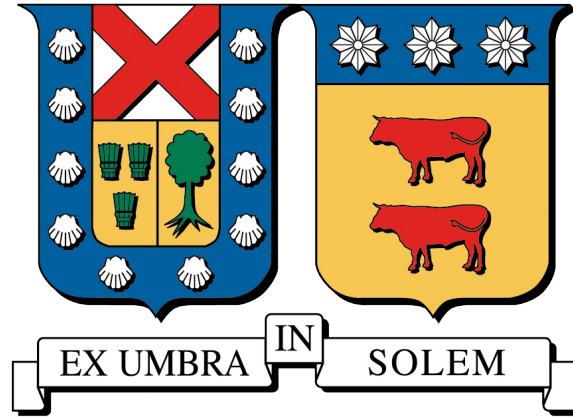




Análisis de la implementación de nuevas técnicas de protección anti-isla eléctrica en pequeños medios de generación distribuida de acuerdo con normativa vigente

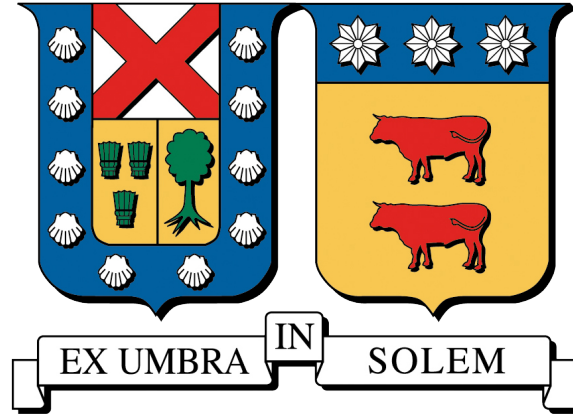
Matías Ignacio Araya Castillo

2024

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesores Guías:
Rodrigo Rozas Valderrama (UTFSM)
Esteban Pulido Venegas (UTFSM)

Santiago, 8 de marzo de 2024.



Análisis de la implementación de nuevas técnicas de protección anti-isla eléctrica en pequeños medios de generación distribuida de acuerdo con normativa vigente

Matías Ignacio Araya Castillo

2024

“I wouldn’t trade one stupid decision for another five years of life”
— *James Murphy*

Agradecimientos

Gracias a mi mamá, mi hermano, mi abuela y abuelo, que en paz descanse.

A mis amigos, quienes siempre me subieron el ánimo.

A mis profesores, y a todos aquellos con vocación de enseñar y compartir su conocimientos sin esperar nada a cambio.

A Romina, y al apoyo de laboratorio, por los retos y las palabras de ánimo.

A aquellos de quienes fui ayudante, porque ver su progreso me inspiró a seguir adelante.

Gracias a Cynthia, mi amor y compañera, por todo lo anterior y mucho más.

Y gracias a nuestras hijas Tuto y Chica, las gatas más fundidas que he conocido.

Matías Araya Castillo

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	IV
Índice de Tablas	XI
Resumen	1
1. Introducción	2
1.1. Objetivos	3
1.2. Estructura del documento	3
2. Marco Teórico	4
2.1. Sistemas eléctricos de potencia	4
2.2. Los sistemas de generación distribuida y el problema de la isla eléctrica .	5
2.3. Sistemas de protección eléctrica	6
2.4. Equipos de protección eléctrica	8
2.5. Protecciones en Distribución	9
2.6. Funciones de protección eléctrica	10
2.7. Normativa vigente	11
2.7.1. Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) para Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)	11
2.7.2. Estándar IEEE 1547-2018 para la Interconexión e Interoperabili- dad de Recursos Energéticos Distribuidos con Interfaces de Sistemas Eléctricos de Potencia asociados.	15
3. Estado del Arte	17
3.1. Métodos de detección de isla locales	17
3.1.1. Método de detección de isla eléctrica de tipo ROCOAP-ROCORP .	18
3.1.2. Método de detección de isla eléctrica de tipo ROCOPV	24
3.1.3. Método de detección de isla eléctrica según análisis de ripple de tensión	28
3.1.4. Método de detección de isla eléctrica según componentes simétricas de corriente	35
3.1.5. Método de detección de isla eléctrica según retroalimentación posi- tiva de corriente	41
3.2. Métodos de detección remotos	44
3.2.1. Método de detección de isla eléctrica basado en la transmisión de señales a través de la línea de potencia	45

3.3. Métodos de detección modernos	46
3.3.1. Método de detección de isla eléctrica basado en nueva red neuronal artificial	46
4. Desarrollo	49
4.1. Metodología	49
4.1.1. Elección de los métodos de detección de isla eléctrica	49
4.1.2. Elección del modelo del sistema de potencia	50
4.1.3. Elección de los casos de estudio	51
4.2. Implementación en PowerFactory DIgSILENT	52
4.2.1. Implementación del sistema de potencia	52
4.2.2. Implementación de los métodos de detección	57
4.2.3. Validación de los modelos	59
4.2.4. Implementación de los casos de estudio	60
4.3. Análisis y Resultados	61
4.3.1. Resultados obtenidos para formación de isla eléctrica en barra 50 . .	61
4.3.1.a. Potencia activa suministrada por la generación distribuida equi- valente a los consumos locales en subsistema	61
4.3.1.b. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % menor a los consumos locales en subsistema	68
4.3.1.c. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % mayor a los consumos locales en subsistema	69
4.3.2. Resultados obtenidos para contingencia sin formación de isla eléctrica	70
4.3.2.a. Potencia activa suministrada por la generación distribuida equi- valente a los consumos locales en subsistema	71
4.3.2.b. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % menor a los consumos locales en subsistema	71
4.3.2.c. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % menor a los consumos locales en subsistema	72
4.3.3. Resultados obtenidos para formación de isla eléctrica en modelo con múltiples barras de generación distribuida	72
4.3.3.a. Potencia activa suministrada por la generación distribuida equi- valente a los consumos locales en subsistema	73
4.3.3.b. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % menor a los consumos locales en subsistema	73
4.3.3.c. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % mayor a los consumos locales en subsistema	74
5. Conclusiones	76
Trabajos Futuros	80
A. Anexo Resultados	81
A.1. Modelación en DIgSILENT Powerfactory	81
A.1.1. Sistema de potencia	81
A.1.2. Generación distribuida PMGD1	84
A.1.3. Protecciones implementadas	86
A.1.3.a. Protección ROCOF	86
A.1.3.b. Protección Salto Vector	93

A.1.3.c. Protección ROCOPV	101
A.1.3.d. Protección ROCOAP-ROCOPV	108
A.1.3.e. Protección Componentes simétricas	119
A.1.4. Parámetros de simulación	155
A.2. Resultados gráficos obtenidos	158
A.2.1. Resultados obtenidos para formación de isla eléctrica en una barra .	158
A.2.1.a. Protección ROCOF	158
A.2.1.b. Protección Salto Vector	160
A.2.1.c. Protección ROCOPV	163
A.2.1.d. Protección ROCOAP-ROCOPV	165
A.2.1.e. Protección Componentes Simétricas	168
A.2.2. Resultados gráficos para desconexión de carga MT sin isla eléctrica .	170
A.2.2.a. Protección ROCOF	170
A.2.2.b. Protección Salto Vector	173
A.2.2.c. Protección ROCOPV	176
A.2.2.d. Protección ROCOAP-ROCOPV	179
A.2.2.e. Protección Componentes Simétricas	182
A.2.3. Resultados gráficos para isla eléctrica con sistema de múltiples barras	185
A.2.3.a. Protección ROCOF	185
A.2.3.b. Protección Salto Vector	188
A.2.3.c. Protección ROCOPV	191
A.2.3.d. Protección ROCOAP-ROCOPV	194
A.2.3.e. Protección Componentes Simétricas	197

Índice de Figuras

2.1.	Diagrama de operación de un sistema de protección [6].	8
2.2.	Reconector eléctrico, Empresas de Alta Tecnología EDALTEC Group.	10
3.1.	Métodos de detección de isla eléctrica.	17
3.2.	Algoritmo propuesto en [10] para la detección de isla eléctrica.	18
3.3.	Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [10].	19
3.4.	Potencia activa y reactiva en la carga al momento de la prueba para [10].	20
3.5.	Resultado obtenido para el caso 1 en metodo propuesto de ROCOAP y ROCORP en [10].	21
3.6.	Resultado obtenido para el caso 2 en método propuesto de ROCOAP y ROCORP en [10].	22
3.7.	Resultado obtenido para el caso 3 en método propuesto de ROCOAP y ROCORP en [10].	23
3.8.	Resultado obtenido para el caso 4 en método propuesto de ROCOAP y ROCORP en [10].	23
3.9.	Algoritmo propuesto en [12] para la detección de isla eléctrica.	24
3.10.	Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [12].	25
3.11.	Resultados obtenidos en el caso 1 para el método propuesto de ROCOVP en [12].	26
3.12.	Resultados obtenidos en el caso 2 para el método propuesto de ROCOVP en [12].	27
3.13.	Resultados obtenidos en el caso 3 para el método propuesto de ROCOVP en [12].	27
3.14.	Amplitud RMS de la tensión en el punto de conexión en [13] para (a) isla eléctrica (b) falla trifásica en el lado de la red.	29
3.15.	Algoritmo propuesto en [13] para la detección de isla eléctrica.	29
3.16.	Señal de detección de isla eléctrica propuesta en [13] para (a) operación normal (b) formación de isla eléctrica.	30
3.17.	Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [13].	30
3.18.	Resultados obtenidos en el caso 1 para el método propuesto de ROCOVP en [13].(a) Tensión RMS en el PCC (b) Forma de onda de señal procesada por el método (c) Señal de trigger de isla eléctrica.	31
3.19.	Resultados obtenidos en el caso 2 para el método propuesto de ROCOVP en [13].(a) Tensión RMS en el PCC (b) Forma de onda de señal procesada por el método (c) Señal de trigger de isla eléctrica.	32
3.20.	Resultados obtenidos en el caso 3 para el método propuesto de ROCOVP en [13].(a) Tensión RMS en el PCC (b) Forma de onda de señal procesada por el método (c) Señal de trigger de isla eléctrica.	33

3.21.	Resultados obtenidos en el caso 4 para el método propuesto de ROCOPV en [13].(a) Tensión RMS en el PCC (b) Forma de onda de señal procesada por el método (c) Señal de trigger de isla eléctrica.	34
3.22.	Resultados obtenidos en el caso 5 para el método propuesto de ROCOPV en [13].(a) Tensión RMS en el PCC (b) Forma de onda de señal procesada por el método (c) Señal de trigger de isla eléctrica.	35
3.23.	Algoritmo propuesto en [14] para la detección de isla eléctrica.	36
3.24.	Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [14].	37
3.25.	Resultados obtenidos en el caso 1 para el método propuesto en [14]. . . .	38
3.26.	Resultados obtenidos en el caso 2 para el método propuesto en [14]. . . .	39
3.27.	Resultados obtenidos en el caso 3 para el método propuesto en [14]. . . .	40
3.28.	Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [11].	41
3.29.	Diagrama fasorial del sistema en operación como isla y carga inductiva. .	42
3.30.	Modelo propuesto en [11] para la inyección de una señal en el sistema aislado.	42
3.31.	Variaciones de los valores propios de la matriz A para k entre 0 y 0.45. .	43
3.32.	Datos de simulación utilizados en [11].	44
3.33.	Resultados obtenidos en [11] para los casos analizados.	44
3.34.	Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [16].	45
3.35.	Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [17].	46
3.36.	Esquema propuesto para la detección de isla eléctrica en [17].	47
3.37.	Porcentaje de fallo en la detección de isla eléctrica para el esquema propuesto.	48
3.38.	Máximos tiempos de detección para los eventos de isla eléctrica el esquema propuesto.	48
4.1.	Modelo de sistema de distribución propuesto en norma IEEE Std 399-1997.	51
4.2.	Modelo inicial del sistema en estudio importado desde la librería de ejemplos de PowerFactory.	52
4.3.	Ventana del Network Model Manager de PowerFactory.	53
4.4.	Sistema de potencia del estándar IEEE Std 399-1997 adaptado para estudio.	54
4.5.	Subsistema de potencia en estudio para la detección de isla eléctrica. . . .	55
4.6.	Ejemplo de Composite Frame para la implementación de las protecciones en estudio.	57
4.7.	Ejemplo de Block Definition para protección ROCOPV.	58
4.8.	Ejemplo de Composite Model con sus controladores respectivos.	59
4.9.	Formación de isla eléctrica en un sistema con solo una barra de generación distribuida.	61
4.10.	Protección ROCOF caso 1.1.	62
4.11.	Protección Salto Vector caso 1.1.	63
4.12.	Acercamiento de la actuación de protección Salto Vector caso 1.1.	64
4.13.	Protección ROCOPV caso 1.1.	64
4.14.	Acercamiento de la actuación de protección ROCOPV caso 1.1.	65
4.15.	Protección ROCOAP-ROCORP caso 1.1.	66
4.16.	Acercamiento de la actuación de protección ROCOAP-ROCORP caso 1.1.	67
4.17.	Protección Comp. simétricas caso 1.1.	67
4.18.	Acercamiento de la actuación de protección Comp. simétricas caso 1.1. .	68

4.19.	Tiempo promedio obtenido para cada método en la detección de isla eléctrica.	70
4.20.	Contingencia sin formación de isla eléctrica en un sistema con solo una barra de generación distribuida.	71
4.21.	Formación de isla eléctrica en un sistema con múltiples barras de generación distribuida.	73
4.22.	Tiempo promedio obtenido para cada método en la detección de isla eléctrica.	75
4.23.	Tiempo promedio obtenido por las protecciones entre los casos con una barra y con múltiples barras.	75
A.1.	Parametros para los elementos de carga estática.	81
A.2.	Parametros para los elementos de barras.	82
A.3.	Parametros para los elementos de líneas.	83
A.4.	Parametros para los tipos de líneas.	83
A.5.	Parametros para los elementos de generadores estáticos.	83
A.6.	Parametros para los elementos de transformadores de dos devanados. . .	84
A.7.	Parametros para tipos de transformadores de dos devanados.	84
A.8.	Parametros de flujo de potencia para una unidad de la generación distribuida PMGD1.	84
A.9.	Parametros de simulación EMT para una unidad de la generación distribuida PMGD1.	85
A.10.	Composite Model de la protección ROCOF.	86
A.11.	Composite Frame de la protección ROCOF.	86
A.12.	Slot para bloque de medición en protección ROCOF.	87
A.13.	Slot para bloque de operación en protección ROCOF.	88
A.14.	Common Model para elemento de protección DSL ROCOF.	89
A.15.	Definicion de variables para el Common Model de protección ROCOF. . .	90
A.16.	Model Definition para elemento de protección DSL ROCOF.	91
A.17.	Block Reference para Slot de bloque de operación ROCOF.	91
A.18.	Block Definition para bloque de operación ROCOF.	92
A.19.	Ecuaciones definidas para bloque de operación ROCOF.	92
A.20.	Relay Model de la protección Salto Vector.	93
A.21.	Relay Type de la protección Salto Vector.	94
A.22.	Slot para transformador de medición de protección Salto Vector.	95
A.23.	Transformador de tensión para medición de protección Salto Vector. . . .	96
A.24.	Slot para equipo de medición y cálculo de señales.	97
A.25.	Relé de medición y su tipo.	98
A.26.	Slot para relé de Salto Vector.	99
A.27.	Relé Salto Vector y su tipo.	100
A.28.	Composite Model de protección ROCOPV.	101
A.29.	Composite Frame de protección ROCOPV.	101
A.30.	Slot para elemento de medición de protección ROCOPV.	102
A.31.	Slot para elemento de protección de protección ROCOPV.	103
A.32.	Equipo de medición de protección ROCOPV.	104
A.33.	Common Model para elemento de protección ROCOPV.	105
A.34.	Definicion de variables para el Common Model de protección ROCOPV. .	106
A.35.	Model Definition para elemento de protección ROCOPV.	106

A.36.	107
A.37.	107
A.38.	108
A.39.	Composite Model de protección ROCOAP-ROCORP. 108
A.40.	Composite Frame de protección ROCOAP-ROCORP. 109
A.41.	Slot para medición de protección ROCOAP-ROCORP. 110
A.42.	Elemento de medición de protección ROCOAP-ROCORP. 111
A.43.	Slot para bloque de protección ROCOAP-ROCORP. 112
A.44.	Common Model de protección ROCOAP-ROCORP. 113
A.45.	Model Definition para bloque de protección ROCOAP-ROCORP. 114
A.46.	Definición de variables para Model Definition del bloque de protección ROCOAP-ROCORP. 115
A.47.	Block Definition para bloque de protección ROCOAP-ROCORP. 116
A.48.	Block Reference para bloque de protección ROCOAP. 116
A.49.	Block Definition de protección ROCOAP. 117
A.50.	Ecuaciones para bloque de protección ROCOAP. 117
A.51.	Block Reference para bloque de protección ROCORP. 118
A.52.	Block Definition de protección ROCORP. 118
A.53.	Ecuaciones para bloque de protección ROCORP. 119
A.54.	Relay Model de protección Comp. simétricas. 119
A.55.	Relay Type de protección Comp. simétricas. 120
A.56.	Slot para transformador de medición de protección Comp. simétricas. 121
A.57.	Elemento transformador de medición de protección Comp. simétricas. 122
A.58.	Slot para transformador de corriente de protección Comp. simétricas. 123
A.59.	Elemento transformador de corriente de protección Comp. simétricas. 124
A.60.	Slot para calculo de variables de tensión de protección Comp. simétricas. 125
A.61.	Elemento y tipo de relé de cálculo de variables de tensión de protección Comp. simétricas. 126
A.62.	Slot para calculo de variables de corriente de protección Comp. simétricas. 127
A.63.	Elemento y tipo de relé de cálculo de variables de corriente de protección Comp. simétricas. 128
A.64.	Slot para relé de sobrevoltaje de protección Comp. simétricas. 129
A.65.	Relé de sobrevoltaje y su tipo para protección Comp. simétricas. 130
A.66.	Slot para relé de baja de voltaje de protección Comp. simétricas. 131
A.67.	Relé de baja de voltaje y su tipo para protección Comp. simétricas. 132
A.68.	Slot para bloque de cálculo de coeficientes β y γ . 133
A.69.	Block Definition para bloque de cálculo de coeficientes β y γ . 134
A.70.	Ecuaciones definidas en bloque de cálculo de coeficientes β y γ . 134
A.71.	Slot para relé de medición de frecuencia de protección Comp. simétricas. 135
A.72.	Relé de medición de frecuencia y su tipo para protección Comp. simétricas. 136
A.73.	Slot para relé de corriente asociado a coeficiente β . 137
A.74.	Relé de corriente para β y su tipo. 138
A.75.	Slot para relé de corriente asociado a γ . 139
A.76.	Relé de corriente para γ y su tipo. 140
A.77.	Slot para segundo relé de sobretensión. 141
A.78.	Segundo relé de sobretensión y su tipo. 142
A.79.	Slot para segundo relé de baja de tensión. 143
A.80.	Segundo relé de baja de tensión y su tipo. 144

A.81.	Slot para segundo relé de corriente asociado a γ .	145
A.82.	segundo relé de corriente asociado a γ y su tipo.	146
A.83.	Slot para relé de baja de frecuencia.	147
A.84.	Relé de baja de frecuencia y su tipo.	148
A.85.	Slot para relé de sobre frecuencia.	149
A.86.	Relé de sobre frecuencia y su tipo.	150
A.87.	Slot para bloque lógico AND asociado a relés de frecuencia.	151
A.88.	Bloque lógico AND asociado a relés de frecuencia.	152
A.89.	Slot para bloque lógico AND asociado a relés de frecuencia y relés de tensión y corriente.	153
A.90.	Bloque lógico AND para último paso de protección Comp. simétricas.	154
A.91.	Parámetros para calculo de condiciones iniciales.	155
A.92.	Parámetros para paso de simulación.	156
A.93.	Parámetros para correr simulación EMT.	157
A.94.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.1 ROCOF.	158
A.95.	Protección ROCOF caso 1.2.	158
A.96.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.2 ROCOF.	159
A.97.	Protección ROCOF caso 1.3.	159
A.98.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.3 ROCOF.	160
A.99.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.1 Salto Vector.	160
A.100.	Protección Salto Vector caso 1.2.	161
A.101.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.2 Salto Vector.	161
A.102.	Protección Salto Vector caso 1.3.	162
A.103.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.3 Salto Vector.	162
A.104.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.1 ROCOPV.	163
A.105.	Protección ROCOPV caso 1.2.	163
A.106.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.2 ROCOPV.	164
A.107.	Protección ROCOPV caso 1.3.	164
A.108.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.3 ROCOPV.	165
A.109.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.1 ROCOAP-ROCORP.	165
A.110.	Protección ROCOAP-ROCORP caso 1.2.	166
A.111.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.2 ROCOAP-ROCORP.	166
A.112.	Protección ROCOAP-ROCORP caso 1.3.	167
A.113.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.3 ROCOAP-ROCORP.	167
A.114.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.1 Componentes Simétricas.	168
A.115.	Protección Componentes Simétricas caso 1.2.	168
A.116.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.2 Componentes Simétricas.	169
A.117.	Protección Componentes Simétricas caso 1.3.	169
A.118.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.3 Componentes Simétricas.	170
A.119.	Protección ROCOF caso 2.1.	170
A.120.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.1 ROCOF.	171
A.121.	Protección ROCOF caso 2.2.	171
A.122.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.2 ROCOF.	172
A.123.	Protección ROCOF caso 2.3.	172
A.124.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 ROCOF.	173
A.125.	Protección Salto Vector caso 2.1.	173
A.126.	Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.1 Salto Vector.	174
A.127.	Protección Salto Vector caso 2.2.	174

A.128. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.2 Salto Vector.	175
A.129. Protección Salto Vector caso 2.3.	175
A.130. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 Salto Vector.	176
A.131. Protección ROCOPV caso 2.1.	176
A.132. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.1 ROCOPV.	177
A.133. Protección ROCOPV caso 2.2.	177
A.134. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.2 ROCOPV.	178
A.135. Protección ROCOPV caso 2.3.	178
A.136. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 ROCOPV.	179
A.137. Protección ROCOAP-ROCORP caso 2.1.	179
A.138. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.1 ROCOAP-ROCORP. .	180
A.139. Protección ROCOAP-ROCORP caso 2.2.	180
A.140. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.2 ROCOAP-ROCORP. .	181
A.141. Protección ROCOAP-ROCORP caso 2.3.	181
A.142. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 ROCOAP-ROCORP. .	182
A.143. Protección Componentes Simétricas caso 2.1.	182
A.144. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.1 Componentes Simétricas.	183
A.145. Protección Componentes Simétricas caso 2.2.	183
A.146. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.2 Componentes Simétricas.	184
A.147. Protección Componentes Simétricas caso 2.3.	184
A.148. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 Componentes Simétricas.	185
A.149. Protección ROCOF caso 3.1.	185
A.150. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.1 ROCOF.	186
A.151. Protección ROCOF caso 3.2.	186
A.152. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.2 ROCOF.	187
A.153. Protección ROCOF caso 2.3.	187
A.154. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 ROCOF.	188
A.155. Protección Salto Vector caso 3.1.	188
A.156. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.1 Salto Vector.	189
A.157. Protección Salto Vector caso 3.2.	189
A.158. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.2 Salto Vector.	190
A.159. Protección Salto Vector caso 3.3.	190
A.160. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.3 Salto Vector.	191
A.161. Protección ROCOPV caso 3.1.	191
A.162. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.1 ROCOPV.	192
A.163. Protección ROCOPV caso 3.2.	192
A.164. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.2 ROCOPV.	193
A.165. Protección ROCOPV caso 3.3.	193
A.166. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.3 ROCOPV.	194
A.167. Protección ROCOAP-ROCORP caso 3.1.	194
A.168. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.1 ROCOAP-ROCORP. .	195
A.169. Protección ROCOAP-ROCORP caso 3.2.	195
A.170. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.2 ROCOAP-ROCORP. .	196
A.171. Protección ROCOAP-ROCORP caso 3.3.	196
A.172. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.3 ROCOAP-ROCORP. .	197
A.173. Protección Componentes Simétricas caso 3.1.	197
A.174. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.1 Componentes Simétricas.	198
A.175. Protección Componentes Simétricas caso 3.2.	198

A.176. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.2 Componentes Simétricas.199
A.177. Protección Componentes Simétricas caso 3.3. 199
A.178. Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.3 Componentes Simétricas.200

Índice de Tablas

2.1.	Tiempo de despeje según rango de tensión.	14
2.2.	Tiempo de despeje según rango de frecuencia.	15
3.1.	Parámetros de simulación del sistema de prueba en [10].	19
3.2.	Parámetros de simulación del sistema de prueba en [12].	25
4.1.	Parámetros de PMGD para simulación.	55
4.2.	Parámetros de Carga BT para simulación.	56
4.3.	Parámetros de Carga MT para simulación	56
4.4.	Parámetros de elemento Shunt para simulación.	56
4.5.	Parámetros de transformador para simulación.	56
4.6.	Tensión nominal en las barras del sistema.	56
4.7.	Resultados para caso de potencia generada igual al consumo local.	61
4.8.	Resultados para caso de potencia generada 30 % menor al consumo local.	69
4.9.	Resultados para caso de potencia generada 30 % mayor al consumo local.	69
4.10.	Resultados para caso de potencia generada igual al consumo local.	71
4.11.	Resultados para caso de potencia generada 30 % menor al consumo local.	72
4.12.	Resultados para caso de potencia generada 30 % mayor al consumo local.	72
4.13.	Resultados para caso de potencia generada igual al consumo local.	73
4.14.	Resultados para caso de potencia generada 30 % menor al consumo local.	74
4.15.	Resultados para caso de potencia generada 30 % mayor al consumo local.	74

Resumen

Este trabajo busca ser un aporte en la investigación de nuevas técnicas para la detección de operación en isla eléctrica en Pequeños Medios de Generación Distribuida, evaluando la viabilidad técnica y normativa de métodos desarrollados como alternativa a las técnicas tradicionales implementadas en nuestro país, con el fin de disminuir los tiempos de detección de la formación de isla eléctrica y disminuir la cantidad de eventos no detectados. El estudio contextualiza la problemática de la isla eléctrica no intencional en sistemas de generación distribuida en Chile, destacando el crecimiento de las energías renovables y los desafíos asociados a su integración en la red eléctrica. Se introduce al lector a los sistemas eléctricos de potencia y las características de los sistemas de protección, así como los elementos de protección eléctrica utilizados comúnmente en distribución.

Para el análisis, se seleccionan tres métodos innovadores de detección de isla eléctrica de acuerdo con el estado del arte: ROCOPV, ROCOAP-ROCORP y Comp. simétricas, y se compara su desempeño contra los métodos tradicionales contemplados en la norma vigente: ROCOF y Salto Vector. Para ponerlos a prueba se elige el sistema de potencia propuesto en el estándar IEEE Std 399-1997 como modelo base para realizar el estudio y se implementa junto con las protecciones en el software DIGSILENT PowerFactory, destacando el uso del lenguaje de simulación DSL para construir los modelos dinámicos de las protecciones. Los resultados revelan que las protecciones nuevas son competitivas en tiempos de detección y confiabilidad a las protecciones tradicionales en la detección de operación en isla eléctrica.

En total, se realizan 45 simulaciones, concluyendo que las protecciones ROCOPV, ROCOAP-ROCORP y Comp. simétricas son alternativas viables para el reemplazo de las protecciones tradicionales ROCOF y Salto Vector. El estudio propone un marco de pruebas útil para investigaciones futuras en protecciones eléctricas y respuestas transitorias en sistemas de distribución.

Palabras Claves: Protecciones eléctricas, generación distribuida, isla eléctrica, simulación numérica.

Capítulo 1

Introducción

En Chile los medios de generación distribuida han experimentado un crecimiento importante en los últimos años. Tan solo en la primera mitad de 2021 ingresaron más de 150 proyectos de generación de pequeña escala solar fotovoltaicos al sistema de evaluación ambiental, mientras que otros 80 ya habían obtenido luz verde para su construcción de acuerdo con la CNE [1]. Sin embargo, la creciente instalación de generación distribuida en el sistema nacional levanta la preocupación en cuanto a los sistemas de protección eléctrica. Uno de los desafíos más importantes en generación distribuida es la detección apropiada de formación de isla eléctrica. La isla eléctrica es una condición en que una parte de la red se encuentra alimentada por generación distribuida, mientras que la otra parte se encuentra desconectada [2]. La formación de isla eléctrica no intencional puede ocurrir debido a fallas en la red, fluctuaciones de potencia o mala operación del sistema de potencia [3] y puede causar peligros en la seguridad del personal de la instalación y un riesgo para los equipos del sistema de distribución.

Actualmente, la Norma Técnica de Conexión y Operación contempla el uso de las protecciones ROCOF (Rate Of Change Of Frequency) y Salto de Vector como protecciones anti-isla eléctrica, sin embargo, estas protecciones están diseñadas con un tiempo de actuación y un rango de no detección de isla eléctrica, conocido como non-detection zone o NDZ, el cual se configura para evitar actuaciones falsas, pero que a la vez deja desprotegida a la red ante formaciones de isla eléctrica no detectadas [4]. Teniendo esto en cuenta, la norma técnica permite el uso de otras protecciones anti-isla distintas a éstas que cumplan con los estándares internacionales IEEE 1547 o VDE 0126-1-1 [5]. De esta forma, se plantea la posibilidad de analizar la implementación de nuevas técnicas para la detección de isla eléctrica ya desarrolladas que permitan aumentar la rapidez y la sensibilidad en la actuación de las protecciones anti-isla tradicionales actualmente presentes en el Sistema Eléctrico Nacional y que cumplan con los estándares y normativas vigentes en Chile.

1.1. Objetivos

Objetivo General

Analizar la viabilidad técnica y normativa de la implementación de nuevas técnicas de protección anti-isla eléctrica en reemplazo de las soluciones tradicionales.

Objetivos Específicos

- Establecer los requerimientos de la norma técnica de la CNE y de las principales empresas de distribución para conexión y operación de las protecciones eléctricas y equipamiento en los distintos casos que se analizarán.
- Identificar nuevas tecnologías y desarrollos en protecciones anti-isla eléctrica orientados a generación distribuida
- Implementar las protecciones anti-isla eléctrica mediante un software de simulación
- Comparar las soluciones con las protecciones ROCOF y Salto de Vector contempladas en la normativa vigente.

1.2. Estructura del documento

Para el cumplimiento de los objetivos de esta memoria, en el Capítulo 2 se realizará una revisión a los sistemas eléctricos de potencia, los sistemas de protección eléctrica y se revisará la normativa vigente en nuestro país para la operación de medios de generación distribuida y protecciones anti isla eléctrica. En el Capítulo 3 se realizará una revisión del estado del arte de las investigaciones realizadas con métodos de detección de isla eléctrica. El capítulo 4 consistirá en la metodología propuesta y el modelamiento de un sistema de potencia para la evaluación de distintos métodos de detección, se realizarán las simulaciones en Digsilent Powerfactory, y se expondrán y analizarán los resultados para comparar el rendimiento de los métodos. Finalmente, en el Capítulo 5 se dan a conocer las conclusiones de este estudio y se proponen trabajos futuros.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia en corriente alterna se componen principalmente de tres sectores fundamentales: los sistemas de generación trifásica, las redes de transmisión y distribución, y finalmente, de consumos. Debido a un conjunto de razones técnicas, económicas y ambientales, las centrales de generación suelen ubicarse en zonas alejadas de los centros de consumo, como por ejemplo donde se localicen desniveles adecuados para centrales hidroeléctricas, o una ubicación cercana a fuentes primarias de energía como el carbón o gasoductos, entre otros. Es así como la necesidad obliga a construir líneas de transmisión eléctricas que comuniquen las centrales hacia su consumo, conformando un sistema de transmisión y dando origen a los sistemas interconectados. Finalmente, estas redes permiten el abastecimiento de grandes consumos industriales trifásicos a diferentes niveles de tensión y a su vez suministran los sistemas de distribución, donde se alimentan consumos industriales, comerciales y residenciales.

Los niveles de tensión a los cuales operan los distintos sectores de los sistemas de potencia son fundamentales ya que limitan la potencia posible de transmitir, y además fija las dimensiones de las líneas y equipos de las subestaciones. En efecto, la tensión impone a todos los equipos la necesidad de poseer un aislamiento adecuado, lo que hace crecer las dimensiones en función directa de la tensión. Por otra parte, la corriente que pasa por estos equipos puede ser limitada, lo que reduce el calentamiento y los esfuerzos electrodinámicos. Los sistemas de generación suelen alcanzar niveles hasta los $35kV$ para unidades generadoras utilizadas en centrales de gran envergadura. En los sistemas de transmisión existe un gran rango para los niveles de tensión dependiendo de las características del sistema, y se pueden encontrar valores de hasta $500kV$ e incluso superiores. El nivel de tensión para distribución se encuentra típicamente entre $10 - 60kV$ e incluso, en algunos países se utiliza el término subtransmisión para describir redes cuya tensión se encuentra entre los niveles de transmisión y distribución, por ejemplo, entre $66 - 138kV$.

En Chile, el principal sector encargado de suministrar potencia directamente a los usuarios finales es el Sector Distribución, el cual opera en el rango de Media y Baja tensión. El Artículo 1-5 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución de la Comisión Nacional de Energía define la Media Tensión en Distribución como los niveles de tensión superiores a $1kV$ e inferiores o iguales a $23kV$ de magnitud de frecuencia nominal de $50Hz$.

2.2. Los sistemas de generación distribuida y el problema de la isla eléctrica

En un sistema de distribución eléctrica, tenemos elementos encargados de la generación de energía eléctrica conocidos como Equipamientos de Generación (EG), definidos por la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación o Norma Técnica de Netbilling (2019) como una unidad o conjunto de unidades de generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, que se conectan a la red de distribución a través del empalme de un usuario o cliente. A su vez, en un sistema de distribución, existen los Pequeños Medios de Generación Distribuida o PMGD, los que corresponden a medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a $9000kW$, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

De esta forma, se pueden comprender los medios de generación distribuida (GD), definidos en Chile mediante la NTCO [5], como aquellos medios de generación (EG y PMGD) conectados en redes de distribución destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

Es así como el subsistema en que operan los PMGD, se forma a partir de la red de distribución, en el punto de conexión entre el alimentador y la fuente de alimentación principal, conocido como Cabecera de Alimentador, y se extiende hasta el punto de conexión en el cual se conectan las instalaciones de los clientes y usuarios finales.

Por otra parte, la norma define la operación en isla como un estado de operación en el cual uno o más PMGD abastecen un determinado número de consumos del sistema de distribución en forma aislada del resto del sistema interconectado. Es decir, la generación distribuida continúa energizando una parte o la totalidad del subsistema al que se encuentra conectado a pesar de que la red de distribución no se encuentra energizada. Este fenómeno ocurre como consecuencia a la actuación del interruptor en la Cabecera de Alimentador, producto de una falla ocurrida aguas arriba o en las cercanías de la red principal, y por lo tanto el sistema de generación distribuida y los consumos locales del subsistema se encuentran aislados de la red principal. La NTCO y el estándar IEEE 1547-2018 especifican que la generación distribuida debe ser desconectada dentro de 2 segundos luego de la pérdida de conexión con la red principal [5].

La formación de isla eléctrica no intencional puede ocurrir debido a fallas en la red, fluctuaciones de potencia o mala operación del sistema de potencia [3] y es un riesgo tanto para los equipos del sistema como para la seguridad del personal en la instalación, quienes pueden no identificar que los circuitos se encuentran aún energizados, y además, puede prevenir la reconexión automática de los equipos. Por otra parte, sin un sistema de control de frecuencia respectivo, el balance entre generación y carga en el sistema aislado puede perder equilibrio, llevando al sistema a operar a tensión y frecuencia fuera de operación normal.

Un ejemplo común de formación de isla eléctrica ocurre en los alimentadores de distribución conectados a generación solar fotovoltaica. Donde, en caso de una desconexión, mientras los paneles solares captan radiación solar, estos seguirán entregando energía al subsistema, formándose una operación en isla. Por esta razón, los inversores diseñados para

trabajar en sistemas fotovoltaicos generalmente incluyen una protección anti isla eléctrica que opere de forma automática.

2.3. Sistemas de protección eléctrica

Usualmente pensamos en un sistema eléctrico de potencia en términos de sus componentes de mayor envergadura, como las unidades generadoras de grandes centrales, transformadores y líneas de alta tensión. Sin embargo, mientras algunos de estos componentes son la base de un correcto funcionamiento, existen muchos otros elementos que permiten una operación eficiente, segura y coordinada del sistema [6]. Estos equipos conforman los sistemas de protección, los cuales se encargan principalmente de lograr:

1. Operación normal
2. Prevención de fallas eléctricas
3. Mitigación de los efectos de fallas eléctricas

El funcionamiento correcto de un sistema eléctrico de potencia se logra mediante una muy detallada planificación, diseño, instalación y operación de esta compleja red de generadores, transformadores y líneas de transmisión y distribución. Para el usuario final, el sistema de potencia aparenta funcionar en un estado estable, sin perturbaciones, constante, y de una capacidad infinita. Sin embargo, el sistema esta sujeto a constantes perturbaciones causadas por conexión y desconexión intempestiva de cargas, fallas eléctricas por causas naturales e incluso fallas de equipos o causadas por operadores humanos.

A pesar de estas constantes perturbaciones, el sistema de potencia mantiene su estado cuasi estático debido a dos factores: el gran tamaño del sistema en comparación al de una carga individual y la correcta y rápida acción del sistema de protección para remediar una anomalía.

Esta rapidez de respuesta es uno de los elementos esenciales para los sistemas de protección, donde suele requerirse un tiempo de respuesta del orden de unos pocos milisegundos. Por lo tanto, la intervención humana en la operación del sistema de protección es imposible. La respuesta debe ser automática, rápida, y debe causar un mínimo de interferencia en el resto del sistema de potencia.

Las fallas percibidas en un sistema de potencia pueden ser controladas de tal forma de limitar el daño provocado y, de esta forma, mejorar su confiabilidad. Las fallas mecánicas, por ejemplo, son controladas por sistemas diseñados para aguantar todo tipo de cargas mecánicas inusuales producto de eventos como la acumulación de nieve, o eventos como terremotos y tornados. Esto se logra de tal forma de minimizar el costo total de transporte de energía, lo cual requiere un balance entre el costo inicial de la solución, así como el costo de su mantenimiento. Siguiendo este pensamiento, el diseño de la aislación eléctrica se coordina para minimizar el daño provocado a los equipos más costosos debido a una sobrecarga eléctrica. Sin embargo, debido a que no es económico diseñar un sistema con capacidad de aguantar todo tipo de fallas posibles, la alternativa factible es diseñar un sistema de protección que pueda detectar rápidamente una condición de operación anormal y tomar las acciones correctivas apropiadas. Este tipo de acción dependerá del equipo de protección y de las condiciones de operación que son observadas por dicho equipo.

El tipo de falla eléctrica más estudiado y de mayor preocupación es el cortocircuito, ya sea entre fases o hacia tierra. Sin embargo, existen otro tipo de condiciones de operación anormal a las cuales se ven sometidos los elementos del sistema de potencia y que requieren de nuestra atención. Algunas de las cualidades que deben cumplir el diseño y la operación del sistema orientados a prevenir una falla eléctrica son:

- Proveer de aislamiento adecuado.
- Coordinar la capacidad de aislamiento con elementos pararrayos.
- Usar cable de guardia y baja resistencia en la zapata de las torres.
- Realizar prácticas adecuadas de operación y mantenimiento.

Por otra parte, algunas de las cualidades orientadas a mitigar los efectos de una falla son:

- Desconectar los elementos fallados mediante relés de protección, interruptores de potencia y fusibles.
- Mitigar la pérdida del elemento fallado con circuitos alternativos, generadores de reserva y reconexiones automáticas.
- Mantener la tensión y estabilidad de los generadores.

Teniendo en cuanto lo anterior, una de las clasificaciones más básicas dentro de los equipos de protección es la siguiente:

1. Dispositivos reaccionarios: Corresponden a equipos diseñados para reconocer un riesgo en el ambiente del sistema de potencia y realizar una acción predeterminada para remover dicho riesgo. En la mayoría de los casos, este riesgo se relaciona con una condición de operación anormal que eventualmente causará una falla en uno o más de los componentes de dicho sistema. Por lo tanto, la acción realizada corresponde usualmente a aislar esa porción del sistema experimentando riesgo, con tal de que el resto pueda operar de forma segura.
2. Dispositivos de salvaguarda: Corresponden a equipos diseñados para reconocer un riesgo en el ambiente del sistema de potencia y realizar una acción predeterminada para cambiar dicho ambiente y dirigirlo hacia una condición de menor riesgo.

Cuando todos los equipos pertenecientes al sistema de potencia se encuentran funcionando dentro de sus límites de diseño, hablamos de operación normal o estado normal. Así, cuando ocurre un evento que causa que cualquier equipo o componente del sistema exceda sus límites de operación normal, se dice que el sistema se encuentra en operación anormal, lo que implica que debe realizarse una acción para remediar la anormalidad antes de que una falla ocurra. Estos eventos pueden ser de naturaleza transitoria, y dependiendo de esta condición, sería prudente esperar un poco de tiempo antes de realizar una acción por si la anormalidad se resuelve por si misma. De no ser así, el sistema entra en un estado de actuación, realizando una acción preestablecida para remediar la anormalidad. Seguido a esta acción, el sistema se encuentra en un estado de interrupción, en que el elemento

fallado fue removido de servicio, y debido a que esta condición no es un estado de operación deseado en el largo plazo, a continuación entra a un estado de restauración, donde cualquier acción de inspección o reparación es llevada a cabo con tal de retomar el estado normal del sistema. Este proceso lo podemos observar en la figura 2.1, donde x representa al parámetro analizado, X_m representa al límite de operación normal, t corresponde al tiempo transcurrido desde que el parámetro sale de su rango normal, y T_m corresponde al tiempo definido en que se realizará la acción correctiva.

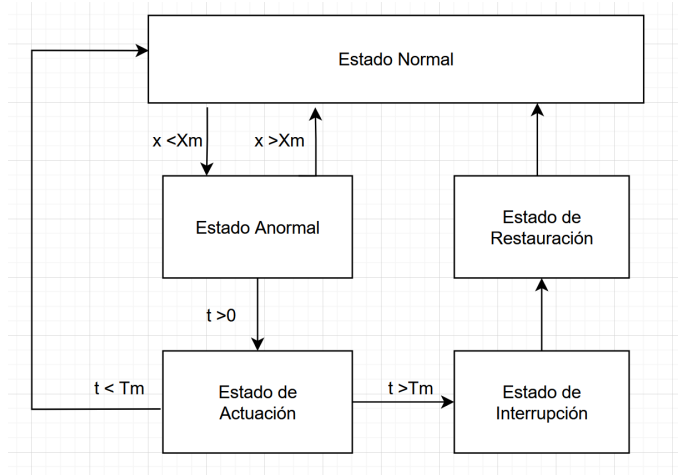


Figura 2.1: Diagrama de operación de un sistema de protección [6].

2.4. Equipos de protección eléctrica

Existe una inmensa variedad de equipos eléctricos que conforman un sistema básico de protección eléctrica, y la tecnología avanza cada día para el desarrollo de nuevo *hardware* con cada vez más funciones integradas. Algunos de los principales elementos que se encuentran presente en estos sistemas son:

- Transformadores de medida: Se utilizan para medir tensiones y corrientes en las líneas de alta tensión, aislando de ellas los instrumentos de medida. Con ello se protege al personal que debe usar dichos instrumentos, y se reducen las magnitudes por medir a una escala uniforme y conveniente (como por ejemplo 110V y 5A), que evite llegar a los centros de medida con secciones de conductor y aislamientos desproporcionados y antieconómicos.
- Relés o detectores de protección: Son los elementos más importantes del sistema de protección, ya que reciben la información sobre el comportamiento del sistema de potencia, detectan la ocurrencia de situaciones anormales, deciden si corresponde interenir o no y, según sea la decisión, dan la orden de operar a los interruptores.
- Circuitos de control: Son los encargados de traducir las órdenes de los relés en una apertura de interruptor, energización de alarmas o registro de eventos, entre otras funciones.
- Interruptores de poder: Son los elementos destinados a interrumpir la continuidad eléctrica de los sistemas cuando en ellos ocurre una falla peligrosa, o cuando se

requiere desenergizarlos por motivos de mantenimiento (y que facilitan su conexión cuando es el caso). La interrupción de las elevadas corrientes de cortocircuito se logra mediante los contactos principales, diseñados para manejar y apagar el arco producido.

Sumado a lo anterior, la modernización de la tecnología de telecomunicaciones permitió integrar sistemas de monitoreo y control remoto sobre los equipos de medida y protección del sistema eléctrico, también conocidos como *SCADA* (Supervisory control and data acquisition), que dentro de otras funciones permite realizar la supervisión de alto nivel sobre el funcionamiento de las instalaciones, obtención de medidas y control de ajustes mediante una interfaz computacional.

2.5. Protecciones en Distribución

En distribución, resulta muy complejo y costoso instalar múltiples transformadores de medida, interruptores, etcétera mediante equipos independientes, motivo por el cual se emplean equipos especiales que integran todas las funciones de protección.

El fusible, por ejemplo, es un equipo sensible a la corriente eléctrica y es capaz de realizar la interrupción en caso de una sobrecorriente, sin la necesidad de un equipo adicional. Los fusibles de distribución, que son normalmente del tipo expulsión, consisten en un cilindro de fibra aislante, en cuyo interior va un segundo tubo, que contiene el hilo fusible. Este hilo fusible es sensible a la temperatura causada por las corrientes altas y se funde en caso de una sobrecorriente, interrumpiendo así el circuito eléctrico, y produciéndose así un arco eléctrico dentro del cilindro. Por su diseño, el calor del arco calienta un gas contenido en el cilindro, lo que ayuda a elongar y apagar el arco (cuando la corriente pasa por cero). Además, produce el desenganche del cilindro, que cae, y permite a los operadores visualizar cuál es la fase fallada. El cilindro exterior puede ser retirado con ayuda de una pértiga aislante (en dos movimientos, primero desenganchar la parte superior y luego la inferior).

Según sea la curva de fusión del hilo, existen fusibles del tipo *K* o rápidos, y del tipo *T* o lentos. A su vez, se define como corriente nominal del fusible a la máxima corriente que este puede conducir en forma permanente, lo que corresponde aproximadamente a la mitad de la corriente con la cual comienza a fundirse. La curva de operación (corriente en función del tiempo de fusión) no es única ni bien definida, sino que cubre un rango entre la situación más favorable (tiempo mínimo de fusión), en la que no se crea un arco y la interrupción es rápida, y otra más desfavorable (tiempo total de aclaramiento), en la que sí aparece un arco y la interrupción se produce en la siguiente pasada por cero de la corriente, recién a los 10 ms. Son asimilables a las curvas de tiempo extremadamente inverso de los detectores de corriente. Sumado a esto, otro inconveniente de los fusibles es que pueden abrir u operar por envejecimiento y que, al hacerlo, originan una fase abierta.



Figura 2.2: Reconectador eléctrico, Empresas de Alta Tecnología EDALTEC Group.

Los reconectadores, por otra parte, son equipos más caros que los fusibles, ya que incluyen sensores para medir variables eléctricas como tensión, corriente y frecuencia, un interruptor automático para realizar la acción mecánica de desconexión y reconexión, y un sistema de control que permite su automatización. De esta forma, su gran ventaja radica en la posibilidad de reconectar en forma automática, con lo que se evita la necesidad de que un operador acuda a reponer el hilo fusible. Por ello, son de un uso bastante extendido, sobre todo en la distribución rural, donde, además, muchas de las fallas del sistema son fugaces (hay que tener presente, sí, que la reconexión contra una falla permanente produce daño a los equipos e incrementa el riesgo para las personas). Los reconectadores, normalmente poseen protección de sobrecorriente de fase (tipo muy inverso) y residual (tipo muy inverso y tiempo definido). Estos permiten hasta tres reconexiones (o cuatro aperturas, según se quiera mirar), con un tiempo muerto entre ellas de entre 1 y 2 segundos.

2.6. Funciones de protección eléctrica

A continuación se describen las principales funciones de protección eléctrica que se integran a los equipos en los sistemas de protección, designados mediante un código de dispositivo según su función, de acuerdo con el estándar ANSI/IEEE C37.2 [7].

- Protección por sobrecorriente temporizado (51): Este detector compara la corriente de fase medida con un valor preestablecido que depende del punto en que está ubicado la protección y de las características del sistema de potencia. Tiene una característica de tiempo inverso en función de la corriente y funciona cuando la intensidad de un circuito de corriente sobrepasa el valor preestablecido.
- Protección por sobrecorriente instantáneo (50): Al igual que la protección por sobrecorriente temporizado, este detector compara la corriente de fase medida con un valor preestablecido y actúa instantáneamente cuando sobrepasa dicho valor.
- Protección diferencial (87): Este detector compara las corrientes en ambos extremos del elemento protegido, y actúa cuando la magnitud, ángulo u otra diferencia cuantificable supera un umbral preestablecido. Por su naturaleza, se utiliza para la protección de elementos concentrados como generadores, transformadores y barras

de subestación. Su tiempo de actuación es instantáneo y está limitado a un máximo garantizado por cada fabricante según norma.

- Protección direccional de sobrecorriente (67): Esta protección actúa cuando la magnitud de las corrientes supera un valor deseado de circulación en una dirección dada. Su tiempo de actuación puede ser configurado de acuerdo a una temporización.
- Protección de distancia (21): Mediante una medición de tensión y corriente del sistema, calcula la impedancia, reactancia o admitancia de la línea y actúa cuando disminuyen o aumentan sobre los límites preestablecidos. Para esta protección se definen zonas de actuación, cada una con un tiempo configurable, a la vez que se utilizan esquemas de coordinación con otras protecciones de distancia para obtener una actuación temprana.
- Protección de sobretensión (59): Esta protección actúa cuando la tensión medida supera un umbral preestablecido y su tiempo de actuación puede ser configurado de acuerdo a una temporización.
- Protección de baja tensión (27): Esta protección actúa cuando la tensión medida disminuye bajo un umbral preestablecido y su tiempo de actuación puede ser configurado de acuerdo a una temporización.
- Protección de frecuencia (81): Mide la frecuencia de una variable eléctrica y opera cuando su magnitud o la tasa de cambio de frecuencia excede o disminuye un valor preestablecido, y su tiempo de actuación puede ser configurado de acuerdo a una temporización.
- Protección de desequilibrio de corriente (46): Esta protección actúa cuando las corrientes de fase se encuentran en secuencia inversa o desequilibrada, superando un umbral preestablecido para la magnitud de sus componentes de secuencias.
- Protección de desequilibrio de tensiones (47): Esta protección actúa cuando las tensiones se encuentran en secuencia inversa o desequilibrada, superando un umbral preestablecido para la magnitud de sus componentes de secuencias.
- Protección direccional de potencia (32): Es una protección que actúa cuando la magnitud de un flujo de potencia en una dirección dada supera un valor preestablecido. Se utiliza por ejemplo para la detección de potencia inversa resultante al *motorear* un generador.

2.7. Normativa vigente

En los siguientes apartados se detallan las especificaciones normativas que deben cumplir los sistemas de protección eléctrica de los PMGD en Chile de acuerdo a la NTCO de la Comisión Nacional de Energía [5], en específico, los artículos de la norma técnica relativos a la desconexión de la generación y a las protecciones anti isla eléctrica.

2.7.1. Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) para Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

- Artículo 1-11 Definiciones

Para efectos de la aplicación de la presente NT se establecen las siguientes definiciones:

20) Operación en Isla: Estado de operación en la cual uno o más PMGD pueden abastecer un determinado número de consumos del SD en forma aislada del resto del sistema interconectado.

■ Artículo 1-4 Aplicación de otros estándares

Las exigencias tanto de diseño como de conexión, pruebas y operación de un PMGD se establecerán en conformidad con las normas vigentes y, en ausencia de disposiciones nacionales sobre tales materias, se aplicarán analógicamente, para fines interpretativos, normas internacionales emitidas por los siguientes organismos: American Society of Testing Materials / American National Standards Institute (ASTM/ANSI), International Electrotechnical Commission (IEC), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Deutsche Industrie Norm (DIN) y Verband Deutscher Elektrotechniker (VDE). Las exigencias de diseño aplicables a las Empresas Distribuidoras se realizarán conforme a la normativa nacional vigente.

■ Artículo 4-16 Protección RI

Protección RI: Protección que actúa sobre el Interruptor de acoplamiento cuando al menos un valor de operación del SD se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección.

Las medidas de protección para el PMGD, distintas a la protección RI, tales como protección contra cortocircuitos, protección contra sobrecargas y protección contra descargas eléctricas, deberán ser implementadas respetando las normas vigentes.

Todos los PMGD deberán contar con una protección RI, la que deberá estar ubicada cercana al equipo de medida o en un punto a convenir entre el titular del PMGD y la Empresa Distribuidora.

La Protección RI deberá medir en MT, exceptuándose el caso de PMGD menores a 500kW en donde se podrá utilizar un esquema de medición en BT siempre que la caída de tensión entre el Punto de Conexión a la red y la protección RI en BT sea inferior del 3 %.

Las señales para la Protección RI podrán ser obtenidas directamente de un equipo compacto de medida, siempre y cuando no se sobrepase la potencia nominal definida (burden) para el equipo de medición.

En el caso que el Interruptor de Acoplamiento fuese un equipo Reconectador, la protección RI podrá estar integrada a éste. Esta protección actuará sobre el interruptor de acoplamiento para la desconexión del PMGD del SD, cuando se presenten valores inaceptables de tensión o frecuencia, o se detecte una condición de funcionamiento en isla no intencionada.

La pérdida de comunicación entre la Protección RI y el Interruptor de Acoplamiento, deberá producir la apertura inmediata de este último. En el caso que la protección RI esté integrada al Interruptor de Acoplamiento, esta desconexión no podrá ser retrasada por ninguna otra función de control.

Las funciones de la Protección RI medirán las variaciones de tensión y frecuencia en media tensión. La medición de tensión deberá implementarse trifásicamente y la tensión

se medirá entre fases. mientras que las protecciones contra caída o subida de la frecuencia podrán ser implementadas monofásicamente. Deberá ser posible acceder a la lectura de los ajustes de la protección RI sin la necesidad de elementos adicionales.

La Empresa Distribuidora deberá verificar los ajustes de la Protección RI, sellar los equipos de protección y realizar bloqueo de acceso remoto contra eventuales modificaciones. En caso que sea posible, el control de la Protección RI quedará bajo clave digital, la cual estará en conocimiento de la Empresa Distribuidora. Además la Empresa Distribuidora será la única facultada para supervisar modificaciones a los ajustes de las protecciones, y podrá realizar auditorías aleatorias al estado de éstas, y al sello de las mismas. La Empresa Distribuidora deberá mantener un registro de cada inspección que realice, el cual podrá ser solicitado por la Superintendencia. La forma de operar de la Protección RI deberá ser garantizada por un certificado o protocolo de pruebas entregado por el fabricante. Dicho certificado será entregado por el Propietario u Operador del PMGD a la Empresa Distribuidora respectiva de acuerdo a lo señalado en el Artículo 6-1.

En el caso que la Protección RI se encuentre integrada en un equipo reconector, se podrá prescindir del sello señalado en el inciso precedente, siempre y cuando el equipo cuente con funciones de registro auditables para todos los cambios en la configuración del mismo y que la Empresa Distribuidora pueda bloquear el acceso remoto a los ajustes del reconector garantizando la imposibilidad de realizar modificaciones a éste.

■ Artículo 4-17 Funciones de protección

Las funcionalidades de protecciones eléctricas mínimas (Protección RI) que un PMGD debe implementar en el Interruptor de Acoplamiento son:

1. Subtensión (Nema 27).
2. Sobretensión (Nema 59).
3. Subfrecuencia (Nema 81U).
4. Sobrefrecuencia (Nema 81O).
5. Anti isla eléctrica.

Adicionalmente, la Instalación de Conexión deberá contar con las siguientes funciones de protecciones:

1. Sobrecorriente de Fase (Nema 50/51).
2. Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N).
3. Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N).

En caso que el PMGD cuente con un transformador elevador con conexión Y-d, no se requerirá implementar la función de Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N), siempre y cuando las fallas residuales puedan ser detectadas por las protecciones de sobrecorriente.

Los PMGD cuya potencia instalada sea inferior a $500kW$ podrán prescindir de las funciones de Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N) y Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N), a menos que la Empresa Distribuidora las requiera justificadamente.

Si el prescindir de las funciones señaladas anteriormente, conlleva a la utilización de un elemento fusible como dispositivo de acoplamiento del PMGD con la red, la factibilidad de éste deberá ser verificada por la Empresa Distribuidora para efectos de revisar la correcta coordinación de protección en relación al SD.

■ Artículo 4-28 Desconexión

El PMGD deberá separarse automáticamente de la Red de Media Tensión del SD, durante fallas en el circuito al cual está conectado.

Cuando el PMGD esté conectado a una Red de Media Tensión de un SD en el que existe reconexión, el tiempo de despeje de la protección RI deberá ser lo suficientemente breve como para garantizar que el PMGD se separe de la Red de Media Tensión durante el periodo sin tensión, antes de la reconexión.

La conexión o cierre del Interruptor de acoplamiento deberá ser impedida mientras la tensión de la Red de Media Tensión del SD se mantenga por debajo del valor de operación de la protección contra caídas de la tensión, según se especifica en el Artículo 4-32.

El PMGD deberá estar separado de la Red de Media Tensión del SD, cuando ésta sea reconectada al Sistema Interconectado.

■ Artículo 4-29 Desconexión por tensión

Si cualquiera de las tensiones entre fases medidas alcanza uno de los rangos indicados en la Tabla 2.1, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en el tiempo de despeje señalado. Se entenderá como tiempo de despeje el tiempo que transcurre entre el inicio de la condición de falla y la separación de la Red de Media Tensión del SD. Los ajustes de tensión y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Rango de tensión [$\%de V_n$]	Tiempo de despeje [segundos]
$V < 50$	1,00
$50 \leq V \leq 90$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Tabla 2.1: Tiempo de despeje según rango de tensión.

Los valores indicados en la columna Rango de tensión de la Tabla 2.1 podrán ser adaptados a valores fase-neutro, manteniendo los tiempos de despeje establecidos en la misma tabla.

■ Artículo 4-30 Desconexión por frecuencia

Cuando la frecuencia nominal del SD esté en los rangos indicados en la Tabla 2.2, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en los tiempos de despeje señalados. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Rango de frecuencia [Hz]	Tiempo de despeje [segundos]
> 51,5	0,1
51,5 a 51,0	90
51,0 a 49,0	Permanente
49,0 a 47,5	90
< 47,5	0,1

Tabla 2.2: Tiempo de despeje según rango de frecuencia.

En caso de presentarse una Operación en Isla de manera involuntaria debido a una falla en el SD, la Instalación de Conexión del PMGD deberá detectar la situación y desconectarse de la Red de Media Tensión del SD en un tiempo máximo de 2 segundos.

Las protecciones anti isla eléctrica podrán ser del tipo ROCOF, Vector Shift u otro, y su diseño y configuración deberá realizarse en conformidad con lo establecido en el Artículo 1-4. El sistema de protección anti isla eléctrica deberá contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.

En caso que la Unidad Generadora cuente con protecciones anti isla activas integradas, éstas deben ser implementadas y habilitadas obligatoriamente, independientemente de las protecciones ubicadas en la Instalación de Conexión.

■ Artículo 4-36 Operación en isla

En las Instalaciones Compartidas, el PMGD podrá abastecer el consumo del respectivo cliente, siempre que dichas instalaciones permanezcan aisladas del SD, para lo cual, deberán implementar un esquema de protecciones que garantice que no se inyectará energía a la red mientras ésta permanezca desenergizada. La Empresa Distribuidora puede convenir con el propietario u Operador del PMGD una Operación en Isla del PMGD, bajo condiciones de interrupciones de suministro programados, acordadas, coordinadas y/o estudiadas por la empresa correspondiente. Para ello, el propietario u Operador del PMGD y la empresa respectiva deberán suscribir un acuerdo de operación en el que se aseguren condiciones apropiadas de calidad de suministro a usuarios y la suficiente seguridad de operación al PMGD.

■ Artículo 5-5 Formación de isla eléctrica

La prueba de formación fortuita de isla eléctrica deberá verificar que se cumple con lo establecido en el Artículo 4-30 de la presente NT, cualquiera sea el método usado para detectar aislamiento. Esta exigencia podrá ser acreditada mediante la presentación de certificados emitidos en conformidad con las normas IEEE 1547 o VDE 0126-1-1 u otra normativa equivalente.

2.7.2. Estándar IEEE 1547-2018 para la Interconexión e Interoperabilidad de Recursos Energéticos Distribuidos con Interfaces de Sistemas Eléctricos de Potencia asociados.

■ Cláusula 8.1 Formación de isla no intencional

Para una operación en isla eléctrica no intencional, en la cual, la generación distribuida energiza una porción del área del sistema eléctrico de potencia a través del punto común de conexión, la generación distribuida debe detectar la formación de isla eléctrica, cesar el suministro de energía al área, y enviar la señal de trip dentro de 2 segundos desde que se formó la isla eléctrica. Sólo en caso de mutuo acuerdo entre el operador del área y el operador de la generación distribuida, el tiempo de despeje puede ser extendido hasta un máximo de 5 segundos.

Capítulo 3

Estado del Arte

En la actualidad existen diversos métodos para detección de isla eléctrica y líneas investigativas que se han seguido para la implementación de nuevos métodos, los cuales pueden ser clasificados entre modernos o clásicos, y estos se subdividen a su vez en métodos locales/remotos e inteligentes/procesamiento de señales [8]:

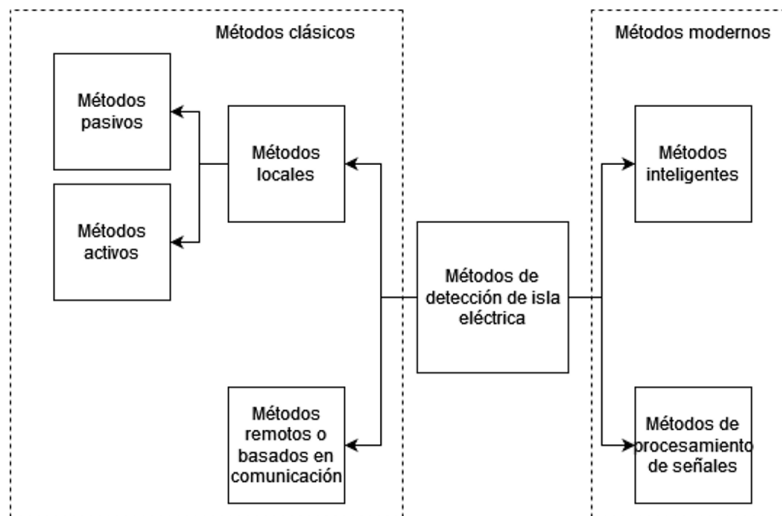


Figura 3.1: Métodos de detección de isla eléctrica.

3.1. Métodos de detección de isla locales

Los métodos de detección de isla locales se caracterizan por monitorear variables eléctricas asociadas al comportamiento dinámico del sistema desde el lado de generación de la red, las que suelen ser variables de tensión y frecuencia. En esta clasificación, se encuentran los métodos pasivos y activos. Los métodos pasivos realizan el cálculo de parámetros a partir de las mediciones de variables eléctricas, y, de acuerdo a su algoritmo, son capaces de identificar la formación de isla eléctrica cuando estos parámetros se salen de los límites propuestos para una operación normal. Algunos ejemplos de métodos de detección de isla pasivos más comunes son los esquemas de sobre/baja frecuencia y sobre/baja tensión (Over/Under Voltage or Frequency OUV/F) [9], o también los de tasa de cambio

de potencia o frecuencia (ROCOP/F) [10]. Por otra parte, los métodos activos inyectan una señal eléctrica a la red local, la cual no interviene en la operación normal del sistema, y cuya función es amplificar la variable de medición en caso de formación de isla eléctrica. Un ejemplo de método de detección activo es el de inyección de corriente con retroalimentación positiva presentado en [11].

3.1.1. Método de detección de isla eléctrica de tipo ROCOAP-ROCORP

En [10] se propone un método para la detección de isla pasivo, basado en la tasa de cambio de las componentes de potencia activa (ROCOAP) y reactiva (ROCORP), las cuales son procesadas por el algoritmo propuesto en la figura 3.2. Si ambos valores exceden el umbral propuesto, se envía una señal de isla eléctrica al controlador, es decir, una señal de trip al interruptor del sistema.

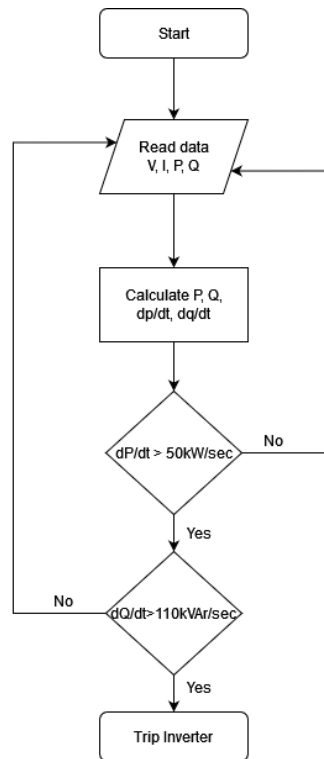


Figura 3.2: Algoritmo propuesto en [10] para la detección de isla eléctrica.

