cortocircuitos comprendidos entre los dos juegos de transformadores de intensidad) producidas por fallos en el aislamiento. Detecta cortocircuitos entre fases y faltas a tierra [5], dando disparo en el menor tiempo posible.

Para proteger a los generadores de 1MVA hasta 10MVA se utiliza la protección diferencial básica, en cambio, para generadores de mayor potencia nominal (>10MVA), se utilizan protecciones diferenciales de porcentaje debido a la posible saturación de los TIs ante la circulación de intensidades tan elevadas [7].

El principio de funcionamiento de la protección se basa en medir la intensidad pasante [3], es decir, las medidas de intensidad de los TIs a ambos lados del estator del generador, y hacer la suma vectorial de las mismas obteniendo lo que sería la intensidad diferencial (I_{diff}).

$$\vec{I}_{diff} = \vec{I}_1 + \vec{I}_2$$

Ecuación 5-2: Intensidad diferencial [1]

La zona protegida queda delimitada por los dos juegos de transformadores de intensidad que se conectan a la protección de la siguiente forma (véase Ilustración 5-1), un juego de TIs se sitúa en el neutro del generador y el otro en el lado de la línea [4]. Dichos TIs tienen los secundarios de intensidad conectados con las entradas analógicas de intensidad del relé.

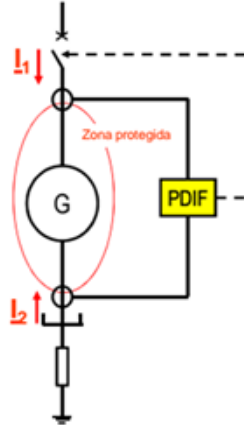


Ilustración 5-1: Esquema de conexión de la protección diferencial de generador (87G) [9]

En condiciones de operación normal y en el caso de que no exista saturación de TIs (situación ideal), los dos grupos de intensidades medidos a ambos lados del relé serán exactamente iguales, siendo su diferencia nula independientemente del valor de la intensidad pasante, de forma que la protección diferencial no va a actuar.

$$\overrightarrow{I_{diff}} = \overrightarrow{I_1} + \overrightarrow{I_2} = 0$$

Ecuación 5-3: Intensidad diferencial [1]

En condiciones de falta interna, van a circular intensidades distintas a ambos extremos del generador, por lo que la protección detectará una diferencia de magnitud y/o módulo que haga que la intensidad diferencial no sea nula y de aviso a la protección para que ésta actúe dando el orden de disparo y así desconectando el generador en falta del sistema.

$$\overrightarrow{I_{diff}} = \overrightarrow{I_1} + \overrightarrow{I_2} \neq 0$$

Ecuación 5-4: Intensidad diferencial [1]

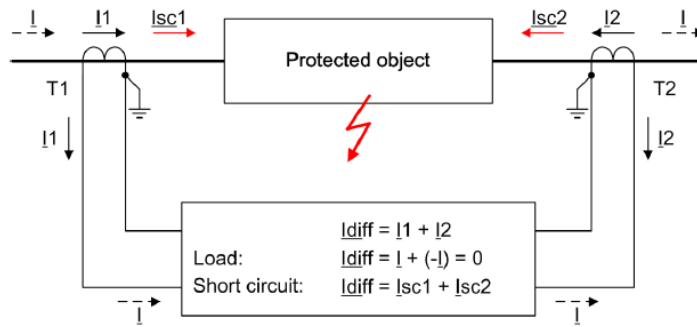


Ilustración 5-2: Principio básico de funcionamiento de la protección diferencial [1]

En caso de falta externa, las intensidades de cortocircuito podrían ser mucho mayores a las normales, dando lugar a un mayor número de errores y pudiéndose producir la saturación de los TIs. Esto genera una corriente diferencial I_{diff} que puede dar lugar a disparos intempestivos. La solución es la utilización de relés con características de operación con frenado porcentual.

La característica de este tipo de relés es que la intensidad de operación debe exceder en un cierto porcentaje (k) a la intensidad de estabilización o frenado (I_{rest}) [5].

Antiguamente, estos relés eran de tipo electromecánico siendo su intensidad de estabilización la siguiente:

$$I_{rest} = \frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|}{2}$$

Ecuación 5-5: Intensidad de estabilización [5]

En cambio, a día de hoy se utilizan relés numéricos cuya intensidad de estabilización se rige por:

$$I_{rest} = |\vec{I}_1| + |\vec{I}_2| \quad \text{ó} \quad I_{rest} = \text{máx}(|\vec{I}_1|; |\vec{I}_2|)$$

Ecuación 5-6: Intensidad de estabilización [1]

Gracias a estos últimos, la característica de disparo de la protección es mucho más estable ante faltas externas, ya que su característica adaptativa hace que no quede la operación encomendada únicamente a la diferencia de intensidades, sino al porcentaje de la diferencia de intensidades con respecto al valor medido por los TIs.

Dicho margen o porcentaje se obtiene a partir la siguiente ecuación:

$$k = \frac{|\dot{I}_{diff}|}{|I_{rest}|} \cdot 100[\%]$$

Ecuación 5-7: Relación intensidad diferencial e intensidad de estabilización [1]

Actualmente, es muy común utilizar relés de protección diferencial con dos tramos de frenado porcentual, capaces de asegurar una mayor sensibilidad diferencial.

La curva característica de disparo de la protección 87G, por ejemplo del equipo 7UM85 de SIEMENS, es la siguiente:

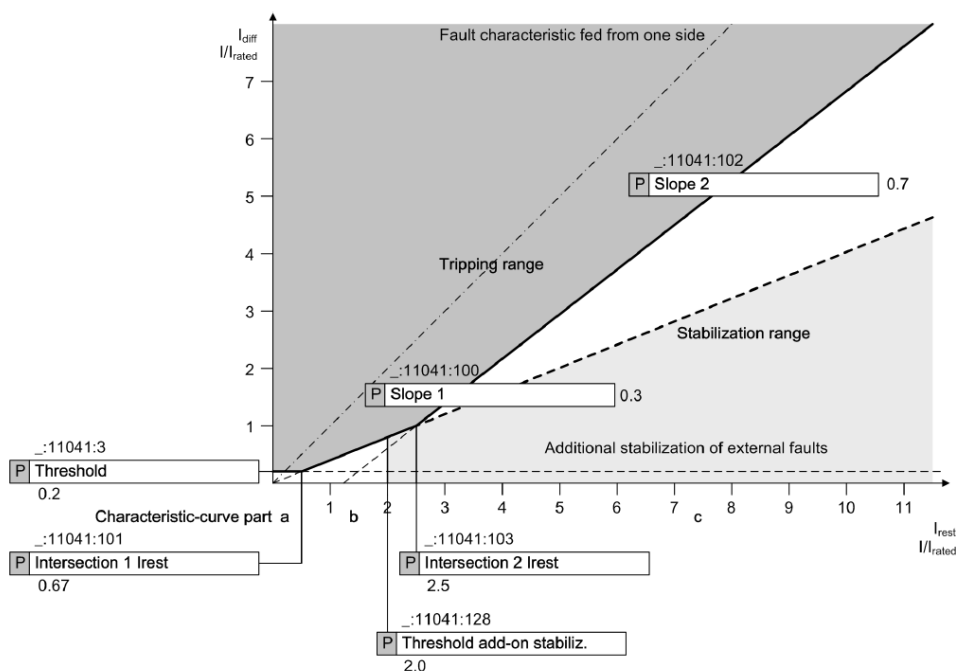


Ilustración 5-3: Curva característica de disparo de la protección diferencial de generador (87G) [1]

Como se puede observar, la curva característica de disparo (Ilustración 5-3) se define en el plano $I_{diff} - I_{rest}$, y se divide en dos zonas: la zona de disparo y la zona de operación. Estas zonas quedan definidas por el umbral de arranque y el margen o márgenes porcentuales previamente ajustados.

La protección diferencial de generador debe tener un ajuste mínimo que garantice una alta sensibilidad ante faltas internas y un alto grado de estabilidad ante faltas externas.

El tiempo de actuación o de disparo de esta función de protección diferencial de generador debe ser menor o igual a 60ms, considerándose de actuación instantánea. El



disparo consiste en la desconexión y desexcitación inmediata del generador. Para ello, abre los interruptores de AT, de excitación y de servicios auxiliares y a su vez cierra la turbina [5].

En condiciones normales, el generador trabaja en la zona de operación de la siguiente forma:

$$I_{est} \leq I_N$$

Ecuación 5-8: Intensidad de estabilización en condiciones normales de operación [1]

$$I_{dif} < 10\% \cdot I_{rest}$$

Ecuación 5-9: Intensidad diferencial en condiciones normales de operación [1]

Por lo que, el umbral de arranque (*Threshold*) de la intensidad se ajusta a un valor aproximado del 20% de la intensidad nominal, y su margen porcentual de frenado a un 5% - 10%. Como las intensidades a la entrada y a la salida son iguales a excepción de lo que sucede en los TIs se considera que dicho margen porcentual es suficiente para compensar las diferencias de los TIs utilizados [4].

En caso de cortocircuito externo, las elevadas intensidades que circulan pueden conducir a la saturación de los TIs, pudiéndose dar el caso de que simulen una corriente diferencial que pueda entrar en el rango de disparo de la curva característica y conducir a disparos intempestivos.

Hay dos situaciones típicas:

- Cortocircuito externo de alta intensidad:

Circulan corrientes elevadas que generan una intensidad de estabilización notablemente alta, lo que hace que se produzca la saturación de los TIs de forma que va aumentando la intensidad diferencial a medida que va disminuyendo la intensidad de estabilización, a continuación, la intensidad de operación llega a sobrepasar la curva de disparo, pero una vez que el TI ya no esté saturado, la intensidad diferencial caerá por debajo de la curva de disparo.

- Cortocircuito externo de baja intensidad:

Al pasar una elevada constante de tiempo de corriente continua (DC) los TIs pueden saturar de forma que la intensidad diferencial sobrepase la curva característica de disparo.

Los algoritmos inteligentes utilizados por estos equipos de protección, son capaces de captar estos estados y así generar un bloqueo temporalmente limitado de la función diferencial. (Véase Ilustración 5-4).

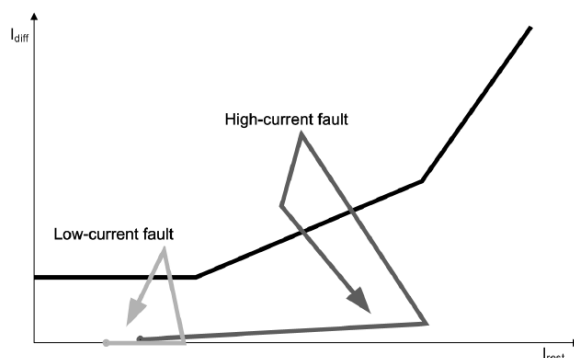


Ilustración 5-4: Comportamiento de la protección ante cortocircuitos externos [1]

Es muy importante tener en cuenta que aun en condiciones normales de funcionamiento, la corriente diferencial puede ser no nula debido a los errores de medida de los TIs, la diferencia de características de los TIs y a las corrientes de excitación de los TIs; pudiéndose producir falsas corrientes diferenciales que podrían generar actuaciones no deseadas. Por todo esto es de máxima importancia la correcta elección de los TIs colocados a cada extremo, siendo de gran ayuda que sean del mismo fabricante y tengan las mismas características. Si bien los circuitos secundarios no tienen por qué ser exactamente iguales.

La principal ventaja de esta función de protección es que constituye sistemas de protección totalmente selectivos o de alcance cerrado [3]. Su mayor inconveniente es que no es capaz de detectar cortocircuitos entre espiras. Estas faltas pueden producir daños en la bobina y circuito magnético, generando a su vez faltas a tierra. Para su detección se podría utilizar la protección diferencial transversal, empleada en generadores de gran potencia.

- **Protección diferencial transversal:**

La protección diferencial transversal es una protección para circuitos en paralelo cuyo funcionamiento depende del desequilibrio de las intensidades entre estos circuitos.

Se utiliza en generadores de gran potencia para detectar cortocircuitos entre espiras bien del mismo arrollamiento, o más improbable entre arrollamientos paralelos de una misma fase.

Este tipo de faltas, pueden ser bastante destructivas, ya que están relacionadas con el material ferro magnético y puede dañar gradualmente el aislamiento y las laminaciones. Aun siendo intensidades elevadas no tienen por qué notarse en el resto del devanado.

El principio de funcionamiento de esta función de protección, consiste en comparar los valores de intensidad fase a fase que circulan por los circuitos paralelos, actuando en caso de detectar diferencias.

Se utiliza en combinación con la protección diferencial, ya que ésta última, no es capaz de detectar faltas entre espiras.

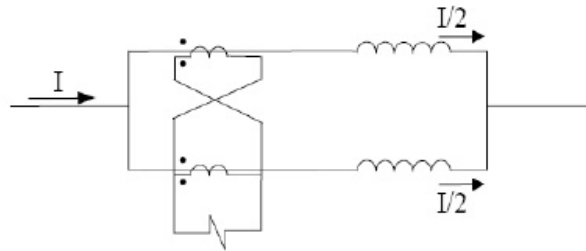


Ilustración 5-5: Protección diferencial transversal de dos devanados por fase

- **Protección diferencial rápida:**

Como complemento a la función diferencial, algunos fabricantes complementan la función diferencial con una función diferencial rápida ($I_{diff,rápida}$), cuyo cometido es despejar en tiempos más cortos faltas internas de valores muy altos de intensidad. El método que utiliza controla la posible saturación de los TIs y la no actuación ante faltas externas, atendiendo a la siguiente curva característica de disparo (Ilustración 5-6):

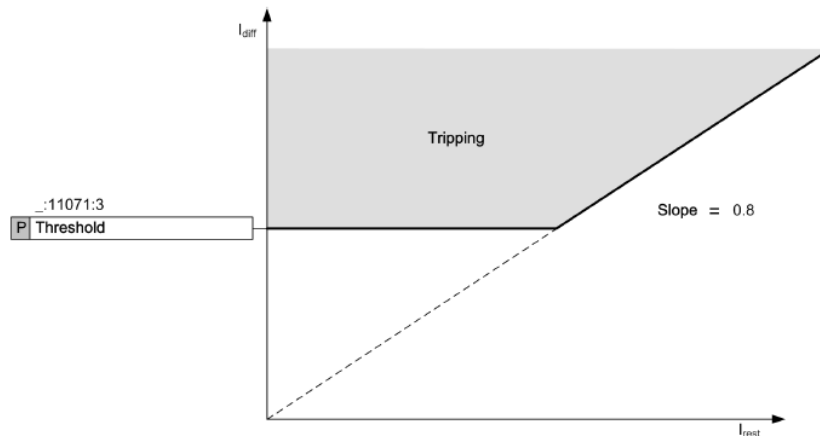


Ilustración 5-6: Curva característica de disparo de la protección diferencial rápida de generador [1]

5.1.1.2. Protecciones de apoyo

Las protecciones de apoyo, como su propio nombre indica, hacen de soporte a la protección principal en caso de que por cualquier motivo ésta no funcionase. Las protecciones



de apoyo deben ser capaces de despejar la falta en cuestión. Están configuradas con una pequeña temporización de tal forma que siempre den la oportunidad a la protección principal de actuar primero.

Las protecciones de apoyo habilitadas son: sobreintensidad de fases (50/51), sobreintensidad controlada por tensión (51V) y mínima impedancia (21).

5.1.1.2.1. Protección de sobreintensidad de fases (50/51)

La protección de sobreintensidad de fases (ANSI 50/51) es una función de respaldo de la diferencial de generador que protege al generador contra sobreintensidades.

Las funciones de protección de sobreintensidad son las más sencillas y comunes. Su principio básico de funcionamiento consiste en comparar el valor de la corriente de entrada medida con la intensidad de referencia ajustada en la protección, dando disparo al sobrepasar dicho umbral de intensidad. Se trata de una protección de alcance abierto.

Se pueden distinguir varios tipos: instantánea, de tiempo definido y de tiempo inverso. Dependen del nivel de intensidad mínima y del tiempo de operación.

Esta protección detecta sobreintensidades en los devanados del estator del generador por faltas externas (fase-fase y fase-tierra) como consecuencia de cortocircuito, sobrecarga, motorización, energización accidental del generador, etc. Se recomienda su uso en generadores de potencia nominal inferior a 50MVA y de forma opcional en generadores de mayor potencia [11].

En la mayoría de las faltas por sobrecarga y cortocircuito se produce un incremento considerable en la intensidad que daña los devanados y la chapa magnética del generador debido a temperaturas muy elevadas que deterioran el aislamiento y también debido a esfuerzos electromecánicos en las barras.

La protección de sobreintensidad se utiliza como protección de respaldo de generador, siendo capaz de impedir que el generador continúe aportando intensidad de cortocircuito a una falta en el sistema eléctrico externo debido a la no actuación de las demás protecciones.

La característica de disparo de la protección de sobreintensidad impide que se alcance la zona de daño según se puede observar en la siguiente figura (Ilustración 5-7):

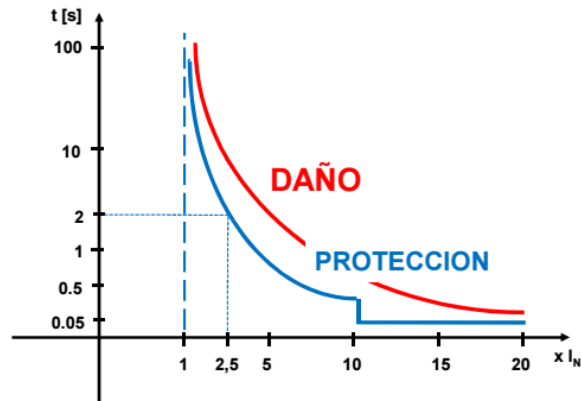


Ilustración 5-7: Característica de disparo de la protección de sobreintensidad de fases de tiempo inverso (51) [9]

Si se combina la protección de sobreintensidad de tiempo inverso (51) con la de tiempo definido y/o instantánea (50) es la forma de proporcionar protección contra cortocircuitos y contra sobrecargas (véase Ilustración 5-8).

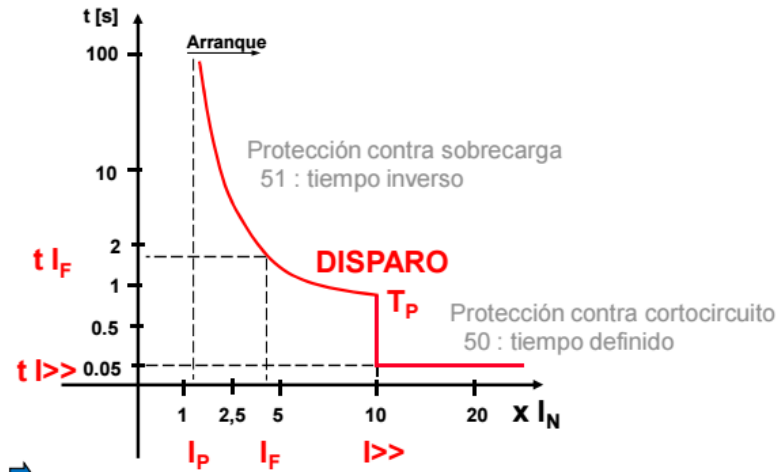


Ilustración 5-8: Característica de disparo de la protección de sobreintensidad de fases (50/51) [9]

5.1.1.2.2. Protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V)

La protección de sobreintensidad controlada por tensión (ANSI 51V) es una protección de apoyo propia del generador.

Su utilización se lleva a cabo debido a que en caso de falta externa a tierra se puede utilizar la función de sobreintensidad de tiempo inverso (51) y/o de tiempo definido (50), en cambio, en caso de falta entre fases, se recomienda la utilización de protecciones de intensidad con control de tensión (51V) debido a que en caso de falta externa, la intensidad de cortocircuito que aporta el generador a la falta se corresponde con la siguiente figura (Ilustración 5-9).

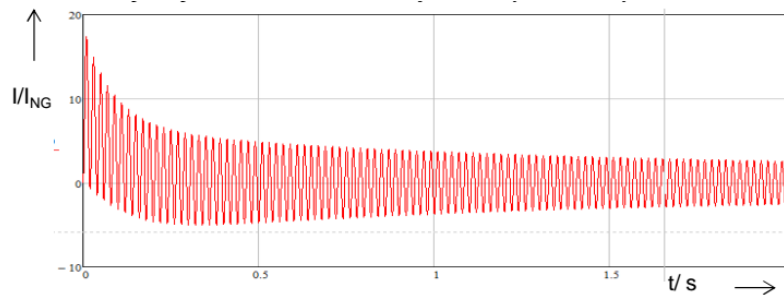


Ilustración 5-9: Comportamiento de la intensidad de cortocircuito de generador [11]

Como podemos observar, la intensidad que aporta el generador a la falta va decreciendo con el tiempo hasta mantenerse estable, pudiendo ser el valor de la corriente de cortocircuito aproximadamente igual a la intensidad nominal o incluso estar por debajo de ésta. De esta forma el relé de sobreintensidad puede desactivarse sin llegar a dar disparo al no detectar la suficiente corriente de cortocircuito mientras que la falta permanece.

El problema es que en condiciones de falta se reduce la tensión y la excitación no puede mantener la intensidad de falta por encima del umbral durante la temporización ajustada.

Es por esto necesaria la utilización de la función de protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V). Esta función es propia del generador y tiene como misión la detección de faltas externas entre fases.

Es de alcance abierto, ya que no sólo ve las faltas producidas en el generador. Se conecta a ambos lados del generador (véase Ilustración 5-10), midiendo la intensidad de fase en el lado del neutro del generador, midiendo la intensidad que el generador aporta a la falta, y vigilando la tensión en bornas del generador para así controlar su actuación.

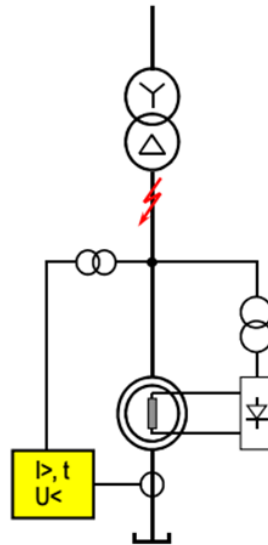


Ilustración 5-10: Esquema de conexión de la protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V) [9]

La función de protección 51V puede ser utilizada de varias formas, entre las que destacan:

1) Retención por subtensión:

El arranque por sobreintensidad es mantenido durante un tiempo por la subtensión. De forma que con pérdida de la tensión de medida no se produce el disparo. Se debe tener en cuenta que es necesario el bloqueo de la misma en caso de estar abierto el interruptor de generador. Su gran ventaja es que no se producen disparos intempestivos por fallo en los TTs.

2) Control por tensión:

- Con activación del elemento de sobreintensidad.
 - Sólo si se presenta subtensión es activado el elemento de sobreintensidad.
 - Este modo de operación se suele utilizar para generadores conectados a barras directamente.
- Con desplazamiento de la característica de disparo.
 - Este modo de operación es adecuado para generadores conectado a transformador de bloque.
 - La característica de disparo por sobreintensidad es desplazada hacia valores de arranque inferiores en función de un factor que está relacionado con el nivel de subtensión que se presenta.

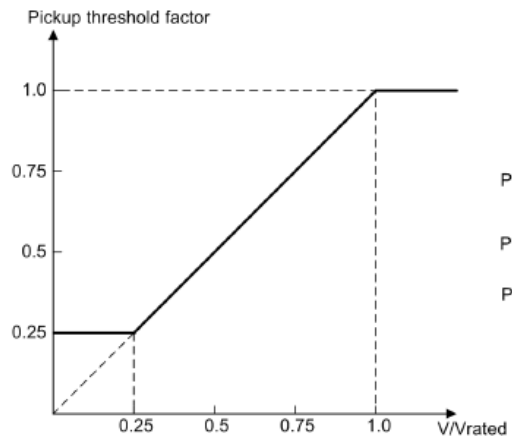


Ilustración 5-11: Influencia de la tensión para el umbral de arranque [1]

En caso de pérdida de la medida de tensión, la función deberá ser bloqueada con objeto de no producir disparos intempestivos.

La función 51V debe actuar abriendo el interruptor de alta tensión, de forma que desconecte al generador de la red para que deje de aportar intensidad a la falta. En cuanto a su tiempo de actuación, dado que se trata de una protección de respaldo, se debe coordinar con las demás protecciones dejándoles tiempo para actuar, ya que tiene como objetivo disparar sólo en caso de que las demás protecciones no lo hicieran o en caso de que se produjese un cortocircuito en barras. Es por esto que su tiempo de disparo es bastante alto, del orden de segundos.

Según la aplicación se tienen en cuenta unos criterios de ajuste u otros. A continuación, se va a exponer los criterios de ajuste típicos para cada una de ellas.

- **Retención por subtensión (51V):**

Intensidad de arranque con tensión nominal: $150\% \cdot I_N$

- **Control por tensión (51V):**

Intensidad de arranque: $50\% \cdot I_{N,G}$

Arranque por subtensión: $75\% \cdot U_N$

Como se ha explicado anteriormente, en condiciones de falta cae la tensión, de tal forma que el arranque del relé de sobreintensidad puede rearmarse. Se debe ajustar la tensión a un valor mínimo del 50% para que el relé actúe.

Además, si el relé posee la función de protección térmica (ANSI 49), se deberá tener en cuenta que la curva característica de disparo de la protección 51V deberá estar siempre por debajo de la curva de daño térmico del propio generador.

5.1.1.2.3. Protección de mínima impedancia (21)

La protección de mínima impedancia, también llamada protección de distancia (código ANSI 21), es una protección de respaldo a la protección diferencial de generador ante faltas bifásicas y trifásicas en el generador y transformador principal (TP). Se trata de una protección muy rápida y selectiva que también es capaz de detectar faltas a tierra y huecos de tensión o energizaciones accidentales del generador.

Es importante que la protección sea capaz de despejar estas faltas ya que, generan sobreintensidades en los devanados del generador que aparte de ser capaces de dañar la chapa magnética, generan sobretensiones que deterioran el aislamiento y esfuerzos electromecánicos en las barras.

La protección de mínima impedancia se emplea en generadores de potencia superior a los 50 MVA [11]. Sobre todo cuando las líneas de transmisión aguas arriba usan relés de impedancia para así facilitar su coordinación.

Su principio básico de funcionamiento consiste en el cálculo de la impedancia de fases y/o entre fases a partir de las medidas de tensión (U) e intensidad (I) primarias, aplicando la “Ley de Ohm”:

$$Z = \frac{U}{I}$$

Ecuación 5-10: Ley de Ohm

El cálculo de los valores secundarios se realiza a partir de la siguiente ecuación:

$$Z_{sec} = Z_{prim} \frac{TI_{Relación}}{TT_{Relación}}$$

Ecuación 5-11: Impedancia secundaria

Como se ha explicado anteriormente, el relé actúa en función de la impedancia calculada ($f = (U, I)$), es por esto que necesita tener un juego de transformadores de intensidad (TIs) y otro juego de transformadores de tensión (TTs) que alimenten a la protección. Los TTs se conectan en el lado de línea del generador para así poder detectar faltas en el estator del generador cuando éste actúe en vacío. En cambio, los TIs se pueden conectar tanto en el lado de línea del generador como en el lado del neutro. Para la protección de respaldo de generador se suelen colocar en el lado de estrella del generador para así no ser necesaria la utilización de elementos direccionales.

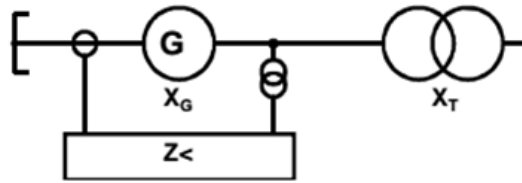


Ilustración 5-12: Esquema de conexión de la protección de mínima impedancia (21)

Se define como “alcance” al valor de ajuste de la protección. Para poder extender el alcance del relé de impedancia hasta las líneas de transmisión puede tener desde una hasta varias zonas de protección. Su misión es dar orden de disparo a los interruptores en el menor tiempo posible siempre que la impedancia medida sea inferior a un valor ajustado (la impedancia calculada entre dentro de una de las zonas de disparo).

El relé actúa sobre los interruptores de potencia del generador, del lado de alta tensión, de servicios auxiliares y, a su vez, da una orden de cierre sobre la turbina [6].

La curva característica de disparo de la protección se representa en el plano X-R. La gráfica R-X de la impedancia junto con su representación del alcance de la protección permite estudiar el comportamiento y característica de actuación del conjunto. La situación de los TTs determinan el origen en el diagrama y los elementos direccionales se representan mediante una línea, no necesariamente recta, que pasa por el origen dividiendo el plano en dos zonas: zona de operación y zona de no operación o de bloqueo.

La curva característica de disparo de la protección puede ser de tipo cuadrilateral (véase Ilustración 5-13) o de tipo MHO. Esta última consiste en una circunferencia (por cada zona) centrada o no en el origen de impedancia siendo el radio de la misma ajustable.

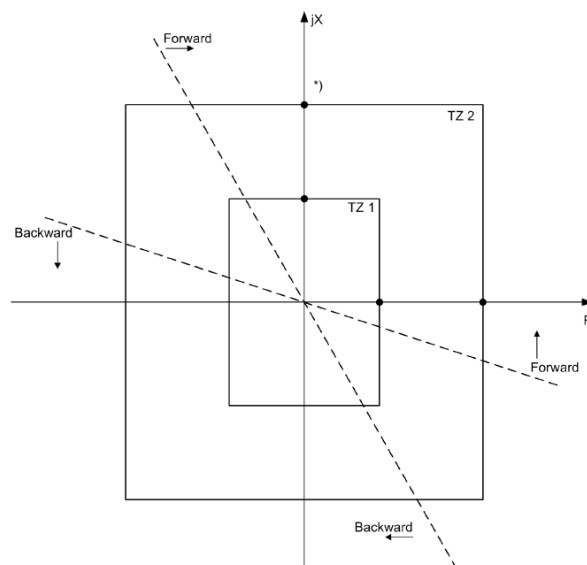


Ilustración 5-13: Curva de característica cuadrilateral de la protección de mínima impedancia (21) [1]



Una de las particularidades de esta protección es que en el caso de falta trifásica muy próxima al punto de medida, las tensiones tienden a ser nulas por lo que el disparo no se puede garantizar. Es por esto que algunos relés disponen de un circuito de “memoria” de tensión, capaz de modificar dinámicamente la característica de disparo del elemento de medida y así medir correctamente este tipo de faltas [3].

La función de protección de mínima impedancia debe ajustar su valor umbral y su tiempo de actuación de acuerdo a las protecciones primarias y a las protecciones de respaldo, para así generar una buena selectividad. Además, debe medir correctamente la reactancia del transformador y generar una medida de reactancia ficticia para el generador.

La protección 21 se calibra típicamente de la siguiente forma:

- **ZONA 1:** Se ajusta el 100% del generador hasta el 70% del transformador principal (TP) con un tiempo de disparo instantáneo que permita la actuación de la protección diferencial (100ms).

Si se quiere ampliar su alcance como se ha explicado anteriormente, se ajustará una segunda zona:

- **ZONA 2:** Desde zona 1 y hasta el 20% de la línea de transmisión con un tiempo de disparo lo suficientemente grande para que las protecciones principales del generador actúen primero y para que se coordine con los tiempos de actuación de las demás protecciones de mínima impedancia cercanas al sistema de generación (0.5s).

También el relé podrá disponer de otra zona que se utilice en caso de que el interruptor de generador esté abierto:

- **ZONA 1B:** Se ajusta el 100% del generador, el 100% del transformador principal, y hasta el 20-40% de la línea de transmisión. Su tiempo de actuación es el mismo que para la zona 1 (100ms). Esta zona sólo debe estar activada cuando el interruptor del generador esté en posición de abierto.

Además de lo anterior, para evitar disparos intempestivos por oscilaciones de potencia, algunos relés cuentan con zonas adicionales para bloquear el disparo ante estas condiciones.

La siguiente imagen (Ilustración 5-14) muestra un diagrama en el que se explica el alcance y la coordinación de las zonas explicadas anteriormente.

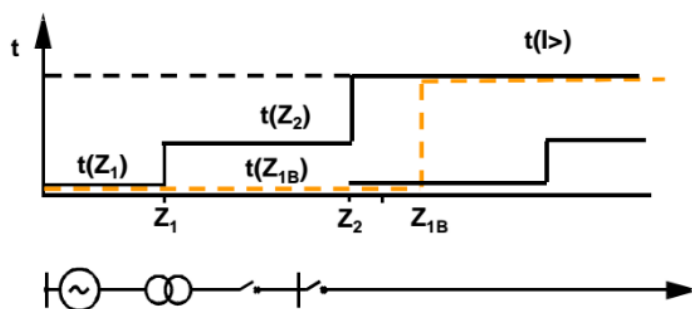


Ilustración 5-14: Alcance y coordinación de la protección de mínima impedancia (21)

5.1.1.3. Protecciones contra faltas a tierra

Las faltas a tierra no son tan graves como los cortocircuitos entre fases, produciendo mucho menos esfuerzo térmico y mecánico en el generador. Una falta a tierra próxima al neutro no es tan grave por sí sola, pero aun así, se debe detectar y despejar para evitar una doble falta a tierra que puede ser especialmente grave o catastrófica.

Para la detección de este tipo de faltas es primordial tener en cuenta el régimen de puesta a tierra del neutro de la aplicación en cuestión.

Durante el funcionamiento en condiciones normales de la central de generación la tensión del punto neutro del generador es prácticamente cero y no hay flujo de intensidad homopolar en el generador. Cuando se produce una falta a tierra (fase-tierra), la tensión del punto neutro aumenta y aparece una intensidad a través de la resistencia del punto neutro.

Para ello se pueden utilizar las siguientes protecciones:

- Sobretensión homopolar (59N)
- Sobreintensidad homopolar (50N/51N)
- Sobreintensidad direccional de neutro (67N)
- Diferencial de neutro (87N)

Estos esquemas de protección son sencillos pero protegen como máximo el 90-95% del devanado del estator, dejando sin protección el 5% del lado del neutro del generador. Además hay que tener en cuenta que en las condiciones más desfavorables ese punto ciego puede llegar a extenderse hasta el 20%.

Algunos relés de protección, como el caso de los relés de Siemens, nos ofrecen tres opciones para poder combinarlas o no, según sean los requerimientos de cada aplicación. El primero es el explicado anteriormente en el que se protege el 95% del estator, el segundo es

añadir a esa primera opción, otra protección basada en la evaluación del tercer armónico de la tensión homopolar cubriendo así entre el 10% y el 25% del estator desde la parte del neutro del generador. La tercera opción es utilizar otra protección, protección capaz de cubrir el 100% del estator del generador a través de la inyección de una señal de 20Hz.

La siguiente figura (Ilustración 5-15) representa cada una de los tres tipos de protección y su alcance en la protección del estator del generador:

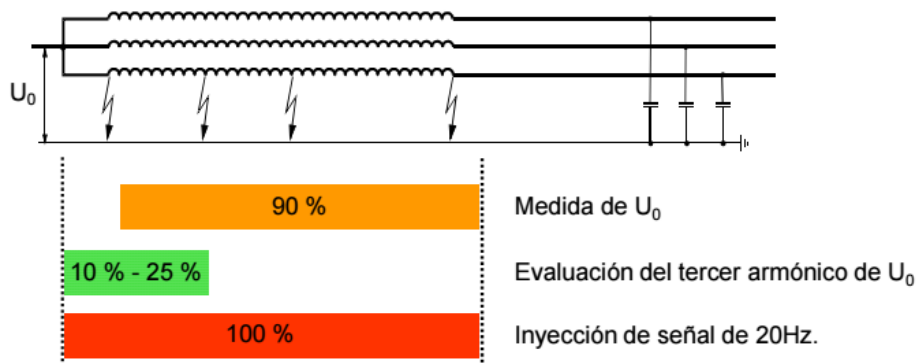


Ilustración 5-15: Faltas a tierra en el estator del generador [11]

5.1.1.3.1. Protección contra faltas a tierra en el 95% del estator (64G)

La protección contra faltas a tierra en el 95% del estator (64G) tiene como objetivo detectar faltas fase-tierra en el devanado del estator del generador, limitando así el tiempo de duración de la falta y por tanto, reduciendo los daños por sobreintensidades en la chapa magnética y las sobretensiones en las fases sanas.

La selectividad de esta protección frente a faltas externas a tierra es muy buena ya que el transformador principal (TP) mediante su conexión estrella-triángulo, es capaz de evitar el paso de intensidades homopolares cuyo origen esté en faltas a tierra del lado de estrella del transformador, esto es debido a que dicho tipo de conexión supone una impedancia infinita para las intensidades homopolares.

La aplicación objeto de estudio utiliza un régimen de puesta a tierra a través de un transformador de distribución. En este caso, el secundario de dicho transformador se carga con una resistencia de pequeño valor óhmico pero que presenta un valor equivalente en el lado primario del transformador de distribución.

El principio de operación de la función de protección (64G) consiste en la medida de la intensidad a través de la resistencia y/o la medida de la tensión en bornes para así poder detectar el defecto a tierra.

Cuanto menor sea el umbral de ajuste (k), mayor parte del devanado estará protegido, es decir, si $k = 1\%$, queda protegido el 99% del estator.

Existe un límite en el ajuste, ya que en el neutro del generador siempre hay corrientes parásitas, por lo que se debe ajustar al mínimo valor que permite el mayor valor esperable de corrientes parásitas.

Una de las prácticas más comunes en el ajuste de esta función de protección es utilizar un umbral de ajuste $k = 5\%$, y proteger por tanto, el 95% del devanado, quedando sin vigilancia el 5% final del devanado.

5.1.1.3.1. Protección contra faltas a tierra en el 100% del estator (64G)

Como se ha mencionado anteriormente, los valores de la tensión y de la intensidad homopolar son muy pequeños si la falta a tierra del estator se encuentra próxima al punto neutro del generador. Dado que la probabilidad de esta falta es considerablemente baja, para generadores pequeños, se puede aceptar el riesgo de que la misma no sea detectada, en cambio para los generadores de tamaños medianos o grandes es importante la detección de este tipo de falta y para ello se necesita de una protección especial, la protección contra faltas a tierra en el 100% del estator.

Esta protección consiste en la inyección de una señal de 20Hz en el punto neutro del generador. La intensidad será prácticamente nula cuando no exista falta a tierra, pasando a un valor elevado cuando aparezca la misma en cualquier parte del sistema de generación.

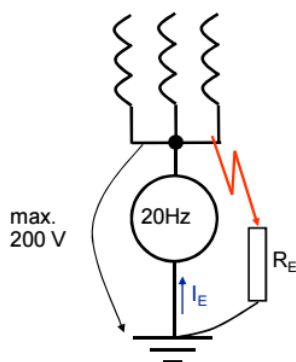


Ilustración 5-16: Principio de operación de la protección contra faltas a tierra en el 100% del estator [11]

Si el generador que inyecta dicha señal tiene una frecuencia de 20Hz, con objeto de evitar las perturbaciones que el sistema de secuencia homopolar provoca durante el arranque de la máquina, el disparo es bloqueado internamente entre 10Hz y 40Hz.

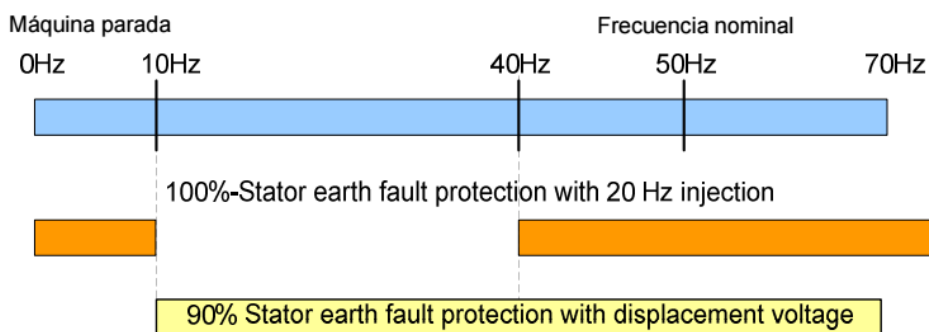


Ilustración 5-17: Rangos de frecuencia de operación de la protección contra faltas a tierra en el 100% del estator [9]

Las principales ventajas de esta protección son que no depende de una magnitud que haya sido generada por la propia máquina, que permite detectar faltas a tierra en todo el sistema de generación, que permite detectar faltas cuando el generador no esté en tensión y que se trata de una protección de alta sensibilidad, ya que queda eliminada la influencia de las intensidades capacitivas.

Por otro lado, su principal inconveniente es que se trata de un sistema más complejo, caro y menos robusto.

Es importante mencionar que la protección precisa ser bloqueada durante la realización de trabajos de mantenimiento.

Para la realización de esta función de protección se necesita el siguiente material adicional: generador de 20Hz, filtro pasobanda de 20Hz y transformador de medida de intensidad.

El procedimiento de medida depende del diseño de la instalación. A partir de las medidas de tensión e intensidad se calculan los vectores de tensión e intensidad de 20Hz y a partir de ahí y por medio de la resistencia compleja se determina la resistencia de falta óhmica R .

Cuenta con un circuito de supervisión que controla la tensión y la intensidad de 20Hz con objeto de detectar posibles fallos en el generador de 20Hz o del acoplamiento de 20Hz, bloqueando en ese caso la función.

Los parámetros de calibración de la función se ajustan durante la puesta en servicio para el nivel de disparo.

5.1.1.3.2. Protección de sobretensión de neutro (59N)

La protección de sobretensión de neutro (59N) mide la tensión homopolar en el lado de línea de generador. Se considera una protección de apoyo a la protección contra faltas a tierra en el 95% del estator (64G), que sería la principal de las protecciones contra faltas fase-tierra, ya que ésta es capaz de actuar cuando el interruptor de generador está abierto.

Para la protección 59N es preferible una elevada sensibilidad capaz de detectar un cortocircuito entre pocas espiras.