El algoritmo propuesto en [10] sigue un proceso sencillo de toma de decisiones como se describe a continuación: primero se obtienen mediciones de variables eléctricas de tensión, corriente, potencia activa y reactiva, luego, se calculan las tasas de cambio de cada potencia respectivamente. En el siguiente paso, se compara el valor de la tasa de cambio de potencia activa contra un valor umbral definido y ajustado según las características del sistema de potencia y sus componentes; si la tasa de cambio no supera el valor umbral, el proceso se reinicia de forma iterativa. Si la tasa de cambio de potencia activa supera el valor umbral, se procede a evaluar la tasa de cambio de potencia reactiva, y de esta forma, si este parámetro no supera el valor umbral, el proceso se reinicia nuevamente. Finalmente, si se cumplen ambas condiciones del algoritmo, y tanto la tasa de potencia activa como

reactiva superan los valores umbrales definidos por el usuario, se envía una señal de alerta de formación de isla eléctrica.

En [10] no se especifica los detalles para establecer los límites en las tasas de cambio de potencia activa y reactiva, sin embargo, los valores umbrales utilizados para comparar las tasas de cambio de potencia deben ser ajustados teniendo en cuenta el comportamiento y operación nominal del sistema donde se implementa el esquema de protección, en otras palabras, se debe establecer el límite de lo que corresponde a una variación normal de la potencia en un sistema estable e interconectado con una red infinita, versus una operación en isla, donde la demanda de energía está determinada por los consumos locales al momento de la desconexión.

Para poner a prueba el método propuesto en [10], los autores de la investigación simulaban un sistema eléctrico compuesto por generación distribuida solar, conectada a un convertidor de tipo boost DC/DC controlado bajo esquema MPPT, y a su vez conectado a un inversor trifásico. En este punto de acoplamiento (PCC) se conecta una carga del tipo RLC que modela el consumo local del sistema y también se conecta el interruptor trifásico que aísla al sistema de la red principal.

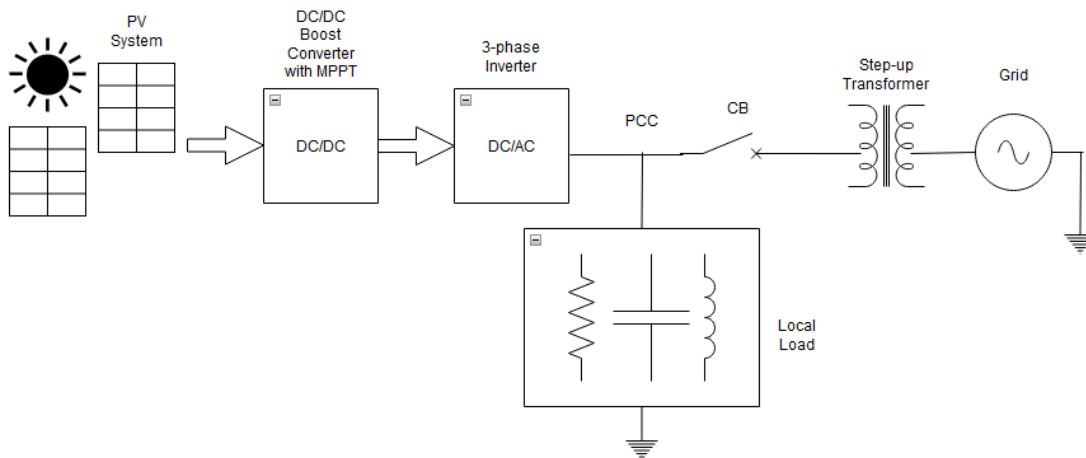


Figura 3.3: Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [10].

En [10], los detalles del sistema eléctrico son entregados mediante la Tabla 3.1:

Parámetro	Valor
Pv Array Rated Power Output	100kW
Quality factor	2,5
Filter Resistance	1,2 ohms
Filter inductance	100 mh
Grid voltage	120kV
Transformer Rating	0,4/120kV
Transformer Power Rating	2500 kVA
Frequency	50 Hz

Tabla 3.1: Parámetros de simulación del sistema de prueba en [10].

A continuación, se muestran los resultados de realizar una desconexión intempestiva

de la red en las gráficas de potencia activa y reactiva, formando una isla eléctrica. Cabe destacar que este primer ensayo no corresponde a uno de los casos de estudio que se detallarán más adelante, y se entiende que los autores entregan esta información a priori con el fin de comprobar en primera instancia, que efectivamente existe una perturbación significativa en las potencias activas y reactivas en la generación al desconectarse de la red principal, lo que busca justificar la investigación de un método de detección de isla eléctrica mediante la medición de estas variables de forma experimental.

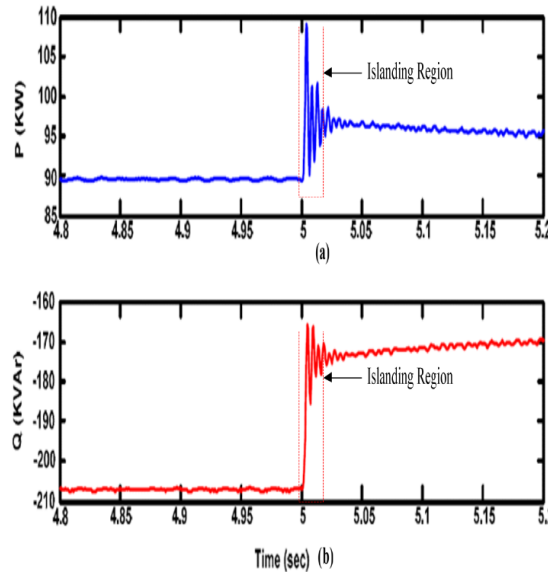


Figura 3.4: Potencia activa y reactiva en la carga al momento de la prueba para [10].

En la figura 3.4, se indica con una flecha la perturbación en las potencias activa y reactiva de la generación ocurridas en el instante posterior a la desconexión de la red principal, que ocurre a los 5 segundos de la simulación realizada en el estudio.

Los autores de esta investigación, propusieron cuatro casos para poner a prueba la detección de isla eléctrica en el sistema eléctrico simulado: condición de carga 1 (100kW y 180kVAr), condición de carga 2 (200kW y 290kVAr), encendido de banco de capacitores y arranque de motor de inducción. Los primeros dos escenarios evaluados corresponden a variaciones en el consumo de las cargas locales del sistema en el momento de la desconexión de la red principal, mientras que los demás escenarios buscan evaluar la capacidad del algoritmo de distinguir entre una operación en isla real y una perturbación del sistema.

A continuación se muestran los resultados del primer caso de estudio, donde la potencia requerida por la carga local al momento de la desconexión es de 100kW y 180kVAr. En la figura 3.5 se muestra la tasa de cambio de las variables de potencia activa y reactiva. Se puede observar que la tasa de cambio en las potencias activa y reactiva de la generación se mantienen estables y cercanas a cero durante una operación normal, y luego, en el momento de la desconexión a los 5 segundos, crecen abruptamente. Primero, la tasa de cambio de la potencia activa crece alcanzando valores sobre los 60kW/seg en un tiempo $t = 5,007seg$, lo cual supera los 50kW/seg definidos en el algoritmo. Una vez comprobado este valor, según el algoritmo se procede a evaluar la tasa de cambio de la potencia reactiva, la cual crece sobre los 120kVAr/seg en un tiempo $t = 5,01seg$, superando también los 110kVAr/seg.

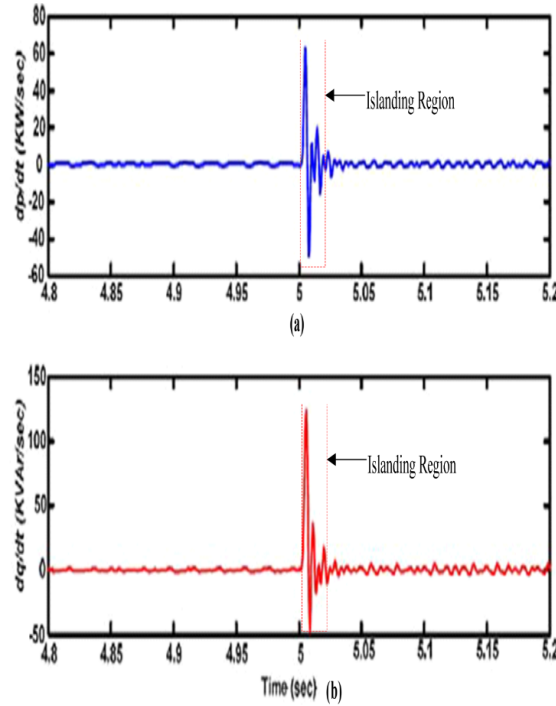


Figura 3.5: Resultado obtenido para el caso 1 en metodo propuesto de ROCOAP y RO-CORP en [10].

Con esto, siguiendo los pasos descritos en el algoritmo propuesto, se comparan los valores alcanzados por las tasas de cambio en potencia activa y reactiva con los umbrales definidos anteriormente por el usuario en $50kW/sec$ y $110kVAr/sec$ respectivamente, por lo que se logra verificar una condición de isla eléctrica formada, y con esto se enviaría una señal de trip al interruptor del sistema en el tiempo $t = 5,01seg$. Es así como el algoritmo fue capaz de detectar la formación de isla eléctrica mediante la medición de las tasas de cambio de potencia activa y reactiva para el caso 1.

En el caso 2, la potencia requerida por la carga local al momento de la desconexión es de $200kW$ y $290kVAr$. En la figura 3.6 se muestra la tasa de cambio de las variables de potencia activa y reactiva. Se puede observar que la tasa de cambio en las potencias activa y reactiva de la generación se mantienen estables y cercanas a cero durante una operación normal, y luego, en el momento de la desconexión a los 5 segundos, decrecen abruptamente. Primero, la tasa de cambio de la potencia activa alcanza un valor bajo los $-150kW/sec$ en un tiempo $t = 5,005seg$, lo cual supera los $50kW/sec$ definidos en el algoritmo. Una vez comprobado este valor, según el algoritmo se procede a evaluar la tasa de cambio de la potencia reactiva, la cual disminuye bajo los $-300kVAr/sec$ en el mismo instante de tiempo, superando los $110kVAr/sec$.

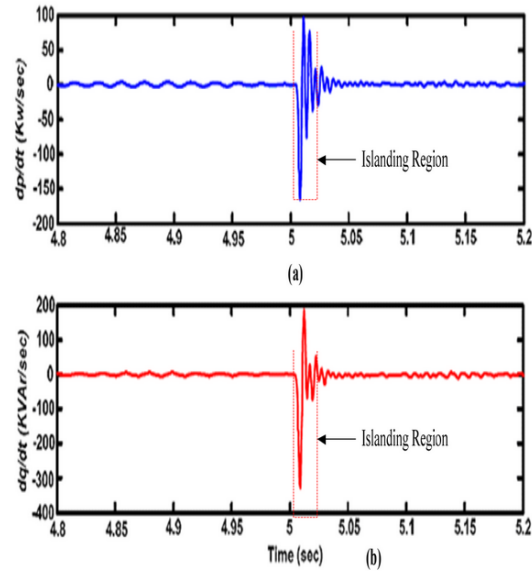


Figura 3.6: Resultado obtenido para el caso 2 en método propuesto de ROCOP y ROCORP en [10].

Luego, siguiendo los pasos descritos en el algoritmo propuesto, se comparan los valores alcanzados por las tasas de cambio en potencia activa y reactiva con los umbrales definidos anteriormente por el usuario en $50kW/sec$ y $110kVAr/sec$ respectivamente, por lo que se logra verificar una condición de isla eléctrica formada, y con esto se enviaría una señal de trip al interruptor del sistema en el tiempo $t = 5,005seg$. Con esto, se concluye que el algoritmo fue capaz de detectar la formación de isla eléctrica mediante la medición de las tasas de cambio de potencia activa y reactiva para el caso 2.

En el caso 3, con tal de comprobar si el algoritmo propuesto está funcionando de forma correcta o no, los autores proponen realizar la conexión de un banco de capacitores sin la desconexión de la red principal, es decir, sin la formación de una isla eléctrica, en el tiempo $t = 5seg$. De esta forma, se muestra en la figura 3.7 la tasa de cambio de las variables de potencia activa y reactiva. Se puede observar que la tasa de cambio en las potencias activa y reactiva de la generación se mantienen estables y cercanas a cero durante una operación normal, y luego, en el momento de la conexión del banco de capacitores a los 5 segundos, oscilan abruptamente.

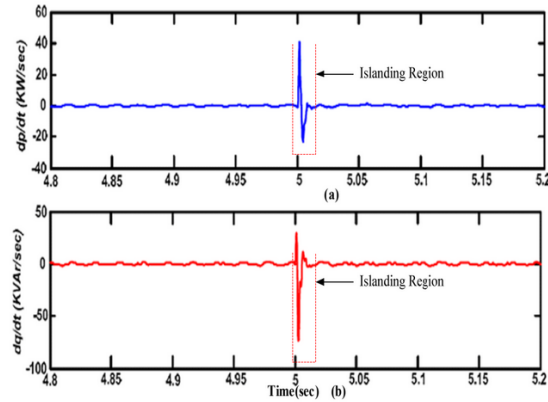


Figura 3.7: Resultado obtenido para el caso 3 en método propuesto de ROCOAP y ROCORP en [10].

En este caso, siguiendo los pasos descritos en el algoritmo propuesto, se comparan los valores alcanzados por las tasas de cambio en potencia activa y reactiva con los umbrales definidos anteriormente por el usuario en $50kW/sec$ y $110kVar/sec$ respectivamente, sin embargo, se observa que la tasa de cambio de potencias no superan los valores umbrales y por tanto el algoritmo no procede hacia la siguiente etapa. Con esto, el algoritmo concluye que no ocurrió la formación de isla eléctrica mediante la medición de las tasas de cambio de potencia activa y reactiva, y por lo tanto, no envía una señal de trip, lo que corresponde a una actuación correcta para el caso estudiado.

En el caso 4, nuevamente se propone un escenario que busca comprobar si el algoritmo está funcionando de forma correcta o no, para lo cual, los autores proponen la conexión de un motor de inducción representado por una carga de potencia $50KW$ y $80KVar$, la que se conecta en el tiempo $t = 3seg$. De esta forma, se muestra en la figura 3.8 la tasa de cambio de las variables de potencia activa y reactiva. Se puede observar que la tasa de cambio en las potencias activa y reactiva de la generación se mantienen estables y cercanas a cero durante una operación normal, y luego, en el momento de la conexión del motor de inducción a los 3 segundos, oscilan abruptamente.

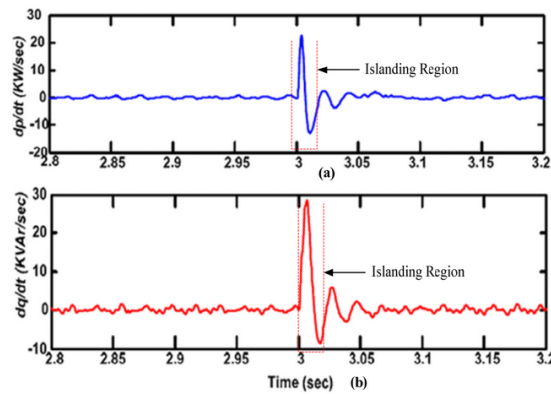


Figura 3.8: Resultado obtenido para el caso 4 en método propuesto de ROCOAP y ROCORP en [10].

Finalmente, siguiendo los pasos descritos en el algoritmo propuesto, se comparan los

valores alcanzados por las tasas de cambio en potencia activa y reactiva con los umbrales definidos anteriormente por el usuario en $50kW/sec$ y $110kVar/sec$ respectivamente, sin embargo, se observa que la tasa de cambio de potencias no superan los valores umbrales y por tanto el algoritmo no procede hacia la siguiente etapa. Con esto, el algoritmo concluye que no ocurrió la formación de isla eléctrica mediante la medición de las tasas de cambio de potencia activa y reactiva, y por lo tanto, no envía una señal de trip, lo que corresponde a una actuación correcta para el caso estudiado.

3.1.2. Método de detección de isla eléctrica de tipo ROCOPV

En [12] se propone un método para la detección de isla eléctrica basado en la medición de la tasa de cambio de la tensión de secuencia positiva o ROCOPV en los terminales de la generación distribuida. El método propuesto funciona bajo un algoritmo de las mismas características que [10], donde la lectura de datos se utiliza para calcular el parámetro de interés, y luego éste es contrastado a un valor umbral que determina la formación de isla eléctrica. En la figura 3.9 se puede ver el diagrama de flujo del algoritmo propuesto.

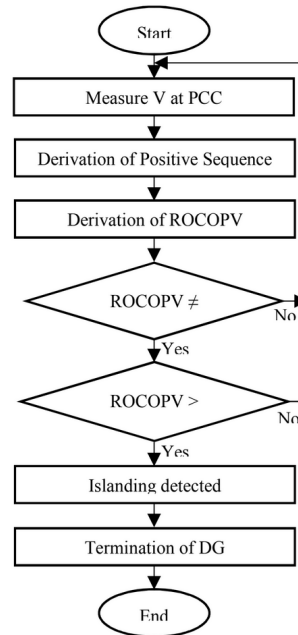


Figura 3.9: Algoritmo propuesto en [12] para la detección de isla eléctrica.

El algoritmo descrito en la figura 3.9 sigue los pasos de la siguiente manera: primero se realiza una medición de la tensión en el punto de conexión o acoplamiento, luego se calcula la tensión de secuencia positiva mediante la transformación de componentes simétricas, luego se calcula la tasa de cambio de la tensión de secuencia positiva en el tiempo, finalmente se compara esta tasa de cambio con un valor umbral definido por el usuario, si este valor es superado, se concluye que ocurrió un evento de formación de isla eléctrica y se envía la señal correspondiente a las protecciones.

El sistema eléctrico propuesto para el estudio de este algoritmo comparte la misma topología dispuesta anteriormente, donde el sistema o red principal se encuentra separado por un interruptor trifásico de la generación distribuida y carga. En esta investigación,

los autores optaron por modelar una red de distribución eléctrica que utiliza generadores sincrónicos para simular la generación distribuida, cuyos parámetros fueron determinados basándose en la estructura típica de la red eléctrica en Malasia [12].

Las especificaciones de la red eléctrica son entregadas en la Tabla 3.2:

Resources	Attributes	Parameters
Utility	Voltage	33 kV
	Frequency	50 Hz
DG	Rated RMS Voltage	0,2396 kV
	Base Angular Frequency	314,16 rad/s
Transformer (after utility)	Capacity Rating	10 MVA
	Frequency	50 Hz
	Winding 1 RMS Voltage	33 kV
	Winding 2 RMS Voltage	11 kV
Transformer (after DG)	Capacity Rating	3 MVA
	Frequency	50 Hz
	Winding 1 RMS Voltage	0,415 kV
	Winding 2 RMS Voltage	11 kV

Tabla 3.2: Parámetros de simulación del sistema de prueba en [12].

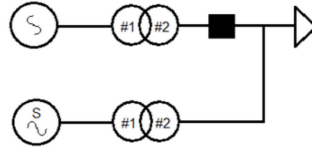


Figura 3.10: Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [12].

Para poner a prueba el método propuesto, los autores definieron tres casos de estudio para ser simulados, donde la potencia requerida por la carga local en el lado de generación distribuida es menor, mayor e igual a la potencia suministrada por la generación en el instante de la formación de isla eléctrica, obteniéndose los resultados que se verán en las siguientes figuras. De forma similar al algoritmo analizado en [10], los autores de la investigación definieron un umbral para la acción del control en $0,01 \text{ P.U./seg}$, es decir, si la tasa de cambio de la tensión de secuencia positiva en el tiempo supera este valor, se enviará la señal de trip alertando la formación de isla eléctrica al esquema de protección correspondiente. El tiempo en que ocurre la desconexión de la red corresponde a $t = 2 \text{ seg}$.

El caso 1 propuesto por los autores de esta investigación corresponde a lo siguiente: la potencia de la generación distribuida al momento de la desconexión es menor a la potencia requerida por las cargas locales, lo cual se evalúa en tres instancias, como se ve en la figura 3.11, con un déficit de potencia de 30 %, 50 % y 70 % respectivamente.

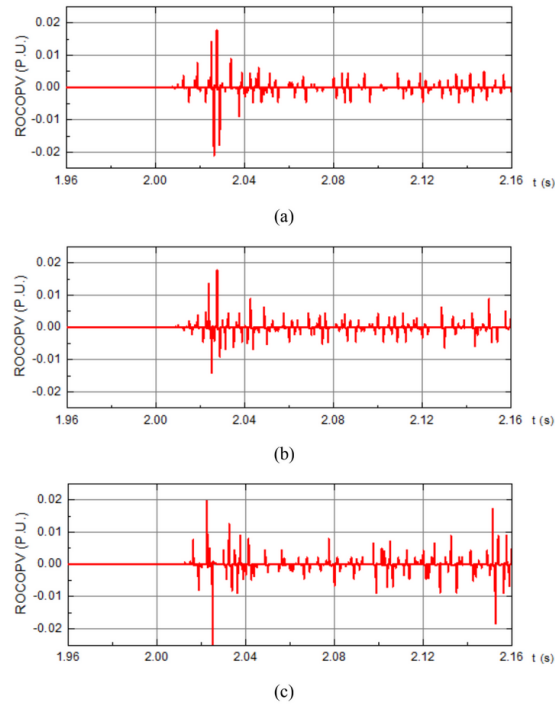


Figura 3.11: Resultados obtenidos en el caso 1 para el método propuesto de ROCOPV en [12].

De acuerdo con la figura 3.11, utilizar tres niveles distintos de déficit de potencia no entregan una diferencia sustancial en la operación del algoritmo, por lo que se puede inferir que no influyen en el resultado entregado. Además de esto, el algoritmo propuesto fue capaz de detectar exitosamente la operación en isla eléctrica en las tres instancias, ya que la tasa de cambio de la tensión de secuencia positiva en el tiempo superó el umbral de $0,01 \text{ P.U./seg}$ definido por los autores de la investigación dentro de un tiempo igual o menor a $0,05 \text{ seg}$.

El caso 2 propuesto por los autores de esta investigación corresponde a lo siguiente: la potencia de la generación distribuida al momento de la desconexión es mayor a la potencia requerida por las cargas locales, lo cual se evalúa en tres instancias, como se ve en la figura 3.12, con un excedente de potencia de 30 %, 50 % y 70 % respectivamente.

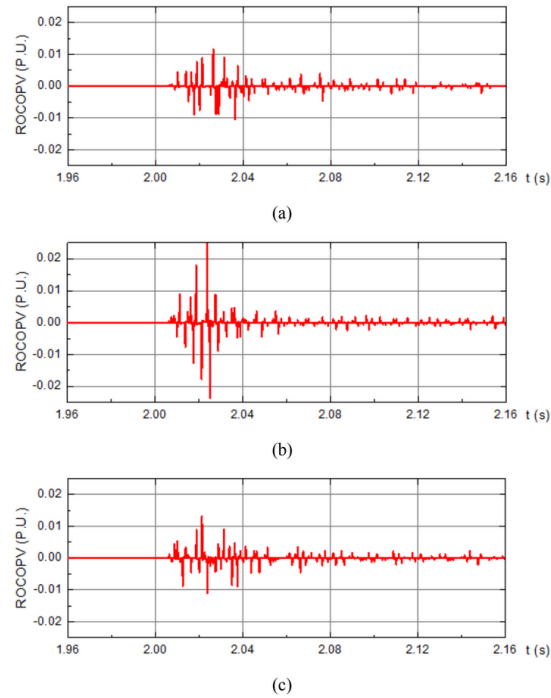


Figura 3.12: Resultados obtenidos en el caso 2 para el método propuesto de ROCOPV en [12].

En la figura 3.12, no se observa una relación directa entre la potencia excedente y la actuación del algoritmo para detectar la formación de una isla eléctrica, pero si se puede ver que la primera instancia apenas supera levemente el valor umbral propuesto, a diferencia de las otras dos. Por otra parte, el algoritmo propuesto nuevamente fue capaz de detectar de manera exitosa la operación en isla eléctrica en las tres instancias, ya que la tasa de cambio de la tensión de secuencia positiva en el tiempo superó el umbral de $0,01 \text{ P.U./seg}$ definido por los autores de la investigación dentro de un tiempo igual o menor a $0,05 \text{ seg}$, al igual que el caso anterior.

El caso 3 propuesto por los autores de esta investigación corresponde a lo siguiente: la potencia de la generación distribuida al momento de la desconexión es igual a la potencia requerida por las cargas locales.

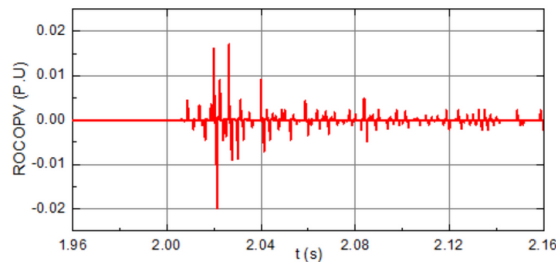


Figura 3.13: Resultados obtenidos en el caso 3 para el método propuesto de ROCOPV en [12].

De acuerdo con la figura 3.13, el algoritmo propuesto fue capaz de detectar exitosamen-

te la formación de isla eléctrica ya que la tasa de cambio de la tensión de secuencia positiva en el tiempo superó el umbral de $0,01 \text{ P.U./seg}$ definido por los autores de la investigación dentro de un tiempo igual o menor a $0,05 \text{ seg}$, al igual que en los casos anteriores.

Con esto se puede concluir que el algoritmo fue eficiente para la detección de isla eléctrica en los casos donde se realiza la desconexión de la red principal, tanto en instancias de potencia balanceada como no balanceada al momento de la desconexión, y sin zona de no-detección o NDZ. Sin embargo, no fueron evaluados escenarios sin formación de isla eléctrica y por tanto no se puede asegurar que el método propuesto no entregue un resultado falso positivo ante una perturbación de otro tipo.

3.1.3. Método de detección de isla eléctrica según análisis de ripple de tensión

En [13] se propone un método para la detección de isla eléctrica basado en el análisis del ripple de tensión en los terminales de la generación distribuida. El principio del método propuesto se origina en la observación de la variación de voltaje en el punto de conexión o PCC utilizando técnicas de análisis espectral en el dominio del tiempo. La potencia de salida de la generación distribuida muestra pequeñas fluctuaciones bajo una condición estacionaria dado el alto ciclo de trabajo de los inversores en el sistema, los tiempos muertos y la fluctuación en la tensión del enlace DC. Cuando la generación distribuida se encuentra conectada a la red, las fluctuaciones en la potencia de salida son mínimas, ya que la red representa un camino de baja impedancia, y a la vez, la tensión en el punto de conexión es estable durante una operación normal. Sin embargo, al momento de la desconexión y formación de una isla eléctrica, la generación distribuida queda desconectada de la red principal y sus inversores son incapaces de mantener estable la tensión en el punto de conexión, incrementando las variaciones instantáneas de tensión.

Asimismo, se puede observar en la figura 3.14 el comportamiento de la tensión en el punto de conexión cuando se desconecta el sistema de la red principal formando una isla eléctrica, donde se puede apreciar que la tensión es estable y libre de ripple mientras el sistema se encuentra conectado a la red principal, sin embargo, luego de la desconexión en el instante $t = 1 \text{ seg}$, se produce una fluctuación o ripple mantenido en el tiempo. De forma similar, se puede observar que cuando ocurre una falla eléctrica en el lado de la red mientras el sistema se encuentra conectado, la tensión en el punto de conexión experimenta una variación momentánea. Teniendo esto en cuenta, los autores de esta investigación desarrollaron un método de detección de isla eléctrica que busca diferenciar la señal de tensión durante una formación de isla eléctrica de una condición de falla que no originó la desconexión de la red.

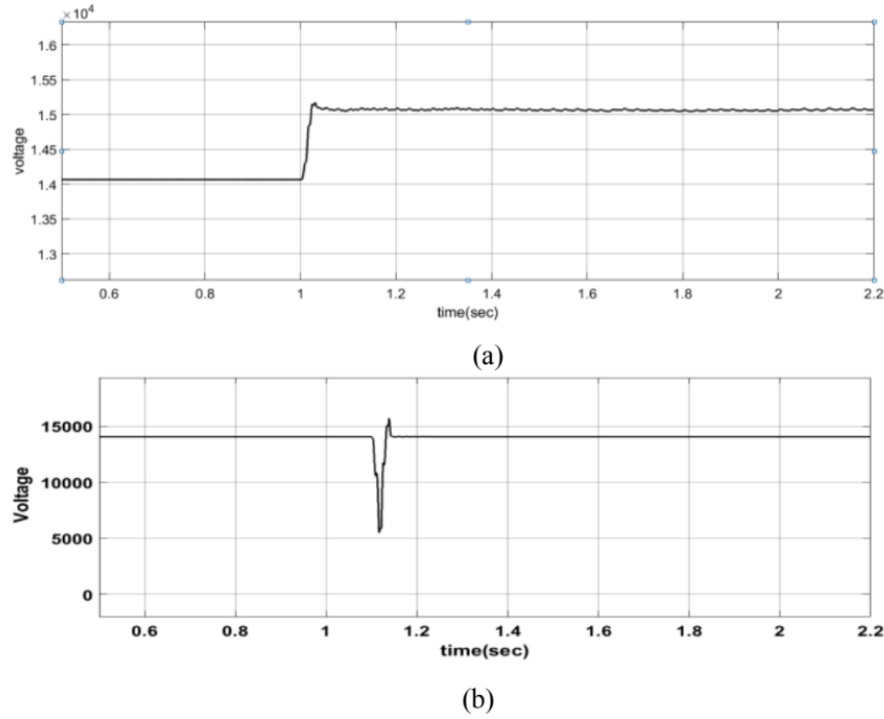


Figura 3.14: Amplitud RMS de la tensión en el punto de conexión en [13] para (a) isla eléctrica (b) falla trifásica en el lado de la red.

El método propuesto realiza un tratamiento simple de la señal de tensión con tal de obtener una señal que permita identificar la formación de isla eléctrica. Las operaciones que se aplican a la señal de tensión RMS en el punto de conexión corresponden en primera instancia a un filtro comb o peine y un filtro de valor medio, que buscan reducir el ruido y remover las señales armónicas sobre una frecuencia de 60 Hz. Luego, la señal pasa por un bloque derivativo, que busca filtrar y amplificar el ripple de la señal. Nuevamente, la señal filtrada pasa por un filtro comb para suprimir el ruido y su valor RMS pasa por un filtro de valor medio para suavizar la señal de salida.

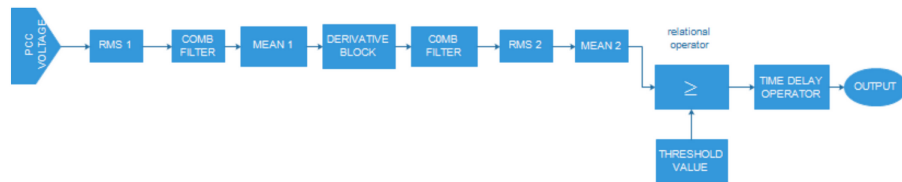


Figura 3.15: Algoritmo propuesto en [13] para la detección de isla eléctrica.

De esta forma, se obtiene la señal de detección de isla eléctrica o IDS, la que se muestra en la figura 3.16.

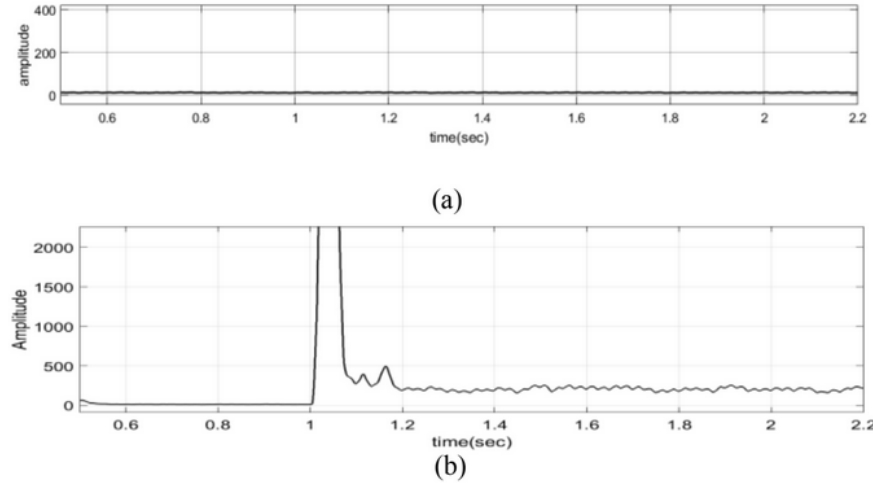


Figura 3.16: Señal de detección de isla eléctrica propuesta en [13] para (a) operación normal (b) formación de isla eléctrica.

En la figura 3.16 se observa el resultado preliminar obtenido por los autores de la investigación al medir la señal de detección de isla eléctrica en (a) operación normal y en (b) formación de isla eléctrica, la cual muestra una perturbación que se sale del rango en la gráfica. De esta forma, los autores de la investigación proponen establecer dos parámetros que ayuden a determinar la formación de una isla eléctrica: primero, un valor límite para la magnitud de la señal de detección, y segundo, un umbral de tiempo, es decir, si la señal de detección de isla mantiene una magnitud superior a este valor durante todo el umbral de tiempo, se confirma la formación de isla eléctrica y se envía una señal de trip a la protección correspondiente. La implementación de este elemento se puede ver como un bloque operador delay al final del diagrama de bloques de la figura 3.15. Luego, tras analizar experimentalmente varios casos, los autores de la investigación determinaron fijar los valores umbrales en $40V/seg$ y un tiempo de $150ms$.

Para el análisis del método propuesto, los autores de la investigación establecieron el sistema eléctrico descrito en la figura 3.17. La topología del sistema se compone principalmente de generación distribuida fotovoltaica en un arreglo de $250kW$, considerando una irradiancia en los paneles de $1000W/m^2$ a una temperatura de $45C$. Luego, se utilizó un puente inversor de IGBT de tres niveles con esquema de control MPPT, un filtro RL, compensación de factor de potencia y un transformador de media tensión, además de la carga modelada como RLC, luego conectado a un sistema de potencia mediante un interruptor trifásico.

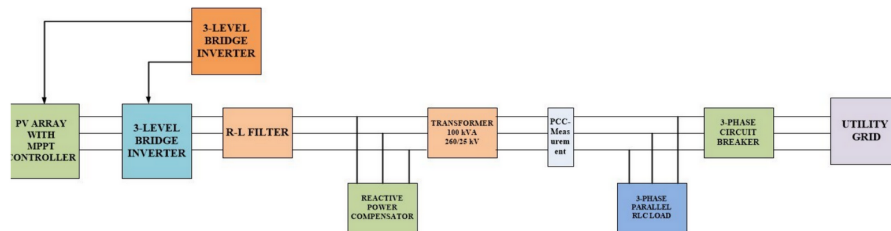


Figura 3.17: Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [13].

Los autores de esta investigación propusieron los siguientes casos para evaluar el desempeño del método de detección de isla eléctrica: isla eléctrica con potencia activa igual al consumo local, isla eléctrica con potencia activa menor al consumo local, isla eléctrica con potencia reactiva menor al consumo local, falla trifásica y conexión de un banco capacitivo.

El caso 1 propuesto corresponde a una desconexión de la red principal y formación de isla eléctrica cuando no existe intercambio de potencia entre la red de distribución y la red principal, es decir, toda la potencia de los consumos locales era suministrada por la generación distribuida.

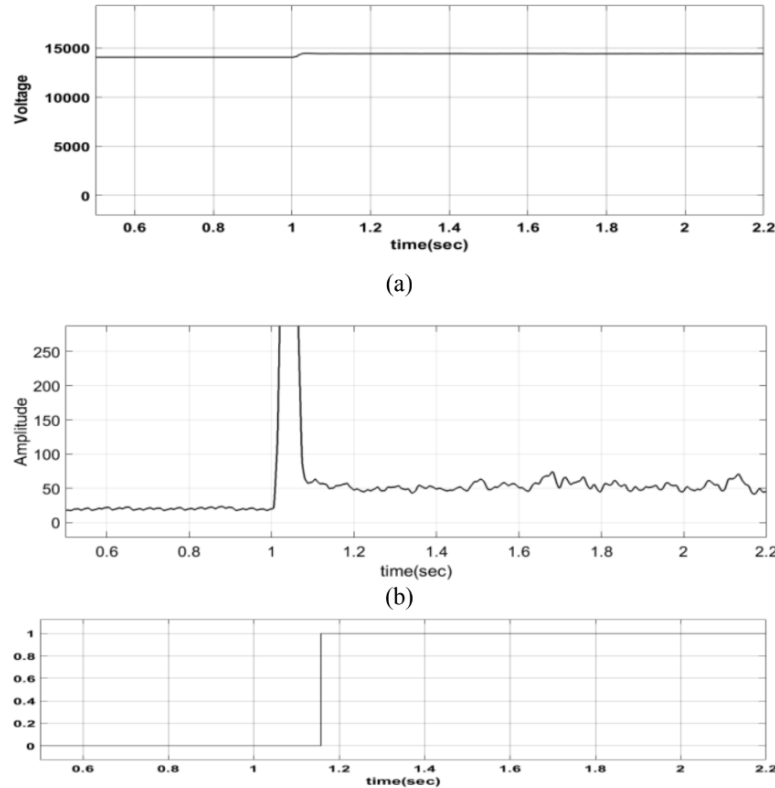


Figura 3.18: Resultados obtenidos en el caso 1 para el método propuesto de ROCOPV en [13].(a) Tensión RMS en el PCC (b) Forma de onda de señal procesada por el método (c) Señal de trigger de isla eléctrica.

En la figura 3.18 se pueden ver los resultados obtenidos en el caso 1. En la primera gráfica se observa la variación que tuvo la tensión en el momento en que se forma la isla eléctrica, mientras que la segunda gráfica corresponde a un acercamiento a la señal obtenida del algoritmo propuesto en [13]. Por último, la tercera gráfica entrega como resultado la señal de trip que envía el bloque comparador del algoritmo. Aquí se observa que el método propuesto fue capaz de identificar correctamente la formación de isla eléctrica en un tiempo $t = 1,15\text{seg}$.

El caso 2 propuesto corresponde a una desconexión de la red principal y formación de isla eléctrica cuando existe un déficit de potencia de 50kW entre la red de distribución y la red principal, es decir, parte la potencia de los consumos locales era suministrada por la red, y ahora sólo será suministrada por la generación distribuida.

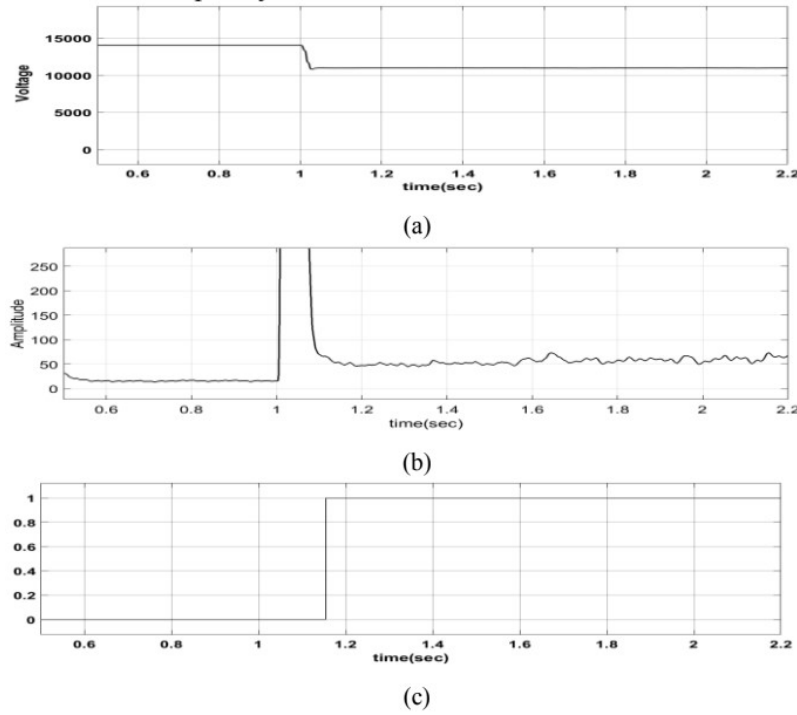


Figura 3.19: Resultados obtenidos en el caso 2 para el método propuesto de ROCOVP en [13].(a) Tensión RMS en el PCC (b) Forma de onda de señal procesada por el método (c) Señal de trigger de isla eléctrica.

En la figura 3.19 se pueden ver los resultados obtenidos en el caso 2. En la primera gráfica se observa la variación que tuvo la tensión en el momento en que se forma la isla eléctrica, donde se ve una disminución de su magnitud, dado que la generación distribuida no es suficiente para suministrar la potencia de las cargas locales. Luego, la segunda gráfica corresponde a un acercamiento a la señal obtenida del algoritmo propuesto en [13]. Por último, la tercera gráfica entrega como resultado la señal de trip que envía el bloque comparador del algoritmo. Aquí se observa que el método propuesto fue capaz de identificar correctamente la formación de isla eléctrica en un tiempo $t = 1,15\text{seg}$.

El caso 3 propuesto corresponde a una desconexión de la red principal y formación de isla eléctrica cuando no existe intercambio de potencia entre la red de distribución y la red principal, sin embargo la potencia reactiva requerida por la carga varía en un 1,5 % de la potencia reactiva disponible por la generación distribuida.

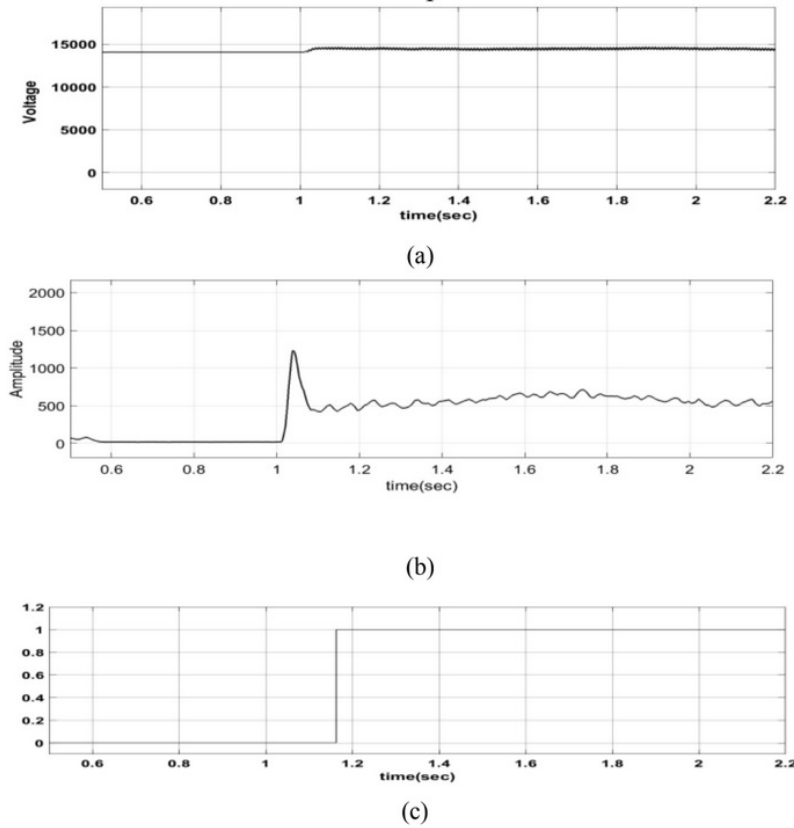


Figura 3.20: Resultados obtenidos en el caso 3 para el método propuesto de ROCOVP en [13].(a) Tensión RMS en el PCC (b) Forma de onda de señal procesada por el método (c) Señal de trigger de isla eléctrica.

En la figura 3.20 se pueden ver los resultados obtenidos en el caso 3. En la primera gráfica se observa la variación que tuvo la tensión en el momento en que se forma la isla eléctrica, y el ripple de la señal se encuentra más marcado que para el caso 2. Luego, la segunda gráfica corresponde a un acercamiento a la señal obtenida del algoritmo propuesto en [13] que repite el comportamiento descrito para la señal de la primera gráfica. Por último, la tercera gráfica entrega como resultado la señal de trip que envía el bloque comparador del algoritmo. Aquí se observa que el método propuesto fue capaz de identificar correctamente la formación de isla eléctrica en un tiempo $t = 1,15\text{seg}$.

El caso 4 propuesto corresponde un evento sin desconexión de la red principal y sin formación de isla eléctrica, dado por una falla trifásica simulada en el lado de la red principal ocurrida en el instante $t = 1,1\text{seg}$ y que dura un total de 20ms .

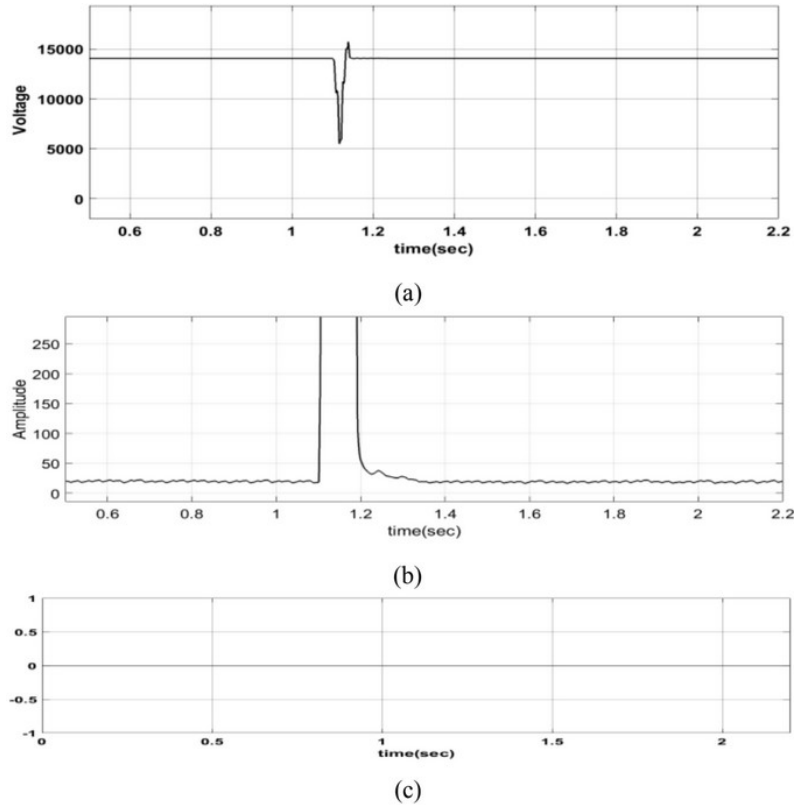


Figura 3.21: Resultados obtenidos en el caso 4 para el método propuesto de ROCOPV en [13].(a) Tensión RMS en el PCC (b) Forma de onda de señal procesada por el método (c) Señal de trigger de isla eléctrica.

En la figura 3.21 se pueden ver los resultados obtenidos en el caso 4. En la primera gráfica se observa la variación que tuvo la tensión en el momento que ocurre la perturbación, la cual vuelve a la normalidad una vez despejada la falla. La segunda gráfica corresponde a un acercamiento a la señal, la cual alcanza su valor máximo durante 0,12seg. Por último, la tercera gráfica entrega como resultado la señal de trip que envía el bloque comparador del algoritmo. Aquí se observa que el método propuesto no envió una señal de trip, ya que el tiempo en que la señal superó el umbral fue menor a 0,15seg, por lo tanto el algoritmo concluye que no ocurrió isla eléctrica.

El caso 5 propuesto corresponde a la conexión de un banco de capacitores de $3000kVAr$ en el instante $t = 1seg$ sin formación de isla eléctrica.

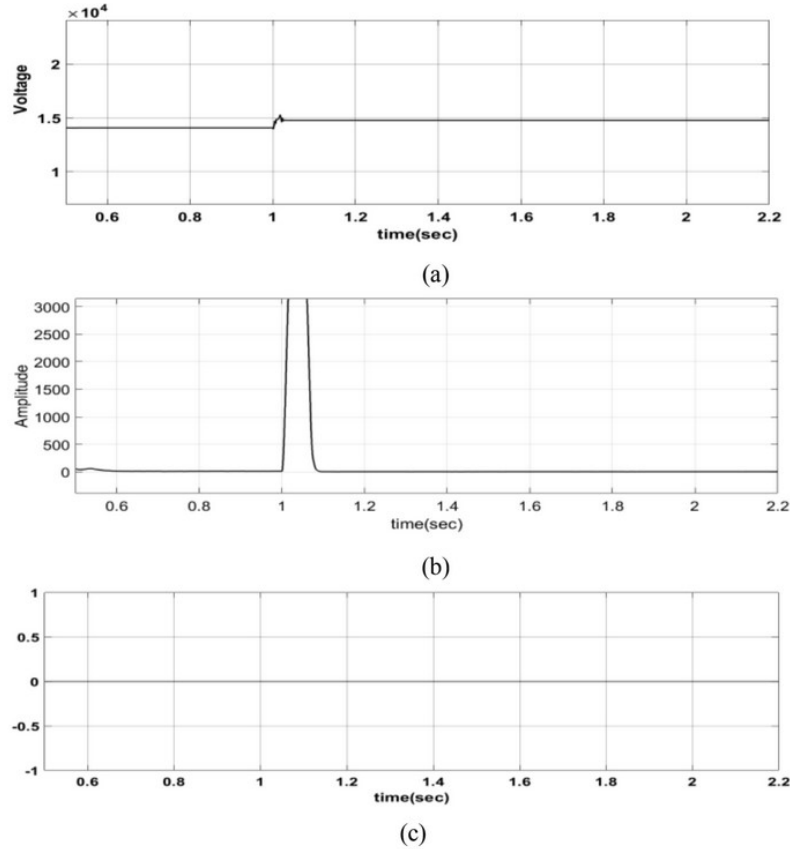


Figura 3.22: Resultados obtenidos en el caso 5 para el método propuesto de ROCOVP en [13].(a) Tensión RMS en el PCC (b) Forma de onda de señal procesada por el método (c) Señal de trigger de isla eléctrica.

En la figura 3.22 se pueden ver los resultados obtenidos en el caso 5. En la primera gráfica se observa la variación que tuvo la tensión en el momento en que se conecta el banco de capacitores. La segunda gráfica corresponde a un acercamiento a la señal del algoritmo, la cual alcanza su valor máximo durante un tiempo menor a 0,15seg. Con esto, se observa en la tercera gráfica que el método propuesto no envió una señal de trip, ya que el tiempo en que la señal superó el umbral fue menor a 0,15seg, por lo tanto el algoritmo concluye que no ocurrió isla eléctrica.

3.1.4. Método de detección de isla eléctrica según componentes simétricas de corriente

En [14], los autores de la investigación proponen un método de detección de isla eléctrica basado en la medición de tensión y corriente en los terminales de la generación distribuida, donde se utiliza la razón entre las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero como indicador de la formación de isla eléctrica. En esta investigación, los autores proponen la introducción de dos coeficientes en su algoritmo, dados por las siguientes fórmulas:

$$\gamma = \frac{I_0}{I_1} \cdot 100 \quad (3.1)$$

$$\beta = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100 \quad (3.2)$$

Donde I_1 , I_2 y I_0 corresponden a los fasores de corriente positiva, negativa y cero respectivamente.

El método propuesto en [14] sigue esta secuencia: se realiza la medición de tensión, corriente y frecuencia en los terminales de la generación distribuida, con esto, se calculan sus componentes simétricas y los valores de γ y β , luego, si la tensión de secuencia positiva excede el umbral establecido, el algoritmo inmediatamente establece que se formó una isla eléctrica, y en consecuencia envía una señal de trip. En caso contrario, se evalúa si el coeficiente γ supera el umbral de 1 %. De ser así, el algoritmo establece que existe una falla a tierra en el sistema, y con esto, se envía una señal de trip. Si esto no ocurre, el algoritmo evalúa a continuación el coeficiente β , donde, si este supera el umbral de 6 %, entonces el algoritmo establece que ocurrió una falla asimétrica en el sistema, y en consecuencia se envía una señal de trip. Por último, si no se cumple ninguna de las condiciones anteriores, el algoritmo realiza el último paso, verificando si $0,88 \leq V_1 \leq 1,1$, $\gamma \geq 0,1$ y $49,5\text{Hz} < f < 50,5\text{Hz}$. Si se cumplen estas condiciones, el algoritmo establece que se formó una isla eléctrica con transferencia de potencia despreciable entre la red de distribución y la red principal, y en consecuencia envía una señal de trip, en caso contrario, el algoritmo vuelve al principio.

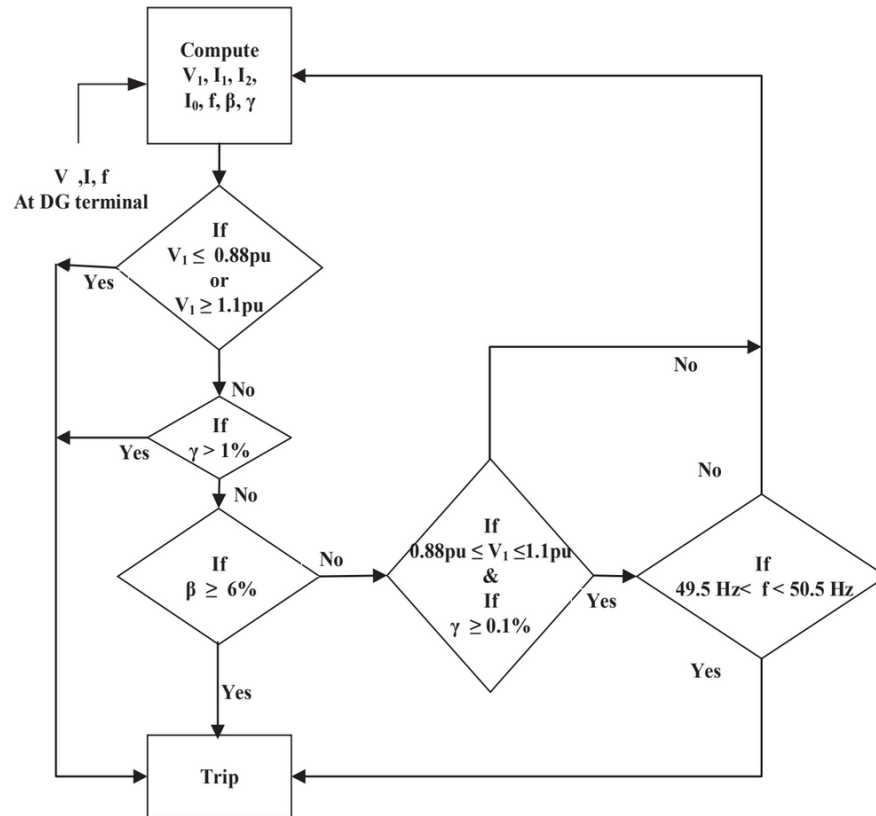


Figura 3.23: Algoritmo propuesto en [14] para la detección de isla eléctrica.

Para analizar el método propuesto, los autores proponen utilizar un sistema eléctrico modelo basado en el ejemplo presentado en la norma IEEE Standard 399-1997, corres-

pondiente a un sistema de distribución modelo de 11kV y tres alimentadores, conectados a una red de gran corriente de cortocircuito (33kV , 1000MVA) con un transformador principal $33/11\text{kV}$.

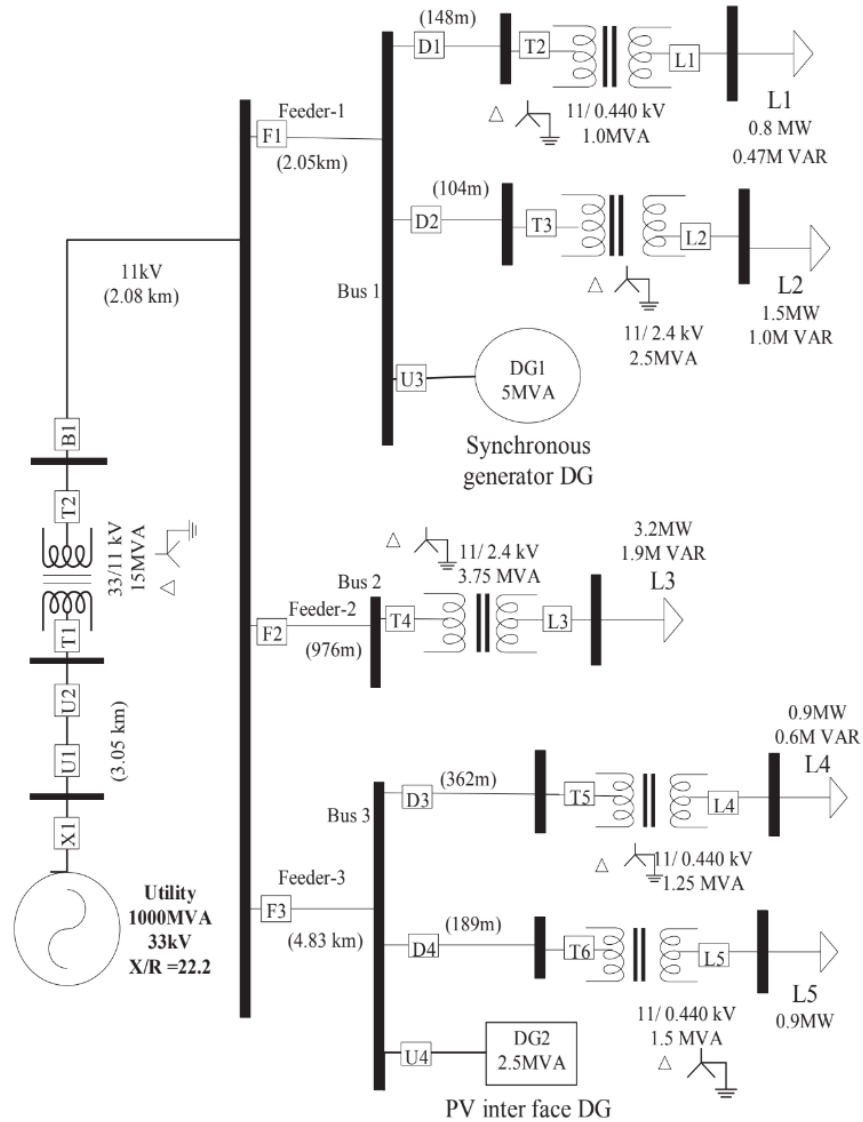


Figura 3.24: Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [14].

Luego, los casos de estudio propuestos por los autores de la investigación son los siguientes: (1) falla entre líneas en el Feeder-1 y posterior apertura del interruptor $F1$, (2) falla a tierra monofásica de alta impedancia en el Feeder-3 y posterior apertura del interruptor $F3$, (3) desconexión de carga $L4$ sin formación de isla eléctrica.

El caso 1 propuesto corresponde a una falla bifásica en el Feeder-1 entre las fases A y B en el instante $t = 0,5\text{seg}$, seguido por la apertura del interruptor $F1$ en el instante $t = 0,6\text{seg}$. Con esto, se produce una condición de isla eléctrica para la generación DG1, mientras que la generación DG2 continúa su operación sincronizada a la red.

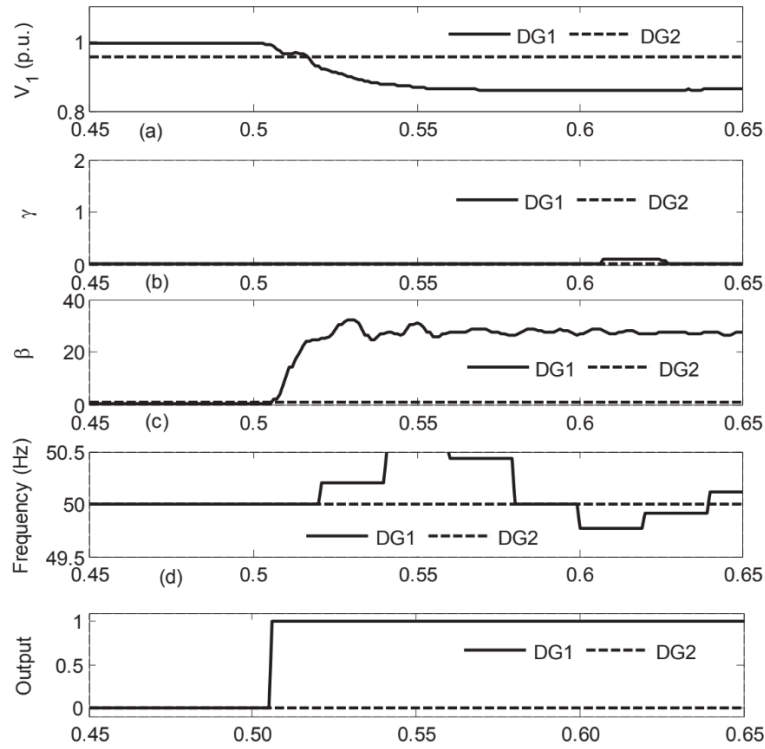


Figura 3.25: Resultados obtenidos en el caso 1 para el método propuesto en [14].

En la figura 3.25, se puede observar en la gráfica (a) la caída de la tensión de secuencia positiva de DG1, producto de la falla en el instante $t = 0,5\text{seg}$, cumpliendo con el primer paso del algoritmo propuesto, y en consecuencia, envía la señal de trip, siendo desconectado 5ms después de la falla, como se ve en la gráfica (e). Sin embargo, la falla por sí sola no representa una operación en isla, por lo que se puede concluir que el método propuesto actuó de manera errónea, ya que debía operar después de la apertura del interruptor $F1$ en el instante $t = 0,6\text{seg}$. Por otra parte, la generación DG2 mantiene su nivel de tensión de secuencia positiva durante la simulación, por lo que el algoritmo procede a revisar el resto de los parámetros, de los cuales ninguno supera el umbral propuesto por los autores de la investigación. Por tanto, DG2 no detecta una operación en isla, y se concluye que su operación fue correcta.

El caso 2 propuesto corresponde a una falla monofásica a tierra de la fase A, con una impedancia de falla de 100Ω en el Feeder-3 en el instante $t = 0,6\text{seg}$, seguido por la apertura del interruptor $F3$ en el instante $t = 0,7\text{seg}$. Con esto, se produce una condición de isla eléctrica para la generación DG2, mientras que la generación DG1 continúa su operación sincronizada a la red.

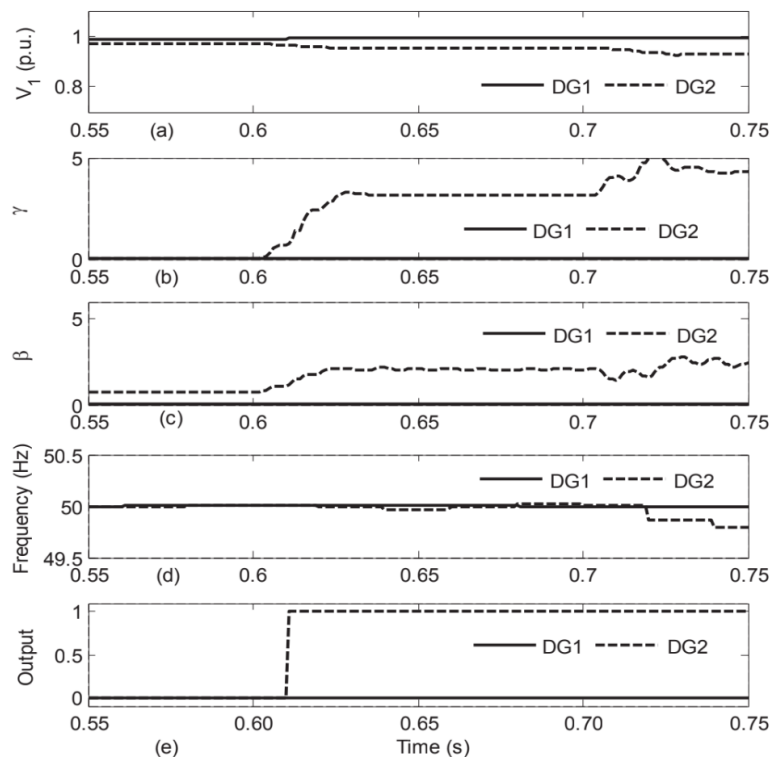


Figura 3.26: Resultados obtenidos en el caso 2 para el método propuesto en [14].

En la figura 3.26, se puede observar en la gráfica (a) una ligera caída de la tensión de secuencia positiva de DG2 a partir del instante $t = 0,6\text{seg}$, a diferencia del caso 1, esto producto de la falla con alta impedancia. Luego, como el nivel de tensión no cruzó el umbral propuesto, el algoritmo procede a evaluar el coeficiente γ , que se puede ver en la gráfica (b). Como este coeficiente supera el valor de 1 %, el algoritmo actúa y envía la señal de trip, siendo desconectado 15ms después de la falla, como se ve en la gráfica (e). Esto corresponde a una actuación correcta del algoritmo en la detección de una falla a tierra, sin embargo no se puede comprobar su efectividad para la detección de isla eléctrica en este caso, ya que este evento ocurre en el instante $t = 0,7\text{seg}$. Por otra parte, la generación DG1 mantiene su nivel de tensión de secuencia positiva durante la simulación, por lo que el algoritmo procede a revisar el resto de los parámetros, de los cuales ninguno supera el umbral propuesto por los autores de la investigación. Por tanto, DG1 no detecta una operación en isla, y se concluye que su operación fue correcta.

El caso 3 propuesto corresponde a una desconexión de la carga $L4$, cercana a la generación DG2, sin apertura de interruptores, provocando una diferencia de potencia activa equivalente a un 40 % en el instante $t = 0,5\text{seg}$. Esto constituye una perturbación transitoria para DG1 y DG2, y por tanto no corresponde a una operación en isla eléctrica.

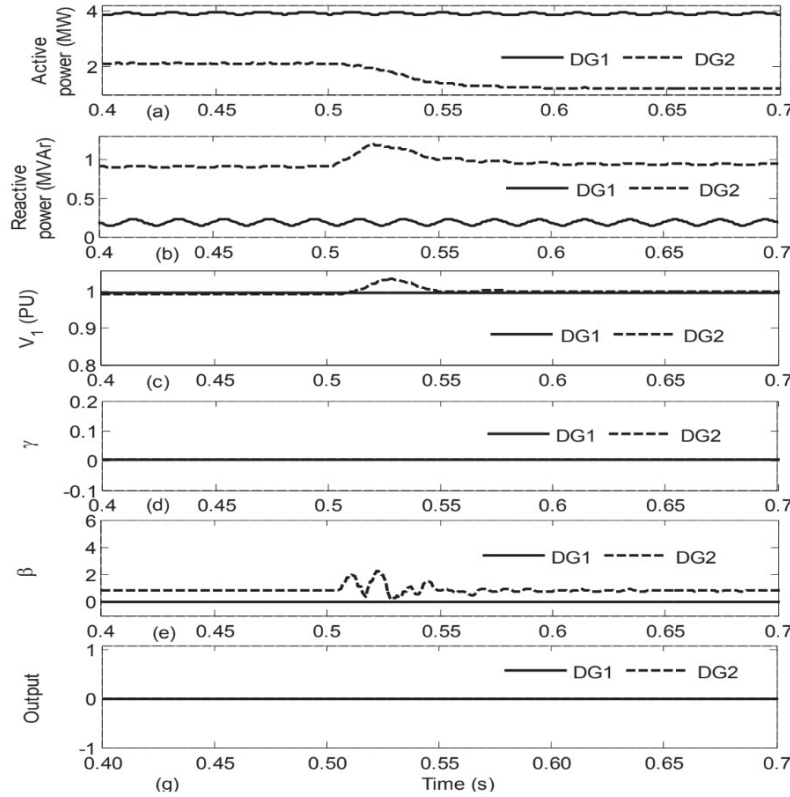


Figura 3.27: Resultados obtenidos en el caso 3 para el método propuesto en [14].

En la figura 3.27, se puede observar en la gráfica (a) la variación en potencia que sufren DG1 y DG2 durante el evento, donde sólo DG2 ve disminuida la potencia activa suministrada al sistema. De la misma forma, en la gráfica (b) se puede observar el efecto transitorio que sufre la potencia reactiva de DG2, estabilizándose de acuerdo a los nuevos requerimientos de potencia de la red. Se debe notar que tanto para DG1 como DG2, ninguno de los parámetros evaluados por el algoritmo superó los umbrales propuestos por los autores de la investigación. Por tanto, el algoritmo no envía una señal de trip, actuando de manera correcta en la identificación de una operación normal sin formación de isla eléctrica.

A partir de los casos revisados anteriormente, se puede comentar que el método propuesto por los autores de [14] demostró ser efectivo en la identificación de falla a tierra y en aquellos casos donde no se originó la formación de isla eléctrica. Sin embargo, los casos propuestos por los investigadores no permiten evaluar la capacidad del método en identificar correctamente una operación en isla eléctrica, incluso, se puede destacar una actuación errónea como se analizó en el caso 1, donde el algoritmo envía una señal de trip apenas ocurrida la falla bifásica. Teniendo esto en cuenta, no se puede asegurar que el método propuesto por los autores en [14] sea capaz de identificar una operación en isla eléctrica. En consecuencia, queda abierta la posibilidad de poner a prueba el rendimiento del algoritmo propuesto en [14] en otros escenarios que constituyan una operación en isla para así evaluar su efectividad.

3.1.5. Método de detección de isla eléctrica según retroalimentación positiva de corriente

En [11], los autores proponen un método de detección de isla eléctrica basado en la inyección de una señal en el lazo de control de corriente de la generación distribuida, mediante un esquema de retroalimentación positiva.

Para explicar este método, primero debemos entender cuál es el efecto que se quiere lograr en el sistema bajo estudio. En caso de una falla aguas arriba en la red, el interruptor aísla la generación distribuida con las cargas. El sistema de generación continúa alimentando las cargas locales, cambiando la dinámica del sistema, ya que la red que impone condiciones de tensión y frecuencia se ve reemplazada por una generación más débil. Por lo tanto, la tensión y frecuencia de operación ahora dependen de las dinámicas de la carga y del control de la generación distribuida. Teniendo esto claro, en [11] los autores proponen utilizar los fasores dinámicos como herramienta apropiada para analizar el estado transitorio del sistema.

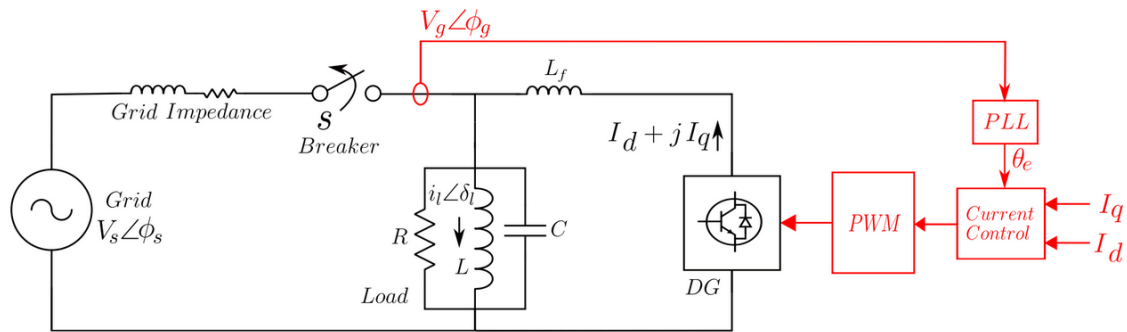


Figura 3.28: Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [11].

El primer paso que siguieron los autores para desarrollar este método de detección de isla consiste en plantear el modelo dinámico del sistema cuando se encuentre en condición de isla eléctrica.

$$\frac{dv_g}{dt} = \frac{I_d \cos(\phi_g + I_q \sin(\phi_g))}{C} - \frac{i_L \cos(\delta_L - \phi_g)}{C} - \frac{v_g}{RC} \quad (3.3)$$

$$\frac{d\phi_g}{dt} = \frac{I_q \cos(\phi_g - I_d \sin(\phi_g))}{Cv_g} - \frac{i_L \sin(\delta_L - \phi_g)}{Cv_g} - \omega_e \quad (3.4)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{v_g \cos(\phi_g - \delta_L)}{L} \quad (3.5)$$

$$\frac{d\delta_L}{dt} = \frac{v_g \sin(\phi_g - \delta_L)}{Li_L} - \omega_e \quad (3.6)$$

$$\frac{d\omega_e}{dt} = -\frac{k_p}{C}[I_d - i_L \cos(\delta_L)] - k_p \omega_e v_g \sin(\phi_g) + \left(\frac{k_p}{RC} - k_i\right)v_g \cos(\phi_g) \quad (3.7)$$

Donde ω_e es la frecuencia estimada por el PLL, mientras que k_p y k_i son las constantes usadas para las ganancias proporcional e integral usadas en el SRF-PLL, y las variables trifásicas son trabajadas en el sistema de referencia dq. El voltaje v_g en el punto de conexión o PCC está alineado con el eje q, como se ve en la siguiente figura.

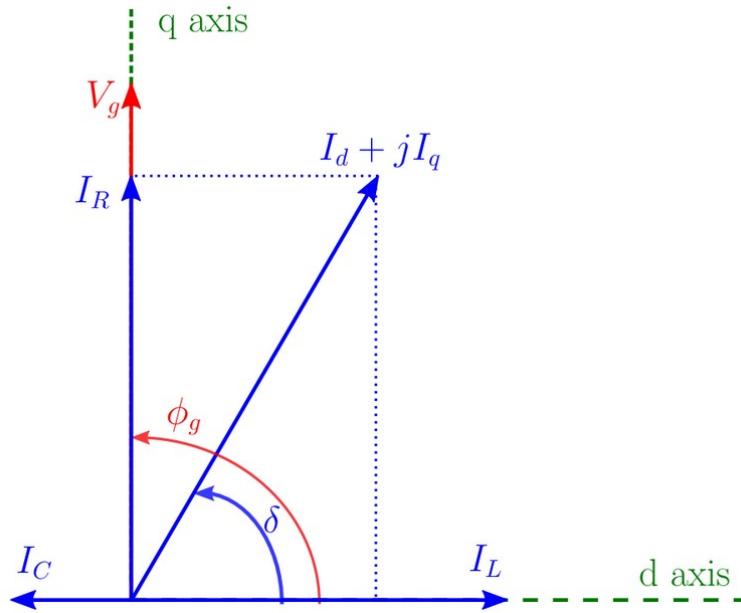


Figura 3.29: Diagrama fasorial del sistema en operación como isla y carga inductiva.

Luego, este modelo se modifica para incluir la retroalimentación propuesta, la cual consiste en sumar un factor ΔI_q a la corriente de referencia I_q .

$$I_q = I_{q0} + \Delta I_q \quad (3.8)$$

$$\Delta I_q = k(v_g - V_0) \quad (3.9)$$

Donde V_0 corresponde al valor nominal de la tensión (v_g en el punto de conexión o PCC). De esta manera, cuando el sistema opere de forma sincronizada, se mantiene al mínimo la inyección de la retroalimentación ΔI_q , manteniendo la estabilidad del sistema sincronizado.

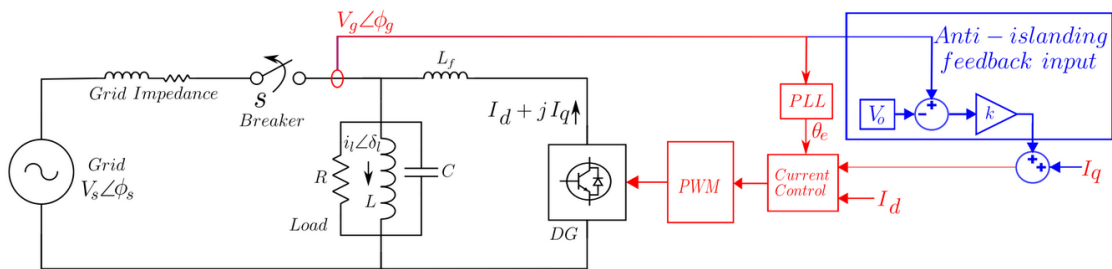


Figura 3.30: Modelo propuesto en [11] para la inyección de una señal en el sistema aislado.

Con este valor de la retroalimentación, las ecuaciones del modelo dinámico quedan de la siguiente manera:

$$\frac{dv_g}{dt} = \frac{I_d \cos(\phi_g) + I_{q0} \sin(\phi_g)}{C} - \frac{i_L \cos(\delta_L - \phi_g)}{C} - \frac{v_g}{RC} + \frac{\Delta I_q \sin(\phi_g)}{C} \quad (3.10)$$

$$\frac{d\phi_g}{dt} = \frac{I_{q0} \cos(\phi_g) - I_d \sin(\phi_g)}{Cv_g} - \frac{i_L \sin(\delta_L - \phi_g)}{Cv_g} - \omega_e + \frac{\Delta I_q \cos(\phi_g)}{Cv_g} \quad (3.11)$$

El efecto que busca lograr la retroalimentación es el de desestabilizar el sistema cuando se encuentre operando como isla eléctrica, lo cual se verá reflejado en la matriz de valores propios del sistema linealizado. Para ver esto, se calcula la matriz jacobiana del sistema para este sistema de ecuaciones con los siguientes estados: v_g , ϕ_g , i_L , δ_L y ω_e .

$$[A] = \begin{bmatrix} \frac{kR-1}{RC} & \omega_e V_g & 0 & \frac{-V_g}{\omega_e LC} & 0 \\ \frac{-\omega_e}{V_g} & \frac{-1}{RC} & \frac{1}{CV_g} & 0 & -1 \\ 0 & \frac{-V_g}{L} & 0 & \frac{V_g}{L} & 0 \\ \frac{\omega_e}{V_g} & 0 & \frac{-\omega_e^2 L}{V_g} & 0 & -1 \\ -k_p \omega_e & (k_i - \frac{k_p}{RC})V_g & \frac{-k_p}{C} & 0 & -k_p V_g \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

El valor de la ganancia k es libre. Por tanto, para lograr el objetivo del método propuesto de desestabilizar el sistema en isla eléctrica, se escoge un valor de la ganancia k de tal manera que por lo menos un valor propio de la matriz A tenga parte real positiva. Como consecuencia de esto, el sistema tendrá un polo en la parte derecha del plano, y por tanto, el sistema será inestable. Al escoger $k = \frac{1}{R}$ se obtienen los siguientes resultados:

$$A_{11} = 0 \quad (3.13)$$

$$A_{*1} = -\omega_e C A_{*3} \quad (3.14)$$

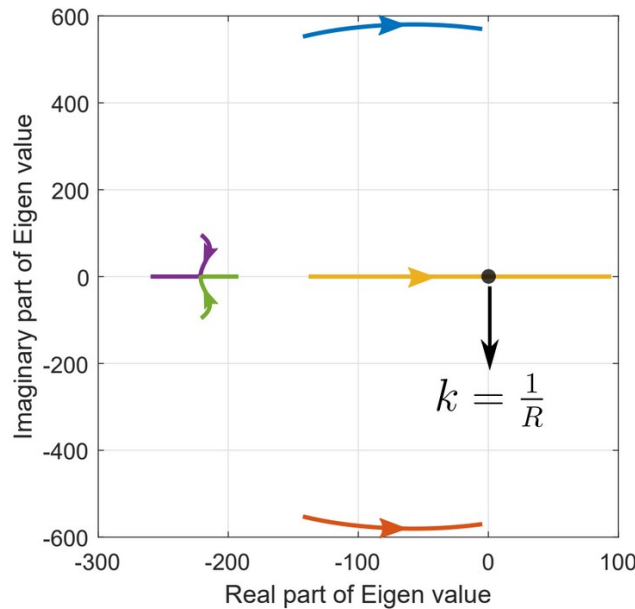


Figura 3.31: Variaciones de los valores propios de la matriz A para k entre 0 y 0.45.

Para poner a prueba el rendimiento del método de detección en [11], los autores de la investigación propusieron cuatro casos de análisis: (1) potencia activa entregada por la generación igual al 95 % de la demanda local y potencia reactiva nula, (2) potencia activa entregada por la generación igual al 100 % de la demanda local y potencia reactiva nula,

(3) potencia activa y reactiva igual a la demanda y factor de potencia capacitivo en la carga, y por último (4) potencia activa y reactiva igual a la demanda y factor de potencia inductivo en la carga. Las simulaciones se llevaron a cabo de acuerdo a la información provista en la figura 3.32.

Quantity	Symbol	Value
Nominal Grid Phase Voltage	V_0	230 V
Nominal Grid Frequency	f	50 Hz
Peak DG Current	I_0	9.2 A
Load Resistance	R	35 Ω
Current Controller Bandwidth	f_C	1000 Hz
Load Inductance	L	112 mH
PLL Bandwidth	f_{PLL}	40 Hz
Load Capacitance	C	90 μF
Filter Inductance	L_f	6 mH

Figura 3.32: Datos de simulación utilizados en [11].

Los resultados obtenidos por los autores de la investigación se pueden observar en la figura 3.33.

Parameter	Case 1	Case 2	Case 3	case 4
Power Factor	UPF	UPF	0.707 Lag	0.707 Lead
q-axis current I_q	9.2 A	9.2 A	6.52 A	6.52 A
d-axis current I_d	0 A	0 A	6.52 A	-6.52 A
Load Resistance R	33.5 Ω	35 Ω	50 Ω	50 Ω
Load Inductance L	112 mH	112 mH	66 mH	383 mH
Load Capacitance C	90 μF	90 μF	90 μF	90 μF
Detection Time	48ms	94 ms	99 ms	58 ms

Figura 3.33: Resultados obtenidos en [11] para los casos analizados.

El método propuesto demostró operar de manera correcta para todos los casos analizados, sin embargo se puede destacar que el caso donde la potencia suministrada por la generación distribuida equivale a la carga local al momento de la formación de isla eléctrica requiere mayor tiempo para su detección.

3.2. Métodos de detección remotos

Como contraparte a los métodos locales, existen los métodos de detección de isla eléctrica remotos o basados en comunicaciones, que como su nombre lo implica, utilizan una estrategia de comunicación establecida entre la generación distribuida y la red principal para la detección de isla eléctrica, por lo que requiere de una infraestructura más costosa para su implementación, lo que pone a estas estrategias en desventaja ante los demás métodos [8]. Algunos ejemplos de estrategias populares de detección remota incluyen el uso de Power Line Carrier Communication (PLCC) [15] los sistemas de comunicación de tipo SCADA [16].

3.2.1. Método de detección de isla eléctrica basado en la transmisión de señales a través de la línea de potencia

En [16], los autores proponen un método para la detección de isla eléctrica basado en la transmisión de una señal desde una subestación hasta la generación distribuida utilizando los alimentadores de distribución como camino para la señal. De esta forma, la generación distribuida es considerada aislada del sistema aguas arriba si la señal no puede ser detectada por la generación distribuida.

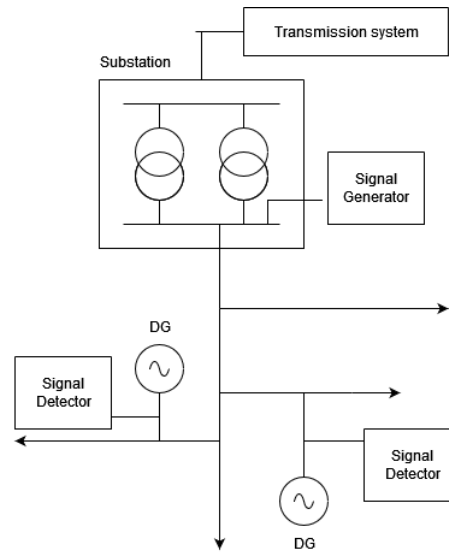


Figura 3.34: Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [16].

El esquema propuesto requiere de dos dispositivos principales: un generador de señales, conectado a una barra de la subestación, y un detector de señales conectado en el terminal de dicha generación distribuida. Si el detector en la generación distribuida no puede sensar la señal (debido a la apertura de algún dispositivo de protección entre la subestación y la generación distribuida) por una duración de tiempo establecida, se considera que el sistema se encuentra en condición de isla eléctrica y por lo tanto la generación distribuida envía su señal de trip.

Si la barra de la subestación pierde poder o es desenergizada, lo que corresponde a una condición de isla eléctrica, el generador de señales también pierde poder y por lo tanto deja de transmitir la señal de isla, por lo que la generación distribuida aguas abajo también enviará su señal de trip.

De esta forma, el esquema propuesto funciona como un esquema de protección de trip transferido (transfer trip scheme). Además, como se utiliza el sistema de potencia como medio para transmitir la señal de protección, la apertura de cualquier dispositivo puede ser detectada automáticamente. Por otra parte, el sistema funciona independiente de modificaciones realizadas en los alimentadores de distribución, por lo que no se ve afectada por cambios en la topología de la red.

En la investigación, los autores ponen a prueba el impacto de la frecuencia de la señal en el rendimiento de su detección, encontrando que cuando la frecuencia se encuentra en el rango $200 - 600\text{Hz}$, los índices de detección alcanzan su valor máximo. Sin embargo,

más allá de estudiar el comportamiento de su algoritmo de detección ante una forma de onda propuesta, no se exponen resultados para los tiempos de detección de isla eléctrica ni del rendimiento según su zona de no-detección, por tanto queda abierta la posibilidad a estudios posteriores.

3.3. Métodos de detección modernos

Los métodos de detección de isla eléctrica modernos se dividen entre métodos inteligentes y métodos de procesamiento de señales. Los métodos inteligentes se basan principalmente en el uso de algoritmos de inteligencia artificial como redes neuronales artificiales (ANN) [17] o redes neuronales probabilísticas (PNN) [18], las que son entrenadas principalmente a base de un gran número de simulaciones numéricas y con esto forman patrones que permiten identificar los fenómenos que ocurren en la red a través de la medición de sus señales eléctricas. Por otra parte, los métodos de procesamiento de señales están basados en la idea de extraer cualidades y características ocultas en las señales eléctricas que revelen información relevante para el sistema. Estas cualidades deben ser evaluadas y cuantificadas, ayudando así en la detección de eventos como la formación de isla eléctrica. Particularmente, los métodos de procesamiento de señales son aplicados para aumentar el rendimiento de otros métodos de detección de isla, minimizando los tiempos de detección, así como también la zona de no detección. Actualmente, existen muchas técnicas de procesamiento de señales utilizadas en métodos de detección de isla eléctrica, como la Transformada de Fourier (Short-Time Fourier- Transform o STFT) [19], la Transformada Wavelet o la Transformada Hilbert Huang [20].

3.3.1. Método de detección de isla eléctrica basado en nueva red neuronal artificial

En [17], los autores proponen un método para la detección de isla eléctrica basado en el uso de una red neuronal artificial (ANN), el cual adapta las ventajas de la red neuronal como un clasificador de patrones, siendo capaz de identificar la condición de isla eléctrica basándose en muestras de la forma de onda de tensión medida en los terminales de la generación distribuida. Para desarrollar la base de datos de entrenamiento de la red neuronal, se propuso un procedimiento para selección de data, de tal manera de entrenar de forma eficiente a la red y mejorar su performance por sobre otros métodos basados en redes neuronales.

El sistema en estudio propuesto en [17] se puede ver en la figura a continuación:

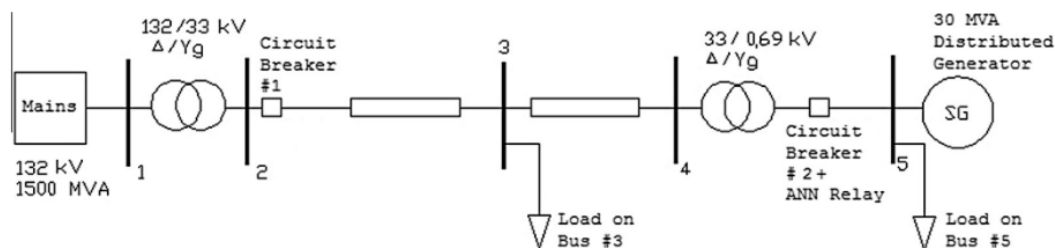


Figura 3.35: Sistema bajo estudio para formación de isla eléctrica en [17].

El algoritmo propuesto en [17] se describe en la siguiente figura, donde se realizan mediciones de tensión en los terminales de la generación distribuida en tiempo real, de las cuales se obtienen muestras para ingresar a la red neuronal artificial. De esta forma, la red obtiene parámetros de la medición de tensión que serán comparados a los patrones de formación de isla eléctrica definidos en su etapa de entrenamiento. Una vez que se registran una cantidad de patrones de isla eléctrica superior al umbral definido durante los últimos 12 ciclos de medición, se determina que se formó una isla eléctrica, en caso contrario se reanuda el procedimiento.

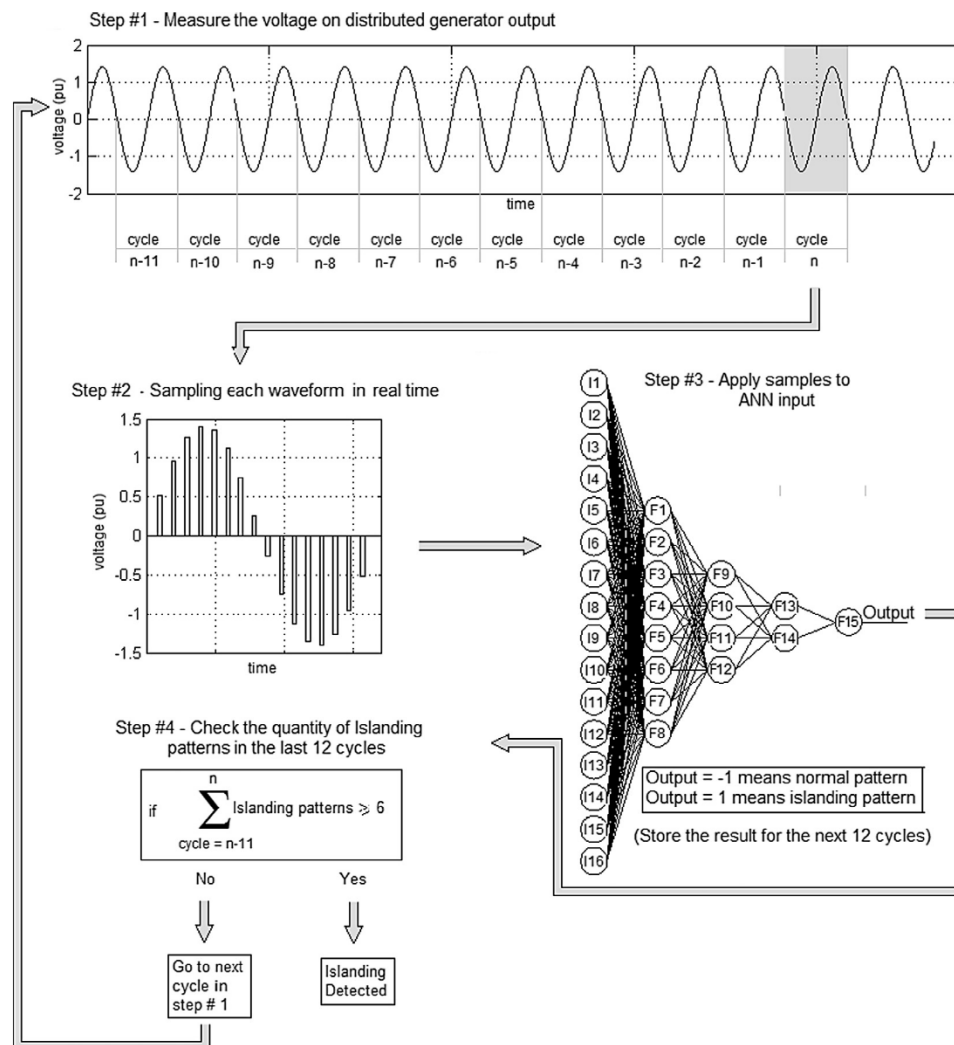


Figura 3.36: Esquema propuesto para la detección de isla eléctrica en [17].

Los autores de la investigación pusieron a prueba cuatro frecuencias para la toma de muestras descritas en el paso 2 de la figura 3.36: 16, 32, 64 y 128 muestras por ciclo de 60 Hz. Sin embargo, sólo entregaron los resultados para los casos de 64 y 128 muestras por ciclo, ya que obtuvieron los mejores resultados.

Para entrenar la red neuronal artificial, los investigadores debieron considerar tanto escenarios de isla eléctrica, como otro tipo de perturbaciones en la red, cambios de carga y variaciones anormales de frecuencia. Además, se incluyeron diferentes condiciones de

operación para identificar correctamente el patrón de formación de isla eléctrica en la forma de onda de la tensión, utilizando cerca de 2000 simulaciones de acuerdo al esquema anterior. Para las simulaciones de isla eléctrica, se consideraron cuatro situaciones de operación: déficit de potencia activa y reactiva, excedente de potencia activa y reactiva, déficit de potencia activa y excedente de potencia reactiva y viceversa.

Una vez entrenada la red neuronal artificial con los set de ciclos y simulaciones propuesto, se llevaron a cabo casos generales de simulación; 8000 casos de formación de isla eléctrica y 4000 casos de eventos sin formación de isla eléctrica, los cuales se obtuvieron variando la carga y características del generador del sistema. Las simulaciones tenían una duración de tres segundos y los eventos ocurrieron en el tiempo $t = 0,25[seg]$, por lo que el método tenía una ventana de $2,75[seg]$ para entregar una respuesta.

Failure rates.

ANN name	Failure rates (%)	
	Islanding events	Normal operation events
ANN 64	6.6	1.3
ANN 128	4.4	0.0

Figura 3.37: Porcentaje de fallo en la detección de isla eléctrica para el esquema propuesto.

De acuerdo con la figura 3.37, la red neuronal obtuvo un porcentaje de error de 6,6 % y 4,4 % para las frecuencias de muestreo de 64 y 128 muestras por ciclo respectivamente, para detectar la formación de isla eléctrica no intencional. Mientras que al clasificar eventos normales de operación sin formación de isla eléctrica, la red neuronal obtuvo un porcentaje de error de 1,3 % y 0,0 % para las frecuencias de muestreo de 64 y 128 muestras por ciclo respectivamente.

Maximum detection time for each ANN: general cases.

ANN	% Of islanding events – max. detection time			
	20% of cases	45% of cases	70% of cases	95% of cases
ANN 64	0.40 s	0.80 s	1.32 s	>2.75 s
ANN 128	0.27 s	0.37 s	0.97 s	2.32 s

Figura 3.38: Máximos tiempos de detección para los eventos de isla eléctrica el esquema propuesto.

Finalmente, el máximo tiempo de detección de formación de isla eléctrica para el método propuesto en [17], según la figura 3.38 se encuentra bajo los 2 segundos para el 70 % de los casos con ambas frecuencias de muestreo. Sin embargo, al analizar el 95 % de los casos, se tiene que los tiempos de detección máximos superan los 2 segundos, lo cual se encuentra fuera del límite especificado en la normativa vigente [5], por lo que el método propuesto en [17] no representa una alternativa viable para las protecciones tradicionales, de acuerdo con los resultados entregados por los autores de la investigación.

Capítulo 4

Desarrollo

4.1. Metodología

4.1.1. Elección de los métodos de detección de isla eléctrica

Los criterios utilizados para la elección de los métodos de detección de isla eléctrica que serán puestos a prueba mediante simulación en el software PowerFactory Digsilent y luego contrastados a los métodos de detección vigentes en la normativa chilena, salto vector y ROCOF, fueron los siguientes:

1. Comparabilidad con métodos tradicionales: La elección de los métodos de detección de isla eléctrica que serán implementados priorizará aquellos métodos que permitan una comparación estandarizada con los métodos de detección tradicionales ya contemplados en la norma vigente. Con esto, se busca privilegiar la elección de métodos cuyo funcionamiento y complejidad se asimile a la de los métodos tradicionales, con el fin de limitar las variables de control que midan el desempeño de los métodos.
2. Practicabilidad y competitividad técnico económica para su implementación: Se considerarán métodos que puedan ser implementados de manera práctica como soluciones competitivas a problemas en la industria. En otras palabras, se privilegia la elección de métodos de detección que no requieren la instalación de hardware adicional en las instalaciones del sistema eléctrico o que añadan limitantes normativas para su funcionamiento.
3. Compatibilidad de integración en la plataforma de simulación: El método debe ser capaz de ser modelado en su totalidad utilizando las variables y herramientas disponibles mediante el software de simulación. Esto significa, limitar aquellos métodos que requieran de una plataforma externa o del funcionamiento colaborativo con un software de terceros para funcionar sin detrimento en su desempeño.

De esta forma, los métodos seleccionados para implementar mediante programación y simulación en el software PowerFactory Digsilent son los siguientes:

1. Salto Vector (norma vigente)
2. Tasa de cambio de frecuencia o ROCOF (norma vigente)

3. Tasa de cambio de potencia activa y reactiva o ROCOAP-ROCORP [10]
4. Tasa de cambio de tensión de secuencia positiva o ROCOPV [12].
5. Componentes simétricas de corriente [14].

4.1.2. Elección del modelo del sistema de potencia

El planteamiento y selección del modelo a utilizar en el software PowerFactory Digsilent, que será sometido a las contingencias que originen el fenómeno de isla eléctrica, se realizó tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Factibilidad de implementación: Los parámetros, topología y características que conformen al modelo del sistema de potencia deben poder ser implementados mediante la programación y herramientas disponibles en el software de simulación DIGSILENT PowerFactory.
2. Compatibilidad técnica con las exigencias de modelación: El modelo propuesto del sistema de potencia debe considerar al menos una topología que permita la conexión de uno o más sistemas de generación distribuida en sus distintos ramales, así como contar con un mínimo de barras disponibles a lo largo del sistema que permitan la programación de contingencias como cortocircuitos o desconexiones, dando lugar a la formación de islas eléctricas.
3. Comparabilidad entre métodos implementados y estado del arte: Se privilegiará la elección de un modelo que establezca las condiciones mínimas necesarias para la comparación entre los distintos métodos de detección propuestos y, al mismo tiempo, que permita la comparación de resultados con otros métodos de detección analizados en el estado del arte y en futuros estudios de isla eléctrica. De esta forma, la elección del modelo se realiza teniendo en cuenta un grado de universalidad en su diseño o accesibilidad que permita la facilidad de implementación para cualquier investigación en estudios posteriores.

De esta forma, la elección del modelo base del sistema de potencia para la comparación de los distintos métodos de detección de isla propuestos corresponde al sistema de distribución en 13,8[kV] propuesto originalmente por el estándar IEEE Std 399-1997 para estudios de carga, flujo de potencia y cortocircuitos. Este modelo base será modificado con tal de implementar la generación distribuida en las distintas barras del sistema.

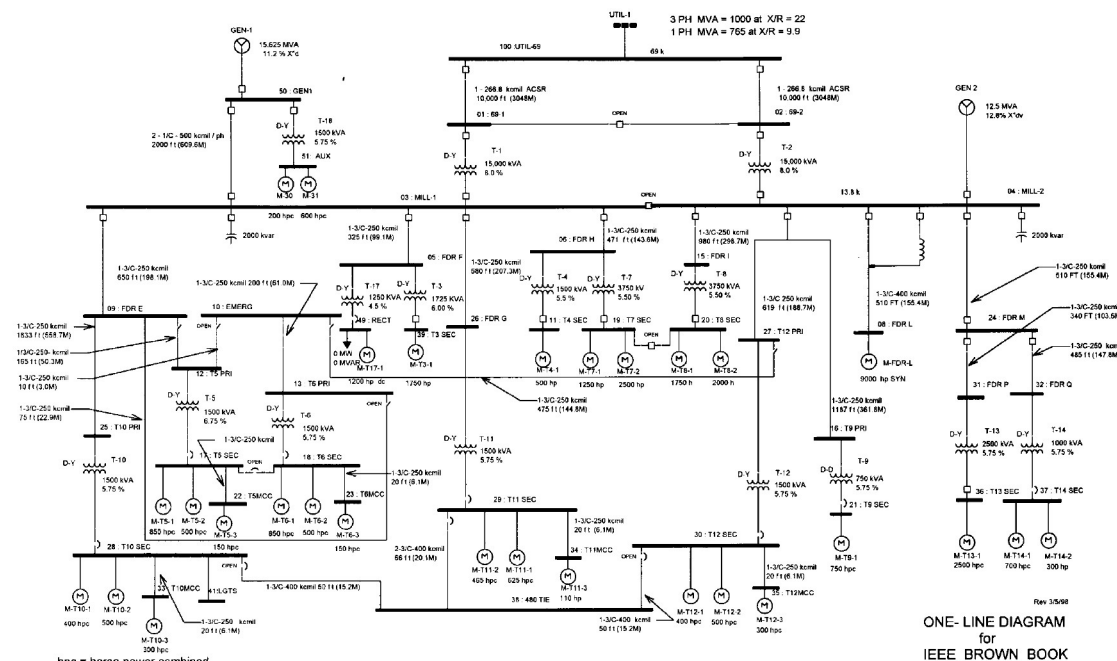


Figura 4.1: Modelo de sistema de distribución propuesto en norma IEEE Std 399-1997.

4.1.3. Elección de los casos de estudio

Los casos de estudio que serán considerados para poner a prueba los métodos de detección de isla eléctrica tendrán las siguientes variables:

Tipo de operación de la red

1. Operación en isla eléctrica: Se realizará la apertura intempestiva de interruptor formando isla eléctrica.
2. Operación sin isla eléctrica: Se realizará la apertura intempestiva del interruptor de la carga MT en la barra 50 sin formación de isla eléctrica.

Flujo de potencia previo a la falla

1. Potencia activa suministrada por la generación distribuida equivalente a los consumos locales en subsistema.
2. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % menor a los consumos locales en subsistema.
3. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % mayor a los consumos locales en subsistema.

Topología de la red

1. Modelo del sistema con solo una barra de generación distribuida.

2. Modelo del sistema con múltiples barras de generación distribuida.

4.2. Implementación en PowerFactory DigSILENT

4.2.1. Implementación del sistema de potencia

Para la implementación del sistema de potencia en el software de simulación se llevaron a cabo las siguientes consideraciones y modificaciones al modelo planteado en el estándar IEEE Std 399-1997. Primero, comenzamos importando el modelo inicial del sistema que se encuentra disponible como ejemplo en la librería del software PowerFactory DlgSILENT en su versión 2021 SP1 (x64), el que se presenta en la figura 4.2.

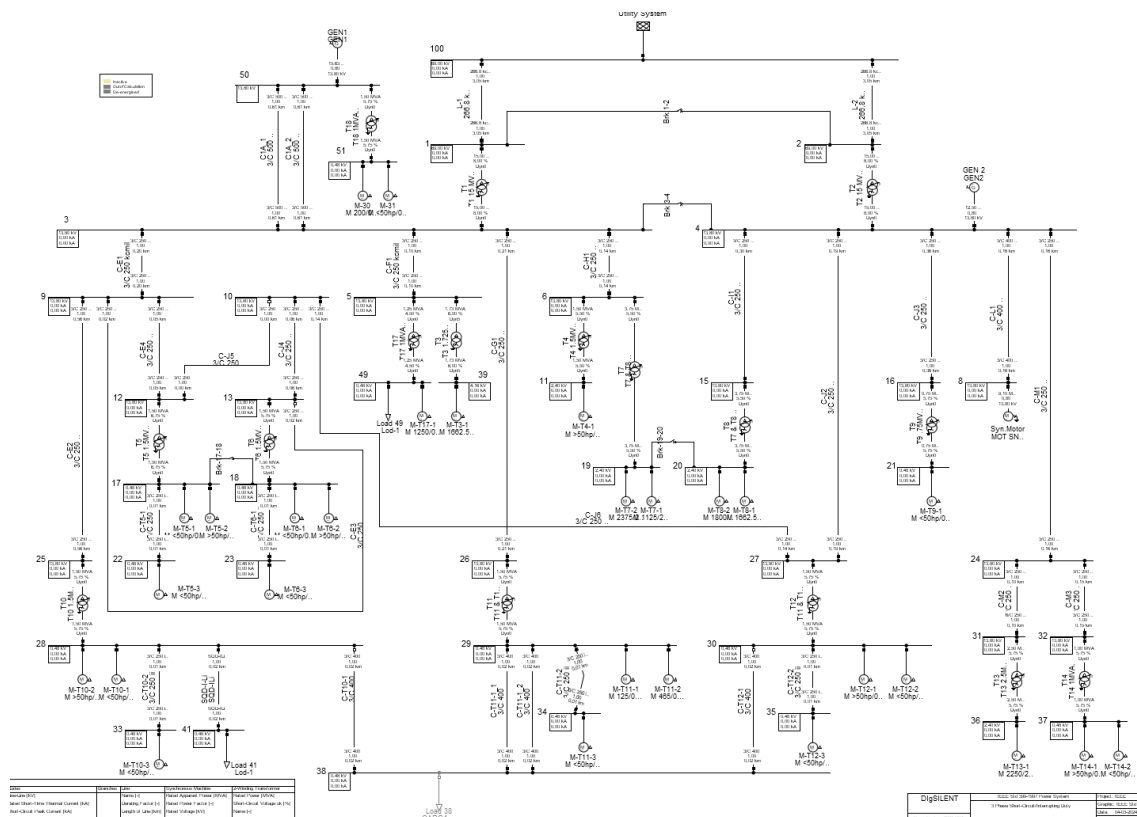


Figura 4.2: Modelo inicial del sistema en estudio importado desde la librería de ejemplos de PowerFactory.

Sin embargo, este modelo debe ser adaptado para que cumpla las condiciones necesarias de los casos de estudio y los parámetros de una red de distribución chilena. Para lograr esto, primero es necesario cambiar la frecuencia de operación nominal de la red externa o *Grid* para una frecuencia nominal de 50[Hz]; inmediatamente, y como consecuencia de esto, se debe modificar además el parámetro de frecuencia en los tipos (TypLne, TypTr2, etc) asociados a todos los demás elementos de red afectados, tales como las líneas de transmisión y transformadores de dos devanados respectivamente (ElmLne, ElmTr2, etc). Esto se puede hacer de forma más ordenada, tanto para los elementos de red como sus tipos, mediante el uso del Network Model Manager de PowerFactory, como se muestra en la figura 4.3.

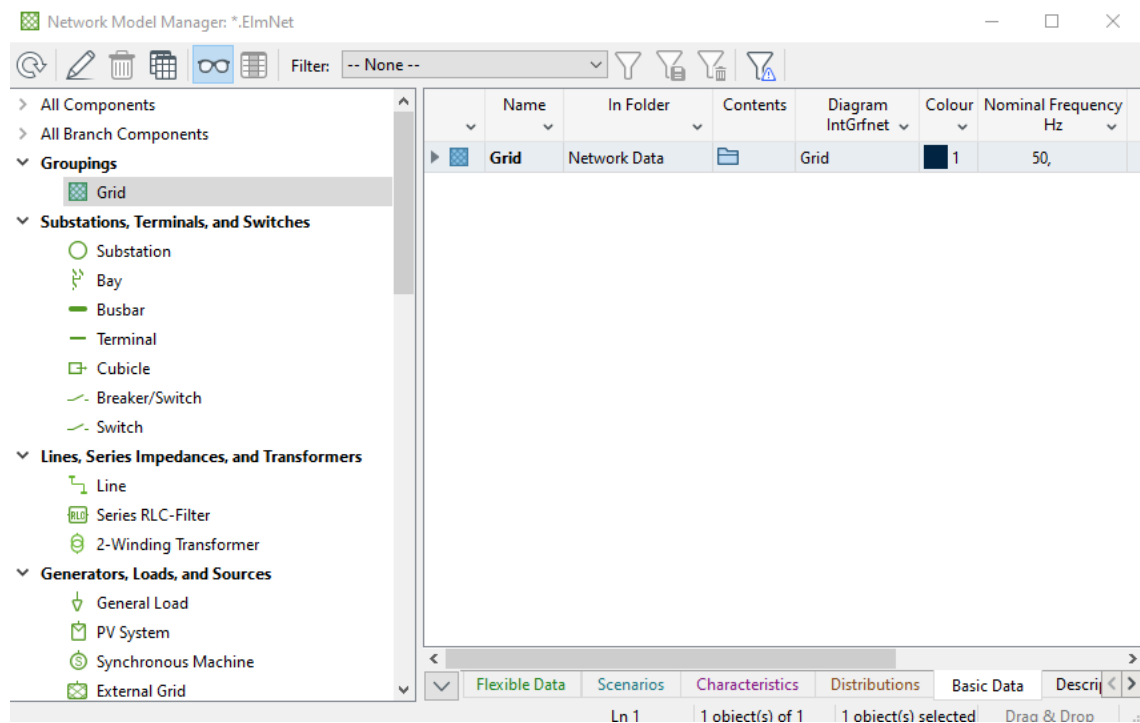


Figura 4.3: Ventana del Network Model Manager de PowerFactory.

Por otra parte, con el fin de representar una red dominada principalmente por generación distribuida de tipo PMGD, son reemplazados los elementos de red de generación y consumos de potencia presentes en el modelo (ElmSym, ElmAsm, etc) por generadores distribuidos de tipo PV y cargas estáticas en las diversas barras del sistema (ElmPvsys, ElmGenstat, ElmLod, etc).

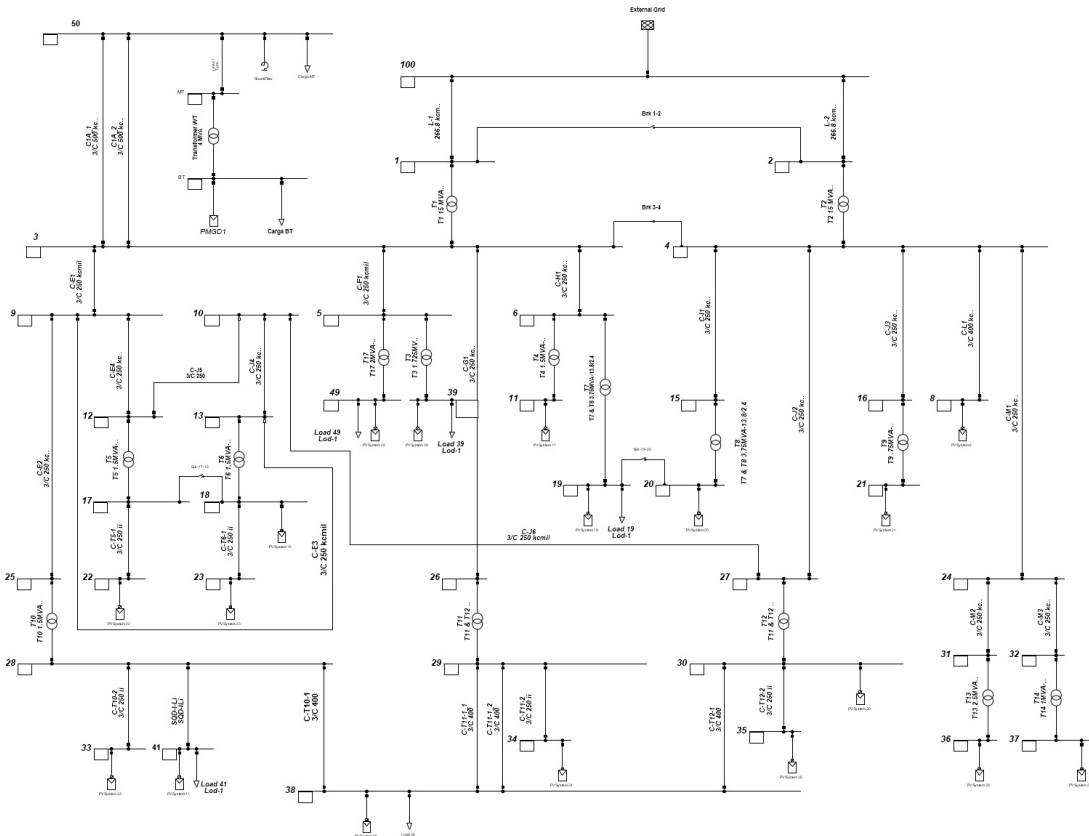


Figura 4.4: Sistema de potencia del estándar IEEE Std 399-1997 adaptado para estudio.

En la figura 4.4, se pueden ver reflejados los cambios realizados a los elementos de generación y consumo en la red, así como la totalidad del sistema eléctrico que será utilizado para los casos de estudio. En particular, el subárea de la red donde se enfocarán las simulaciones se ubica a partir de la barra 50 del sistema. En esta barra, fue removido el generador sincrónico que estaba presente en el modelo inicial de la figura 4.2 y se modificó la barra 51 con tal de incorporar un sistema de generación distribuida y su consumo local, representado por una carga estática, que se puede ver de más cerca en la figura 4.5.

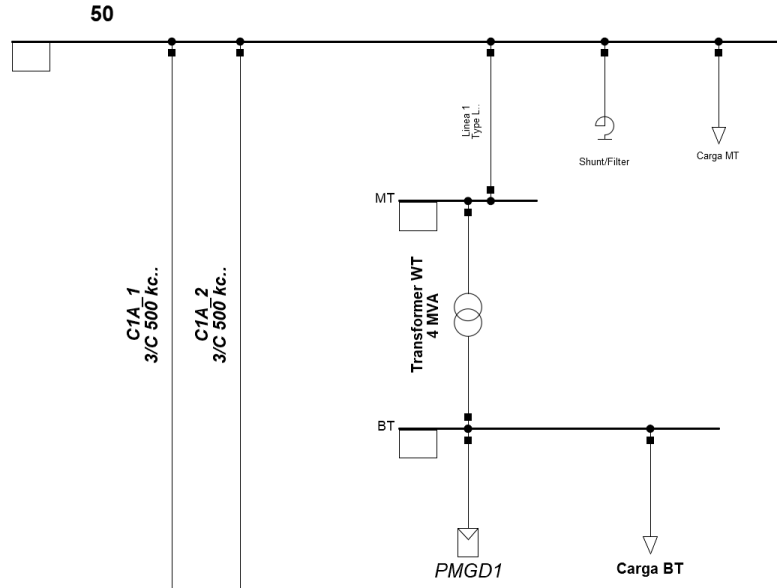


Figura 4.5: Subsistema de potencia en estudio para la detección de isla eléctrica.

Luego, para la modelación de la generación distribuida se optó por un generador estático (ElmGenstat) de tecnología solar fotovoltaica, cuyos parámetros se describen en la tabla 4.1.

Parámetros Generación	Valor
Número de inversores en paralelo	10
Potencia aparente nominal	4 MVA
Factor de potencia nominal	1

Tabla 4.1: Parámetros de PMGD para simulación.

Para la correcta implementación de la generación distribuida, se seleccionó este elemento como máquina de referencia en el menú de flujo de potencia del elemento de red, así como un controlador local de tipo *Const.Q* disponible dentro de las opciones predeterminadas del software. Para el despacho de la unidad se utiliza el modo $P - Q$, y su consigna de potencia activa será ajustada de acuerdo a cada caso de estudio. Para mayor detalle en los parámetros utilizados para la simulación de la generación distribuida refiérase a la sección A.1.2 del Anexo A.

La generación distribuida será conectada en la barra BT de 0,69kV, junto con los consumos locales de esta red, representados por la carga estática en la figura 4.5, y cuyos parámetros están descritos en la tabla 4.2. Además se consideró la implementación de otras cargas presentes en la barra 50 del sistema cuyos parámetros se entregan en las tablas 4.3 y 4.4.

Parámetros Carga	Valor
Tensión nominal	0.69 kV
Factor de potencia nominal	1
Potencia Activa	1 MW

Tabla 4.2: Parámetros de Carga BT para simulación.

Parámetros Carga	Valor
Tensión nominal	13.8 kV
Factor de potencia nominal	1
Potencia Activa	2 MW

Tabla 4.3: Parámetros de Carga MT para simulación

Parámetros Carga	Valor
Tipo	3PH-YN R-L
Tensión nominal	13.8 kV
Potencia reactiva nominal	1 MVar

Tabla 4.4: Parámetros de elemento Shunt para simulación.

De la misma manera, los parámetros utilizados para el modelo del transformador de dos devanados propuesto están descritos en la tabla 4.5.

Parámetros Transformador	Valor
Potencia aparente nominal	4 MVA
Frecuencia nominal	50 HZ
Grupo de conexión	DYn5
Tensión nominal	13.8/0.69 kV
Z %	9 %

Tabla 4.5: Parámetros de transformador para simulación.

Los valores nominales de tensión para las barras de este subsistema se encuentran descritos en la tabla 4.6.

Barra	Tensión Nominal
Barra BT	0.69 kV
Barra MT	13.8 kV
Barra 50	13.8 kV

Tabla 4.6: Tensión nominal en las barras del sistema.

El detalle de los parámetros eléctricos y de simulación del sistema de transmisión y generación que se utilizará para el caso de múltiples barras con generación distribuida se encuentra en el Anexo A.

4.2.2. Implementación de los métodos de detección

Para la implementación de las protecciones se utiliza el siguiente método de acuerdo a las herramientas disponibles en el software de simulación. Primero, es necesario definir un Composite Frame (BlkDef), este objeto en PowerFactory corresponde a una representación gráfica del algoritmo de control de las señales mediante el lenguaje de simulación DSL, y es el esqueleto del sistema de control y comunicación de señales, que debe ser llenado posteriormente con los bloques que realizarán cada operación. La función del Composite Frame es definir las señales que conectan cada bloque y definir qué tipo de bloque puede ser utilizado en cada uno de los Slots. Por ejemplo, algunos de los elementos principales del flujo de la señal son los transformadores de medida de tensión y corriente (StaVt, StaCt), los equipos de medición de estas señales (StaVmea, StaImea, StaPqmea, etc) y los equipos de protección o relés (ElmPro, etc).

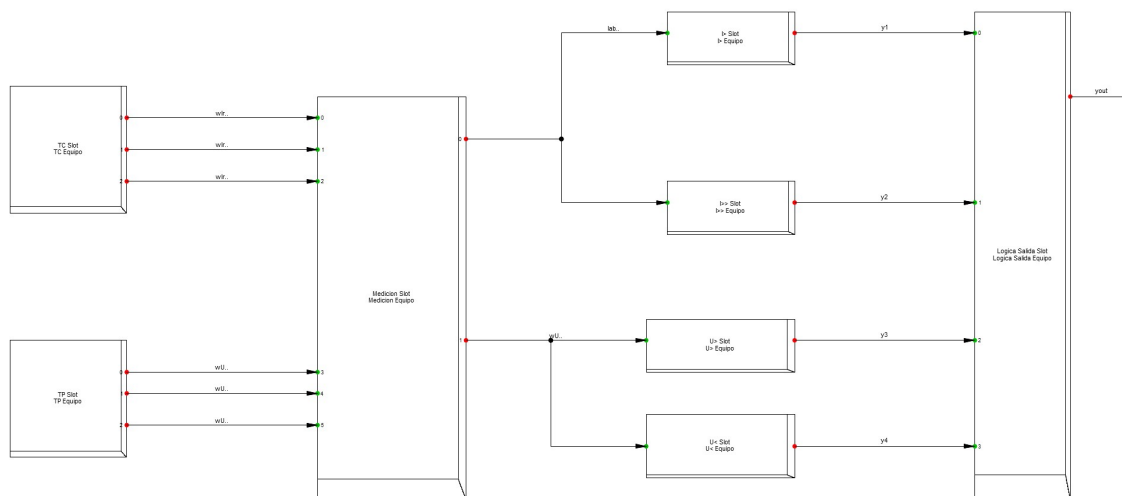


Figura 4.6: Ejemplo de Composite Frame para la implementación de las protecciones en estudio.

Para el caso de Slots correspondientes a elementos de protección, se deben definir además la operación que realiza la protección con sus señales mediante un objeto llamado Block Definition (BlkDef). Como ejemplo de esto, en el caso de las protecciones de tipo Tasa de Cambio se puede utilizar el lenguaje de programación de PowerFactory para definir las ecuaciones que calculan variación en el tiempo de las señales en estudio, y así, definir los umbrales de operación normal como un parámetro del bloque.

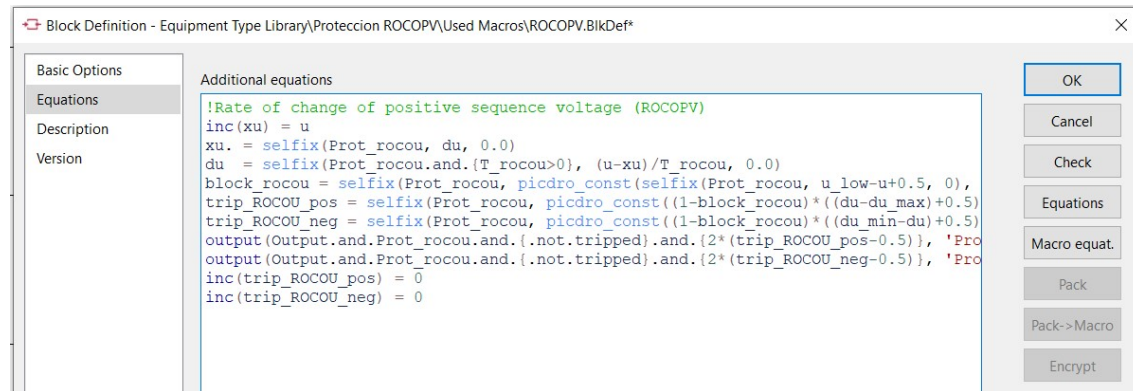


Figura 4.7: Ejemplo de Block Definition para protección ROCOPV.

Una vez hecho esto, se deben crear los Composite Models, que corresponden a los elementos de red de Powerfactory encargados de conectar los esquemas de protección con los elementos físicos representados en nuestro sistema de estudio. Es muy importante destacar que los Composite Models permiten asociar todos los controladores con los elementos de red, como por ejemplo, los controles de frecuencia, tensión y potencia con los generadores respectivos, por lo tanto, para asegurar que la respuesta transitoria de nuestro sistema es lo más cercana a la realidad se debe asegurar que estos se encuentren funcionando en la simulación. A continuación se muestra un ejemplo del Composite Model del Parque Fotovoltaico Malgarida en la región de Atacama modelado en la base de datos del Coordinador Eléctrico Nacional con sus respectivos controladores.

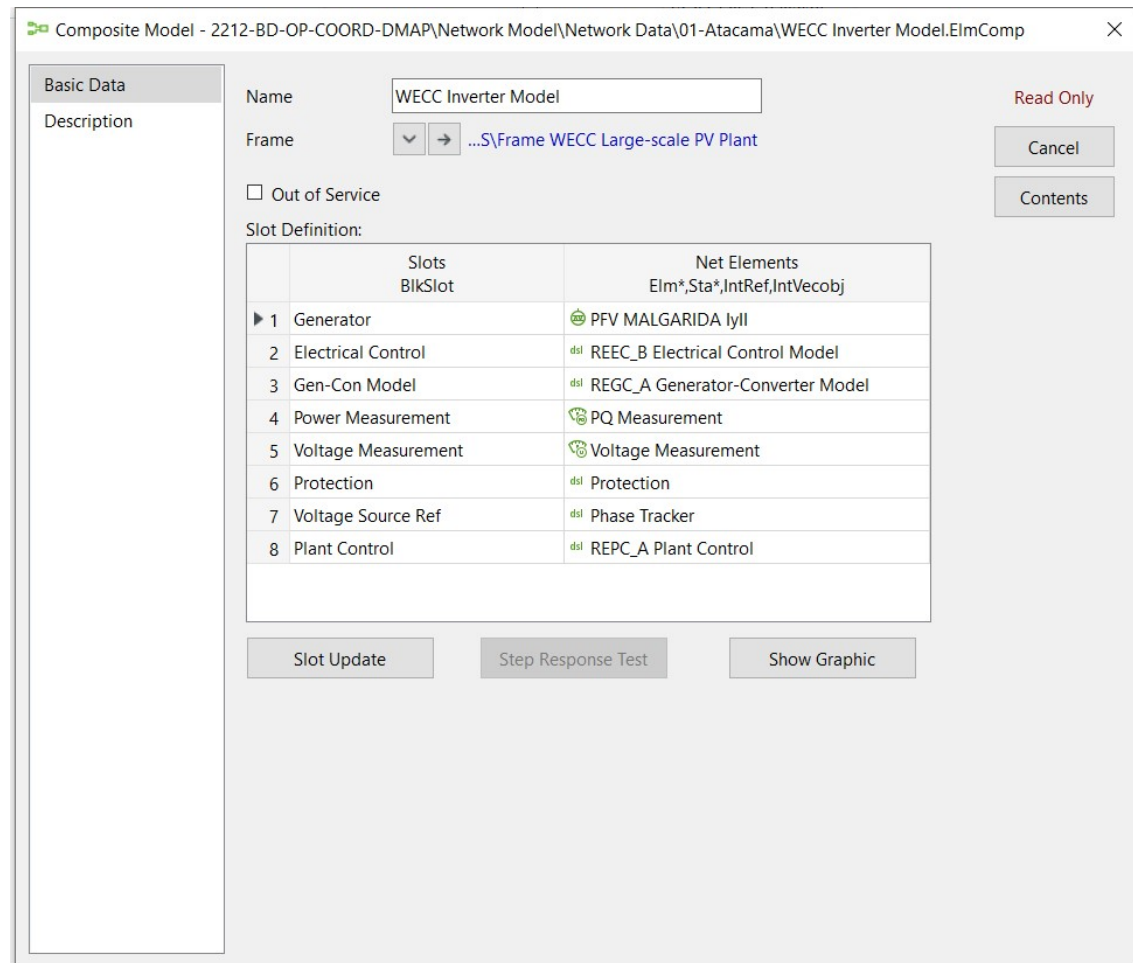


Figura 4.8: Ejemplo de Composite Model con sus controladores respectivos.

4.2.3. Validación de los modelos

Para lograr la validación de los elementos y métodos de protección implementados, se realizan en primera instancia simulaciones de tipo *RMS values (electromechanical transients)* o RMS para cálculos de flujo de potencia de los sistemas operando bajo condiciones nominales. Luego, se repite este proceso para las condiciones de: operación en isla con una barra de generación distribuida, operación sin isla con carga MT desconectada, y por último con operación en isla en sistema con múltiples barras (red externa desconectada). Una vez que convergen las soluciones para estos casos se continúa con la validación de el resto de los elementos.

Para validar las protecciones implementadas en DSL se realiza una simulación del tipo *Instantaneous values (electromagnetic transients)* o EMT para recrear la operación en isla eléctrica en el punto de conexión o PCC de la generación distribuida PMGD1 y se evalúa el resultado de las variables de control obtenidas según cada método. Se repite este proceso para distintos niveles de potencia previo a la falla y de acuerdo con los resultados se sintonizan los límites de operación normal para cada protección. De esta manera se llega a los valores presentados en la sección 4.3.1 de los resultados y a los parámetros de actuación de las protecciones que están en la sección A.1.3 del Anexo A.

La definición de todos los bloques creados para la implementación de las protecciones y sus ajustes se detallan en la sección A.1.3 del Anexo A.

4.2.4. Implementación de los casos de estudio

Las simulaciones que entregarán los resultados de este estudio son llevadas a cabo mediante el software DIGSILENT PowerFactory y son del tipo *Instantaneous values* (*electromagnetic transients*) o EMT, que permitirá obtener los valores instantáneos de cada señal y observar el comportamiento dinámico y transitorio del sistema en estudio. Las simulaciones comienzan con el sistema en operación normal sincronizada en el instante $t = -10$ milisegundos. Luego, el evento o contingencia ocurrirá en el instante $t = 1$. Se probará cada una de las protecciones implementadas por separado y dispondrán de un tiempo total de 2 segundos para detectar la operación en isla eléctrica en caso de que ésta ocurra y enviar la señal de trip, en cuyo caso, abrirá el interruptor Cub-2 de la barra BT, correspondiente al punto de conexión o PCC de la generación distribuida PMGD1. El tiempo total de simulación será de 3,1 segundos.

Para la implementación de la isla eléctrica, se realizará la apertura instantánea de todas las fases de los interruptores Cub-5 y Cub-6 de la barra 50, correspondientes a los paños que conectan con las líneas de transmisión C1A-1 y C1A-2.

Para la los casos sin operación en isla eléctrica, se realizará la apertura instantánea de todas las fases del interruptor Cub-3 de la barra 50, correspondiente al paño que conecta la carga MT.

Para la implementación de la operación en isla eléctrica en un sistema con múltiples barras de generación distribuida, se realizará la apertura instantánea del interruptor Cub-1 de la barra 100, correspondientes al paño que conecta al sistema de distribución con la red externa.

Los tiempos de detección serán obtenidos desde la interfaz gráfica del software para el momento en que la señal de trip alcanza un valor de magnitud 1, registrando el tiempo en milisegundos con tres decimales de precisión.

4.3. Análisis y Resultados

4.3.1. Resultados obtenidos para formación de isla eléctrica en barra 50

4.3.1.a. Potencia activa suministrada por la generación distribuida equivalente a los consumos locales en subsistema

El primer caso de estudio corresponde a la apertura de los interruptores de los paños dedicados las líneas de transmisión C1A-1 y C1A-2 en la barra 50 del sistema modelado en el instante $t = 1$ segundo, formando así una isla eléctrica compuesta por el generador estático, las cargas del subsistema y el transformador de 4 MVA.

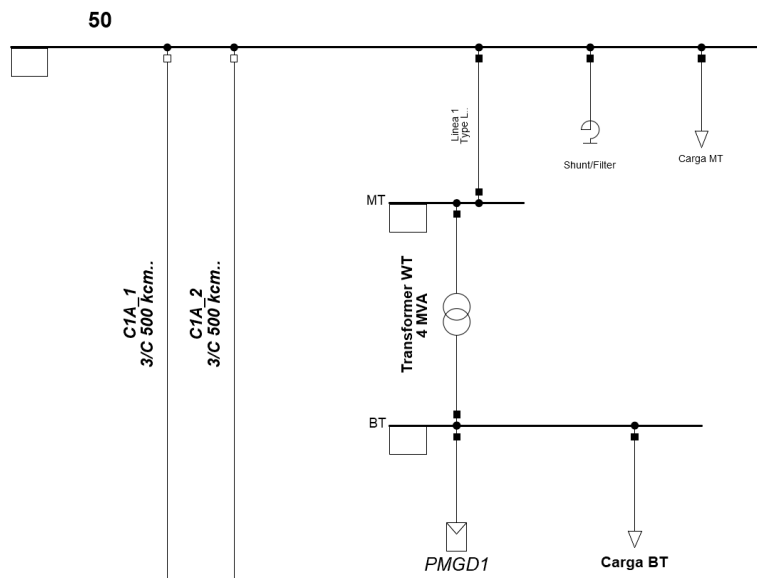


Figura 4.9: Formación de isla eléctrica en un sistema con solo una barra de generación distribuida.

En este caso, el punto de operación de la potencia activa de la generación distribuida era de 3 MW, igual al requerimiento total de potencia activa de las carga estáticas conectadas en el subsistema de la figura 4.5. Los tiempos de detección de isla eléctrica obtenidos para cada una de las protecciones se detalla en la tabla 4.7 a continuación.

Protección	Tiempo de detección
ROCOF	112,218 ms
Salto Vector	8,318 ms
ROCOPV	265,825 ms
ROCOAP-ROCORP	257,818 ms
Comp. simétricas	8,318 ms

Tabla 4.7: Resultados para caso de potencia generada igual al consumo local.

Los resultados obtenidos en la tabla 4.7 muestran que las protecciones ROCOF, Salto Vector, ROCOPV, ROCOAP-ROCORP y Comp. simétricas pudieron detectar de manera correcta la formación de isla eléctrica, teniendo tiempos de detección muy por debajo del

límite establecido por la norma vigente de 2 segundos. Las protecciones que demostraron el menor tiempo para detectar la operación en isla fueron la Salto Vector y Comp. simétricas, mientras que la que tomó más tiempo fue la ROCOPV.