La función normalmente utiliza una etapa de tiempo definido, pudiendo tener hasta tres etapas o escalones funcionando simultáneamente.

Actúa de la siguiente manera, el equipo de protección de generador generalmente mide la tensión residual en el triángulo abierto. La tensión medida se convierte en la tensión homopolar o de secuencia cero (V_0). Si esta tensión no se puede medir así, el equipo calculará a partir de las tensiones de fase-neutro medidas la tensión homopolar.

A continuación, el equipo compara el umbral ajustado con la tensión homopolar medida para que se produzca el arranque de la función. Además hay un parámetro que ajusta a cada etapa una temporización en función de la tensión de secuencia cero.

La función dispone de un método capaz de detectar la fase que se ve afectada por la falta a tierra.

5.1.1.3.3. Protección contra faltas a tierra en el rotor (64R)

La protección contra faltas a tierra en el rotor (ANSI 64R) es una función de protección capaz de detectar faltas a tierra en el rotor del propio generador. Esta función se utiliza en generadores de potencia nominal superior a 5MVA, siendo de uso opcional para generadores más pequeños [11].

En principio una falta a tierra en el rotor de un generador síncrono no perturba al correcto funcionamiento de la máquina. El problema radica cuando se produce una segunda falta a tierra que tiene como principales consecuencias el sobrecalentamiento del rotor y la aparición de vibraciones en el mismo, siendo una situación muy grave en la que se precisa de la desconexión del generador del sistema eléctrico.

La protección contra faltas a tierra en el rotor detecta cuando se ha producido un primer defecto a tierra, dando una alarma o incluso generando el disparo de la protección. Además, se trata de una protección independiente que no requiere ser coordinada con las demás protecciones.



Para detectar la primera falta a tierra en el circuito de excitación existen tres posibilidades, todas ellas basadas en la existencia de una capacidad entre el rotor y tierra, que se anula al aparecer la falta. Estos tres métodos son los siguientes [3]:

- **Método del potenciómetro:** Es el sistema más sencillo y consiste en una resistencia con una toma intermedia conectada a tierra a través de un relé, y a su vez, la resistencia conectada en paralelo con el inductor, de tal forma que cuando se produce una falta a tierra aparece una tensión en el relé, y este cierra un contacto que genera una señal de alarma o directamente un disparo. El principal inconveniente de este método es que tiene una zona ciega, la zona central del devanado, donde no detectará dicha tensión.
- **Método de inyección de corriente continua:** El relé inyecta una tensión de corriente continua en el polo negativo del circuito de excitación y controla el paso de corriente. Cuando se reduce la resistencia de aislamiento, comienza a circular intensidad y se produce el cierre de un contacto, que tras una temporización, genera una señal de alarma. Dicha temporización se realiza con objeto de evitar que el relé genere disparos intempestivos debido a una rápida regulación de la tensión de excitación.
- **Método de inyección de corriente alterna:** Este método inyecta una tensión alterna al circuito de excitación a través de un transformador y controla el paso de intensidad. Cuando se produce una falta a tierra, el paso de intensidad genera el cierre de un contacto de alarma del relé. El condensador de acoplamiento bloquea el paso de corriente continua de excitación al circuito de medida del relé de protección. Además, la corriente que se inyecta es de frecuencia inferior a 50Hz, para así poder distinguir la intensidad de medida de otras corrientes parásitas a 50 Hz.

5.1.2. Protecciones contra condiciones de funcionamiento anormales

Las funciones de protección contra funcionamientos anormales, o faltas externas, son las producidas fuera del sistema de generación. El relé de protección actúa desconectando el generador de la red mediante su correspondiente interruptor automático, normalmente con una temporización que permita que las protecciones adyacentes actúen primero, de tal forma que lo normal ante este tipo de faltas es que el sistema de generación no se llegue a desconectar.

5.1.2.1. Protección contra sobrecargas (49)

La función de protección contra sobrecargas (ANSI 49) detecta faltas internas (en el estator y en el rotor del generador) y faltas externas (en la red). Esta protección, también llamada de sobrecarga térmica, tiene como función calcular, estimar, continuamente la temperatura (ϑ) de la máquina eléctrica (imagen térmica), partiendo de la medición de la intensidad (I). Este cálculo, se realiza con un modelo térmico de la máquina eléctrica.

Una situación de sobrecarga consiste en que existe un régimen de carga superior al nominal, no provocado por un cortocircuito [7]. Las sobrecargas vienen dadas sobre todo por un flujo excesivo de potencia reactiva que aumenta la corriente total de la máquina produciendo calentamientos y pérdidas, aunque también viene dada por fallos en el sistema de refrigeración, como la obstrucción de los conductos.

La protección contra sobrecargas en el estator (49S) se utiliza en todo tipo de generadores independientemente de su potencia. En cambio, la protección contra sobrecargas en el rotor (49R) sólo se utiliza para generadores con una potencia mayor a 200MVA, por lo que ésta última no se explicará en el presente trabajo ya que no aplica para el generador objeto de estudio.

Dada la complejidad del modelo térmico del generador, se utiliza un modelo aproximado que asume las siguientes tres premisas:

- La máquina eléctrica es un cuerpo homogéneo.
- El calor es generado en función del cuadrado de la intensidad.
- El calor es disipado en función de la diferencia de temperatura.

El proceso de calentamiento del generador comienza con la circulación de intensidad I por el devanado de la máquina en funcionamiento. En la resistencia R_p del devanado se pierde la potencia $P_p = I^2 \cdot R_p$. Una parte de este calor calienta la máquina según su capacidad térmica C_{th} y la otra parte es evacuada al exterior de la máquina según su resistencia térmica R_{th} . La constante térmica de la máquina es $\tau_{th} = R_{th} \cdot C_{th}$. Siendo (ϑ) la temperatura de la máquina y (ϑ_a) la temperatura ambiente exterior o del medio refrigerante. Por lo tanto, la máquina eléctrica se rige por la siguiente ecuación diferencial:

$$P_p = C_{th} \frac{d(\vartheta)}{dt} + \frac{(\vartheta) - \vartheta_a}{R_{th}}$$

Ecuación 5-12: Imagen térmica del generador [1]

A partir de la intensidad medida y aplicando la fórmula ($P_p = I^2 \cdot R_p$), la protección 49 es capaz de crear una imagen térmica de la máquina.

Considerando el factor k (sobrecarga máxima de la máquina respecto a valores nominales) y utilizando valores relativos a la sobrecarga máxima admisible, la ecuación diferencial que va a definir el modelo térmico del generador queda de la siguiente forma:

$$i^2 = \tau_{th} \cdot \frac{d\theta}{dt} + (\theta - \theta_a)$$

Ecuación 5-13: Imagen térmica del generador [1]

El relé 49 se conecta al sistema a través de transformadores de intensidad (TIs), este relé es de alcance abierto, como hemos dicho anteriormente y es capaz de detectar sobrecargas internas del generador, pero también puede ver y actuar sobre faltas externas, por ejemplo, sobrecargas en el transformador elevador o transformador principal.

La filosofía de disparo de esta protección funciona del siguiente modo, al alcanzarse el primer valor preajustado de exceso de temperatura emite un aviso de alarma, por ejemplo, para efectuar a tiempo una reducción de carga. Si se alcanza el segundo límite, da disparo, aislando de la red al generador.

Los efectos de estas excesivas temperaturas para los aislamientos reducen la vida útil del generador al acelerar el envejecimiento de los aislantes. Las dos situaciones que se pueden producir son:

- Aumento permanente de unos 10K durante largos periodos de tiempo.
- Aumento superior de la temperatura en periodos cortos de tiempo.

Siendo el primer escenario mucho más dañino para el generador.

La función 49 una vez que da disparo, actúa desconectando la central generadora [6]. La siguiente figura (Ilustración 5-18) muestra el diagrama de conexión de la función 49:

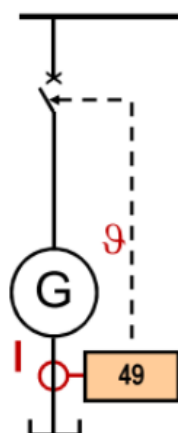


Ilustración 5-18: Esquema de conexión de la protección contra sobrecargas (49) [9]

La siguiente figura (Ilustración 5-19) muestra la característica de disparo típica para este tipo de protecciones. En ella se observa la curva de temperatura proveniente de la solución de la ecuación diferencial propuesta anteriormente (Ecuación 5-12) y los dos umbrales de disparo que se tienen que ajustar (alarma y disparo), en este caso, ajustados al 90% y 100% (correspondiéndose éste último a la temperatura final establecida con una intensidad permanente máxima admisible) respectivamente [1].

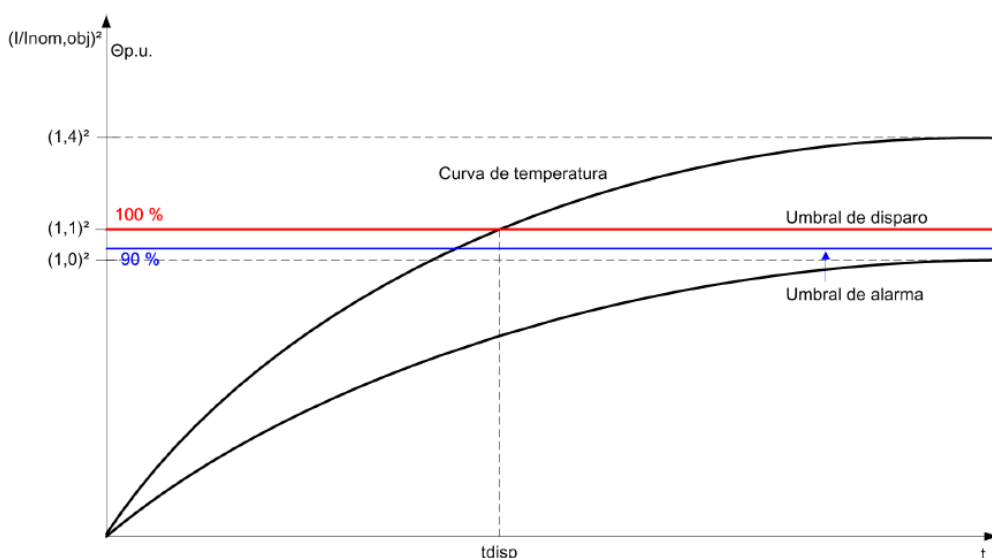


Ilustración 5-19: Variación de temperatura para distintas intensidades de sobrecarga (K=1) [1]

El tiempo de actuación de la protección se ajusta en función del porcentaje de intensidad medida con respecto a la intensidad máxima admisible por el generador. Ésta característica de disparo contra sobrecargas se ajusta acorde al estándar (IEC 60034-3) [11].

En cuanto a los criterios de ajuste de la protección, el factor K se ajusta de acuerdo a la intensidad máxima permanente admisible. El umbral de alarma se ajustará en un 5% - 10% por debajo del umbral de disparo, éste último al estar relacionado con las temperaturas del generador, será proporcionado por el fabricante [1].

Es interesante conocer que existe una gran influencia de la temperatura ambiente sobre la referencia de temperatura, por lo que las protecciones de nueva generación, lo tienen en cuenta, desplazando el umbral de disparo en función de ésta temperatura ambiente.

Una de las grandes particularidades que tiene es que su tecnología también tiene en cuenta la evolución en el tiempo de la temperatura, temporizando el tiempo que la temperatura ha sobrepasado cada nivel.

La siguiente figura (Ilustración 5-20) muestra la actuación de la protección ante condiciones de falta:

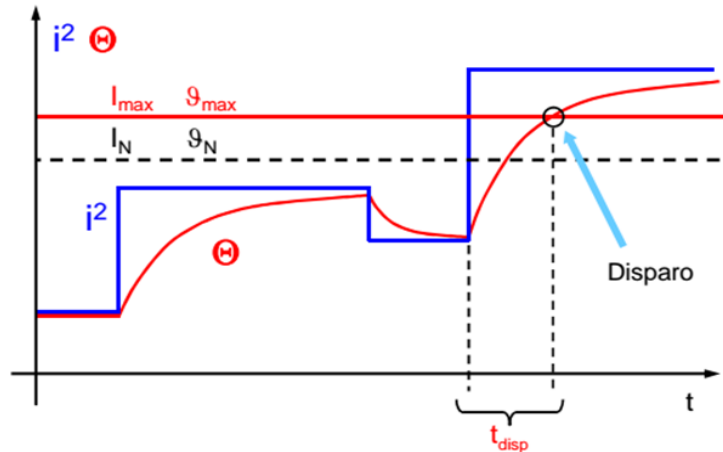


Ilustración 5-20: Actuación de la protección contra sobrecargas (4) [9]

El mayor inconveniente de esta función de protección es que no posee una medición directa de la temperatura, si no que obtiene la temperatura a partir de la intensidad medida, lo que hace que pierda exactitud. Aun así, a día de hoy, los algoritmos utilizados por la protección están muy mejorados y se aproximan fielmente a la temperatura real del generador.

5.1.2.2. Protección contra cargas desequilibradas (46)

La función de protección contra cargas desequilibradas (ANSI 46) es una protección capaz de detectar faltas externas ante condiciones de funcionamiento anormales de la red que afectan al generador. Esta protección, evalúa las intensidades de secuencia negativa (I_2) del generador a partir de la medición de la intensidad y aplica el teorema de las componentes simétricas para realizar el cálculo.

La intensidad de secuencia negativa (I_2) genera estrés térmico en el devanado del rotor, por lo que la protección tiene como función proteger a los generadores en caso de una carga asimétrica de larga duración, señalar la presencia de cargas asimétricas en la red, detectar interrupciones del conductor en el sistema primario y detectar cortocircuitos monopoles y bipolares con una sensibilidad mayor que la protección de sobreintensidad.

- En caso de falta a tierra, la intensidad de secuencia inversa es:

$$I_2 = \frac{1}{3} \cdot I_{falta}$$

Ecuación 5-14: Intensidad de secuencia inversa para falta a tierra [1]

- En caso de falta bifásica, la intensidad de secuencia inversa es:

$$I_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot I_{falta}$$

Ecuación 5-15: Intensidad de secuencia inversa para falta bifásica [1]

Las causas más comunes de la aparición de desequilibrios en la red son:

- Asimetrías del sistema (desequilibrios en el transformador elevador o transformador principal).
- Faltas desequilibradas en el sistema.
- Circuitos abiertos.

La presencia de cargas desequilibradas produce corrientes de secuencia inversa (I_2) superpuestas a la componente directa. Estas intensidades de secuencia inversa del estator originan un campo magnético que gira en sentido contrario al sentido de giro del rotor a la velocidad de sincronismo. De esta forma, inducen en el hierro masivo del rotor corrientes parásitas (corrientes de Foucault) de frecuencia doble a la nominal ($\approx 100\text{Hz}$) que circulan por la superficie del rotor produciendo el sobrecalentamiento del mismo en cortos periodos de tiempo, pudiendo llegar incluso a fundir el metal o destruir totalmente su estructura metálica [8]. No obstante, respetando unos límites, es admisible la presencia de una cierta carga desequilibrada.

En cualquier caso se debe adecuar la característica de disparo del equipo de protección contra carga desequilibrada a la característica térmica del generador.

Esta protección se emplea en cables subterráneos, transformadores, motores y también en generadores de potencia superior a 5MVA [11].

Se conecta utilizando transformadores de intensidad en el lado del neutro del generador. En la siguiente figura, (Ilustración 5-21) se puede ver cómo es su conexión típica.

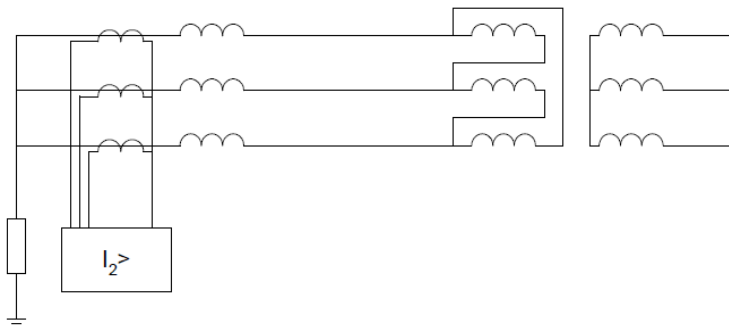


Ilustración 5-21: Conexión típica de la protección contra cargas desequilibradas (46) [6]

Siendo de una protección de alcance abierto, capaz de ver faltas en gran parte del sistema. Esta protección actúa sobre el interruptor del generador, en caso de que éste existiera, si no es así, actuaría en el interruptor del lado de AT [6]. La siguiente figura (Ilustración 5-22) muestra su conexión al sistema:

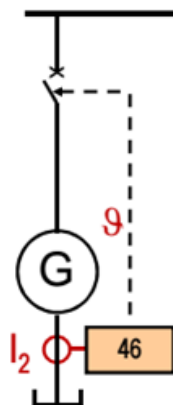


Ilustración 5-22: Esquema de conexión de la protección contra cargas desequilibradas (46) [9]

El tiempo de actuación de la protección está relacionado con el tiempo que se puede permitir que un generador opere con corrientes desbalanceadas y obteniendo un suficiente margen de seguridad. Este tiempo se obtiene de la siguiente expresión [6]:

$$I_2^2 \cdot T = K$$

Ecuación 5-16: Tiempo de actuación de la protección contra cargas desequilibradas (46) [6]

Dónde:

K = constante, que depende del tipo de máquina y de refrigeración de la misma.

I_2 = corriente de secuencia inversa.

T = tiempo de duración de la falta [s].

Hay dos sistemas típicos de protección contra cargas desequilibradas:

- El relé presenta una característica escalonada en la que para un cierto valor de intensidad de secuencia negativa que no origina daños en la máquina da un aviso de forma que pueda haber opción a corregirlo por el operador de la central, y otro escalón, en el que para valores superiores se reduce el tiempo de actuación produciendo el disparo.

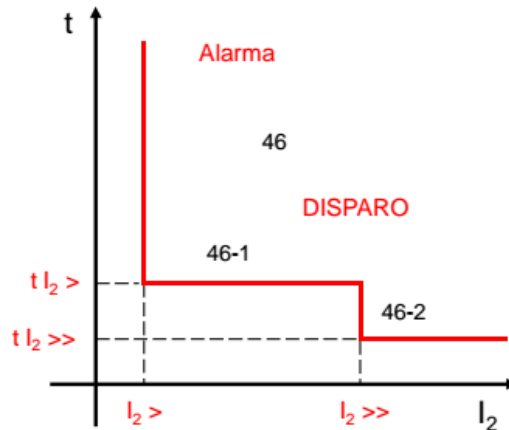


Ilustración 5-23: Curva característica de disparo de la protección contra cargas desequilibradas (46) [9]

- El relé toma una característica de actuación ($I_2^2 \cdot t = cte$) que discurre paralela a la característica térmica del generador, evitando así disparos prematuros y aprovechando mejor la capacidad térmica de la máquina. Se busca la curva que esté lo más próxima posible, siempre por debajo de la intensidad de secuencia inversa máxima admisible.

El ajuste del relé va en función de los límites térmicos que tenga el generador. Estos límites, son dados por el fabricante y se utilizan para el ajuste de la función de protección.

La fracción de secuencia negativa con respecto a la nominal depende del tipo de construcción. Como orientación, la siguiente tabla (Tabla 5-2) mostrará los valores especificados en la norma americana ANSI C50.13.

TIPO DE GENERADOR		% In	
ROTOR LISO	Refrigeración indirecta		10
	Refrigeración directa	0 - 960 MVA	8
		960 - 1200 MVA	6
		1201 - 1500 MVA	5
POLOS SALIENTES	Con arrollamiento amortiguador	10	
	Sin arrollamiento amortiguador	5	

Tabla 5-2: Límite de corriente inversa [7]

Estos límites son válidos siempre que la intensidad máxima del generador no supere el 105% de su valor nominal y no se sobrepase la potencial nominal “[6]”.



El valor de K , indica el tiempo máximo que el generador podría soportar una corriente inversa igual a la nominal (100%). Este factor debe ser facilitado por el fabricante y viene especificado en distintas normas (ANSI, BS) [8].

Se debe ajustar el valor K de manera que la máquina se desconecte antes de sufrir daños pero a su vez debe haber una selectividad adecuada con las demás protecciones.

5.1.2.3. Protección contra pérdida de sincronismo (78)

La protección contra pérdida de sincronismo, también llamada contra deslizamiento de polos (ANSI 78) es una protección contra funcionamientos anormales de la red que afectan al generador, se utiliza cuando se presentan en la red oscilaciones de potencia que pongan en peligro la estabilidad de la misma.

Estas oscilaciones de potencia se pueden dar tras procesos dinámicos como:

- Salto de carga.
- Cortocircuito no despejado con la suficiente rapidez.
- Pausa sin tensión del ciclo de reenganche.
- Maniobra que modifica la configuración de la red.

Cuando una red eléctrica funciona en condiciones estables se caracteriza por mantener un equilibrio entre la potencia generada y la potencia demandada en cada momento.

En condiciones normales de funcionamiento el ángulo entre la tensión de generación y la tensión de la red forman un ángulo fijo denominado ángulo de potencia o ángulo de par (δ).

Como consecuencia de una oscilación de potencia, el rotor se acelerará (o decelerará) con respecto del campo magnético resultante que mantiene una velocidad constante ya que la frecuencia del sistema eléctrico prácticamente no varía, con lo que se tendrá un movimiento relativo y una variación del ángulo de potencia, que estará cambiando constantemente de 0° a 360° .

Como consecuencia de estas perturbaciones, la velocidad de giro de la máquina síncrona experimentará una desviación respecto de su valor de sincronismo de 50Hz, y el ángulo de potencia variará.

Una vez pasada la perturbación habrá dos opciones, una es que la máquina pueda recuperar la frecuencia de sincronismo con un nuevo ángulo de potencia, o en cambio que no sea capaz de estabilizarse perdiendo definitivamente el sincronismo, en cuyo caso se deberá aislar el generador de la red eléctrica.

Un factor que influye notablemente en la pérdida o no del sincronismo es el tiempo de despeje de las faltas.

Las consecuencias directas sobre el generador son de tipo mecánico ya que provoca intensos esfuerzos de torsión en el eje del generador. Las consecuencias sobre la red es que se ve afectada su estabilidad incluso pudiendo llegar a producir el colapso de tensiones.

Por todo lo explicado anteriormente es necesario disponer de relés de protección que se ocupen de detectar dichas oscilaciones de potencia y que sepan distinguir cuando tienen que dar orden de disparo y cuando las oscilaciones producidas son estables.

El relé 78 mide la impedancia, haciendo el cociente entre la tensión y la intensidad a cada lado del generador, según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 5-24):

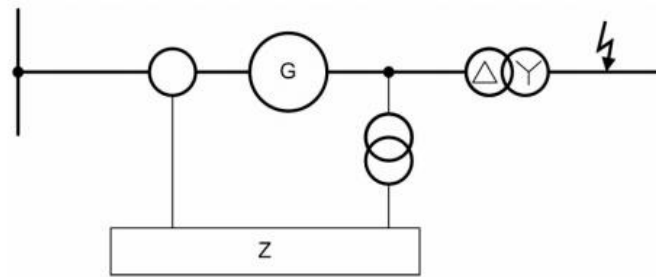


Ilustración 5-24: Esquema de conexión de la protección contra pérdida de sincronismo (78) [9]

El ajuste de la protección suele habilitar dos zonas, la primera de ellas se corresponde a cuando la trayectoria de la oscilación de potencia cruza la zona de impedancia del generador o del transformador principal, la segunda zona estaría referida a oscilaciones de potencia en la red, fuera de la unidad generadora. De tal modo que cuando una trayectoria atravesase la zona 1 el relé deberá desconectar el generador lo más rápido posible, en cambio cuando la oscilación de potencia se produzca en la zona de la red no deberá operar.

De los distintos métodos utilizados por el relé de protección para detectar si se trata de una simple oscilación de potencia o de una pérdida de sincronismo, algunos relés, como por ejemplo el relé de Siemens, utilizan el denominado polígono de detección.

Este polígono se define por los valores de las impedancias capaces de diferenciar las dos zonas previamente mencionadas, la zona 1 correspondiente a la planta de generación, y la zona 2 correspondiente a la red eléctrica.

La protección estudia la trayectoria que sigue la oscilación para ver si se va a estabilizar o se trata de una pérdida de sincronismo, para ello el relé dispone de numerosos algoritmos que hacen este cometido.

La siguiente figura (Ilustración 5-25) es una figura explicativa del funcionamiento del algoritmo del relé donde se muestra varios ejemplos de trayectorias de oscilaciones de potencia que tienden a estabilizarse y de oscilaciones de potencia que causan la pérdida de sincronismo.

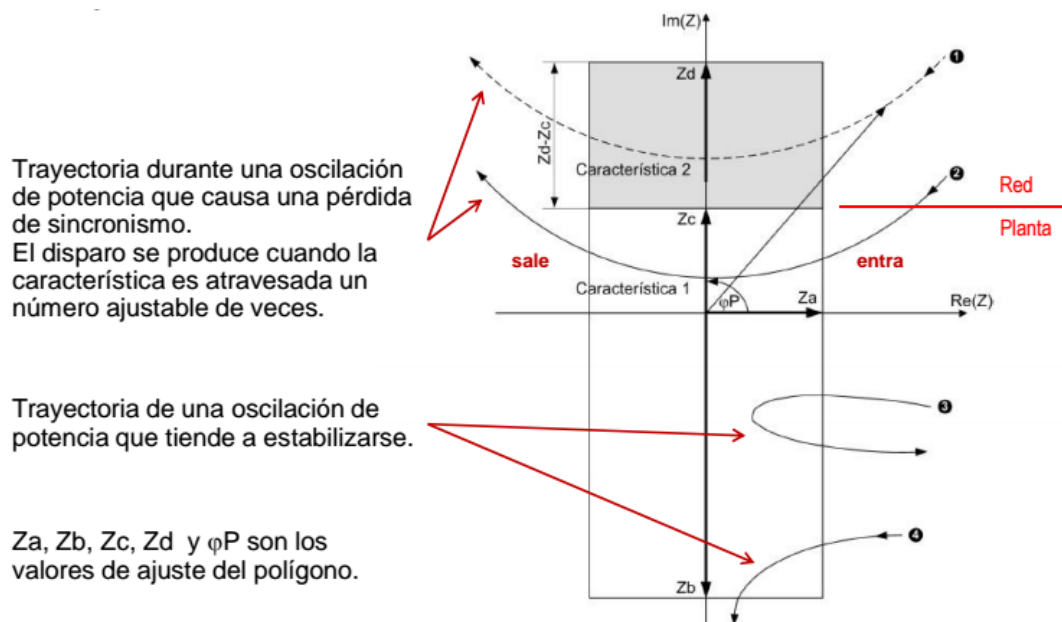


Ilustración 5-25: Polígono de detección de la protección contra pérdida de sincronismo (78) [9]

La función 78 es una de las funciones más complejas del sistema de protección de generador, sigue evolucionando y dando mejoras en los algoritmos que utiliza.

Cada fabricante da soluciones muy distintas para hacer este tipo de protección. Uno de los sistemas o algoritmos más típicos o normalizados es el sistema por lentes. En el cual el relé diferencia entre una oscilación de potencia o una pérdida de sincronismo dependiendo de si la trayectoria cruza la recta característica de la impedancia y permanece cierto tiempo en cada parte de la lente. La siguiente figura (Ilustración 5-26) muestra varios ejemplos de trayectorias para el sistema de lentes previamente explicado.

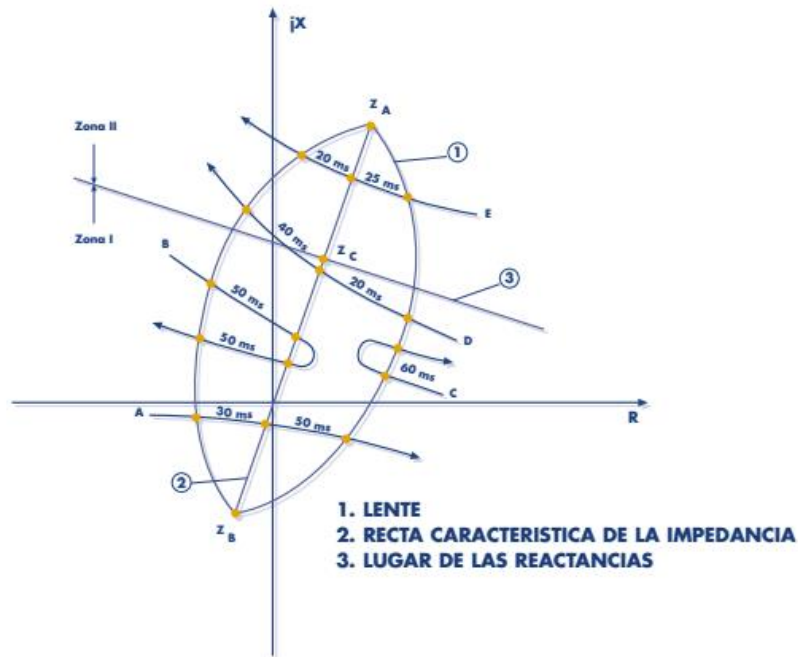


Ilustración 5-26: Ejemplos de oscilaciones para la protección contra pérdida de sincronismo (78) [7]

Normalmente los criterios de ajuste que se siguen para esta protección son los recomendados por el fabricante.

5.1.2.4. Protección contra variaciones de frecuencia (81M/81m)

La protección contra variaciones de frecuencia (código ANSI 81) es una función de protección capaz de actuar sobre faltas externas producidas tanto por funcionamientos anormales de la red como por funcionamientos anormales del generador. Tiene como misión detectar frecuencias excesivamente altas (sobrefrecuencia, 81M) o bajas (subfrecuencia, 81m) en el generador, actuando como corresponda en cada caso cuando la frecuencia se salga del rango permitido.

La frecuencia de la red es una característica nominal que define la calidad del servicio, por lo que hay que mantenerla estable, para ello hay que conseguir permanentemente un equilibrio entre la generación y el consumo. En caso de romperse dicho equilibrio, se hace necesaria la actuación de la protección.

La frecuencia de la red y la derivada de la frecuencia son medidas que indican el desequilibrio entre la generación real y la demanda de carga. Si la frecuencia fundamental de red es alta indica que la generación disponible es demasiado alta en comparación con la demanda de energía de la carga conectada a la red de potencia. Siendo la variación de



frecuencia proporcional al desequilibrio e inversamente proporcional a la regulación primaria del mismo.

Esta protección tiene como misión detectar las situaciones explicadas anteriormente y proporcionar una señal de salida adecuada para actuar sobre el sistema.

La subfrecuencia (81m) se da cuando al romperse el equilibrio entre energía generada y energía consumida, la energía consumida (demandada por la red) es mayor a la energía generada. Esto da lugar a que la velocidad del generador se vea reducida, es decir, que el generador se frene, reduciéndose por tanto la frecuencia del generador.

La función de subfrecuencia permite detectar también la sobreexcitación del transformador elevador. Esta protección es más crítica porque el operador no tiene opción directa de controlarla. Cuando baja la frecuencia es importante que no se produzca la desconexión de ninguna máquina de la red a fin de evitar que empeore la situación.

Resulta interesante saber que el estado de subfrecuencia es más perjudicial para las turbinas de vapor que para los propios generadores, ya que las turbinas están diseñadas para trabajar a una frecuencia estipulada, y si ésta baja puede producir resonancia magnética con vibraciones. Ya que para una turbina estos efectos son acumulativos, es importante que los fabricantes faciliten datos acerca del tiempo máximo que puede operar una turbina en condiciones de defecto. Dicho tiempo puede ser tan corto como de 10 minutos en 40 años [8].

La sobrefrecuencia (81M) se da cuando al romperse el equilibrio entre energía generada y energía consumida, la energía consumida (demandada por la red) es menor a la energía generada. Esto da lugar a que la velocidad del generador aumente, es decir, que el generador se acelere, aumentándose por tanto la frecuencia del generador.

La función de sobrefrecuencia permite detectar la autoexcitación de las máquinas que trabajan con líneas largas en vacío. Esta función no es tan grave ya que se puede solucionar rápidamente por el regulador de velocidad disminuyendo la potencia mecánica de la turbina.

La protección de sobrefrecuencia (81M) se emplea en todo tipo de generadores independientemente de su potencia nominal. En cambio, la protección de subfrecuencia (81m) se utiliza para generadores de una potencia superior a 5MVA.

Estas protecciones miden la tensión y la frecuencia y se conectan al sistema a través de transformadores de tensión, aguas arriba del generador, según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 5-27):

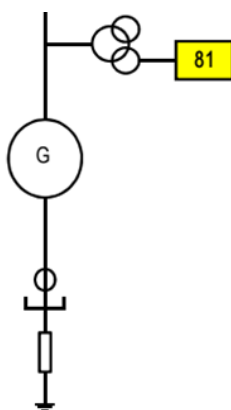


Ilustración 5-27: Esquema de conexión de la protección de frecuencia (81M/81m) [9]

En condiciones de operación normal, el cometido de estas protecciones es monitorizar la frecuencia. Cuando detectan variaciones de frecuencia, es decir, cuando se encuentran bajo condiciones de operación anormal, tienen que actuar según corresponda.

En centrales eléctricas pequeñas, la actuación de la protección consiste en aislar al propio generador creando dos subsistemas. En cambio, en centrales de generación más grandes, no se considera el disparo ante faltas de estabilidad, ya que esto agravaría la situación. Lo que se contempla sería, por ejemplo, la desconexión controlada de consumos (deslastrado) [7].

En el caso de que el sistema no tenga otra opción que disparar, actuará únicamente abriendo el interruptor del lado de AT [6].

El tiempo de actuación de la protección depende de la filosofía que le quiera aplicar el cliente pero debe permitir coordinar el proceso de desconexión.

A continuación, sigue un ejemplo de un criterio de ajustes típico para el relé donde, la protección que suele instalarse normalmente consta de dos relés de frecuencia, uno encargado de la subfrecuencia (81m) y otro de la sobrefrecuencia (81M).

El primero (81m) será escalonado, teniendo 3 niveles:

- 81-1: Genera una alarma cuando la frecuencia desciende de 50Hz.
- 81-2: Se produce la separación de la red una vez que la frecuencia está por debajo de 49Hz.
- 81-3: Se produce la parada de la máquina para valores inferiores a 48,5Hz.

El segundo relé (81M) sólo tendrá un nivel:

- 81-4: Genera una alarma cuando la frecuencia sobrepasa un valor preajustado (por ejemplo, 50,2Hz).

Las figuras que se muestran a continuación (Ilustración 5-28) se corresponden con la curva característica de disparo que se ha puesto como ejemplo.

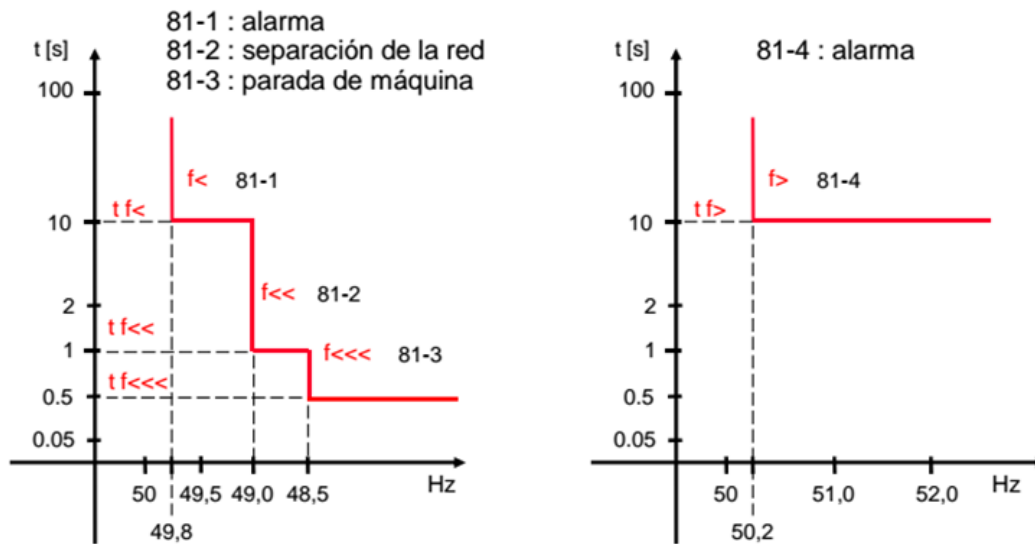


Ilustración 5-28: Curva característica de disparo de la protección de frecuencia (81M/81m) [9]

Además, se dispone de un parámetro Tensión mínima que se ajusta sobre todos los escalones. Este parámetro se comportará como un arranque para el criterio de medida de la frecuencia, caracterizado por una alta exactitud y un pequeño tiempo de arranque, capaz de producir el bloqueo de la función en el caso de que la tensión medida sea menor que dicho valor ajustado.

Los valores de los ajustes de frecuencia dependerán también de las necesidades del usuario de la red o del operador de la central eléctrica.

En cuanto a la protección de subfrecuencia (81m), el ajuste tiene que estar bien por debajo de la frecuencia ocurrente más baja y bien por encima de la frecuencia más baja aceptable para las máquinas. Su valor de ajuste debe estar comprendido en el rango 0.80 – 1.00 de frecuencia nominal.

5.1.2.5. Protección contra sobretensiones (59)

La función de protección de sobretensión (ANSI 59) es una protección contra funcionamientos anormales del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban la red. Su función es medir las tensiones fase-fase o fase-neutro del generador para proteger al

generador y a los equipos eléctricos conectados a éste (por ejemplo, transformador) contra grandes subidas de tensión y con ello contra problemas de aislamiento.

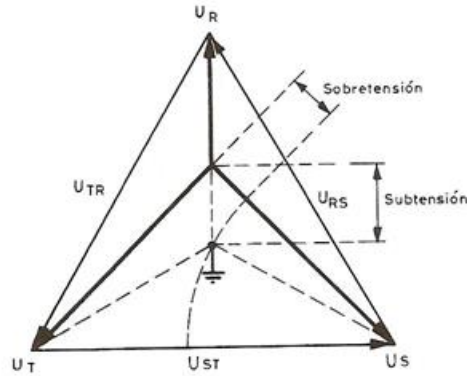


Ilustración 5-29: Sobretensión fase-neutro

Dado que la tensión es una característica nominal del sistema, los equipos han sido diseñados y configurados para ciertos valores de tensión. Es por esto que si dicha tensión supera ciertos valores, dichos equipos pueden verse dañados en cuestión de segundos. Por lo que se hace importante la utilización de esta protección contra sobretensiones.

Las sobretensiones se presentan por anomalías en la red:

- En faltas con contacto metálico a un alto nivel de tensión.
- En líneas de transmisión abiertas por un extremo.
- Como consecuencia de una reducción brusca de carga.
- Incorrecta operación del regulador de voltaje del generador:
 - En caso de avería del propio regulador de tensión.
 - En caso de operación manual errónea.

Las elevaciones intempestivas de tensión a las que pueden estar sometidas las máquinas eléctricas pueden dividirse en dos tipos:

- Sobretensiones de origen atmosférico: Para paliarlas, se utilizan pararrayos conectados aguas arriba del transformador principal.
- Sobretensiones de operación.

Esta protección se emplea para todo tipo de generadores, independientemente de su potencia nominal [6].

La protección contra sobretensiones, se trata de una protección de alcance abierto que se suele conectar al generador en el lado de salida a la línea. Emplea relés de tipo voltimétricos. La siguiente figura (Ilustración 5-30) muestra un ejemplo de conexionado de esta protección.

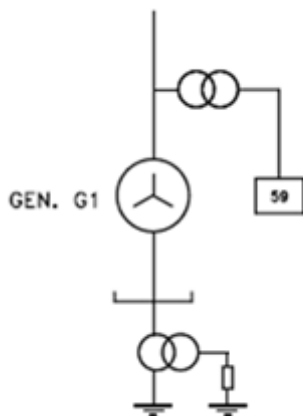


Ilustración 5-30: Esquema de conexión de la protección de sobretensión (59)

La protección 59 cuando detecta sobretensiones en la red durante un tiempo determinado, debe dar disparo, actuando sobre la turbina y el interruptor del transformador (o interruptor del lado de AT). En caso de que haya interruptor de generador (interruptor en el lado de BT), actuaría únicamente sobre éste y sobre la turbina. Además, si la conexión de la protección de generador es de tipo bloque, también actuará sobre el interruptor de servicios auxiliares [6].

Estas protecciones deben llevar cierta temporización de forma que puedan evitar que las sobretensiones transitorias de la red provoquen disparos intempestivos. Además, la temporización debe de coordinarse con la velocidad del regulador de tensión. Es por esto que a esta protección se le suelen habilitar dos umbrales de disparo.

- **Etapas de tiempo definido 1:** Utilizado para ajustes bajos, normalmente con un tiempo de disparo de entre 5s y 20s.
- **Etapas de tiempo definido 2:** Actúa cuando la sobretensión es muy alta y utiliza un tiempo de disparo temporizado entre 0 y 1s.

La siguiente imagen (Ilustración 5-31) muestra un ejemplo típico de curva característica de disparo para esta función de protección:



Ilustración 5-31: Curva característica de disparo de la protección de sobretensión (59) [9]

Como se ha mencionado anteriormente, los relés de sobretensión suelen tener dos escalones. En cuanto a los ajustes recomendados, el primer escalón de tiempo definido se ajusta entre 1,1 y 1,2 veces la tensión máxima de servicio y el segundo escalón de tiempo definido se ajusta aproximadamente a 1,4 veces la tensión nominal [6].

Resulta interesante mencionar que estos relés deberán mantener sus características de forma insensible al valor de la frecuencia.

5.1.2.6. Protección de potencia inversa (32R)

La función de retorno de energía, también llamada de potencia inversa o de antimotorización (ANSI 32R), es una protección contra faltas externas producidas por funcionamientos anormales de la red empleada para el grupo turbina-generador. Supervisa la operación de motorización del generador, previene poner en peligro a la turbina y protege al generador.