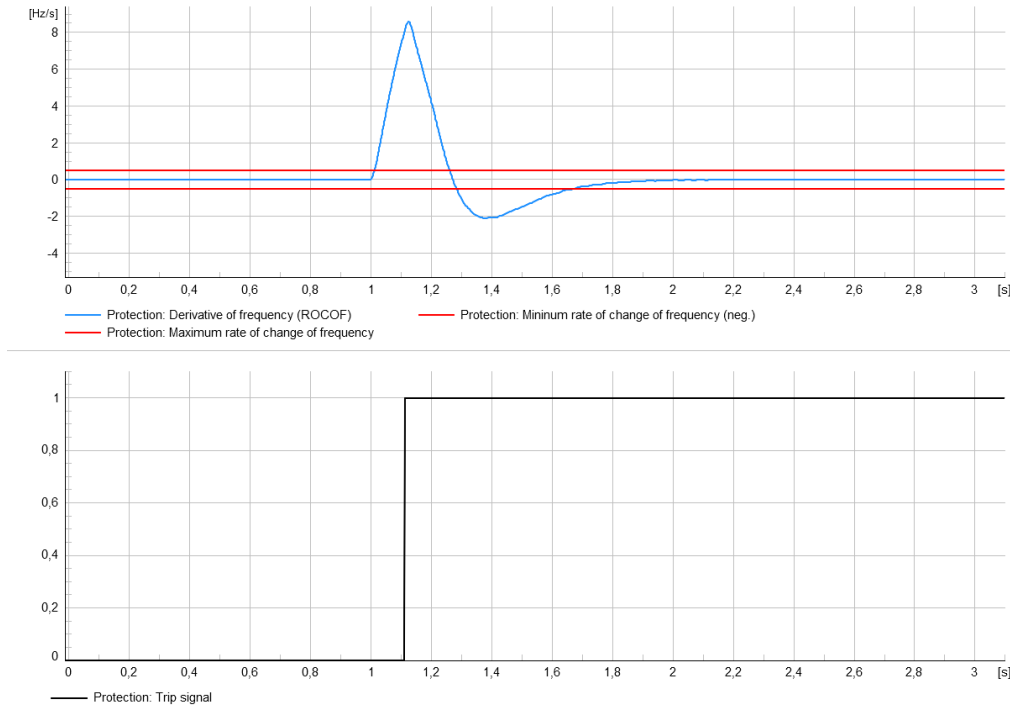


Figura 4.10: Protección ROCOF caso 1.1.

En la figura 4.10 se ve el resultado gráfico de la operación de la protección ROCOF: en la primera gráfica se ve en color azul la tasa de cambio de la frecuencia en los terminales de la generación distribuida, mientras que las líneas horizontales corresponden a los límites máximo y mínimo para este valor, propuestos para este estudio en $0,5 Hz/s$, mientras que en la segunda gráfica se observa la señal de trip de la protección. El delay que existe entre el instante que se supera el umbral de la protección y el instante que se envía la señal de trip está principalmente asociado al parámetro *Trocof* implementado en el bloque DSL de la protección, de valor igual a 0,1s y que es necesario en el cálculo de la tasa de cambio de la frecuencia en el tiempo (y también de las protecciones ROCOPV y ROCOAP-ROCORP). El efecto de disminuir la magnitud de este parámetro es el de obtener más rápido el valor de la tasa de cambio en el tiempo, pero con mayor ruido, por lo tanto mediante el ensayo de distintos escenarios se sintonizó finalmente en este valor para las simulaciones de esta investigación.

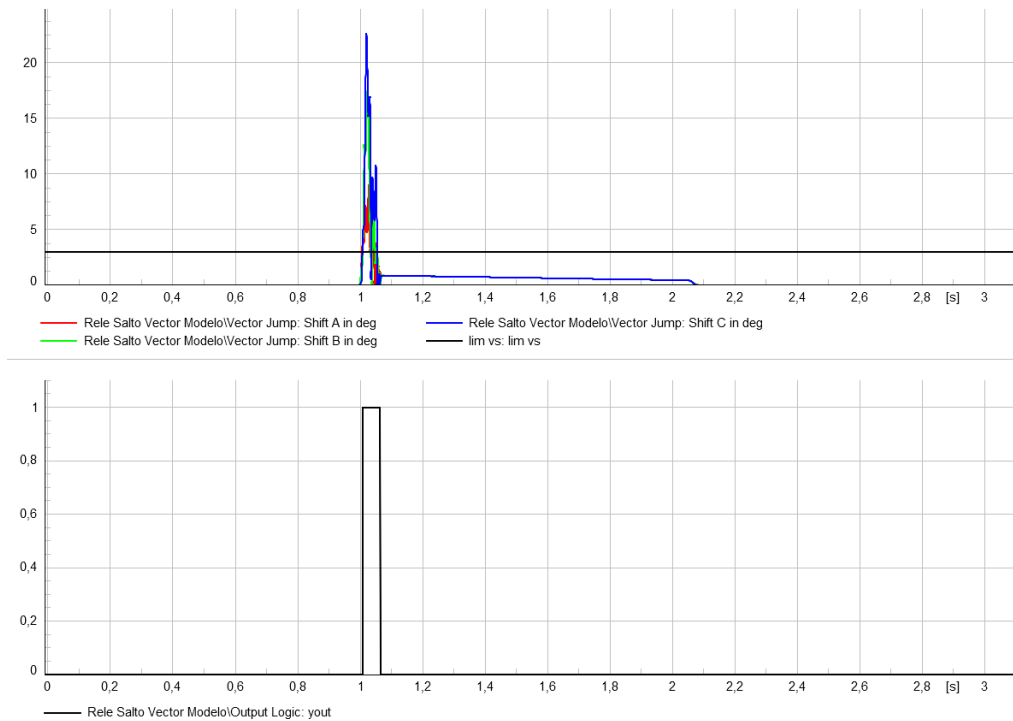


Figura 4.11: Protección Salto Vector caso 1.1.

En la figura 4.11 se ve el resultado gráfico de la operación de la protección Salto Vector: en la primera gráfica se indica en color rojo, azul y verde los *shifts* en los ángulos de las señales de tensión por fase en los terminales de la generación distribuida, mientras que la línea horizontal corresponde al límite en grados para el salto en ángulo, propuesto para este estudio en 3° , mientras que en la segunda gráfica se observa la señal de trip de la protección.

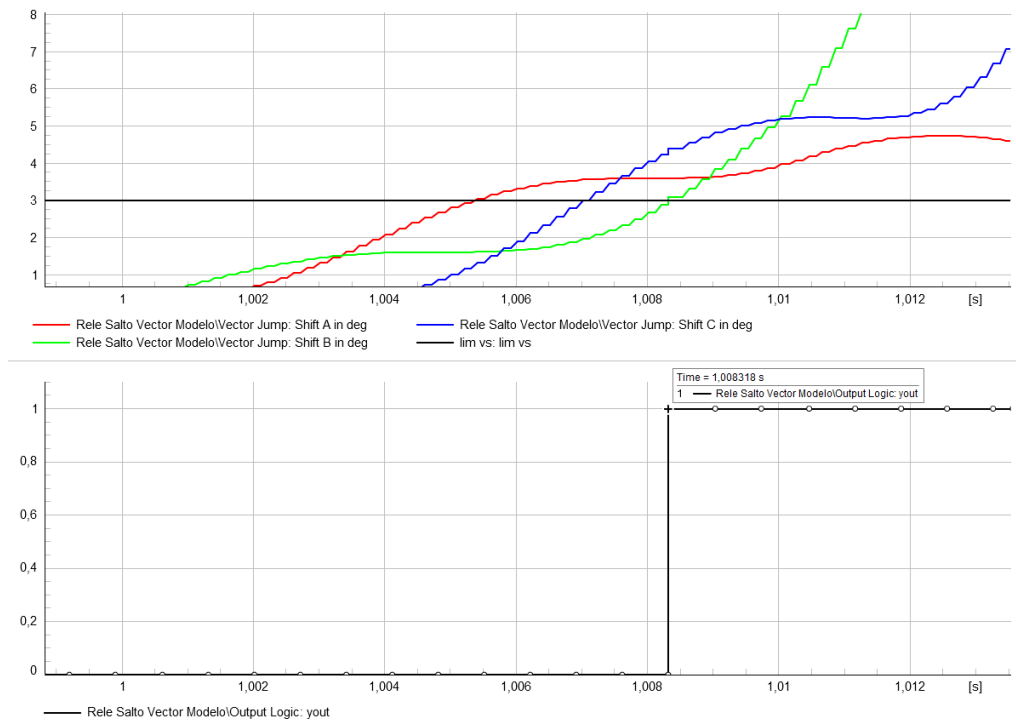


Figura 4.12: Acercamiento de la actuación de protección Salto Vector caso 1.1.

En la figura 4.12 se ve puede ver un acercamiento de la figura 4.11, en el momento en que opera la protección Salto Vector, la cual debemos notar que actúa sólo cuando las tres fases han superado el umbral límite fijado para su actuación.

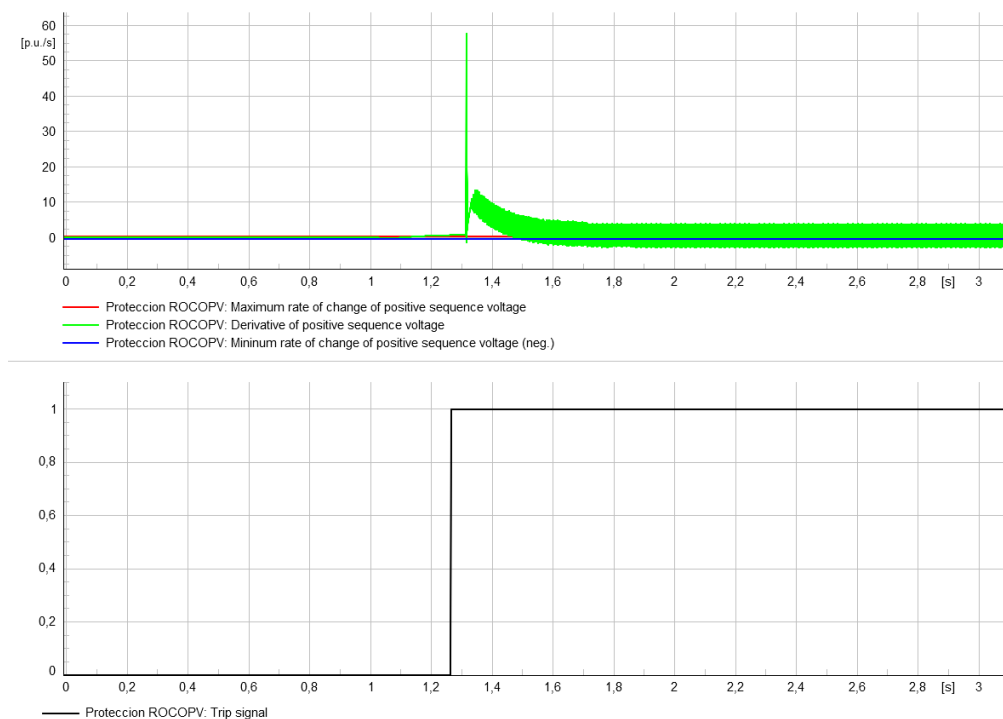


Figura 4.13: Protección ROCOPV caso 1.1.

En la figura 4.13 se ve el resultado gráfico de la operación de la protección ROCOPV: en la primera gráfica se indica en color verde la tasa de cambio de la tensión de secuencia positiva en los terminales de la generación distribuida, mientras que en color azul y rojo se muestran los límites de este valor, propuesto para este estudio en $0,4 \text{ p.u./s}$, mientras que en la segunda gráfica se observa la señal de trip de la protección.

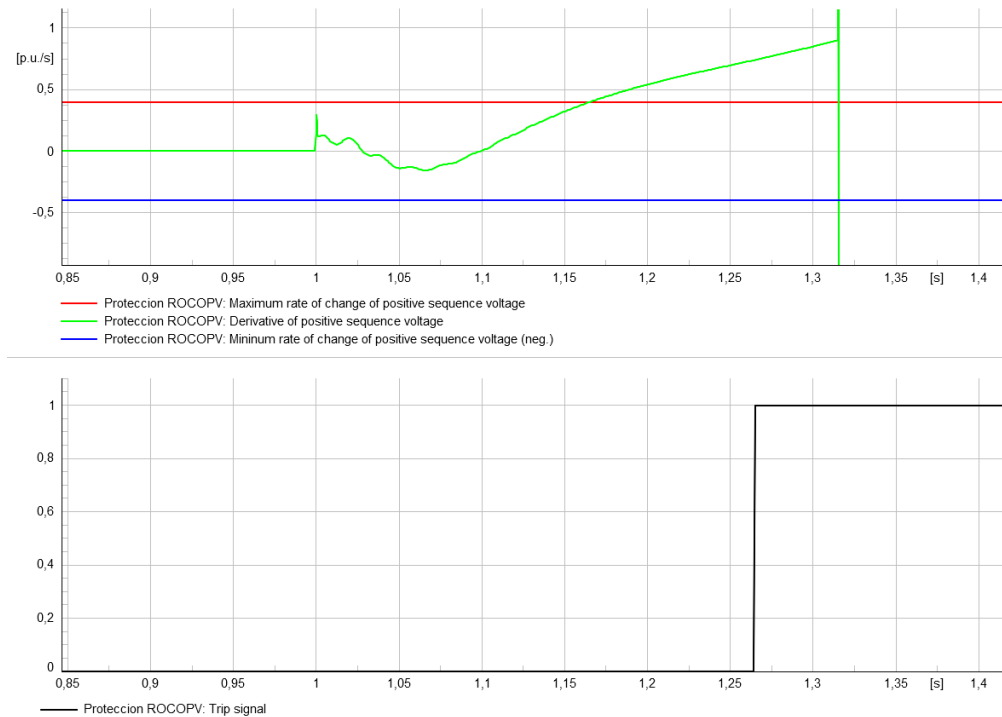


Figura 4.14: Acercamiento de la actuación de protección ROCOPV caso 1.1.

En la figura 4.14 se ve puede ver el acercamiento de la figura 4.13, en el momento que opera la protección ROCOPV.

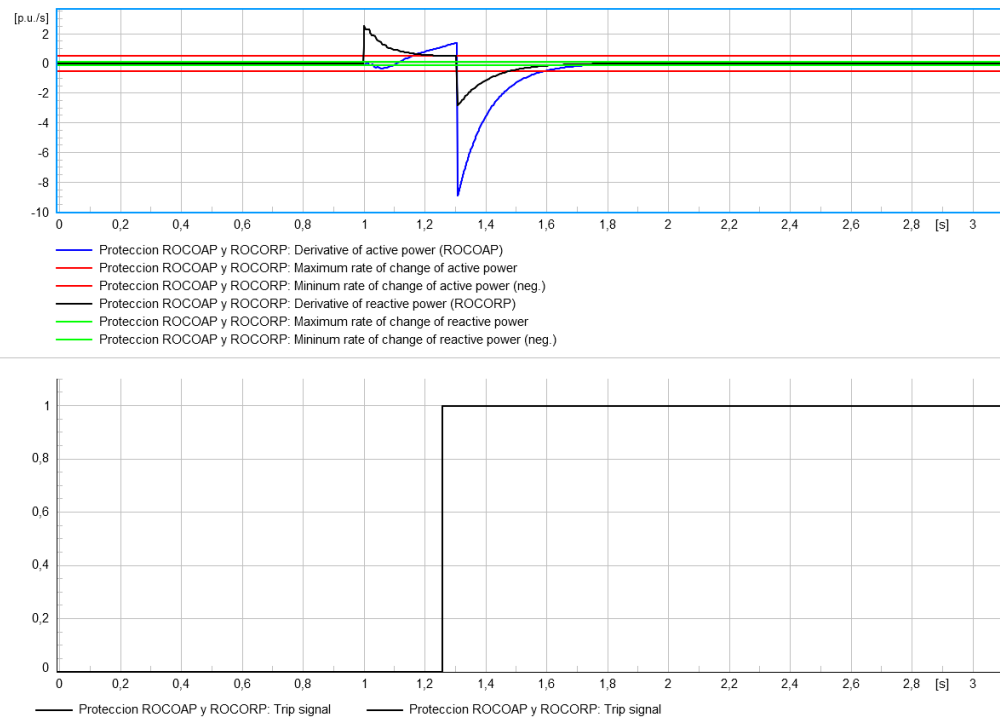


Figura 4.15: Protección ROCOAP-ROCOP caso 1.1.

En la figura 4.15 se ve el resultado gráfico de la operación de la protección ROCOAP-ROCOP: en la primera gráfica se indica en color azul y negro las tasas de cambio de la potencia activa y reactiva respectivamente en los terminales de la generación distribuida, mientras que las líneas horizontales corresponden a los límites para estos valores, propuestos para este estudio en $0,5 \text{ p.u./s}$ y $0,1 \text{ p.u./s}$, mientras que en la segunda gráfica se observa la señal de trip de la protección.

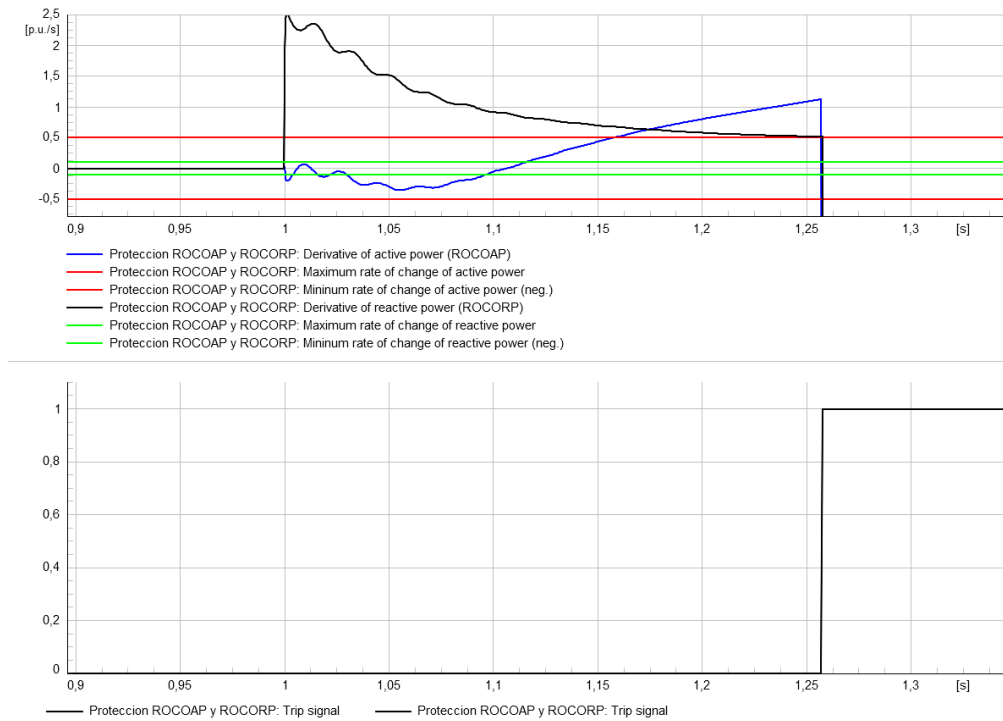


Figura 4.16: Acercamiento de la actuación de protección RCOAP-ROCOP caso 1.1.

En la figura 4.16 se ve puede ver el acercamiento en el momento de la operación para protección RCOAP-ROCOP, la cual debemos notar que actúa sólo cuando las dos tasas de cambio han superado el umbral límite fijado para su actuación.

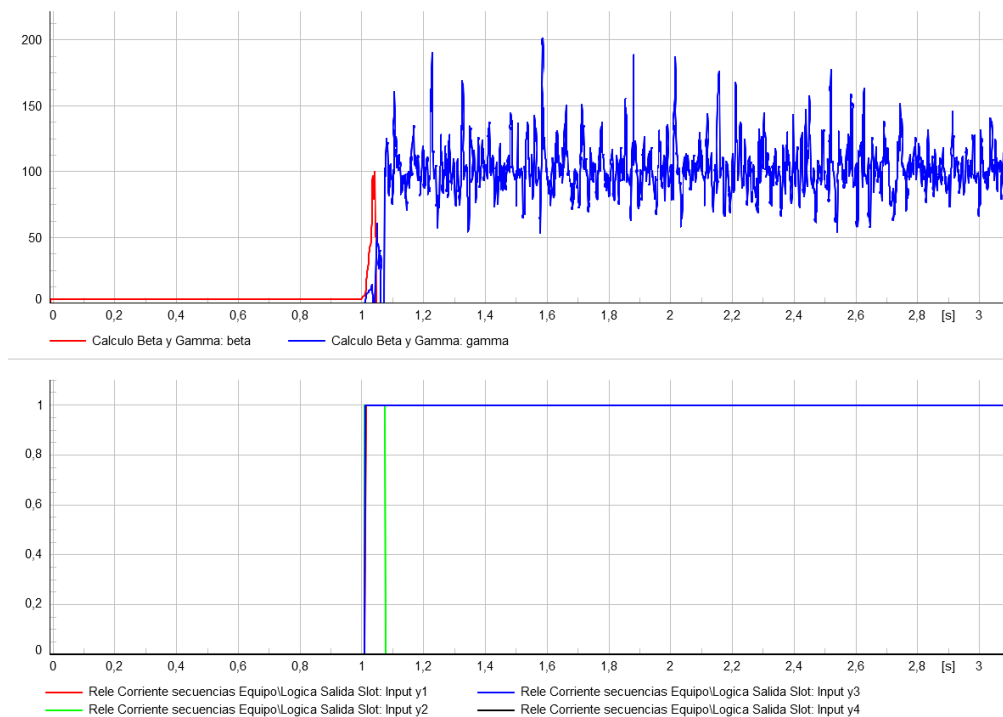


Figura 4.17: Protección Comp. simétricas caso 1.1.

En la figura 4.17 se ve el resultado gráfico de la operación de la protección Comp. simétricas: en la primera gráfica se indica en color azul la componente γ y en rojo la componente β en los terminales de la generación distribuida, cuyos límites fueron ajustados de acuerdo a los autores de [14], mientras que en la segunda gráfica se observan las señales de trip de la protección, donde de color rojo corresponde a una operación por tensión de secuencia positiva, el color verde corresponde a una operación por la componente β , el azul corresponde a una operación por la componente γ , y el negro corresponde a una operación por isla eléctrica con mínima transferencia de potencia.

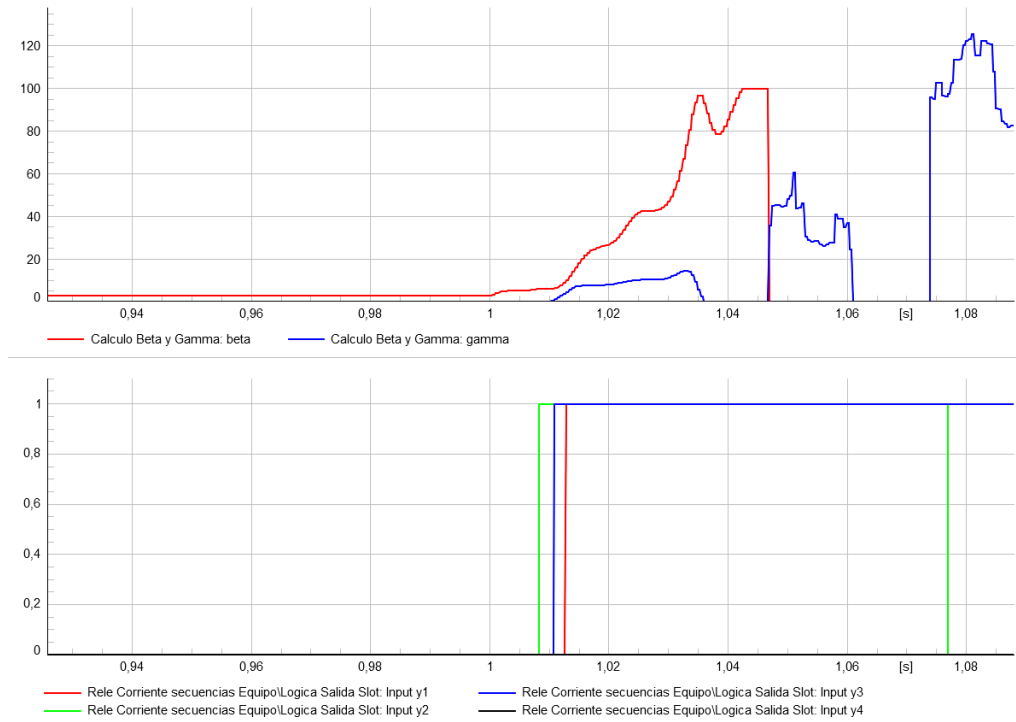


Figura 4.18: Acercamiento de la actuación de protección Comp. simétricas caso 1.1.

En la figura 4.18 se ve puede ver el acercamiento en el momento de la operación para la protección Comp. simétricas, la cual debemos notar que actúa cuando cualquiera las cuatro señales haya superado el umbral límite fijado para su actuación. En este caso, la operación se dió por la componente β , que superó el valor de 6 %.

4.3.1.b. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % menor a los consumos locales en subsistema

En el segundo caso de estudio el punto de operación para la potencia activa de la generación distribución es disminuido en un 30 % con respecto al consumo local del subsistema. Los tiempos de detección de isla eléctrica para cada una de las protecciones se detalla en la tabla 4.8 a continuación.

Protección	Tiempo de detección
ROCOF	111,853 ms
Salto Vector	8,753 ms
ROCOPV	100,071 ms
ROCOAP-ROCORP	200,153 ms
Comp. simétricas	6,285 ms

Tabla 4.8: Resultados para caso de potencia generada 30 % menor al consumo local.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la tabla 4.8, los tiempos de detección de las protecciones ROCOF, ROCOPV, ROCOAP-ROCORP y Comp. simétricas disminuyeron con respecto al caso 1, mientras que la protección Salto Vector tuvo un aumento en el tiempo de detección. Teniendo en cuenta que la única variación entre ambos casos fue el aumento en la consigna de potencia activa para la generación al momento de la desconexión, se puede plantear de forma preliminar que existe una relación entre los tiempos de actuación de las protecciones implementadas y el estado de los flujos de potencia previo a la desconexión.

4.3.1.c. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % mayor a los consumos locales en subsistema

En el tercer caso de estudio el punto de operación para la potencia activa de la generación distribución es aumentado un 30 % con respecto al consumo local del subsistema. Los tiempos de detección de isla eléctrica para cada una de las protecciones se detalla en la tabla 4.9 a continuación.

Protección	Tiempo de detección
ROCOF	112,585 ms
Salto Vector	8,585 ms
ROCOPV	100,066 ms
ROCOAP-ROCORP	200,285 ms
Comp. simétricas	7,285 ms

Tabla 4.9: Resultados para caso de potencia generada 30 % mayor al consumo local.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la tabla 4.9, las cinco protecciones implementadas fueron capaces de actuar de manera correcta para la detección de isla eléctrica, a la vez que los tiempos de detección de isla en cada una de ellas varió con respecto a los casos anteriores, teniendo la mayor disminución en tiempo la protección ROCOPV. Se debe destacar de todas maneras que aún se encuentran por debajo de los 2 segundos que indica la norma vigente.

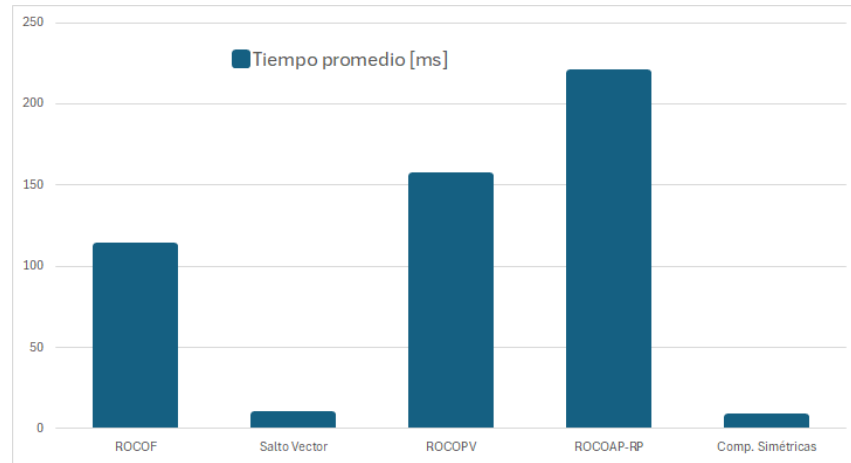


Figura 4.19: Tiempo promedio obtenido para cada método en la detección de isla eléctrica.

En la figura 4.19, se puede observar el promedio de los tiempos de detección de las protecciones implementadas para formación de isla eléctrica. El menor tiempo promedio lo tienen las protecciones Salto Vector y Comp. simétricas. El mayor tiempo de detección promedio lo tiene la protección ROCOAP-ROCORP. Si consideramos que ninguna de las protecciones implementadas actuó de manera incorrecta, las protecciones Salto Vector y Comp. simétricas demuestran ser las protecciones con mejor rendimiento en este caso.

4.3.2. Resultados obtenidos para contingencia sin formación de isla eléctrica

En esta sección, se pone a prueba el rendimiento de las protecciones implementadas ante una contingencia en la red sin la formación de isla eléctrica. El objetivo de esta sección es analizar si las protecciones son capaces de distinguir entre una perturbación transitoria en el sistema y la formación de una isla eléctrica no intencional, es decir, se quiere probar si las protecciones entregan un falso positivo. Para ello, se implementó la apertura del interruptor que conecta la carga MT en la barra 50 en el instante $t = 10$ segundos. De forma análoga a la sección 4.3.1, se estudiarán los tiempos de detección de las protecciones implementadas al variar las potencias del sistema previo a la perturbación.

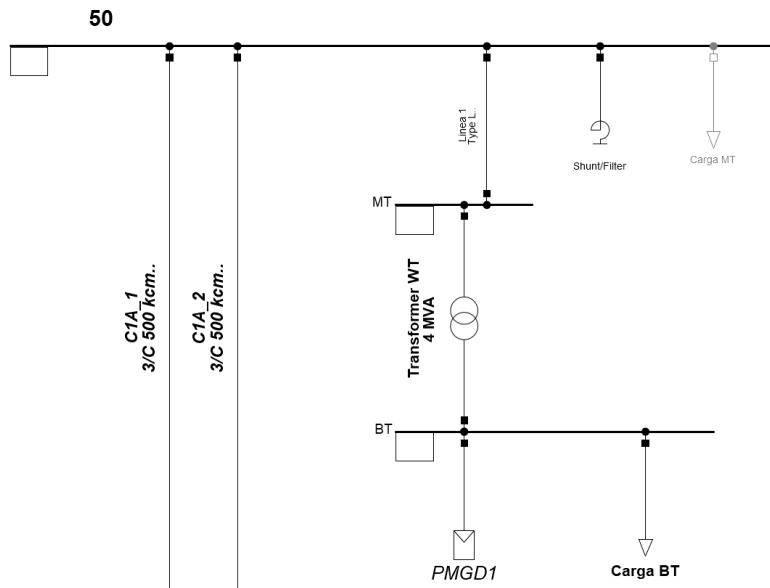


Figura 4.20: Contingencia sin formación de isla eléctrica en un sistema con solo una barra de generación distribuida.

4.3.2.a. Potencia activa suministrada por la generación distribuida equivalente a los consumos locales en subsistema

En el primer caso analizamos nuevamente un escenario donde la potencia suministrada por la generación distribuida equivale al requerimiento de los consumos locales al momento de la perturbación. Los tiempos de detección de isla eléctrica para cada una de las protecciones se detalla en la tabla 4.10 a continuación.

Protección	Tiempo de detección
ROCOF	No operó
Salto Vector	No operó
ROCOPV	No operó
ROCOAP-ROCOP	No operó
Comp. simétricas	No operó

Tabla 4.10: Resultados para caso de potencia generada igual al consumo local.

Los resultados obtenidos en la tabla 4.10 muestran que todas las protecciones implementadas no detectaron una formación de isla eléctrica y por tanto no actuaron, demostrando así una operación correcta.

4.3.2.b. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % menor a los consumos locales en subsistema

En el segundo caso, se ajusta la potencia activa de la generación distribuida para disminuirla en un 30 % con respecto a los consumos locales requeridos en la barra al momento de simular la falla. Los tiempos de detección de isla eléctrica para cada una de las protecciones se detalla en la tabla 4.11 a continuación.

Protección	Tiempo de detección
ROCOF	No operó
Salto Vector	No operó
ROCOPV	No operó
ROCOAP-ROCOPV	No operó
Comp. simétricas	No operó

Tabla 4.11: Resultados para caso de potencia generada 30 % menor al consumo local.

Los resultados obtenidos en la tabla 4.11 muestran que todas las protecciones implementadas no detectaron una formación de isla eléctrica y por tanto no actuaron, demostrando así una operación correcta.

4.3.2.c. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % menor a los consumos locales en subsistema

En el tercer caso, se vuelve a ajustar la potencia activa de la generación distribuida, esta vez para aumentarla un 30 % por sobre los consumos locales requeridos en la barra al momento de simular la falla. Los tiempos de detección de isla eléctrica para cada una de las protecciones se detalla en la tabla 4.12 a continuación.

Protección	Tiempo de detección
ROCOF	No operó
Salto Vector	No operó
ROCOPV	No operó
ROCOAP-ROCOPV	No operó
Comp. simétricas	No operó

Tabla 4.12: Resultados para caso de potencia generada 30 % mayor al consumo local.

Los resultados obtenidos en la tabla 4.12 muestran que todas las protecciones implementadas no detectaron una formación de isla eléctrica y por tanto no actuaron, demostrando así una operación correcta.

4.3.3. Resultados obtenidos para formación de isla eléctrica en modelo con múltiples barras de generación distribuida

En esta sección, se pone a prueba el rendimiento de las protecciones implementadas ante la formación de isla eléctrica producto de la apertura del interruptor principal, el cual conecta nuestro sistema con la red equivalente. El objetivo de esta sección es analizar si las protecciones son capaces de identificar una operación en isla eléctrica cuando la desconexión se produce en un punto más lejano que su propia barra, formando así una isla eléctrica compuesta por múltiples barras, cada una con su propia generación distribuida y sus consumos locales, y si la presencia de otras barras de generación distribuida afecta los tiempos de detección. Para ello, se implementó la apertura del interruptor principal de la barra 100 que conecta con la red equivalente en el instante $t = 1$ segundo. De forma análoga a las secciones 4.3.1 y 4.3.2, se estudiarán los tiempos de detección de las

protecciones implementadas en el subsistema anterior al ajustar la consigna de potencia activa en la que opera previo a la desconexión.

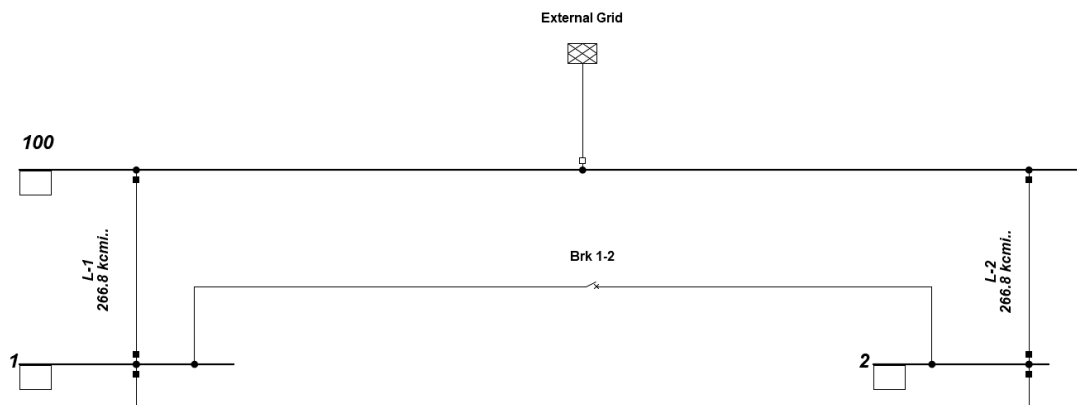


Figura 4.21: Formación de isla eléctrica en un sistema con múltiples barras de generación distribuida.

4.3.3.a. Potencia activa suministrada por la generación distribuida equivalente a los consumos locales en subsistema

En el primer caso analizamos nuevamente un escenario donde la potencia suministrada por la generación distribuida equivale al requerimiento de los consumos locales al momento de la perturbación. Los tiempos de detección de isla eléctrica para cada una de las protecciones se detalla en la tabla 4.13 a continuación.

Protección	Tiempo de detección
ROCOF	52,461 ms
Salto Vector	5,143 ms
ROCOPV	100,055 ms
ROCOAP-ROCORP	213,018 ms
Comp. simétricas	1,318 ms

Tabla 4.13: Resultados para caso de potencia generada igual al consumo local.

Los resultados obtenidos en la tabla 4.13 muestran que las protecciones ROCOF, Salto Vector, ROCOPV, ROCOAP-ROCORP y Comp. simétricas pudieron detectar de manera correcta la formación de isla eléctrica, teniendo tiempos de detección muy por debajo del límite establecido por la norma vigente de 2 segundos. Las protecciones que demostraron el menor tiempo para detectar la operación en isla fueron la Salto Vector y Comp. simétricas, mientras que la que tomó más tiempo fue la ROCOAP-ROCORP.

4.3.3.b. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % menor a los consumos locales en subsistema

En el segundo caso, se ajusta la potencia activa de la generación distribuida para disminuir un 30 % por debajo de los consumos locales requeridos en la barra al momento

de realizar la apertura del interruptor. Los tiempos de detección de isla eléctrica para cada una de las protecciones se detalla en la tabla 4.14 a continuación.

Protección	Tiempo de detección
ROCOF	53,224 ms
Salto Vector	4,585 ms
ROCOPV	278,648 ms
ROCOAP-ROCORP	253,128 ms
Comp. simétricas	0,818 ms

Tabla 4.14: Resultados para caso de potencia generada 30 % menor al consumo local.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la tabla 4.14, todas las protecciones implementadas fueron capaces de detectar la operación en isla eléctrica y los tiempos de detección de las protecciones ROCOF, ROCOPV y ROCOAP-ROCORP aumentaron con respecto al caso 1, mientras que la protección Salto Vector y Comp. simétricas tuvieron una disminución.

4.3.3.c. Potencia activa suministrada por la generación distribuida 30 % mayor a los consumos locales en subsistema

En el tercer caso, se vuelve a ajustar la potencia activa de la generación distribuida, esta vez para aumentarla un 30 % por sobre los consumos locales requeridos en la barra al momento de realizar la apertura del interruptor. Los tiempos de detección de isla eléctrica para cada una de las protecciones se detalla en la tabla 4.15 a continuación.

Protección	Tiempo de detección
ROCOF	55,615 ms
Salto Vector	5,343 ms
ROCOPV	105,722 ms
ROCOAP-ROCORP	200,218 ms
Comp. simétricas	1,818 ms

Tabla 4.15: Resultados para caso de potencia generada 30 % mayor al consumo local.

Nuevamente, de acuerdo con los resultados obtenidos en la tabla 4.15, las cinco protecciones implementadas fueron capaces de actuar de manera correcta para la detección de isla eléctrica, a la vez que los tiempos de detección de isla en cada una de ellas aumentó con respecto al caso de igual potencia.

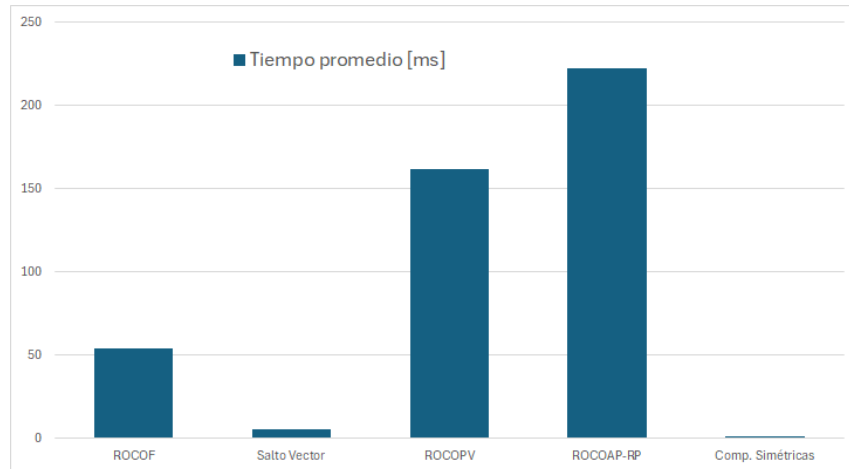


Figura 4.22: Tiempo promedio obtenido para cada método en la detección de isla eléctrica.

En la figura 4.22, se puede observar el promedio de los tiempos de detección de las protecciones implementadas para formación de isla eléctrica. El menor tiempo promedio lo tienen las protecciones Salto Vector y Comp. simétricas. El mayor tiempo de detección promedio lo tiene la protección ROCOAP-ROCORP. Si consideramos que ninguna de las protecciones implementadas actuó de manera incorrecta, las protecciones Salto Vector y Comp. simétricas demuestran ser las protecciones con mejor rendimiento en este caso.

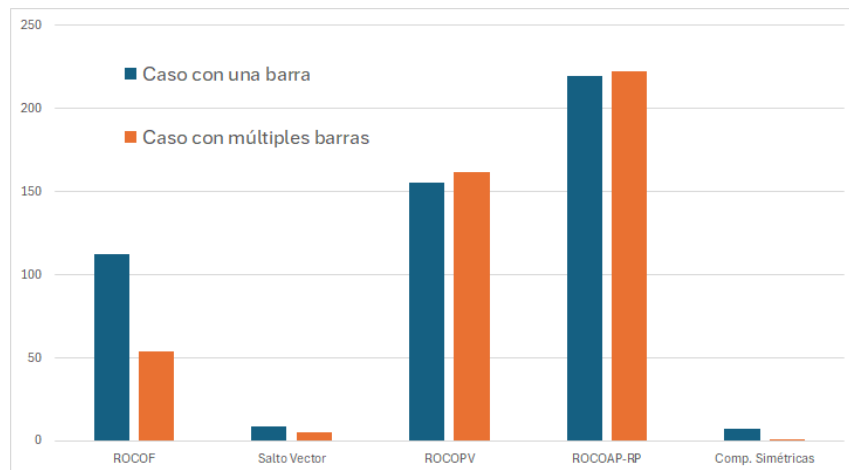


Figura 4.23: Tiempo promedio obtenido por las protecciones entre los casos con una barra y con múltiples barras.

A modo de comparación, en la figura 4.23, se puede observar el promedio de tiempo que obtuvieron las protecciones en la detección de isla eléctrica para los casos vistos en la sección 4.3.1 y 4.3.3. El menor tiempo promedio lo tienen Salto Vector y Comp. simétricas para ambos casos, demostrando tener el mejor rendimiento entre las protecciones implementadas en este estudio. Por otra parte, podemos notar que las protecciones ROCOF, Salto Vector y Comp. Simétricas demoraron en promedio menos tiempo en la detección de isla eléctrica en el sistema con múltiples barras versus el caso con sólo una barra de generación distribuida, lo que puede significar una ventaja cuando se quiera proyectar la utilización de estas protecciones a sistemas de mayor dimensión y enmallado.

Capítulo 5

Conclusiones

En este trabajo se analizó la implementación de nuevas técnicas de protección anti-isla eléctrica en pequeños medios de generación distribuida de acuerdo con la normativa vigente al año 2023, mediante la aplicación de simulaciones en el software DIGSILENT PowerFactory. Se definieron distintos escenarios de operación para el sistema modelado con tal de evaluar la operación de las distintas protecciones implementadas y analizar su viabilidad técnica y normativa como reemplazo de las soluciones tradicionales, así como sus limitaciones.

Con el objetivo de introducir al lector al área de sistemas de potencia y protecciones eléctricas, se hizo una revisión de las principales características de los sistemas eléctricos de potencia en Chile, y se describe en general la composición de los sistemas de generación distribuida y el problema de la formación de isla eléctrica no intencional. De la misma forma, se realizó una revisión de los principales elementos que conforman los sistemas de protección eléctrica en distribución, como fusibles y reconectores, así como las principales funciones de protección implementadas en estos sistemas.

En cuanto a las protecciones de isla eléctrica, la normativa vigente en Chile al año 2023 establece que éstas podrán ser del tipo ROCOF, Salto Vector u otro, siempre y cuando su diseño y configuración se realice en conformidad con la normativa nacional o internacional vigente, en este caso con los estándares IEEE 1547 o VDE0126-1-1 [5] y mientras cuente con la aprobación de la Empresa Distribuidora. Por tanto, en este trabajo se analizaron la implementación de nuevas técnicas para la detección de isla eléctrica ya desarrolladas que permitan aumentar la rapidez y sensibilidad en la actuación de las protecciones tradicionales presentes en el sistema eléctrico nacional, y que cumplieren con los estándares mencionados.

En la literatura existe una extensa investigación de técnicas para la detección de isla eléctrica no intencional en sistemas de generación distribuida, enfocado principalmente en la disminución de los tiempos de actuación, la detección de operaciones falsas y la disminución de la zona de no detección o NDZ, esto porque el crecimiento explosivo que han tenido las energías renovables y la disminución de sus costos han hecho que sean una alternativa costo-eficiente competitiva para solventar los problemas de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos de potencia. En Chile no somos ajenos a este problema y los proyectos de generación de pequeña escala solar fotovoltaica han entrado de forma masiva a la red en los últimos años [1]. Por este motivo, uno de los desafíos más importan-

tes en generación distribuida es la detección apropiada de formación de isla eléctrica no intencional, la cual puede causar peligros en la seguridad del personal de la instalación, y un riesgo para los equipos que operan en el sistema local de distribución [3].

Dentro de las áreas de investigación de las técnicas de detección de isla eléctrica, se han distinguido dos áreas principales de estudio; los métodos de detección clásicos, donde encontramos los métodos pasivos y activos, dedicados a la medición de variables eléctricas y el uso de algoritmos para la detección de anomalías en la red; y por otra parte los métodos modernos, los que utilizan redes neuronales artificiales y procesamiento avanzado de datos y señales para relacionar muestras de datos con perturbaciones ocurridas en la red. En este trabajo se realiza una revisión general por los distintos métodos de detección de isla eléctrica presentados en los últimos años para cada una de las áreas de investigación moderna.

Para la determinación de los casos de estudio y simulaciones se plantearon tres criterios que debían cumplir los métodos de detección de isla eléctrica que serían implementados para análisis. Primero debían ser comparables con los métodos tradicionales, dejando de lado la mayor cantidad de variables que pudiesen influir en los resultados al ser implementados, por esto se prefirió la elección de métodos pasivos de detección, que al igual que las protecciones ROCOF y Salto Vector, utilizan información de variables eléctricas disponibles en la red local para determinar si ocurrió una isla eléctrica o no. Segundo, se consideró que los métodos debían ser competitivos técnica y económicamente frente a los métodos tradicionales, por tanto se descartaron los métodos que requiriesen de hardware adicional para ser implementados en una operación real, por lo que los métodos remotos se encontraban en una desventaja económica frente a los métodos tradicionales. Por último, se consideró que los métodos que iban a ser puestos a prueba debían ser implementados en su totalidad dentro del software de simulación, en este caso DIgSILENT PowerFactory, por tanto los métodos que requiriesen una plataforma externa o el apoyo de una red como los métodos modernos no serían considerados para este estudio. De esta forma, los métodos que fueron seleccionados fueron tres: Tasa de cambio de tensión de secuencia positiva (ROCOPV), Tasa de cambio de potencia activa y reactiva (ROCOAP-ROCORP) y Componentes simétricas de corriente.

De la misma forma, para seleccionar el modelo del sistema de potencia donde se iban a implementar las protecciones se tomaron en cuenta tres criterios: que fuese factible de implementar en el software de simulación, que el sistema a implementar tenga una topología que permita la conexión de una o múltiples barras de generación distribuida, y finalmente que el modelo permita fácilmente la comparación con los resultados de las investigaciones en el estado del arte. Este último punto ayuda directamente a un objetivo personal de este trabajo de investigación, el cual es crear un marco de pruebas para la implementación de protecciones eléctricas en distribución el cual pueda ser replicado por otras personas de manera sencilla y dejando la menor cantidad de variables al azar, permitiendo un espacio para la comparación objetiva de resultados en trabajos posteriores. Teniendo esto en cuenta, se determinó utilizar el sistema de potencia modelo presentado en el estándar IEEE Std 399-1997.

Luego, para definir los escenarios de contingencias se tomaron las siguientes consideraciones: además de tener un caso correspondiente a la apertura intempestiva de interruptor o formación de isla eléctrica de manera directa, se hace necesario un caso de contingencia donde se perturbe al sistema pero no se forme isla eléctrica, de esta forma, se puede

evaluar la capacidad de las protecciones de entregar un falso positivo o de distinguir entre una formación de isla eléctrica y otro tipo de sucesos. De la misma forma, se plantea la necesidad de estudiar tres casos para el flujo de potencia previo a la contingencia, donde existen desbalances entre las potencias activas de la generación distribuida y las cargas y donde la potencia es equivalente a la requerida por los consumos locales, ya que el estado del arte determinó que este caso es uno de los que tiene mayores dificultades para la detección de isla eléctrica en las investigaciones presentadas. Por último, se considera la posibilidad de analizar la formación de isla eléctrica en un punto más alejado del sistema local, formando así una red con múltiples barras de generación distribuida, y así evaluar la influencia de esta red en la detección de la operación en isla.

Para la implementación de estas consideraciones en Digsilent Powerfactory se tuvieron que realizar diversos ajustes al modelo de sistema planteado, hasta lograr una topología y características que reflejasen un típico sistema de distribución nacional. Asimismo, para la implementación de las protecciones se requirió del dominio de la herramienta DSL o Digsilent Simulation Language, que permite la contrucción de controladores, relés y protecciones que trabajan durante la respuesta transitoria del sistema. Este último punto es sumamente importante al realizar este tipo de simulaciones: cada uno de los elementos que es implementado en el sistema de potencia que será evaluado debe contar con los controladores y parámetros adecuados para su modelo dinámico, ya que sólo así podemos asegurar que la respuesta transitoria de nuestro sistema es lo más cercana a la realidad.

En cuanto a los resultados obtenidos se puede concluir lo siguiente. En el primer caso, donde se evalúa el desempeño de las protecciones ante una formación de isla eléctrica, los resultados indican que las protecciones ROCOPV, ROCOAP-ROCORP y Comp. simétricas fueron capaces de operar al mismo nivel que las protecciones tradicionales ROCOF y Salto Vector, esto porque fueron capaces de detectar la isla eléctrica y lo lograron dentro del tiempo que establece la norma vigente. Sin embargo, el tiempo de detección no varió tan significativamente como para marcar una ventaja para estos métodos frente a las protecciones tradicionales, ya que como se analizó en la figura 4.23, las protecciones Salto Vector y Comp. simétricas tienen los menores tiempos promedios en la detección de isla eléctrica de los casos estudiados.

En el segundo caso analizado, se evaluó el desempeño de las protecciones frente a una contingencia sin la formación de isla eléctrica, y aquí no se pudo observar una ventaja competitiva entre los nuevos métodos implementados y las protecciones tradicionales, y es que todas las protecciones operaron de manera correcta y no actuaron enviando una señal de trip, y por tanto no detectaron la formación de isla eléctrica. Esto significa que no se entregaron resultados de falso positivo. Tener presente este tipo de resultado es muy importante, ya que un falso positivo significa que en un escenario donde la protección isla eléctrica hubiese sido determinante para la actuación del interruptor principal de la instalación, dicha protección habría enviado la señal de trip haciendo que la generación distribuida fuese llevada a cero, lo que significa una interrupción en la generación y el costo asociado a ello.

Por último, en el tercer caso analizado, se realizó la desconexión del sistema en el interruptor principal que conecta nuestro modelo con el sistema equivalente, formando una red con múltiples barras de generación distribuida y consumos locales. En este caso, todas las protecciones fueron capaces de detectar la operación en isla, actuando siempre bajo los tiempos que determina la normativa vigente. Esto se vuelve relevante cuando se intente

proyectar los resultados de las protecciones de isla eléctrica y el funcionamiento de las redes de PMGD en el futuro, ya que el constante desarrollo de estas tecnologías nos acerca más hacia una realidad de micro-redes en distribución eléctrica donde tendremos múltiples sistemas de generación distribuida y consumos locales concentrados en una menor cantidad de puntos de conexión disponibles de la red principal, por lo que la detección de isla eléctrica se vuelve un caso más complejo de analizar. A pesar de que se realizó una revisión exhaustiva del estado del arte para protecciones de isla eléctrica, no se pudo encontrar estadísticas sobre la performance y tasa de resultados falsos positivos para las protecciones ROCOF y Salto Vector en Chile.

En cuanto a los límites propuestos en este estudio para fijar los umbrales de operación normal de cada una de las protecciones, se puede concluir que cumplieron a cabalidad su función, y fueron elegidos de manera correcta, ya que lograron efectivamente distinguir entre una operación en isla eléctrica y una operación sin isla, obteniendo un 100 % de precisión en la actuación de las protecciones implementadas en cada caso.

Con respecto a los tiempos de detección, hay que hacer notar lo siguiente: los métodos basados en el cálculo de la tasa de cambio en el tiempo (ROCOX) obtuvieron los tiempos más altos de detección de esta investigación, debido a la naturaleza de su cálculo y a la elección de los parámetros en su modelo DSL, mientras que por el contrario, las protecciones Salto Vector y Comp. simétricas, que utilizan relés de comparación para actuar, obtuvieron los menores tiempos de detección. Esto hace ver que existe una oportunidad de mejora al sintonizar de manera óptima los parámetros de cada protección. A pesar de todo, la correcta elección de los métodos implementados fue fundamental, ya que permitió comparar el método tradicional ROCOF con dos protecciones de la misma naturaleza, ROCOPV y ROCOAP-ROCORP, y también permitió comparar al método basado en el relé Salto Vector, con la protección Comp. simétricas implementada mediante relés de corriente, tensión y frecuencia.

Finalmente, en este trabajo se realizó un total de 45 simulaciones en el software DIGSI-LENT PowerFactory con múltiples escenarios estudiados para el análisis de la viabilidad técnica y normativa de la implementación de nuevos métodos para la detección de operación en isla eléctrica, planteando así a las protecciones ROCOPV, ROCOAP-ROCORP y Comp. simétricas como alternativas viables para el reemplazo de las protecciones tradicionales ROCOF y Salto Vector, cumpliendo con un desempeño competitivo en tiempos de detección, capaces de identificar una operación normal evitando operaciones falsas, y con la capacidad de detectar una operación en isla eléctrica lejana cuando el sistema se conforma por múltiples barras de generación distribuida. Asimismo, se plantea el modelo de sistema de potencia empleado para este estudio como un modelo práctico, versátil y útil para disponer como marco de pruebas en futuros trabajos e investigaciones de protecciones eléctricas y respuestas transitorias en sistemas de distribución.

Trabajos Futuros

En esta memoria de título se realizó una revisión de diversas líneas de investigación presentes en el estado del arte en cuanto al área de protecciones eléctricas de los sistemas de potencia, las cuales están abiertas para seguir trabajando y optimizando. En el desarrollo de este trabajo, surgieron nuevas líneas de investigación que se dejaron abiertas y que se espera sean retomadas más adelante o que puedan servir como opción a trabajos futuros para otros investigadores. A continuación, se presentan algunos trabajos futuros que pueden desarrollarse como resultado de este documento o que, por exceder el alcance de esta tesis, no han podido ser tratados con la suficiente profundidad.

Entre los posibles trabajos futuros se proponen:

- Evaluar el impacto de distintos métodos de control de la generación en el rendimiento de las protecciones anti isla eléctrica.
- Análisis técnico de la implementación de nuevas técnicas de protección anti isla eléctrica en reconfiguradores operativos.
- Evaluar el impacto de incorporación de sistemas de almacenamiento híbrido y nuevas tecnologías en el rendimiento de protecciones eléctricas a nivel de distribución.
- Proponer mejoras al rendimiento y confiabilidad de métodos de detección de isla eléctrica tradicionales y nuevos.

Apéndice A

Anexo Resultados

A.1. Modelación en DIgSILENT Powerfactory

A.1.1. Sistema de potencia

	Name	Grid	Input Mode	Balanced/Unbal...	Act.Pow. MW	React.Pow. Mvar	App.Pow. MVA	I kA	Pow.Fact.	cos(phi)(ind,ca...	Power Direction	Voltage p.u.	Scaling Fact...
▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
▶	▼ Carga BT	Grid	DEF	0	1,	0,	1,	0,83673	1,	ind.	P>=0	1,	1,
▼	▼ Carga MT	Grid	DEF	0	2,	0,	2,	0,08367	1,	ind.	P>=0	1,	1,
▼	▼ Load 19	Grid	DEF	0	0,963	0,52	1,09442	0,26327	0,87991	ind.	P>=0	1,	1,
▼	▼ Load 38	Grid	DEF	0	0,5	0,25	0,55901	0,67239	0,89442	ind.	P>=0	1,	1,
▼	▼ Load 39	Grid	DEF	0	0,963	0,52	1,09442	0,15189	0,87991	ind.	P>=0	1,	1,
▼	▼ Load 41	Grid	DEF	0	0,15	0,049	0,15780	0,18980	0,95056	ind.	P>=0	1,	1,
▼	▼ Load 49	Grid	DEF	0	0,963	0,52	1,09442	1,31639	0,87991	ind.	P>=0	1,	1,

Figura A.1: Parametros para los elementos de carga estática.

	Name	Grid	Type TypBar	Zone ElmZone	Area ElmArea	Out of Servi...	System Ty...	Usa...	Phase Technolo...	Nom.L-L V...
										kV
1		Grid	BUS 69KV			☐	AC	Bus...	ABC	69,
10		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
100		Grid	BUS 69KV			☐	AC	Bus...	ABC	69,
11		Grid	BUS 2.4KV			☐	AC	Bus...	ABC	2,4
12		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
13		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
15		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
16		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
17		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
18		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
19		Grid	BUS 2.4KV			☐	AC	Bus...	ABC	2,4
2		Grid	BUS 69KV			☐	AC	Bus...	ABC	69,
20		Grid	BUS 2.4KV			☐	AC	Bus...	ABC	2,4
21		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
22		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
23		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
24		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
25		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
26		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
27		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
28		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
29		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
3		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
30		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
31		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
32		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
33		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
34		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
35		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
36		Grid	BUS 2.4KV			☐	AC	Bus...	ABC	2,4
37		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
38		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
39		Grid	BUS 4.16KV			☐	AC	Bus...	ABC	4,16
4		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
41		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
49		Grid	BUS .48KV			☐	AC	Bus...	ABC	0,48
5		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
50		Grid				☐	AC	Bus...	ABC	13,8
6		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
8		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
9		Grid	BUS 13.8KV			☐	AC	Bus...	ABC	13,8
BT		Grid				☐	AC	Bus...	ABC-N	0,69
MT		Grid				☐	AC	Bus...	ABC	13,8

Figura A.2: Parametros para los elementos de barras.

	Name	Grid	Type TypeLine,Type...	Ter...	Terminal i	Ter...	Terminal j	Zone	Area	Out...	Par...	The...	Length km	Derating F	Lay...	Lin...	Typ...	Typ...	Ma... m²	Earth resistiv... Ohm/m	Ear...	Tra...	Inom(Act)	Inom kA	Z1 Ohm	
▶	C-E1	Grid	3/C 250 kcmil		3		9			☐	1		0.19812	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.03725
▶	C-E2	Grid	3/C 250 kcmil		9		25			☐	1		0.5587	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.10505
▶	C-E3	Grid	3/C 250 kcmil		- 13		9			☐	1		0.02286	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.00429
▶	C-E4	Grid	3/C 250 kcmil		9		12			☐	1		0.05029	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.00945
▶	C-F1	Grid	3/C 250 kcmil		3		5			☐	1		0.09906	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.01862
▶	C-G1	Grid	3/C 250 kcmil		3		26			☐	1		0.20726	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.03897
▶	C-H1	Grid	3/C 250 kcmil		3		6			☐	1		0.14356	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.02699
▶	C-I1	Grid	3/C 250 kcmil		15		4			☐	1		0.2987	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.05616
▶	C-J2	Grid	3/C 250 kcmil		4		27			☐	1		0.18867	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.03547
▶	C-J3	Grid	3/C 250 kcmil		4		16			☐	1		0.3618	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.06803
▶	C-J4	Grid	3/C 250 kcmil		10		13			☐	1		0.06096	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.01146
▶	C-J5	Grid	3/C 250		- 10		12			☐	1		0.00305	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.00060
▶	C-J6	Grid	3/C 250 kcmil		10		27			☐	1		0.14478	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.02722
▶	C-L1	Grid	3/C 400 kcmil		4		8			☐	1		0.15545	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.41	0.41	0.02265
▶	C-M1	Grid	3/C 250 kcmil		4		24			☐	1		0.15545	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.02923
▶	C-M2	Grid	3/C 250 kcmil		24		31			☐	1		0.10363	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.01948
▶	C-M3	Grid	3/C 250 kcmil		24		32			☐	1		0.14783	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.02779
▶	C-T10-1	Grid	3/C 400		28		38			☐	1		0.01524	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.41	0.41	0.00194
▶	C-T10-2	Grid	3/C 250 ii		28		33			☐	1		0.0061	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.00104
▶	C-T11-1,1	Grid	3/C 400		29		38			☐	1		0.02012	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.41	0.41	0.00256
▶	C-T11-1,2	Grid	3/C 400		29		38			☐	1		0.02012	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.41	0.41	0.00256
▶	C-T11-2	Grid	3/C 250 ii		29		34			☐	1		0.0061	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.00104
▶	C-T12-1	Grid	3/C 400		30		38			☐	1		0.01524	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.41	0.41	0.00194
▶	C-T12-2	Grid	3/C 250 ii		30		35			☐	1		0.0061	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.00104
▶	C-T5-1	Grid	3/C 250 ii		17		22			☐	1		0.0061	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.00104
▶	C-T6-1	Grid	3/C 250 ii		18		23			☐	1		0.0061	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.315	0.315	0.00104
▶	C1A,1	Grid	3/C 500 kcmil/ph		- 50		3			☐	1		0.6096	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.768	0.768	0.10337
▶	C1A,2	Grid	3/C 500 kcmil/ph		- 50		3			☐	1		0.6096	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.768	0.768	0.10337
▶	L-1	Grid	266.8 kcmil ACSR		100		1			☐	1		3.048	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.251	0.251	1.55718
▶	L-2	Grid	266.8 kcmil ACSR		100		2			☐	1		3.048	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	0.251	0.251	1.55718
▶	Linea 1	Grid	Type Line		50		MT			☐	1		0.2	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	5	5	0.03760
▶	SQD-I-Li	Grid	SQD-I-Li		28		41			☐	1		0.01524	1	Gro...	0			0	0	100	0	☑	1	1	0.00094

Figura A.3: Parametros para los elementos de líneas.

	Name	In Folder	Grid	Rtd.Volt kV	Rtd.Current kA	Rtd.Current (air) kA	Cable / O...	Sys...	Pha...	Number of Neutr...	Nominal Freque...	R/(AC,20°C) Hz	X' Ohm/km	L' mH/km	R0/(AC) Ohm/km	X0' Ohm/km	L0' mH/km	
▶	3/C 250 kcmil	Lines		13.8	0.315	1	0		AC	3	0	50	0.144488	0.120341	0.383057	0.265092	0.240682	0.766114
▶	3/C 250	Lines		13.8	0.315	1	0		AC	3	0	50	0.144488	0.138255	0.440079	0.265092	0.276542	0.880260
▶	3/C 400 kcmil	Lines		13.8	0.41	1	0		AC	3	0	50	0.092881	0.112336	0.357576	0.185728	0.224639	0.715048
▶	3/C 400	Lines		13.8	0.41	1	0		AC	3	0	50	0.091896	0.08855	0.281863	0.183793	0.177133	0.563831
▶	3/C 250 ii	Lines		13.8	0.315	1	0		AC	3	0	50	0.144127	0.092618	0.294812	0.288255	0.185203	0.589519
▶	3/C 500 kcmil/ph	Lines		13.8	0.768	1	0		AC	3	0	50	0.075919	0.15164	0.482685	0.06834	1.364665	4.343863
▶	266.8 kcmil ACSR	Lines		69	0.251	1	1		AC	3	0	50	0.217153	0.462438	1.471987	0	0	0
▶	Type Line	Lines		13.8	5	5	1		AC	3	1	50	0.144488	0.120341	0.383057	0.265092	0.240682	0.766114
▶	SQD-II	Lines		13.8	1	1	0		AC	3	0	50	0.052493	0.032808	0.104432	0	0	0

Figura A.4: Parametros para los tipos de líneas.

	Name	Grid	Type TypPvpanel	Terminal Substation	Terminal	Zone	Area	Out of Servi...	Model	Technology	Par...	Pan...	App.Pow. kVA	Pow.Fact.
▶	PV System 11	Grid			11			☐	Active Power Input 3PH		1	1	1500	0,8
▶	PV System 18	Grid			18			☐	Active Power Input 3PH		1	1	600	0,8
▶	PV System 19	Grid			19			☐	Active Power Input 3PH		1	1	3500	0,8
▶	PV System 20	Grid			20			☐	Active Power Input 3PH		1	1	3250	0,8
▶	PV System 21	Grid			21			☐	Active Power Input 3PH		1	1	350	0,8
▶	PV System 22	Grid			22			☐	Active Power Input 3PH		1	1	650	0,8
▶	PV System 23	Grid			23			☐	Active Power Input 3PH		1	1	700	0,8
▶	PV System 30	Grid			30			☐	Active Power Input 3PH		1	1	450	0,8
▶	PV System 33	Grid			33			☐	Active Power Input 3PH		1	1	5000	0,8
▶	PV System 34	Grid			34			☐	Active Power Input 3PH		1	1	320	0,8
▶	PV System 35	Grid			35			☐	Active Power Input 3PH		1	1	575	0,8
▶	PV System 36	Grid			36			☐	Active Power Input 3PH		1	1	600	0,8
▶	PV System 37	Grid			37			☐	Active Power Input 3PH		1	1	600	0,8
▶	PV System 38	Grid			38			☐	Active Power Input 3PH		1	1	600	0,8
▶	PV System 39	Grid			39			☐	Active Power Input 3PH		1	1	1700	0,8
▶	PV System 41	Grid			41			☐	Active Power Input 3PH		1	1	850	0,8
▶	PV System 49	Grid			49			☐	Active Power Input 3PH		1	1	2000	0,8
▶	PV System 8	Grid			8			☐	Active Power Input 3PH		1	1	500	0,8

Figura A.5: Parametros para los elementos de generadores estáticos.