Llamamos estado de motorización al estado en el que el generador pasa a funcionar como motor síncrono para mover a la turbina.

La función de protección de potencia inversa se utiliza para separar el generador de la red cuando éste se encuentre en estado de motorización con el fin de proteger tanto al generador como sobre todo a la turbina. Para los álabes de la turbina este estado supone un gran peligro ya que éstos se ven sometidos a enormes esfuerzos de presión para los que no están diseñados. En cambio, para el generador este peligro es más moderado, en caso de que se abra el interruptor de potencia (desconectando el grupo turbina-generador), si fluye fluido

residual el grupo se puede acelerar, alcanzando un excesivo número de revoluciones. Por esta última razón, es importante que la separación de la red se deba hacer una vez detectado el consumo de potencia activa.

La función 32R se emplea para la protección de cualquier tipo de generador, desde generadores con una potencia nominal inferior a 5MVA hasta generadores de potencial nominal superior a 200MVA [11].

El principio de funcionamiento de la protección se basa en la medición de las intensidades a un lado del generador y las tensiones al otro lado (véase Ilustración 5-32) para así calcular la potencia activa.

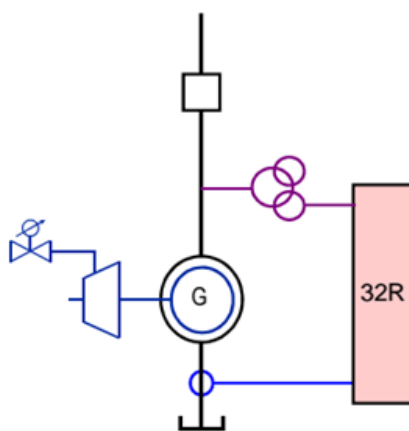


Ilustración 5-32: Esquema de conexión de la función de protección de potencia inversa (32R) [9]

El relé que se utiliza típicamente es un relé direccional de potencia monofásico que depende del ángulo de fase y de las magnitudes de las tensiones e intensidades medidas.

La protección 32R tiene dos funciones principales, una de respaldo y una de supervisión.

- 1) La **función de respaldo** se corresponde con la protección contra motorización del generador. Su única restricción es que el interruptor de grupo debe estar cerrado para el disparo de la misma. Tiene dos actuaciones: actuación rápida (condicionada al estado de cierre de la turbina) y actuación lenta (con una temporización que permite evitar disparos intempestivos, por ejemplo, ante oscilaciones de potencia o durante procesos de arranque), su ajuste típico de temporización es de 10s-30s.
- 2) La **función de supervisión** sirve para el disparo secuencial que se debe hacer para desconectar el generador de la red. La secuencia a seguir es la siguiente: reducción de potencia mecánica mientras se reduce la carga, transferencia de los servicios auxiliares, apertura del interruptor de grupo y finalmente, apertura del interruptor de campo. Para la apertura de los interruptores se utiliza un retardo típico de 3s

cuyo cometido es no abrir hasta que el flujo de potencia activa en el generador sea lo suficientemente bajo y no cause sobrevelocidades.

La protección 32R calcula la potencia activa a partir de los componentes simétricos de las ondas fundamentales de las intensidades y tensiones, evaluando los sistemas de secuencia positiva ya que así la detección de potencia inversa es independiente de las asimetrías en las intensidades y tensiones, reflejando así la condición real del lado de accionamiento según la potencia activa total.

El cálculo de la potencia activa responde a la siguiente ecuación:

$$P = 3 \cdot V \cdot I \cdot \cos \varphi$$

Ecuación 5-17: Potencia activa [1]

La siguiente figura (Ilustración 5-33) muestra la curva característica de disparo de la función 32R. Se divide en dos zonas, zona de servicio (funcionamiento del generador en condiciones normales) y zona de disparo (funcionamiento ante condiciones de falta).

La protección arranca cuando la magnitud de potencia calculada en un sentido es superior al valor prefijado.

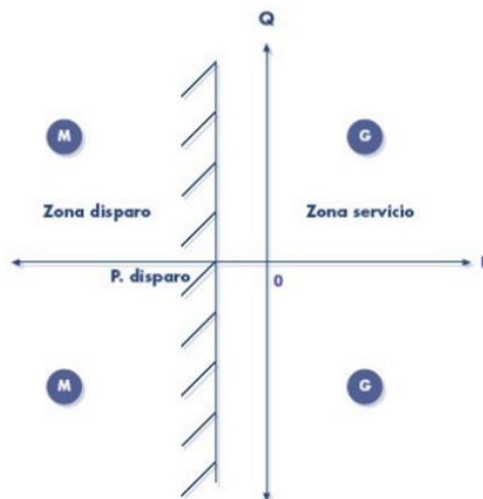


Ilustración 5-33: Curva característica de la función de protección de potencia inversa (32R) [7]

En cuanto a los criterios de ajuste de la protección, se debe tener en cuenta que la potencia activa consumida por los generadores en situaciones de motorización es variable y depende del tipo de turbina. Además, la potencia debe ser menor que la suma de las pérdidas



mecánicas y eléctricas de la máquina en vacío, típicamente se suele ajustar entre el 0,5% y el 5% de la potencia nominal, aunque el valor definitivo se ajusta en la puesta en servicio.

Es de vital importancia para el cálculo de la potencia tener en cuenta los errores introducidos por los transformadores de tensión e intensidad. El error del ángulo de los transformadores tiene una gran influencia, por lo que se debe corregir utilizando un ángulo de corrección constante, que se determina en el momento de la puesta en marcha. De esta forma la protección es capaz de calcular la potencia activa con gran exactitud.

5.1.2.7. Protección contra pérdida de excitación (40)

La función de protección contra pérdida de excitación, también llamada de pérdida de campo, (ANSI 40), es una protección de generador contra funcionamientos anormales del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban a la red.

Su principio básico de protección consiste en proteger al generador en caso de fallos en el sistema de excitación o en el regulador de tensión. Impide que la subexcitación de generadores de gran tamaño ponga en peligro la estabilidad de la red y además evita los sobrecalentamientos en el rotor y que el generador funcione con cargas capacitivas.

La subexcitación viene dada por la pérdida total o parcial de tensión en el devanado de campo estando el generador acoplado a la red. Puede producirse por defectos de control, como por ejemplo, defectos en el regulador de tensión. Además, un generador síncrono en estas condiciones tiende a actuar como un generador asíncrono, de forma que, girará a mayor velocidad de la nominal, operará a potencia reducida y recibirá la excitación de la red. La potencia máxima que proporciona un generador, sin salir de sincronismo, una vez perdida la excitación depende de las características propias del mismo.

Las consecuencias de este tipo de faltas son:

- Una reducción de la corriente de excitación que debilita el acoplamiento entre el rotor y el sistema de potencia externa.
- La máquina podría perder el sincronismo y empezar a funcionar como una máquina de inducción, aumentando el consumo de potencia reactiva.
- Sobrecalentamientos que pueden dañar el aislamiento del devanado del estator e incluso el núcleo de hierro.

Antiguamente cuando se utilizaban los relés de protección electromecánicos, se utilizaba el criterio de la impedancia dado que solo existían métodos de medición de la impedancia. Hoy en día, con los relés numéricos o digitales esta protección ha evolucionado de

tal forma que ahora es más común utilizar el criterio de la admitancia. Para ello, se realiza una transformación de un criterio a otro.

El criterio de la admitancia da lugar a 3 características independientes en el plano de admitancia, las dos primeras adaptadas en la curva de estado estacionario y la tercera adaptada a la curva límite de estabilidad dinámica. La siguiente figura (Ilustración 5-34) muestra las tres características independientes:

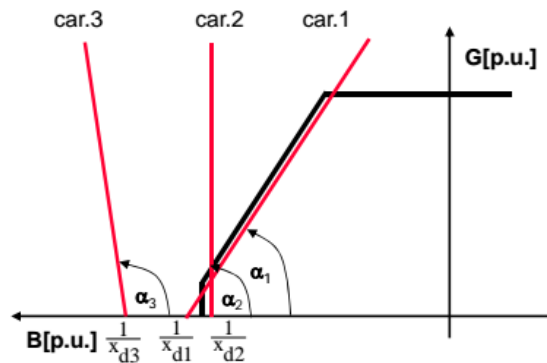


Ilustración 5-34: Características de disparo con criterio de admitancia

Para detectar la subexcitación, la función de protección calcula, por un lado la admitancia a partir de las componentes de secuencia positiva de las tensiones y de las intensidades de las tres fases, determinando el límite de estabilidad en situaciones de subtensión y pudiendo trabajar adecuadamente aún en condiciones de asimetría de intensidades y tensiones, y por otro lado, evalúa la tensión de excitación a través de los transformadores de tensión a la salida del generador.

La siguiente figura (Ilustración 5-35) muestra un ejemplo de los límites de estabilidad en el plano P-Q, donde se puede observar que en condiciones de subtensión, la curva de capacidad del generador se desplaza hacia la derecha reduciendo así los límites del generador.

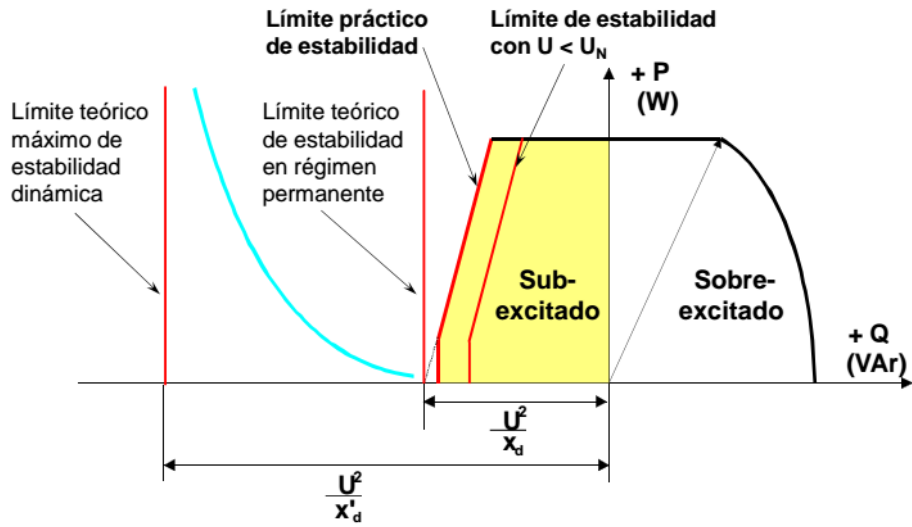


Ilustración 5-35: Límites de estabilidad del generador. Diagrama de admitancia. [11]

El relé se conecta a ambos extremos del generador con un transformador de intensidad y otro de tensión, como muestra la siguiente figura (Ilustración 5-36):

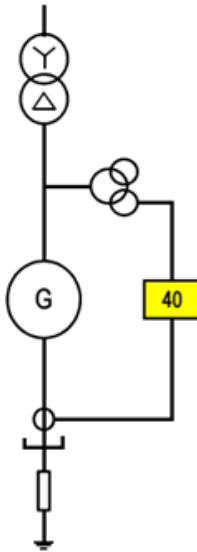


Ilustración 5-36: Esquema de conexión de la función de protección contra pérdida de excitación (40) [9]

La actuación de la protección contra pérdida de excitación combina dos criterios:

- **Criterio estator:** Corresponde a las líneas rectas características.
- **Criterio rotor:** Corresponde al bajo voltaje en el circuito de excitación.



Combinando los criterios previamente mencionados, se obtienen cuatro casos distintos en cuanto a la actuación del relé:

- **Caso 1:** Únicamente se cumple el criterio del rotor: ni alarma ni disparo.
- **Caso 2:** Únicamente se cumple el criterio del estator (características 1, 2): sólo alarma y eventualmente disparo, con un tiempo de retardo de 10s.
- **Caso 3:** Se cumplen el criterio del rotor y el criterio del estator (características 1, 2): alarma y disparo en menos de 1s.
- **Caso 4:** Se cumple el criterio del estator (característica 3): alarma y corto tiempo de disparo ($<0,3s$)

Además de por pérdida de excitación, la función 40 podría dar disparo por oscilaciones de potencia, esto es lo que explica la temporización que se le da a los disparos que permiten no actuar de forma incorrecta al relé.

Esta protección es de uso opcional en generadores de potencia inferior a 5MVA, y de uso recomendado en generadores de potencia nominal mayor de 5MVA [11].

5.1.2.8. Protección contra sobreexcitación (24)

La protección contra sobreexcitación (ANSI 24), es una función de protección contra funcionamientos anómalos del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban la red. Tiene como cometido proteger a los generadores y transformadores de niveles excesivos de densidad de flujo magnético causados por sobreexcitaciones en el generador.

La sobreexcitación del generador se produce frecuentemente durante el arranque y la parada del mismo, ya que en estas condiciones la frecuencia es menor a la nominal y la tensión se mantiene constante debido a la actuación del regulador de tensión. Además se puede producir cuando el grupo generador-transformador opera en modo “isla” y también debido a la pérdida de carga si el regulador de tensión y el regulador de frecuencia del generador no funcionan correctamente o si la función de regulación del transformador es insuficiente o se encuentra fuera de servicio.

La sobreexcitación conlleva flujos magnéticos excesivos que atraviesan su entrehierro y afectan al núcleo de hierro del generador, al estator y rotor, y a su sistema de excitación, produciendo daños, muchas veces irreversibles, en cortos periodos de tiempo.

Según la “Ley de Faraday” que establece que el voltaje inducido en un circuito cerrado es directamente proporcional a la rapidez con que cambia en el tiempo el flujo magnético, y



teniendo en cuenta que el hierro del estator está construido de un material ferromagnético que presenta una característica especial de saturación cuando el flujo magnético que lo atraviesa se incrementa y alcanza un valor determinado, el valor máximo de flujo magnético que es capaz de soportar un generador sin llegar a saturarse se rige por la siguiente ecuación:

$$\Phi_{m\acute{a}x} = \frac{\sqrt{2} \cdot E_{rms}}{N \cdot 2\pi f}$$

Ecuación 5-18: Valor máximo de flujo magnético [1]

Dónde:

E_{rms} : Tensión interna inducida.

N : Número de vueltas de los devanados del estator.

De la ecuación anterior (Ecuación 5-18) se puede observar que el flujo magnético es directamente proporcional a la tensión e inversamente proporcional a la frecuencia:

$$\Phi \approx \frac{V}{f}$$

Ecuación 5-19: Flujo magnético

Por lo que ante valores elevados de tensión y/o valores reducidos de frecuencia se presenta un aumento del flujo magnético. Las normas estandarizadas (ANSI/IEEE) establecen que los generadores deben poder funcionar para niveles de tensión y frecuencia dentro de unos límites establecidos. Según la norma ANSI C50.13, los generadores deben operar con un valor de 1,05 veces su valor nominal. Lo que quiere decir que por encima de estos valores se puede producir un incremento del flujo magnético.

La protección de sobreexcitación mide la tensión y la frecuencia, para así evaluar la relación de V/Hz de la red y determinar la cantidad de flujo magnético que atraviesa su entrehierro, actuando si se supera el valor predefinido.

Esta protección se recomienda en generadores grandes, de potencia superior a 50 MVA, y se implanta de manera opcional en generadores de potencia nominal de entre 5 y 50 MVA [11].

El relé se conecta en terminales del generador mediante un transformador de tensión para medir la tensión y la frecuencia de la red, según muestra la siguiente figura (Ilustración 5-37).

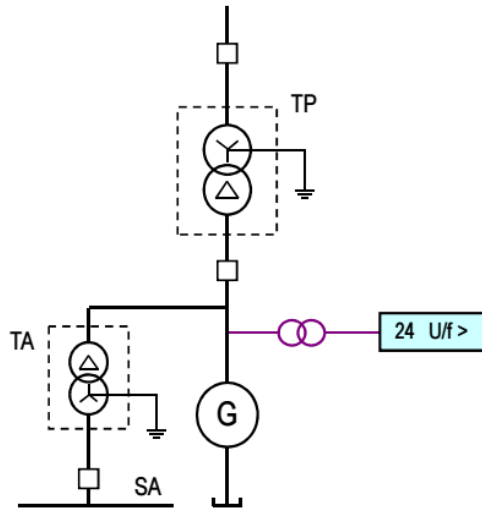


Ilustración 5-37: Esquema de conexión de la función de protección contra sobreexcitación (24) [9]

En condiciones de falta, la protección debe abrir tanto el interruptor de campo como el interruptor de generador y dar orden de cierre a la turbina.

Los ajustes para la protección deberán tener en cuenta las normas utilizadas para el diseño y la construcción del generador, siendo los límites de capacidad del generador (V/Hz) de vital importancia para la determinación de la curva característica que se le debe aplicar. Los fabricantes normalmente proporcionan estos datos en término V/Hz porcentuales contra tiempo, como se muestra en la siguiente figura (Ilustración 5-38).

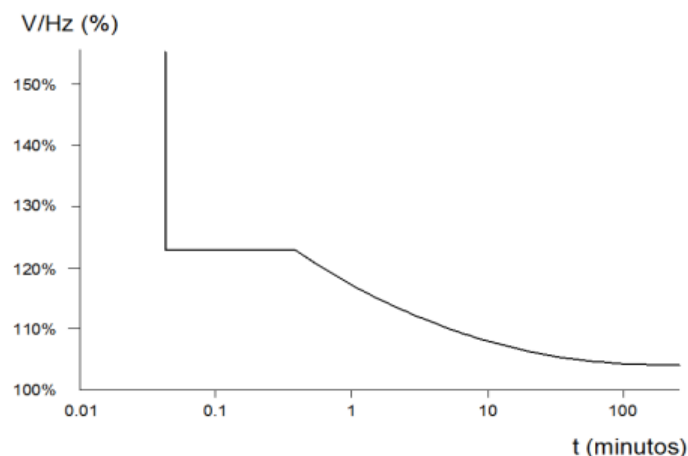


Ilustración 5-38: Curva típica de operación V/Hz de un generador [11]

La protección contra sobreexcitaciones del generador tradicionalmente tiene dos formas distintas de función característica: de tiempo definido y de tiempo inverso. Hoy en día, las nuevas tecnologías que utilizan los relés de protección son capaces de generar curvas

características hechas a medida para cada aplicación. Esto lo consiguen combinando los dos tipos de función característica propuestos anteriormente para conseguir que la protección actúe antes de que se alcancen los límites del generador, con un retardo de tiempo que evite disparos intempestivos. Además, se puede ajustar con dos niveles distintos de operación: alarma y disparo.

La siguiente figura (Ilustración 5-39) muestra un ejemplo de curva característica de operación, la cual dispone de dos escalones independientes, el primero de ellos, dada su alta temporización, aparte de generar disparo, genera alarma al superar el umbral $U/f >$ asociado a la alarma y arranque de la protección que utiliza una curva de tiempo inverso relacionada con la capacidad térmica de generador (tiempo de actuación típico de entre 45s-60s), y un segundo escalón de tiempo definido de actuación mucho más rápida asociado con el disparo por sobreexcitación (tiempo de actuación típico de entre 2s-6s) [6].

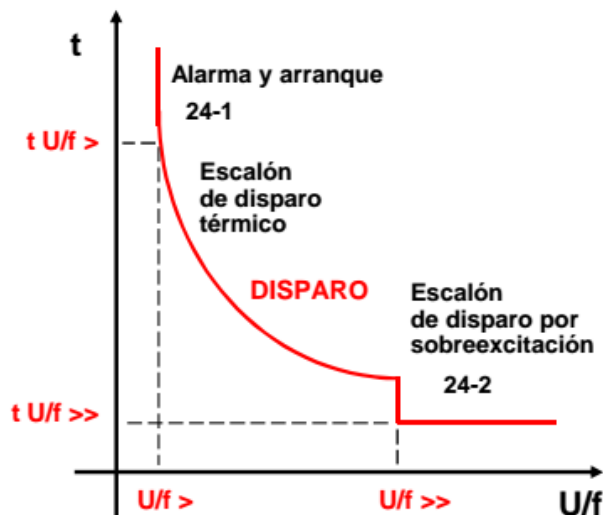


Ilustración 5-39: Curva característica de disparo de la protección contra sobreexcitación (24) [9]

5.1.2.9. Protección de mínima tensión (27)

La protección de subtensión (ANSI 27) es una función de protección capaz de detectar faltas externas provocadas por funcionamientos anormales de la red (cortocircuitos polifásicos).

Tiene como objetivo detectar la bajada de tensión en máquinas eléctricas, evitar condiciones de servicio no permisibles y así mantener la estabilidad del sistema.

La tensión es una característica nominal a partir de la cual los equipos han sido diseñados. Algunos equipos son sensibles a trabajar a bajos niveles de tensión pudiendo sufrir

daños. Es por esto que la actuación de la protección se hace importante en función de la aplicación a la que vaya destinada.

Las condiciones de subtensión son debidas a:

- Incremento en la demanda del sistema.
 - En caso de sobrecargas.
- Por funcionamiento incorrecto en el regulador de tensión:
 - En caso de avería del propio regulador.
 - En caso de operación manual errónea.

Las situaciones de bajada de tensión no son situaciones críticas para el generador, por lo que el relé no es de uso obligatorio. En cambio, sí que lo es en motores, y más específicamente en centrales de bombeo [11].

Esta protección se suele utilizar en centrales pequeñas donde tiene como objetivo detectar cortocircuitos entre fases en la línea de distribución de media tensión.

Se conecta a través de transformadores de tensión (TTs) capaces de medir la tensión en bornas del generador, según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 5-40):

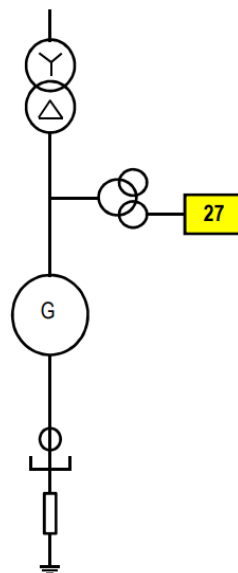


Ilustración 5-40: Esquema de conexión de la protección de subtensión (27) [9]

Dado que en faltas monofásicas y bifásicas existe una reducción desbalanceada de las tensiones en las fases, resulta ventajoso estudiar la tensión de secuencia positiva ya que no está influenciada por los desequilibrios de la tensión.

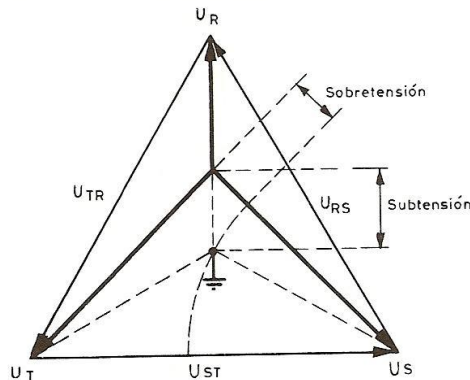


Ilustración 5-41: Subtensión fase-neutro

Su zona de protección es bastante amplia, ya que se trata de una protección de alcance abierto, es decir, va a detectar faltas que ocurran en el sistema hasta cierto alcance, pudiendo actuar sobre ellas.

Esta protección funciona de la siguiente forma, si la protección detecta una condición de subtensión en bornas del generador, ante una posible perturbación en la red, es decir, si detecta que disminuye la tensión por debajo de un valor preajustado, arranca; este arranque consiste en que comienza a temporizar, y si al finalizar la temporización correspondiente a dicha función, la tensión no se ha recuperado, se produce el disparo de la protección.

El disparo de la protección consiste en la apertura del interruptor de generador, el cierre de la turbina y la apertura del interruptor de excitación [11].

Esta protección puede ser utilizada tanto de forma instantánea como temporizada. En general, se configura de forma temporizada, intentando así evitar disparos intempestivos ante faltas externas. Esta temporización se debe a que la protección tiene que permitir la actuación de todos los relés que detectan faltas externas, de forma que una vez eliminadas las faltas, la mayoría de las máquinas eléctricas puedan continuar funcionando de forma normal.

En general, el ajuste de la protección de subtensión debe ser inferior a la mínima tensión de servicio y superior a la tensión más baja aceptable por el equipo de protección.

La siguiente figura (Ilustración 5-42) muestra una curva característica de disparo típica formada por dos escalones de tiempo definido.

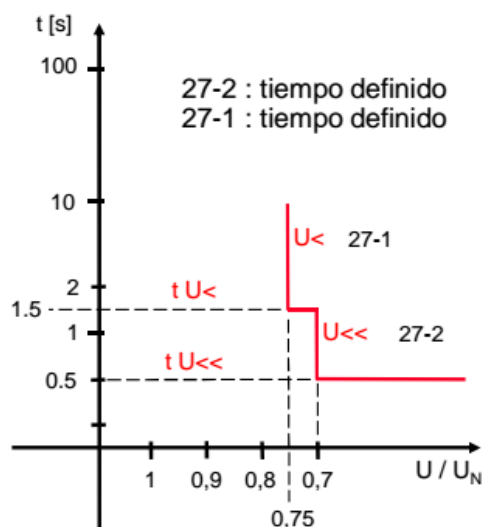


Ilustración 5-42: Curva característica de disparo de la protección de subtensión (27) [9]

El umbral de arranque de la intensidad para el primer escalón se suele ajustar a un 80% - 85% del valor de tensión nominal [6], con un retardo en el disparo de entre 7s y 10s. El segundo escalón se ajusta aproximadamente a un 70% de la tensión nominal con una temporización en el disparo de 1,5s.

La condición de subtensión, como hemos mencionado anteriormente, no es un problema para el generador en sí, excepto cuando aparece una sobreintensidad (por ejemplo, falta externa). En ese caso, el relé deberá estar configurado para generar una alarma o un disparo retardado ante tensiones comprendidas entre el 70% y el 85% del voltaje nominal y también para generar un disparo rápido para tensiones inferiores al 70%. La temporización deberá considerar el tiempo que tarda el regulador en restablecer el voltaje a valores dentro de un rango normalizado.

El relé 27 puede ser utilizado también como elemento de bloqueo para otras protecciones, como para la protección contra energización inadvertida del generador, dónde los fenómenos que se presentan, están relacionados de una forma u otra con bajos valores de tensión.

5.1.2.10. Protección de energización accidental del generador (50/27)

La protección de energización accidental del generador (ANSI 50/27) es una protección contra un funcionamiento anormal del generador que produce daños a sí mismo.

Su función es limitar los posibles daños causados por una conexión no intencionada del generador parado o ya puesto en marcha pero aún sin sincronizar con la red. Ya que cuando



pasa esto, el generador funciona con un gran deslizamiento como máquina asíncrona, acelerándose e induciendo así en el rotor elevadas intensidades no admisibles que pueden dar lugar a su daño térmico en muy poco tiempo. La siguiente tabla (Tabla 5-3) muestra un ejemplo de las intensidades y tensiones que se pueden esperar una vez se haya producido la energización accidental.

	Sistema típico	Sistema fuerte	Sistema débil
Intensidad	1 a 4 I/I_N	3 a 4 I/I_N	1 a 2 I/I_N
Tensión	20% a 70% U_N	50% a 70% U_N	20% a 40% U_N

Tabla 5-3: Intensidades y tensiones típicas en una energización accidental del generador [9]

Debido a esto, es primordial que el disparo sea en el menor tiempo posible, a poder ser, instantáneo (<100ms).

El principio de operación de la función de protección 50/27 consiste en que sólo interviene en dos casos:

- **Máquina parada:** Si todavía no han aparecido magnitudes de medida en el rango de trabajo válido de la frecuencia.
- **Máquina en marcha pero no sincronizada:** Cuando aparece una subtensión menor a la frecuencia nominal.

La función debe bloquearse una vez que supera la tensión mínima para permitir así el funcionamiento del generador en condiciones normales de operación. Este bloqueo se temporiza con el objetivo de que evite que la protección se bloquee en el mismo momento en el que se produzca una conexión no intencionada del generador.

En cuanto al criterio de ajustes de la protección, el umbral asociado a la intensidad se ajusta más sensible que el de la protección de sobreintensidad ($0,5 \cdot I_N$) de tal forma que la protección de energización accidental sólo pueda estar activa si la máquina está parada o si todavía no se han alcanzado las condiciones nominales. El umbral de tensión mínima se ajusta entre el 50% y el 70% de la tensión nominal.



5.1.2.11. Protección contra fallo de interruptor (50BF)

La protección de fallo interruptor (ANSI 50BF), es una protección que tiene como función detectar si el interruptor de potencia ha fallado y por consiguiente no ha sido capaz de despejar una falta.

La apertura del interruptor de potencia puede fallar debido a fallos mecánicos, como por ejemplo la falta de presión de SF₆, o por fallos eléctricos, como la incapacidad de extinguir el arco eléctrico aun estando el interruptor cerrado.

El principio de funcionamiento de la función de protección consiste en supervisar que después del disparo generado por el sistema de protección, el flujo de intensidad a través del interruptor sea nulo al cabo de un tiempo predefinido, ya que sería la forma de detectar que el interruptor ha abierto y la falta ha sido despejada. En cambio, si una vez transcurrido este tiempo, la falta no ha sido despejada, la función se encarga de dar el correspondiente disparo a los interruptores de niveles superiores.

Cuando esta protección se aplica a un interruptor de generador, su disparo no tiene por qué ser iniciado por un cortocircuito, es decir, por la detección de altas intensidades, sino que puede ser por condiciones anómalas tales como sobrecitaciones, sobretensiones, potencia inversa, etc. Por ello se dispone de dos criterios para el arranque de la protección:

- **Criterio de intensidad:** Comprueba si después de una orden de disparo, la intensidad de las tres fases, se ha situado por debajo de un valor límite predefinido.
- **Criterio de contactos auxiliares:** Evalúa el contacto auxiliar del interruptor de potencia para las funciones de protección en las que eventualmente el criterio de intensidad puede no ser determinante.

La siguiente figura (Ilustración 5-43) muestra un ejemplo de conexionado y coordinación de las funciones de fallo interruptor en una instalación:

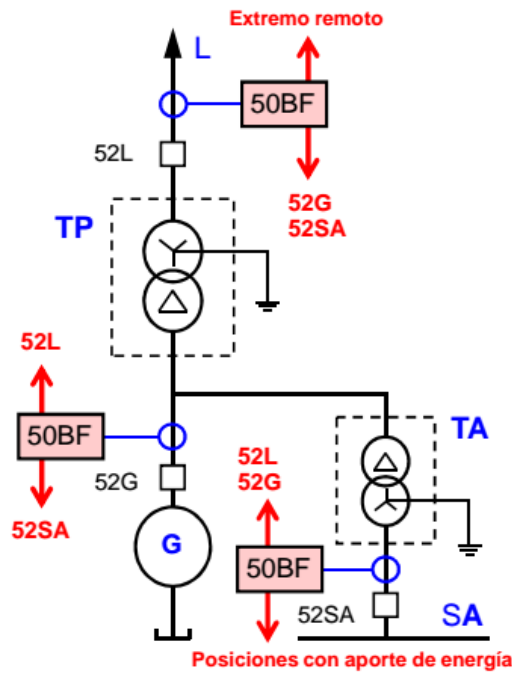


Ilustración 5-43: Esquema de conexión de la función de protección contra fallo interruptor (50BF) [9]

El arranque de la protección 50BF viene dado por las funciones de protección internas del equipo (orden de disparo de las funciones de protección y lógica de usuario) o de una protección externa (acoplamiento del disparo externo mediante entrada binaria, mensaje GOOSE, etc.).

Con el inicio se comprueba mediante el criterio de intensidad o mediante el criterio de contactos auxiliares si el interruptor está cerrado. Con el interruptor cerrado, la función de fallo interruptor arranca, se genera el aviso correspondiente y se inicia un tiempo de retardo parametrizable.

Durante la temporización se comprueba continuamente si el interruptor ha abierto. Si esto ocurre, la función se repone. En cambio, si una o varias fases del interruptor permanecen cerradas, la función produce un disparo una vez transcurrida la temporización.

La siguiente figura (Ilustración 5-44) muestra el diagrama de bloques que utiliza la protección para efectuar el correspondiente disparo:

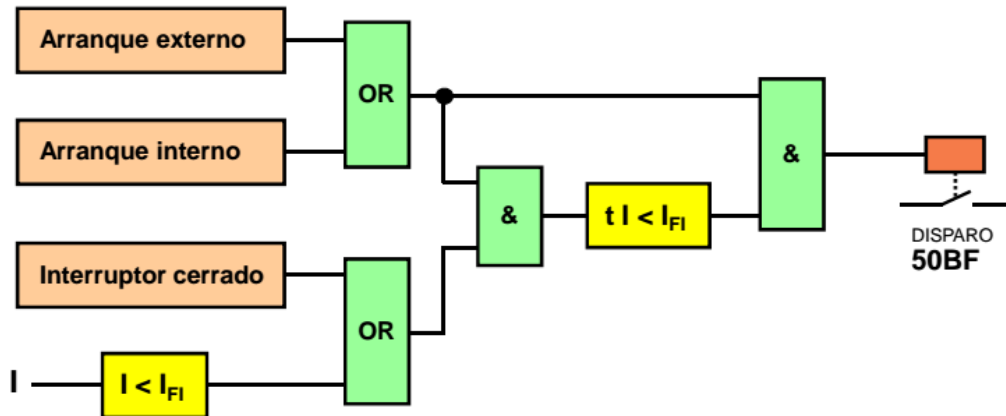


Ilustración 5-44: Diagrama de bloques de la función de protección contra fallo interruptor (50BF) [9]

En condiciones de falta, la función de protección actúa según el siguiente procedimiento:

1. Se genera una orden de disparo a las dos bobinas de apertura del interruptor de potencia.
2. Se procede a generar una orden de disparo de los interruptores adyacentes, de forma que se despeje la falta abriendo el circuito deseado y a su vez el interruptor que ha fallado se quede aislado.

La actuación de la protección 50BF debe ser fiable y rápida, capaz de aislar al grupo de la red en el menor tiempo posible sin comprometer la estabilidad del sistema. Debe esperar primero el tiempo necesario para que el interruptor complete la secuencia de apertura y después, si es necesario, disparar.

La temporización que garantiza la secuencia de apertura del polo es la suma del tiempo que el interruptor tarda en abrir, el tiempo de extinción del arco y el tiempo de seguridad. Típicamente se establece en un tiempo de 250ms aproximadamente.

Capítulo 6

**APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE
GENERADOR**



6. APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE GENERADOR:

6.1. **Ámbito de la aplicación**

En el presente apartado se procederá a desarrollar el diagrama funcional de la protección de generador diseñado para la instalación objeto de estudio, así como, se seleccionará el equipo de protección más óptimo para llevar a cabo este cometido.

6.1.1. Diagrama funcional de la protección de generador

El sistema de protección de generador finalmente escogido para la aplicación objeto de estudio se representa gráficamente en un diagrama funcional. Dicho diagrama funcional se divide en dos partes:

La primera parte es la relacionada con el sistema primario de protección (Véase Ilustración 6-1), donde se muestran los elementos de medida (transformadores de intensidad y de tensión) utilizados para el sistema de protección con sus correspondientes características, así como las conexiones de dichos elementos de medida con el relé de protección.

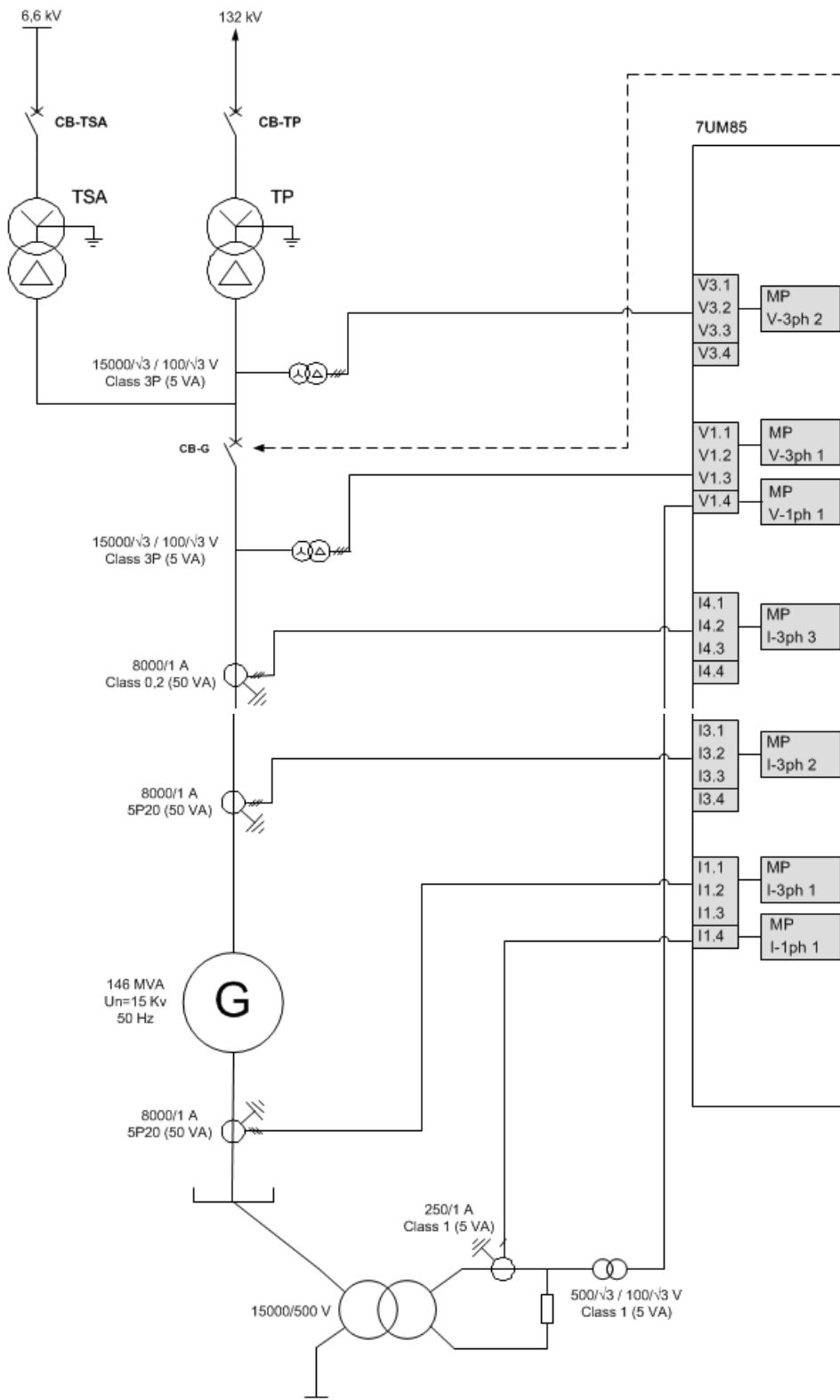


Ilustración 6-1: Sistema primario de protección del diagrama funcional de la protección de generador

La segunda parte es la relacionada con el sistema secundario de protección (Véase Ilustración 6-2), es decir, con lo referente al relé de protección escogido. En esta parte del diagrama se muestran: las interconexiones entre los elementos de medida con las entradas analógicas del equipo de protección y con sus correspondientes puntos de medida, y las funciones de protección que han sido habilitadas organizadas en grupos de función según las medidas de tensión e intensidad que utilizan.

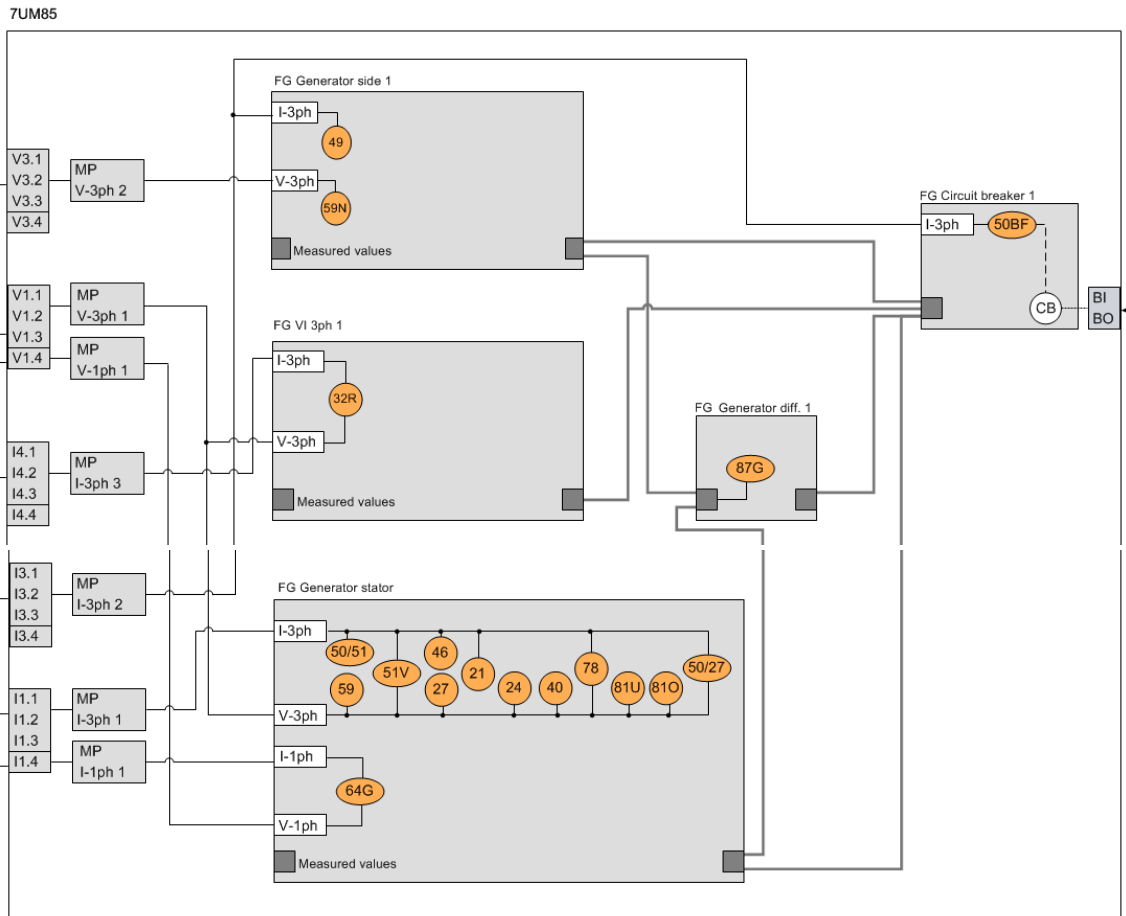


Ilustración 6-2: Diagrama funcional del equipo de protección 7UM85

La siguiente figura (Ilustración 6-3) muestra el diagrama funcional al completo que finalmente se ha elegido para la presente aplicación, compuesto por las partes mencionadas con anterioridad.

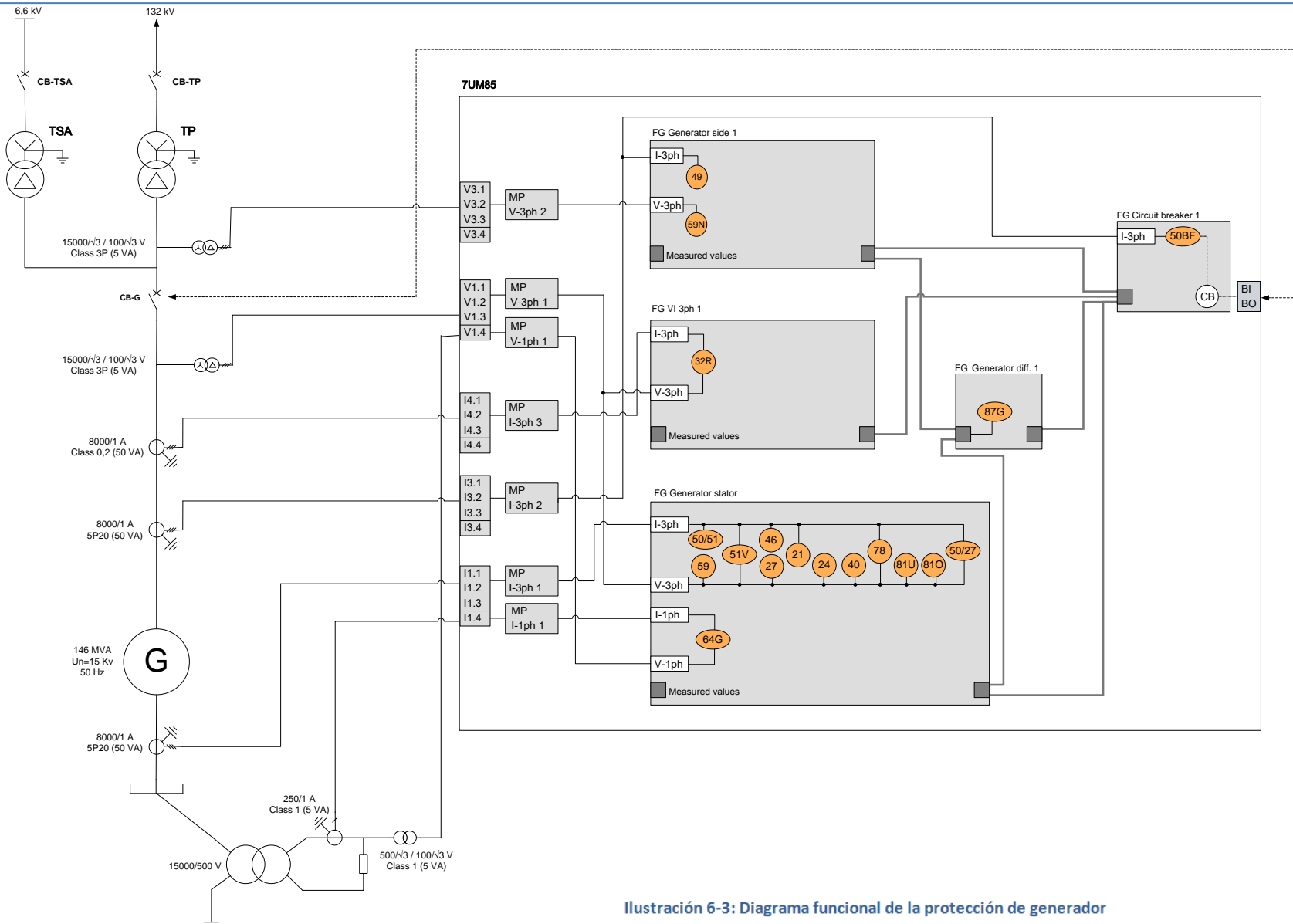


Ilustración 6-3: Diagrama funcional de la protección de generador

6.1.2. Equipo seleccionado

El sistema de protección de la aplicación en estudio utilizará un relé de protección digital. Existen numerosos fabricantes que trabajan con este tipo de protecciones, tales como: Siemens (Ilustración 6-4), ABB (Ilustración 6-5), Schneider (Ilustración 6-6), SEL (Ilustración 6-7), etc.



Ilustración 6-4: Relé de protección de generador-SIEMENS [30]



Ilustración 6-5: Relé de protección de generador-ABB [27]



Ilustración 6-6: Relé de protección de generador-SCHNEIDER ELECTRIC [29]



Ilustración 6-7: Relé de protección de generador-SEL [28]

El presente documento opta por trabajar con los equipos de protección de Siemens, de la gama SIPROTEC 5. El equipo seleccionado de dicha gama para la protección de generador es el 7UM85, que utiliza la herramienta de configuración DIGSI 5.

El dispositivo de protección de generador SIPROTEC 7UM85 se caracteriza por haber sido diseñado específicamente para la protección de generadores y unidades de centrales eléctricas. Contiene toda la protección principal necesaria y un gran número de otras funciones de protección y monitorización. Caracterizado por su estructura modular, flexibilidad y la potente herramienta de ingeniería DIGSI 5 es capaz de ofrecer soluciones de sistemas orientadas al futuro con alta seguridad de inversión y bajos costos de operación.

6.1.2.1. Datos del equipo

Los datos generales del equipo 7UM85 son los siguientes (Tabla 6-1):

Equipo	7UM85
Aplicación	Protección de generador
Código largo del producto	7UM85-DAAA-AA0-0AAAA0-AT0111-12111A-AAA000-000AC0-CB2BA1-CK2CC1
Código corto del producto	P1L23755
Puntos de función	Base + 350 puntos de función
Versión del configurador	V07.30
Versión de la comunicación del configurador	V07.30

Tabla 6-1: Datos generales del relé 7UM85

6.1.2.2. Descripción del configurador

La descripción general del configurador se muestra a continuación (Tabla 6-2):

	
Ancho	2/3 x 19"
Tipo	Montaje empotrado
Entradas binarias	15
Salidas binarias	20 Relés (6 estándar, 14 rápida, 0 alta-velocidad, 0 alimentación)
Transformadores de corriente	14 para protección, 2 para medida y detección de corriente de neutro
Transformadores de tensión	7
CPU	CP300
Módulos de 19" fila 1	IO202 , PS201 , IO210 , IO203
Módulos de 19" fila 2	
Número de LEDs	16
Panel de operación	Integrado
Llave de mando:	Sin
Tipo de display	Display pequeño
Diseño frontal	Estándar
Alimentación auxiliar	DC 60 V-250 V, AC 100 V-230 V
Módulo de comunicaciones / plug-in	
Encriptado de comunicaciones:	Normal
Puerto integrado Ethernet J:	DIGSI 5
Módulo plug-in de posición F:	Puerto disponible pero no montado
Posición del módulo plug-in F:	Puerto disponible pero no montado
Funciones	
Clase de puntos de función	Base + 350 puntos de función

Tabla 6-2: Descripción general del configurador del relé 7UM85

6.1.2.3. Descripción del hardware

El equipo 7UM85 es un equipo de la plataforma SIPROTEC 5, correspondiendo éste a los equipos de hardware modular, en este caso, formado por un módulo base y varios módulos de expansión.

La vista frontal del equipo 7UM85 objeto de la presente aplicación es:

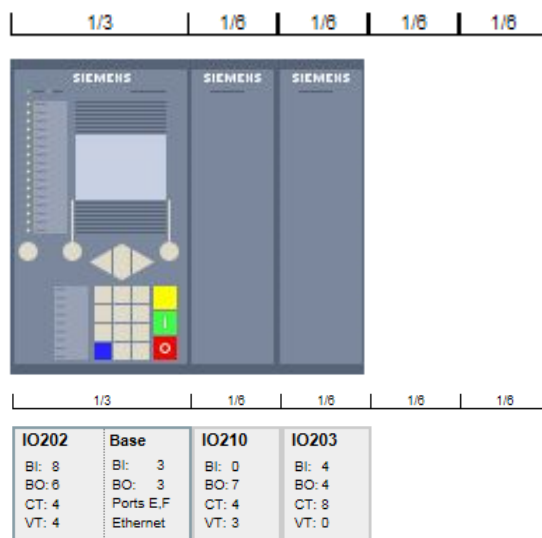


Ilustración 6-8: Vista frontal equipo 7UM85 [1]

El hardware del equipo 7UM85 está formado por:

- **Módulo Base IO202 + PS201:**
 - La parte del módulo base correspondiente a IO202 corresponde a la posición 1 del Rack de 19”.
 - La parte del módulo base correspondiente a PS201 corresponde a la posición 2 del Rack de 19”.
 - El tamaño del módulo Base corresponde a un ancho de $2/6=1/3$ de Rack de 19”.
 - Los conectores de entradas analógicas de intensidad corresponden al tipo de 4 entradas analógicas de intensidad de protección.
 - El panel frontal del módulo base corresponde al panel con Display gráfico pequeño.
- **Módulo de expansión IO210:**
 - El módulo de expansión corresponde a la posición 3 del Rack de 19”.
 - El tamaño del módulo de expansión corresponde a un ancho de $1/6$ de Rack de 19”.
 - El conector de entradas analógicas de intensidad corresponde al tipo de 4 entradas analógicas de intensidad de protección.
 - El panel frontal de este módulo de expansión corresponde al panel sin LEDs y sin llaves de L/R - Interlocking ON/OFF.
- **Módulo de expansión IO203:**
 - El módulo de expansión corresponde a la posición 4 del Rack de 19”.

- El tamaño del módulo de expansión corresponde a un ancho de 1/6 de Rack de 19”.
- El conector de entradas analógicas de intensidad corresponde al tipo de 4 entradas analógicas de intensidad de protección.
- El panel frontal de este módulo de expansión corresponde al panel sin LEDs.

6.2. Configuración de la aplicación

La configuración del esquema de protección propuesto se realiza con la herramienta de configuración DIGSI 5, perteneciente a la plataforma SIPROTEC 5 de Siemens. En el actual capítulo se expone la configuración de las diferentes interconexiones que permiten disponer de la configuración de la protección de generador, exponiéndose en el capítulo 7, junto a los cálculos de cada una de las funciones de protección, la configuración de cada una de las funciones para los ajustes calculados/definidos.

La herramienta DIGSI 5 se divide en apartados a partir de los cuales se llega a la completa configuración de la aplicación.

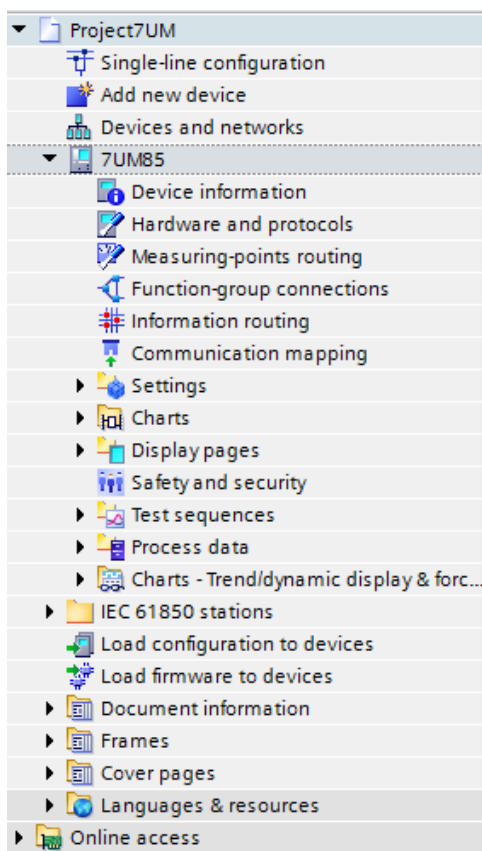
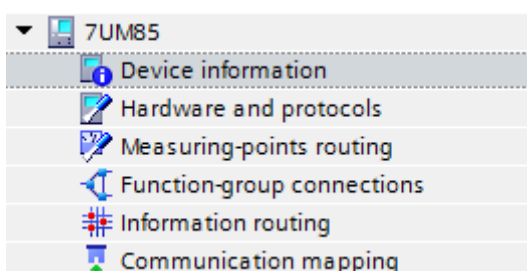


Ilustración 6-9: Estructura de la herramienta DIGSI 5

En este capítulo nos vamos a centrar en los apartados: “*Device information*”, “*Hardware and protocols*”, “*Measuring-points routing*”, “*Function-group connections*” e “*Information Routing*”. En el capítulo 7 se abordará la configuración del apartado “*Settings*” en el que se procede al ajuste de cada función de protección por separado.

6.2.1. Información del equipo (*Device information*)

Como ya se ha indicado en el apartado 6.1.2, el equipo seleccionado para la aplicación es el equipo 7UM85, equipo perteneciente a la plataforma de SIPROTEC 5 de Siemens.



En la pestaña “*Device information*” podemos visualizar las características principales del equipo elegido, según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 6-10):

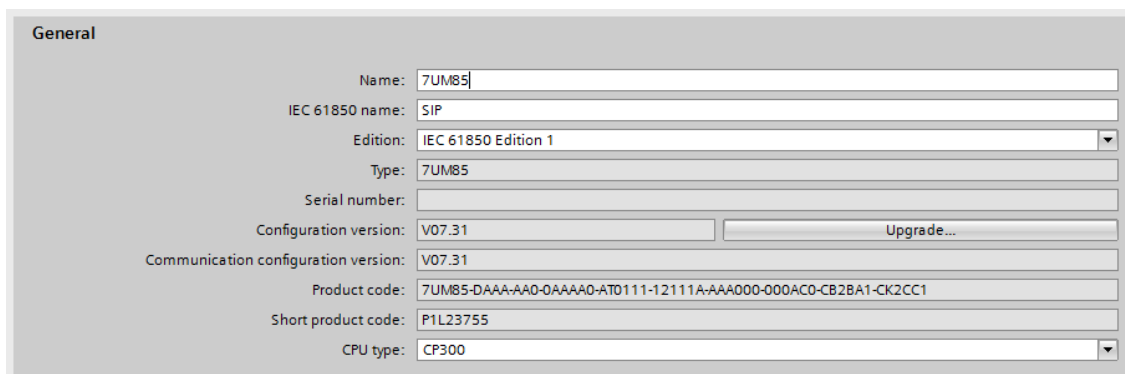
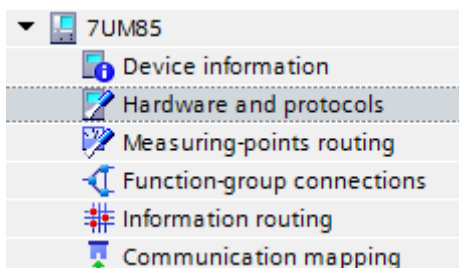


Ilustración 6-10: Información del equipo en DIGSI 5

6.2.2. Hardware y protocolos (*Hardware and protocols*)



En esta pestaña se define el hardware del equipo, módulo principal y módulos adicionales, así como los protocolos utilizados en sus puertos de comunicación. El alcance de este trabajo no desarrolla los módulos de comunicación.

La siguiente figura (Ilustración 6-11) muestra las vistas frontal y trasera del equipo:

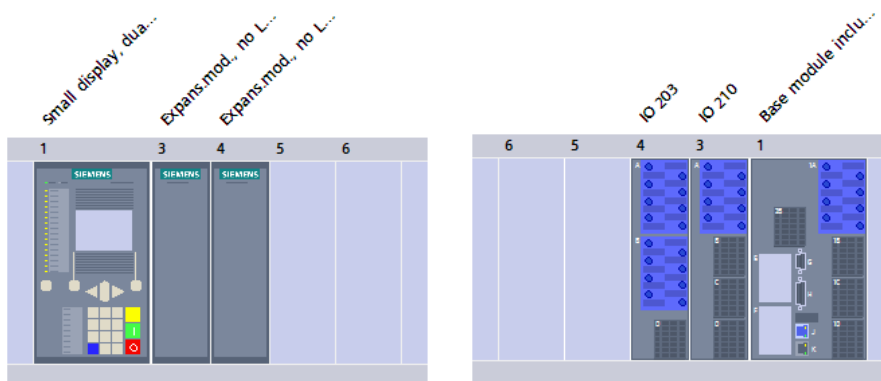
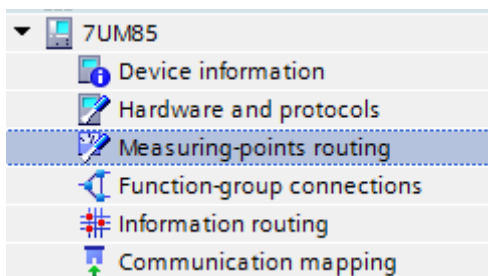


Ilustración 6-11: Hardware del equipo en DIGSI 5 (Vista frontal y trasera)

6.2.3. Enrutamiento de los puntos de medida (*Measuring-points routing*)



Es necesario mapear/enrutar los puntos de medida con los conectores de intensidad y tensión, en los cuales se encuentran las entradas analógicas de tensión e intensidad,

respectivamente, de los diferentes módulos que componen el hardware del equipo, según corresponda.

En esta pestaña se define cada punto de medida del sistema primario con la entrada analógica de tensión e intensidad correspondiente del equipo. Además, se define el tipo de conexión y la medida que se va a tomar en cada terminal. Para ello, se crean puntos de medida de tipo trifásico y monofásico y se enrutan con las entradas analógicas convenientes.

En la aplicación en estudio se dispone de cuatro puntos de medida de intensidad, tres de ellos trifásicos y uno monofásico. Y tres puntos de medida de tensión, dos trifásicos y uno monofásico, según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 6-12):

Current-measuring points		Base module				Expansion module 3			
		1A				3A			
		1A1-1A2	1A3-1A4	1A5-1A6	1A7-1A8	3A1-3A2	3A3-3A4	3A5-3A6	3A7-3A8
Measuring point	Connection type	IP 1A1	IP 1A2	IP 1A3	IM 1A4	IP 3A1	IP 3A2	IP 3A3	IM 3A4
(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)
Meas.point I-3ph 1	3-phase	I A	I B	I C					
Meas.point I-3ph 2	3-phase					I A	I B	I C	
Meas.point I-3ph 3	3-phase								
Meas.point I-1ph 1					Ix				

Current-measuring points		Expansion module 4							
		4A				4B			
		4A1-4A2	4A3-4A4	4A5-4A6	4A7-4A8	4B1-4B2	4B3-4B4	4B5-4B6	4B7-4B8
Measuring point	Connection type	IP 4A1	IP 4A2	IP 4A3	IP 4A4	IP 4B1	IP 4B2	IP 4B3	IP 4B4
(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)
Meas.point I-3ph 1	3-phase								
Meas.point I-3ph 2	3-phase								
Meas.point I-3ph 3	3-phase	I A	I B	I C					
Meas.point I-1ph 1									

Voltage-measuring points		Base module				Expansion module 3		
		1B				3B		
		1B1-1B2	1B3-1B4	1B5-1B6	1B7-1B8	3B1-3B2	3B3-3B4	3B5-3B6
Measuring point	Connection type	V 1.1	V 1.2	V 1.3	V 1.4	V 3.1	V 3.2	V 3.3
(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)
Meas.point V-3ph 1	3 ph-to-gnd voltages	V A	V B	V C				
Meas.point V-1ph 1					Vx			
Meas.point V-3ph 2	3 ph-to-gnd voltages					V A	V B	V C

Ilustración 6-12: Enrutamiento de los puntos de medida de tensión e intensidad en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 6-13) muestra un ejemplo extraído del diagrama funcional de la aplicación, dónde se puede observar gráficamente la interconexión entre el transformador de intensidad trifásico del lado de bornas de salida del generador con las entradas analógicas de intensidad del equipo (I3.1, I3.2, I3.3) y con su correspondiente punto de medida (I-3ph 2).

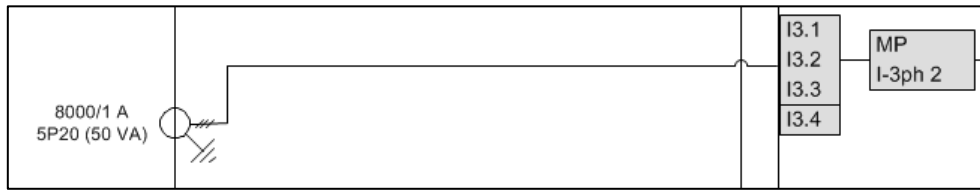
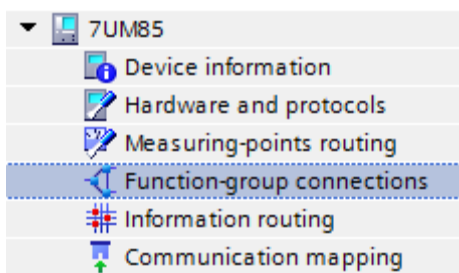


Ilustración 6-13: Interconexión de un TI con las entradas analógicas y el punto de medida

6.2.4. Conexiones de grupos funcionales (*Function-group connections*)



Para completar la configuración de la herramienta hay que interconectar todos los grupos de función que serán parametrizados en los puntos que se desarrollarán en el capítulo 7. Esta pestaña se divide en tres partes:

- **Conexión de los puntos de medida con los grupos de función:**

Se utiliza para conectar cada punto de medida a los grupos funcionales, con el fin de que las funciones de protección que se encuentren en cada grupo de función reciban las entradas analógicas tanto de intensidad como de tensión que requieren. (Véase Ilustración 6-14).

Connect measuring points to function group							
Measuring point	Generator stator				Generator side 1		
	V 3ph	I 3ph	V SGF	I SGF	V 3ph	I 3ph	
(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)
Meas.point I-3ph 1 [ID 1]		X					
Meas.point I-3ph 2 [ID 2]							X
Meas.point I-3ph 3 [ID 3]							
Meas.point I-1ph 1 [ID 4]				X			
Meas.point V-3ph 1 [ID 6]	X						
Meas.point V-1ph 1 [ID 7]			X				
Meas.point V-3ph 2 [ID 5]					X		

Connect measuring points to function group							
Measuring point	Circuit breaker 1				VI 3ph 1		
	V	I 3ph	V sync1	V sync2	V 3ph	I 3ph	
(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)	(All)
Meas.point I-3ph 1 [ID 1]		X					
Meas.point I-3ph 2 [ID 2]							X
Meas.point I-3ph 3 [ID 3]							
Meas.point I-1ph 1 [ID 4]							
Meas.point V-3ph 1 [ID 6]					X		
Meas.point V-1ph 1 [ID 7]							
Meas.point V-3ph 2 [ID 5]							

Ilustración 6-14: Conexión de los puntos de medida con los grupos de función en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 6-15) muestra un ejemplo extraído del diagrama funcional de la aplicación, en el que se muestra la conexión entre los puntos de medida I-3ph 3 y V-3ph 1 con el grupo de función “VI 3ph 1”.

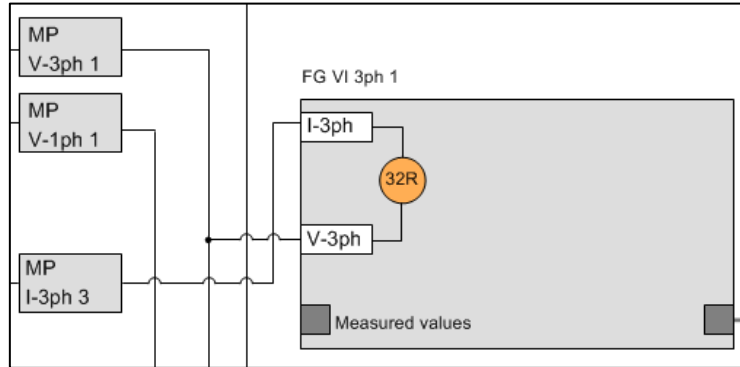


Ilustración 6-15: Conexión de un punto de medida con un grupo de función

- **Conexión de los grupos de función con los grupos de interruptores:**

Sirve para conectar cada grupo de función con los grupos de interruptores automáticos de potencia, es decir, para que las funciones de protección contenidas en un grupo de función específico puedan dar orden de disparo sobre un interruptor en concreto se debe de hacer la conexión.

Dado que la aplicación en estudio abarca únicamente el generador, el único interruptor de potencia sobre el que se puede actuar es el interruptor de generador, por lo que se han conectado todos los grupos de función con el interruptor mencionado. (Véase Ilustración 6-16).

Connect function group to circuit-breaker groups	
Protection group	Circuit breaker 1
(All)	(All)
Generator stator	X
Generator side 1	X
Generator diff. 1	X
VI 3ph 1	X

Ilustración 6-16: Conexión de los grupos de función con los interruptores en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 6-17) muestra un ejemplo extraído del diagrama funcional de la aplicación, en el que se muestra la conexión del grupo de función “Generator side 1” con el grupo de interruptor “Circuit breaker 1”.

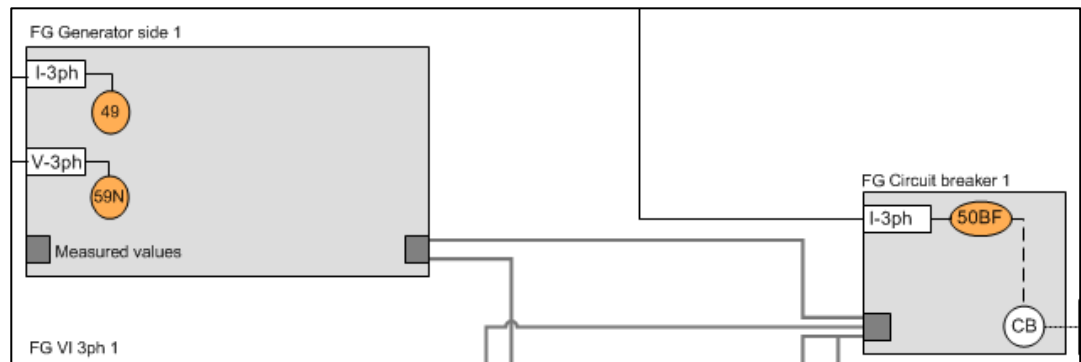


Ilustración 6-17: Interconexión entre grupo de función y grupo de interruptores

- **Conexión de grupos de función con otros grupos de función:**

Cuando una función de protección necesita de valores o puntos de medida de otros grupos de función, se deben conectar. En la aplicación en estudio, la función diferencial de generador (87G) requiere de las medidas tomadas en el lado de neutro y en el lado de bornas de salida del generador, dado que dichos puntos de medida ya han sido asociados a los grupos de función “Generator stator” y “Generator side 1”, se debe crear un nuevo grupo de función denominado “Generator diff.1” al que se le lleven las medidas de los otros dos grupos mencionados anteriormente. (Véase Ilustración 6-18).

Connect protection-function group to protection-function group			
	Generator diff. 1	VI 3ph 1	
Protection group	side	neutral point	
(All)	(All)	(All)	
Generator stator	X		
Generator side 1	X		

Ilustración 6-18: Conexión de unos grupos de función con otros en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 6-19) muestra un ejemplo extraído del diagrama funcional de la aplicación, en el que se muestra la conexión del grupo de función “Generator stator” con el grupo de función “Generator diff. 1”:

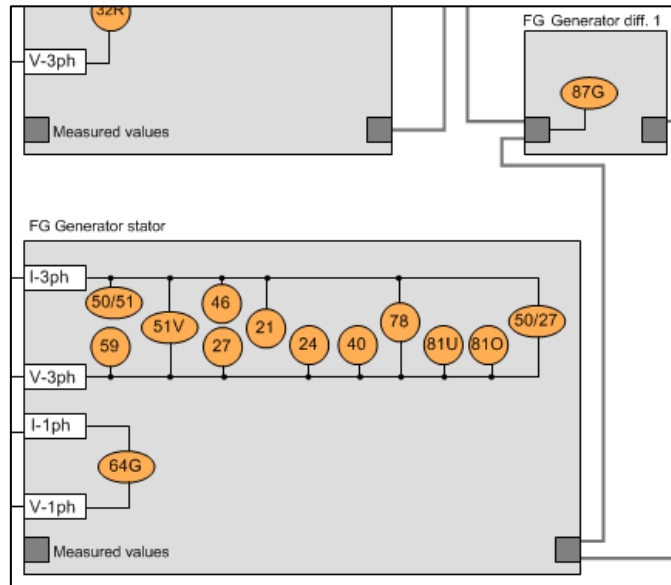
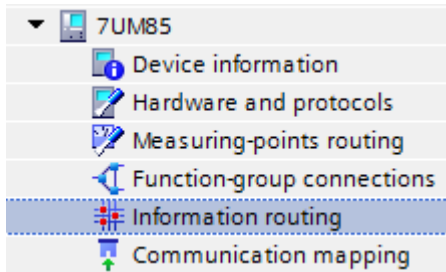


Ilustración 6-19: Interconexión entre dos grupos de función

6.2.5. Matriz de enrutamientos (*Information routing*)



Esta pestaña contiene una matriz en la cual se direccionarán aquellos ajustes deseados a los siguientes destinos: entradas binarias, salidas binarias, LEDs, CFCs, llaves de función, display, registro oscilográfico, etc.

La siguiente figura (Ilustración 6-20) muestra un ejemplo de cómo se dispone la matriz de enrutamientos, con las señales del equipo de protección a asignar en las filas de la izquierda y las salidas binarias y los LEDs en las columnas superiores.

Information			Destination																								
			Binary output																								
			Base module				Expansion module 3				Expansion module 4				Base module												
Signals	Number	Type	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	2.1	2.2	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	4.1	4.2	4.3	4.4	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
(All)	(All)																										
▶ General	91																										
▶ Device	4171																										
▶ Alarm handling	5971																										
▶ Time managem.	8821																										
▶ Time sync.	8851																										
▶ Res. binary outputs	4711																										
▶ Res. LED not in Grp.	7411																										
▶ Power system	11																										
▶ Recording	51																										
▶ J:Onboard Ethernet	101																										
▶ Generator stator	571			*	*	*																*	*	*		*	
▶ Generator side 1	581					*																*	*	*		*	
▶ Generator diff. 1	591			*	*	*																*	*	*		*	
▶ Circuit breaker 1	201		*																								
▶ Analog units	826																										
▶ VI 3ph 1	821																										
▶ Main menu																											

Ilustración 6-20: Matriz de enrutamientos en DIGSI 5

6.3. Configuración de los puntos de medida en DIGSI 5

Según se ha mostrado previamente en el apartado 6.2.3, los puntos de medida utilizados para la presente aplicación son los siguientes (véase Ilustración 6-21). En este apartado se procederá a la configuración de los mismos.

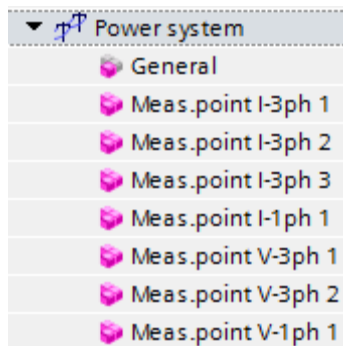
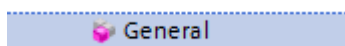


Ilustración 6-21: Configuración de los puntos de medida en DIGSI 5

6.3.1. General



En la pestaña “General” se configura la secuencia de fases que tiene el sistema (véase Ilustración 6-22).

General	
11.2311.101	Phase sequence: <input type="text" value="ABC"/>

Ilustración 6-22: Configuración general de los puntos de medida en DIGSI 5

6.3.2. Punto de medida I-3ph 1

Meas.point I-3ph 1

El punto de medida I-3ph 1 hace referencia a la medida trifásica de intensidad del lado del punto neutro del generador.

La relación de transformación es 8000A/1A según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 6-23).

CT 3-phase	
General	
11.931.8881.115	CT connection: <input type="text" value="3-phase"/>
11.931.8881.127	Tracking: <input type="text" value="active"/>
11.931.8881.130	Measuring-point ID: <input type="text" value="1"/>
CT phases	
11.931.8881.101	Rated primary current: <input type="text" value="8000.0"/> A
11.931.8881.102	Rated secondary current: <input type="text" value="1 A"/>
11.931.8881.117	Current range: <input type="text" value="100 x IR"/>
11.931.8881.118	Internal CT type: <input type="text" value="CT protection"/>
11.931.8881.116	Neutr.point in dir.of ref.obj: <input type="text" value="yes"/>
11.931.8881.114	Inverted phases: <input type="text" value="none"/>
11.931.8881.107	CT error changeover: <input type="text" value="1.00"/>
11.931.8881.108	CT error A: <input type="text" value="5.0"/> %
11.931.8881.109	CT error B: <input type="text" value="15.0"/> %

Ilustración 6-23: Configuración del punto de medida I-3ph 1 en DIGSI 5

6.3.3. Punto de medida I-3ph 2

Meas.point I-3ph 2

El punto de medida I-3ph 2 hace referencia a la medida trifásica de intensidad del lado de las bornas de salida del generador.

La relación de transformación es 8000A/1A según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 6-24).

CT 3-phase	
General	
11.932.8881.115	CT connection: 3-phase
11.932.8881.127	Tracking: inactive
11.932.8881.130	Measuring-point ID: 2
CT phases	
11.932.8881.101	Rated primary current: 8000.0 A
11.932.8881.102	Rated secondary current: 1 A
11.932.8881.117	Current range: 100 x IR
11.932.8881.118	Internal CT type: CT protection
11.932.8881.116	Neutr.point in dir.of ref.obj: yes
11.932.8881.114	Inverted phases: none
11.932.8881.107	CT error changeover: 1.00
11.932.8881.108	CT error A: 5.0 %
11.932.8881.109	CT error B: 15.0 %

Ilustración 6-24: Configuración del punto de medida I-3ph 2 en DIGSI 5

6.3.4. Punto de medida I-3ph 3

Meas.point I-3ph 3

El punto de medida I-3ph 3 hace referencia a la medida trifásica de intensidad del lado de las bornas de salida del generador. Se trata de un transformador de intensidad con un secundario de intensidad de medida utilizado para realizar la función de protección contra potencia inversa (32R) de tal manera que ésta disponga de un punto de medida con mayor precisión.

La relación de transformación es 8000A/1A según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 6-25).

CT 3-phase	
General	
11.933.8881.115	CT connection: 3-phase
11.933.8881.127	Tracking: inactive
11.933.8881.130	Measuring-point ID: 3
CT phases	
11.933.8881.101	Rated primary current: 8000.0 A
11.933.8881.102	Rated secondary current: 1 A
11.933.8881.117	Current range: 100 x IR
11.933.8881.118	Internal CT type: CT protection
11.933.8881.116	Neutr.point in dir.of ref.obj: yes
11.933.8881.114	Inverted phases: none
11.933.8881.107	CT error changeover: 1.00
11.933.8881.108	CT error A: 5.0 %
11.933.8881.109	CT error B: 15.0 %

Ilustración 6-25: Configuración del punto de medida I-3ph 3 en DIGSI 5

6.3.5. Punto de medida I-1ph 1

Meas.point I-1ph 1

El punto de medida I-1ph 1 hace referencia a la medida monofásica de intensidad del lado secundario del transformador de distribución para la puesta a tierra del neutro del generador.

La relación de transformación es 250A/1A según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 6-26).

General

11.951.2311.101	Rated primary current:	<input type="text" value="250.0"/>	A
11.951.2311.102	Rated secondary current:	<input type="text" value="1 A"/>	
11.951.2311.103	Current range:	<input type="text" value="1.6 x IR"/>	
11.951.2311.104	Internal CT type:	<input type="text" value="CT measurement"/>	
11.951.2311.116	Term. 1,3,5,7 in dir. of obj.:	<input type="text" value="yes"/>	
11.951.2311.105	Tracking:	<input type="text" value="inactive"/>	
11.951.2311.130	Measuring-point ID:	<input type="text" value="4"/>	

Ilustración 6-26: Configuración del punto de medida I-1ph 1 en DIGSI 5

6.3.6. Punto de medida V-3ph 1

Meas.point V-3ph 1

El punto de medida V-3ph 1 hace referencia a la medida trifásica de tensión del lado de las bornas de salida del generador, antes del interruptor de generador.

La relación de transformación es $\frac{15kV}{\sqrt{3}} / \frac{100V}{\sqrt{3}}$ según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 6-27).

VT 3-phase

11.941.8911.101	Rated primary voltage:	<input type="text" value="15.000"/>	kV
11.941.8911.102	Rated secondary voltage:	<input type="text" value="100"/>	V
11.941.8911.104	VT connection:	<input type="text" value="3 ph-to-gnd voltages"/>	
11.941.8911.106	Inverted phases:	<input type="text" value="none"/>	
11.941.8911.111	Tracking:	<input type="text" value="active"/>	
11.941.8911.130	Measuring-point ID:	<input type="text" value="6"/>	

Ilustración 6-27: Configuración del punto de medida V-3ph 1 en DIGSI 5

6.3.7. Punto de medida V-3ph 2

Meas.point V-3ph 2

El punto de medida V-3ph 2 hace referencia a la medida trifásica de tensión del lado de las bornas de salida del generador, después del interruptor de generador. Se utiliza para realizar la función de protección de sobretensión de neutro (59N).

La relación de transformación es $\frac{15kV}{\sqrt{3}} / \frac{100V}{\sqrt{3}}$ según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 6-28).

VT 3-phase	
11.942.8911.101	Rated primary voltage: 15.000 kV
11.942.8911.102	Rated secondary voltage: 100 V
11.942.8911.104	VT connection: 3 ph-to-gnd voltages
11.942.8911.106	Inverted phases: none
11.942.8911.111	Tracking: active
11.942.8911.130	Measuring-point ID: 5

Ilustración 6-28: Configuración del punto de medida V-3ph 2 en DIGSI 5

6.3.8. Punto de medida V-1ph 1

Meas.point V-1ph 1

El punto de medida V-1ph 1 hace referencia a la medida monofásica de tensión del lado secundario del transformador de distribución para la puesta a tierra del neutro del generador.

La relación de transformación es $\frac{0,5kV}{\sqrt{3}} / \frac{100V}{\sqrt{3}}$ según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 6-29).

General	
11.961.2311.101	Rated primary voltage: 0.500 kV
11.961.2311.102	Rated secondary voltage: 100 V
11.961.2311.103	Tracking: inactive
11.961.2311.130	Measuring-point ID: 7

Ilustración 6-29: Configuración del punto de medida V-1ph 1 en DIGSI 5

Capítulo 7

CÁLCULO DE AJUSTES DE FUNCIONES DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE GENERADOR

7. CÁLCULO DE AJUSTES DE FUNCIONES DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE GENERADOR:

7.1. Cálculo de ajustes para las funciones de protección de generador.

En este apartado se desarrolla el cálculo de ajustes realizado para las funciones de protección que finalmente se van a habilitar en el relé de protección de la aplicación en estudio.

Dicho cálculo de ajustes se va a ver implementado en la herramienta de configuración DIGSI 5, en la pestaña de ajustes “Settings”.

Según se ha explicado previamente en el capítulo 6, las funciones de esquema de protección han sido organizadas en distintos grupos de función: “Generator stator”, “Generator side 1”, “Generator diff. 1”, “Circuit breaker 1” y “VI 3ph 1”, según se muestra en la siguiente figura (Ilustración 7-1).

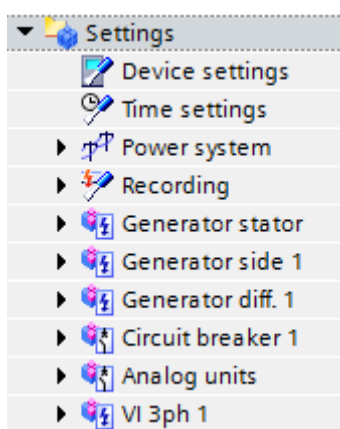


Ilustración 7-1: Grupos de función en DIGSI 5

En el diagrama funcional (apartado 6.1.1) se puede apreciar los distintos grupos funcionales así como las funciones de esquema de protección contenidas en cada uno de ellos y los puntos de medida que utilizan.

7.1.1. Generator stator

El grupo de función “*Generator stator*” utiliza los siguientes cuatro puntos de medida: I-3ph 1, V-3ph 1, I-1ph 1 y V-1ph 1, dos trifásicos y dos monofásicos.

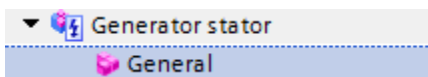
Las funciones de esquema de protección que abarca este grupo de función son las siguientes (Ilustración 7-2): protección de mínima impedancia (21), de sobreexcitación (24), de subexcitación (40), de cargas desequilibradas (46), de sobreintensidad controlada por tensión (51V), de sobretensión (59), de pérdida de sincronismo (78), de sobrefrecuencia (81M), de subfrecuencia (81m), de sobreintensidad de fases (50/51), de energización accidental (50/27), de subtensión (27) y de faltas a tierra en el 95% del estator (64G).

De los cuatro puntos de medida del grupo funcional “*Generator stator*” se utilizarán los dos primeros (trifásicos) en todas las funciones reflejadas en la figura siguiente (Ilustración 7-2) a excepción de la protección contra faltas a tierra en el 95% del estator que utiliza los otros dos puntos de medida (monofásicos).