	Name	Grid	Type TypeTr2	HV-Side Substation	HV-Side	LV-Side Substation	LV-Side	Zone	Area	Out of Servi...	Par...	Thermal Rating IntThrating	Rating Fact...	Snom(act.) MVA
▶	T1	Grid	T1 15 MVA-6...		1		3			☐	1		1,	15,
▶	T10	Grid	T10 1.5MVA-...		25		28			☐	1		1,	1,5
▶	T11	Grid	T11 & T12 1.5...		26		29			☐	1		1,	1,5
▶	T12	Grid	T11 & T12 1.5...		27		30			☐	1		1,	1,5
▶	T13	Grid	T13 2.5MVA-...		31		36			☐	1		1,	2,5
▶	T14	Grid	T14 1MVA-13...		32		37			☐	1		1,	1,
▶	T17	Grid	T17 2MVA-13...		5		49			☐	1		1,	2,
▶	T2	Grid	T2 15 MVA-6...		2		4			☐	1		1,	15,
▶	T3	Grid	T3 1.725MVA...		5		39			☐	1		1,	1,725
▶	T4	Grid	T4 1.5MVA-1...		6		11			☐	1		1,	1,5
▶	T5	Grid	T5 1.5MVA-1...		12		17			☐	1		1,	1,5
▶	T6	Grid	T6 1.5MVA-1...		13		18			☐	1		1,	1,5
▶	T7	Grid	T7 & T8 3.75...		6		19			☐	1		1,	3,75
▶	T8	Grid	T7 & T8 3.75...		15		20			☐	1		1,	3,75
▶	T9	Grid	T9 .75MVA-1...		16		21			☐	1		1,	0,75
▶	Transformer WT	Grid	4 MVA		MT		BT			☐	1		1,	4,

Figura A.6: Parametros para los elementos de transformadores de dos devanados.

	Name	In Folder	Grid	Technolo...	rtd.Pow. MVA	Nominal Freque... Hz	HV-rtd.Volt. kV	LV-Rtd.Volt. kV	Shc.Volt. %	Cop.Los. kW	Re/Shc.Vo... %	Ratio X/R	x1 p.u.	r1 p.u.	HV-Vec.Grp.	LV-Vec.Grp.
▶	T1 15 MVA-69/...	Transformers		Three Pha...	15,	50,	69,	13,8	8,	70,46642	0,46977	17,	0,07986	0,00469	D	YN
▶	T10 1.5MVA-13...	Transformers		Three Pha...	1,5	50,	13,8	0,48	5,75	13,11493	0,87432	6,50000	0,05683	0,00874	D	YN
▶	T11 & T12 1.5M...	Transformers		Three Pha...	1,5	50,	13,8	0,48	5,75	13,11493	0,87432	6,50000	0,05683	0,00874	D	YN
▶	T13 2.5MVA-13...	Transformers		Three Pha...	2,5	50,	13,8	2,4	5,75	14,30366	0,57214	10,	0,05721	0,00572	D	YN
▶	T14 1MVA-13.8/...	Transformers		Three Pha...	1,	50,	13,8	0,48	5,75	10,28591	1,02859	5,50000	0,05657	0,01028	D	YN
▶	T17 2MVA-13.8/...	Transformers		Three Pha...	2,	50,	13,8	0,48	4,5	9,24744	0,46237	9,68090	0,04476	0,00462	D	YN
▶	T2 15 MVA-69/...	Transformers		Three Pha...	15,	50,	69,	13,8	8,	70,46642	0,46977	17,	0,07986	0,00469	D	YN
▶	T3 1.725MVA-1...	Transformers		Three Pha...	1,725	50,	13,8	4,16	6,	12,83759	0,74420	8,00000	0,05953	0,00744	D	YN
▶	T4 1.5MVA-13.8...	Transformers		Three Pha...	1,5	50,	13,8	2,4	5,5	12,54472	0,83631	6,49999	0,05436	0,00836	D	YN
▶	T5 1.5MVA-13.8...	Transformers		Three Pha...	1,5	50,	13,8	0,48	6,75	15,39579	1,02638	6,5	0,06671	0,01026	D	YN
▶	T6 1.5MVA-13.8...	Transformers		Three Pha...	1,5	50,	13,8	0,48	5,75	13,11493	0,87432	6,50000	0,05683	0,00874	D	YN
▶	T7 & T8 3.75MV...	Transformers		Three Pha...	3,75	50,	13,8	2,4	5,5	17,12813	0,45675	12,	0,05481	0,00456	D	YN
▶	T9 .75MVA-13.8...	Transformers		Three Pha...	0,75	50,	13,8	0,48	5,75	8,45750	1,12766	5,	0,05638	0,01127	D	YN
▶	4 MVA	Library		Three Pha...	4,	50,	13,8	0,69	9,	1,	0,025	359,9986	0,08999	0,00025	D	YN

Figura A.7: Parametros para tipos de transformadores de dos devanados.

A.1.2. Generación distribuida PMGD1

Static Generator - Grid\PMGD1.ElmGenstat

Basic Data

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Quasi-Dynamic Simulation

Simulation RMS

Simulation EMT

Power Quality/Harmonics

Reliability

Generation Adequacy

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

Optimal Equipment Placement

State Estimation

General

Operational Limits

Advanced

Automatic Dispatch

☒ Reference Machine

Local Controller: Const. Q

☐ Out of service when active power is zero

External Secondary Controller: [v] [→]

External Station Controller: [v] [→]

Dispatch

Input Mode: P, Q

Active Power: 0,3 MW

Reactive Power: 0, Mvar

Voltage: 1, p.u.

Angle: 0, deg

Prim. Frequency Bias: 0, MW/Hz

Scaling Factor: 1,

Actual Dispatch

Active Power (act.): 0,3 MW

Reactive Power (act.): 0, Mvar

Apparent Power (act.): 0,3 MVA

Power Factor (act.): 1, ind.

Scaling Factor (act.): 1,

OK

Cancel

Figure

Jump to ...

Figura A.8: Parametros de flujo de potencia para una unidad de la generación distribuida PMGD1.

Static Generator - Grid\PMGD1.ElmGenstat

Basic Data

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Quasi-Dynamic Simulation

Simulation RMS

Simulation EMT

Power Quality/Harmonics

Reliability

Generation Adequacy

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

Optimal Equipment Placement

State Estimation

Min. operation voltage

Switch-off threshold 0, p.u.

Switch-on threshold 999999, p.u.

Switch-on delay 0, s

Series reactor

Short circuit impedance 10, % R0/R1 ratio 1,

Copper losses 0,15 kW X0/X1 ratio 1,

Current controller

Kd: d-Axis, proportional gain 0,1

Td: d-Axis, integration time constant 0,01 s

Kq: q-Axis, proportional gain 0,1

Tq: q-Axis, integration time constant 0,01 s

OK

Cancel

Figure

Jump to ...

Figura A.9: Parametros de simulación EMT para una unidad de la generación distribuida PMGD1.

A.1.3. Protecciones implementadas

A.1.3.a. Protección ROCOF

Composite Model - Grid\Composite Model de Proteccion ROCOF.ElmComp

Basic Data

Description

Name: Composite Model de Proteccion ROCOF

Frame: ...ent Type Library\Rele ROCOF Frame

☒ Out of Service

Slot Definition:

	Slots BlkSlot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef,IntVecobj
1	Medicion V y F Slot	✓ Medicion V y F
2	Proteccion ROCOF Slot	✓ dsl Protection
3	Frecuencia Constante	✓ dsl Common Model

Slot Update Step Response Test Show Graphic

OK Cancel Contents

Figura A.10: Composite Model de la protección ROCOF.

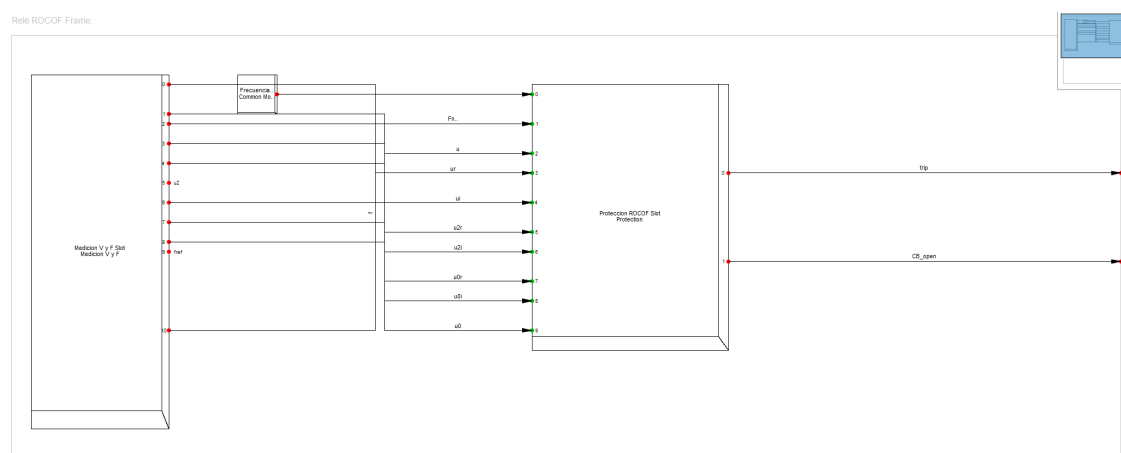


Figura A.11: Composite Frame de la protección ROCOF.

Slot - Equipment Type Library\Rele ROCOF Frame\Medicion V y F Slot.BlkSlot X

Name Medicion V y F Slot OK

Sequence 0, Cancel

Block Definition ▼ ➔

Filter for

Class Name StaVmea*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals ur,ui,u,u2r,u2i,u2,u0r,u0i,u0,fref,fe

Input Signals

Figura A.12: Slot para bloque de medición en protección ROCOF.

Slot - Equipment Type Library\Rele ROCOF Frame\Proteccion ROCOF Slot.BlkSlot X

Name

Sequence

Block Definition ...rotection V_f_ROCOF (RMS and EMT)

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☐ Automatic, model will be created

☒ Local, model must be stored inside

☐ Main Slot

OK Cancel

Figura A.13: Slot para bloque de operación en protección ROCOF.

Common Model - Grid\Composite Model de Protección ROCOF\Protection.Elmdsl

Basic Data

Description

General Advanced 1 Advanced 2 Advanced 3

Name Protection

Model Definition ...rotection V_f_ROCOF (RMS and EMT)

Configuration Script

☐ Out of Service ☐ A-stable integration algorithm

	Parameter	
T_brk Circuit breaker opening delay (if no detailed CB) [s]		0,
Outage Outage element when tripping: 0 = no, 1 = yes		1,
Output Print messages in output window: 0 = no, 1 = yes		1,
Prot_u Enable voltage protection: 0 = off, 1 = on		0,
Prot_OVsql 1-phase over-voltage protection: 0=off, 1=on		0,
Prot_UVsql 1-phase under-voltage protection: 0=off, 1=on		0,
u_max1 Threshold slow overvoltage protection [p.u.]		1,1
T_umax1 Tripping delay slow overvoltage protection [s]		4,
u_max2 Threshold fast overvoltage protection [p.u.]		1,3
T_umax2 Tripping delay fast overvoltage protection [s]		0,3
u_min1 Threshold slow undervoltage protection [p.u.]		0,8
T_umin1 Tripping delay slow undervoltage protection [s]		11,
u_min2 Threshold fast undervoltage protection [p.u.]		0,79
T_umin2 Tripping delay fast undervoltage protection [s]		1,5
fn Nominal frequency [Hz]		50,
Prot_f Enable frequency protection: 0 = off, 1 = on		1,
f_max Threshold overfrequency protection [Hz]		52,
T_fmax Tripping delay overfrequency protection [s]		0,
f_min Threshold underfrequency protection [Hz]		47,
T_fmin Tripping delay underfrequency protection [s]		0,
u_low Minimum voltage for frequency protection [p.u.]		0,
T_fblock Frequency protection block time after UVRT [s]		0,2
T_fmeas Frequency measurement filter time constant [s]		0,1
Prot_rocof Enable ROCOF protection: 0 = off, 1 = on		1,
df_max Maximum rate of change of frequency [Hz/s]		0,5
df_min Minimum rate of change of frequency (neg.) [Hz/s]		-0,5
T_rocof Tripping delay ROCOF protection [s]		0,1

Export to Clipboard Set to default Show Graphic

OK Cancel Events Arrays/Matrices

Figura A.14: Common Model para elemento de protección DSL ROCOF.

```

vardef(T_brk) = 's' ;'Circuit breaker opening delay (if no detailed CB)'
vardef(Outage) = ;'Outage element when tripping: 0 = no, 1 = yes'
vardef(Output) = ;'Print messages in output window: 0 = no, 1 = yes'
vardef(Prot_u) = ;'Enable voltage protection: 0 = off, 1 = on'
vardef(Prot_OVsgl) = ;'1-phase over-voltage protection: 0=off, 1=on'
vardef(Prot_UVsgl) = ;'1-phase under-voltage protection: 0=off, 1=on'
vardef(u_max1) = 'p.u.';'Threshold slow overvoltage protection'
vardef(T_umax1) = 's' ;'Tripping delay slow overvoltage protection'
vardef(u_max2) = 'p.u.';'Threshold fast overvoltage protection'
vardef(T_umax2) = 's' ;'Tripping delay fast overvoltage protection'
vardef(u_min1) = 'p.u.';'Threshold slow undervoltage protection'
vardef(T_umin1) = 's' ;'Tripping delay slow undervoltage protection'
vardef(u_min2) = 'p.u.';'Threshold fast undervoltage protection'
vardef(T_umin2) = 's' ;'Tripping delay fast undervoltage protection'
vardef(fn) = 'Hz' ;'Nominal frequency'
|
vardef(Prot_f) = ;'Enable frequency protection: 0 = off, 1 = on'
vardef(f_max) = 'Hz' ;'Threshold overfrequency protection'
vardef(T_fmax) = 's' ;'Tripping delay overfrequency protection'
vardef(f_min) = 'Hz' ;'Threshold underfrequency protection'
vardef(T_fmin) = 's' ;'Tripping delay underfrequency protection'
vardef(u_low) = 'p.u.';'Minimum voltage for frequency protection'
vardef(T_fblock) = 's' ;'Frequency protection block time after UVRT'
vardef(T_fmeas) = 's' ;'Frequency measurement filter time constant'

vardef(Prot_rocof) = ;'Enable ROCOF protection: 0 = off, 1 = on'
vardef(df_max) = 'Hz/s';'Maximum rate of change of frequency'
vardef(df_min) = 'Hz/s';'Minimum rate of change of frequency (neg.)'
vardef(T_rocof) = 's' ;'Tripping delay ROCOF protection'

vardef(f) = 'p.u.';'Frequency'
vardef(fnom) = 'Hz' ;'Nominal Frequency'
vardef(f_Hz) = 'Hz' ;'Frequency'
vardef(f_Hz_meas) = 'Hz';'Measured frequency'
vardef(df) = 'Hz/s';'Derivative of frequency (ROCOF)'

vardef(u) = 'p.u.';'Voltage (positive sequence), magnitude'
vardef(ur) = 'p.u.';'Voltage (positive sequence), real part'
vardef(ui) = 'p.u.';'Voltage (positive sequence), imaginary part'
vardef(u2r) = 'p.u.';'Voltage, negative sequence, real part'
vardef(u2i) = 'p.u.';'Voltage, negative sequence, imaginary part'
vardef(u0) = 'p.u.';'Voltage, zero sequence, magnitude'
vardef(u0r) = 'p.u.';'Voltage, zero sequence, real part'
vardef(u0i) = 'p.u.';'Voltage, zero sequence, imaginary part'
vardef(uab) = 'p.u.';'Line-line voltage, magnitude, Phase a-b'
vardef(ubc) = 'p.u.';'Line-line voltage, magnitude, Phase b-c'
vardef(uca) = 'p.u.';'Line-line voltage, magnitude, Phase c-a'
vardef(ua) = 'p.u.';'Line-ground voltage, magnitude, Phase a'
vardef(uar) = 'p.u.';'Line-ground voltage, real part, Phase a'
vardef(uai) = 'p.u.';'Line-ground voltage, imaginary part, Phase a'
vardef(ub) = 'p.u.';'Line-ground voltage, magnitude, Phase b'
vardef(ubr) = 'p.u.';'Line-ground voltage, real part, Phase b'
vardef(ubi) = 'p.u.';'Line-ground voltage, imaginary part, Phase b'
vardef(uc) = 'p.u.';'Line-ground voltage, magnitude, Phase c'
vardef(ucr) = 'p.u.';'Line-ground voltage, real part, Phase c'
vardef(uci) = 'p.u.';'Line-ground voltage, imaginary part, Phase c'

vardef(trip) = ;'Trip signal'
vardef(trip_OV) = ;'Trip signal over-voltage'
vardef(trip_UV) = ;'Trip signal under-voltage'
vardef(trip_OF) = ;'Trip signal over-frequency'
vardef(trip_UF) = ;'Trip signal under-frequency'

limfix(T_brk) = [0,] ! T_brk >= 0
limfix(Outage) = [0,1] ! 0 <= Outage <= 1
limfix(Output) = [0,1] ! 0 <= Output <= 1

limfix(Prot_u) = [0,1] ! 0 <= Prot_u <= 1
limfix(Prot_OVsgl) = [0,1] ! 0 <= Prot_OVsgl <= 1
limfix(Prot_UVsgl) = [0,1] ! 0 <= Prot_UVsgl <= 1
limfix(u_max1) = (0,) ! u_max1 > 0
limfix(T_umax1) = (0,) ! T_umax1 > 0
limfix(u_max2) = (0,) ! u_max2 > 0
limfix(T_umax2) = [0,] ! T_umax2 >= 0
limfix(u_min1) = [0,] ! u_min1 >= 0
limfix(T_umin1) = [0,] ! T_umin1 > 0
limfix(u_min2) = [0,] ! u_min2 >= 0
limfix(T_umin2) = [0,] ! T_umin2 >= 0
limfix(fn) = [0,] ! fn >= 0
limfix(fnom) = [fnom,fnom] ! fn = fnom

limfix(Prot_f) = [0,1] ! 0 <= Prot_f <= 1
limfix(f_max) = (0,) ! f_max > 0
limfix(T_fmax) = [0,] ! T_fmax >= 0
limfix(f_min) = [0,] ! f_min >= 0
limfix(T_fmin) = [0,] ! T_fmin >= 0
limfix(u_low) = [0,] ! u_low >= 0
limfix(T_fblock) = [0,] ! T_fblock >= 0
limfix(T_fmeas) = [0,] ! T_fmeas >= 0

limfix(Prot_rocof) = [0,1] ! 0 <= Prot_rocof <= 1
limfix(df_max) = (0,) ! df_max > 0
limfix(df_min) = (0,) ! df_min < 0
limfix(T_rocof) = [0,] ! T_rocof >= 0

inc(x_fmeas) = f*fnom

inc(trip) = 0
inc(tripped) = 0

inc0(ur) = u
inc0(ui) = selfix(rms(), 0, u/sqrt(3))
inc0(u2r) = 0
inc0(u2i) = 0
inc0(u0r) = 0
inc0(u0i) = 0
inc0(u0) = 0
inc0(fnom) = fn

```

Figura A.15: Definición de variables para el Common Model de protección ROCOF.

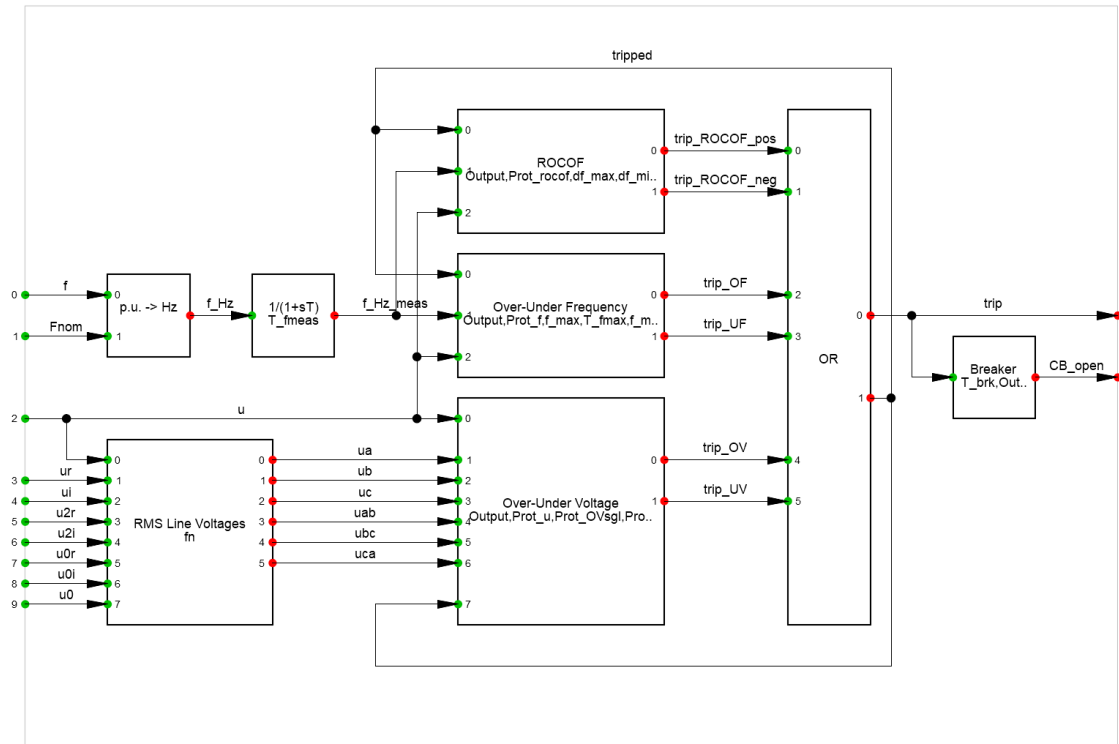


Figura A.16: Model Definition para elemento de protección DSL ROCOF.

Block Reference - Library\Dynamic Models\DigSILENT\Protection\Protection V_f_ROCOF (RMS and EMT)\ROCOF.BlkRef

Basic Options

Description

Display name: ROCOF

Sequence: 6,

Type: ...MS and EMT)\Used Macros\ROCOF

Title: Rate of change of frequency protection

Limiting Parameter

Upper Limitation:

Lower Limitation:

Variables

Parameters: Output,Prot_rocof,df_max,df_min,T_rocof,u_low,T_fblock

State Variables: xf

Internal Variables: df,block_rocof

OK Cancel Update

Figura A.17: Block Reference para Slot de bloque de operación ROCOF.

Block Definition - Library\Dynamic Models\DigSILENT\Protection\Protection V_f_ROCOF (RMS and EMT)\Used Macros\ROCOF.BlkDef

Basic Options

Equations

Description

Version

General

Advanced

Name: ROCOF

Usage: Model Definition

Title: Rate of change of frequency protection

Model type

☒ DSL model ☒ Macro

☐ Compiled model

☐ MATLAB M-file model

Display name

Variables

Output signals: trip_ROCOF_pos, trip_ROCOF_neg

Input signals: tripped, f, u

State variables: xf

Parameters: Output, Prot_rocof, df_max, df_min, T_rocof, u_low, T_fblock

Internal variables: df, block_rocof

Limiting parameters/input signals

Upper limitation

Parameters

Input signals

Lower limitation

Parameters

Input signals

DSL info

Checksum: 41A3-7759-A138-D03F

Calculate

OK

Cancel

Check

Equations

Macro equat.

Pack

Pack->Macro

Encrypt

Figura A.18: Block Definition para bloque de operación ROCOF.

```
!Rate of change of frequency (ROCOF)
inc(xf) = f
xf. = selfix(Prot_rocof, df, 0.0)
df = selfix(Prot_rocof.and.{T_rocof>0}, (f-xf)/T_rocof, 0.0)

block_rocof = selfix(Prot_rocof, picdro_const(selfix(Prot_rocof, u_low-u+0.5, 0), 0.01, T_fblock), 1)

trip_ROCOF_pos = selfix(Prot_rocof, picdro_const((1-block_rocof)*((df-df_max)+0.5), T_rocof, 60.), 0)
trip_ROCOF_neg = selfix(Prot_rocof, picdro_const((1-block_rocof)*((df_min-df)+0.5), T_rocof, 60.), 0)

output(Output.and.Prot_rocof.and.{not.tripped}.and.{2*(trip_ROCOF_pos-0.5)}, 'Protection tripped because of too steep positive rate of change of frequency (ROCOF).')
output(Output.and.Prot_rocof.and.{not.tripped}.and.{2*(trip_ROCOF_neg-0.5)}, 'Protection tripped because of too steep negative rate of change of frequency (ROCOF).')

inc(trip_ROCOF_pos) = 0
inc(trip_ROCOF_neg) = 0
```

Figura A.19: Ecuaciones definidas para bloque de operación ROCOF.

A.1.3.b. Protección Salto Vector

Relay Model - Grid\BT\Cub_2\Rele Salto Vector Modelo.ElmRelay

Basic Data

Current/Voltage Transformer

Max./Min. Fault Currents

Description

Category: Voltage

Name: Rele Salto Vector Modelo

Relay Type: ...ment Type Library\78V Vector jump

Application: Main Protection **Device Number:** 3

Location:

Reference:

Busbar: Grid\BT

Branch: Grid\PMGD1

☒ Out of Service

Slot Definition:

	Net Elements Rel*,Elm*,Sta*,IntRef	
Phase Vt	✓ TP Equipo	
Measurement	✓ Measurement	
Vector Jump	✓ Vector Jump	
Minimum Voltage	✓ Minimum Voltage	
Operation mode	✓ Operation mode	
Input blockdelayed reset	✓ Input blockdelayed reset	
Output Logic	✓ Output Logic	
Const dip val	✓ Const dip val	

Slot Update

Show Graphic

OK

Cancel

Contents

Figura A.20: Relay Model de la protección Salto Vector.

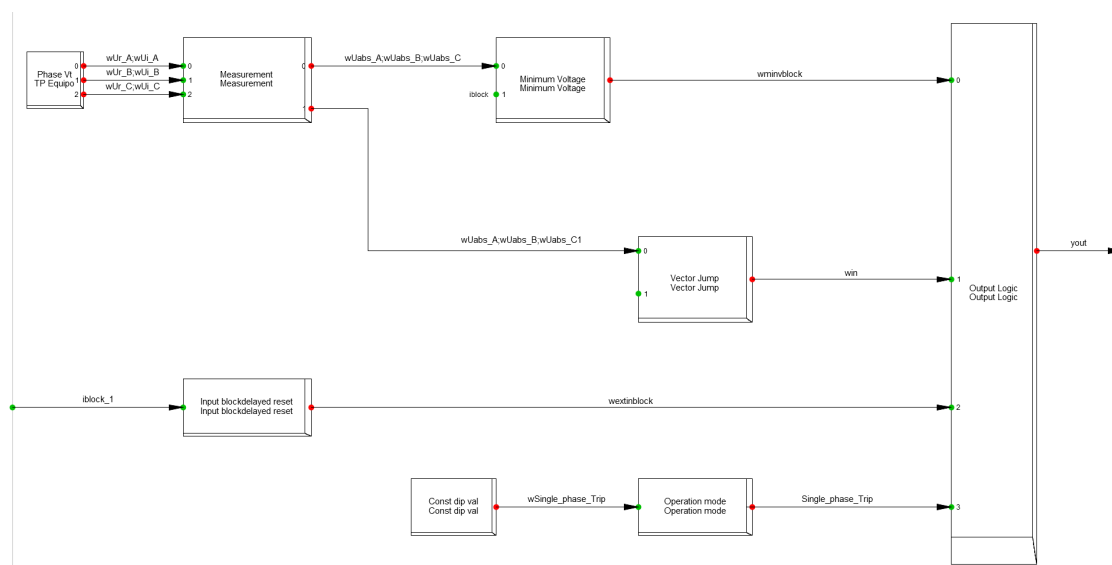


Figura A.21: Relay Type de la protección Salto Vector.

Slot - Equipment Type Library\78V Vector jump\F78V\Phase Vt.BlkSlot ×

Name

Sequence

Block Definition

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☐ Automatic, model will be created

☐ Local, model must be stored inside

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals

Input Signals

Figura A.22: Slot para transformador de medición de protección Salto Vector.

Voltage Transformer - Grid\BT\Cub_2\TP Equipo.StaVt

Basic Data
Additional Data
Description

Name TP Equipo

Type Equipment Type Library\VTs\TP Tipo

Sec. winding type ...Type Library\Sec. Voltage Transformer Type

☐ Out of Service

Location

Reference

Busbar Grid\BT

Branch Grid\PMGD1

Tap selection

Primary 690, V (L-L) Detect primary tap

Secondary 690, V (L-L)

Nameplate 690V/690V

Configuration

No. Phases 3

Phase rotation a-b-c

Connection Y

Edit Windings Add Winding

OK Cancel

Figura A.23: Transformador de tensión para medición de protección Salto Vector.

Slot - Equipment Type Library\78V Vector jump\F78V\Measurement.BlkSlot ×

Name

Sequence

Block Definition

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals

Input Signals

Figura A.24: Slot para equipo de medición y cálculo de señales.

Measurement - Grid\BT\Cub_2\Rele Salto Vector Modelo\Measurement.RelMeasure

Basic Data

Description

Name: Measurement

Type: ...ent Type Library\78V Vector jump\Measurement

Nominal Current: 5000, A

Nominal Voltage: 690 V

Current Setting: 1 p.u.

OK

Cancel

Relay

Measurement Type - Equipment Type Library\78V Vector jump\Measurement.TypMeasure

Name: Measurement

Type: 3ph. Currents and Voltages

OK

Cancel

Ranges

Nominal Current: 5000 A

Current Setting: 1-5000;1 p.u.

Nominal Voltage: 1-690;1 V

RMS Updating Period: 1 samples

☒ RMS Calculation

Samples per cycle: 100

Oversampling Factor: 1

Filter: DFT 1 cycle

DC Offset Compensation: None

Harmonic: 1

☒ Calculate Earth Current/Voltage

Figura A.25: Relé de medición y su tipo.

Slot - Equipment Type Library\78V Vector jump\F78V\Vector Jump.BlkSlot ×

Name OK

Sequence Cancel

Block Definition ▼ →

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals

Input Signals ...

Figura A.26: Slot para relé de Salto Vector.

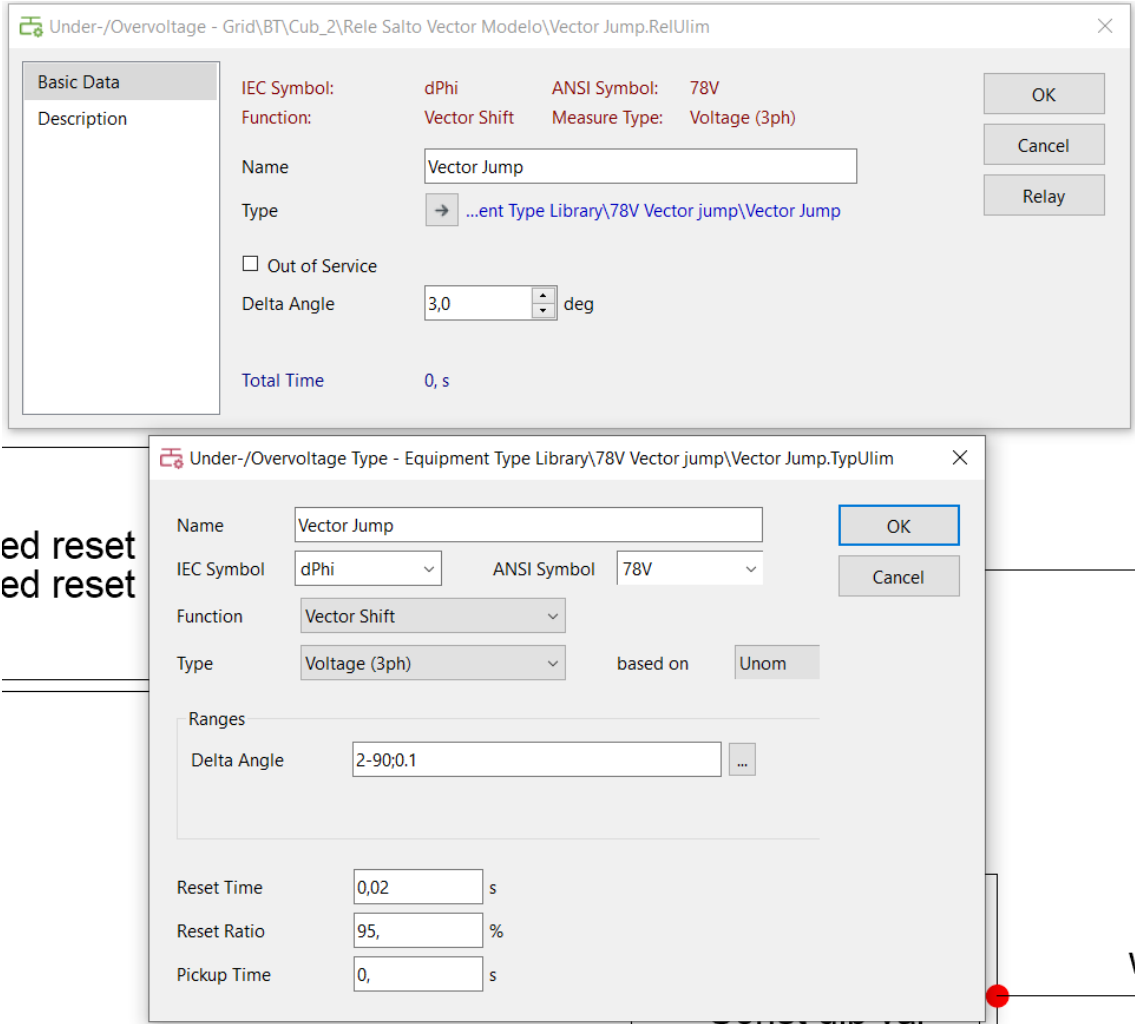


Figura A.27: Relé Salto Vector y su tipo.

A.1.3.c. Protección ROCOPV

Composite Model - Grid\Composite Model de Proteccion ROCOPV.ElmComp

Basic Data

Description

Name: Composite Model de Proteccion ROCOPV

Frame: ...rary\Rele Proteccion ROCOU Frame

☒ Out of Service

Slot Definition:

	Slots BlkSlot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef,IntVecobj
1	Medicion V y F Slot	✓ Medicion V y F
2	ROCOU Slot	✓ dsl Proteccion ROCOPV

Slot Update Step Response Test Show Graphic

OK Cancel Contents

Figura A.28: Composite Model de protección ROCOPV.

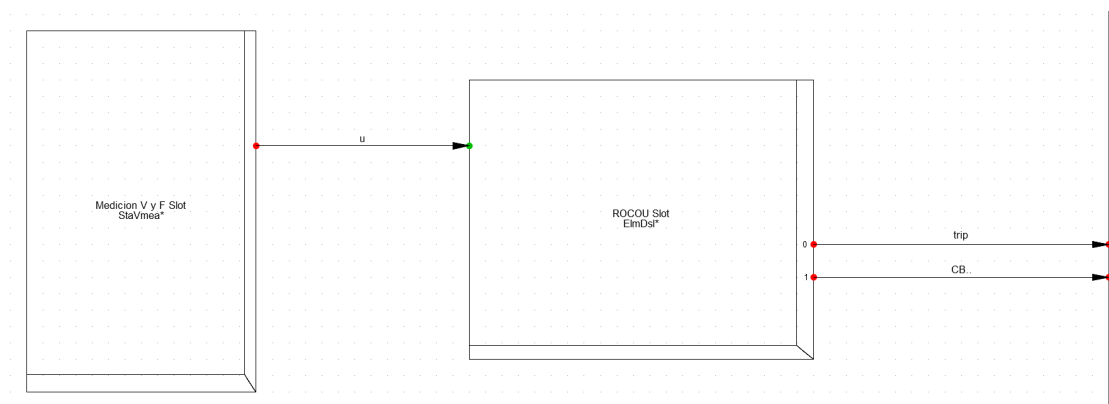


Figura A.29: Composite Frame de protección ROCOPV.

Slot - ...ipment Type Library\Rele Proteccion ROCOU Frame\Medicion V y F Slot.BlkSlot X

Name Medicion V y F Slot OK

Sequence 0, Cancel

Block Definition ▼ ➔

Filter for

Class Name StaVmea*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals u

Input Signals

Figura A.30: Slot para elemento de medición de protección ROCOPV.

Slot - Equipment Type Library\Rele Proteccion ROCOU Frame\ROCOU Slot.BlkSlot X

Name ROCOU Slot OK

Sequence 1, Cancel

Block Definition ...nt Type Library\Proteccion ROCOPV

Filter for

Class Name ElmDsl*

Model Name *

Classification

- ☒ Linear
- ☐ Automatic, model will be created
- ☒ Local, model must be stored inside
- ☐ Main Slot

Figura A.31: Slot para elemento de protección de protección ROCOPV.

Voltage Measurement - Grid\Composite Model de Proteccion ROCOPV\Medicion V y F.StaVmea

Basic Data

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Name: Medicion V y F

☐ Out of Service

Measurement: Single terminal

Number of phases: 3

Measurement point: Grid\BT\Cub_2

Output: Transformed quantities

p.u. values: Based on nominal voltage of connected terminal

OK

Cancel

Figura A.32: Equipo de medición de protección ROCOPV.

Common Model - Grid\Composite Model de Proteccion ROCOPV\Proteccion ROCOPV.ElmDsl

Basic Data

Description

General Advanced 1 Advanced 2 Advanced 3

Name: Proteccion ROCOPV

Model Definition: ...nt Type Library\Proteccion ROCOPV

Configuration Script: →

☐ Out of Service ☐ A-stable integration algorithm

	Parameter	
T_brk Circuit breaker opening delay (if no detailed CB) [s]	0,05	
Outage Outage element when tripping: 0 = no, 1 = yes	1,	
Output Print messages in output window: 0 = no, 1 = yes	0,	
Prot_rocou Enable ROCOU protection: 0 = off, 1 = on	1,	
du_max Maximum rate of change of positive sequence v...	0,4	
du_min Minimum rate of change of positive sequence vol...	-0,4	
T_rocou Tripping delay ROCOF protection [s]	0,1	
u_low	0,	
T_ublock	0,1	

Export to Clipboard Set to default Show Graphic

OK Cancel Events Arrays/Matrices

Figura A.33: Common Model para elemento de protección ROCOPV.

```

vardef(T_brk)   = 's'   ;'Circuit breaker opening delay (if no detailed CB)'
vardef(Outage)  =       ;'Outage element when tripping: 0 = no, 1 = yes'
vardef(Output)  =       ;'Print messages in output window: 0 = no, 1 = yes'
vardef(Prot_rocou) =     ;'Enable ROCOU protection: 0 = off, 1 = on'
vardef(du_max)  = 'p.u./s';'Maximum rate of change of positive sequence voltage'
vardef(du_min)  = 'p.u./s';'Minimum rate of change of positive sequence voltage (neg.)'
vardef(T_rocou)  = 's'   ;'Tripping delay ROCOF protection'
vardef(du)       = 'p.u./s';'Derivative of positive sequence voltage'
vardef(u)        = 'p.u.';'Voltage (positive sequence), magnitude'
vardef(trip)     =      ;'Trip signal'

limfix(T_brk)    = [0,)    ! T_brk >= 0
limfix(Outage)   = [0,1]   ! 0 <= Outage <= 1
limfix(Output)   = [0,1]   ! 0 <= Output <= 1
limfix(u_low)    = [0,)    ! u_low >= 0
limfix(T_ublock) = [0,)    ! T_fblock >= 0
limfix(Prot_rocou) = [0,1] ! 0 <= Prot_rocou <= 1
limfix(du_max)   = (0,)    ! df_max > 0
limfix(du_min)   = (,0)    ! df_min < 0
limfix(T_rocou)  = [0,)    ! T_rocou >= 0

inc(trip) = 0
inc(tripped) = 0

```

Figura A.34: Definición de variables para el Common Model de protección ROCOPV.

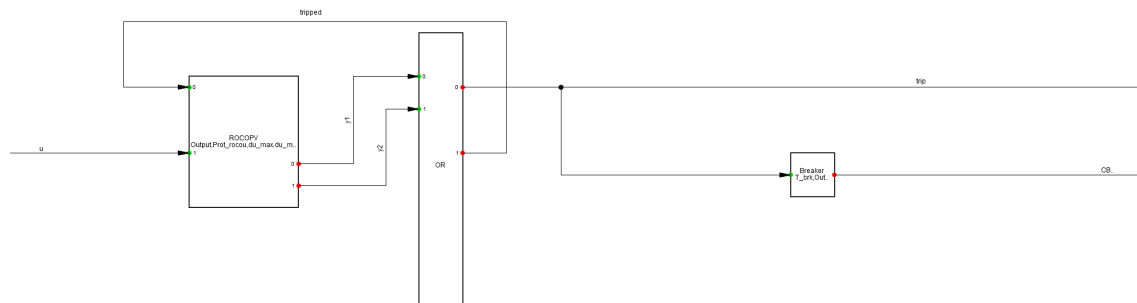


Figura A.35: Model Definition para elemento de protección ROCOPV.

Block Reference - Equipment Type Library\Proteccion ROCOPV\ROCOVP.BlkRef

Basic Options

Description

Display name ROCOPV

Sequence 1,

Type ...ion ROCOPV\Used Macros\ROCOVP

Title Rate of change of positive sequence voltage

Limiting Parameter

Upper Limitation

Lower Limitation

Variables

Parameters Output,Prot_rocou,du_max,du_min,T_rocou,u_low,T_ublock

State Variables xu

Internal Variables du,block_rocou

OK

Cancel

Update

Figura A.36

Block Definition - Equipment Type Library\Proteccion ROCOPV\Used Macros\ROCOVP.BlkDef

Basic Options

Equations

Description

Version

General

Name ROCOPV

Title Rate of change of positive sequence voltage

Usage: Model Definition

Model type

☒ DSL model ☒ Macro

☐ Compiled model

☐ MATLAB M-file model

Display name

Variables

Output signals trip_ROCOU_pos,trip_ROCOU_neg

Input signals tripped,u

State variables xu

Parameters Output,Prot_rocou,du_max,du_min,T_rocou,u_low,T_ublock

Internal variables du,block_rocou

Limiting parameters/input signals

Upper limitation

Parameters

Input signals

Lower limitation

Parameters

Input signals

DSL info

Checksum: EE6C-F5EE-F4AF-B2CB

Calculate

OK

Cancel

Check

Equations

Macro equat.

Pack

Pack->Macro

Encrypt

Figura A.37

```
!Rate of change of positive sequence voltage (ROCOU)

inc(xu) = u

xu. = selfix(Prot_rocou, du, 0.0)
du = selfix(Prot_rocou.and.(T_rocou>0), (u-xu)/T_rocou, 0.0)

block_rocou = selfix(Prot_rocou, picdro_const(selfix(Prot_rocou, u_low-u+0.5, 0), 0.01, T_ublock), 1)

trip_ROCOU_pos = selfix(Prot_rocou, picdro_const((1-block_rocou)*((du-du_max)+0.5), T_rocou, 60.), 0)
trip_ROCOU_neg = selfix(Prot_rocou, picdro_const((1-block_rocou)*((du_min-du)+0.5), T_rocou, 60.), 0)

output(Output.and.Prot_rocou.and.{.not.tripped}.and.{2*(trip_ROCOU_pos-0.5)}, 'Protection tripped because of too steep positive rate of change of positive sequence voltage.')
output(Output.and.Prot_rocou.and.{.not.tripped}.and.{2*(trip_ROCOU_neg-0.5)}, 'Protection tripped because of too steep negative rate of change of positive sequence voltage.')

inc(trip_ROCOU_pos) = 0
inc(trip_ROCOU_neg) = 0
```

Figura A.38

A.1.3.d. Protección ROCOAP-ROCORP

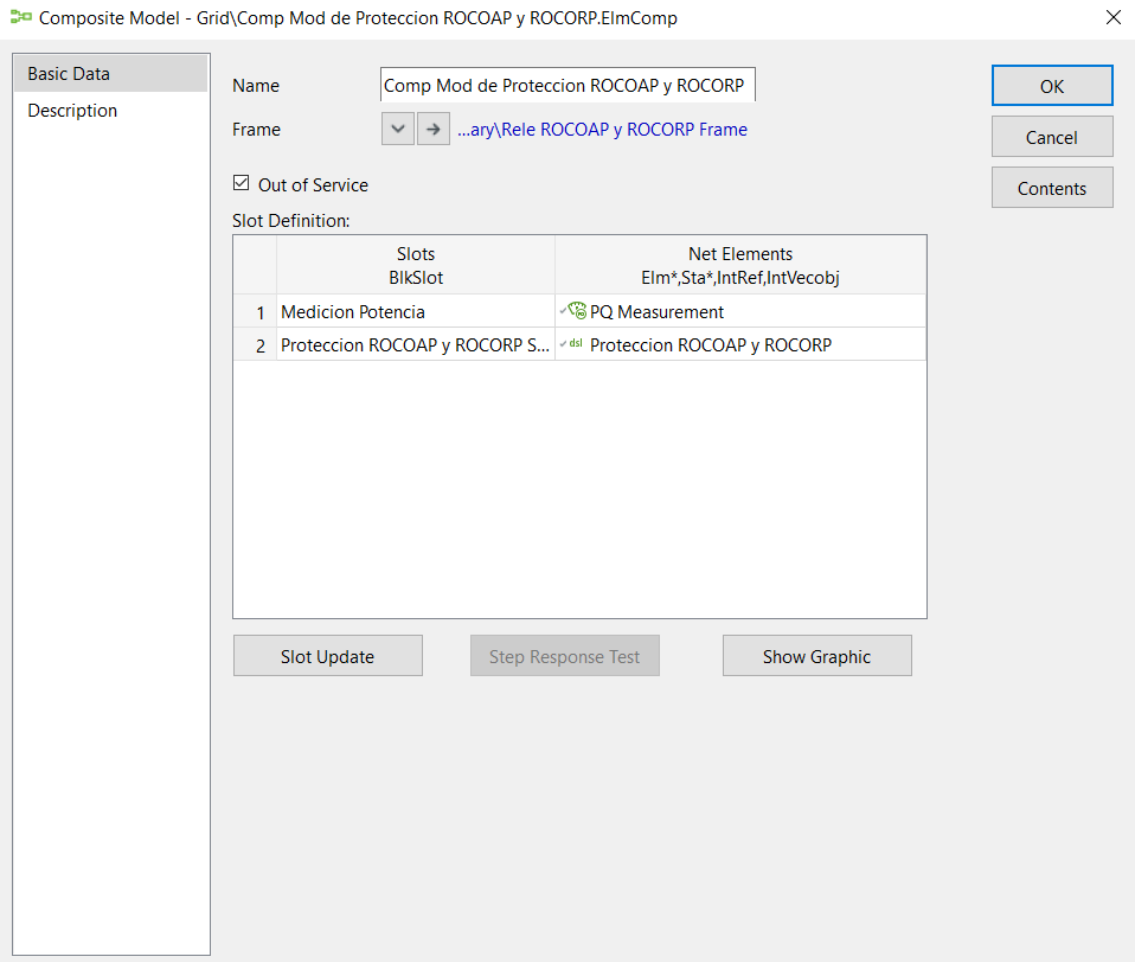


Figura A.39: Composite Model de protección ROCOAP-ROCORP.

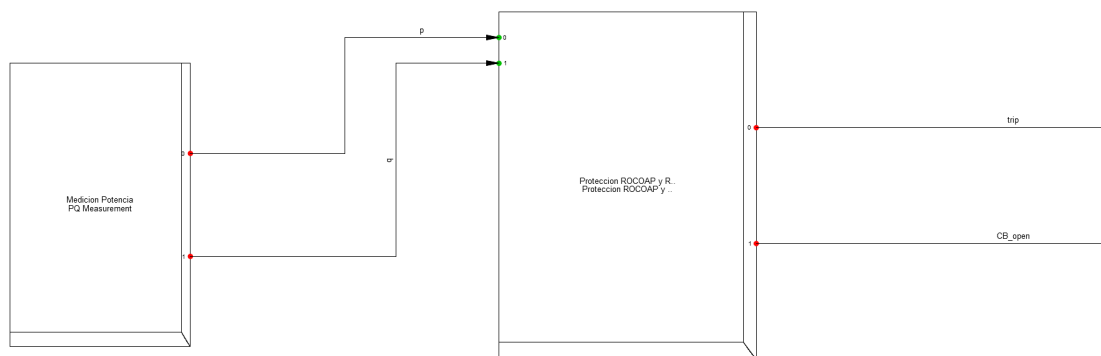


Figura A.40: Composite Frame de protección ROCOAP-ROCORP.

Slot - ...pment Type Library\Rele ROCOAP y ROCORP Frame\Medicion Potencia.BlkSlot X

Name Medicion Potencia OK

Sequence 0, Cancel

Block Definition ▼ ➔

Filter for

Class Name StaPqmea*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals p,q

Input Signals

Figura A.41: Slot para medición de protección ROCOAP-ROCORP.

PQ Measurement - Grid\Comp Mod de Proteccion ROCOAP y ROCORP\PQ Measurement.StaPqmea

Basic Data

Description

Name: PQ Measurement

☐ Out of Service

No. of Phases: 3

Measurement Point: Grid\BT\Cub_2

Power Rating

☐ Rated to 1MVA

☒ Rating of Connected Element

☐ User Defined Power Rating

Orientation

☐ Load oriented

☒ Generator oriented

☐ Orientation of connected element

☐ A-stable integration algorithm

OK

Cancel

Figura A.42: Elemento de medición de protección ROCOAP-ROCORP.

Slot - ...ry\Rele ROCOAP y ROCORP Frame\Proteccion ROCOAP y ROCORP Slot.BlkSlot X

Name

Sequence

Block Definition ...rary\Proteccion ROCOAP y ROCORP

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☐ Automatic, model will be created

☒ Local, model must be stored inside

☐ Main Slot

Figura A.43: Slot para bloque de protección ROCOAP-ROCORP.

Common Model - Grid\Comp Mod de Proteccion ROCOAP y ROCORP\Proteccion ROCOAP y ROCORP.ElmDsl

Basic Data

Description

General Advanced 1 Advanced 2 Advanced 3

Name: Proteccion ROCOAP y ROCORP

Model Definition: ...rary\Proteccion ROCOAP y ROCORP

Configuration Script: →

☐ Out of Service ☐ A-stable integration algorithm

	Parameter	
T_brk Circuit breaker opening delay (if no detailed CB) [s]		0,
Outage Outage element when tripping: 0 = no, 1 = yes		1,
Output Print messages in output window: 0 = no, 1 = yes		0,
Prot_rocoap Enable ROCOAP protection: 0 = off, 1 = on		1,
dp_max Maximum rate of change of active power [p.u./s]		0,5
dp_min Minimum rate of change of active power (neg.) [p.u./s]		-0,5
T_rocoap Tripping delay ROCOAP protection [s]		0,1
p_low [p.u.]		0,
T_pblock [s]		0,1
Output1 Print messages in output window: 0 = no, 1 = yes		0,
Prot_rocorp Enable ROCORP protection: 0 = off, 1 = on		1,
dq_max Maximum rate of change of reactive power [p.u./s]		0,1
dq_min Minimum rate of change of reactive power (neg.) [p.u./s]		-0,1
T_rocorp Tripping delay ROCORP protection [s]		0,1
q_low [p.u.]		0,
T_qblock [s]		0,1

Export to Clipboard Set to default Show Graphic

OK Cancel Events Arrays/Matrices

Figura A.44: Common Model de protección ROCOAP-ROCORP.

Proteccion ROCOAP y ROCORP: ROCOAP y RO..

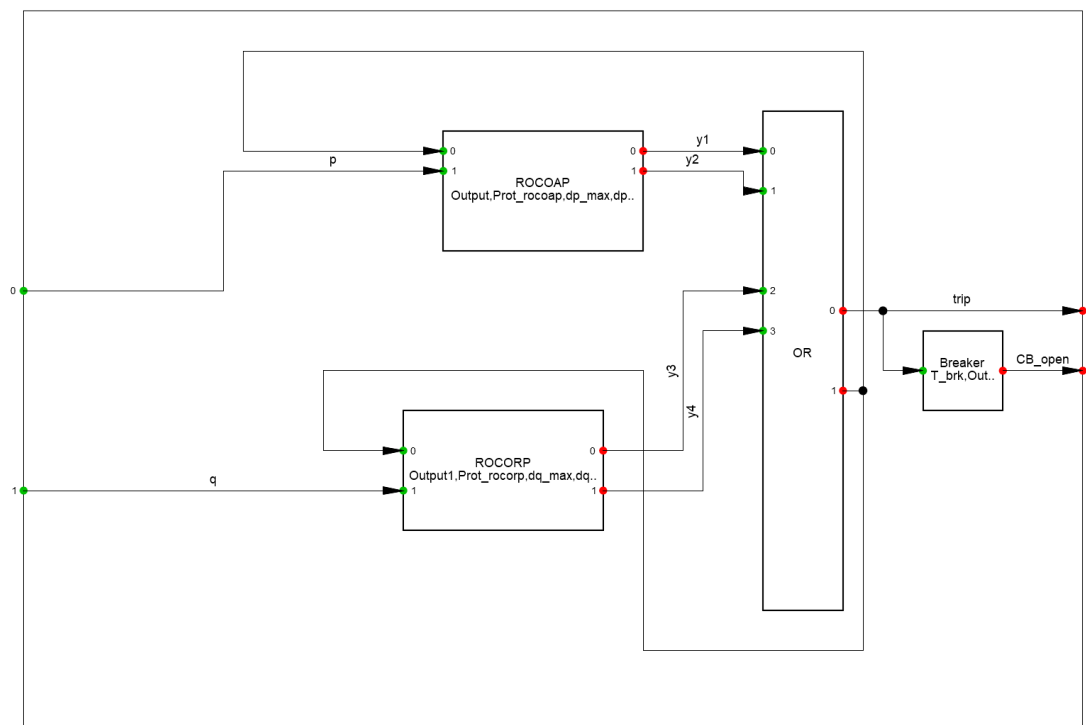


Figura A.45: Model Definition para bloque de protección ROCOAP-ROCORP.

```

vardef(T_brk)      = 's'      ;'Circuit breaker opening delay (if no detailed CB)'
vardef(Outage)     =          ;'Outage element when tripping: 0 = no, 1 = yes'
vardef(Output)     =          ;'Print messages in output window: 0 = no, 1 = yes'
vardef(Output1)    =          ;'Print messages in output window: 0 = no, 1 = yes'
vardef(Prot_rocoap) =          ;'Enable ROCOAP protection: 0 = off, 1 = on'
vardef(Prot_rocorp) =          ;'Enable ROCORP protection: 0 = off, 1 = on'
vardef(dp_max)     = 'p.u./s';'Maximum rate of change of active power'
vardef(dp_min)     = 'p.u./s';'Minimum rate of change of active power (neg.)'
vardef(dq_max)     = 'p.u./s';'Maximum rate of change of reactive power'
vardef(dq_min)     = 'p.u./s';'Minimum rate of change of reactive power (neg.)'
vardef(T_rocoap)   = 's'      ;'Tripping delay ROCOAP protection'
vardef(T_rocorp)   = 's'      ;'Tripping delay ROCORP protection'
vardef(p_low)      = 'p.u.';
vardef(q_low)      = 'p.u.';
vardef(T_pblock)   = 's'      ;
vardef(T_qblock)   = 's'      ;
vardef(p)          = 'p.u.';'Active Power'
vardef(q)          = 'p.u.';'Reactive Power'
vardef(dp)         = 'p.u./s';'Derivative of active power (ROCOAP)'
vardef(dq)         = 'p.u./s';'Derivative of reactive power (ROCORP)'
vardef(trip)       =          ;'Trip signal'

limfix(T_brk)      = [0,)      ! T_brk >= 0
limfix(Outage)     = [0,1]     ! 0 <= Outage <= 1
limfix(Output)     = [0,1]     ! 0 <= Output <= 1
limfix(Output1)    = [0,1]     ! 0 <= Output <= 1
limfix(p_low)      = [0,)      ! p_low >= 0
limfix(q_low)      = [0,)      ! q_low >= 0
limfix(T_pblock)   = [0,)      ! T_pblock >= 0
limfix(T_qblock)   = [0,)      ! T_qblock >= 0
limfix(T_pblock)   = [0,)      ! T_pblock >= 0
limfix(T_qblock)   = [0,)      ! T_qblock >= 0
limfix(dp_max)     = (0,)      ! dp_max > 0
limfix(dp_min)     = (,0)      ! dp_min < 0
limfix(dq_max)     = (0,)      ! dq_max > 0
limfix(dq_min)     = (,0)      ! dq_min < 0
limfix(T_rocoap)   = [0,)      ! T_rocoap >= 0
limfix(T_rocorp)   = [0,)      ! T_rocorp >= 0

inc(trip) = 0
inc(tripped) = 0

```

Figura A.46: Definición de variables para Model Definition del bloque de protección ROCOAP-ROCORP.

Block Definition - Equipment Type Library\Proteccion ROCOAP y ROCORP.BikDef

Basic Options

General

Name: Proteccion ROCOAP y ROCORP

Title: ROCOAP y ROCORP

Usage: Model Definition

Model type

☒ DSL model ☐ Macro

☐ Compiled model

☐ MATLAB M-file model

Variables

Output signals: trip,CB_open

Input signals: p,q

State variables: xp,xq

Parameters: dp_min,T_rocoap,p_low,T_pblock,Output1,Prot_rocorp,dq_max,dq_min,T_rocorp,q_low,T_qblock

Internal variables: dp,block_rocoap,u,v,dq,block_rocorp,tripped,y1,y2,y3,y4

Limiting parameters/input signals

Upper limitation

Parameters:

Input signals:

Lower limitation

Parameters:

Input signals:

DSL info

Checksum: 7A88-02B0-FFA1-0E0F

Calculate

OK

Cancel

Check

Equations

Macro equat.

Pack

Pack->Macro

Encrypt

Figura A.47: Block Definition para bloque de protección ROCOAP-ROCORP.

Block Reference - Equipment Type Library\Proteccion ROCOAP y ROCORP\ROCOAP.BikRef

Basic Options

Description

Display name: ROCOAP

Sequence: 6,

Type: ...P y ROCORP\Used Macros\ROCOAP

Title: Rate of change of active power

Limiting Parameter

Upper Limitation:

Lower Limitation:

Variables

Parameters: Output,Prot_rocoap,dp_max,dp_min,T_rocoap,p_low,T_pblock

State Variables: xp

Internal Variables: dp,block_rocoap

OK

Cancel

Update

Figura A.48: Block Reference para bloque de protección ROCOAP.

Block Definition - Equipment Type Library\Proteccion ROCOAP y ROCORP\Used Macros\ROCOAP.BikDef

Basic Options

Equations

Description

Version

General

Advanced

Name: ROCOAP

Usage: Model Definition

Title: Rate of change of active power

Model type

☒ DSL model ☒ Macro

☐ Compiled model

Display name

☐ MATLAB M-file model

Variables

Output signals: trip_ROCOAP_pos, trip_ROCOAP_neg

Input signals: tripped, p

State variables: xp

Parameters: Output, Prot_rocoap, dp_max, dp_min, T_rocoap, p_low, T_pblock

Internal variables: dp, block_rocoap

Limiting parameters/input signals

Upper limitation

Parameters

Input signals

Lower limitation

Parameters

Input signals

DSL info

Checksum: 7189-961F-F552-D651

Calculate

OK

Cancel

Check

Equations

Macro equat.

Pack

Pack->Macro

Encrypt

Figura A.49: Block Definition de protección ROCOAP.

```
!Rate of change of active power
inc(xp) = p

xp. = selfix(Prot_rocoap, dp, 0.0)
dp = selfix(Prot_rocoap.and.{T_rocoap>0}, (p-xp)/T_rocoap, 0.0)

block_rocoap = selfix(Prot_rocoap, picdro_const(selfix(Prot_rocoap, p_low-p+0.5, 0), 0.01, T_pblock), 1)

trip_ROCOAP_pos = selfix(Prot_rocoap, picdro_const((1-block_rocoap)*((dp-dp_max)+0.5), T_rocoap, 60.), 0)
trip_ROCOAP_neg = selfix(Prot_rocoap, picdro_const((1-block_rocoap)*((dp_min-dp)+0.5), T_rocoap, 60.), 0)

output(Output.and.Prot_rocoap.and.{.not.tripped}.and.{2*(trip_ROCOAP_pos-0.5)}, 'Protection tripped because of too steep positive rate of change of active power.')
output(Output.and.Prot_rocoap.and.{.not.tripped}.and.{2*(trip_ROCOAP_neg-0.5)}, 'Protection tripped because of too steep negative rate of change of active power.')

inc(trip_ROCOAP_pos) = 0
inc(trip_ROCOAP_neg) = 0
```

Figura A.50: Ecuaciones para bloque de protección ROCOAP.

Block Reference - Equipment Type Library\Proteccion ROCOAP y ROCORP\ROCORP.BlkRef

Basic Options

Description

Display name ROCORP

Sequence 8,

Type ...P y ROCORP\Used Macros\ROCORP

Title Rate of change of reactive power

Limiting Parameter

Upper Limitation

Lower Limitation

Variables

Parameters Output1,Prot_rocorp,dq_max,dq_min,T_rocorp,q_low,T_qblock

State Variables xq

Internal Variables dq,block_rocorp

OK

Cancel

Update

Figura A.51: Block Reference para bloque de protección ROCORP.

Block Definition - Equipment Type Library\Proteccion ROCOAP y ROCORP\Used Macros\ROCORP.BlkDef

Basic Options

Equations

Description

Version

General Advanced

Name ROCORP

Usage: Model Definition

Title Rate of change of reactive power

Model type

☒ DSL model ☒ Macro

☐ Compiled model

☐ MATLAB M-file model

Display name

Variables

Output signals trip_ROCORP_pos,trip_ROCORP_neg

Input signals tripped,q

State variables xq

Parameters Output,Prot_rocorp,dq_max,dq_min,T_rocorp,q_low,T_qblock

Internal variables dq,block_rocorp

Limiting parameters/input signals

Upper limitation

Parameters

Input signals

Lower limitation

Parameters

Input signals

DSL info

Checksum: E41E-ACCF-0683-69E4

Calculate

OK

Cancel

Check

Equations

Macro equat.

Pack

Pack->Macro

Encrypt

Figura A.52: Block Definition de protección ROCORP.

```

!Rate of change of active power
inc(xq) = q

xq. = selfix(Prot_rocorp, dq, 0.0)
dq = selfix(Prot_rocorp.and.{T_rocorp>0}, (q-xq)/T_rocorp, 0.0)

block_rocorp = selfix(Prot_rocorp, picdro_const(selfix(Prot_rocorp, q_low-q+0.5, 0), 0.01, T_qblock), 1)

trip_ROCORP_pos = selfix(Prot_rocorp, picdro_const((1-block_rocorp)*((dq-dq_max)+0.5), T_rocorp, 60.), 0)
trip_ROCORP_neg = selfix(Prot_rocorp, picdro_const((1-block_rocorp)*((dq_min-dq)+0.5), T_rocorp, 60.), 0)

output(Output.and.Prot_rocorp.and.{not.tripped}.and.{2*(trip_ROCORP_pos-0.5)}, 'Protection tripped because of too steep positive rate of change of active power.')
output(Output.and.Prot_rocorp.and.{not.tripped}.and.{2*(trip_ROCORP_neg-0.5)}, 'Protection tripped because of too steep negative rate of change of active power.')

inc(trip_ROCORP_pos) = 0
inc(trip_ROCORP_neg) = 0

```

Figura A.53: Ecuaciones para bloque de protección ROCORP.

A.1.3.e. Protección Componentes simétricas

Relay Model - Grid\BT\Cub_2\Rele Corriente secuencias Equipo.ElmRelay

Basic Data

Current/Voltage Transformer

Max./Min. Fault Currents

Description

Category: Overcurrent

Name: Rele Corriente secuencias Equipo

Relay Type: ...pe Library\Rele Corriente secuencia

Application: Main Protection Device Number: 2

Location

Reference: Grid\BT

Busbar: Grid\BT

Branch: Grid\PMGD1

☐ Out of Service

Slot Definition:

	Net Elements Rel*,Elm*,Sta*,IntRef	
TC Slot	✓ TC Equipo	
TP Slot	✓ TP Equipo	
Medicion Slot Corriente	✓ Medicion 1 Equipo	
Limite Beta Slot	✓ Limite beta	
Limite Gamma Slot	✓ Limite 1 gamma	
Overvoltage Slot	✓ Over Voltage	
Under Voltage Slot	✓ Under Voltage	
Logica Salida Slot	✓ Logica Salida Slot	
OR Voltage Slot	✓ OR UnderOver Voltage	
Slot CALCULO BETA Y GAMMA	✓ Calculo Beta y Gamma	

Slot Update

Show Graphic

OK

Cancel

Contents

Figura A.54: Relay Model de protección Comp. simétricas.