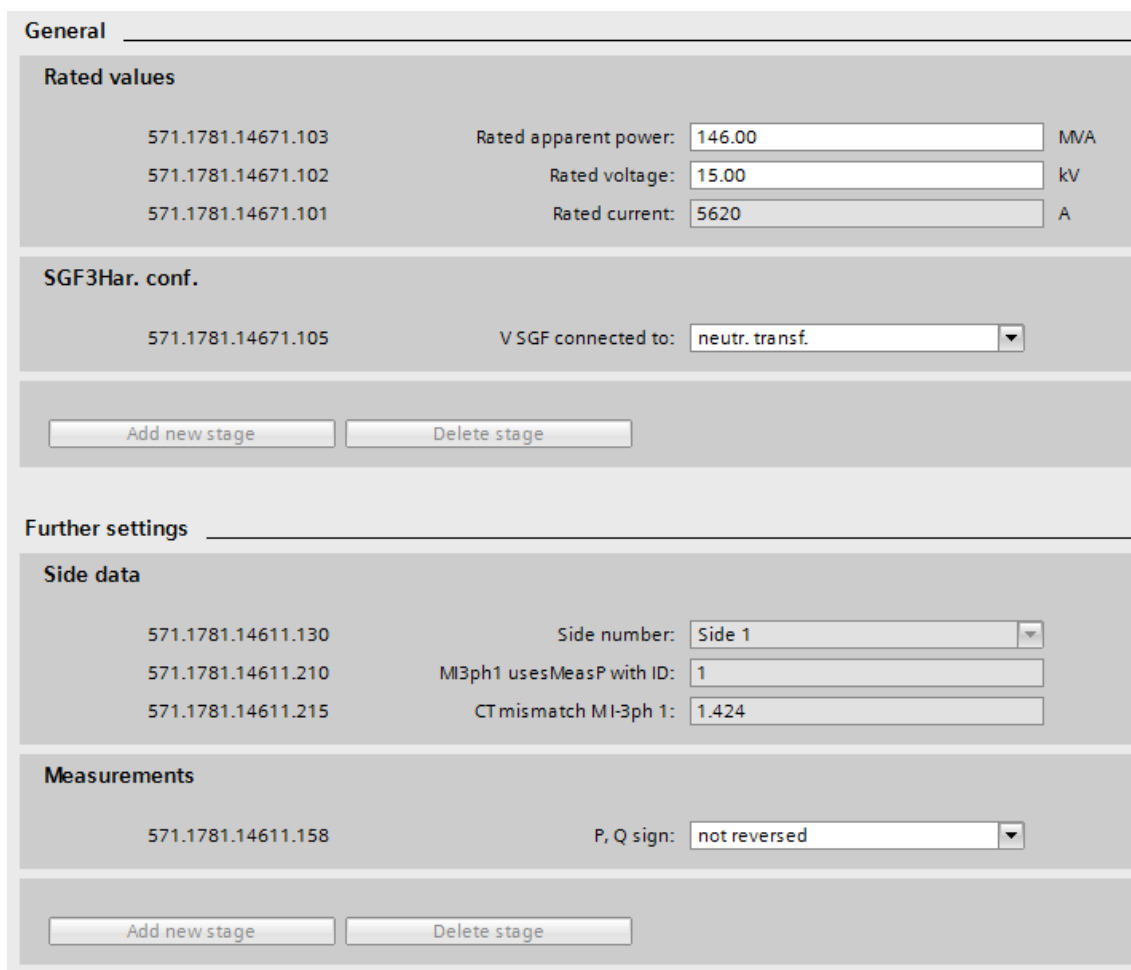
Ilustración 7-2: Grupo de función “*Generator stator*” en DIGSI 5

7.1.1.1. General



Se definen los ajustes generales del grupo de función “*Generator stator*” (Ilustración 7-3):

- Potencia aparente nominal del generador = 146 MVA
- Tensión nominal del generador = 15 kV
- Intensidad nominal del generador = 5620 A.
- Régimen de puesta a tierra a través de un transformador de PAT. (Véase apartado 4.4).



Rated values	
571.1781.14671.103	Rated apparent power: 146.00 MVA
571.1781.14671.102	Rated voltage: 15.00 kV
571.1781.14671.101	Rated current: 5620 A

SGF3Har. conf.	
571.1781.14671.105	V SGF connected to: neutr. transf.

Add new stage Delete stage

Further settings	
Side data	
571.1781.14611.130	Side number: Side 1
571.1781.14611.210	MI3ph1 usesMeasP with ID: 1
571.1781.14611.215	CT mismatch MI-3ph 1: 1.424

Measurements	
571.1781.14611.158	P, Q sign: not reversed

Add new stage Delete stage

Ilustración 7-3: Ajustes generales del grupo de función “*Generator stator*” en DIGSI 5

7.1.1.2. Protección de mínima impedancia (21)

21 Impedance prot 1

Se habilita la protección de mínima impedancia (21) como protección de respaldo de la función diferencial de generador (87G). Por ello, se ajusta de forma que permita actuar primero a la protección principal.

De acuerdo a la aplicación en estudio, se ha colocado un TT en el lado de las bornas de salida del generador y un TI en el lado de la estrella del generador. El TT indica el origen de coordenadas, es decir, el punto a partir del cual se comienza a medir la impedancia de falta, y el TI marca el punto de lo que es hacia delante y hacia atrás, que en este caso, como el TI está en el lado de la estrella del generador, todas las zonas posibles serán hacia delante.

Se quiere que la función 21 sea capaz también de detectar faltas en el transformador de servicios auxiliares, lo que no se quiere es que detecte faltas aguas abajo del mismo, ya que en ese caso habría que coordinar con las protecciones de servicios auxiliares, lo que incrementaría el tiempo de disparo.

Según lo expuesto con anterioridad, el ajuste de la función de protección se centra en detectar faltas únicamente en 15 kV. Para ello se ajusta al 70% de la impedancia del transformador principal y del transformador de servicios auxiliares. Como estas impedancias son distintas, calcularemos el peor de los casos que será finalmente el elegido.

En el cálculo de ajustes primero se calcula la impedancia del transformador principal y la impedancia del transformador de servicios auxiliares:

$$Z_{TPprim} = V_{SC} \cdot \frac{V_{rated}^2}{S_{rated}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{(15000)^2 V^2}{160 \cdot 10^6 VA} = 0,197 \Omega$$

Ecuación 7-1: Impedancia del transformador principal (primario)

$$Z_{TSAprim} = V_{SC} \cdot \frac{V_{rated}^2}{S_{rated}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{(15000)^2 V^2}{25 \cdot 10^6 VA} = 1,08 \Omega$$

Ecuación 7-2: Impedancia del transformador de servicios auxiliares (primario)

Dado que la impedancia del transformador de servicios auxiliares es mayor que la impedancia del transformador principal ($Z_{TSAprim} > Z_{TPprim}$) la función 21 se ajusta al 70% de la impedancia del transformador principal.



A continuación, se calcula el ajuste de la función 21 en valores primarios:

$$T_{ZTPprim} = 70\% \cdot Z_{TPprim} = 0,7 \cdot 0,197\Omega = 0,138\Omega$$

Ecuación 7-3: Alcance reactivo de la zona 1 de la protección de mínima impedancia (21) (primario)

En valores secundarios:

$$T_{ZTPsec} = Z_{TPprim} \cdot \frac{I_{primTI}/I_{secTI}}{V_{primTT}/V_{secTT}} = 0,138\Omega \cdot \frac{8000A/1A}{15000V/100V} = 7,36\Omega \rightarrow Xreach = 7,36\Omega$$

Ecuación 7-4: Alcance reactivo de la zona 1 de la protección de mínima impedancia (21) (secundario)

La función 21 del equipo 7UM85 se representa en el plano R-X. Se recomienda que el alcance en R se ajuste al 50% del alcance en X.

$$Rreach = \frac{Xreach}{2} = \frac{7,36\Omega}{2} = 3,68\Omega$$

Ecuación 7-5: Alcance resistivo de la zona 1 de la protección de mínima impedancia (21) (secundario)

Se ha ajustado el umbral de intensidad por encima de la máxima intensidad de carga posible, un ajuste típico es aproximadamente entre 1,2 y 1,4 veces la intensidad nominal del generador.

$$\begin{aligned} \text{Overcurrent threshold} &= 1,4 \cdot I_{N,gen} = 1,4 \cdot 5620A = 7868A \rightarrow 7868A \cdot \frac{1A}{8000A} \\ &= 0,984Asec \end{aligned}$$

Ecuación 7-6: Umbral de sobreintensidad de la protección de mínima impedancia (21) (secundario)

El tiempo de retardo se ha ajustado a 0,3s, ya que en caso de cortocircuito la protección diferencial debe actuar primero, de tal modo que la función 21 sólo deberá disparar en caso de que la protección diferencial falle.

$$\text{Operate delay} = 0,3s$$

Ecuación 7-7: Tiempo de retardo de la protección de mínima impedancia (21)



La siguiente figura (Ilustración 7-4) muestra los ajustes de la función 21 en la herramienta DIGSI 5:

General			
571.2201.2311.102	Loop selection:	Current-dependent	
571.2201.2311.104	Overcurrent threshold:	0.984	A
571.2201.2311.105	Undervoltage seal in:	no	
Add new stage Delete stage			
TZ 1			
571.2201.15301.1	Mode:	on	
571.2201.15301.2	Operate & flt.rec. blocked:	no	
571.2201.15301.102	X reach (ph-g):	7.360	Ω
571.2201.15301.103	X reach (ph-ph):	7.360	Ω
571.2201.15301.104	R reach (ph-g):	3.680	Ω
571.2201.15301.105	R reach (ph-ph):	3.680	Ω
571.2201.15301.109	Directional mode:	non-directional	
571.2201.15301.6	Operate delay:	0.30	s
Add new stage Delete stage			

Ilustración 7-4: Ajustes de la protección de mínima impedancia (21) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-5) muestra la gráfica ajustada en el plano R-X de la función 21 en la herramienta DIGSI 5:

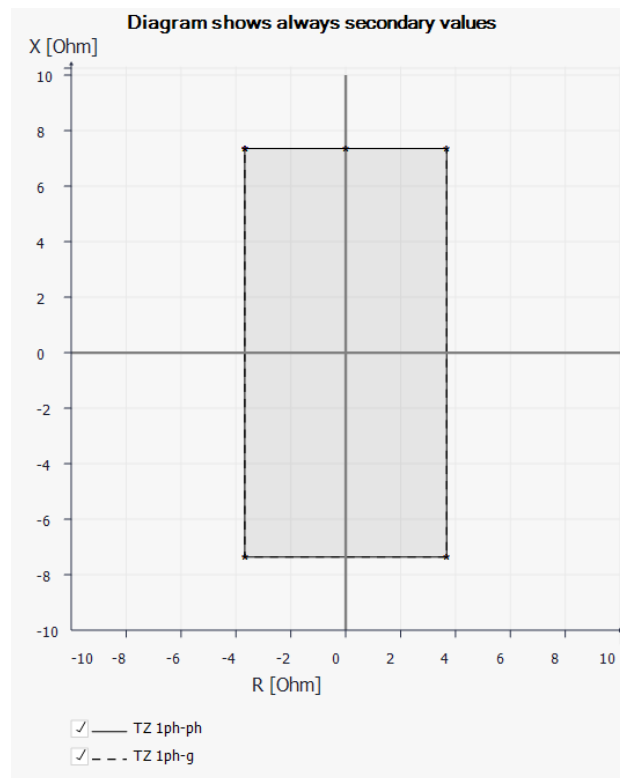


Ilustración 7-5: Diagrama de la protección de mínima impedancia (21) en DIGSI 5

7.1.1.3. Protección de sobreexcitación (24)

24 Overexcitation 1

La función de sobreexcitación (24) es la encargada de controlar la relación de la tensión y de la frecuencia.

La función 24 se ha ajustado con dos escalones, uno de tiempo definido y otro de tiempo inverso. Ambos escalones se han ajustado por debajo de la curva característica del límite de capacidad del generador.

- **Tiempo definido:** Es el escalón destinado a despejar faltas por sobreexcitaciones elevadas en cortos periodos de tiempo. El umbral de disparo se ha ajustado a 1,4 V/Hz con un tiempo de retardo de 1s.

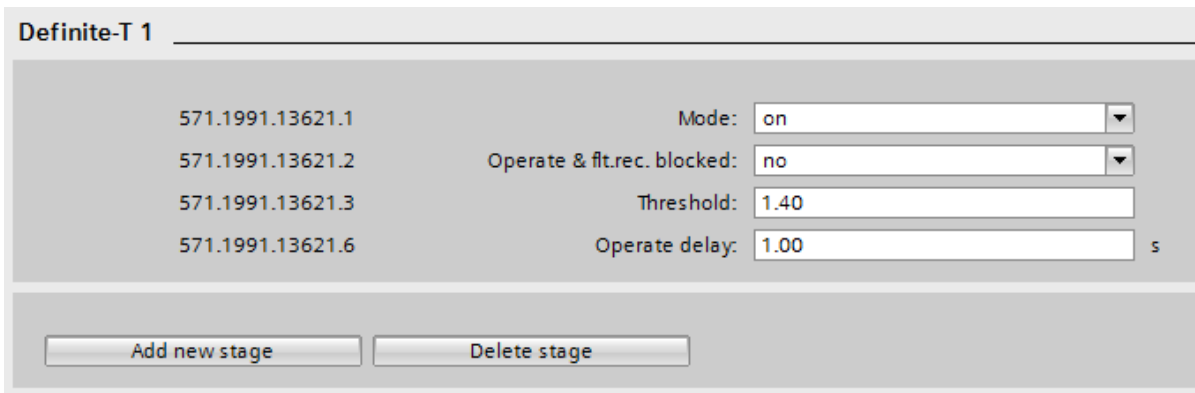
$$\text{Threshold} = 1,4 \text{ V/Hz}$$

Ecuación 7-8: Umbral del escalón de tiempo definido de la protección de sobreexcitación (24)

$$\text{Operate delay} = 1s$$

Ecuación 7-9: Tiempo de retardo escalón de tiempo definido de la protección de sobreexcitación (24)

La siguiente figura (Ilustración 7-6) muestra los ajustes del escalón de tiempo definido de la función 24 en la herramienta DIGSI 5:



Definite-T 1	
571.1991.13621.1	Mode: on
571.1991.13621.2	Operate & ft.rec. blocked: no
571.1991.13621.3	Threshold: 1.40
571.1991.13621.6	Operate delay: 1.00 s

Buttons: Add new stage, Delete stage

Ilustración 7-6: Ajustes escalón de tiempo definido de la protección de sobreexcitación (24) en DIGSI 5

- **Tiempo inverso:** Se ha ajustado una curva por debajo de la curva límite de capacidad del generador. Para ello se han definido cuatro puntos indicando su relación de tensión y frecuencia V/Hz y su tiempo. De acuerdo con la hoja de datos del generador, se admite una sobreexcitación permanente de 1,1 V/Hz. Por lo que se ajusta una alarma a 1,1 V/Hz con un tiempo de retardo de 10s.

$$Threshold = 1,1 \text{ V/Hz}$$

Ecuación 7-10: Umbral del escalón de curva térmica de la protección de sobreexcitación (24)

$$Warning \ delay = 10s$$

Ecuación 7-11: Tiempo de retardo escalón de curva térmica de la protección de sobreexcitación (24)



La siguiente figura (Ilustración 7-7) muestra los ajustes del escalón de curva térmica de la función 24 en la herramienta DIGSI 5:

Therm.charact.

Therm.charact.

571.1991.13591.1	Mode:	<input type="text" value="on"/>	▼
571.1991.13591.2	Operate & fit.rec. blocked:	<input type="text" value="no"/>	▼
571.1991.13591.3	Threshold:	<input type="text" value="1.10"/>	
571.1991.13591.101	Warning delay:	<input type="text" value="10.00"/>	s
571.1991.13591.102	Cooling time therm.replica:	<input type="text" value="3600"/>	s

Operate curve

571.1991.13591.108 Operate char. curve:

V/f[p.u.]	t[s]	
1.10	600	
1.22	60	
1.30	12	
1.40	1.8	

Ilustración 7-7: Ajustes escalón de curva térmica de la protección de sobreexcitación (24) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-8) muestra las curvas características ajustadas de la función 24 en la herramienta DIGSI 5:

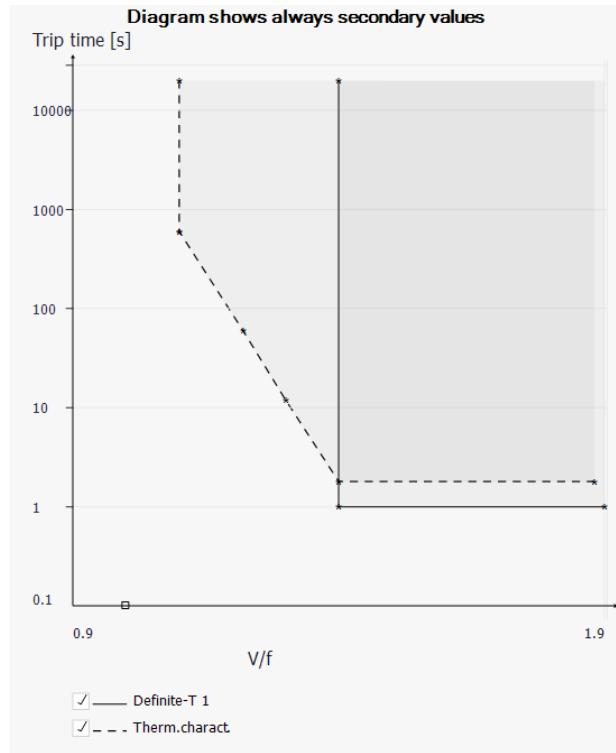


Ilustración 7-8: Diagrama de la protección de sobreexcitación (24) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-9) muestra la curva característica del límite de capacidad del generador y la curva característica de la función 24 ajustada:

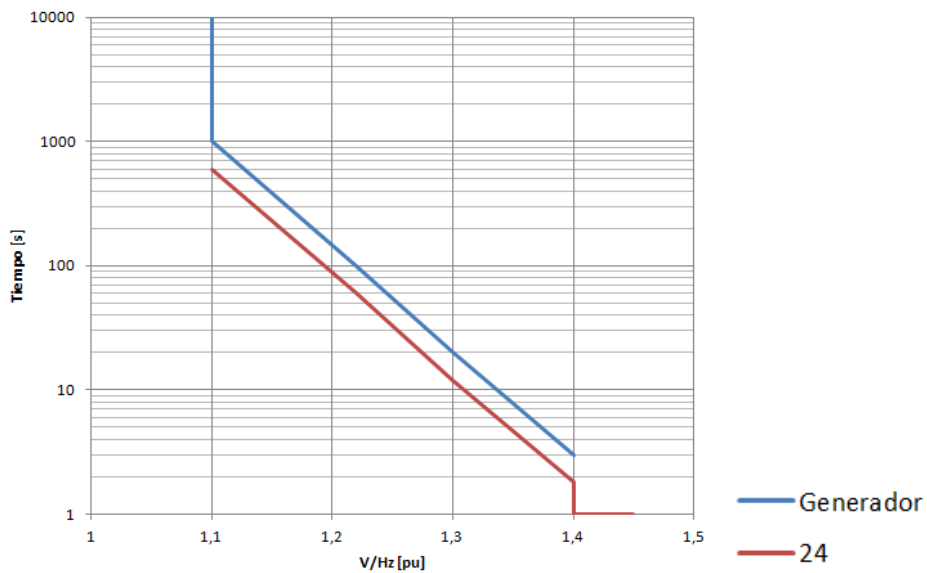


Ilustración 7-9: Curva característica del límite de capacidad del generador y curva ajustada de la protección de sobreexcitación (24)

7.1.1.4. Protección de subexcitación o pérdida de campo (40)

40 Underexc. prot. 1

La protección de subexcitación o pérdida de campo controla los límites de estabilidad de la máquina síncrona. La pérdida total o parcial de excitación en un generador síncrono crea daños muy severos tanto para el generador como para la red, por lo que dicha condición debe ser detectada en el menor tiempo posible y el generador se debe aislar del sistema de potencia.

La siguiente figura (Ilustración 7-10) muestra el diagrama de estabilidad de un generador:

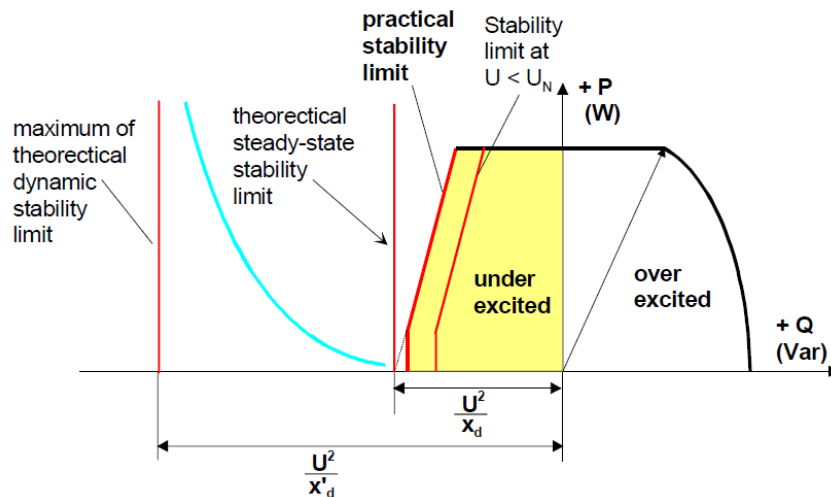


Ilustración 7-10: Diagrama de estabilidad de un generador [1]

Se ha ajustado un diagrama formado por tres curvas características cada una con un tiempo de retardo asociado de forma que se adapte a los límites de estabilidad del generador. Las curvas características 1 y 2 se utilizan para la adaptación al límite de estabilidad práctico y la tercera para la adaptación al límite de estabilidad dinámico.

El diagrama de estabilidad del generador está definido a tensión nominal. En caso de subtensión, el límite de estabilidad se desplazaría a la derecha, reduciendo el rango de subexcitación.

La siguiente figura (Ilustración 7-11) muestra las tres curvas características que se van a ajustar:

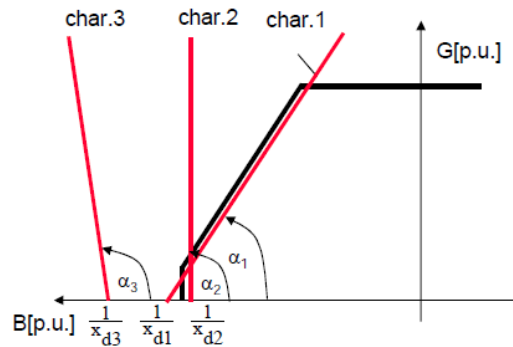


Ilustración 7-11: Curvas características 1, 2 y 3 [1]

Primero se ajusta el umbral de tensión para el que la función 40 se activa. En base a la experiencia, un ajuste del 25% de la tensión de secuencia positiva ($V_n/\sqrt{3}$) se considera adecuado.

$$\text{Threshold } V1 \text{ min} = 25\% \cdot \frac{V_{N,gen}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{V_{TT,sec}}{V_{TT,prim}} = 0,25 \cdot \frac{15kV}{\sqrt{3}} \cdot \frac{100V}{15kV} = 14,43V$$

Ecuación 7-12: Ajuste del umbral de tensión mínimo de la protección de subexcitación (40) [1]

A continuación se ajustan las tres curvas características a partir del diagrama de estabilidad del generador proporcionado por el fabricante. Cada una se define por el punto en el que corta al eje B y por el ángulo de inclinación, además se van a definir sus tiempos de retardo.

- **Curva característica 1:** El punto de corte con el eje B y el ángulo de inclinación, se han obtenido mediante el diagrama de estabilidad del generador proporcionado por el fabricante, prolongando la curva característica 1 hasta cortar con el eje B. El tiempo de retardo se ha ajustado a 1,5s.

$$1/x_d \text{ characteristic 1} = 0,6$$

Ecuación 7-13: Punto de corte de la curva característica 1

$$\text{Angle characteristic 1} = 82^\circ$$

Ecuación 7-14: Ángulo de inclinación de la curva característica 1

$$\text{Operate delay char 1} = 1,5s$$

Ecuación 7-15: Tiempo de retardo de la curva característica 1

- **Curva característica 2:** El ajuste de la curva característica 2 se puede realizar siguiendo el mismo procedimiento que el seguido para la curva característica 1, en cambio, el manual de Siemens recomienda un procedimiento alternativo, que consiste en ajustar un 90% del parámetro de la curva característica 1. El ángulo de inclinación se ha obtenido del diagrama de estabilidad del generador. El tiempo de retardo se ha ajustado a 1,5s, igual que la curva característica 1 ya que ambas se utilizan para adaptarse a la curva característica de estabilidad práctica.

$$1/x_d \text{ characteristic 2} = 90\% \cdot 1/x_{d1} = 0,9 \cdot 0,6 = 0,54$$

Ecuación 7-16: Punto de corte de la curva característica 2

$$\text{Angle characteristic 2} = 90^\circ$$

Ecuación 7-17: Ángulo de inclinación de la curva característica 2

$$\text{Operate delay char 2} = 1,5s$$

Ecuación 7-18: Tiempo de retardo de la curva característica 2

- **Curva característica 3:** Dado que el ajuste del parámetro de la curva característica 3 no se puede obtener del diagrama de estabilidad del generador, el parámetro se ajusta al doble que el parámetro de la curva característica 1. El ángulo de inclinación se puede ajustar entre 100 y 120°, se ha tomado el ajuste más conservador, 100°. Se ha ajustado un tiempo de retardo de 0,3s siguiendo las recomendaciones del manual del equipo 7UM85.

$$1/x_d \text{ characteristic 3} = 2 \cdot 1/x_{d1} = 2 \cdot 0,6 = 1,2$$

Ecuación 7-19: Punto de corte de la curva característica 3

$$\text{Angle characteristic 3} = 100^\circ$$

Ecuación 7-20: Ángulo de inclinación de la curva característica 3

$$\text{Operate delay char 3} = 0,3s$$

Ecuación 7-21: Tiempo de retardo de la curva característica 3

La siguiente figura (Ilustración 7-12) muestra los ajustes de la función 40 en la herramienta DIGSI 5:



General

571.2421.2311.103 Threshold V1 min: 14.430 V
571.2421.2311.10 Blk. by meas.-volt. failure: yes

Add new stage Delete stage

Characteristic

571.2421.16531.1	Mode:	on
571.2421.16531.2	Operate & flt.rec. blocked:	no
571.2421.16531.3	1/xd characteristic 1:	0.60
571.2421.16531.4	Angle characteristic 1:	82 °
571.2421.16531.5	Operate delay char. 1:	1.50 s
571.2421.16531.6	1/xd characteristic 2:	0.54
571.2421.16531.7	Angle characteristic 2:	90 °
571.2421.16531.8	Operate delay char. 2:	1.50 s
571.2421.16531.9	1/xd characteristic 3:	1.13
571.2421.16531.10	Angle characteristic 3:	100 °
571.2421.16531.11	Operate delay char. 3:	0.30 s

Add new stage Delete stage

Ilustración 7-12: Ajustes de la protección de subexcitación (40) en DIGSI 5

7.1.1.5. Protección contra cargas desequilibradas (46)

46 Unbalan. load 1

Las cargas desequilibradas en el generador atraviesan el entrehierro y aparecen en el rotor como corrientes de doble frecuencia, causando sobrecalentamientos severos. La protección contra cargas desequilibradas se ha habilitado con el fin de proteger al generador de daños graves.

La función calcula la intensidad de secuencia negativa a partir de las medidas de la intensidad y aplicando la definición de las componentes simétricas.

Se va a ajustar un estado térmico que funciona como sigue, si se excede el valor de intensidad de secuencia negativa máximo permisible la función arranca y tras un tiempo de retardo ajustado se genera una señal de alarma:



$$\text{Warning delay} = 15s$$

Ecuación 7-22: Tiempo de retardo de la protección contra cargas desequilibradas (46)

Una vez la función haya arrancado se comienza a calcular el calentamiento del objeto protegido, cuando se supera el parámetro K correspondiente al factor de carga desequilibrada se produce el disparo.

A continuación, se ajustan los datos requeridos para la función de protección según los datos proporcionados por el fabricante en la hoja de características del mismo.

$$\text{Max continuously perm. } I_2 = 8\%$$

Ecuación 7-23: Intensidad de secuencia negativa máxima permisible

$$\text{Unbalanced load factor } K = I_2^2 \cdot t = 8s$$

Ecuación 7-24: Factor K de carga desequilibrada

Además, se ajusta un parámetro que establece el tiempo requerido por el objeto protegido para enfriar la réplica térmica al valor inicial. Dicho parámetro se ajusta como sigue a continuación:

$$\text{Cooling time therm. replica} = \frac{\text{Unbalanced load factor } K}{(\text{Max continuously perm. } I_2)^2} = \frac{8s}{0,08^2} = 1250s$$

Ecuación 7-25: Tiempo de enfriamiento para la réplica térmica

La siguiente figura (Ilustración 7-13) muestra los ajustes de la función 46 en la herramienta DIGSI 5:

Therm. Stage 1

571.321.11011.1	Mode:	on	
571.321.11011.2	Operate & ft.rec. blocked:	no	
571.321.11011.101	Max. continuously perm. I2:	8.0	%
571.321.11011.102	Unbalanced load factor K:	8.0	s
571.321.11011.103	Cooling time therm.replica:	1250	s
571.321.11011.104	Warning delay:	15.0	s

Ilustración 7-13: Ajustes de la protección contra cargas desequilibradas (46) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-14) muestra las curvas características ajustadas de la función 46 en la herramienta DIGSI 5:

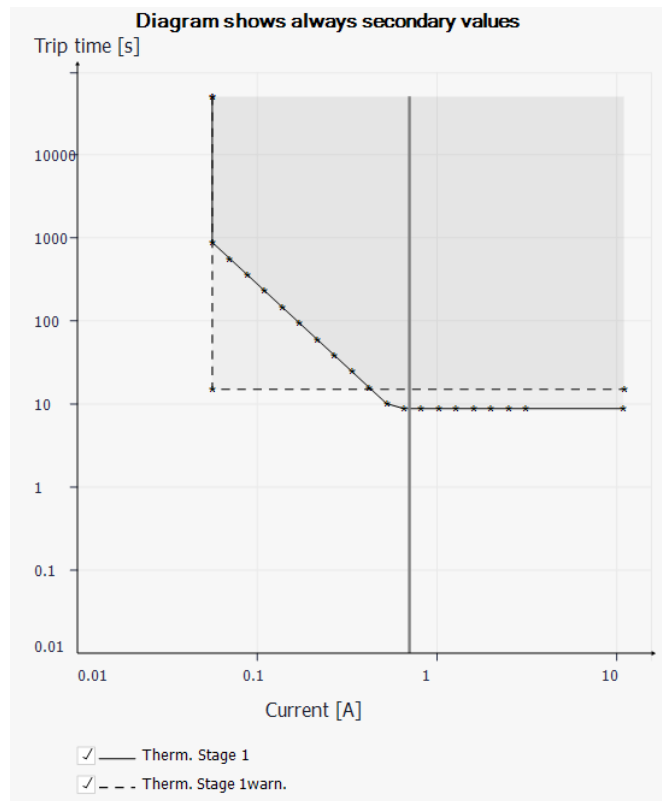


Ilustración 7-14: Diagrama de la protección contra cargas desequilibradas (46) en DIGSI 5

7.1.1.6. Protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V)

51V OC-3ph V-dep.1

La función 51V es una función de respaldo para faltas internas en el generador y para faltas en la red de alta tensión. Como la función 51V es capaz de detectar faltas externas, debe ser coordinada con las protecciones de la red de alta tensión, por ello tendrá un tiempo de disparo alto.

Durante faltas prolongadas en la red de alta tensión el sistema de excitación no es capaz de mantener la intensidad de cortocircuito que el generador aporta a la falta ya que la tensión de excitación se ve disminuida. Por lo tanto ante faltas de larga duración, la intensidad aportada disminuye con el tiempo llegando incluso a disminuir por debajo de la intensidad nominal, de modo que para efectuar el disparo, la función debe detectar intensidades por debajo de la intensidad nominal del generador. Para evitar disparos en condiciones normales de operación, disparos intempestivos, es necesario añadir el criterio de subtensión.

La siguiente figura (Ilustración 7-15) muestra un ejemplo del comportamiento de la intensidad de cortocircuito a lo largo del tiempo.

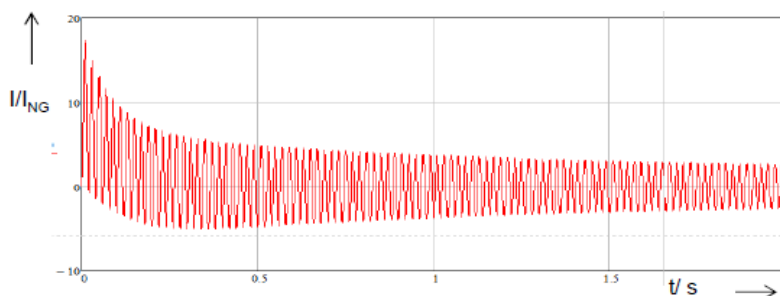


Ilustración 7-15: Intensidad de cortocircuito

Se ha habilitado la función 51V con el ajuste de un escalón de tiempo definido que funciona como sigue: cuando se sobrepasa el umbral de intensidad máxima de operación la función arranca durante un tiempo prefijado, si además, durante ese tiempo la tensión cae por debajo de un umbral ajustado, aunque la intensidad haya decaído, la función da disparo en el tiempo de operación ajustado.

Dado que se tienen que cumplir dos criterios para la actuación de la misma (intensidad y tensión), se reduce el riesgo de que la función genere disparos intempestivos en caso de que hubiera algún fallo en los TTs. Aun así se debe bloquear cuando se detecte que se ha perdido la medida de tensión.

El umbral de intensidad se ha ajustado a 1,4 veces la intensidad nominal del generador y el umbral de tensión al 75% de la tensión nominal del generador:

$$Threshold = \frac{1,4 \cdot I_{N,gen}}{ratio_{TI}} = \frac{1,4 \cdot 5620A}{8000A/1A} = 0,984A$$

Ecuación 7-26: Umbral de intensidad de la protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V) (secundario)

$$V - seal - in\ threshold = 75\% \cdot \frac{V_{N,gen}}{V_{TT,prim}} \cdot \frac{V_{TT,sec}}{\sqrt{3}} = 0,75 \cdot \frac{15kV}{15kV} \cdot \frac{100V}{\sqrt{3}} = 43,3V$$

Ecuación 7-27: Umbral de tensión de la protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V) (secundario)

El tiempo de disparo se ha ajustado a 3s para coordinar con las protecciones de red. El tiempo que se mantiene arrancada la función una vez que se ha sobrepasado el umbral de intensidad se ha ajustado a 4s, para mantener el margen de seguridad de 1 segundo recomendado por el fabricante entre el tiempo de disparo y el tiempo de activación de la función.

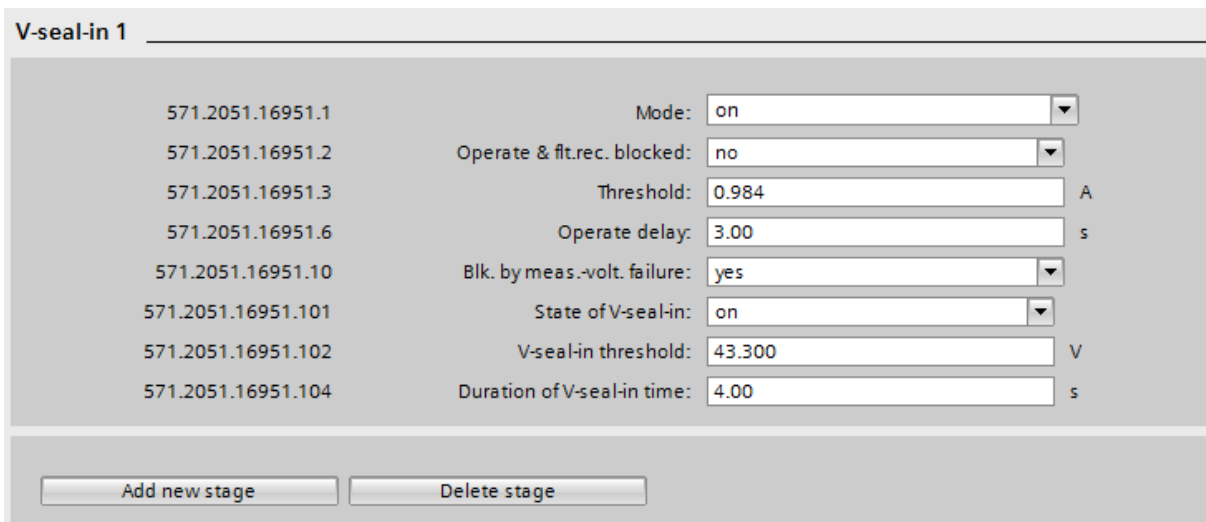
$$Duration\ of\ V - seal - in\ time = 4s$$

Ecuación 7-28: Tiempo con la función 51V arrancada

$$Operate\ delay = 3s$$

Ecuación 7-29: Tiempo de retardo de la protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V)

La siguiente figura (Ilustración 7-16) muestra los ajustes de la función 51V en la herramienta DIGSI 5:



V-seal-in 1	
571.2051.16951.1	Mode: on
571.2051.16951.2	Operate & ft.rec. blocked: no
571.2051.16951.3	Threshold: 0.984 A
571.2051.16951.6	Operate delay: 3.00 s
571.2051.16951.10	Blk. by meas.-volt. failure: yes
571.2051.16951.101	State of V-seal-in: on
571.2051.16951.102	V-seal-in threshold: 43.300 V
571.2051.16951.104	Duration of V-seal-in time: 4.00 s

Buttons: Add new stage, Delete stage

Ilustración 7-16: Ajustes de la protección de sobreintensidad controlada por tensión (51V) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-17) muestra la curva característica ajustada de la función 51V en la herramienta DIGSI 5:

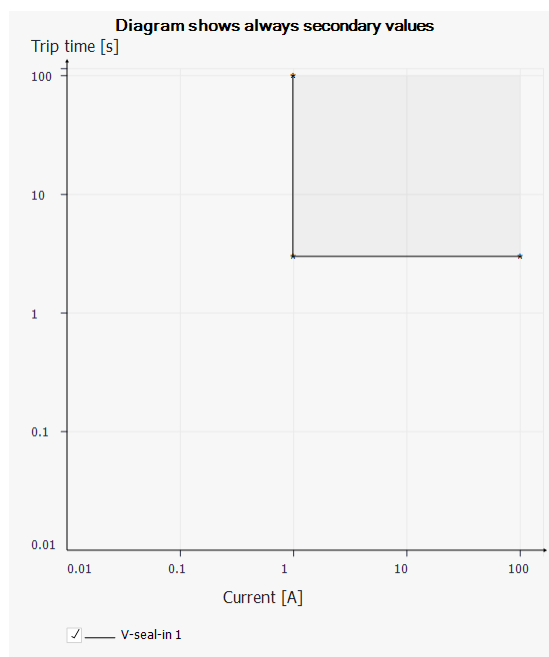


Ilustración 7-17: Diagrama de protección de sobrecorriente controlada por tensión (51V) en DIGSI 5

7.1.1.7. Protección de sobretensión (59)

59 Overvolt-3ph 1

La protección de sobretensión como su propio nombre indica es capaz de detectar sobretensiones que pongan en peligro al generador.

Se han ajustado dos escalones de sobretensión de tiempo definido. Ambos escalones miden tensiones fase-fase y arrancan cuando el umbral de tensión se ve superado en cualquiera de las tres tensiones fase-fase.

- Escalón de tiempo definido 1:** Se ha destinado a la detección de sobretensiones estacionarias. El umbral se ha ajustado al $115\% \cdot V_{N,gen}$ (ligeramente por encima del rango de tensión permitida) con un tiempo de retardo de 10s. Este tiempo va en función del tiempo de operación del regulador de tensión, por lo que el ajuste se determinará definitivamente durante la puesta en servicio.