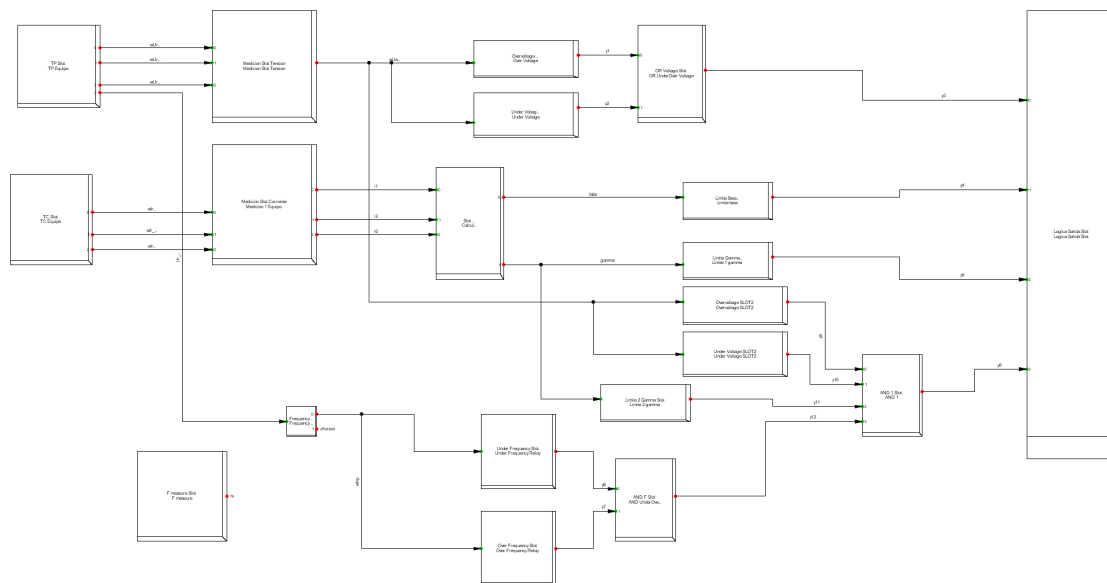


Figura A.55: Relay Type de protección Comp. simétricas.

Slot - ...library\Rele Corriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\TP Slot.BlkSlot X

Name OK

Sequence Cancel

Block Definition

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☐ Automatic, model will be created

☒ Local, model must be stored inside

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals ...

Input Signals

Figura A.56: Slot para transformador de medición de protección Comp. simétricas.

Voltage Transformer - Grid\BT\Cub_2\TP Equipo.StaVt

Basic Data
Additional Data
Description

Name: TP Equipo

Type: Equipment Type Library\VTs\TP Tipo

Sec. winding type: ...Type Library\Sec. Voltage Transformer Type

☐ Out of Service

Location

Reference:

Busbar: Grid\BT

Branch: Grid\PMGD1

Tap selection

Primary: 690, V (L-L) Detect primary tap

Secondary: 690, V (L-L)

Nameplate: 690V/690V

Configuration

No. Phases: 3

Phase rotation: a-b-c

Connection: Y

Edit Windings Add Winding

OK Cancel

Figura A.57: Elemento transformador de medición de protección Comp. simétricas.

Slot - ...ibrary\Rele Corriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\TC Slot.BlkSlot X

Name TC Slot OK

Sequence 0, Cancel

Block Definition ▼ ➔

Filter for

Class Name StaCt*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☐ Automatic, model will be created

☒ Local, model must be stored inside

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals I2r_A;I2i_A,I2r_B;I2i_B,I2r_C;I2i_C

Input Signals

Figura A.58: Slot para transformador de corriente de protección Comp. simétricas.

Current Transformer - Grid\BT\Cub_2\TC Equipo.StaCt

Basic Data
Additional Data
Description

Name TC Equipo

Type Equipment Type Library\CTs\TC Tipo

☐ Out of Service

Location

Reference

Busbar Grid\BT

Branch Grid\PMGD1

Tap selection

Primary 1, A

Secondary 1, A

Nameplate 1A/1A

Configuration

Orientation --> Branch

No. Phases 3

Phase rotation a-b-c

Connection Y

Edit Cores Add Core

OK Cancel

Figura A.59: Elemento transformador de corriente de protección Comp. simétricas.

Slot - ...riente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Medicion Slot Tension.BlkSlot X

Name Medicion Slot Tension OK

Sequence 50, Cancel

Block Definition v →

Filter for

Class Name RelMeasure*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals U_A;U_B;U_C

Input Signals wUr_A;wUi_A,wUr_B;wUi_B,wUr_C;wUi_C

Figura A.60: Slot para calculo de variables de tensión de protección Comp. simétricas.

The image displays two overlapping software windows from a protection relay configuration tool.

Top Window: Measurement - Grid\BT\Cub_2\Rele Corriente secuencia\Medicion Slot Tension.RelMeasure

- Basic Data:**
 - Name: Medicion Slot Tension
 - Type: ...Rele Corriente secuencia\Medicion Slot Tension
 - Nominal Current: 0,00 A
 - Nominal Voltage: 690, V
 - Current Setting: 1, p.u.
- Buttons: OK, Cancel, Relay

Bottom Window: Measurement Type - Equipment Type Library\Rele Corriente secuencia\Medicion Slot Tension.TypMeasure

- Name: Medicion Slot Tension
- Type: 3ph. Currents and Voltages
- Buttons: OK, Cancel
- Ranges:**
 - Nominal Current: 1:5 A
 - Current Setting: 1 p.u.
 - Nominal Voltage: 690 V
- RMS Updating Period: 1 samples
- ☒ RMS Calculation
 - Samples per cycle: 40
 - RMS Calculation Samples: 40
- Oversampling Factor: 1
- Filter: Off
- DC Offset Compensation: None
- RMS Calculation Method: Rectangles
- ☐ Calculate Earth Current/Voltage

Figura A.61: Elemento y tipo de relé de cálculo de variables de tensión de protección Comp. simétricas.

Slot - ...ente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Medicion Slot Corriente.BlkSlot X

Name Medicion Slot Corriente OK

Sequence 2, Cancel

Block Definition ▼ ➔

Filter for

Class Name RelMeasure*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals I1,I2,I0

Input Signals wlr_A;wli_A,wlr_B;wli_B,wlr_C;wli_C

Figura A.62: Slot para calculo de variables de corriente de protección Comp. simétricas.

The figure consists of two screenshots of a software interface. The top screenshot shows the 'Measurement - Grid\BT\Cub_2\Rele Corriente secuencias Equipo\Medicion 1 Equipo.RelMeasure' window. It has a 'Basic Data' tab with fields for 'Name' (Medicion 1 Equipo), 'Type' (a button to select from a library), 'Nominal Current' (1, A), and 'Nominal Voltage' (690, V). There are 'OK', 'Cancel', and 'Relay' buttons. The bottom screenshot shows the 'Measurement Type - Equipment Type Library\Rele Corriente secuencia\Medicion 1 Tipo.TypMeasure' window. It has a 'Name' field (Medicion 1 Tipo) and a 'Type' dropdown (RMS Sequence Currents). Below is a 'Ranges' section with 'Nominal Current' (1;5, A), 'Current Setting' (empty, p.u.), and 'Nominal Voltage' (690, V). Further down are 'RMS Updating Period' (1 samples), a checked 'RMS Calculation' checkbox, 'Oversampling Factor' (1), 'Filter' (Off), 'RMS Calculation Method' (Rectangles), 'Samples per cycle' (40), 'RMS Calculation Samples' (40), and 'DC Offset Compensation' (None). 'OK' and 'Cancel' buttons are on the right.

Measurement - Grid\BT\Cub_2\Rele Corriente secuencias Equipo\Medicion 1 Equipo.RelMeasure

Basic Data

Description

Name Medicion 1 Equipo

Type ...brary\Rele Corriente secuencia\Medicion 1 Tipo

Nominal Current 1, A

Nominal Voltage 690, V

OK

Cancel

Relay

Measurement Type - Equipment Type Library\Rele Corriente secuencia\Medicion 1 Tipo.TypMeasure

Name Medicion 1 Tipo

Type RMS Sequence Currents

Ranges

Nominal Current 1;5 A

Current Setting p.u.

Nominal Voltage 690 V

RMS Updating Period 1 samples

☒ RMS Calculation

Oversampling Factor 1

Filter Off

RMS Calculation Method Rectangles

Samples per cycle 40

RMS Calculation Samples 40

DC Offset Compensation None

OK

Cancel

Figura A.63: Elemento y tipo de relé de cálculo de variables de corriente de protección Comp. simétricas.

Slot - ...le Corriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Overvoltage Slot.BlkSlot X

Name OK

Sequence Cancel

Block Definition

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals

Input Signals

Figura A.64: Slot para relé de sobrevoltaje de protección Comp. simétricas.

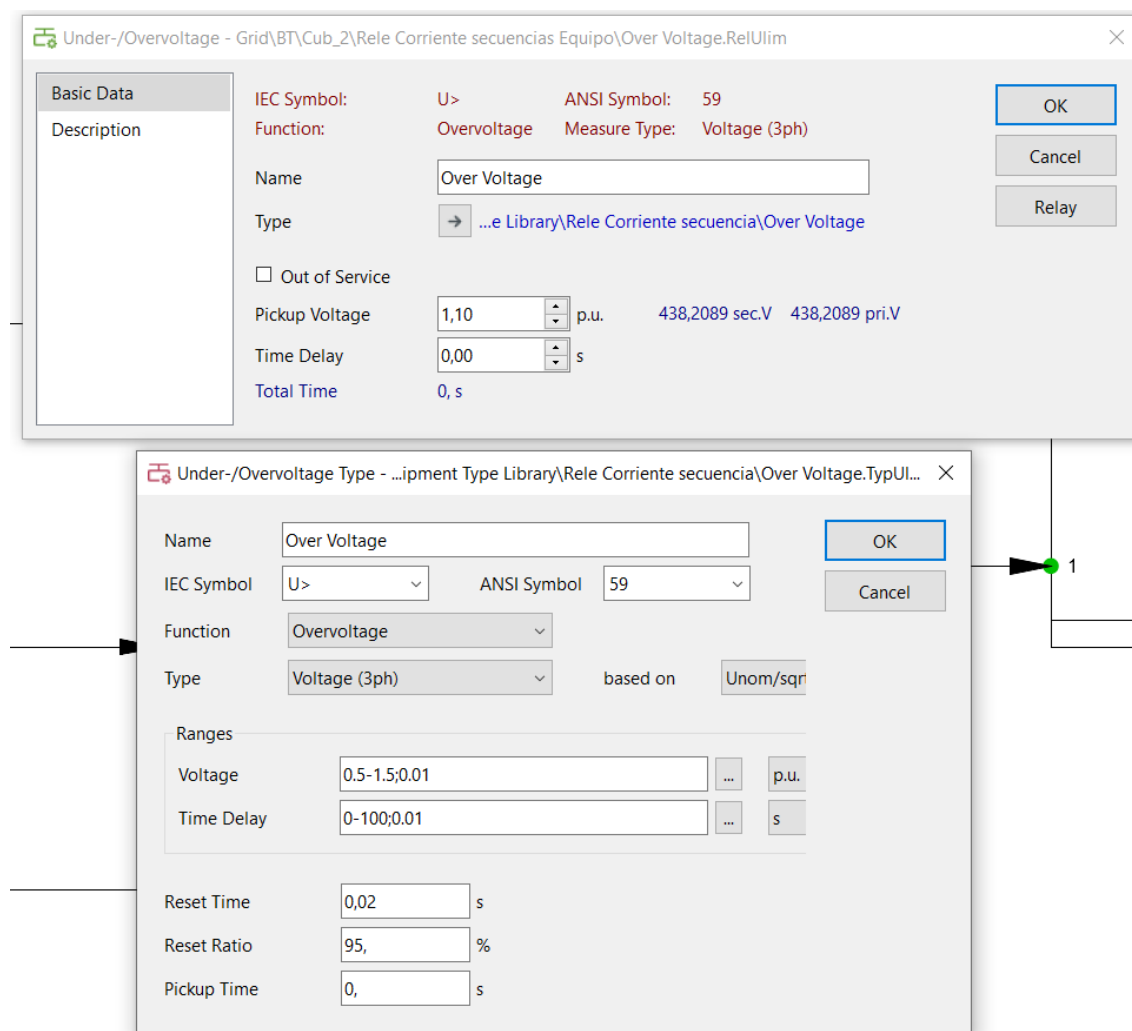


Figura A.65: Relé de sobrevoltaje y su tipo para protección Comp. simétricas.

Slot - ... Corriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Under Voltage Slot.BlkSlot X

Name Under Voltage Slot OK

Sequence 6, Cancel

Block Definition ▼ ➔

Filter for

Class Name RelUlim*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals yout

Input Signals wUabs_A;wUabs_B;wUabs_C

Figura A.66: Slot para relé de baja de voltaje de protección Comp. simétricas.

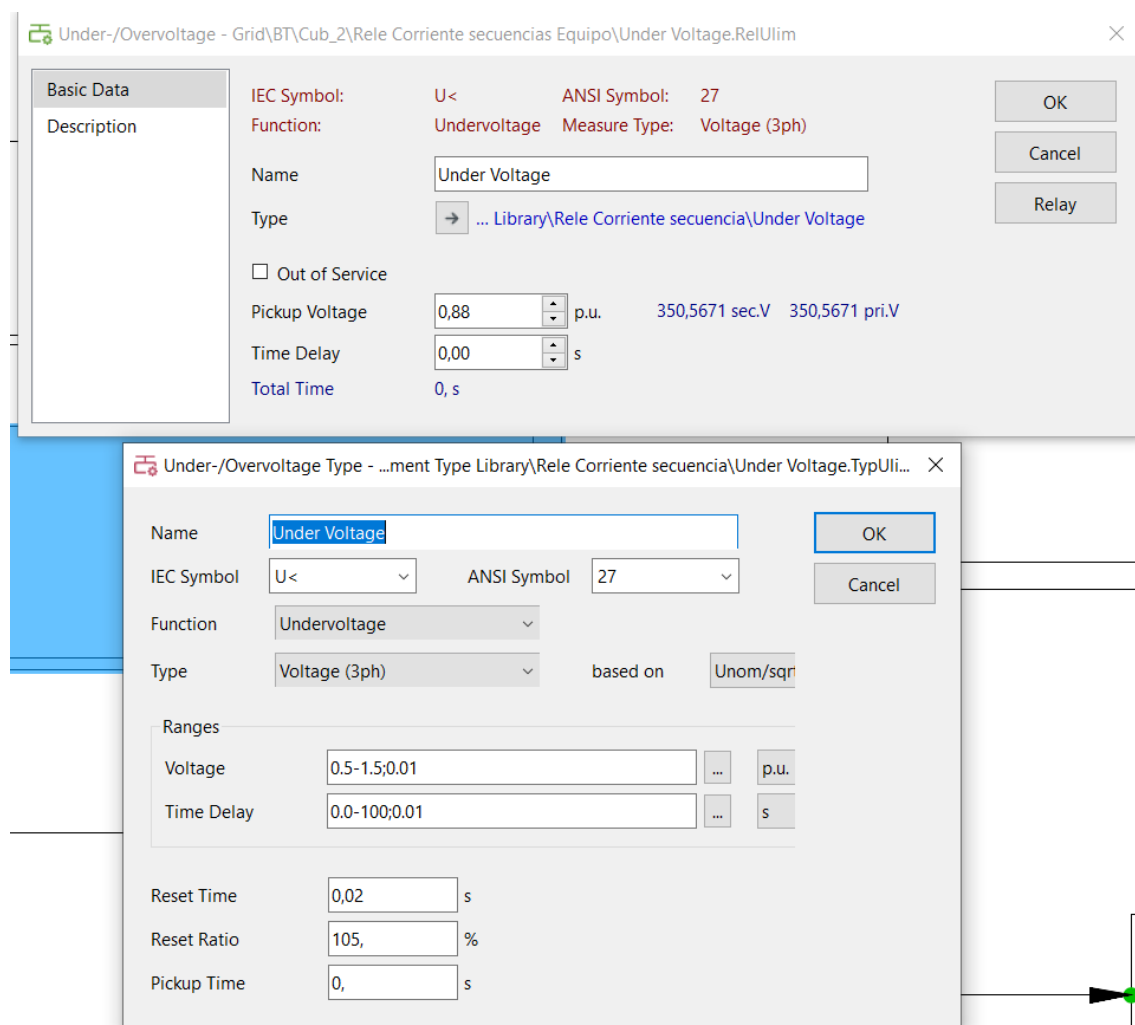


Figura A.67: Relé de baja de voltaje y su tipo para protección Comp. simétricas.

Slot - ...uencia\Rele Corriente secuencia Frame\Slot CALCULO BETA Y GAMMA.BikSlot X

Name Slot CALCULO BETA Y GAMMA

Sequence 10,

Block Definition ... secuencia\CALCULO COEFICIENTES

Filter for

Class Name *

Model Name *

Classification

☒ Linear

☐ Automatic, model will be created

☐ Local, model must be stored inside

☐ Main Slot

OK

Cancel

Figura A.68: Slot para bloque de cálculo de coeficientes β y γ .

Block Definition - Equipment Type Library\Rele Corriente secuencia\CALCULO COEFICIENTES.BlkDef

Basic Options Equations Description Version

General Advanced

Name: CALCULO COEFICIENTES Usage: Model Definition

Title: Calculo de beta y gamma

Model type

☒ DSL model ☒ Macro

☐ Compiled model Display name: beta y gamma

☐ MATLAB M-file model

Variables

Output signals: beta,gamma

Input signals: i1,i2,i0

State variables:

Parameters:

Internal variables:

Limiting parameters/input signals

Upper limitation

Parameters:

Input signals:

Lower limitation

Parameters:

Input signals:

DSL info

Checksum: 7A47-40D6-74D3-B9CD Calculate

OK Cancel Check Equations Macro equat. Pack Pack->Macro Encrypt

Figura A.69: Block Definition para bloque de cálculo de coeficientes β y γ .

Block Definition - Equipment Type Library\Rele Corriente secuencia\CALCULO COEFICIENTES.BlkDef

Basic Options Equations Description Version

Additional equations

```
inc(beta) = 0
inc(gamma) = 0
beta=100*(abs(i2))/(abs(i1))
gamma=100*(abs(i0))/(abs(i1))
```

OK Cancel Check Equations Macro equat. Pack Pack->Macro Encrypt

Figura A.70: Ecuaciones definidas en bloque de cálculo de coeficientes β y γ .

Slot - ...nte secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Frequency Measurement.BlkSlot X

Name

Sequence

Block Definition

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals

Input Signals

OK

Cancel

Figura A.71: Slot para relé de medición de frecuencia de protección Comp. simétricas.

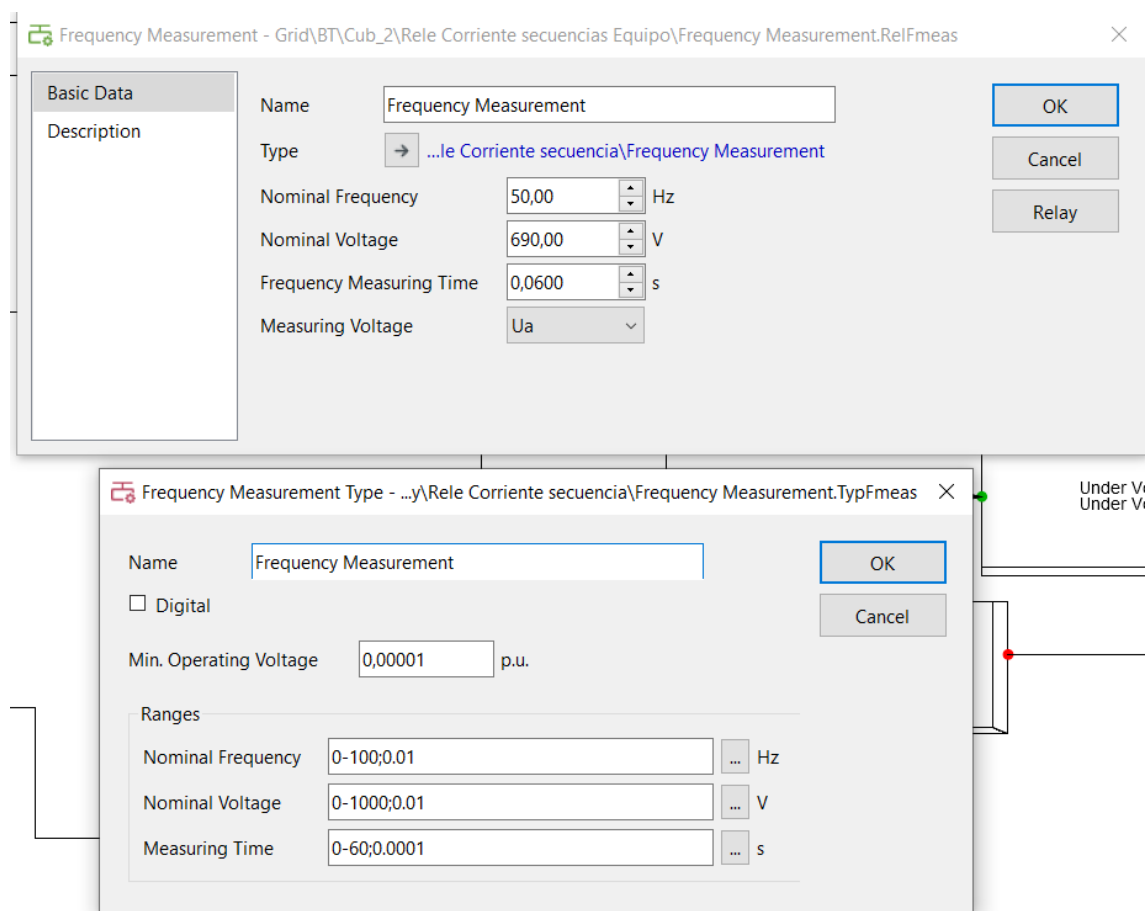


Figura A.72: Relé de medición de frecuencia y su tipo para protección Comp. simétricas.

Slot - ...ele Corriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Limite Beta Slot.BlkSlot X

Name

Sequence

Block Definition

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals

Input Signals

Figura A.73: Slot para relé de corriente asociado a coeficiente β .

The figure shows two screenshots of software configuration windows for an instantaneous overcurrent relay.

Top Window: Instantaneous Overcurrent - Grid\BT\Cub_2\Rele Corriente secuencias Equipo\Limite beta.Relloc

- Basic Data:**
 - IEC Symbol: I>>
 - ANSI Symbol: 50
 - Measure Type: Phase Current (1ph)
 - Name: Limite beta
 - Type: ...pe Library\Rele Corriente secuencia\Limite beta
 - ☐ Out of Service
 - Tripping Direction: None
 - Pickup Current: 6,00 sec.A 6, p.u. 6, pri.A
 - Time Setting: 0,0 s
 - Total Time: 0, s

Bottom Window: Instantaneous-Overcurrent Type - Equipment Type Library\Rele Corriente secuencia\Limite beta.Typloc

- Basic Data:**
 - Name: Limite beta
 - IEC Symbol: I>>
 - ANSI Symbol: 50
 - Type: Phase Current (1ph)
 - ☐ Negate Output
 - Recl. feature: None
 - Directional: None
 - ☐ External Starting
 - ☐ Timer includes pick-up time
 - Ref. Current from: [dropdown] →
 - Ref. Time from: [dropdown] →
 - Current Range: 0-1000;0.01 sec.A
 - Time Setting Range: 0-100;0.1 s
 - Pick-up Time: 0, s
 - Reset Ratio: 95, %
 - Reset Time: 0,03 s

Figura A.74: Relé de corriente para β y su tipo.

Slot - ...oriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Limite Gamma Slot.BlkSlot ×

Name

Sequence

Block Definition

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals

Input Signals

Figura A.75: Slot para relé de corriente asociado a γ .

Instantaneous Overcurrent - Grid\BT\Cub_2\Rele Corriente secuencias Equipo\Limite 1 gamma.Relloc

Basic Data
Tripping Times
Blocking
Description

IEC Symbol: I>> ANSI Symbol: 50
Measure Type: Phase Current (1ph)
Name: Limite 1 gamma
Type: ...brary\Rele Corriente secuencia\Limite 1 gamma
☐ Out of Service
Tripping Direction: None
Pickup Current: 1,00 sec.A 1, p.u. 1, pri.A
Time Setting: 0,0 s
Total Time: 0, s

OK
Cancel
Relay

Instantaneous-Overcurrent Type - Equipment Type Library\Rele Corriente secuencia\Limite 1 gamma.Typloc

Basic Data
Total Clear Curve
Blocking

Name: Limite 1 gamma
IEC Symbol: I>> ANSI Symbol: 50
Type: Phase Current (1ph) ☐ Negate Output
Recl. feature: None
Directional: None
☐ External Starting
☐ Timer includes pick-up time
Ref. Current from:
Ref. Time from:
Current Range: 0-1000;0.01 ... sec.A
Time Setting Range: 0-100;0.1 ... s
Pick-up Time: 0, s
Reset Ratio: 95, %
Reset Time: 0,03 s

OK
Cancel

Figura A.76: Relé de corriente para γ y su tipo.

Slot - ...Corriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Overvoltage SLOT2.BlkSlot X

Name: Overvoltage SLOT2

Sequence: 25,

Block Definition: [v] [→]

Filter for

Class Name: RelUlim*

Model Name: *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals: []

Lower Limitation

Limiting Input Signals: []

Variables

Output Signals: yout

Input Signals: wUabs_A;wUabs_B;wUabs_C

OK Cancel

Figura A.77: Slot para segundo relé de sobretensión.

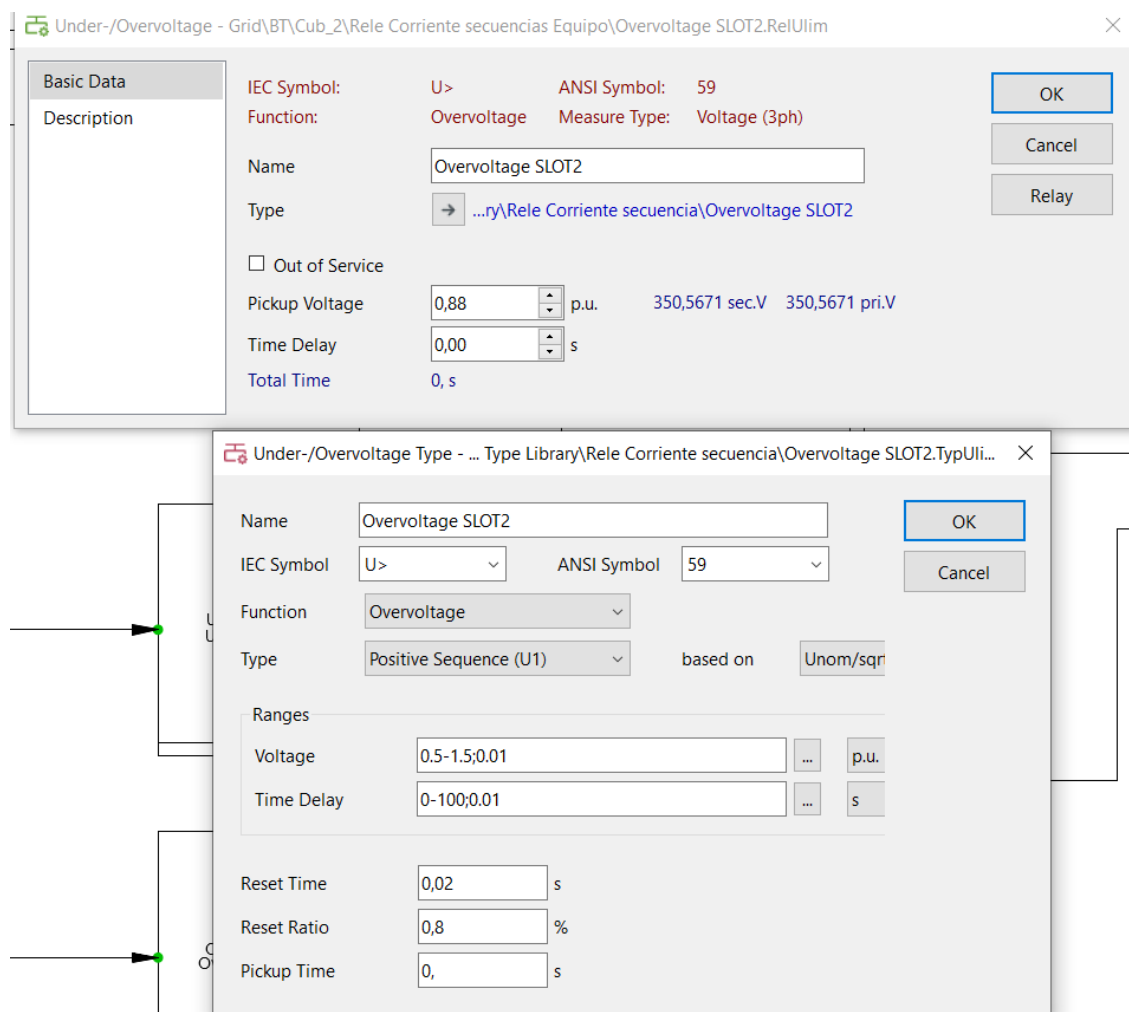


Figura A.78: Segundo relé de sobretensión y su tipo.

Slot - ...rriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Under Voltage SLOT2.BikSlot X

Name Under Voltage SLOT2 OK

Sequence 26, Cancel

Block Definition ▼ ➔

Filter for

Class Name RelUlim*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals yout

Input Signals wUabs_A;wUabs_B;wUabs_C

Figura A.79: Slot para segundo relé de baja de tensión.

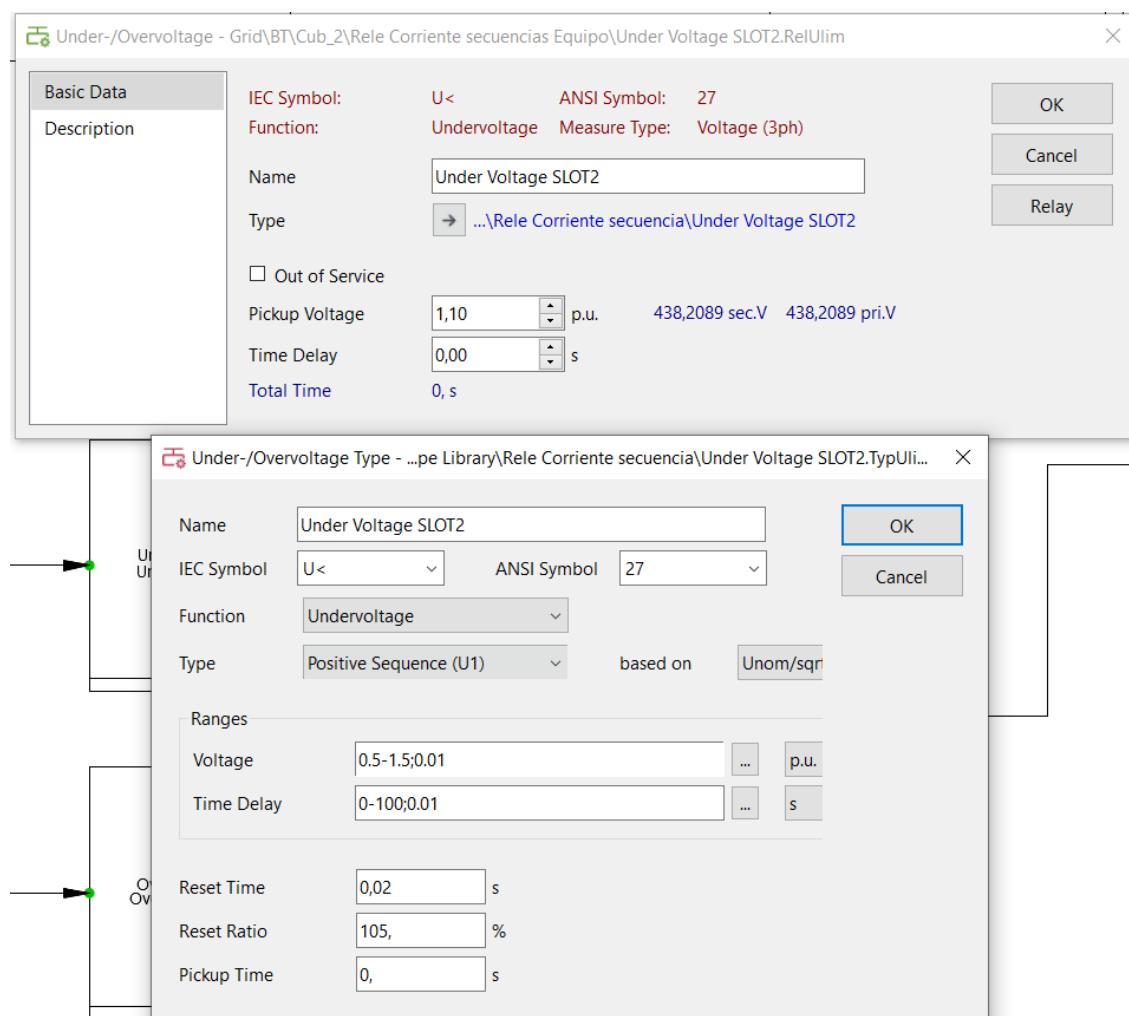


Figura A.80: Segundo relé de baja de tensión y su tipo.

Slot - ...rriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Limite 2 Gamma Slot.BlkSlot X

Name

Sequence

Block Definition

Filter for

Class Name

Model Name

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals

Input Signals

Figura A.81: Slot para segundo relé de corriente asociado a γ .

Instantaneous Overcurrent - Grid\BT\Cub_2\Rele Corriente secuencias Equipo\Limite 2 gamma.Relloc

Basic Data
Tripping Times
Blocking
Description

IEC Symbol: I>> ANSI Symbol: 50
Measure Type: Phase Current (3ph)
Name: Limite 2 gamma
Type: ...brary\Rele Corriente secuencia\Limite 2 gamma
☐ Out of Service
Tripping Direction: None
Pickup Current: 0,10 sec.A 0,1 p.u. 0,1 pri.A
Time Setting: 0,0 s
Total Time: 0, s

OK
Cancel
Relay

Instantaneous-Overcurrent Type - Equipment Type Library\Rele Corriente secuencia\Limite 2 gamma.Typloc

Basic Data
Total Clear Curve
Blocking

Name: Limite 2 gamma
IEC Symbol: I>> ANSI Symbol: 50
Type: Phase Current (3ph) ☐ Negate Output
Recl. feature: None
Directional: None
☐ External Starting
☐ Timer includes pick-up time
Ref. Current from:
Ref. Time from:
Current Range: 0-1000;0.01 sec.A
Time Setting Range: 0-100;0.1 s
Pick-up Time: 0, s
Reset Ratio: 95, %
Reset Time: 0,03 s

OK
Cancel

Figura A.82: segundo relé de corriente asociado a γ y su tipo.

Slot - ...rriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Under Frequency Slot.BlkSlot X

Name Under Frequency Slot OK

Sequence 12, Cancel

Block Definition v →

Filter for

Class Name RelFrq*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals yout

Input Signals wlnp

Figura A.83: Slot para relé de baja de frecuencia.

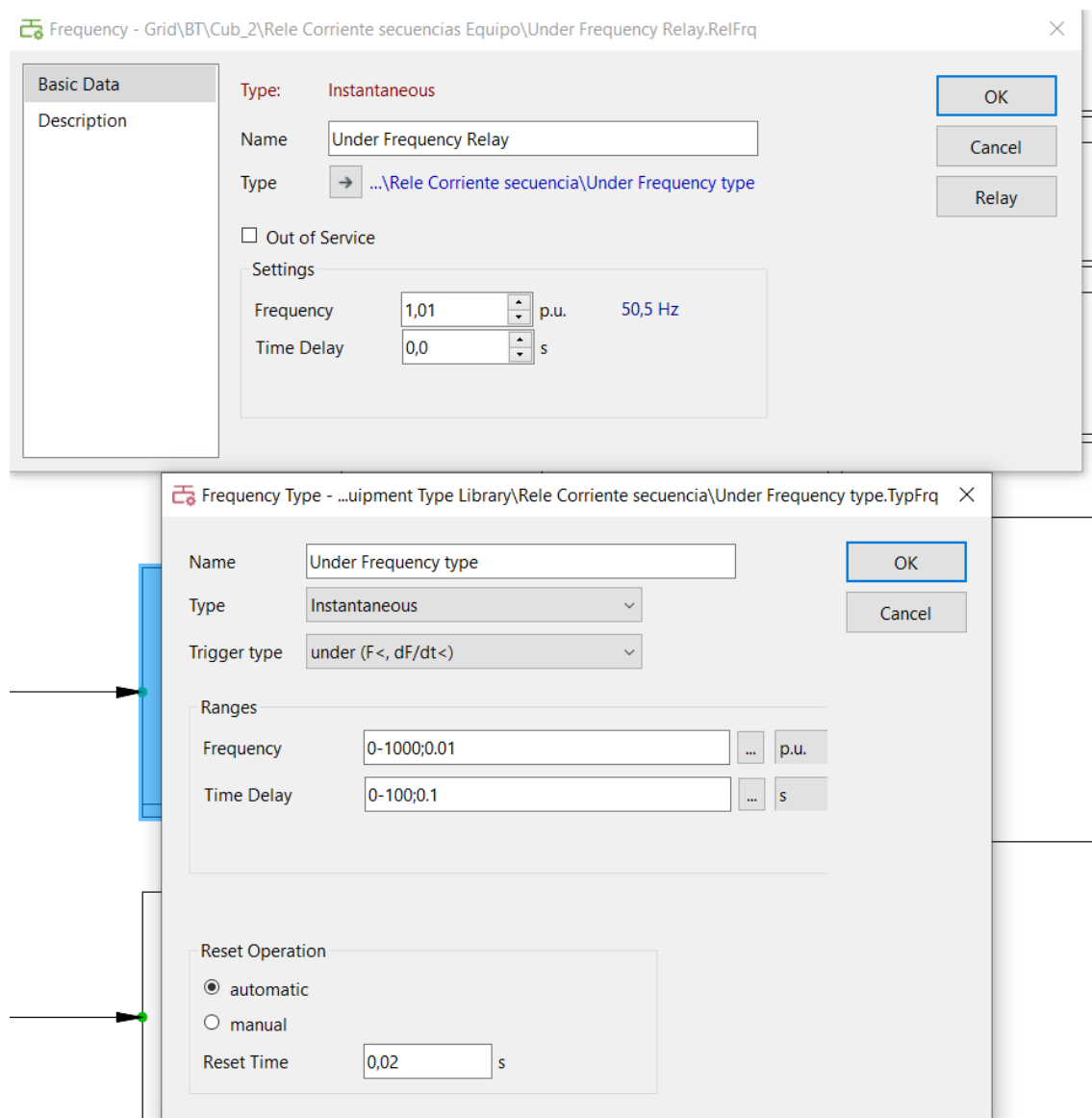


Figura A.84: Relé de baja de frecuencia y su tipo.

Slot - ...oriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\Over Frequency Slot.BlkSlot X

Name Over Frequency Slot OK

Sequence 13, Cancel

Block Definition v →

Filter for

Class Name RelFrq*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals yout

Input Signals wlnp

Figura A.85: Slot para relé de sobre frecuencia.

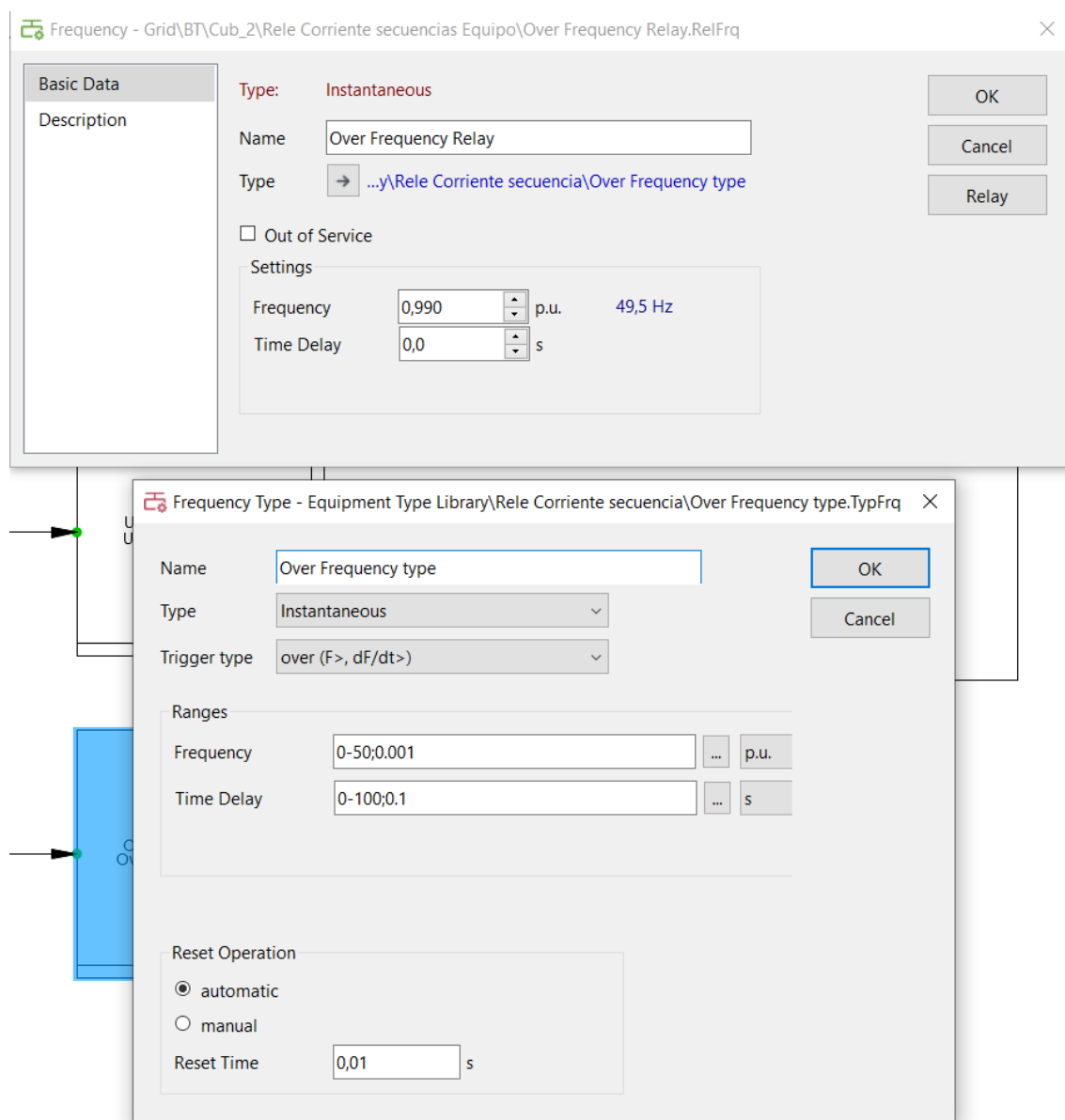


Figura A.86: Relé de sobre frecuencia y su tipo.

Slot - ...ry\Rele Corriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\AND F Slot.BlkSlot X

Name AND F Slot OK

Sequence 16, Cancel

Block Definition ▼ ➔

Filter for

Class Name RelLogic*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals yout

Input Signals y1,y2

Figura A.87: Slot para bloque lógico AND asociado a relés de frecuencia.

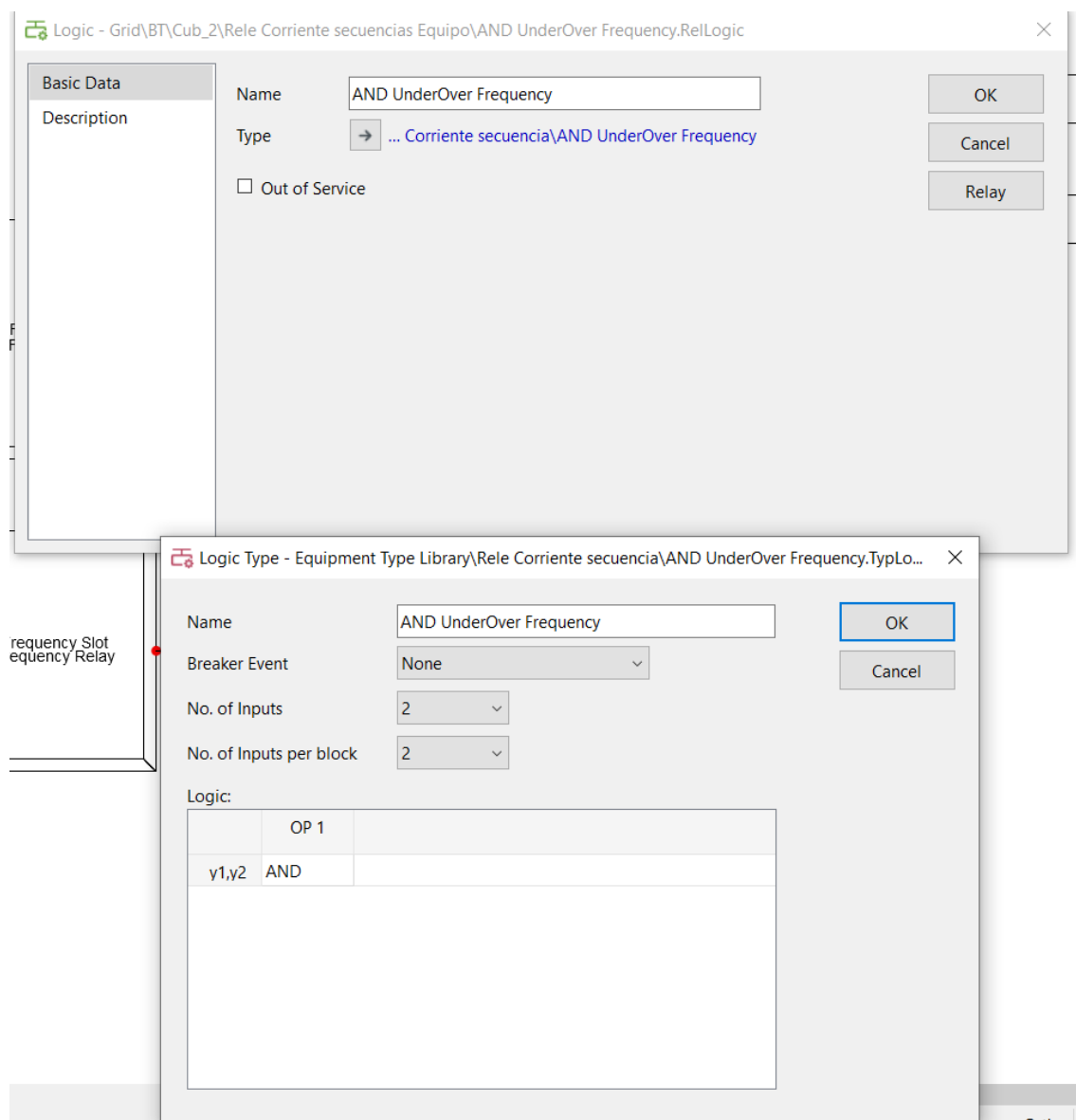


Figura A.88: Bloque lógico AND asociado a relés de frecuencia.

Slot - ...ry\Rele Corriente secuencia\Rele Corriente secuencia Frame\AND 1 Slot.BlkSlot X

Name AND 1 Slot OK

Sequence 17, Cancel

Block Definition ▼ →

Filter for

Class Name RelLogic*

Model Name *

Classification

☒ Linear

☒ Automatic, model will be created

☐ Main Slot

Upper Limitation

Limiting Input Signals

Lower Limitation

Limiting Input Signals

Variables

Output Signals yout

Input Signals y1,y2,y3,y4

Figura A.89: Slot para bloque lógico AND asociado a relés de frecuencia y relés de tensión y corriente.

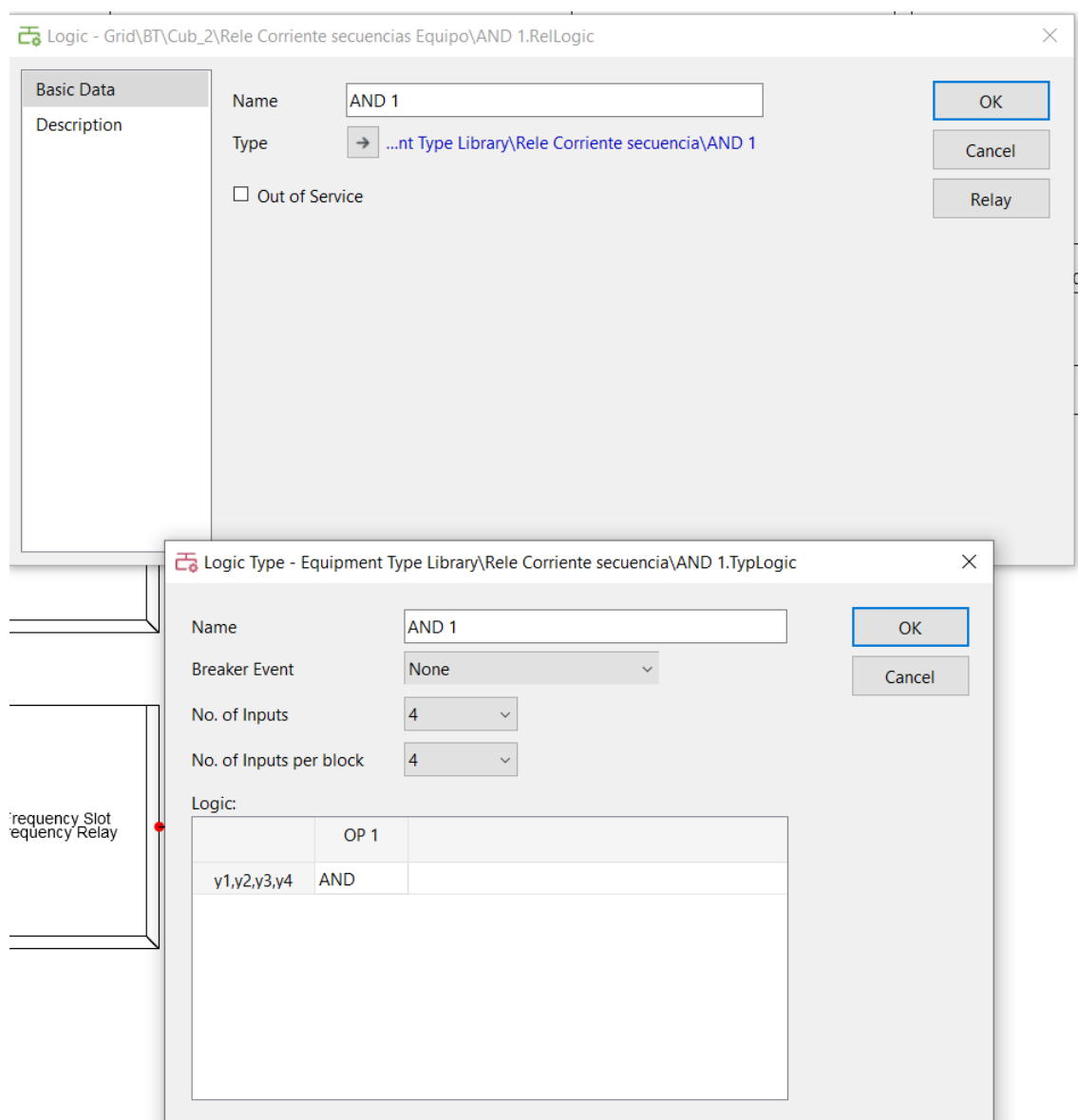


Figura A.90: Bloque lógico AND para último paso de protección Comp. simétricas.

A.1.4. Parámetros de simulación

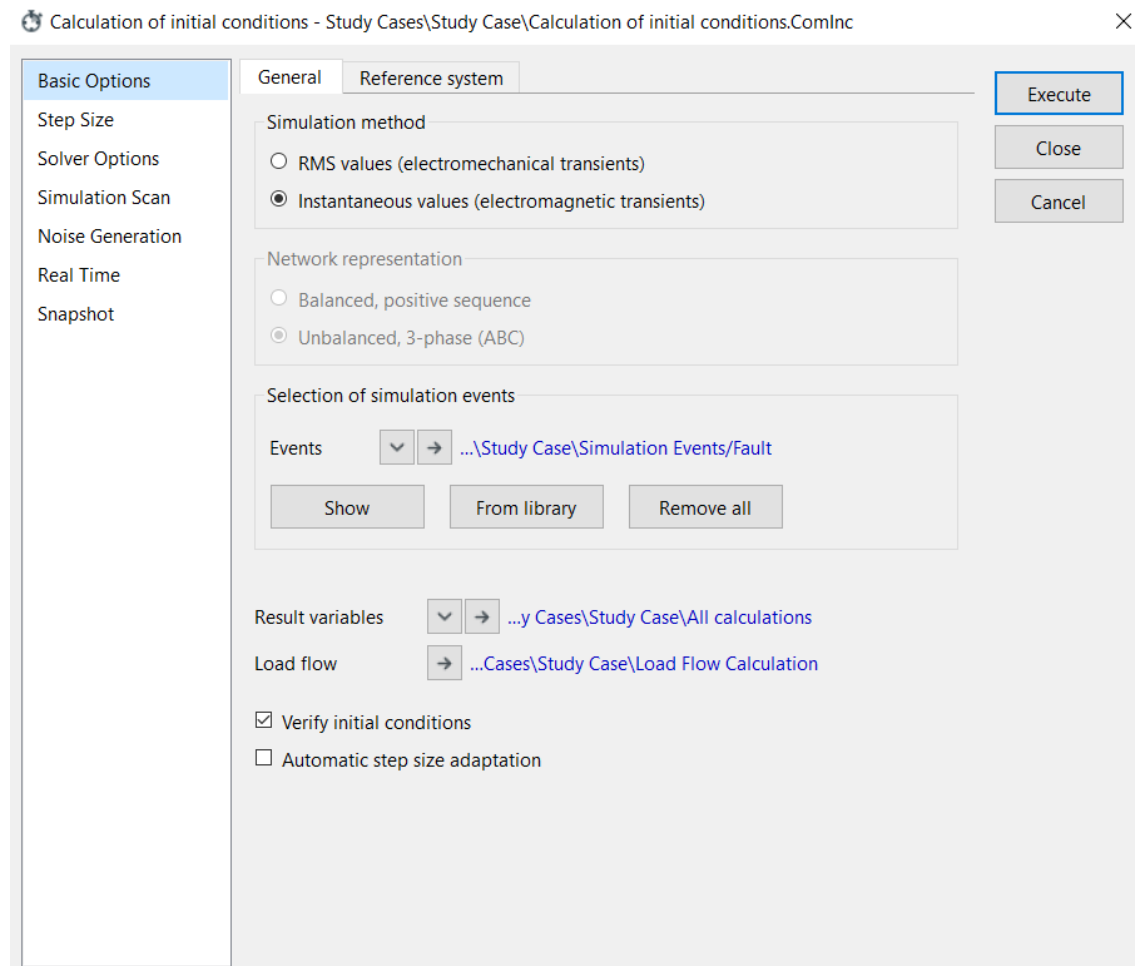


Figura A.91: Parámetros para calculo de condiciones iniciales.

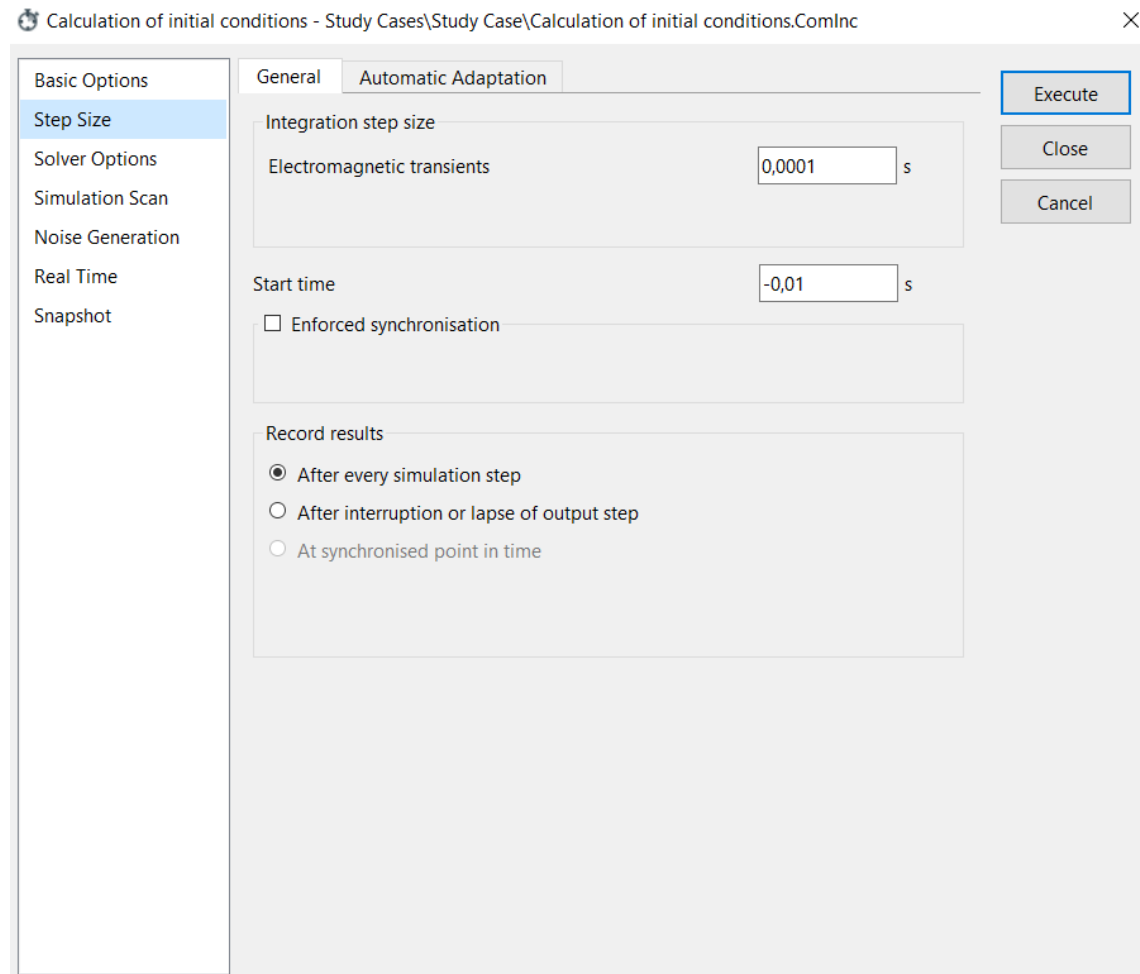


Figura A.92: Parámetros para paso de simulación.

Run Simulation - Study Cases\Study Case\Run Simulation.ComSim* ×

Stop time

Absolute s

Execute

Close

Cancel

Display in output window

☐ Display result variables

☐ Display internal DSL events

☐ Display automatic step size adaptation events

Internal DSL warnings

☒ Ignore and continue simulation

☐ Display in output window and continue simulation

☐ Display in output window and stop simulation

Initial conditions ...dy Case\Calculation of initial conditions

Figura A.93: Parámetros para correr simulación EMT.

A.2. Resultados gráficos obtenidos

A.2.1. Resultados obtenidos para formación de isla eléctrica en una barra

A.2.1.a. Protección ROCOF

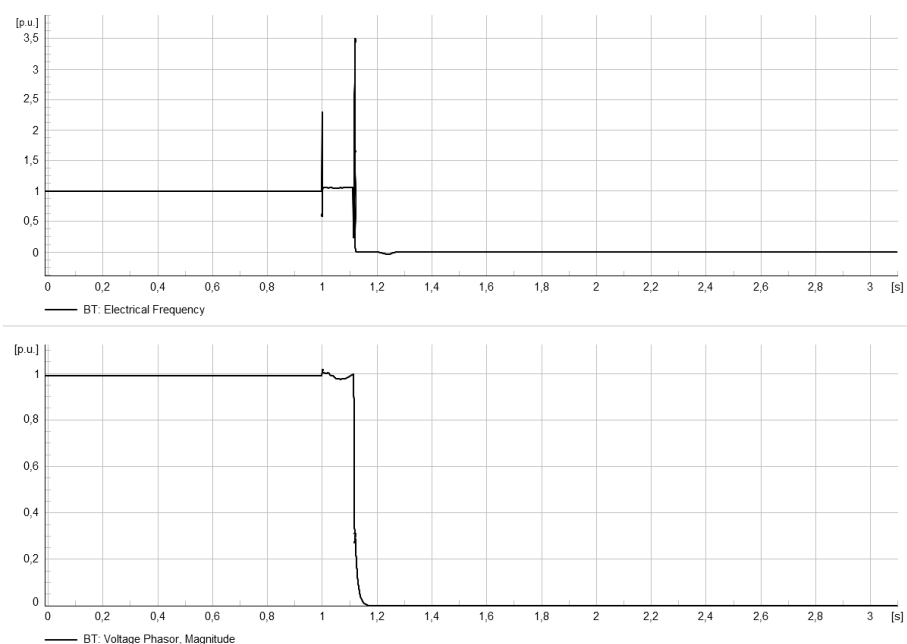


Figura A.94: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.1 ROCOF.

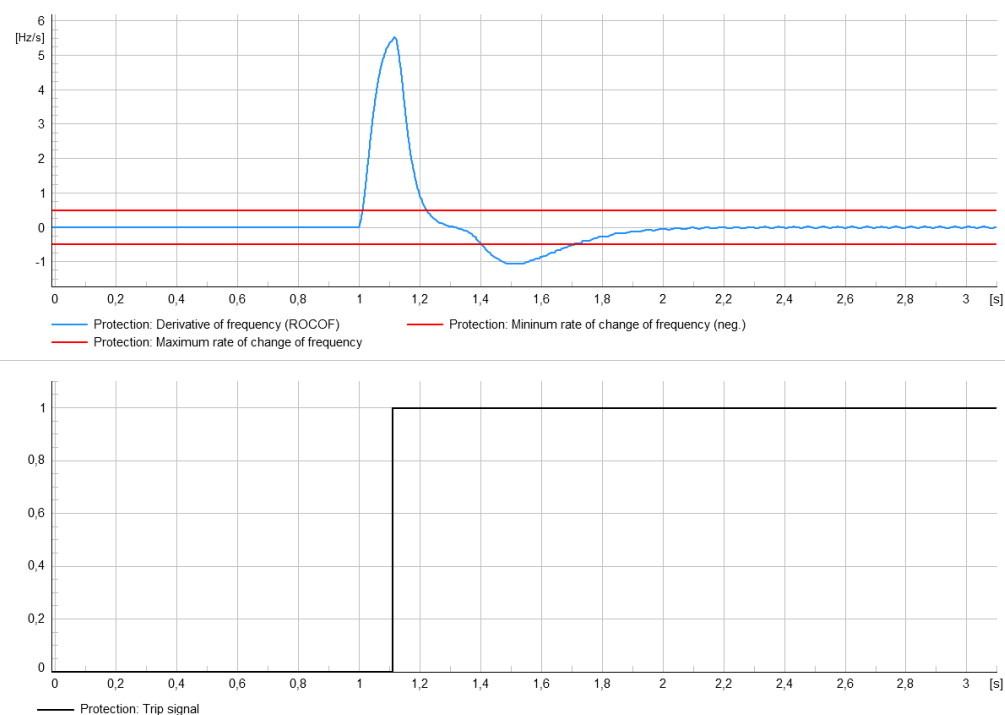


Figura A.95: Protección ROCOF caso 1.2.

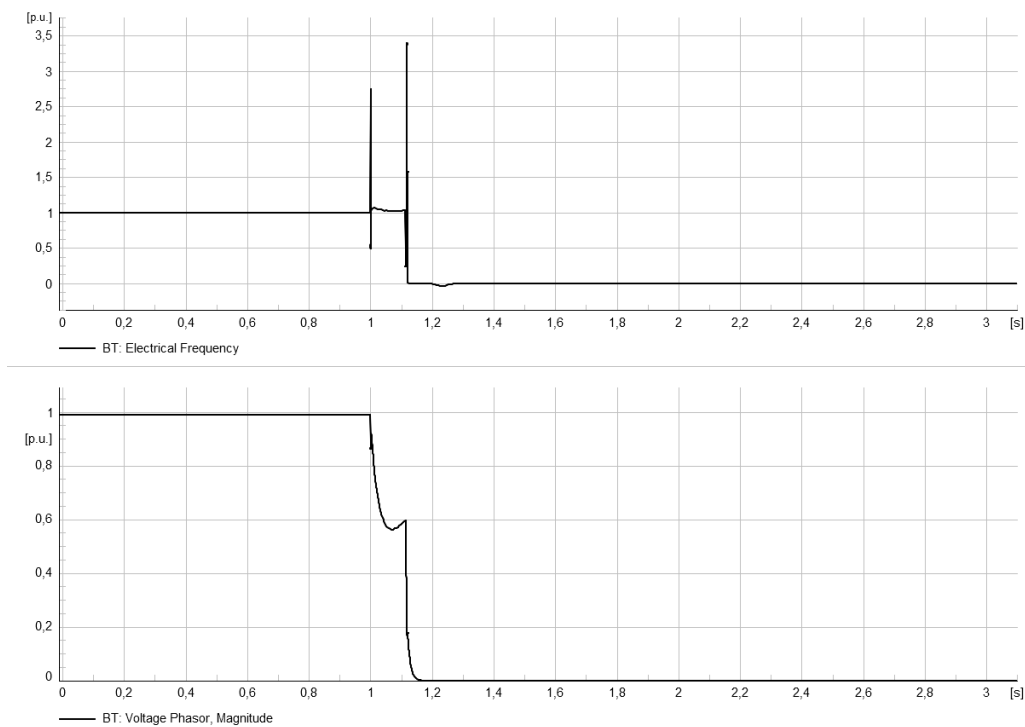


Figura A.96: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.2 ROCOF.