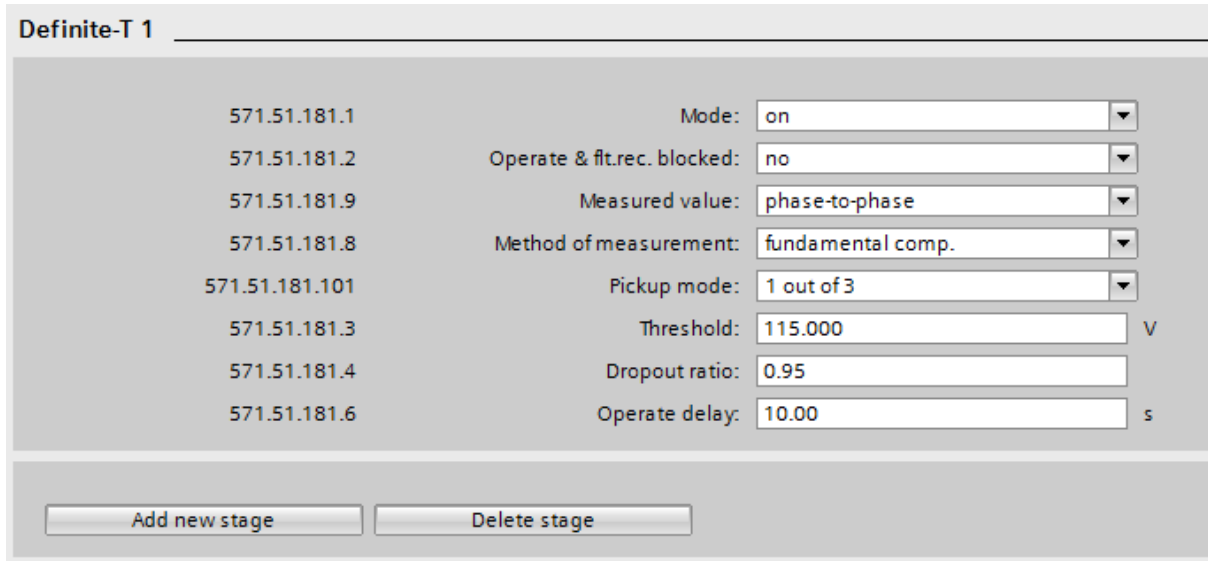
$$Threshold = 115\% \cdot V_{TT,sec} = 1,15 \cdot 100V = 115V$$

Ecuación 7-30: Umbral de tensión del escalón de tiempo definido 1 de la función 59

$$\text{Operate delay} = 10s$$

Ecuación 7-31: Tiempo de retardo del escalón de tiempo definido 1 de la función 59

La siguiente figura (Ilustración 7-18) muestra los ajustes del escalón de tiempo definido 1 de la función 59 en la herramienta DIGSI 5:



Definite-T 1	
571.51.181.1	Mode: on
571.51.181.2	Operate & flt.rec. blocked: no
571.51.181.9	Measured value: phase-to-phase
571.51.181.8	Method of measurement: fundamental comp.
571.51.181.101	Pickup mode: 1 out of 3
571.51.181.3	Threshold: 115.000 V
571.51.181.4	Dropout ratio: 0.95
571.51.181.6	Operate delay: 10.00 s

Buttons: Add new stage, Delete stage

Ilustración 7-18: Ajustes del escalón de tiempo definido 1 de la protección de sobretensión (59) en DIGSI 5

- Escalón de tiempo definido 2:** Este segundo escalón se ha ajustado con la finalidad de reducir el tiempo de disparo en caso de sobretensiones elevadas. El umbral se ha ajustado al $130\% \cdot V_{N,gen}$ con un tiempo de retardo de 0,5s. Este tiempo es considerado tiempo suficiente para evitar disparos intempestivos debido a sobretensiones transitorias.

$$\text{Threshold} = 130\% \cdot V_{TT,sec} = 1,3 \cdot 100V = 130V$$

Ecuación 7-32: Umbral de tensión del escalón de tiempo definido 2 de la función 59

$$\text{Operate delay} = 0,5s$$

Ecuación 7-33: Tiempo de retardo del escalón de tiempo definido 2 de la función 59

La siguiente figura (Ilustración 7-19) muestra los ajustes del escalón de tiempo definido 2 de la función 59 en la herramienta DIGSI 5:

Definite-T 2

571.51.182.1	Mode:	on
571.51.182.2	Operate & fit.rec. blocked:	no
571.51.182.9	Measured value:	phase-to-phase
571.51.182.8	Method of measurement:	fundamental comp.
571.51.182.101	Pickup mode:	1 out of 3
571.51.182.3	Threshold:	130.000 V
571.51.182.4	Dropout ratio:	0.95
571.51.182.6	Operate delay:	0.50 s

Ilustración 7-19: Ajustes del escalón de tiempo definido 2 de la protección de sobretensión (59) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-20) muestra las curvas características ajustadas de la función 59 en la herramienta DIGSI 5:

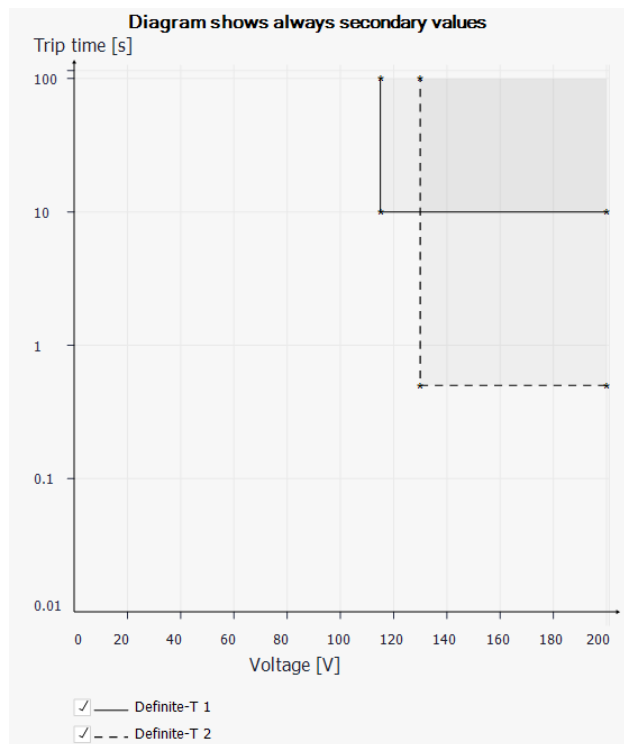


Ilustración 7-20: Diagrama de la protección de sobretensión (59) en DIGSI 5

7.1.1.8. Protección contra pérdida de sincronismo (78)

78 Out-of-step 1

La protección contra pérdida de sincronismo mide la impedancia entre el generador y la red para plasmar los vectores de impedancia en el plano R-X, dónde se estudia si se trata de una trayectoria durante una oscilación de potencia que causa una pérdida de sincronismo o una trayectoria durante una oscilación de potencia que tiende a estabilizarse. El disparo de la función de protección se produce cuando la característica es atravesada un número de veces ajustable y además sigue la trayectoria correspondiente a la posible pérdida de sincronismo.

Se ha ajustado una única zona en el polígono de detección (Zona 1) correspondiente a la zona de bloque de la planta generadora.

Primeramente se ajustan los valores umbrales de intensidad de secuencia positiva y negativa, con el fin de que en caso de ser traspasados la función quede bloqueada. Siemens recomienda un valor umbral del 20%.

$$I_1 < \text{threshold block zones} = 20\%$$

Ecuación 7-34: Umbral de intensidad de secuencia positiva para la función 78

$$I_2 > \text{threshold block zones} = 20\%$$

Ecuación 7-35: Umbral de intensidad de secuencia negativa para la función 78

A continuación, se ajusta la zona 1 del polígono de detección. La impedancia del transformador se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$X_{SC,sec} = \frac{v_{SC} \cdot V_{N,TP}^2}{S_N} \cdot \frac{ratio_{TI}}{ratio_{TT}} = 0,14 \cdot \frac{(15kV)^2}{160MVA} \cdot \frac{8000A/1A}{\frac{15000V/\sqrt{3}}{100V/\sqrt{3}}} = 10,5\Omega$$

Ecuación 7-36: Impedancia del transformador principal (secundario)

El valor ajustado correspondiente a la impedancia del transformador se ha ajustado al 85%:

$$\text{Zone limit } X \text{ top} = 85\% \cdot X_{SC} = 0,85 \cdot 10,5\Omega = 8,925\Omega$$

Ecuación 7-37: Alcance reactivo superior (secundario)

La reactancia transitoria directa resulta de la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Zone limit } X \text{ bottom} = X'_d &= \frac{V_{N,gen}}{\sqrt{3} \cdot I_{N,gen}} \cdot x'_d \cdot \frac{\text{ratio}_{TI}}{\text{ratio}_{TT}} = \frac{15kV}{\sqrt{3} \cdot 5620A} \cdot 0,2 \cdot \frac{8000A/1A}{\frac{15000V/\sqrt{3}}{100V/\sqrt{3}}} \\ &= 16,437\Omega \end{aligned}$$

Ecuación 7-38: Alcance reactivo inferior (secundario)

Para el cálculo del alcance en el eje R se asume un ángulo $\delta = 120^\circ$ para el cual no se asegura la estabilidad transitoria, y se calcula la impedancia global de acuerdo a la siguiente simplificación:

$$R = \frac{X_{top} \cdot X_{bottom}/2}{\tan(\delta/2)} \rightarrow R = 0,289 \cdot (X_{top} + X_{bottom})$$

Ecuación 7-39: Alcance resistivo

$$Z_{TOTAL} = X'_d + 0,85 \cdot X_{SC} = 16,437\Omega + 8,925\Omega = 25,362\Omega$$

Ecuación 7-40: Impedancia total

$$\text{Zone limit } R = 0,289 \cdot Z_{TOTAL} = 0,289 \cdot 25,362\Omega = 7,33\Omega$$

Ecuación 7-41: Alcance resistivo

El parámetro denominado ángulo de rotación, define cómo se gira la zona. Dado que solo se ha ajustado una zona, dicho ángulo resultará 90° .

$$\text{Rotation angle} = 90^\circ$$

Ecuación 7-42: Ángulo de rotación

Con el ajuste de los siguientes parámetros se define el número de veces que se debe detectar una oscilación de potencia para que la protección dispare y el contador se vea incrementado. Según las recomendaciones de Siemens para el ajuste de la protección de generador de una única zona, la protección disparará al detectar una oscilación de potencia, y dicha oscilación de potencia se contará una vez la trayectoria haya salido de la zona.

$$\text{Number of power swings} = 1$$

Ecuación 7-43: Número de oscilaciones de potencia



$Count\ at = exit$

Ecuación 7-44: Contador

Por último, se utiliza el parámetro de reentrada para definir la condición de restablecimiento del contador. Si el contador fue incrementado y no hay un nuevo ciclo de oscilación en el tiempo de reentrada, el contador de oscilación se pone de nuevo a 0. Dicho parámetro se ha ajustado a 20s, considerándose un tiempo que ofrece una seguridad suficiente.

$Re - entry\ time = 20s$

Ecuación 7-45: Contador de re-entrada

La siguiente figura (Ilustración 7-21) muestra los ajustes de la función 78 en la herramienta DIGSI 5:

General	
571.911.2311.101	I1<threshold blocks zone: 20 %
571.911.2311.100	I2>threshold blocks zone: 20 %
<input type="button" value="Add new stage"/> <input type="button" value="Delete stage"/>	
Zone 1	
571.911.3691.1	Mode: on
571.911.3691.2	Operate & ft.rec. blocked: no
571.911.3691.103	Zone limit R: 7.330 Ω
571.911.3691.104	Zone limit X top: 8.925 Ω
571.911.3691.105	Zone limit X bottom: 16.437 Ω
571.911.3691.102	Rotation angle: 90.0 °
571.911.3691.108	Count at: exit
571.911.3691.107	Number of power swings: 1
571.911.3691.101	Re-entry time: 20.00 s
571.911.3691.100	Signal time: 0.05 s
<input type="button" value="Add new stage"/> <input type="button" value="Delete stage"/>	

Ilustración 7-21: Ajustes de la protección contra pérdida de sincronismo (78) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-22) muestra la gráfica ajustada en el plano R-X de la función 78 en la herramienta DIGSI 5:

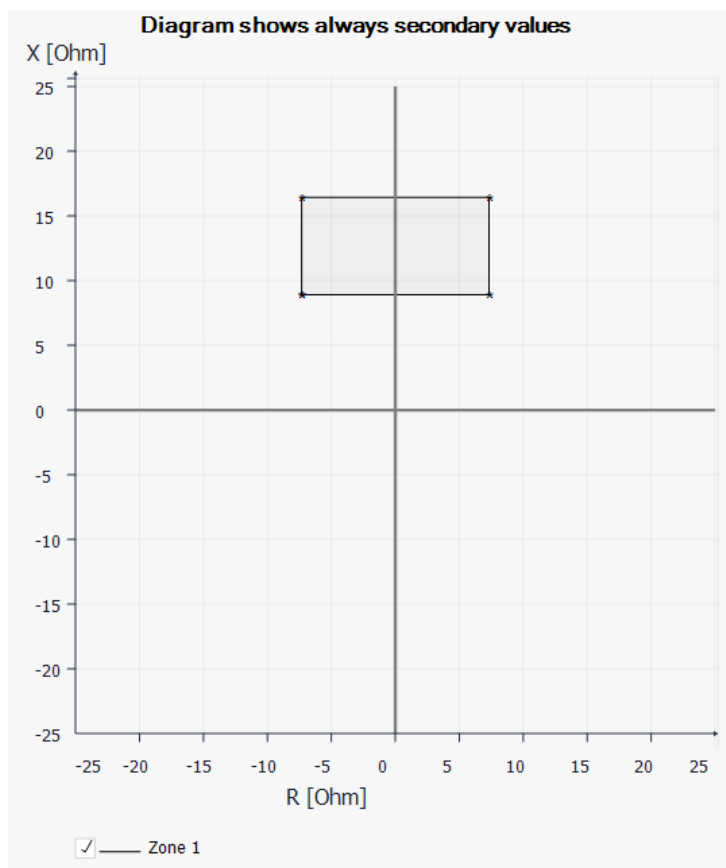




Ilustración 7-22: Diagrama de la protección contra pérdida de sincronismo (78) en DIGSI 5

7.1.1.9. Protección de sobrefrecuencia (81M) y subfrecuencia (81m)

 81 Overfreq.-A 1

 81 Underfreq.-A 1

Los escalones que se van a ajustar en las protecciones de sobrefrecuencia (81O/81M) y subfrecuencia (81U/81m) deben tener en cuenta la curva de capacidad de frecuencia del generador, la tensión del generador y el diagrama de frecuencia, los límites de frecuencia de la turbina y los requerimientos impuestos por el código de red.

Las dos consideraciones principales a tener en cuenta cuando el generador síncrono está operando fuera del rango de frecuencia normal de operación son: envejecimiento acelerado de los componentes mecánicos del generador (durante sobre y subfrecuencia), y consideraciones térmicas ante condiciones de subfrecuencia.



La subfrecuencia lleva a la reducción de la velocidad de giro, causando una menor ventilación, por lo que la capacidad térmica del generador será menor. Teniendo en cuenta la capacidad reducida del generador y la carga incrementada durante condiciones de subfrecuencia, se podría sobrepasar la capacidad térmica del generador.

La turbina también es susceptible de sufrir daños, incluso más que el generador, ya que puede llegar a tener fatiga en el material debido al estrés causado por trabajar a mayor velocidad si actúa fuera de su rango de frecuencia.

- De acuerdo a la hoja de características del generador, el generador de nuestra instalación es capaz de operar dentro del rango de +/-5% en frecuencia.
- De acuerdo a la hoja de características de la turbina:
 - La turbina puede operar sin ningún tipo de limitación dentro del rango comprendido entre 48,5Hz hasta 50,5Hz.

- Límites de subfrecuencia:

A una frecuencia inferior a 48,5 Hz, el correcto funcionamiento de la turbina sólo es posible durante un período de tiempo limitado y con una potencia eléctrica máxima según los valores de la siguiente tabla (Tabla 7-1):

Range of frequencies	Maximal power of turbine [% Pn]	Maximal time of duration of one case	Total time of duration during period 12 months of operation
48.5 – 48.0 Hz	100	30 minutes	360 minutes
48.0 – 47.0 Hz	100	20 minutes	120 minutes
47.0 – 46.0 Hz	70	5 minutes	10 minutes

Tabla 7-1: Límites de subfrecuencia de la turbina

En caso de que la frecuencia sea inferior a 46,0Hz, la turbina debe apagarse inmediatamente.

- Límites de sobrefrecuencia:

A una frecuencia superior a 50,5 Hz, el funcionamiento de la turbina sólo es posible durante un período de tiempo limitado y con una potencia eléctrica máxima según los valores de la siguiente tabla (Tabla 7-2).

Range of frequencies	Maximal power of turbine [% Pn]	Maximal time of duration of one case	Total time of duration during period 12 months of operation
50.5 – 51.0 Hz	100	30 minutes	120 minutes
51.0 – 52.0 Hz	100	10 minutes	30 minutes
52.0 – 53.0 Hz	70	5 minutes	10 minutes

Tabla 7-2: Límites de sobrefrecuencia de la turbina

- En caso de que la frecuencia sea superior a 53,0 Hz, la turbina debe apagarse inmediatamente.
- De acuerdo al código de red:
 - Variación de frecuencia en condiciones normales de operación: 49,95Hz – 50.05Hz.
 - La frecuencia del sistema podría aumentar a 50,5 Hz o caer a 48,5 Hz y las unidades generadoras deben seguir funcionando dentro de este rango de frecuencias.
 - Bajo condiciones extremas de falta del sistema, todas las unidades generadoras deben desconectarse con los siguientes umbrales: $\leq 48,5\text{Hz}$ o $\geq 50,5\text{Hz}$. En caso de que se produzcan dichas variaciones se desconectará la unidad generadora por razones de seguridad.

Tanto para la protección de subfrecuencia como para la protección de sobrefrecuencia, se ha habilitado un bloqueo por subtensión ajustado al 65% de la tensión nominal del objeto protegido.

$$\text{Minimum voltage} = 65\% \cdot V_{TT,sec} = 0,65 \cdot 100V = 65V$$

Ecuación 7-46: Umbral de mínima tensión

La siguiente figura (Ilustración 7-23) muestra los ajustes generales de las funciones 810 y 81U en la herramienta DIGSI 5:



General	
571.11.2311.101	Minimum voltage: <input type="text" value="65.000"/> V
571.11.2311.109	Dropout differential: <input type="text" value="20"/> mHz
<input type="button" value="Add new stage"/> <input type="button" value="Delete stage"/>	

Ilustración 7-23: Ajustes generales de las protecciones de sobre y subfrecuencia (810/81U) en DIGSI 5

Se han habilitados una serie de escalones tanto contra las condiciones de sobrefrecuencia como contra las condiciones de subfrecuencia. Para ajustar dichos escalones se ha tenido en cuenta el código de red, y las curvas de daño de la turbina y del generador.

Se han habilitado 3 escalones para proteger al generador y a la turbina contra condiciones de sobrefrecuencia (810):

- **Escalón 1:** Este escalón es la alarma, indica la posible aparición de condiciones anormales de operación. El umbral se ha ajustado a 50,5Hz con un tiempo de retardo de 30s.
- **Escalón 2:** Este escalón se ha ajustado a 51,5Hz con un tiempo de retardo de 10s, de tal forma que si el limitador de velocidad no funciona correctamente la protección dispara en dicho tiempo.
- **Escalón 3:** Este escalón se ha fijado a 53Hz, con un tiempo de disparo de 0,1s debido a que el fabricante de la turbina indica que si se sobrepasa dicho valor de frecuencia la turbina debe ser desconectada inmediatamente.

La siguiente figura (Ilustración 7-24) muestra los ajustes de la función 810 en la herramienta DIGSI 5:

Stage 1

571.11.31.1	Mode:	<input type="text" value="on"/>	
571.11.31.2	Operate & ft.rec. blocked:	<input type="text" value="no"/>	
571.11.31.3	Threshold:	<input type="text" value="50.50"/>	Hz
571.11.31.6	Operate delay:	<input type="text" value="30.00"/>	s

Stage 2

571.11.32.1	Mode:	<input type="text" value="on"/>	
571.11.32.2	Operate & ft.rec. blocked:	<input type="text" value="no"/>	
571.11.32.3	Threshold:	<input type="text" value="51.50"/>	Hz
571.11.32.6	Operate delay:	<input type="text" value="10.00"/>	s

Stage 3

571.11.33.1	Mode:	<input type="text" value="on"/>	
571.11.33.2	Operate & ft.rec. blocked:	<input type="text" value="no"/>	
571.11.33.3	Threshold:	<input type="text" value="53.00"/>	Hz
571.11.33.6	Operate delay:	<input type="text" value="0.10"/>	s

Ilustración 7-24: Ajustes de la protección de sobrefrecuencia (81O) en DIGSI 5

Se han habilitado 3 escalones para proteger al generador y a la turbina contra condiciones de subfrecuencia (81U):

- **Escalón 1:** Es la alarma, indica la posible aparición de condiciones anormales de operación. El umbral se ha ajustado a 48,5Hz con un tiempo de retardo de 30s.
- **Escalón 2:** El generador puede operar permanentemente hasta un valor del 95% de la frecuencia nominal. La desconexión del generador del sistema sólo debe llevarse a cabo a partir de 47,5Hz. Es por esto que el umbral de este escalón se ha fijado a 47,5Hz con un tiempo de retardo de 10s.



- **Escalón 3:** Este escalón se ha fijado a un valor umbral de 46Hz, con un tiempo de disparo de 0,1s debido a que el fabricante de la turbina indica que si se sobrepasa dicho valor de frecuencia la turbina debe ser desconectada inmediatamente.

La siguiente figura (Ilustración 7-25) muestra los ajustes de la función 81U en la herramienta DIGSI 5:

Stage	Parameter	Value	Unit
Stage 1	Mode	on	
	Operate & ft.rec. blocked	no	
	Threshold	48.50	Hz
	Operate delay	30.00	s
Stage 2	Mode	on	
	Operate & ft.rec. blocked	no	
	Threshold	47.50	Hz
	Operate delay	10.00	s
Stage 3	Mode	on	
	Operate & ft.rec. blocked	no	
	Threshold	46.00	Hz
	Operate delay	0.10	s

Ilustración 7-25: Ajustes de la protección de subfrecuencia (81U) en DIGSI 5

7.1.1.10. Protección de sobreintensidad de fases (50/51)

50/51 OC-3ph-B1

La protección de sobreintensidad de fases es una función de respaldo de la diferencial de generador (87G) que protege al generador contra cortocircuitos internos. Su principal ventaja como protección de respaldo es que es capaz de detectar faltas cuando el interruptor de generador está abierto o cuando hay fallos en los TTs.

Se van a ajustar dos escalones, uno de tiempo definido y otro de tiempo inverso:

- **Tiempo definido (50):** Escalón enfocado a despejar rápidamente faltas internas del generador con valores de intensidad muy elevados. El tiempo de retardo se ha ajustado a 200ms con objeto de dar tiempo a actuar primero a la protección diferencial de generador (87G) y evitar disparos intempestivos por transitorios.

$$\text{Operate delay} = 200\text{ms}$$

Ecuación 7-47: Tiempo de retardo del escalón de tiempo definido de la 50/51

Ya que este escalón sólo detecta faltas internas en el generador, el valor umbral de la intensidad se ha ajustado al 150% del valor de la intensidad máxima de cortocircuito porque cuando la falta es interna en el generador se supera este umbral mientras que si es externa no.

La intensidad máxima de cortocircuito se ha calculado con la herramienta PSSINCAL. Se han simulado faltas en distintos puntos de la instalación y finalmente se ha obtenido que la máxima intensidad de cortocircuito se corresponde a una falta trifásica en el lado de alta tensión con un valor de 77900A.

$$\text{Threshold} = \frac{1,5 \cdot I''_{SC}}{\text{ratio}_{TI}} = \frac{1,5 \cdot 77900A}{8000A/1A} = \frac{116850A}{8000A/1A} = 14,6 A$$

Ecuación 7-48: Umbral de intensidad del escalón de tiempo definido de la 50/51

La siguiente figura (Ilustración 7-26) muestra los ajustes del escalón de tiempo definido de la función 50/51 en la herramienta DIGSI 5:

Definite-T 1

571.1941.661.1	Mode:	on
571.1941.661.2	Operate & fit.rec. blocked:	no
571.1941.661.8	Method of measurement:	fundamental comp.
571.1941.661.3	Threshold:	14.600 A
571.1941.661.6	Operate delay:	0.20 s

Ilustración 7-26: Ajustes del escalón de tiempo definido de la protección de sobrecorriente de fases (50/51) en DIGSI 5

- Tiempo inverso (51):** Curva inversa ajustada por debajo de la curva que define la intensidad que el generador es capaz de generar sin sufrir daños según los datos aportados por el fabricante. El escalón de tiempo inverso detecta faltas en la red, por lo que hay que ajustarla de forma que coordine con las protecciones de la red. Se ha habilitado una curva tipo IEC normal inversa (Ilustración 7-27), que se define por la siguiente ecuación:

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{\text{Threshold value } I}\right)^{0,02} - 1} \cdot T_p$$

Ecuación 7-49: Curva IEC normal inversa

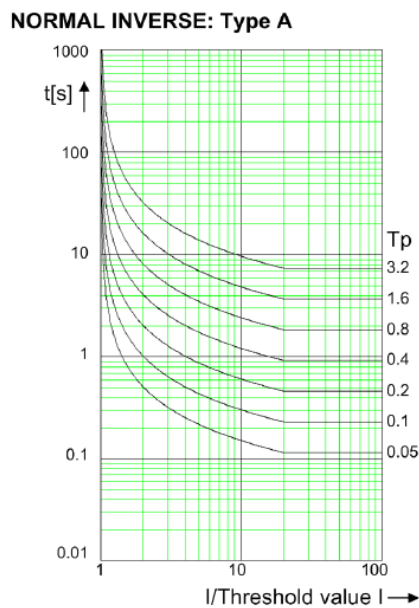


Ilustración 7-27: Curvas IEC normal inversa

El umbral de intensidad se ha definido al 140% de la intensidad nominal del generador.

$$Threshold = \frac{1,4 \cdot I_{N,gen}}{ratio_{TI}} = \frac{1,4 \cdot 5620A}{8000A/1A} = \frac{7868A}{8000A/1A} = 0,9835 A$$

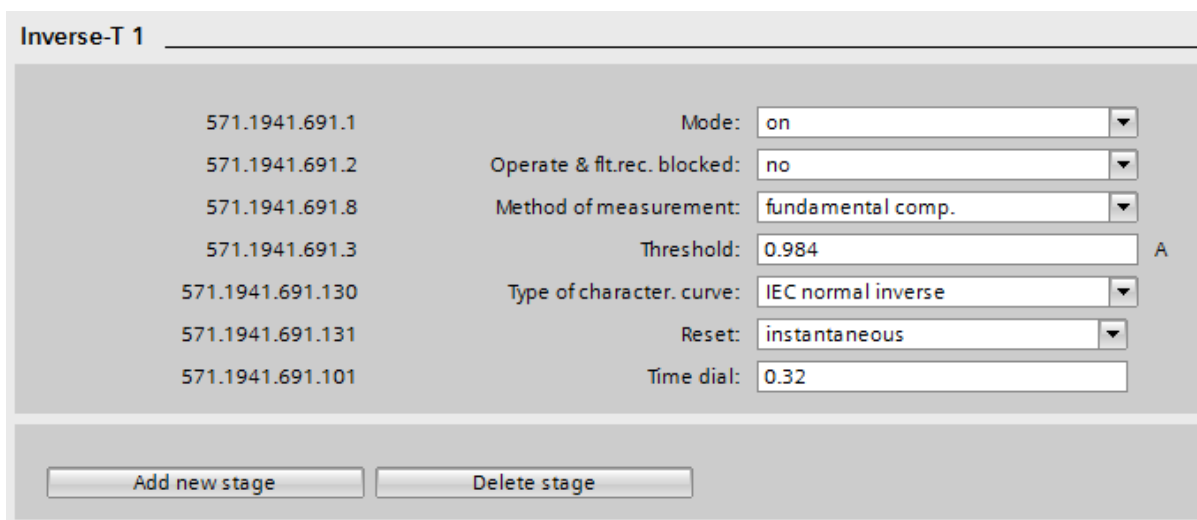
Ecuación 7-50: Umbral de intensidad del escalón de tiempo inverso de la 50/51

El dial de tiempo que se ha ajustado a la curva es de 0,32 con el fin de situar la curva de disparo por debajo de la curva de daño de generador manteniendo un tiempo de seguridad entre ambas y para coordinar con las protecciones de red.

$$Time\ dial = 0,32$$

Ecuación 7-51: Time dial del escalón de tiempo inverso de la 50/51

La siguiente figura (Ilustración 7-28) muestra los ajustes del escalón de tiempo inverso de la función 50/51 en la herramienta DIGSI 5:



Inverse-T 1	
571.1941.691.1	Mode: on
571.1941.691.2	Operate & fit.rec. blocked: no
571.1941.691.8	Method of measurement: fundamental comp.
571.1941.691.3	Threshold: 0.984 A
571.1941.691.130	Type of character. curve: IEC normal inverse
571.1941.691.131	Reset: instantaneous
571.1941.691.101	Time dial: 0.32

Buttons: Add new stage, Delete stage

Ilustración 7-28: Ajustes del escalón de tiempo inverso de la protección de sobreintensidad de fases (50/51) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-29) muestra las curvas características ajustadas de la función 50/51 en la herramienta DIGSI 5:

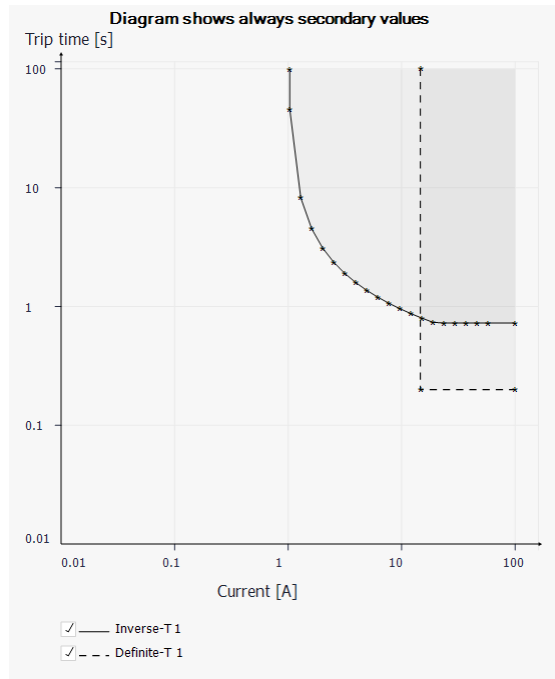


Ilustración 7-29: Diagrama de la protección de sobrecorriente de fases (50/51) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-30) muestra la curva de máxima intensidad permisible del generador y la curva característica de la función 50/51 ajustada:

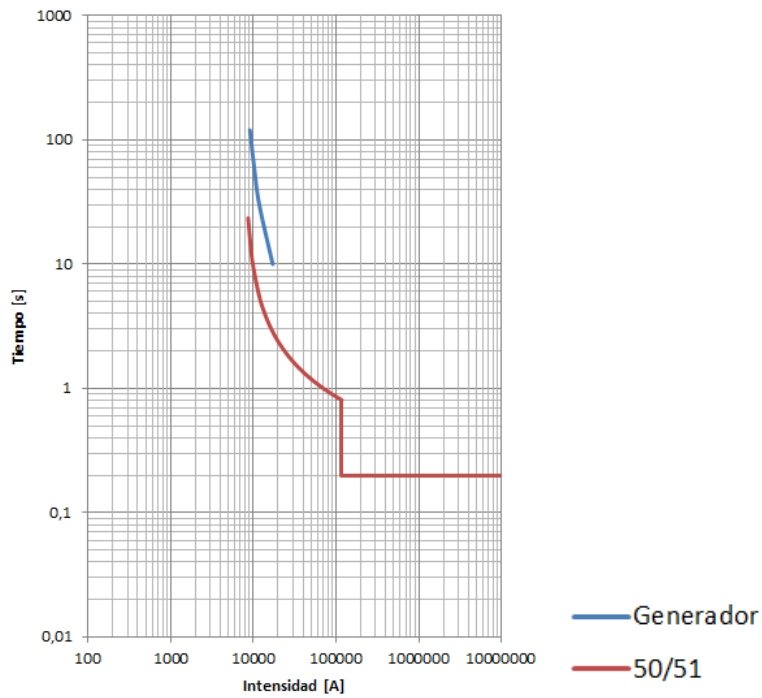


Ilustración 7-30: Curva de máxima intensidad permisible de generador y curva ajustada de la protección 50/51

7.1.1.11. Protección de energización accidental (50/27)

Inadvert. Energiz. 1

La protección contra energización accidental del generador se utiliza para limitar el daño causado al generador debido al cierre de un interruptor automático de forma accidental. Las siguientes dos situaciones pueden causar daños:

- Cierre accidental del interruptor cuando el generador está en el modo de funcionamiento de cambio de marchas, es decir, el generador no está parado y el engranaje está funcionando a baja velocidad.
- Cierre accidental del interruptor cuando el generador está funcionando a velocidad nominal, pero aún no ha sido sincronizado. La tensión del generador estará por debajo del umbral de subtensión.

La función 50/27 se bloqueará cuando se detecten fallos en los TTs, para ello se activa el siguiente parámetro:

$$\text{Blk. by meas. -volt. failure} = \text{yes}$$

Ecuación 7-52: Bloqueo ante fallo en la medida de tensión para la protección 50/27

En primer lugar se ha ajustado el umbral de intensidad a un 30% de la intensidad nominal del generador.

$$\text{Threshold} = \frac{0,3 \cdot I_{N,\text{gen}}}{\text{ratio}_{\text{TI}}} = \frac{0,3 \cdot 5620\text{A}}{8000\text{A}/1\text{A}} = 0,21\text{A}$$

Ecuación 7-53: Umbral de intensidad para la protección 50/27

A continuación, se ha ajustado el umbral de subtensión a un valor del 50% de la tensión nominal del generador.

$$V < \text{Threshold} = \frac{0,5 \cdot V_{N,\text{gen}}}{\text{ratio}_{\text{TT}}} = \frac{0,5 \cdot 15\text{kV}}{15\text{kV}/100\text{V}} = 50\text{V}$$

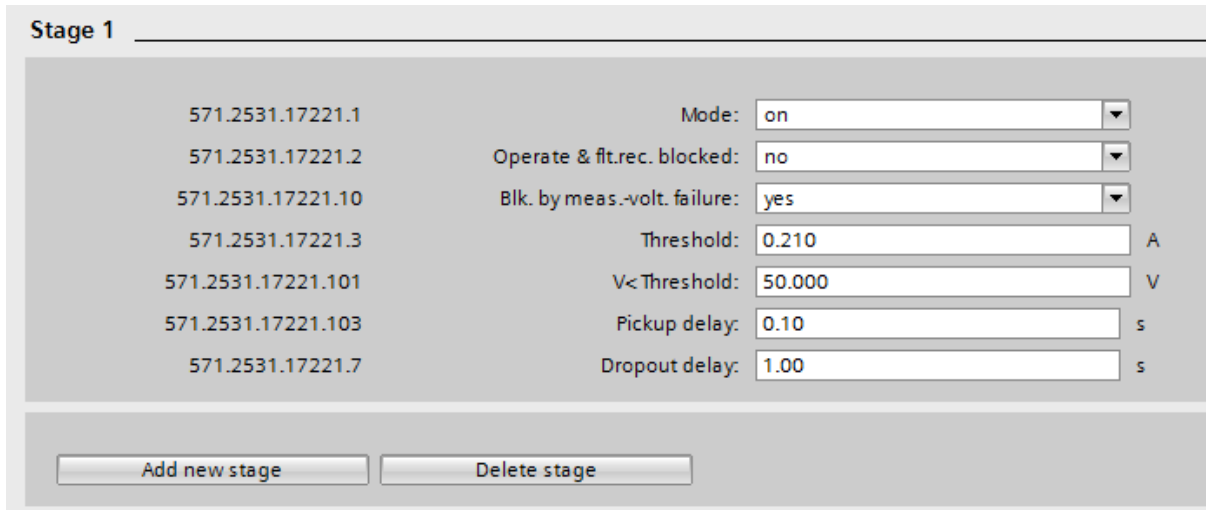
Ecuación 7-54: Umbral de subtensión para la protección 50/27

Se ha ajustado un tiempo de retardo para el arranque de 0,10s con objeto de evitar sobrefunciones durante un cortocircuito dentro o cerca de la unidad generadora.

$$\text{Pickup delay} = 0,10\text{s}$$

Ecuación 7-55: Tiempo de retardo para el arranque de la 50/27

La siguiente figura (Ilustración 7-31) muestra los ajustes de la función 50/27 en la herramienta DIGSI 5:



Stage 1	
571.2531.17221.1	Mode: on
571.2531.17221.2	Operate & ft.rec. blocked: no
571.2531.17221.10	Blk. by meas.-volt. failure: yes
571.2531.17221.3	Threshold: 0.210 A
571.2531.17221.101	V< Threshold: 50.000 V
571.2531.17221.103	Pickup delay: 0.10 s
571.2531.17221.7	Dropout delay: 1.00 s

Buttons: Add new stage, Delete stage

Ilustración 7-31: Ajustes de la protección contra energización accidental (50/27) en DIGSI 5

7.1.1.12. Protección de subtensión (27)

27 Undervolt.-3ph 1

El funcionamiento del generador en condiciones de subtensión, con una tensión de operación por debajo del 90% de la tensión nominal, puede provocar efectos adversos como una reducción del límite de estabilidad o como una importación excesiva de potencia reactiva de la red, ya que si la tensión desciende el generador puede mantener el nivel de potencia nominal incrementando la intensidad. Sin embargo, la subtensión no es crítica para el generador en sí. Las funciones contra sobrecargas y contra sobreintensidades serán las encargadas de proteger el generador de posibles daños en esta situación.

En el equipo 7UM85 se ha habilitado un umbral de intensidad cuyo objetivo es determinar si el interruptor de generador está abierto o cerrado. Si el interruptor está abierto, la medida de tensión es cero, 0V es inferior al umbral de subtensión ajustado, por lo que la función 27 se mantiene arrancada, y piensa que está ante una situación anormal de operación o falta. Con el criterio de intensidad, evitamos que la función 27 se mantenga arrancada cuando el interruptor está abierto. Siemens recomienda ajustar el parámetro a un 5% de la intensidad nominal.

$$Threshold I > = \frac{5\% \cdot I_N}{ratio_{TI}} = \frac{0,05 \cdot 5620A}{8000A/1A} = 0,035A$$

Ecuación 7-56: Umbral de intensidad de la función 27

La siguiente figura (Ilustración 7-32) muestra los ajustes generales de la función 27 en la herramienta DIGSI 5:

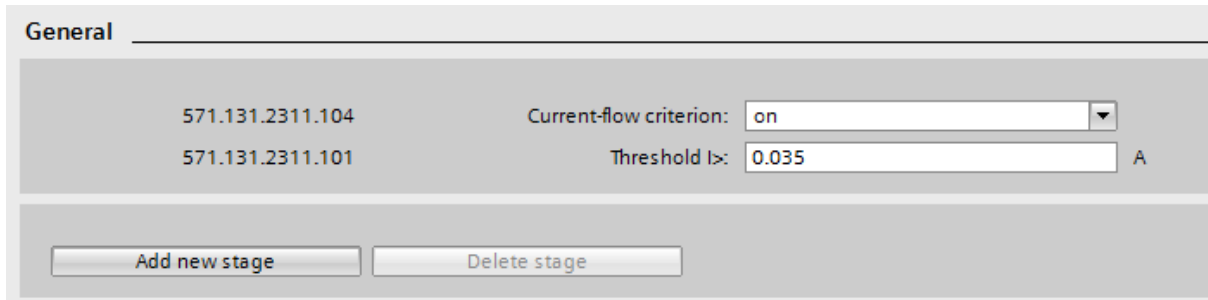


Ilustración 7-32: Ajustes generales de la protección de subtensión (27) en DIGSI 5

Se van a ajustar dos escalones de tiempo definido, uno de alarma y el otro de disparo:

- **Escalón de alarma:** Se utiliza como indicador de una posible condición de operación anormal. Su objetivo es permitir la intervención del operador para resolver el problema. Se ha ajustado un umbral de tensión del 90% de la tensión nominal del generador con un tiempo de retardo de 10s.

$$Threshold = \frac{90\% \cdot V_{N,gen}}{Ratio_{TR}} = \frac{0,9 \cdot 15kV}{\frac{15kV/\sqrt{3}}{100V/\sqrt{3}}} = 90V$$

Ecuación 7-57: Umbral de tensión del escalón de alarma de la función 27

$$Operate\ delay = 10s$$

Ecuación 7-58: Tiempo de retardo del escalón de alarma de la función 27

La siguiente figura (Ilustración 7-33) muestra los ajustes del escalón de alarma de la función 27 en la herramienta DIGSI 5:

Definite-T 2

571.131.422.1	Mode:	on	
571.131.422.2	Operate & fit.rec. blocked:	no	
571.131.422.10	Blk. by meas.-volt. failure:	yes	
571.131.422.9	Measured value:	phase-to-phase	
571.131.422.8	Method of measurement:	fundamental comp.	
571.131.422.101	Pickup mode:	1 out of 3	
571.131.422.102	Pickup delay:	yes	
571.131.422.3	Threshold:	90.000	V
571.131.422.4	Dropout ratio:	1.05	
571.131.422.6	Operate delay:	10.00	s

Ilustración 7-33: Ajustes del escalón de alarma de la protección de subtensión (27) en DIGSI 5

- Escalón de disparo:** Se ha habilitado un escalón de tiempo definido contra bajadas de tensión que puedan afectar a la estabilidad del sistema. El umbral de tensión se ha ajustado al 70% de la tensión nominal de generador, con un tiempo de retardo de 5s. Considerando dicho tiempo, un tiempo suficiente para evitar disparar durante huecos de tensión admisibles para la estabilidad del sistema.

$$Threshold = \frac{70\% \cdot V_{N,gen}}{Ratio_{TT}} = \frac{0,7 \cdot 15kV}{\frac{15kV/\sqrt{3}}{100V/\sqrt{3}}} = 70V$$

Ecuación 7-59: Umbral de tensión del escalón de disparo de la función 27

$$Operate\ delay = 5s$$

Ecuación 7-60: Tiempo de retardo del escalón de disparo de la función 27

La siguiente figura (Ilustración 7-34) muestra los ajustes del escalón de disparo de la función 27 en la herramienta DIGSI 5:

Definite-T 1

571.131.421.1	Mode:	on
571.131.421.2	Operate & ft.rec. blocked:	no
571.131.421.10	Blk. by meas.-volt. failure:	yes
571.131.421.9	Measured value:	phase-to-phase
571.131.421.8	Method of measurement:	fundamental comp.
571.131.421.101	Pickup mode:	1 out of 3
571.131.421.102	Pickup delay:	yes
571.131.421.3	Threshold:	70.000 V
571.131.421.4	Dropout ratio:	1.05
571.131.421.6	Operate delay:	5.00 s

Ilustración 7-34: Ajustes del escalón de disparo de la protección de subtensión (27) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-35) muestra las curvas características ajustadas de la función 27 en la herramienta DIGSI 5:

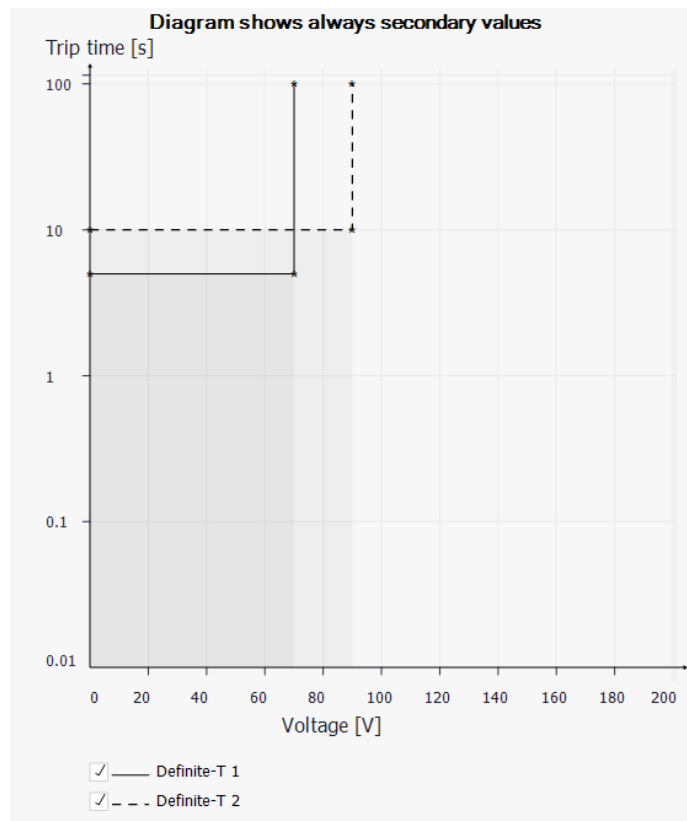


Ilustración 7-35: Diagrama de la protección de subtensión (27) en DIGSI 5

7.1.1.13. Protección contra faltas a tierra en el estator (95%) (64G)

SGF 90% MP-1 ph 1

La protección de faltas a tierra en el estator detecta faltas a tierra en el estator del generador.

Se ha habilitado un estado de sobretensión residual y otro estado de sobreintensidad homopolar no direccional.

- **Sobretensión residual:** El valor de arranque de la función de protección debe ser elegido de tal forma que las faltas a tierra producidas en la red de 132kV (zona de alta tensión de la instalación) no afecten al circuito del estator a través de las capacitancias del acoplamiento del transformador y por consiguiente, no den disparo. De acuerdo a los cálculos efectuados para la elección del régimen de puesta a tierra de la aplicación (apartado 4.4), el umbral de tensión se determinará a partir del factor k asociado al rango de protección que abarca la función, y al valor secundario del transformador de distribución utilizado para la puesta a tierra, aunque el valor de ajuste final se deberá determinar en la puesta en servicio utilizando los valores primarios.

$$Threshold = k \cdot TN_{sec} = 0,05 \cdot 500V = 25V$$

Ecuación 7-61: Umbral de sobretensión residual de la función 64G

Un tiempo de retardo de 300ms ha probado ser exitoso para evitar iniciar un disparo debido a tensiones residuales transitorias y no sobrepasar la capacidad de sobrecarga del transformador de neutro y de generador (10A/10s).

$$Operate\ delay = 0,3s$$

Ecuación 7-62: Tiempo de retardo del escalón de sobretensión residual de la función 64G

La siguiente figura (Ilustración 7-36) muestra los ajustes de sobretensión residual de la función 64G en la herramienta DIGSI 5:

V0> 1

571.2221.12391.1	Mode:	on	
571.2221.12391.2	Operate & ft.rec. blocked:	no	
571.2221.12391.10	Blk. by meas.-volt. failure:	yes	
571.2221.12391.109	Detection of faulty phase:	no	
571.2221.12391.8	Method of measurement:	fundamental comp.	
571.2221.12391.3	Threshold:	25.000	V
571.2221.12391.4	Dropout ratio:	0.95	
571.2221.12391.107	Pickup delay:	0.00	s
571.2221.12391.6	Operate delay:	0.30	s

Ilustración 7-36: Ajustes de sobretensión residual de la protección contra faltas a tierra en el estator (95%) (64G) en DIGSI 5

- Sobreintensidad homopolar no direccional:** La intensidad umbral debe ser ajustada en función del punto de conexión seleccionado y del diseño del sistema primario de potencia. El tiempo de retardo se ha ajustado a 300ms.

$$Threshold = 3I_0 = TI_{sec} \cdot \text{rango de protección} = 1A \cdot 0,05 = 0,05A$$

Ecuación 7-63: Umbral de sobreintensidad de la función 64G

$$Operate\ delay = 0,3s$$

Ecuación 7-64: Tiempo de retardo de la sobreintensidad homopolar de la función 64G

La siguiente figura (Ilustración 7-37) muestra los ajustes de sobreintensidad homopolar de la función 64G en la herramienta DIGSI 5:

310> 1

571.2221.12421.1	Mode:	on	
571.2221.12421.2	Operate & flt.rec. blocked:	no	
571.2221.12421.8	Method of measurement:	fundamental comp.	
571.2221.12421.3	Threshold:	0.050	A
571.2221.12421.102	Pickup delay:	0.00	s
571.2221.12421.6	Operate delay:	0.30	s

Ilustración 7-37: Ajustes de sobreintensidad homopolar de la protección contra faltas a tierra en el estator (95%) (64G) en DIGSI 5

7.1.2. Generator side 1

El grupo de función “*Generator side 1*” utiliza los siguientes puntos de medida: I-3ph 2 y V-3ph 2, para realizar las siguientes funciones de protección (Ilustración 7-38): protección contra sobrecargas (49) y protección de sobretensión de neutro (59N).

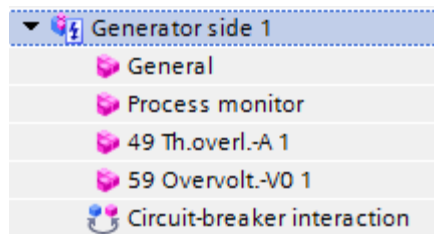
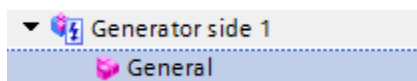


Ilustración 7-38: Grupo de función “*Generator side 1*” en DIGSI 5

7.1.2.1. General



Se definen los ajustes generales del grupo de función “*Generator side 1*” (Ilustración 7-39):

- Potencia aparente nominal del generador = 146 MVA
- Tensión nominal del generador = 15 kV

- Intensidad nominal del generador = 5620 A.

General

581.1781.14671.103	Rated apparent power:	<input type="text" value="146.00"/>	MVA
581.1781.14671.102	Rated voltage:	<input type="text" value="15.00"/>	kV
581.1781.14671.101	Rated current:	<input type="text" value="5620"/>	A

Further settings

581.1781.14611.130	Side number:	<input type="text" value="Side 2"/>	
581.1781.14611.210	M3ph1 uses MeasP with ID:	<input type="text" value="2"/>	
581.1781.14611.215	CT mismatch M1-3ph 1:	<input type="text" value="1.424"/>	

Ilustración 7-39: Ajustes generales del grupo de función “Generator side 1” en DIGSI 5

7.1.2.2. Protección contra sobrecargas (49)

49 Th.overl.-A 1

Los generadores sufren el riesgo de someterse a sobrecargas de larga duración. La función contra sobrecargas térmicas tiene un algoritmo que midiendo la intensidad es capaz de crear una imagen térmica del objeto protegido, en este caso del generador. Esto lo lleva a cabo a partir de la siguiente ecuación diferencial:

$$I_{p.u.}^2 = \tau_{th} \frac{d\theta}{dt} + \theta - \theta_{amb}$$

Dónde:

τ_{th} → Constante de tiempo del objeto protegido

θ → Sobretemperatura de intensidad, en relación a la temperatura final
máxima permisible

θ_{amb} → Temperatura ambiente



La función 49 del equipo 7UM85 se ajusta de acuerdo a la hoja de datos del generador, donde la sobrecarga continua admisible se ajusta a un 115% de la intensidad nominal del generador.

$$K \text{ factor} = \frac{I_{max,perm}}{I_N} = \frac{1,15 \cdot 5620A}{5620A} = 1,15$$

Ecuación 7-65: Factor K de la función 49

Adicionalmente se habilita una alarma de manera que cuando la intensidad generada supera el 115% de la intensidad nominal de generador, se genera un aviso. El parámetro referido al umbral de intensidad de alarma se ajusta al mismo valor que el factor K, y por consiguiente, a la sobrecarga continua admisible del generador.

$$\text{Threshold current warning} = K \text{ factor} = 1,15A$$

Ecuación 7-66: Umbral de intensidad de la función 49 (secundario)

Adicionalmente se ha ajustado una segunda alarma, de manera que cuando el generador alcance el 90% de su capacidad térmica se genere una señal de aviso y quizá así se pueda reducir carga en tiempo suficiente para evitar la desconexión del generador.

$$\text{Threshold thermal warn.} = \frac{100}{K \text{ factor}^2} = \frac{100}{1,1^2} = 83\% \sim 90\%$$

Ecuación 7-67: Umbral térmico de alarma de la función 49

La siguiente figura (Ilustración 7-40) muestra cómo actúa la función de protección para un factor $K = 1,1$:

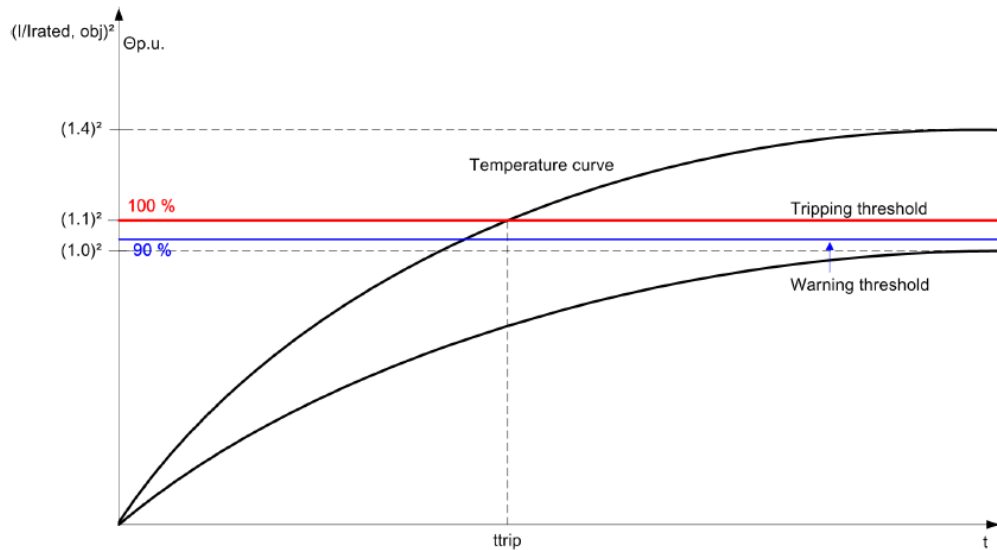


Ilustración 7-40: Actuación de la protección de sobrecarga (49) ($k=1,1$) [1]

Para ajustar la constante de tiempo se va a utilizar como referencia la constante térmica del estator de 24,7 min que viene dada por el fabricante en la hoja de características del generador.

$$\text{Thermal time constant} = 24,7\text{min} = 1482\text{s}$$

Ecuación 7-68: Constante de tiempo térmica para la función 49

Además, existe un parámetro (*Imin cooling*) que al verse sobrepasado cambia radicalmente la constante de enfriamiento (*Cooling time constant*). En base a la experiencia, Siemens recomienda el ajuste del umbral de intensidad mínima de enfriamiento a 0,05A y la constante de enfriamiento a 7 veces el valor de la constante de tiempo térmica.

$$I_{\text{min cooling}} = 0,05\text{A}$$

Ecuación 7-69: Intensidad mínima de enfriamiento de la función 49

$$\text{Cooling time constant} = 7 \cdot \text{Thermal time constant} = 7 \cdot 1482\text{s} = 10374\text{s}$$

Ecuación 7-70: Constante de tiempo de enfriamiento de la función 49

Como se puede observar en los ajustes que siguen, la temperatura ambiente ajustada dado que no tenemos un sensor que lo mida, se ha ajustado a un valor por defecto de 50°C, ya que se ha tenido en cuenta que la instalación en estudio se encuentra una zona de clima muy cálido.

Default temperature = 50°C

Ecuación 7-71: Temperatura ambiente por defecto

La siguiente figura (Ilustración 7-41) muestra los ajustes de la función 49 en la herramienta DIGSI 5:

49 Th.overl. 1

581.191.601.1	Mode:	on	
581.191.601.2	Operate & flt.rec. blocked:	no	
581.191.601.101	Threshold current warning:	1.15	A
581.191.601.104	Threshold thermal warn.:	90	%
581.191.601.105	Dropout threshold operate:	90	%
581.191.601.112	Emerg. start Tovertravel:	10370	s
581.191.601.106	K-factor:	1.15	
581.191.601.110	Thermal time constant:	1482	s
581.191.601.111	Cooling time constant:	10374	s
581.191.601.107	I _{max} thermal:	2.500	A
581.191.601.108	I _{min} cooling:	0.050	A
581.191.601.109	Temperature rise at I _{rated} :	80	K
581.191.601.113	Storage of thermal replica:	yes	
581.191.601.114	Behav. at I > I _{max} therm.:	current limiting	
581.191.601.44	Temperature sensor:	None	
581.191.601.118	Default temperature:	50	°C
581.191.601.117	Minimal temperature:	-20	°C

Ilustración 7-41: Ajustes de la protección contra sobrecargas (49) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-42) muestra la curva características ajustada de la función 49 en la herramienta DIGSI 5:

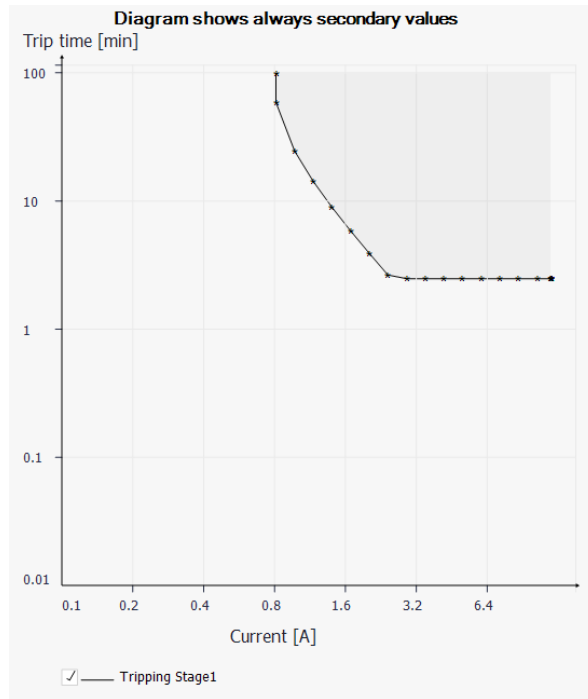


Ilustración 7-42: Diagrama de la protección contra sobrecargas (49) en DIGSI 5

7.1.2.3. Protección de sobretensión de neutro (59N)

59 Overvolt-V0 1

La protección de sobretensión de neutro se utiliza para detectar faltas a tierra. Actúa como la protección de respaldo de la protección contra faltas a tierra del estator y como protección principal contra faltas a tierra cuando el interruptor automático del generador está abierto y hay intensidad circulando desde red hacia servicios auxiliares para alimentarlos, debido a que toma las medidas de un transformador de tensión (TT) situado por encima del interruptor de generador (Ilustración 7-43).

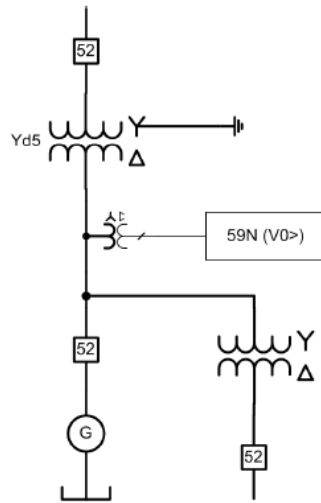


Ilustración 7-43: Conexión de la protección de sobretensión de neutro (59N) [1]

Se ha ajustado un estado de tiempo definido, el cual se bloquea en caso de que se haya detectado una anomalía en los TTs para evitar así un mal funcionamiento.

El valor umbral se debe ajustar para asegurarse de que no dispare ante faltas a tierra en el lado de AT. La tensión de perturbación se determina por las capacitancias entre el lado de AT y el lado de BT del transformador principal y por las capacitancias fase-tierra del lado de BT.

La siguiente figura (Ilustración 7-44) muestra el circuito equivalente, donde se han asumido los siguientes valores para las capacitancias: $C_E = 0,5\mu F$ y $C_K = 10nF$.

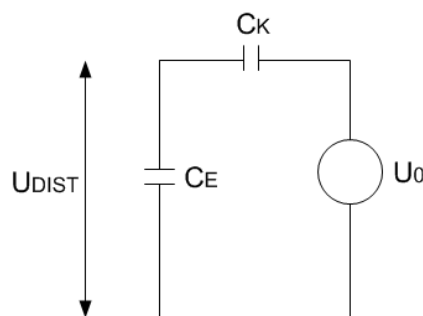


Ilustración 7-44: Circuito equivalente

$$V_{disturbance} = \frac{C_K}{C_K + C_E} \cdot V_{0,AT} = \frac{10 \cdot 10^{-9}}{10 \cdot 10^{-9} + 0,5 \cdot 10^{-6}} \cdot \frac{132kV}{\sqrt{3}} = 1,49kV$$

Ecuación 7-72: Tensión de perturbación

$$Ratio = \frac{V_{disturbance}}{V_{BT}/\sqrt{3}} = \frac{1,49kV}{15kV/\sqrt{3}} = 0,17$$

Ecuación 7-73: Ratio

Para el cálculo del valor umbral se ha utilizado un factor de seguridad de 1,5:

$$Threshold = V_{0,sec} = SF \cdot Ratio \cdot \frac{V_{TTsec}}{\sqrt{3}} = 1,5 \cdot 0,17 \cdot \frac{100V}{\sqrt{3}} = 14,72V \sim 15V$$

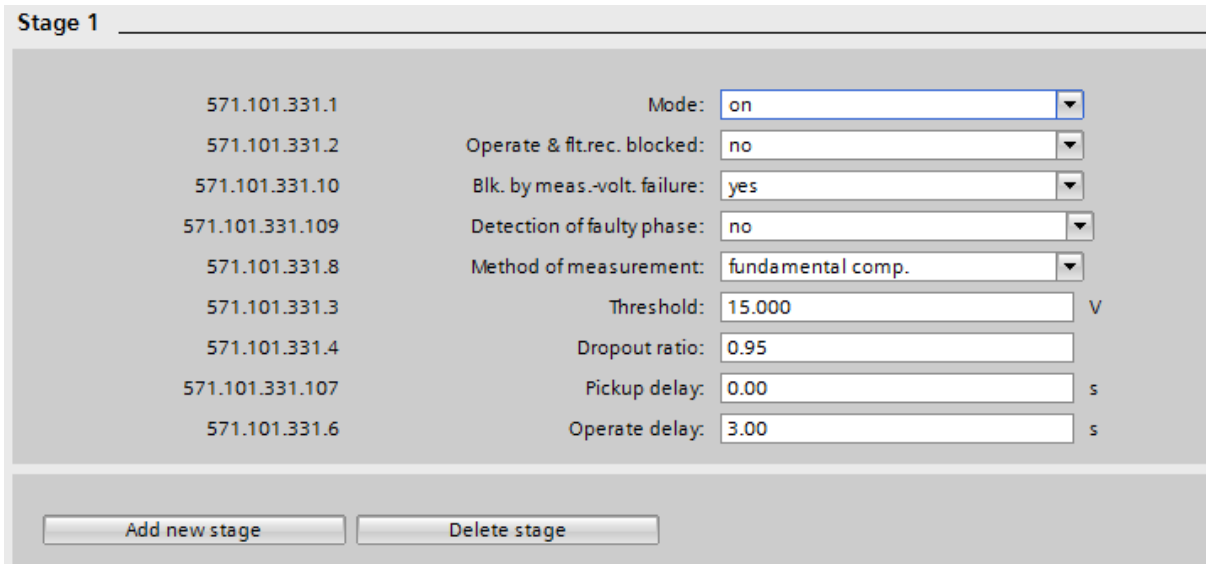
Ecuación 7-74: Umbral de sobretensión de neutro

El tiempo de retardo se ha ajustado a 3s con el fin de evitar disparos debido a residuos transitorios.

$$Operate\ delay = 3s$$

Ecuación 7-75: Tiempo de retardo de la función 59N

La siguiente figura (Ilustración 7-45) muestra los ajustes de la función 59N en la herramienta DIGSI 5:



Stage 1	
571.101.331.1	Mode: on
571.101.331.2	Operate & fit.rec. blocked: no
571.101.331.10	Blk. by meas.-volt. failure: yes
571.101.331.109	Detection of faulty phase: no
571.101.331.8	Method of measurement: fundamental comp.
571.101.331.3	Threshold: 15.000 V
571.101.331.4	Dropout ratio: 0.95
571.101.331.107	Pickup delay: 0.00 s
571.101.331.6	Operate delay: 3.00 s

Buttons: Add new stage, Delete stage

Ilustración 7-45: Ajustes de la protección de sobretensión de neutro (59N) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-46) muestra la curva característica ajustada de la función 59N en la herramienta DIGSI 5:

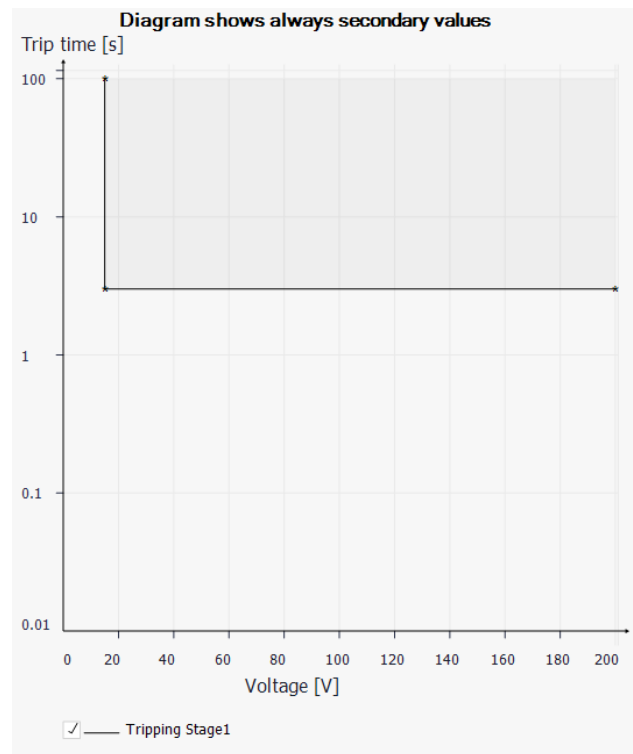


Ilustración 7-46: Diagrama de la protección de sobretensión de neutro (59N) en DIGSI 5

7.1.3. Generator diff.1

El grupo de función “*Generator diff. 1*” según se ha explicado previamente en el apartado 6.2.4 se obtiene de la conexión de los grupos funcionales: “*Generator stator*” y “*Generator side 1*” para tomar los puntos de medida trifásicos de ambos grupos (I-3ph 1, I-3ph 2, V-3ph 1, V-3ph2) y así poder realizar la función de protección diferencial de generador (87G) (Ilustración 7-47).

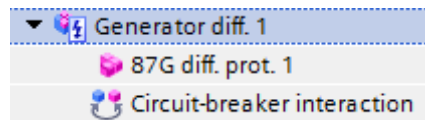


Ilustración 7-47: Grupo de función “*Generator diff. 1*” en DIGSI 5

7.1.3.1. Protección diferencial de generador (87G)

87G diff. prot. 1

La función diferencial de generador (87G) es la protección principal contra faltas internas. Esta función se caracteriza por actuar de forma selectiva en períodos muy cortos de tiempo para despejar cortocircuitos internos.

La función diferencial está diseñada para tener una alta estabilidad y evitar disparos intempestivos ante errores de medida, intensidades diferenciales causadas por la saturación de los TIs en caso de falta externa, etc.

Uno de los aspectos que se debe tener en cuenta para el ajuste de esta función son los errores de medida de los TIs, siendo de vital importancia que los TIs estén correctamente dimensionados según las especificaciones del fabricante.

Los TIs deben estar dimensionados correctamente para tener el “tiempo libre de saturación” especificado por el fabricante del relé de protección. Dicho tiempo libre de saturación, es el tiempo en el que a un TI no le ha dado tiempo a saturar, es decir, es el tiempo en el cual la protección debe tomar la decisión de si actuar o no.

Se debe tener en cuenta tanto la saturación como la remanencia de los TIs para el ajuste de la protección. La siguiente figura (Ilustración 7-48) muestra la actuación de un TI saturado:

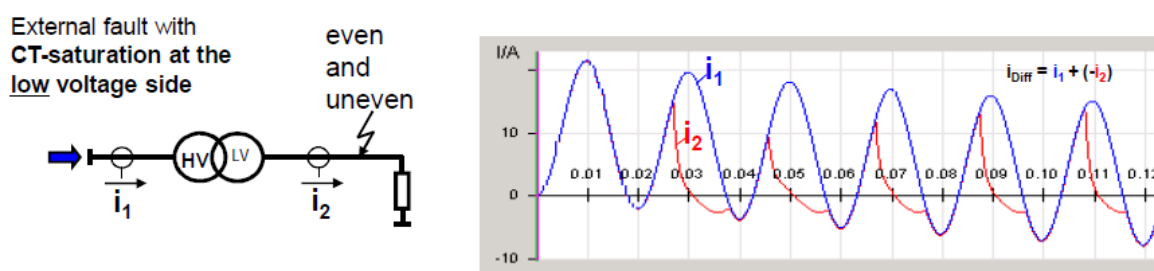


Ilustración 7-48: Saturación de los transformadores de intensidad (TIs) [11]

En cuanto al problema de la remanencia, los TIs tendrán una remanencia u otra en función de su clase (véase Tabla 7-3):

REMANENCIA	CLASE TI
Alta remanencia	Clase P
	Clase PX
	ANSI clase C
Baja remanencia	Clase PR
	Clase TPY
Sin remanencia	Clase TPZ

Tabla 7-3: Remanencia de los TIs en función de su clase [11]

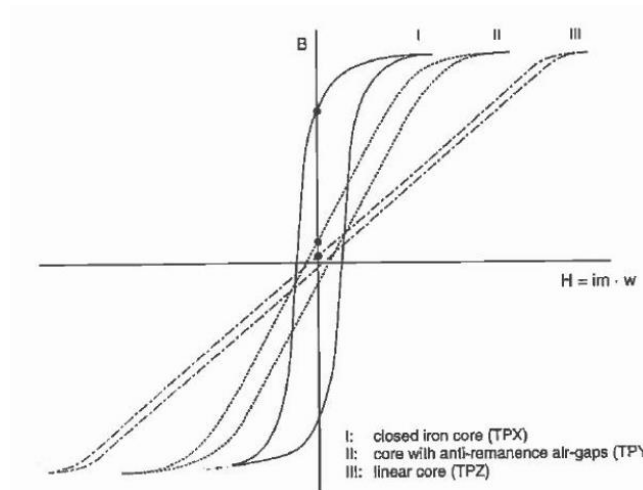


Ilustración 7-49: Remanencia de los TIs en función de su clase [11]

La remanencia consiste en la magnetización permanente de un TI. El problema se encuentra en lo siguiente: ante una falta pasante de valor elevado el TI sufre el fenómeno de la remanencia, si posteriormente dicha falta es despejada, por ejemplo, abriendo el interruptor y vuelve a aparecer otra falta, esa nueva falta puede llevar inmediatamente a la saturación de los TIs, pudiendo llegar a no respetar el “tiempo libre de saturación”, y por lo tanto dando lugar a disparos intempestivos.

La función 87G se ha ajustado con un tiempo de disparo instantáneo, ya que es la protección principal de generador ante faltas internas.

$$\text{Operate delay} = 0s$$

Ecuación 7-76: Tiempo de retardo de la función 87G



La curva característica de disparo se ha ajustado según las recomendaciones del fabricante de la protección, en este caso Siemens.

El umbral de arranque de la intensidad diferencial se ha ajustado a $0,2 \cdot I/I_{N,gen}$, ya que se disponen de TIs de clase P (alta remanencia). En el caso de que se hubiesen utilizado TIs de clase TPZ (sin remanencia), el umbral de disparo se podría hacer más sensible llegando a ajustarlo a $0,15 \cdot I/I_{N,gen}$.

$$Threshold = 0,2 \cdot I/I_{N,gen}$$

Ecuación 7-77: Umbral de arranque de la intensidad diferencial

Las intersecciones 1 y 2, así como las pendientes 1 y 2, se han ajustado siguiendo las recomendaciones del fabricante:

$$Slope\ 1 = 0,3$$

Ecuación 7-78: Pendiente 1

$$Intersection\ 1\ I\ rest = 0,67 \cdot I/I_{N,gen}$$

Ecuación 7-79: Intersección 1

$$Slope\ 2 = 0,7$$

Ecuación 7-80: Pendiente 2

$$Intersection\ 1\ I\ rest = 2,5 \cdot I/I_{N,gen}$$

Ecuación 7-81: Intersección 2

El procedimiento que sigue un generador para arrancar es el siguiente: recibe excitación, comienza a moverse la turbina, se sincroniza con la red, se cierra el interruptor, y gradualmente comienza a generar intensidad que finalmente aporta a la red. Debido a esto no es necesaria la activación de una curva característica para el arranque, dicha curva se emplea en motores.

$$Starting\ detection = no$$

Ecuación 7-82: Detección de arranque

El relé dispone de un ajuste dedicado a la detección de corriente continua capaz de elevar la curva característica. Normalmente la intensidad de falta tiene una alta componente continua al comienzo, por lo que se ha ajustado a un valor de 2, según la recomendación del

fabricante. La elevación de la curva característica se lleva a cabo porque la componente de corriente continua favorece la saturación de los TIs, lo que produce falsas medidas de intensidad diferencial.

$$\text{Factor increasing char. DC} = 2$$

Ecuación 7-83: Factor de detección de corriente continua

La función diferencial del equipo 7UM85 dispone de un algoritmo para la detección de faltas externas, cuyo objetivo es aumentar la estabilidad. Dicho algoritmo se comporta según la siguiente figura (Ilustración 7-50), es decir, cuando detecta una falta se bloquea temporalmente, de forma que es capaz de detectar si la intensidad ha entrado en la zona de disparo debido a una saturación de los TIs (falta externa), o debe disparar debido a que se trata de una falta interna. El umbral se ajusta a $2 \cdot I_{N,gen}$ según la recomendación del fabricante, y el tiempo se ha ajustado a 300ms. Se ha escogido este tiempo como la suma del tiempo de disparo de la protección externa, el tiempo de rearme de la protección y el margen de seguridad que se debe aplicar.

$$\text{Threshold add - on stabiliz} = 2 \cdot I / I_{N,gen}$$

Ecuación 7-84: Umbral para la estabilización ante faltas externas

$$\text{Time of add - on stabiliz} = 0,3s$$

Ecuación 7-85: Tiempo para la estabilización ante faltas externas

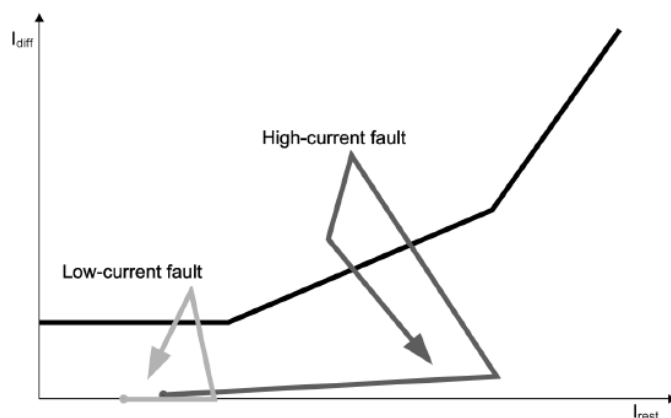


Ilustración 7-50: Comportamiento de faltas externas con saturación de TIs



La siguiente figura (Ilustración 7-51) muestra los ajustes de la función 87G en la herramienta DIGSI 5:

I-DIFF	
General	
591.2411.11041.1	Mode: <input type="text" value="on"/>
591.2411.11041.2	Operate & flt.rec. blocked: <input type="text" value="no"/>
591.2411.11041.6	Operate delay: <input type="text" value="0.00"/> s
Operate curve	
591.2411.11041.3	Threshold: <input type="text" value="0.20"/> I/IrObj
591.2411.11041.100	Slope 1: <input type="text" value="0.30"/>
591.2411.11041.101	Intersection 1 Irest: <input type="text" value="0.67"/> I/IrObj
591.2411.11041.102	Slope 2: <input type="text" value="0.70"/>
591.2411.11041.103	Intersection 2 Irest: <input type="text" value="2.50"/> I/IrObj
Starting detection	
591.2411.11041.106	Starting detection: <input type="text" value="no"/>
591.2411.11041.107	Thresh. startup detection: <input type="text" value="0.1"/> I/IrObj
591.2411.11041.108	Factor increasing char.: <input type="text" value="2.0"/>
591.2411.11041.109	Max. perm. Start. time: <input type="text" value="5.0"/> s
DC offset detection	
591.2411.11041.110	Factor increasing char. DC: <input type="text" value="2.0"/>
Ext. fault detection	
591.2411.11041.128	Threshold add-on stabiliz: <input type="text" value="2.00"/> I/IrObj
591.2411.11041.129	Time of add-on stabiliz: <input type="text" value="0.30"/> s
591.2411.11041.130	Cross-blk. time add-on st.: <input type="text" value="0.30"/> s
<input type="button" value="Add new stage"/> <input type="button" value="Delete stage"/>	

Ilustración 7-51: Ajustes de la protección diferencial de generador (87G) en DIGSI 5

Se ha habilitado una función diferencial rápida como suplemento a la función diferencial que se utiliza para disparar lo más rápido posible ante faltas internas de intensidad muy elevada. Esta curva característica también tiene en cuenta la componente continua, de forma que no produzca disparos intempestivos.

El umbral se ha ajustado según la siguiente fórmula (Ecuación 7-86), se trata de la máxima intensidad que aporta el generador a una falta externa si consideramos que los TIs no saturan inmediatamente, es decir, no consideramos el primer transitorio de la intensidad.



$$Threshold = \frac{1,1 \cdot I_{N,gen}}{x'_d} = \frac{1,1 \cdot I_{N,gen}}{0,185} = 5,97 \cdot I_{N,gen} \sim 6 \cdot I_{N,gen}$$

Ecuación 7-86: Umbral de arranque de la intensidad diferencial rápida

Con un tiempo de disparo instantáneo.

$$Operate\ delay = 0s$$

Ecuación 7-87: Tiempo de retardo de la función diferencial rápida

La siguiente figura (Ilustración 7-52) muestra los ajustes de la función 87G rápida en la herramienta DIGSI 5:

Object ID	Mode	Threshold	Operate delay	Operate & ft.rec. blocked
591.2411.11071.1	on			
591.2411.11071.3		6.0		
591.2411.11071.6			0.00	
591.2411.11071.100				no

Ilustración 7-52: Ajustes de la protección diferencial rápida de generador en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-53) muestra las curvas características ajustadas para la función 87G en la herramienta DIGSI 5:

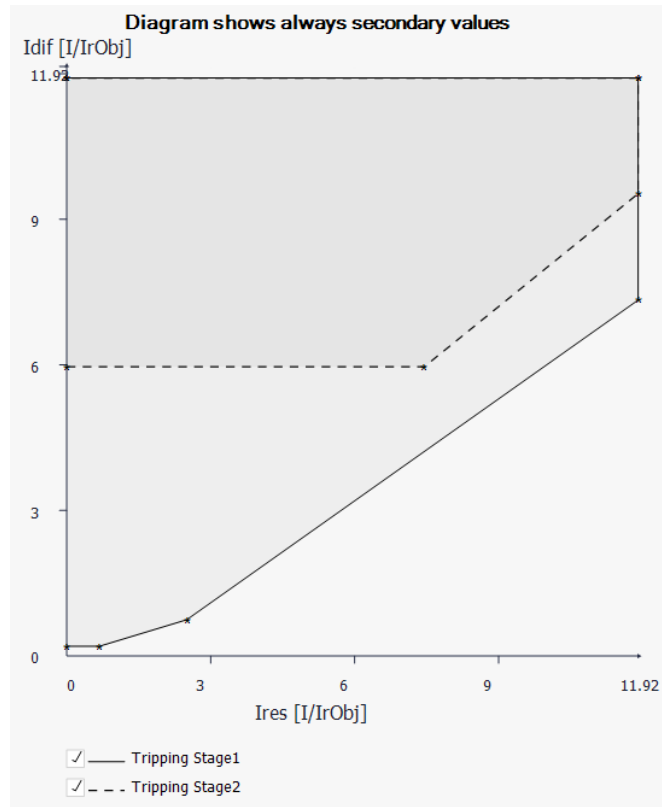


Ilustración 7-53: Diagrama de la protección diferencial rápida de generador en DIGSI 5

7.1.4. Circuit breaker 1

El grupo de función “*Circuit breaker 1*” es el grupo referido al interruptor automático de potencia de generador, el cual alberga la función de protección de fallo interruptor (50BF) (véase Ilustración 7-54). Toma I-3ph 2 como punto de medida.

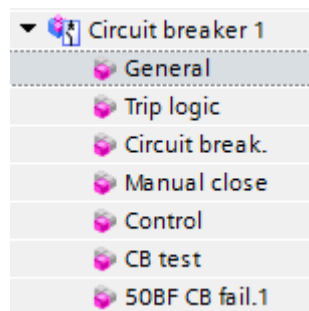
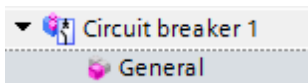


Ilustración 7-54: Grupo de función “*Circuit breaker 1*” en DIGSI 5

7.1.4.1. General



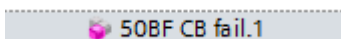
Se definen los ajustes generales del grupo de función “*Circuit breaker 1*” (Ilustración 7-55):

- Intensidad nominal del generador = 5620 A.
- Umbral de intensidad para interruptor abierto = 0,5A.

General	
Ref. for %-values	
201.2311.101	Rated normal current: <input type="text" value="5620.00"/> A
Breaker settings	
201.2311.112	Current thresh. CB open: <input type="text" value="0.500"/> A

Ilustración 7-55: Ajustes generales del grupo de función “*Circuit breaker 1*” en DIGSI 5

7.1.4.2. Protección de fallo interruptor (50BF)



La función 50BF contra fallo de interruptor, monitoriza el disparo asociado al interruptor de generador y genera una señal de disparo a los interruptores adyacentes en caso de que la apertura del interruptor de generador haya fallado.

Con objeto de determinar si una falta ha sido correctamente despejada, la función 50BF determina si el interruptor ha abierto. Para ello, se han utilizado dos criterios, el criterio de la intensidad y el criterio de los contactos auxiliares. La razón por la cual se utiliza adicionalmente el criterio de los contactos auxiliares es porque las faltas que se deben despejar no siempre van a ser por sobrecargas o cortocircuito, sino que también podrán ser por anomalías, de forma que no circule intensidad de falta o ésta sea muy pequeña (por ejemplo, la función de potencia inversa 32R).

Se ha ajustado que la función 50BF deba detectar el cierre de los tres polos del interruptor.

En cuanto a la intensidad, cuando se genera un disparo desde el relé de protección, la intensidad no cae a cero inmediatamente ya que se tiene que tener en cuenta el tiempo de



apertura del interruptor, el tiempo de extinción del arco eléctrico, el tiempo de rearme de la protección, etc., por lo que se debe tener en cuenta un tiempo de retardo. Si pasado este tiempo, se sigue detectando el paso de intensidad significará que el interruptor no ha abierto, y que por lo tanto, la falta no ha sido despejada. En ese caso la función 50BF deberá generar una señal de disparo a los interruptores aguas arriba para que sean ellos lo que despejen la falta.

El tiempo de retardo se ha ajustado a 200ms, ya que se ha considerado un tiempo suficiente teniendo en cuenta el tiempo de operación del interruptor de generador (aproximadamente 100ms), tiempo de rearme de la función 50BF y margen de seguridad.

$$\text{Minimum operate time} = 0,2s$$

Ecuación 7-88: Tiempo de retardo para la función 50BF

El umbral de intensidad se ha ajustado al 50% de la intensidad mínima de cortocircuito. Considerándose la intensidad mínima de cortocircuito, la intensidad generada por una falta en el lado de alta tensión (132kV), es decir, teniendo en cuenta la impedancia del transformador y considerando además que ha pasado un tiempo suficiente tal que la intensidad generada por el generador está determinada por su constante (x_d).

$$I_{SC,min} = \frac{S_{gen}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot (x_d + x_{cct})} = \frac{146MVA}{\sqrt{3} \cdot 15kV \cdot (1,77 + 0,14 \cdot \frac{146MVA}{160MVA})} = 2961A_{prim}$$

Ecuación 7-89: Intensidad mínima de cortocircuito (primario)

$$I_{SC,min} = 2961A \cdot \frac{1A}{8000A} = 0,37A_{sec}$$

Ecuación 7-90: Intensidad mínima de cortocircuito (secundario)

$$\text{Threshold phase current} = 50\% \cdot I_{SC,min} = 0,5 \cdot 0,37A = 0,185A$$

Ecuación 7-91: Umbral de intensidad de la función 50BF (secundario)

La siguiente figura (Ilustración 7-56) muestra los ajustes de la función 50BF en la herramienta DIGSI 5:

50BF CB fail.1

201.4381.1	Mode:	on	
201.4381.105	Holding int. start signal:	yes	
201.4381.107	Start via binary input:	no	
201.4381.103	CB aux.cont. crit. allowed:	w. 'CB pos. closed 3p.'	
201.4381.104	Dropout:	w. aux.c. and curr.crit.	
201.4381.108	Retrip after T1:	no	
201.4381.102	Threshold phase current:	0.185	A
201.4381.101	Threshold sensitive:	0.185	A
201.4381.109	Delay T1 for 3-pole retrip:	0.050	s
201.4381.110	Delay T2 for 3-pole trip:	0.20	s
201.4381.112	Minimum operate time:	0.1	s
201.4381.120	3I0 criterion:	Plausibility check	
201.4381.121	I2 criterion:	Plausibility check	
201.4381.122	Threshold 3I0 dir. release:	0.155	A
201.4381.123	Threshold I2 dir. release:	0.155	A

Ilustración 7-56: Ajustes de la protección de fallo interruptor (50BF) en DIGSI 5

7.1.5. VI 3ph 1

El grupo de función “VI 3ph 1” utiliza los siguientes puntos de medida: I-3ph 3 y V-3ph 1, para realizar la función de protección de potencia inversa (32R) (véase Ilustración 7-57).