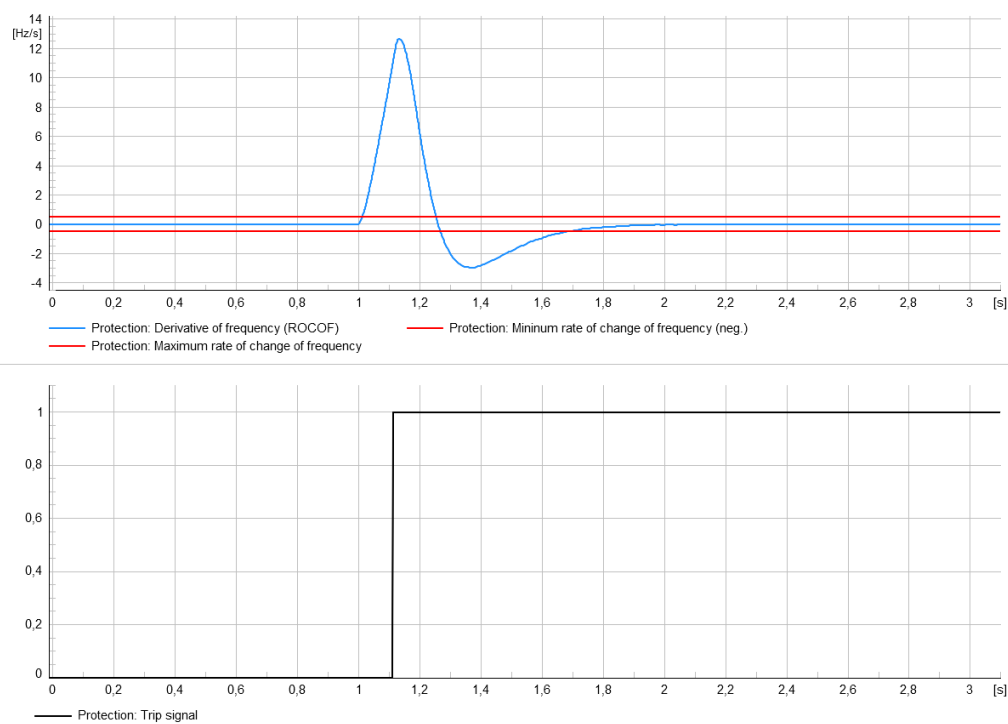


Figura A.97: Protección ROCOF caso 1.3.

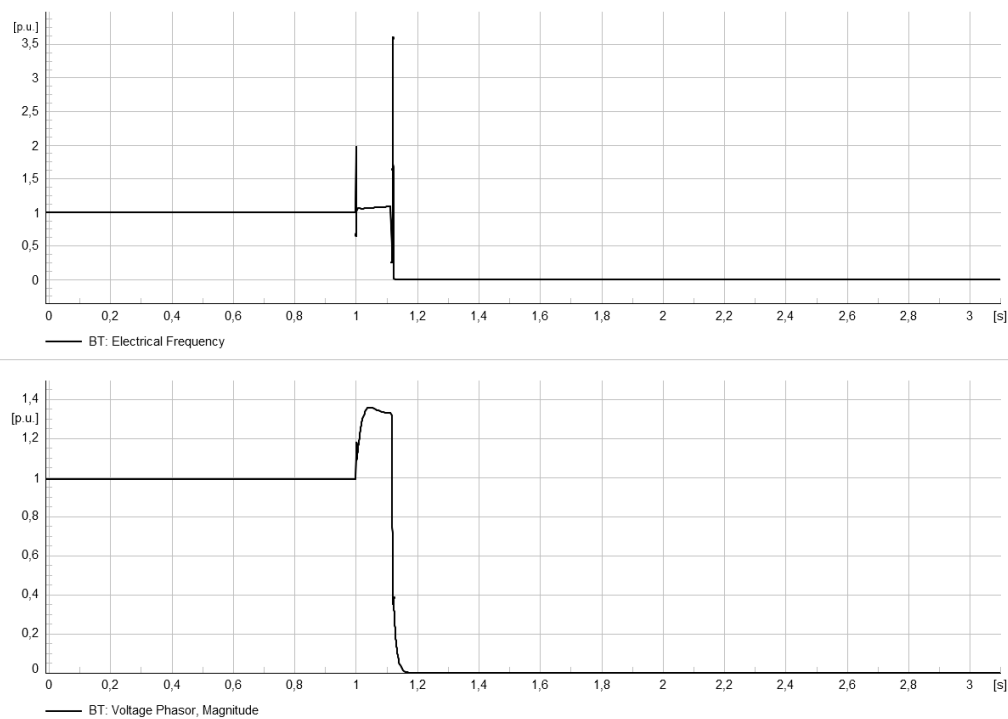


Figura A.98: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.3 ROCOF.

A.2.1.b. Protección Salto Vector

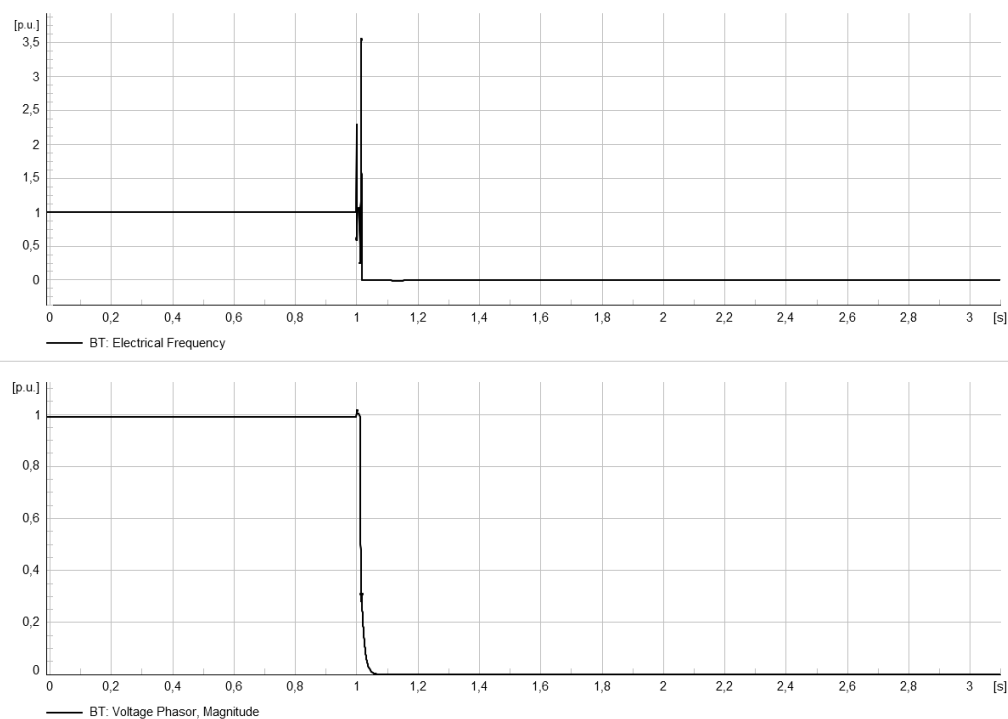


Figura A.99: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.1 Salto Vector.

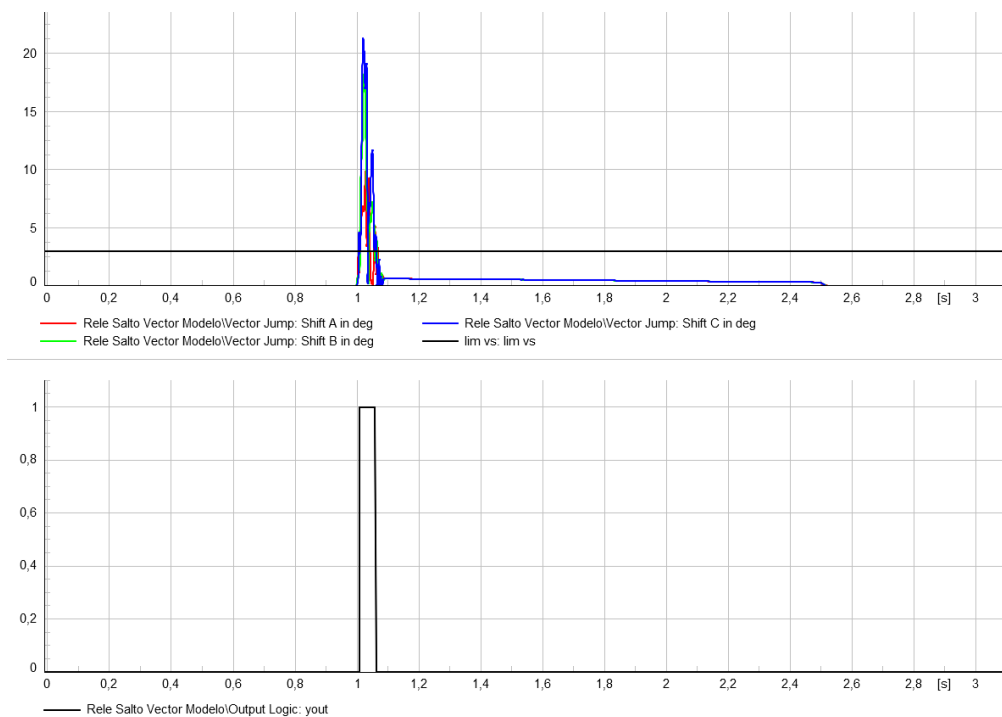


Figura A.100: Protección Salto Vector caso 1.2.

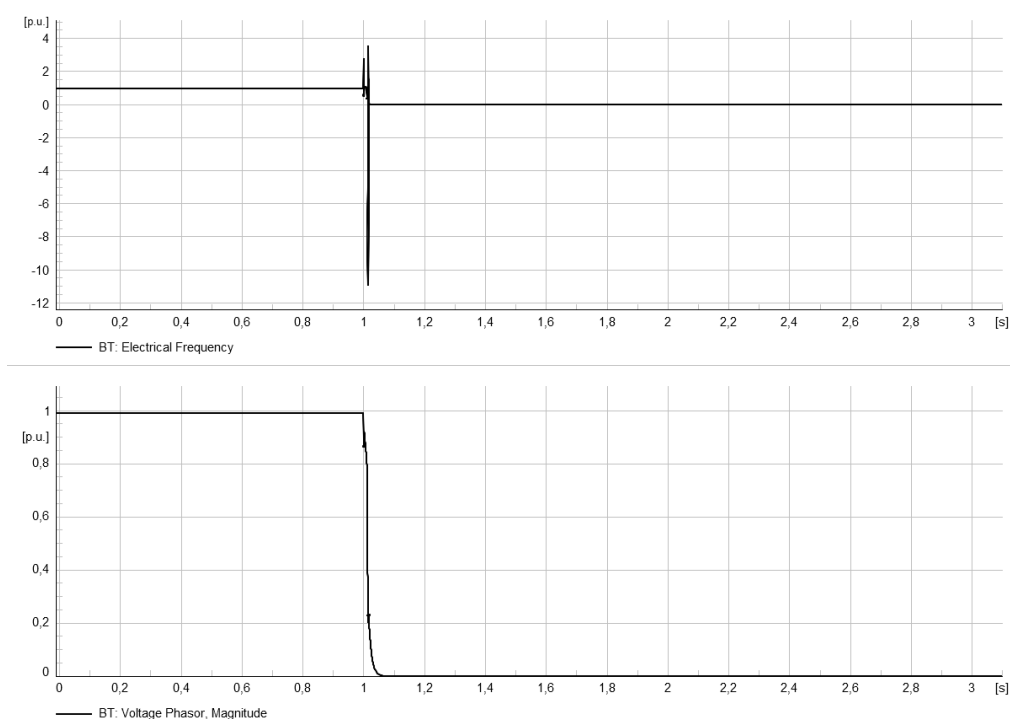


Figura A.101: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.2 Salto Vector.

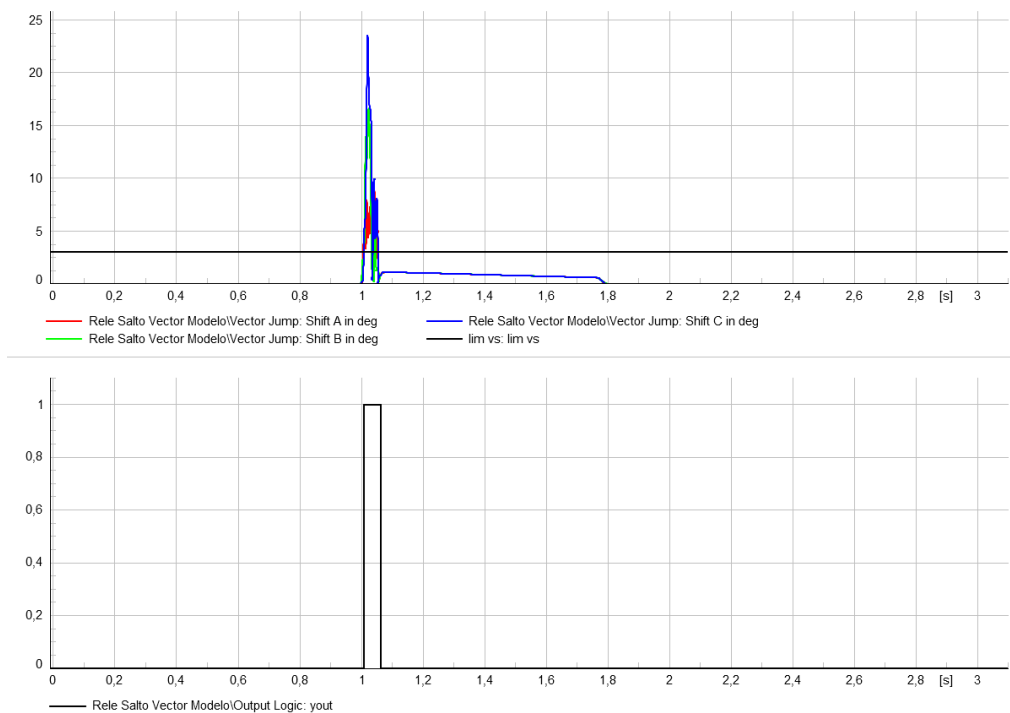


Figura A.102: Protección Salto Vector caso 1.3.

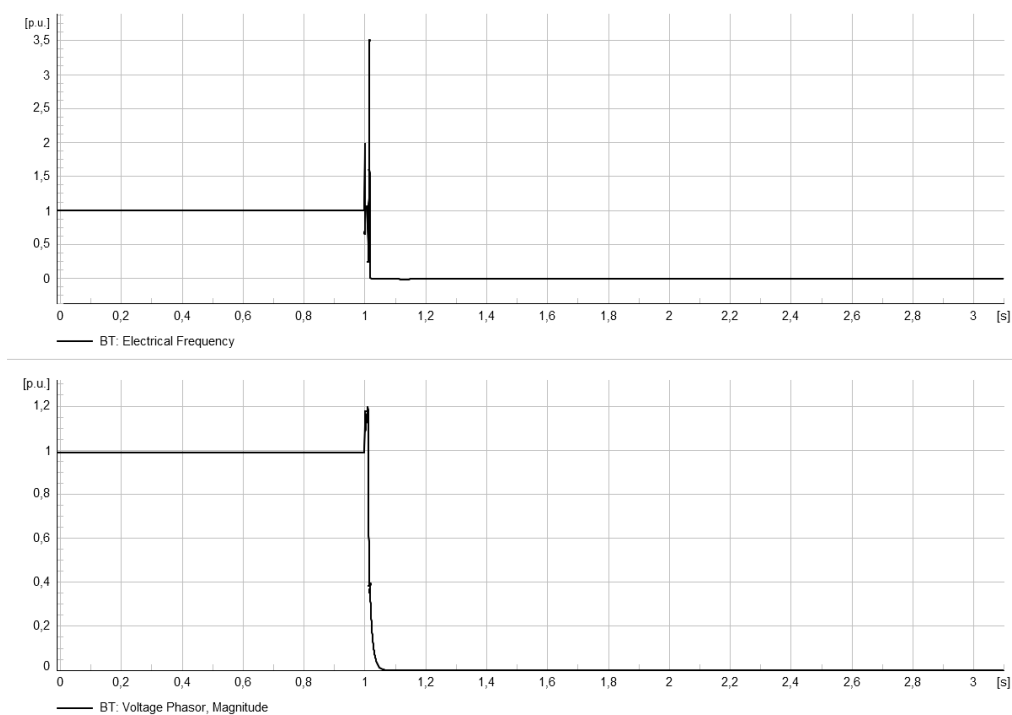


Figura A.103: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.3 Salto Vector.

A.2.1.c. Protección ROCOPV

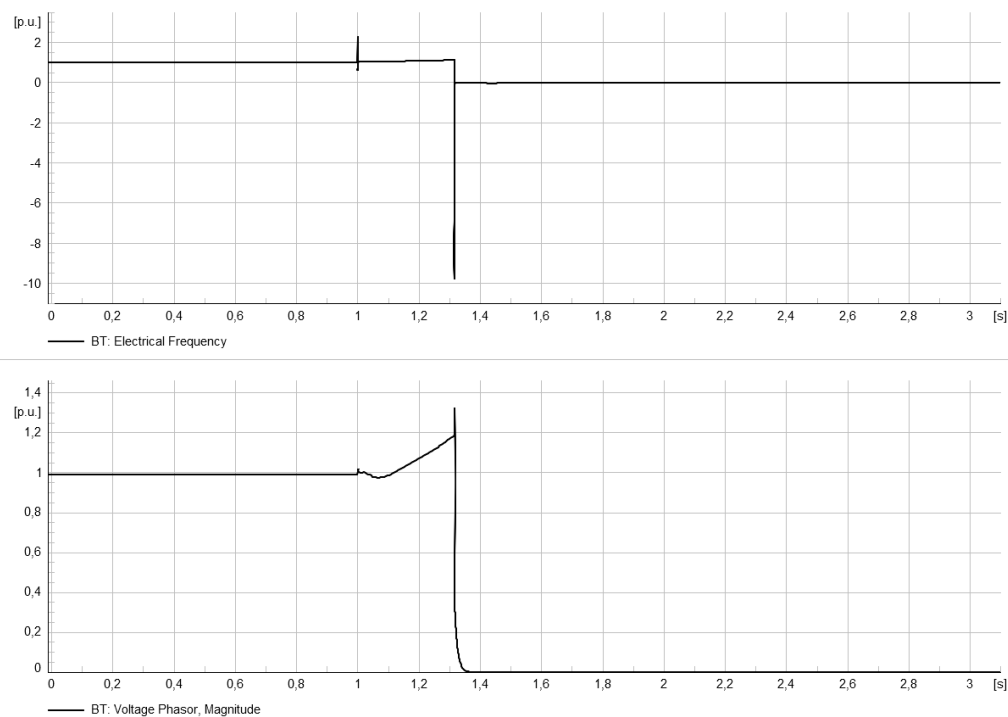


Figura A.104: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.1 ROCOPV.

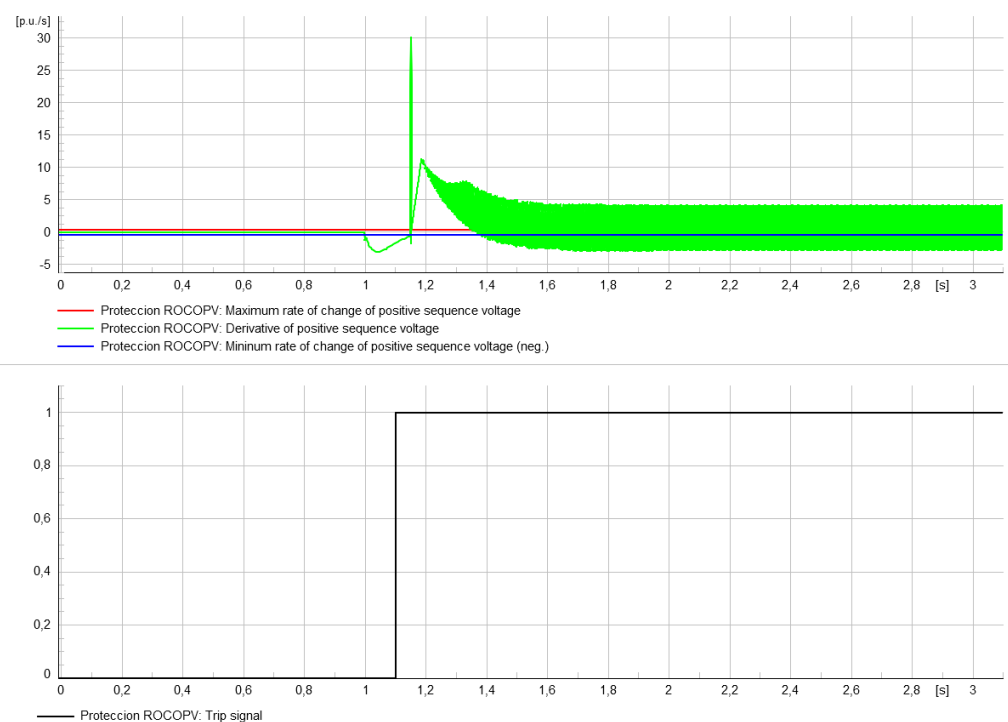


Figura A.105: Protección ROCOPV caso 1.2.

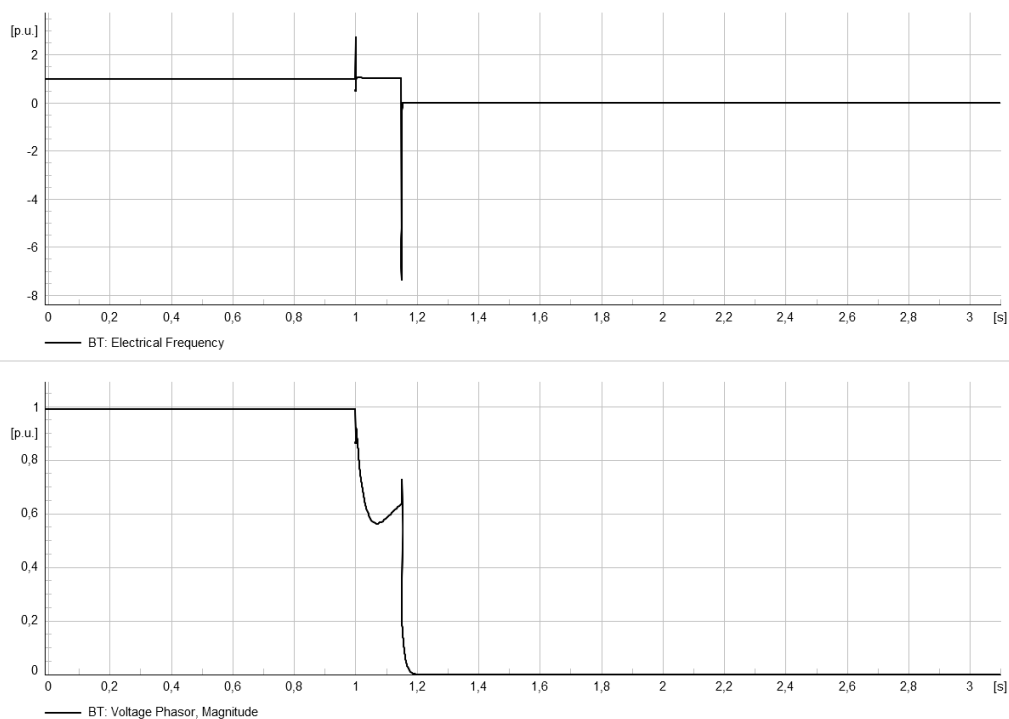


Figura A.106: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.2 ROCOPV.

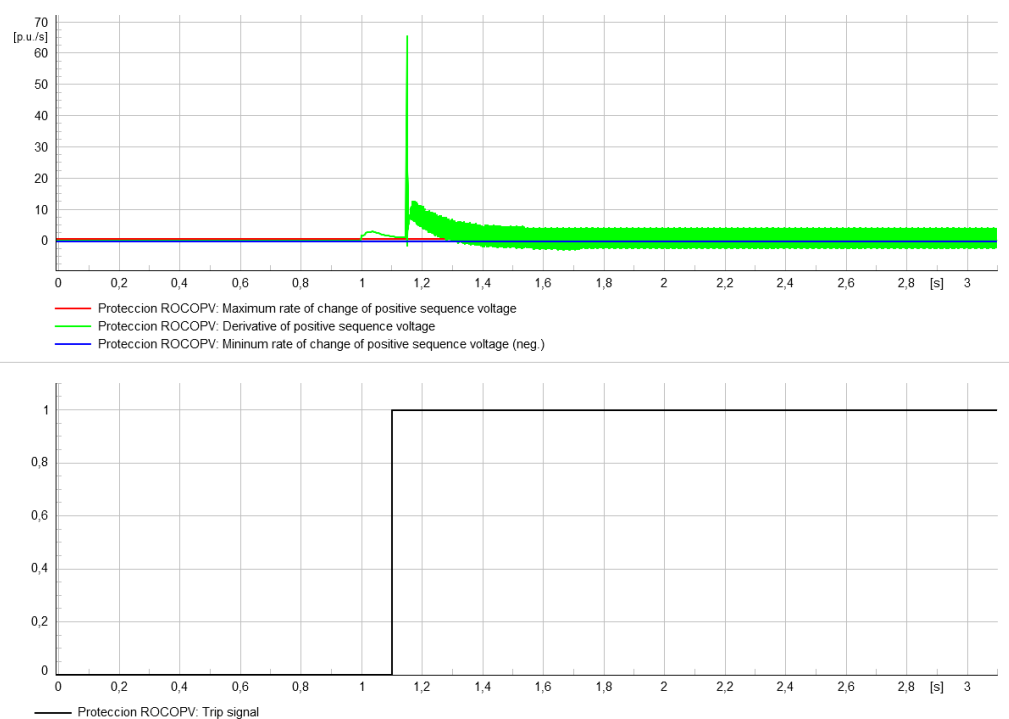


Figura A.107: Protección ROCOPV caso 1.3.

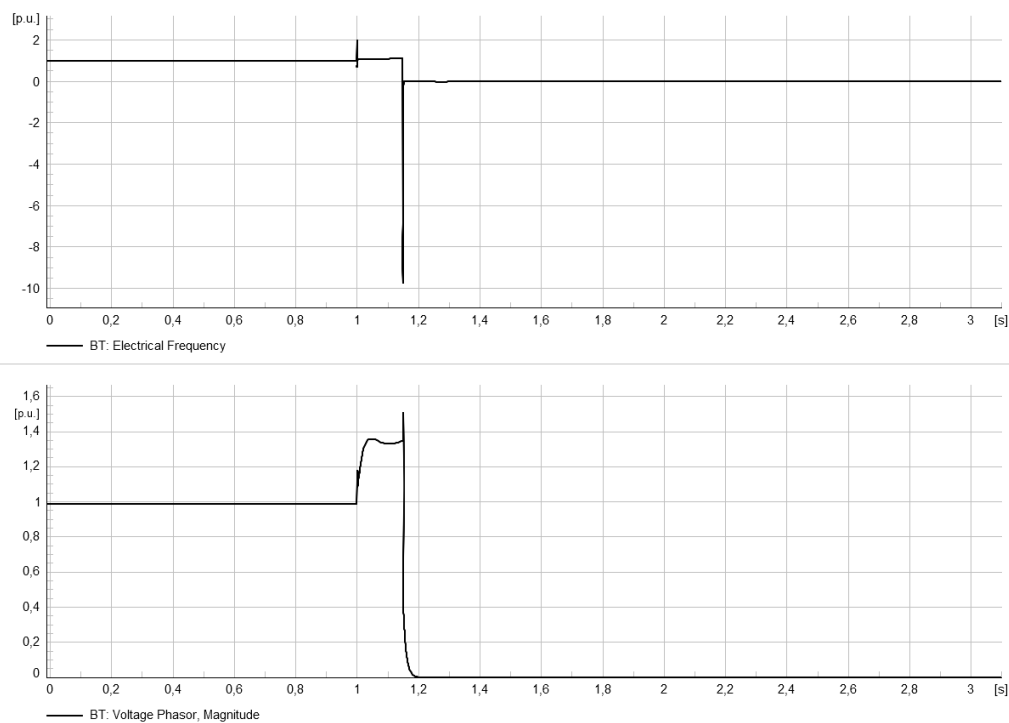


Figura A.108: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.3 ROCOPV.

A.2.1.d. Protección ROCOAP-ROCORP

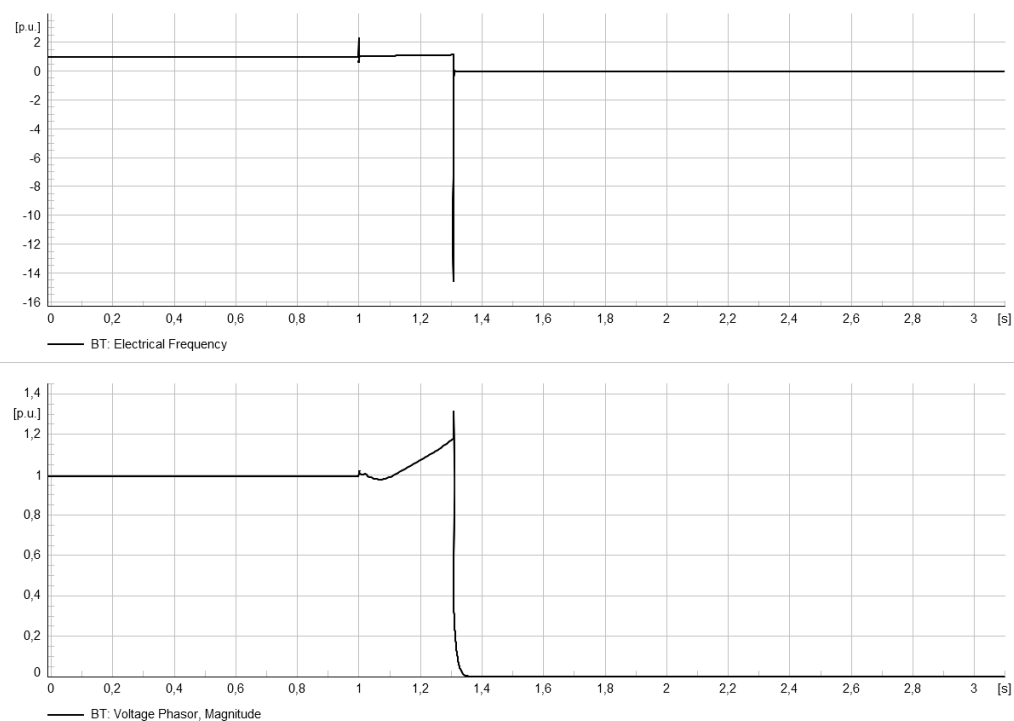


Figura A.109: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.1 ROCOAP-ROCORP.

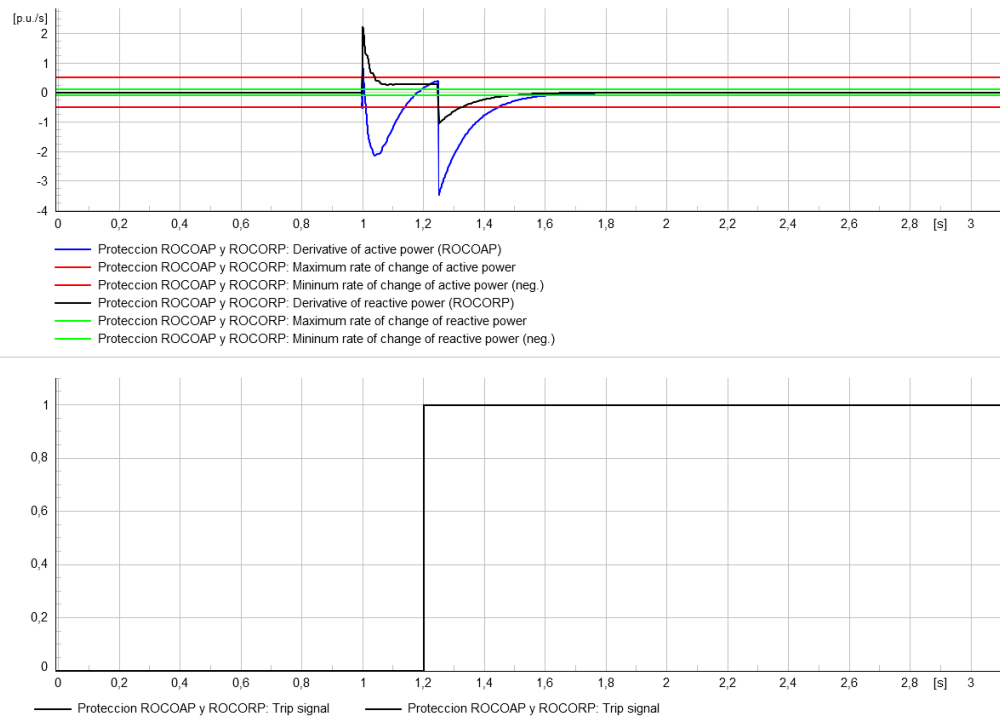


Figura A.110: Protección ROCOAP-ROCORP caso 1.2.

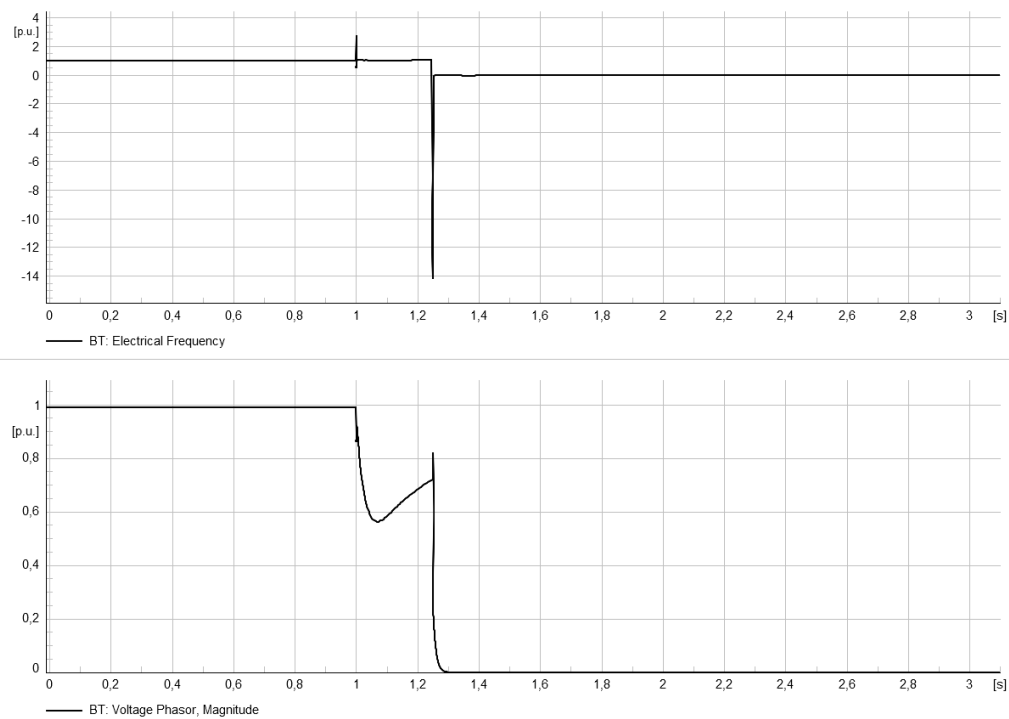


Figura A.111: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.2 ROCOAP-ROCORP.

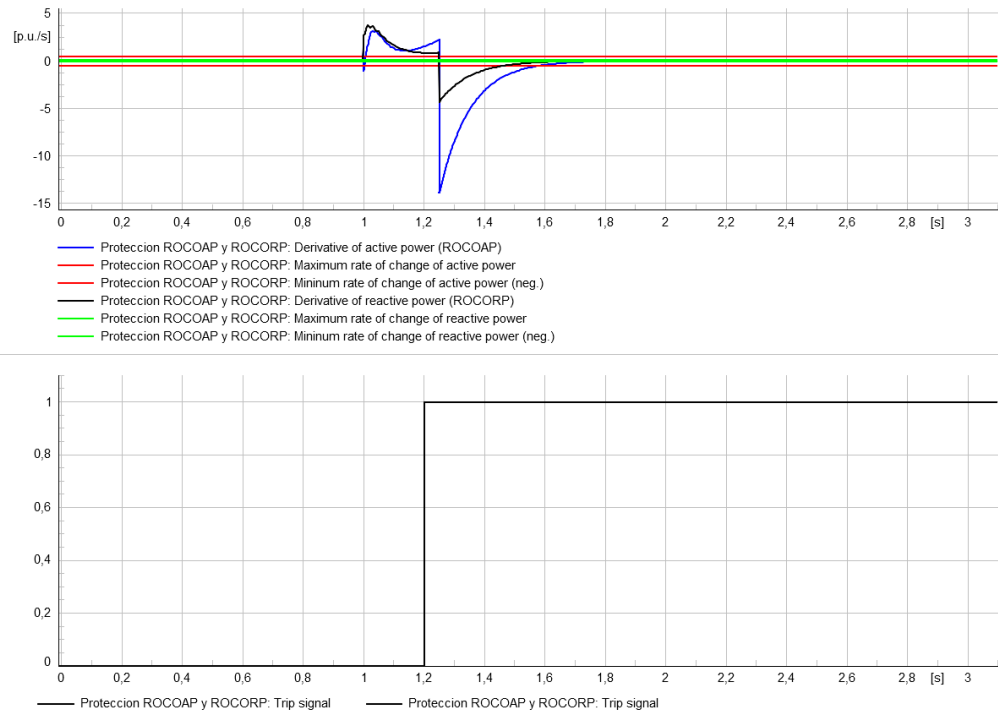


Figura A.112: Protección ROCOAP-ROCORP caso 1.3.

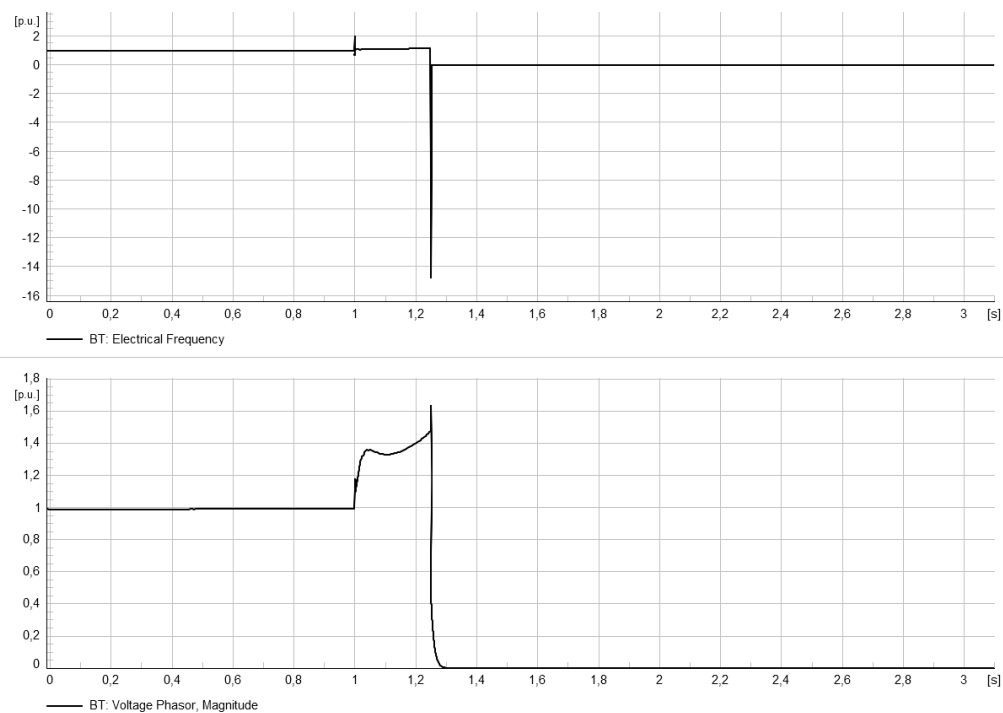


Figura A.113: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.3 ROCOAP-ROCORP.

A.2.1.e. Protección Componentes Simétricas

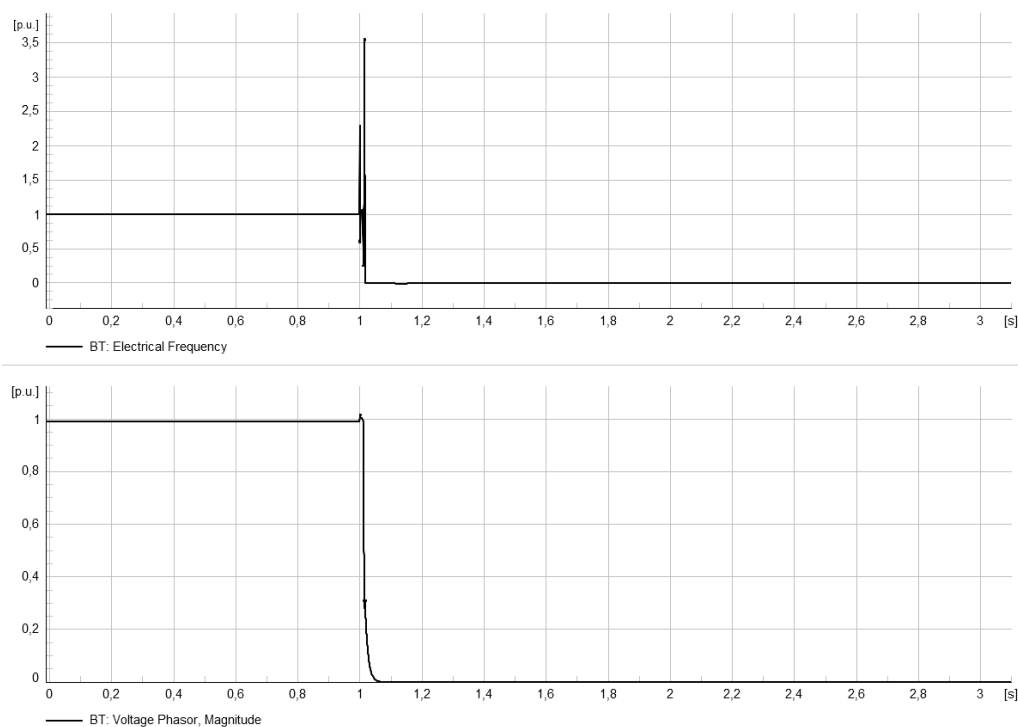


Figura A.114: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.1 Componentes Simétricas.

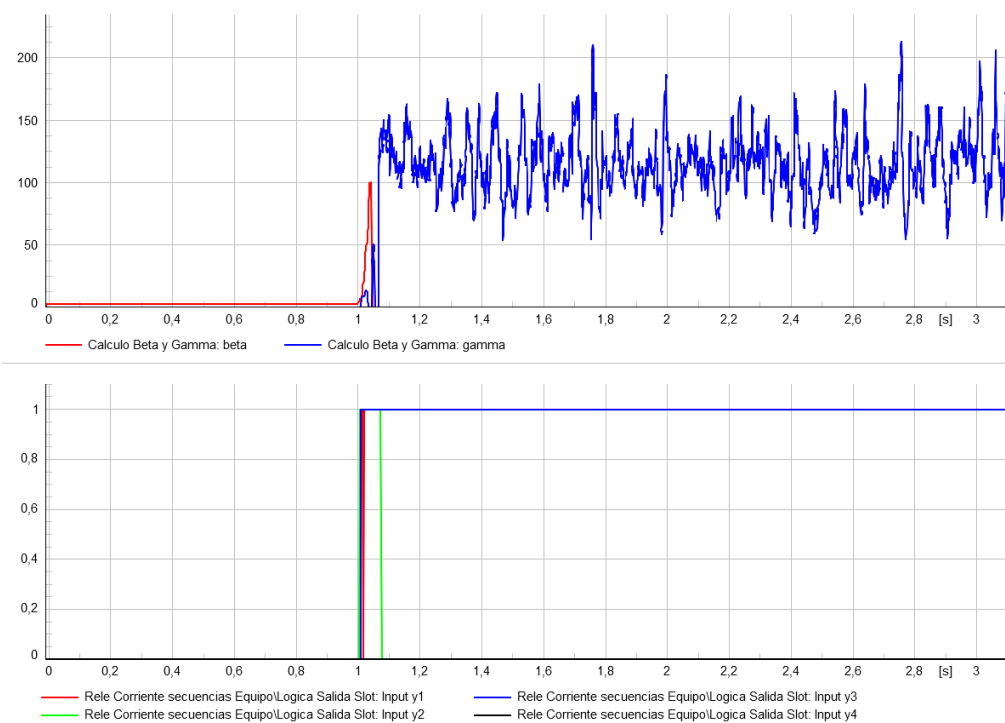


Figura A.115: Protección Componentes Simétricas caso 1.2.

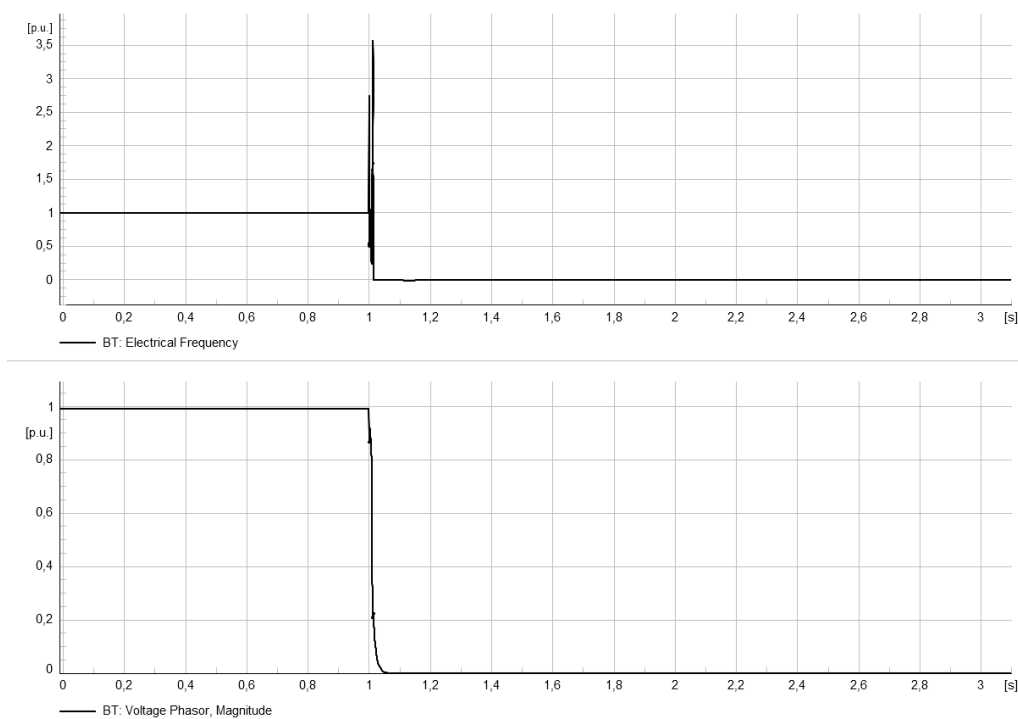


Figura A.116: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.2 Componentes Simétricas.

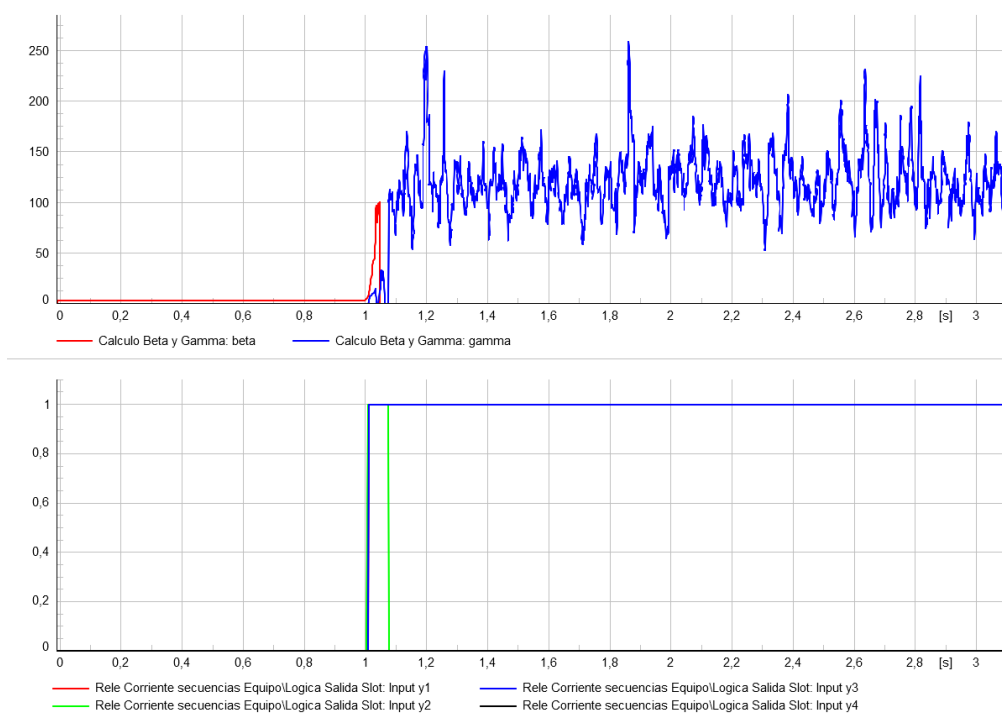


Figura A.117: Protección Componentes Simétricas caso 1.3.

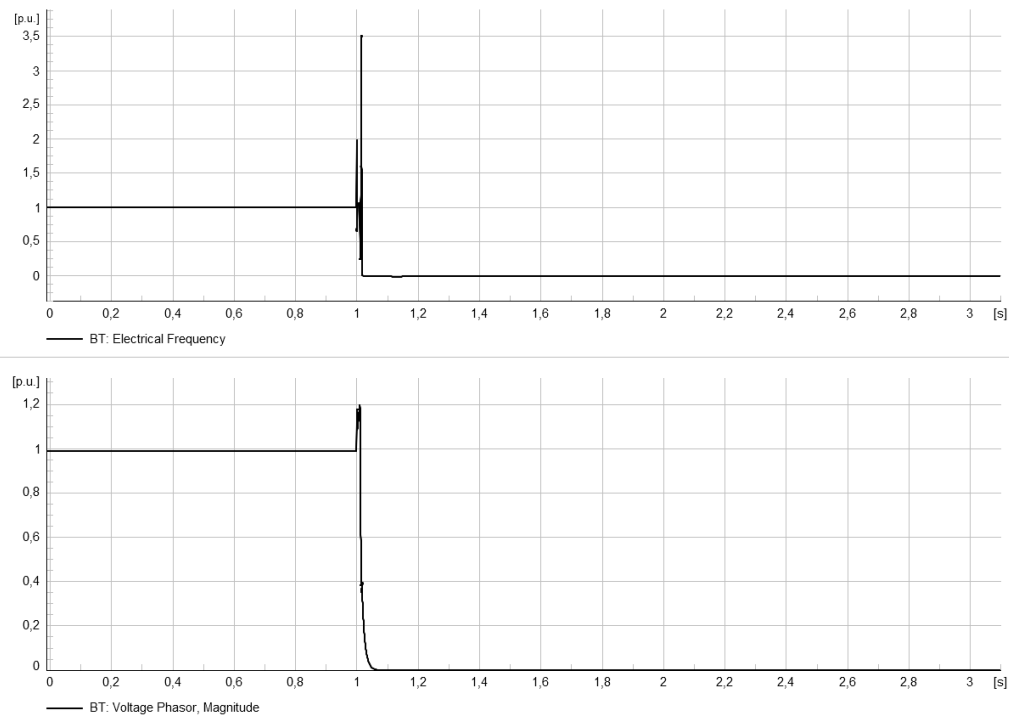


Figura A.118: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 1.3 Componentes Simétricas.

A.2.2. Resultados gráficos para desconexión de carga MT sin isla eléctrica

A.2.2.a. Protección ROCOF

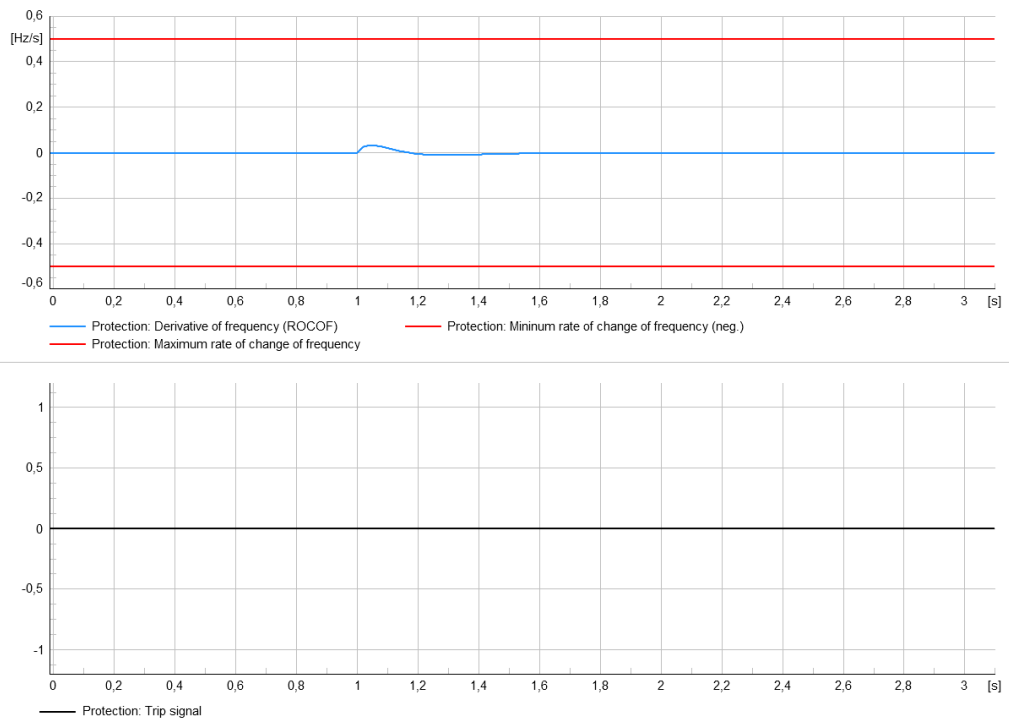


Figura A.119: Protección ROCOF caso 2.1.

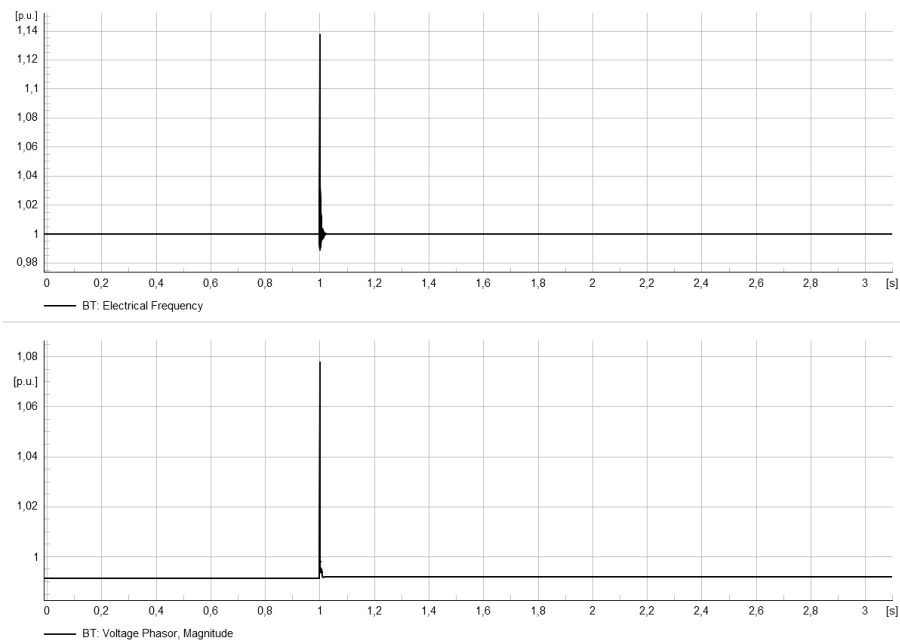


Figura A.120: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.1 ROCOF.

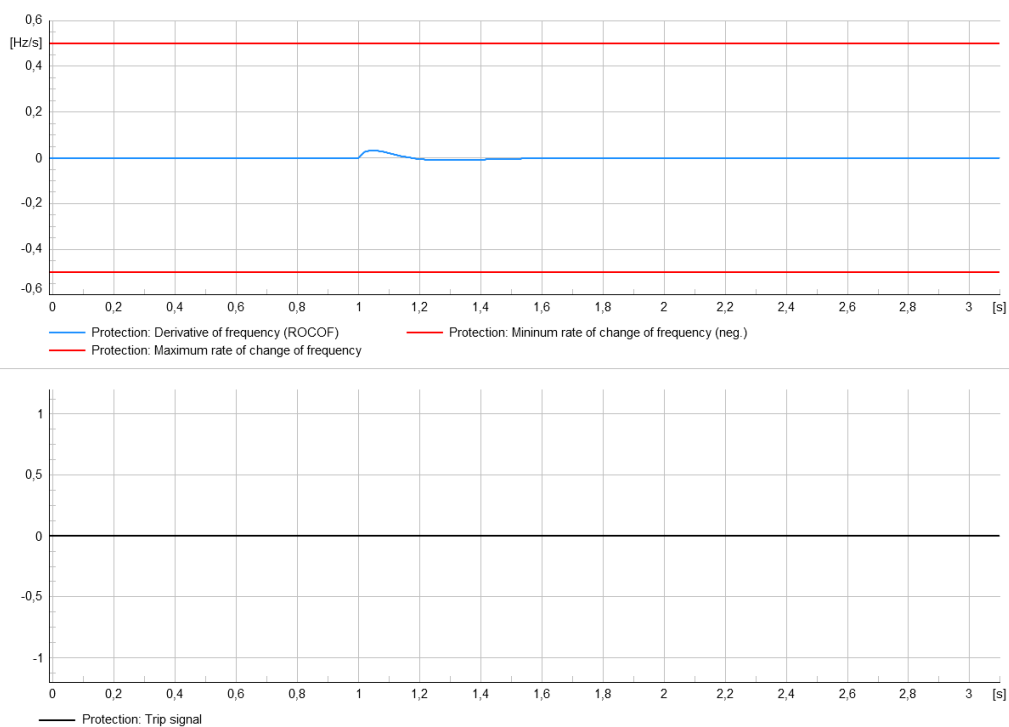


Figura A.121: Protección ROCOF caso 2.2.

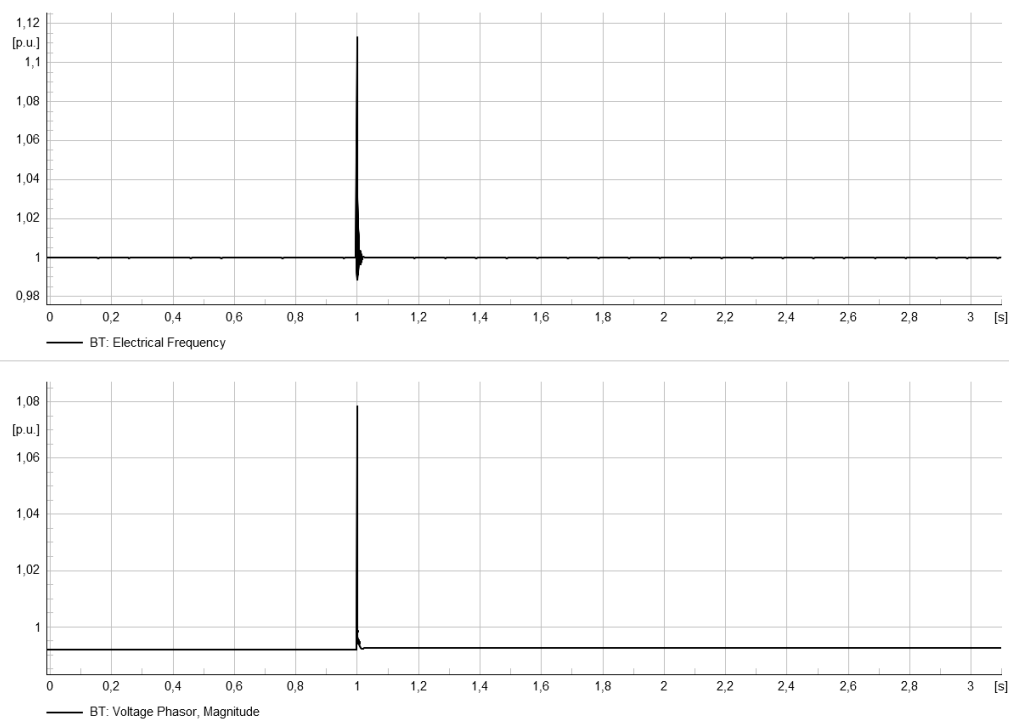


Figura A.122: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.2 ROCOF.

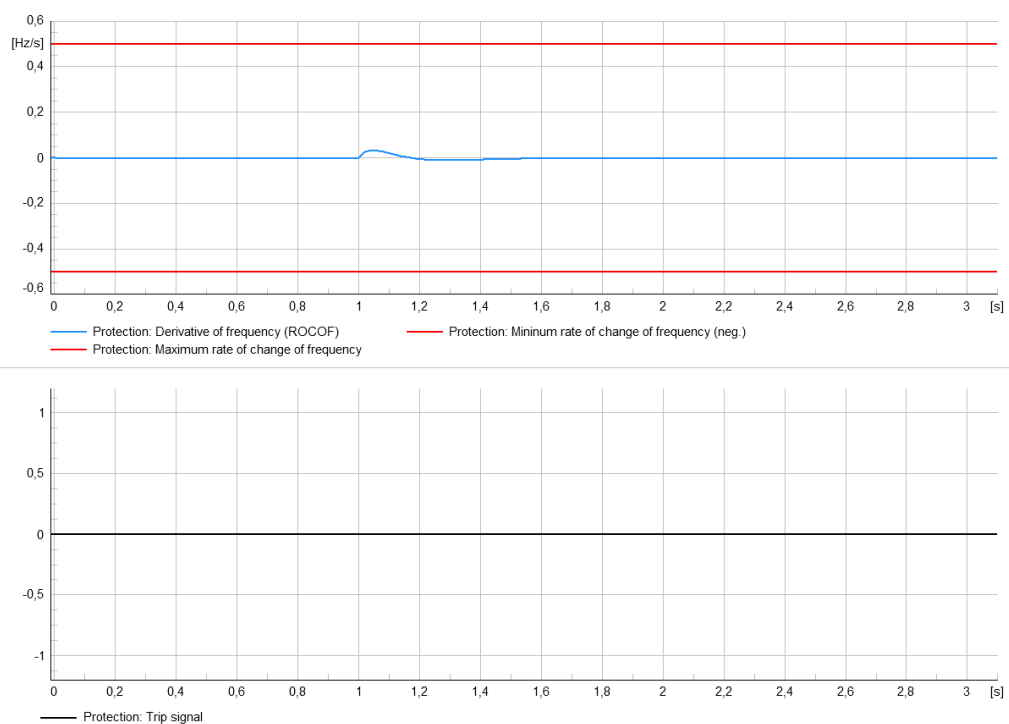


Figura A.123: Protección ROCOF caso 2.3.

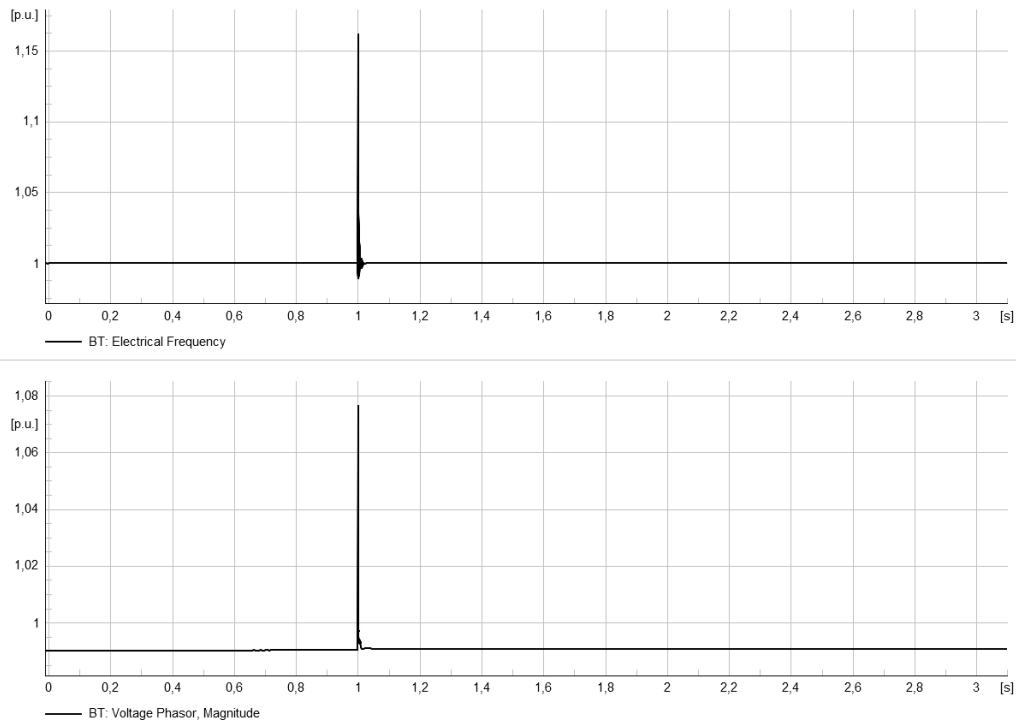


Figura A.124: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 ROCOF.