Si es posible, se recomienda el uso de un secundario del transformador de intensidad de medida para la función de protección de potencia inversa, ya que dicho transformador de intensidad influye significativamente en la precisión de medición y el error de ángulo. Los errores del transformador de intensidad con secundario con clase de precisión de medida son significativamente más pequeños que los secundarios de intensidad con clase de precisión de clase 5P.

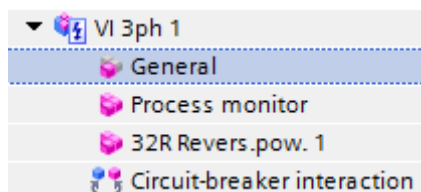
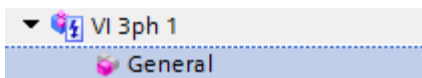


Ilustración 7-57: Grupo de función “VI 3ph 1” en DIGSI 5

7.1.5.1. General



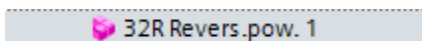
Se definen los ajustes generales del grupo de función “VI 3ph 1” (Ilustración 7-58):

- Intensidad nominal del generador = 5620 A.
- Tensión nominal del generador = 15 kV
- Potencia aparente nominal del generador = 146 MVA

General		
Rated values		
821.9451.101	Rated current:	<input type="text" value="5620"/> A
821.9451.102	Rated voltage:	<input type="text" value="15.00"/> kV
821.9451.103	Rated apparent power:	<input type="text" value="146.01"/> MVA
Power-system data		
821.9451.149	Power-sys. neutral point:	<input type="text" value="grounded"/>
Measurements		
821.9451.158	P, Q sign:	<input type="text" value="not reversed"/>

Ilustración 7-58: Ajustes generales del grupo de función “VI 3ph 1” en DIGSI 5

7.1.5.2. Protección de potencia inversa (32R)



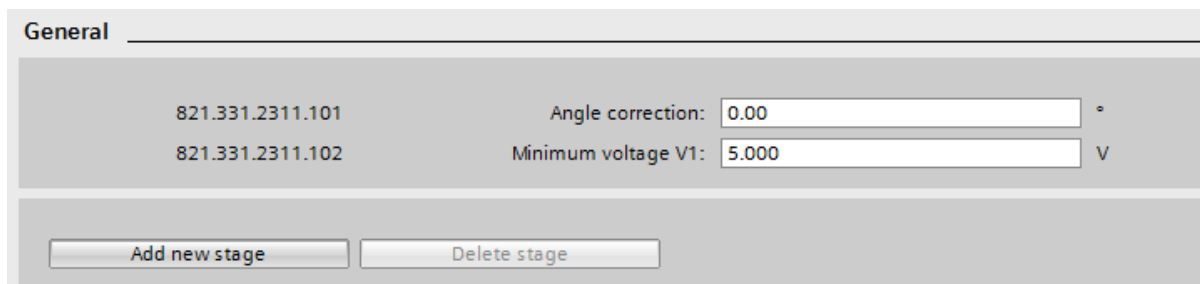
La protección de potencia inversa se utiliza para detectar si el generador está actuando como motor.

En los ajustes generales de la función de protección se ajusta el valor de tensión mínimo para el cual la función se inhabilita. Ya que no se disponen de datos a tales efectos Siemens recomienda mantener el valor por defecto.

$$\text{Minimum voltage } V1 = 5V$$

Ecuación 7-92: Valor mínima tensión para la protección de potencia inversa (32R)

La siguiente figura (Ilustración 7-59) muestra los ajustes generales de la función 32R en la herramienta DIGSI 5:



General	
821.331.2311.101	Angle correction: 0.00 °
821.331.2311.102	Minimum voltage V1: 5.000 V
<input type="button" value="Add new stage"/> <input type="button" value="Delete stage"/>	

Ilustración 7-59: Ajustes generales de la protección de potencia inversa (32R) en DIGSI 5

El nivel de potencia activa de entrada se determina por las pérdidas de fricción que tienen que superarse, y para las turbinas de gas, como es el caso objeto de estudio, se encuentran dentro del siguiente intervalo:

$$P_{reverse} / S_n \geq 30\%$$

Ecuación 7-93: Relación de potencia inversa y potencia nominal

El umbral de porcentaje de potencia activa se ha ajustado al 30% de la potencia nominal del generador. Sin embargo, el ajuste definitivo se realizará durante las pruebas primarias, donde se debe medir la potencia inversa y fijar la mitad de dicho valor medido como ajuste definitivo de la función de protección.

$$Threshold = -30\%$$

Ecuación 7-94: Umbral de potencia activa

Se ha ajustado un tiempo de retardo de 10s que se considera suficiente para evitar disparos intempestivos durante oscilaciones de potencia o durante la sincronización del generador con el sistema, y que además es menor que el tiempo máximo de motorización permitido de la turbina.

$$Operate delay = 10s$$

Ecuación 7-95: Tiempo de retardo de la función 32R

La siguiente figura (Ilustración 7-60) muestra los ajustes del estado 1 de la función 32R en la herramienta DIGSI 5:

Stage 1

821.331.991.1	Mode:	on	
821.331.991.2	Operate & ft.rec. blocked:	no	
821.331.991.3	Threshold:	-30.00	%
821.331.991.4	Dropout ratio:	0.60	
821.331.991.102	Dropout delay:	0.00	s
821.331.991.6	Operate delay:	10.00	s
821.331.991.103	Operate delay stop valve:	1.00	s

Ilustración 7-60: Ajustes de la protección de potencia inversa (32R) en DIGSI 5

La siguiente figura (Ilustración 7-61) muestra el estado ajustado de la función 32R en la herramienta DIGSI 5:

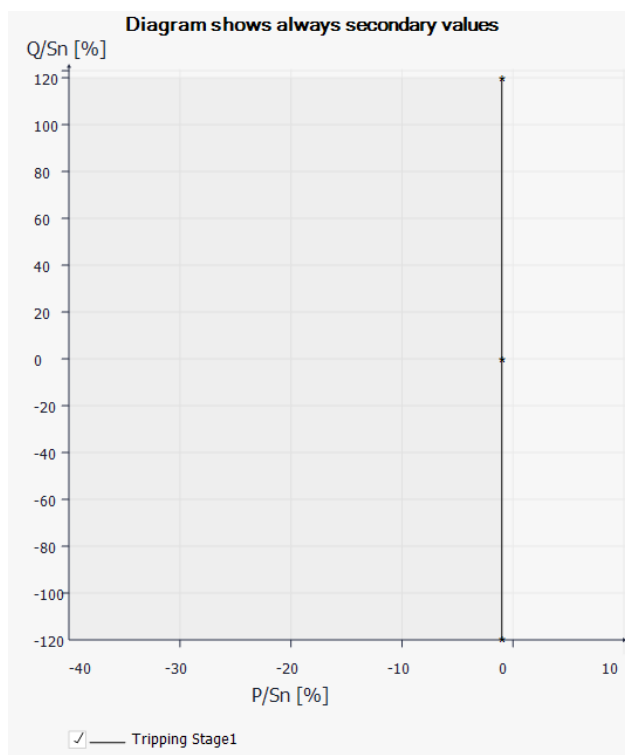


Ilustración 7-61: Diagrama de la protección de potencia inversa (32R) en DIGSI 5

Capítulo 8

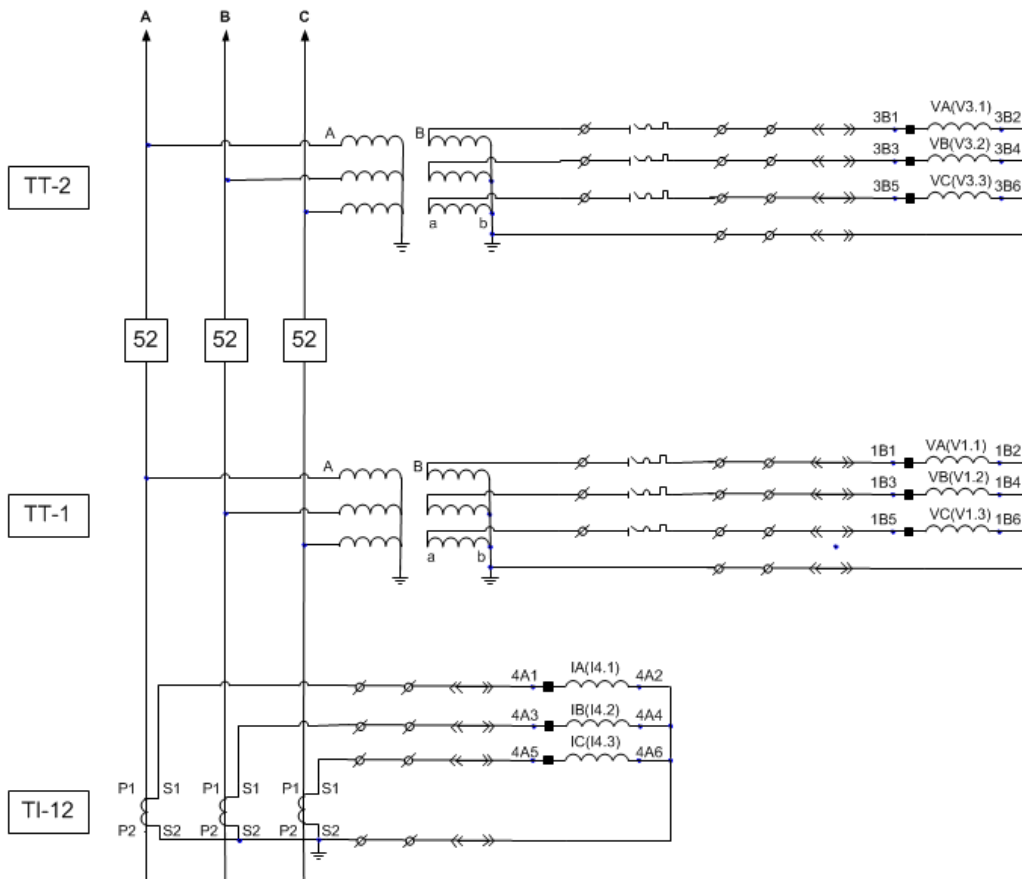
INGENIERÍA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE GENERADOR

8. INGENIERÍA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE GENERADOR:

8.1. Esquemas de conexión

En este apartado se definen los esquemas de conexión propuestos para la aplicación en estudio, representando la forma de conexionar el relé de protección (7UM85) con el sistema de potencia primario.

Dichos conexionados definirán el esquema de conexión para el equipo de protección A, siendo análogo para el equipo de protección B, ya que se aplica el sistema de protección de redundancia completa, según se ha desarrollado en los apartados 3.3 y 3.4. (Véase Ilustración 8-1).



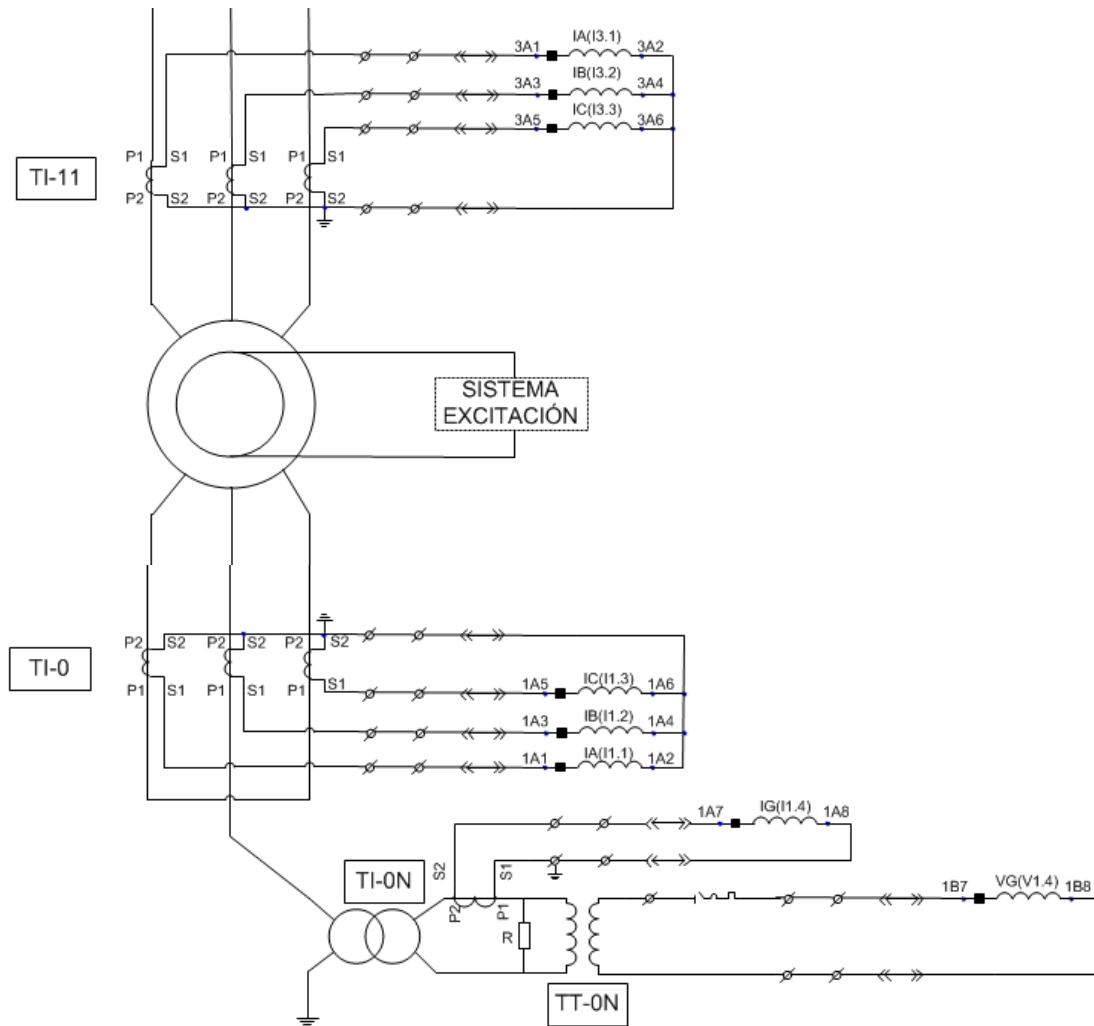


Ilustración 8-1: Esquema de conexión de entradas analógicas de intensidad y tensión del relé de protección 7UM85

8.2. Conexión de módulos

Las siguientes figuras (Ilustraciones 8-2, 8-3, 8-4 y 8-5) muestran el conexionado de cada uno de los módulos del relé de protección, según el manual del relé de protección 7UM85. En ellos quedan definidos los conexionados de las entradas y salidas binarias, así como las entradas analógicas de tensión e intensidad, para posteriormente realizar la asignación funcional de las mismas.

- **Módulo IO202:**

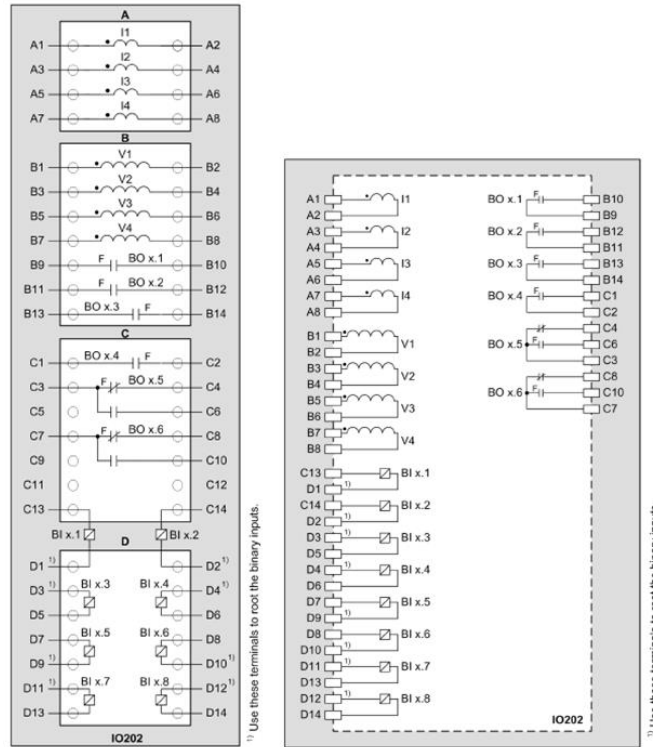


Ilustración 8-2: Esquema de conexionado módulo IO202

- **Módulo PS201:**

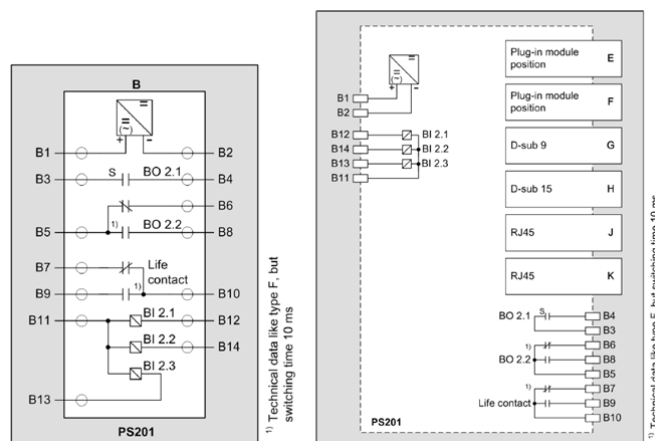


Ilustración 8-3: Esquema de conexionado módulo PS201

- **Módulo IO210:**

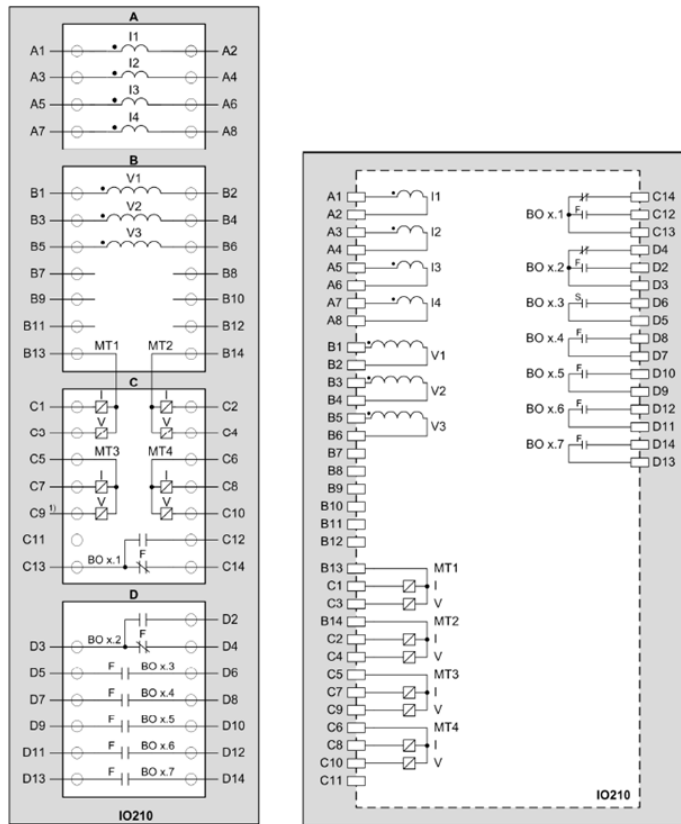


Ilustración 8-4: Esquema de conexionado módulo IO210

- **Módulo IO203:**

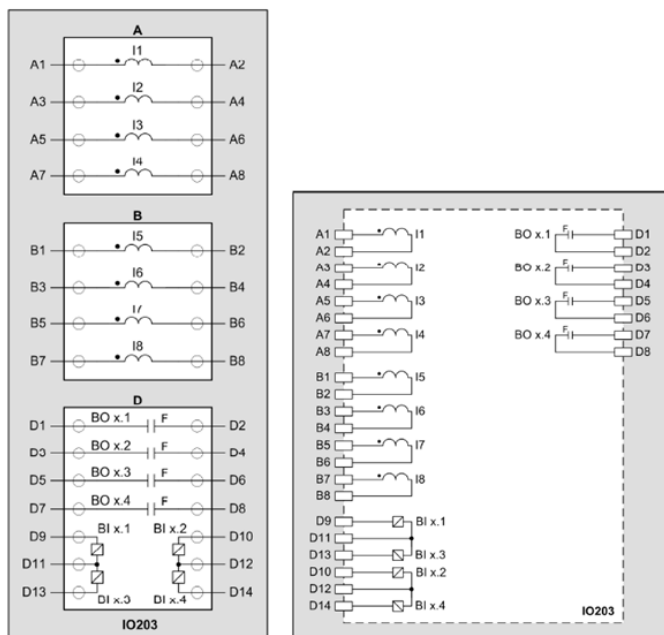


Ilustración 8-5: Esquema de conexionado módulo IO203

8.3. Asignaciones funcionales

Las asignaciones funcionales se definen en el presente apartado. Se dividen en entradas analógicas de tensión, entradas analógicas de intensidad, entradas binarias y salidas binarias, todas ellas referenciadas a las bornas del equipo 7UM85 que deben ser utilizadas para su implantación en la instalación.

- Conexionados de entradas analógicas de tensión:
 - V1.1 (1B1-1B2) → Tensión Fase-Tierra de Fase A TT-1.
 - V1.2 (1B3-1B4) → Tensión Fase-Tierra de Fase B TT-1.
 - V1.3 (1B5-1B6) → Tensión Fase-Tierra de Fase C TT-1.
 - V1.4 (1B7-1B8) → Tensión de Puesta a tierra del Neutro del Generador TT-0N.
 - V3.1 (3B1-3B2) → Tensión Fase-Tierra de Fase A TT-2.
 - V3.2 (3B3-3B4) → Tensión Fase-Tierra de Fase B TT-2.
 - V3.3 (3B5-1B6) → Tensión Fase-Tierra de Fase C TT-2.

- Conexionados de entradas analógicas de intensidad:
 - I1.1 (1A1-1A2) → Intensidad de Fase A TI-0.
 - I1.2 (1A3-1A4) → Intensidad de Fase B TI-0.
 - I1.3 (1A5-1A6) → Intensidad de Fase C TI-0.
 - I1.4 (1A7-1A8) → Intensidad de Puesta a tierra del Neutro del Generador TI-0N.
 - I3.1 (3A1-3A2) → Intensidad de Fase A TI-11.
 - I3.2 (3A3-3A4) → Intensidad de Fase B TI-11.
 - I3.3 (3A5-3A6) → Intensidad de Fase C TI-11.
 - I3.4 (3A7-3A8) → Reserva.
 - I4.1 (4A1-4A2) → Intensidad de Fase A TI-12.
 - I4.2 (4A3-4A4) → Intensidad de Fase B TI-12.
 - I4.3 (4A5-4A6) → Intensidad de Fase C TI-12.
 - I4.4 (4A7-4A8) → Reserva.
 - I4.5 (4B1-4B2) → Reserva.
 - I4.6 (4B3-4B4) → Reserva.
 - I4.7 (4B5-4B6) → Reserva.
 - I4.8 (4B7-4B8) → Reserva.

- Conexionados de entradas binarias:
 - BI1.1 (1C13(+)-1D1(-)) → Posición de Interruptor 52G Abierto.
 - BI1.2 (1C14(+)-1D2(-)) → Posición de Interruptor 52G Cerrado.
 - BI1.3 (1D5(+)-1D3(-)) → Posición de Interruptor 52TP Abierto.
 - BI1.4 (1D6(+)-1D4(-)) → Posición de Interruptor 52TP Cerrado.
 - BI1.5 (1D7(+)-1D9(-)) → Posición de Interruptor 52TSA Abierto.
 - BI1.6 (1D8(+)-1D10(-)) → Posición de Interruptor 52TSA Cerrado.
 - BI1.7 (1D13(+)-1D11(-)) → Actuación Protecciones TP.
 - BI1.8 (1D14(+)-1D12(-)) → Actuación Protecciones TSA.



- BI2.1 (2B12(+)-2B11(-)) → Anomalía en protección complementaria de Generador.
 - BI2.2 (2B14(+)-2B11(-)) → Actuación en protección complementaria de Generador.
 - BI2.3 (2B13(+)-2B11(-)) → Reserva.
 - BI4.1 (4D9(+)-4D11(-)) → Apertura Interruptor Magnetotérmico Tensión residual de puesta a tierra del Neutro del Generador.
 - BI4.2 (4D10(+)-4D12(-)) → Apertura de Tensiones de Fase TT-1.
 - BI4.3 (4D13(+)-4D11(-)) → Apertura de Tensiones de Fase TT-2.
 - BI4.4 (4D14(+)-4D12(-)) → Alarmas Generador.
- Conexionados de salidas binarias:
- BO1.1 (1B9-1B10) → Disparo 1ª Bobina de Disparo Interruptor 52G.
 - BO1.2 (1B11-1B12) → Disparo 2ª Bobina de Disparo Interruptor 52G.
 - BO1.3 (1B14-1B13) → Disparo 1ª Bobina de Disparo Interruptor 52TP.
 - BO1.4 (1C2-1C1) → Disparo 2ª Bobina de Disparo Interruptor 52TP.
 - BO1.5 (1C3-1C4-1C6) → Disparo 1ª Bobina de Disparo Interruptor 52TSA.
 - BO1.6 (1C7-1C8-1C10) → Disparo 2ª Bobina de Disparo Interruptor 52TSA.
 - BO2.1 (2B3-2B4) → Anomalía a protección complementaria de Generador.
 - BO2.2 (2B5-2B8) → Actuación a protección complementaria de Generador.
 - LC (2B7-2B10) → Contacto de anomalía.
 - BO3.1 (3C14-3C12-3C13) → Bloqueo Cierre Interruptor 52G.
 - BO3.2 (3D4-3D2-3D3) → Reserva.
 - BO3.3 (3D5-3D6) → Desconexión del sistema de excitación del Generador.
 - BO3.4 (3D7-3D8) → Desconexión de la Turbina.
 - BO3.5 (3D9-3D10) → Reserva.
 - BO3.6 (3D11-3D12) → Reserva.
 - BO3.7 (3D13-3D14) → Reserva.
 - BO4.1 (4D2-4D1) → Reserva.
 - BO4.2 (4D4-4D3) → Reserva.
 - BO4.3 (4D6-4D5) → Reserva.
 - BO4.4 (4D8-4D7) → Reserva.
- Conexionados de alimentación del equipo:
- + / F (2B1) → Positivo de alimentación del equipo.
 - - / N (2B2) → Negativo de alimentación del equipo.

NOTA: El rango de alimentación del equipo es de 60 a 250 V (DC) y 115 a 230 V (AC).

Capítulo 9
CONCLUSIONES

9. CONCLUSIONES:

9.1. Resumen del trabajo realizado

El presente trabajo se ha centrado en el sistema de protección que actúa sobre el generador eléctrico como uno de los componentes principales del sistema eléctrico.

Todo sistema eléctrico puede verse afectado por numerosos escenarios de fallos o malfuncionamientos capaces de producir situaciones anormales de operación. Las causas van desde fallos en los distintos componentes del sistema, situaciones de carácter imprevisto, errores de operación provocando un mal servicio, pérdida de estabilidad, daños en los equipos, etc.

Se busca desarrollar sistemas de protección capaces de prevenir y detectar estas situaciones de falta o de condiciones anómalas con el fin de cumplir los principios de funcionamiento del sistema eléctrico de potencia: garantizando una buena calidad de la energía eléctrica, continuidad y estabilidad en la red siempre velando por la seguridad tanto en la red como en el entorno y/o las personas.

En el objetivo de paliar las faltas o anomalías se ha querido diseñar un sistema de protección con el fin de reducir lo más significativamente posible los efectos causados por las anomalías y faltas que pueden sufrir los generadores eléctricos. Contemplando todas las funciones de protección, determinando las más adecuadas según los criterios reflejados en el estudio.

En el desarrollo de este trabajo se ha seleccionado como equipo más propicio para llevar a cabo esta función de protección del generador al equipo 7UM85 fabricado y comercializado por Siemens.

Se reflejan en el presente trabajo los valores de configuración y ajustes del citado equipo 7UM85 a través de la herramienta de configuración y gestión DIGSI 5 también de Siemens.

Así mismo se desarrolla la ingeniería básica del sistema de protección atendiendo a las asignaciones funcionales y a los esquemas de conexión del equipo con el sistema primario.

9.2. Elaboración del Trabajo Fin de Grado

El presente Trabajo Fin de Grado contemplaría dos apartados económicos, uno referido al presupuesto del coste del sistema de protección elegido y su gestión de instalación y otro a la elaboración del proyecto en sí mismo. Del primer apartado, coste de materiales, equipos, instalación, etc. no se nos está permitido aportar datos dado que la propiedad de la información es accesible únicamente a personal autorizado y se contempla como un principio ético de confidencialidad la no publicación del mismo.

En la valoración económica de la realización del presente proyecto (Tabla 9-1) se tiene en cuenta que al ser de índole académica el valor que se asigna a la hora de trabajo es distinto para el tutor y para el alumno. Determinándose el valor de la hora de trabajo según media ponderada 25% precio de coste de la hora de trabajo / tutor y 75% precio de coste de la hora de trabajo / alumno.

Precio de la hora = 40€		
El precio/hora se determina ponderando: Precio/Hora Tutor= 70€, Precio/Hora Alumno=30€		
Procesos	Horas	Precio [€]
ETAPA 1: DESARROLLO DEL ALCANCE Y ESTRUCTURA DEL PROYECTO		
Investigación sobre los sistemas de protección	40	1600
Concreción sobre el alcance del proyecto	10	400
Determinación de los objetivos del proyecto	20	800
Desarrollo de la estructura del proyecto	20	800
ETAPA 2: PREPARACIÓN PREVIA AL DESARROLLO		
Bibliografía básica	30	1200
Lectura de proyectos de índole similar	20	800
Asistencia a curso de protección de generador (Dr. Hans Joachim-Herrmann)	30	1200
Estudio de la herramienta de configuración DIGSI 5	20	800
Consulta de aspectos específicos a especialistas	10	400
ETAPA 3: DESARROLLO		
Estudio y comprensión de las diferentes funciones de protección	50	2000



Determinación del régimen de puesta a tierra	30	1200
Realización de prácticas en el Dpto. de Protecciones de Siemens	-	-
Determinación de las protecciones idóneas para el proyecto	30	1200
ETAPA 4: CONCLUSIONES		
Justificación de la filosofía de protección a aplicar	10	400
Elección del equipo 7UM85 de Siemens como equipo de protección	20	800
Desarrollo del cálculo de ajustes	60	2400
Configuración del equipo 7UM85 en DIGSI 5	20	800
Determinación de la ingeniería básica	15	600
ETAPA 5: FINALIZACIÓN		
Puesta en común del documento	30	1200
Revisión del documento	10	400
TOTAL	475	19000 €

Tabla 9-1: Presupuesto del Trabajo Fin de Grado

*No se computan las horas de prácticas en el Dpto. de Protecciones eléctricas de Siemens por pertenecer al plan de estudios.

9.3. Conclusiones

En la realización del presente Trabajo Fin de Grado se han analizado las protecciones eléctricas de un generador de energía eléctrica de corriente alterna, generador síncrono de 146 MVA, y se han estudiado los esquemas de protección de gran potencia con objeto de definir el esquema de protección más óptimo desde el punto de vista de técnico y económico.

A lo largo del presente trabajo se han estudiado y analizado las teorías de protecciones eléctricas y las distintas filosofías de protección, y se he optado por aplicar una filosofía de tipo conservadora en la que priman los valores de seguridad sobre los económicos obteniendo el equilibrio técnico y económico más óptimo.

Para determinar un sistema completo de protección idóneo para el generador síncrono de 146 MVA objeto de estudio se ha hecho un análisis y descripción a nivel general de todas las funciones de protección de generador.

Tras el estudio y análisis previamente descrito se ha determinado como equipo más idóneo el equipo 7UM85 de Siemens, uno de los fabricantes de protecciones eléctricas de mayor prestigio del mercado. En mi opinión, equipo capaz de conformar un esquema de protección de generador lo más óptimo posible para el trabajo objeto de estudio, pues permite optimizar los trabajos a realizar y reducir en gran medida los tiempos de ejecución de dichos trabajos.

Se han estudiado todas las funciones de protección de generador asociadas a dicho equipo y se han seleccionado las que finalmente serán habilitadas.

De cada una de ellas, se han calculado los ajustes aplicables y se ha desarrollado su parametrización utilizando la herramienta específica de configuración DIGSI 5, también de Siemens.

Se ha procedido a configurar las protecciones eléctricas de este sistema y los cálculos de ajustes de cada función de protección necesarios para este esquema de protección en concreto. Así mismo, se ha contemplado la configuración y montaje del sistema de protección de generador, las pruebas de aceptación del sistema de protección tanto en fábrica como en la instalación y se ha tenido en cuenta a la hora de configurar el sistema de protección el futuro mantenimiento del mismo.

En el presente documento se incorporan gráficas que reflejan la parametrización de las distintas funciones de protección habilitadas así como los esquemas de conexión del equipo 7UM85.

Es importante indicar que el generador eléctrico de 146 MVA se encuentra en una instalación real (de la cual no se me está permitido facilitar ubicación exacta), y que el equipo de protección 7UM85 de Siemens escogido, así como los valores y datos indicados se han estudiado y configurado con objeto de poder ser implantados de forma efectiva en dicha instalación.

Por tanto, en el presente Trabajo Fin de Grado se ha diseñado y desarrollado un sistema de protección completo aplicable a un generador eléctrico síncrono de alta potencia.

9.4. Trabajos futuros

De cara a futuro, dado que el objetivo del presente trabajo de fin de grado ha sido principalmente plantear el sistema de protección de generador más óptimo posible, y con objeto de dar continuidad al trabajo realizado durante la ejecución de este trabajo de fin de

grado, habiéndose planteado el sistema de protección de generador descrito anteriormente, sería muy interesante realizar los siguientes trabajos futuros:

- Implantación de este sistema de protección de generador en instalaciones reales.
- Implementación de las funciones de protección del transformador TP en el equipo de protección de generador 7UM85.
- Implementación de las funciones de protección del transformador TSA en el equipo de protección de generador 7UM85.
- Complementar el presente sistema de protección de generador con un sistema de monitorización del generador, de tal forma que permita ver el estado de desgaste, envejecimiento, del generador, pudiéndose establecer un mantenimiento preventivo e idealmente también predictivo del generador y demás elementos que conforman el sistema de protección de generador (monitorización del estado de los interruptores de potencia, transformadores de intensidad y de tensión).
- Implementación del presente sistema de protección de generador haciendo uso de la tecnología de Bus de proceso para los valores analógicos, es decir, de tecnología no convencional. Esto podría hacerse en dos fases:
 - 1ª Fase: Haciendo uso para ello de TIs y TTs convencionales, con Merging Units para TIs y TTs convencionales (equipos encargados de convertir los valores analógicos de tensión e Intensidad captados a través de los TIs y TTs convencionales, de procesar dichos valores y exponerlos en un medio de comunicaciones Ethernet en formato de Sampled Values (SAV), haciendo uso del protocolo de comunicaciones de Bus de Proceso, bajo los estándares IEC 61850-9-2LE e IEC 61869-9), y haciendo uso de un equipo 7UM85 con el hardware y software compatible con los estándares mencionados previamente de Bus de Proceso. Esto permitiría reducir los tendidos de las mangueras de conductores de cobre entre los TIs-TTs y el equipo de protección de generador, simplificándose la ingeniería de protección y reduciéndose los costes de material y montaje asociados.
 - 2ª Fase: Haciendo uso para ello de TIs y TTs no convencionales (electrónicos), con Merging Units para TIs y TTs no convencionales, haciendo uso del protocolo de comunicaciones de Bus de Proceso, bajo los estándares IEC 61850-9-2LE e IEC 61869-9, y haciendo uso de un equipo 7UM85 con el hardware y software compatible con los estándares mencionados previamente de Bus de Proceso. Esto permitiría eliminar los tendidos de las mangueras de conductores de cobre entre los TIs-TTs y el equipo de protección de generador, simplificándose igualmente la ingeniería de protección y reduciéndose los costes de material y montaje asociados.



En ambas fases se requeriría definir una red de comunicaciones Ethernet que permita el intercambio de información entre las Merging Units y el equipo de protección, así como un sistema de sincronización de los valores muestreados por las diferentes Merging Units, posteriormente procesados por el equipo de protección.

- Complementar el futuro sistema de protección de generador con tecnología de bus de proceso para los valores analógicos con tecnología de bus de proceso digital para la captación de señalización (posición de los interruptores de potencia, etc.) y envío-recepción de señalización (órdenes de disparo a los interruptores de potencia) entre equipos. Para ello, sería necesario disponer de equipos remotos de entradas y salidas binarias, capaces de, a través de una red de comunicaciones Ethernet, para publicar información y suscribirse (recibir y hacer uso de información) a información publicada previamente por otros equipos, y los mensajes GOOSE del protocolo de comunicaciones estándar IEC 61850. Como ejemplo, para el interruptor de potencia del generador sería necesario un equipo de entradas y salidas binarias, el cual captaría la posición del interruptor de potencia, siendo compartida dicha posición con el equipo de protección de generador a través de mensajes GOOSE, y el cual recibiría la orden de disparo del equipo de protección de generador, para así ejecutar la orden de disparo al interruptor de potencia de generador.

Con los trabajos futuros planteados anteriormente se conseguiría modernizar, automatizando y digitalizando la aplicación de protección de generador con las últimas tecnologías más vanguardistas, y optimizar aún más el esquema de protección planteado en el presente trabajo de fin de grado.

Capítulo 10
BIBLIOGRAFÍA

10. BIBLIOGRAFÍA:

- [1] SIEMENS S.A., Manual SIPROTEC 5 Generator Protection 7UM85, 2017.
- [2] ENDESA, *EndesaEduca*, Endesa, [En línea]. Available: www.endesaeduca.com.
- [3] P.Montané, *Protecciones en las instalaciones eléctricas : evolución y perspectivas*, 2ª Edición. Barcelona (España) : Marcombo S.A., 1993.
- [4] J.M.Suárez Creo, *Protección de instalaciones y redes eléctricas*, 3ª Edición. Santiago de Compostela (España) : Andavira editora, 2015.
- [5] A.Iriondo Barrenetxea, *Protecciones de sistema de potencia*, 2ª Edición. Universidad del País Vasco, 1997.
- [6] Conseil international des grands réseaux électriques. Comité d'études B5.04, *International Guide on the Protection of Synchronous Generators*. CIGRE, 2011.
- [7] Red Eléctrica de España, ENDESA, GESA, UNELCO, *Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos peninsulares y extrapeninsulares*, 2005.
- [8] S.Ramirez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, 1ª Edición. Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales, 2003.
- [9] F.Martínez Hurtado, *Curso: Sistemas de protección y control para subestaciones eléctricas*. Siemens Power Academy en España.
- [10] F.M.Gonzalez-Longatt, "Anormalidades en Sistemas de Potencia", en *Sistemas de Potencia I*, 2008.
- [11] Dr. Hans Joachim-Herrmann, *Curso: Generator Protection*. Nuremberg (Alemania), 2017.
- [12] SIEMENS S.A., Manual SIPROTEC 5 Hardware Description, 2017.
- [13] ABB S.A., Guía del producto: Protección de Generador REG 670, 2011.
- [14] IEEE Guide for Test Procedures for Synchronous Machines, IEEE Std 115-2009.
- [15] IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses, IEEE Std 1110-2002.
- [16] IEEE Guide for AC Generator Protection, IEEE C37.102-2006.
- [17] IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants, IEEE C37.106-2003.



- [18] IEEE Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers, IEEE C37.119-2016.
- [19] J. Sanz Feito, *Máquinas Eléctricas*, 1ª Edición, 2002.
- [20] A. Pérez Monge, “Diseño para la Ampliación del Sistema de Control y Protección para la Subestación Lessos de 220/132/11 kV en Kenia”, Trabajo fin de máster, Dpto. de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla, Sevilla, España, 2013.
- [21] Alumnos de la UNED, *Apuntes: Regulación, control y protección de los alternadores*, UNED, Rev. 3. Febrero de 2008.
- [22] G. Benmouyal, “The protection of Synchronous Generators”, en *Power System Protection*. Arun Phadke, Virginia Polytechnic Institute, 2001.
- [23] COES SINAC, Comité de operación económica del sistema interconectado nacional, *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*, Diciembre 2005.
- [24] I. Boldea, *Synchronous Generators*. Polytechnical Institute, Timisoara, Romania, 2006.
- [25] Red Eléctrica de España, *Filosofía de Protección de la Red de Transporte*, 1990.
- [26] COES SINAC (SEIN), *Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN*, 2008.
- [27] ABB S.A., Guía del producto Protección de generador REG670, Enero 2011.
- [28] SEL “Schweitzer Engineering Laboratories”, 2017. [En línea]. Available: <https://selinc.com/es/products/700G/>
- [29] SCHNEIDER “Schneider Electric”, 2017. [En línea]. Available: <https://schneider-electric.com/>.
- [30] SIEMENS “Siemens S.A.”, 2017. [En línea]. Available: <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/Protection/Pages/overview.aspx>
- [31] J. Román Triviño, *Clasificación de regímenes de puesta a tierra en generadores*, Universidad Carlos III de Madrid.
- [32] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*, New York, 2006.