A.2.2.b. Protección Salto Vector

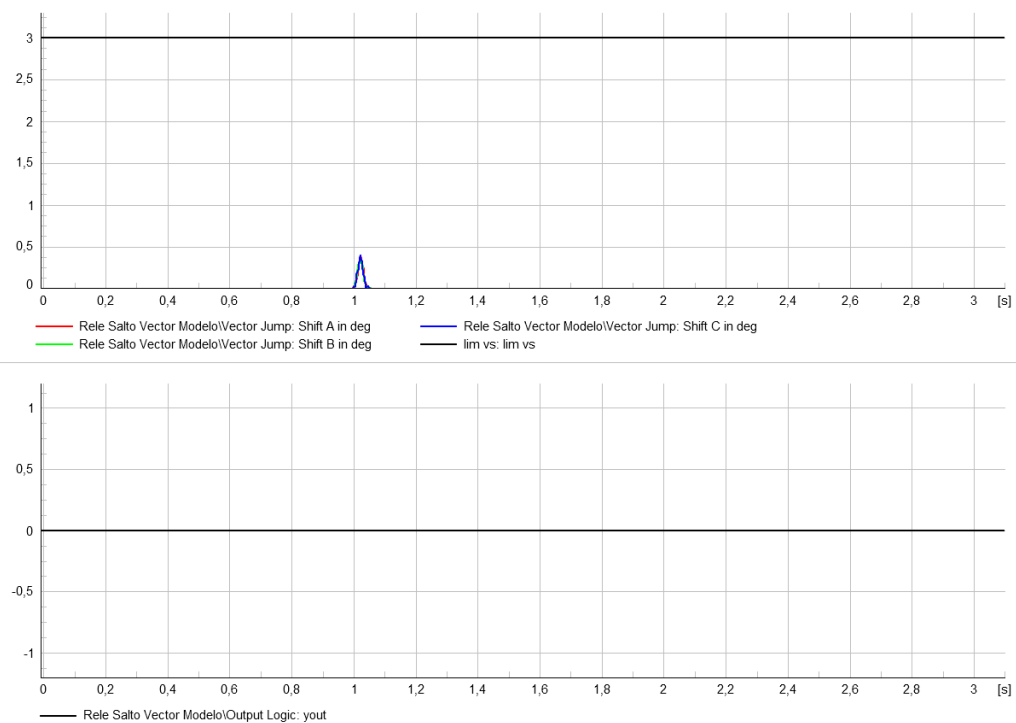


Figura A.125: Protección Salto Vector caso 2.1.

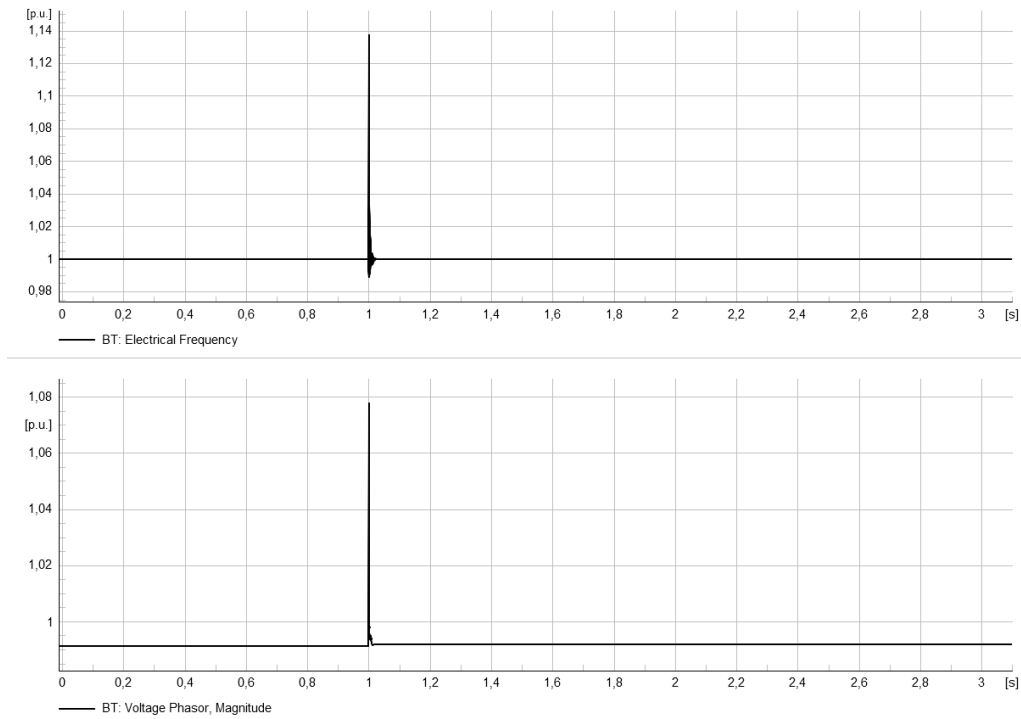


Figura A.126: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.1 Salto Vector.

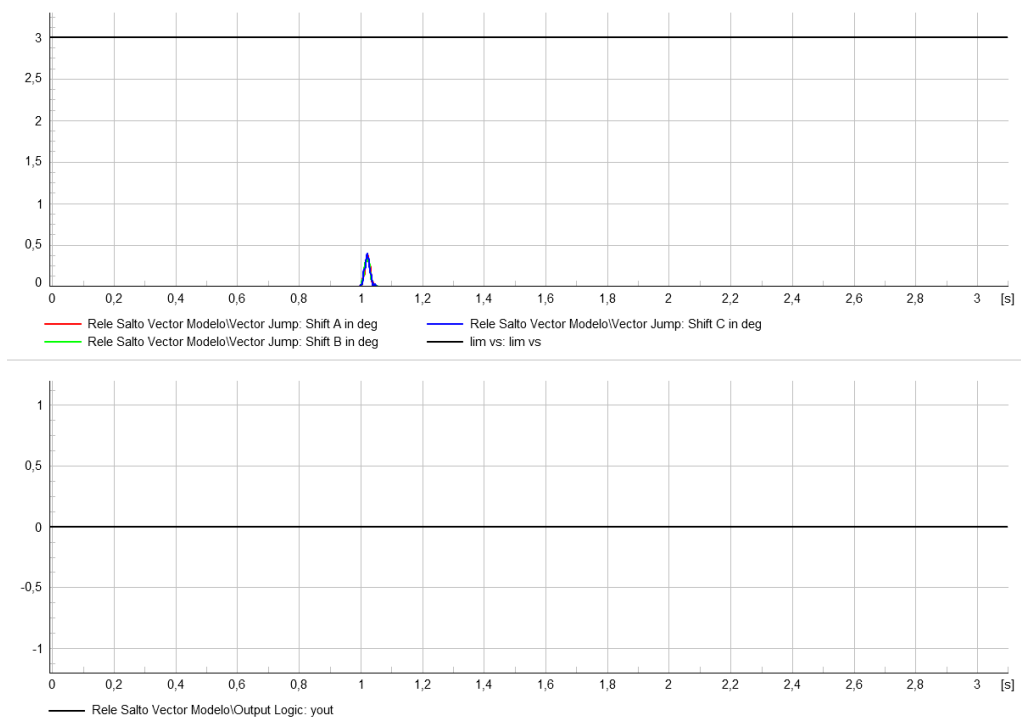


Figura A.127: Protección Salto Vector caso 2.2.

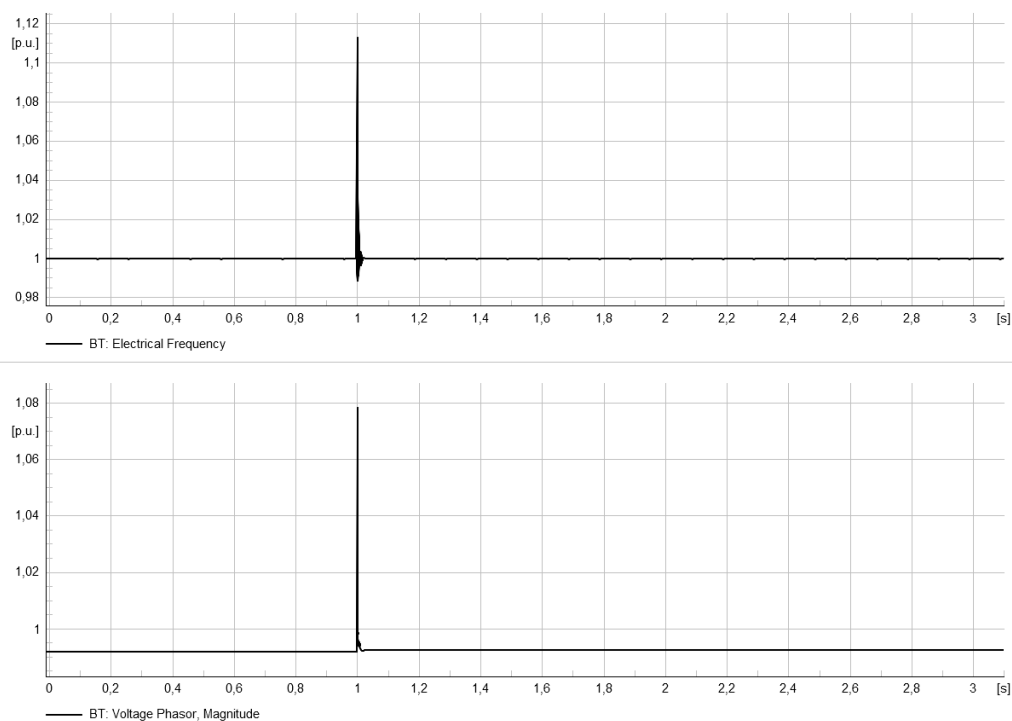


Figura A.128: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.2 Salto Vector.

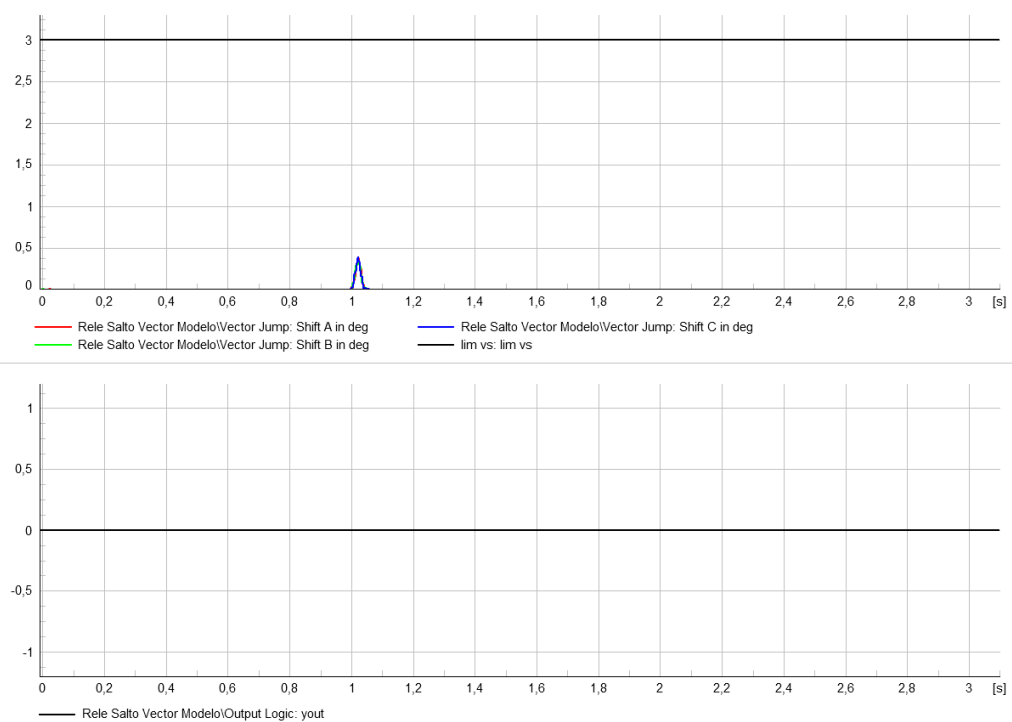


Figura A.129: Protección Salto Vector caso 2.3.

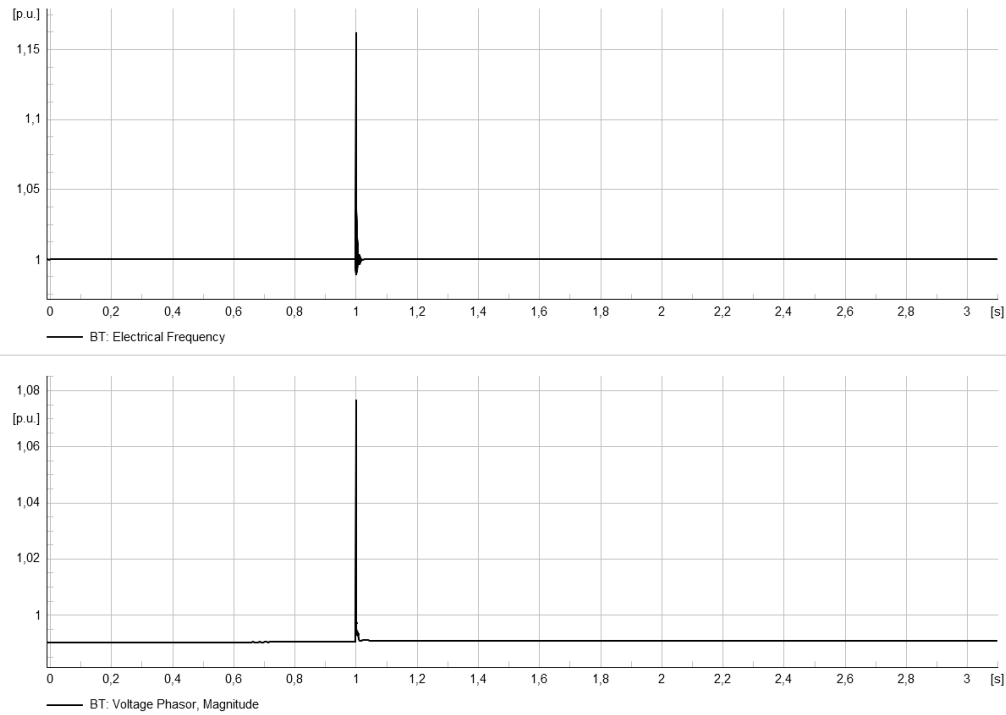


Figura A.130: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 Salto Vector.

A.2.2.c. Protección ROCOPV

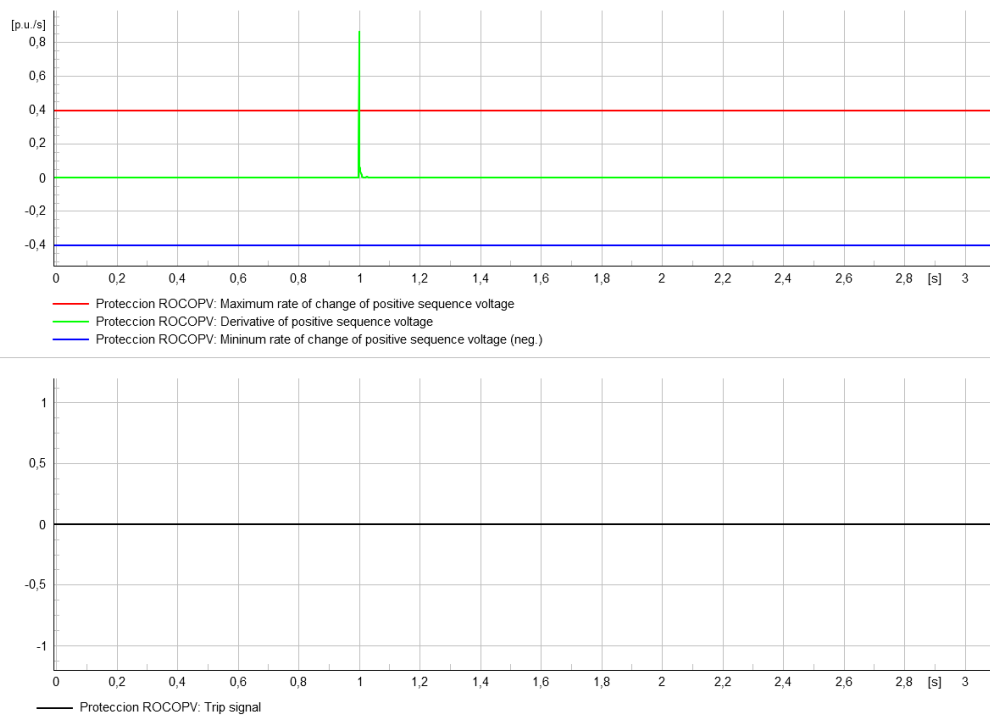


Figura A.131: Protección ROCOPV caso 2.1.

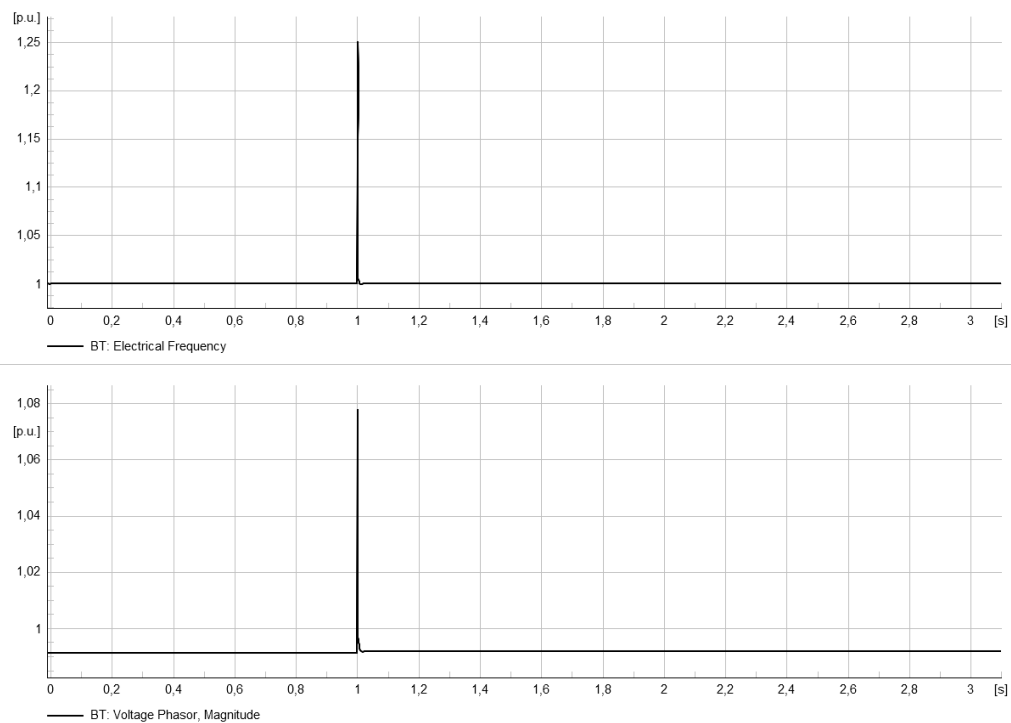


Figura A.132: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.1 ROCOPV.

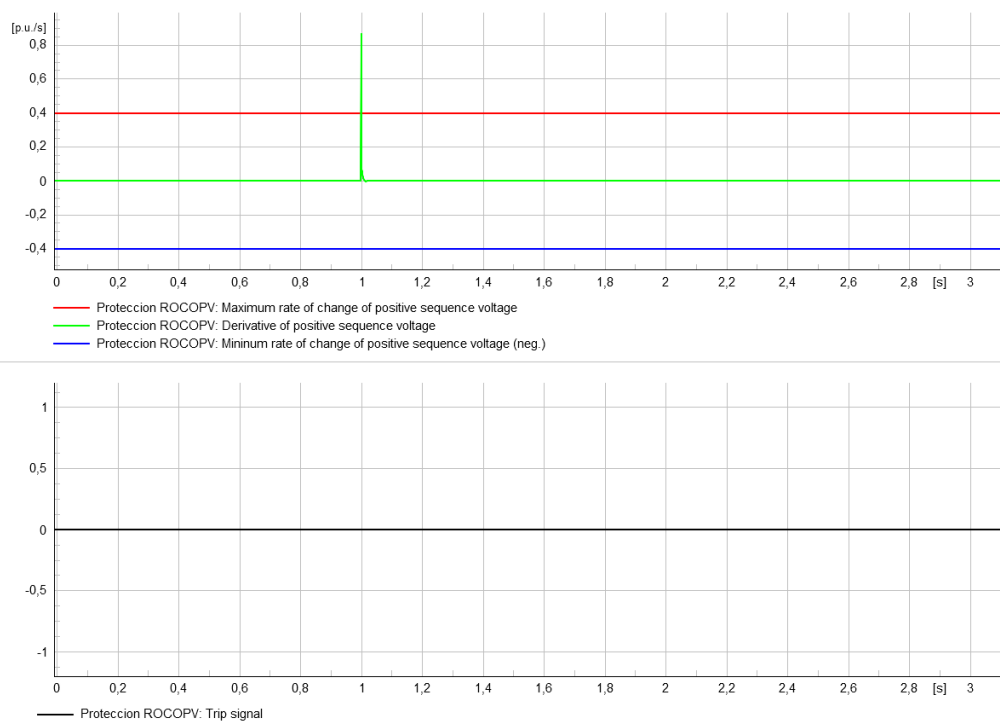


Figura A.133: Protección ROCOPV caso 2.2.

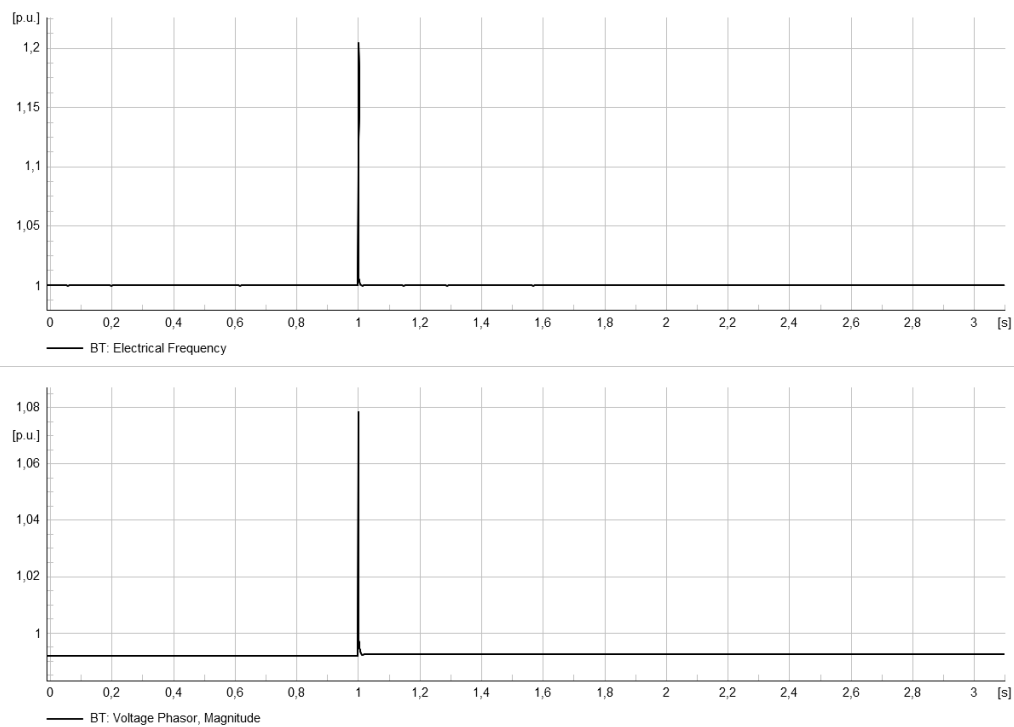


Figura A.134: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.2 ROCOPV.

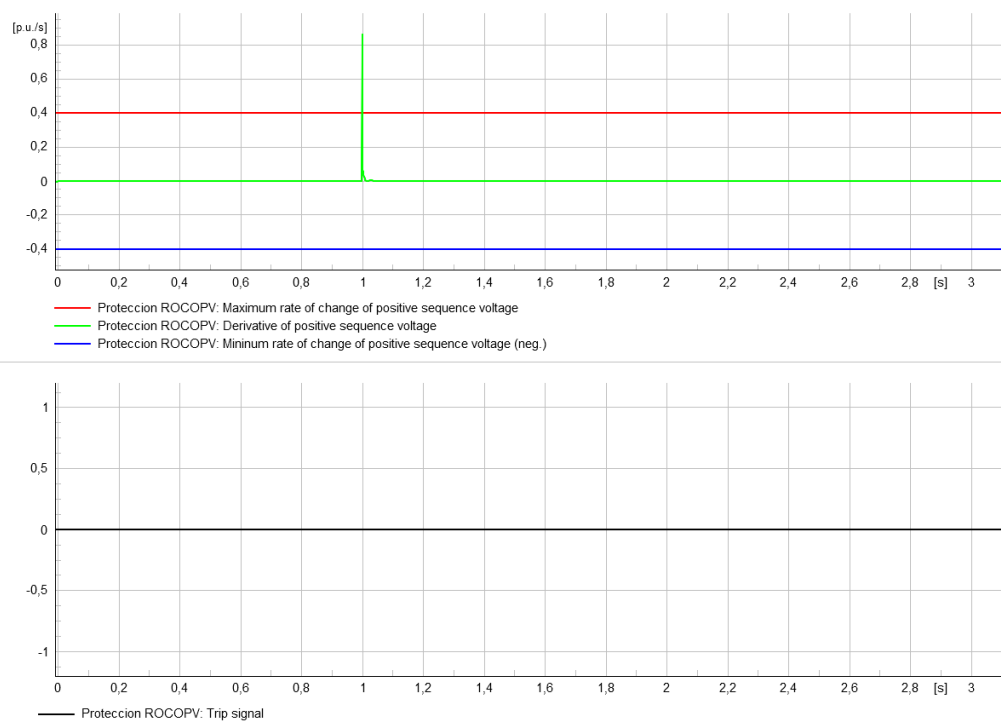


Figura A.135: Protección ROCOPV caso 2.3.

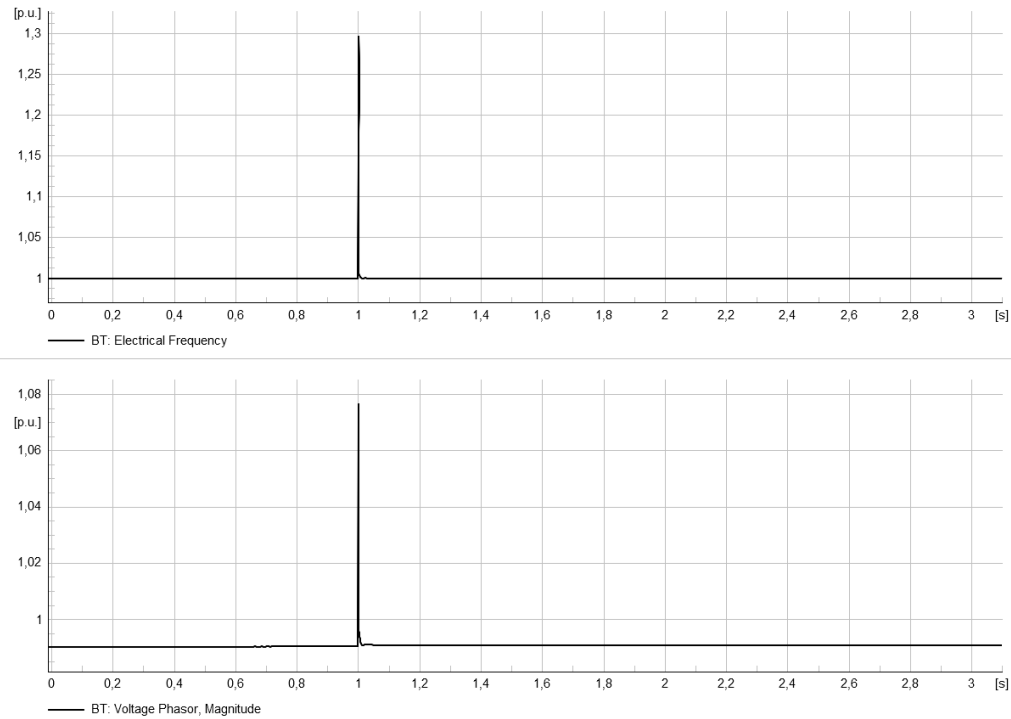


Figura A.136: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 ROCOPV.

A.2.2.d. Protección ROCOAP-ROCORP

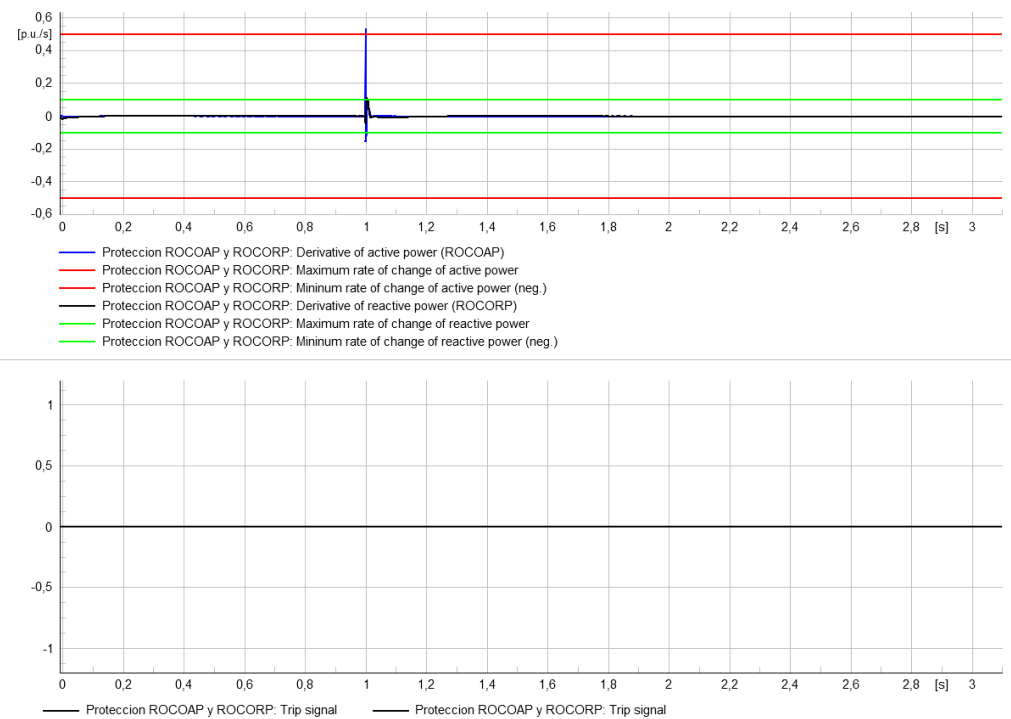


Figura A.137: Protección ROCOAP-ROCORP caso 2.1.

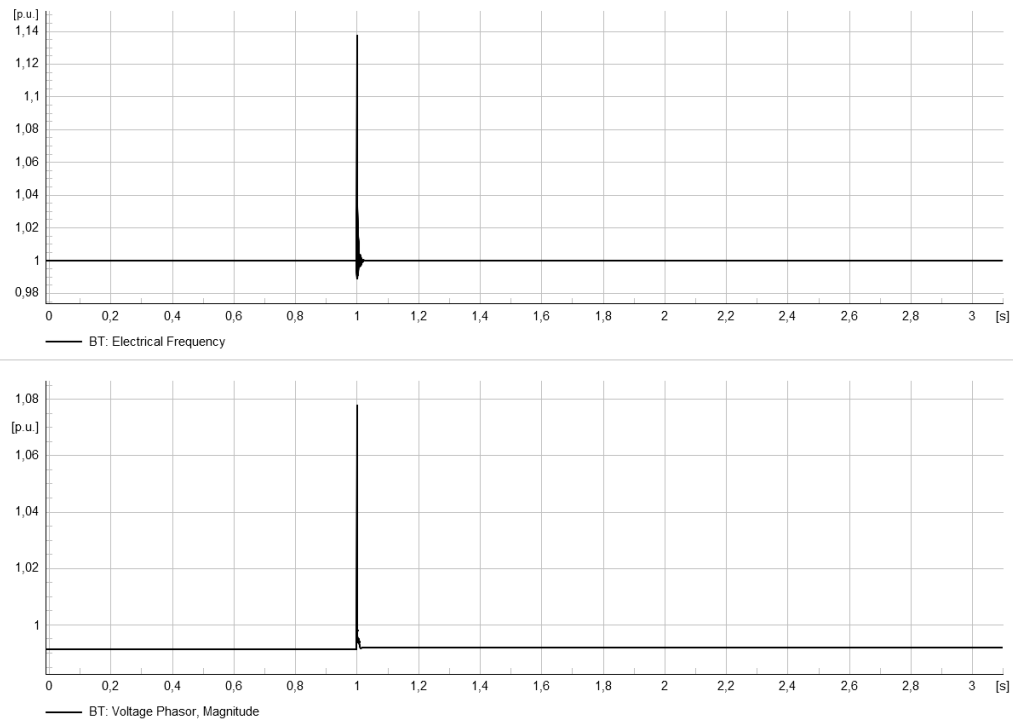


Figura A.138: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.1 ROCOAP-ROCORP.

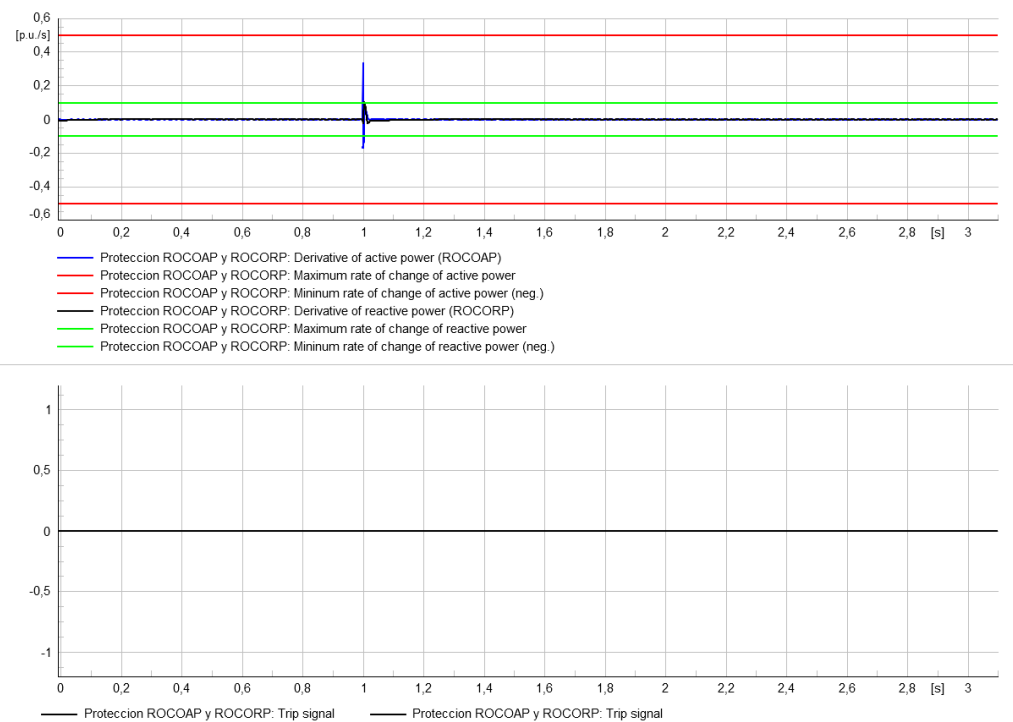


Figura A.139: Protección ROCOAP-ROCORP caso 2.2.

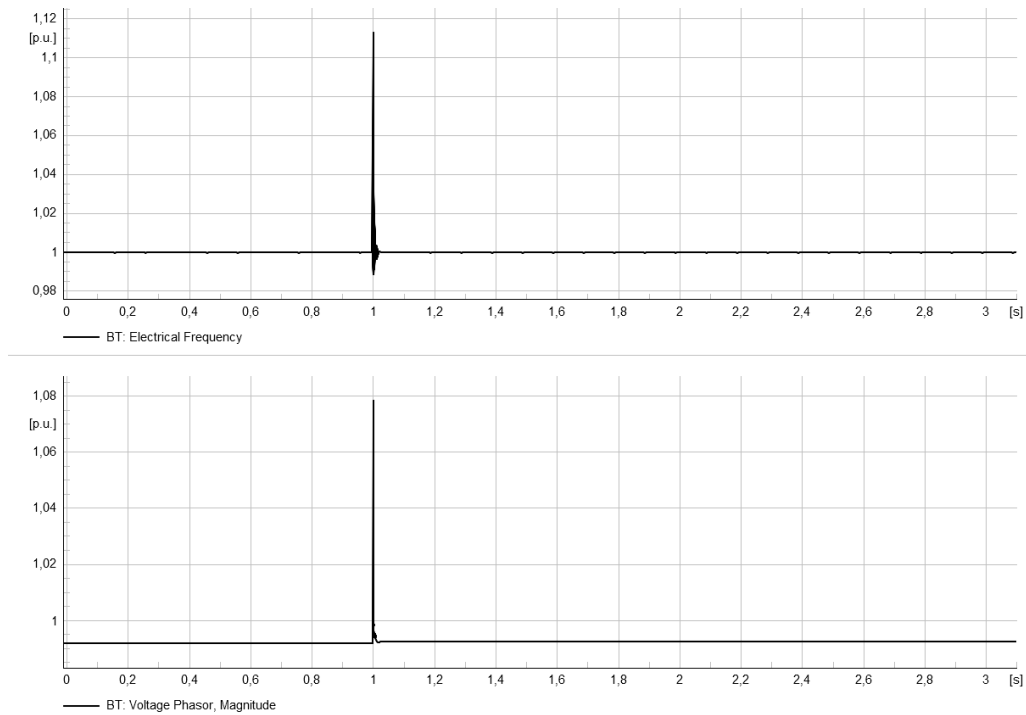


Figura A.140: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.2 ROCOAP-ROCORP.

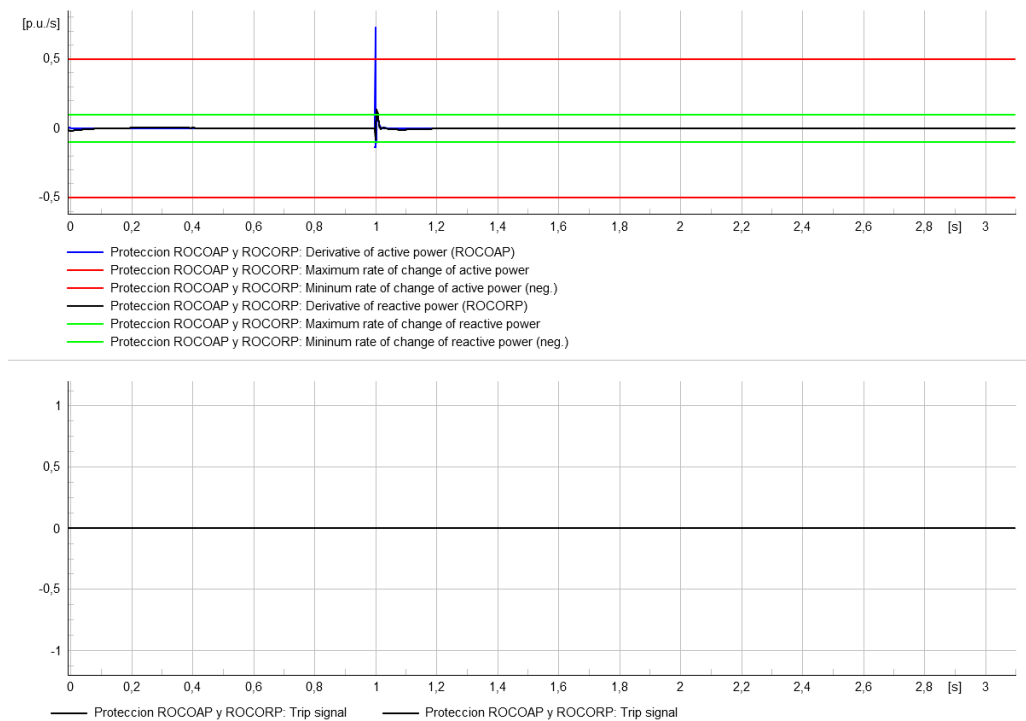


Figura A.141: Protección ROCOAP-ROCORP caso 2.3.

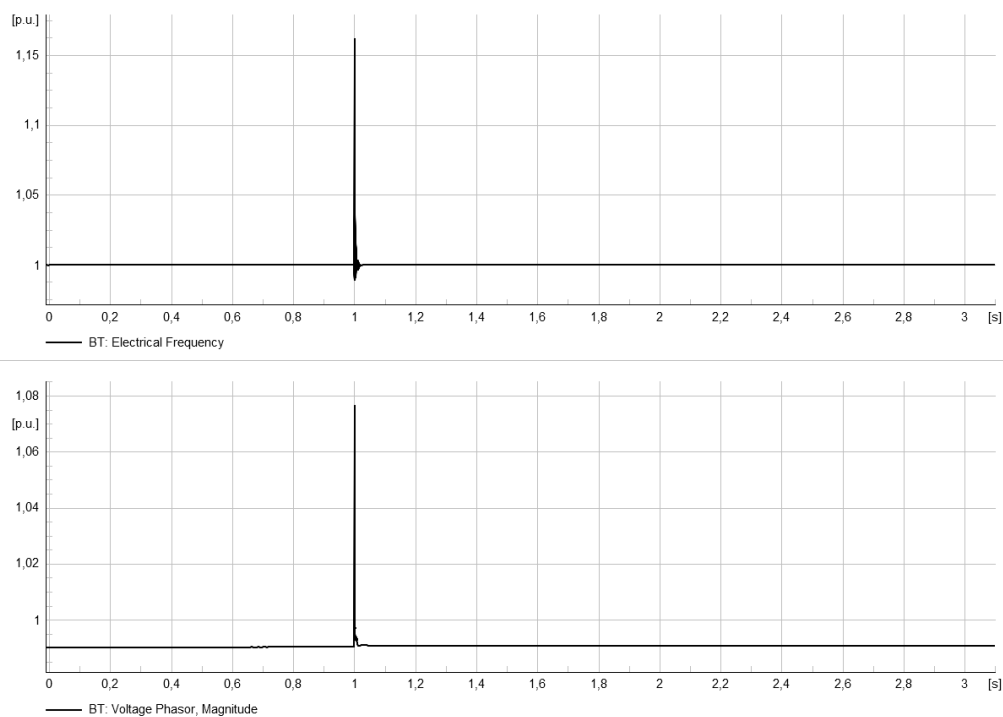


Figura A.142: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 ROCOAP-ROCORP.

A.2.2.e. Protección Componentes Simétricas

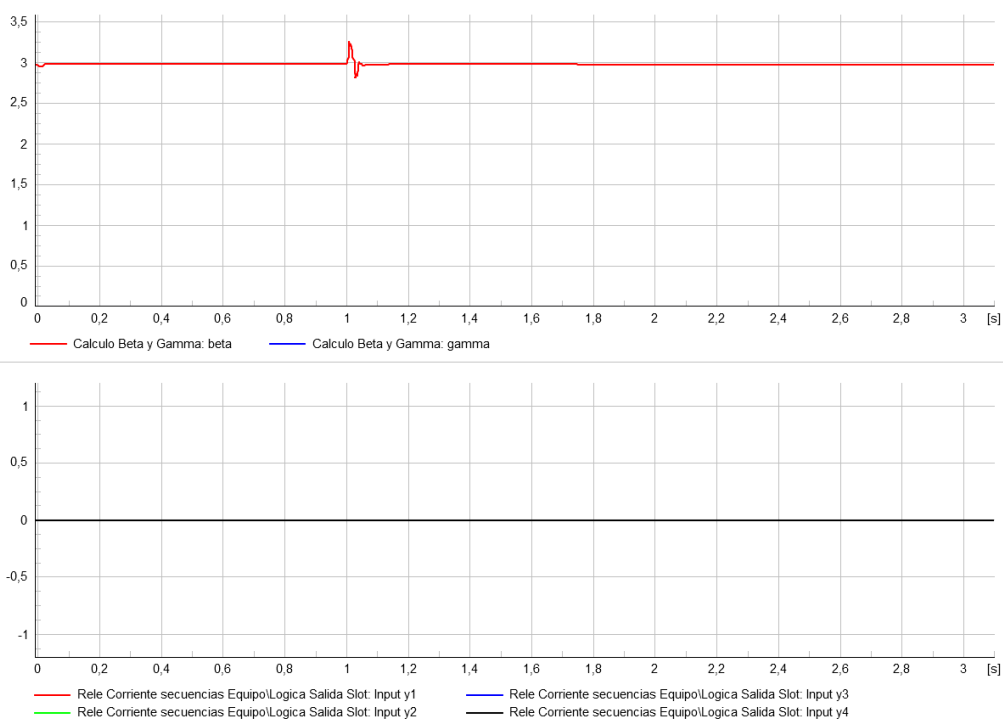


Figura A.143: Protección Componentes Simétricas caso 2.1.

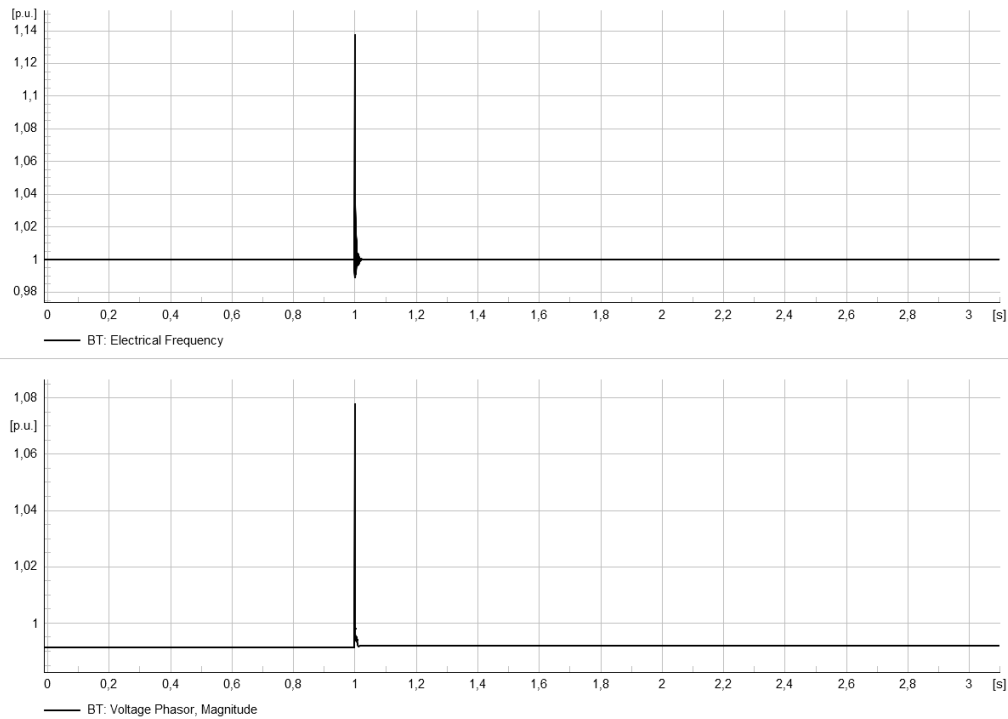


Figura A.144: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.1 Componentes Simétricas.

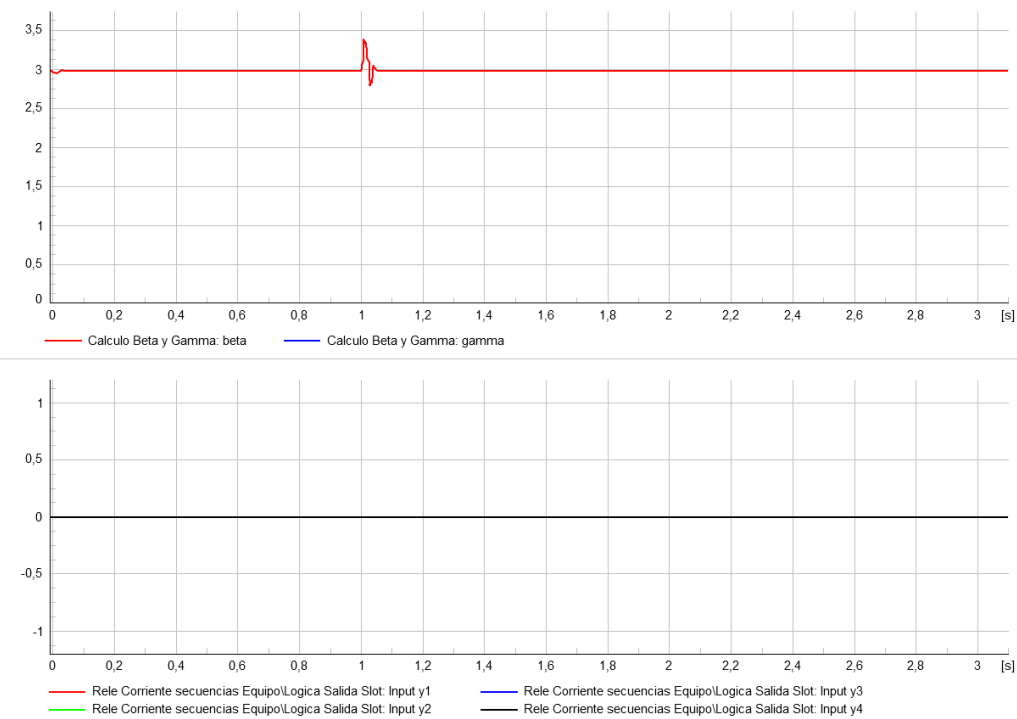


Figura A.145: Protección Componentes Simétricas caso 2.2.

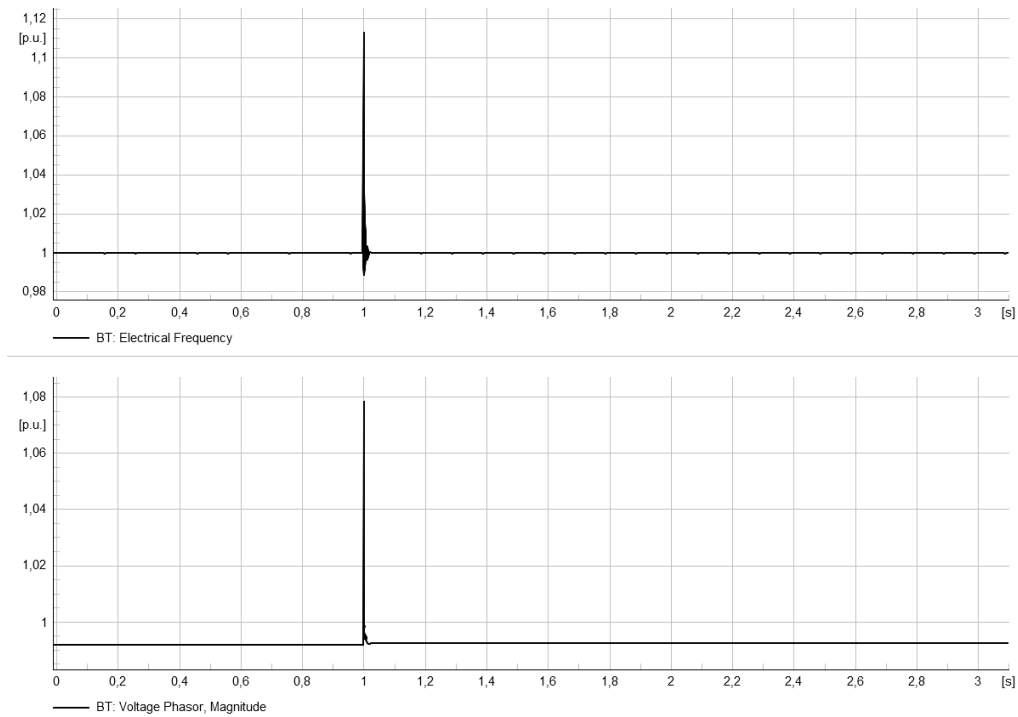


Figura A.146: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.2 Componentes Simétricas.

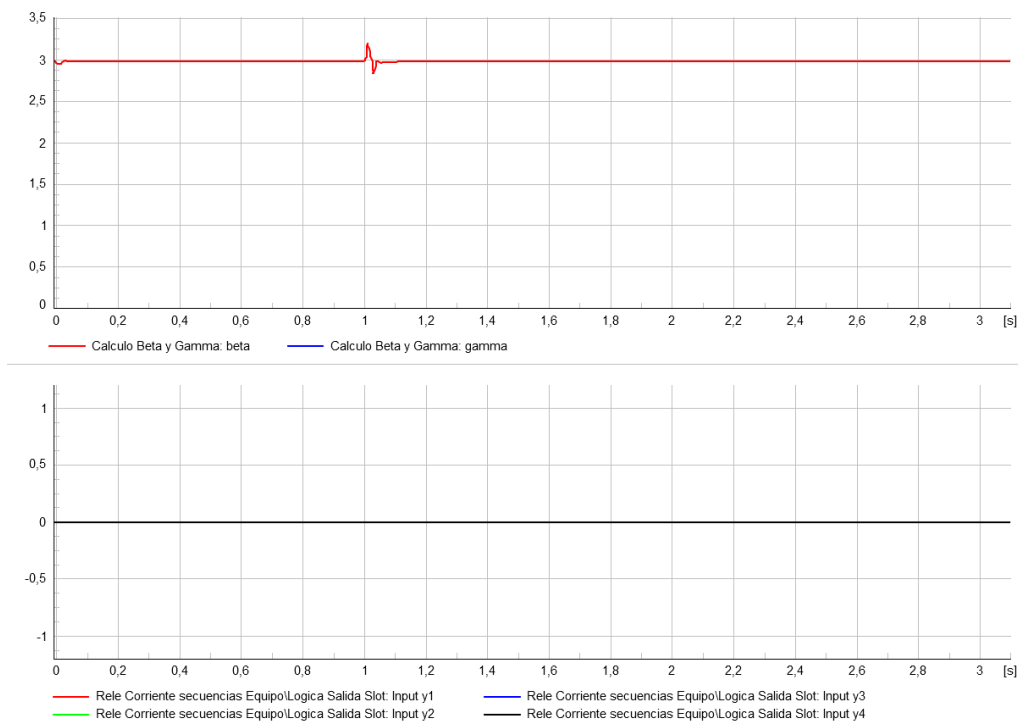


Figura A.147: Protección Componentes Simétricas caso 2.3.

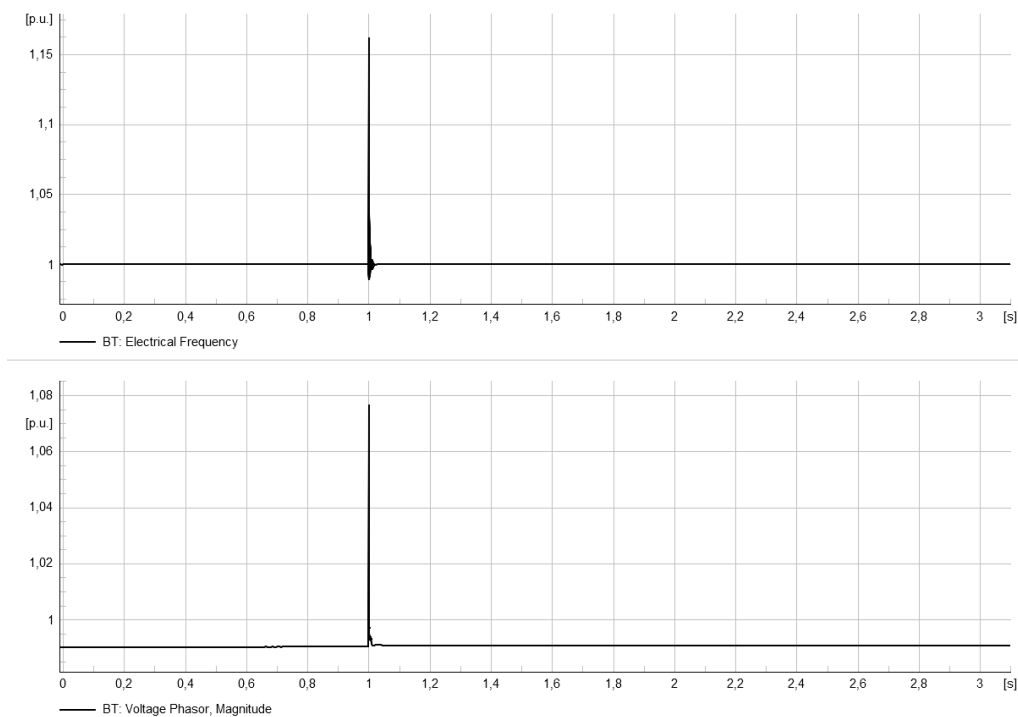


Figura A.148: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 Componentes Simétricas.

A.2.3. Resultados gráficos para isla eléctrica con sistema de múltiples barras

A.2.3.a. Protección ROCOF

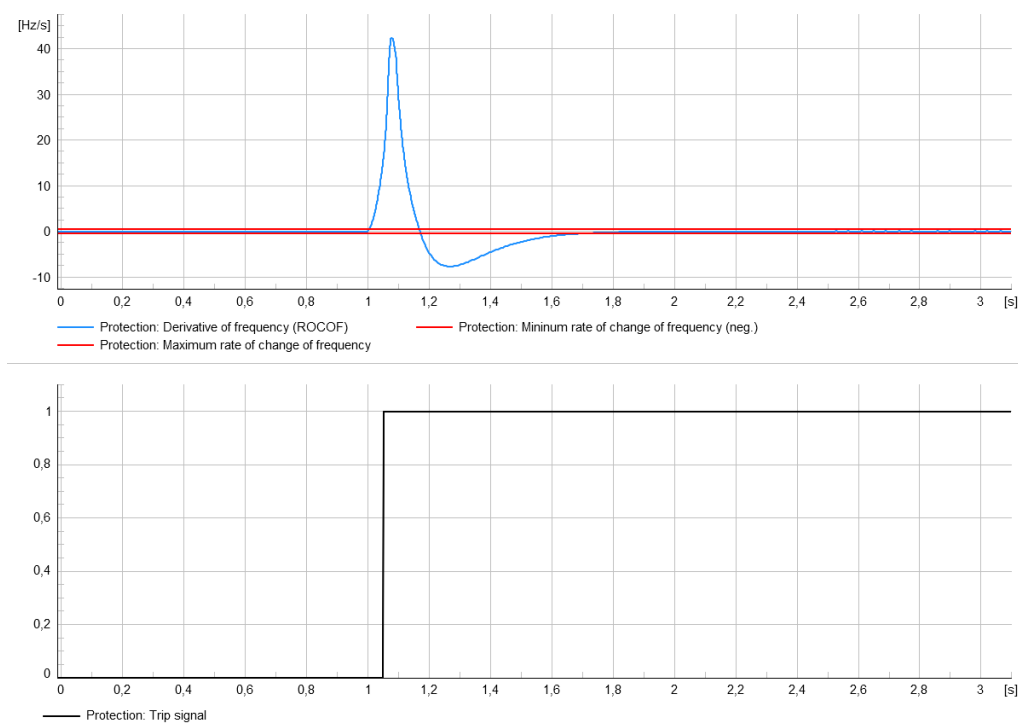


Figura A.149: Protección ROCOF caso 3.1.

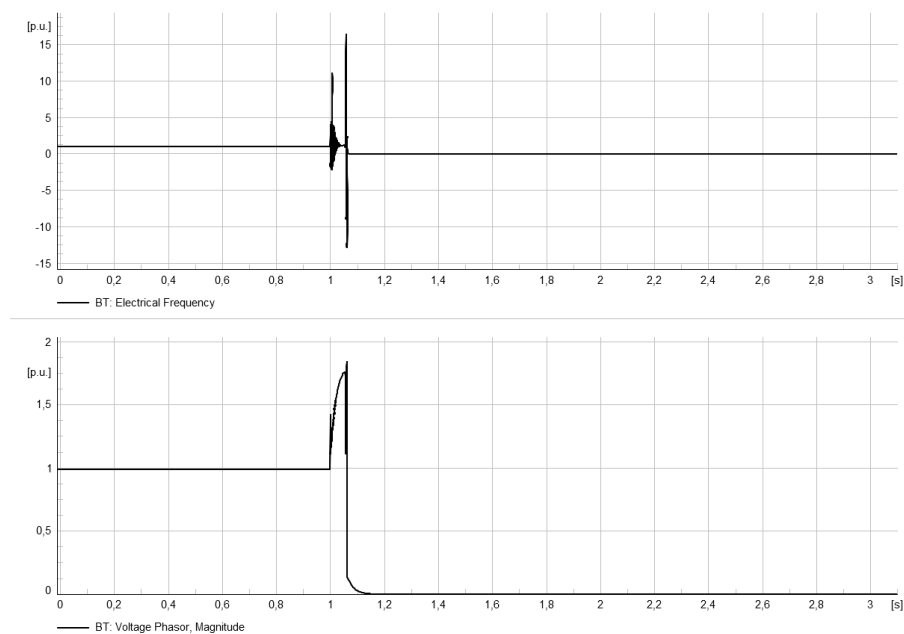


Figura A.150: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.1 ROCOF.

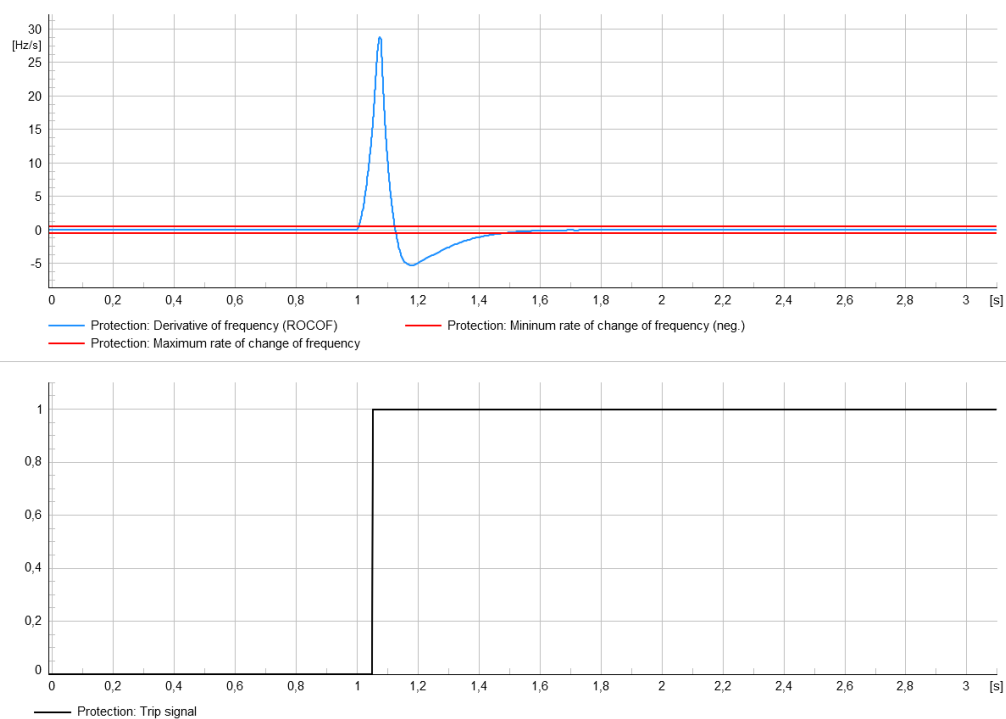


Figura A.151: Protección ROCOF caso 3.2.

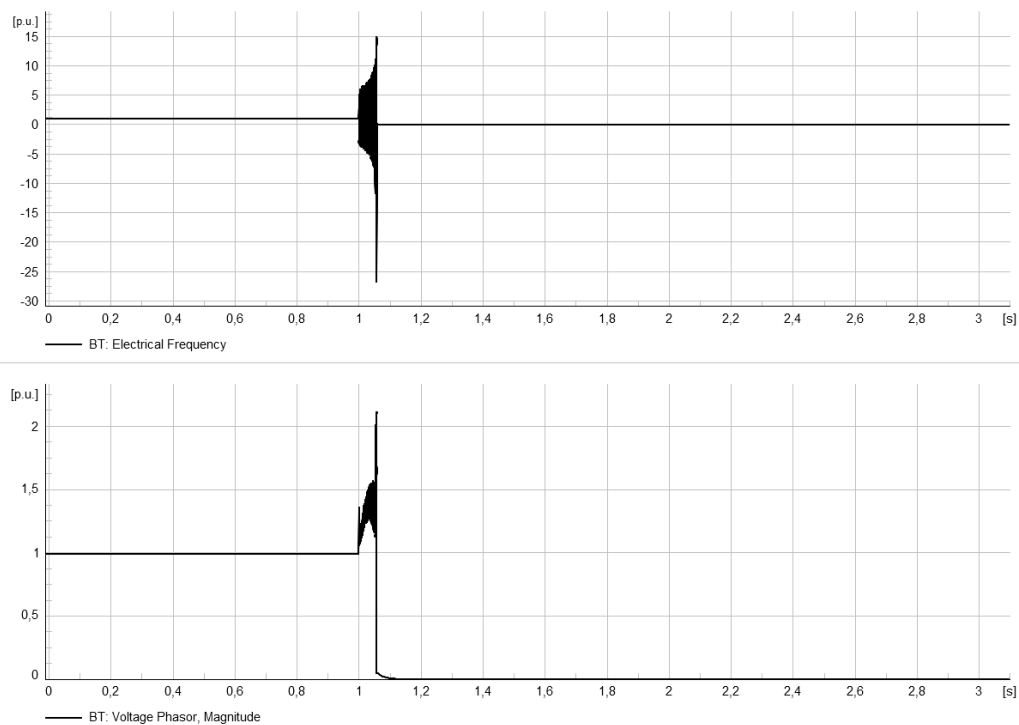


Figura A.152: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.2 ROCOF.

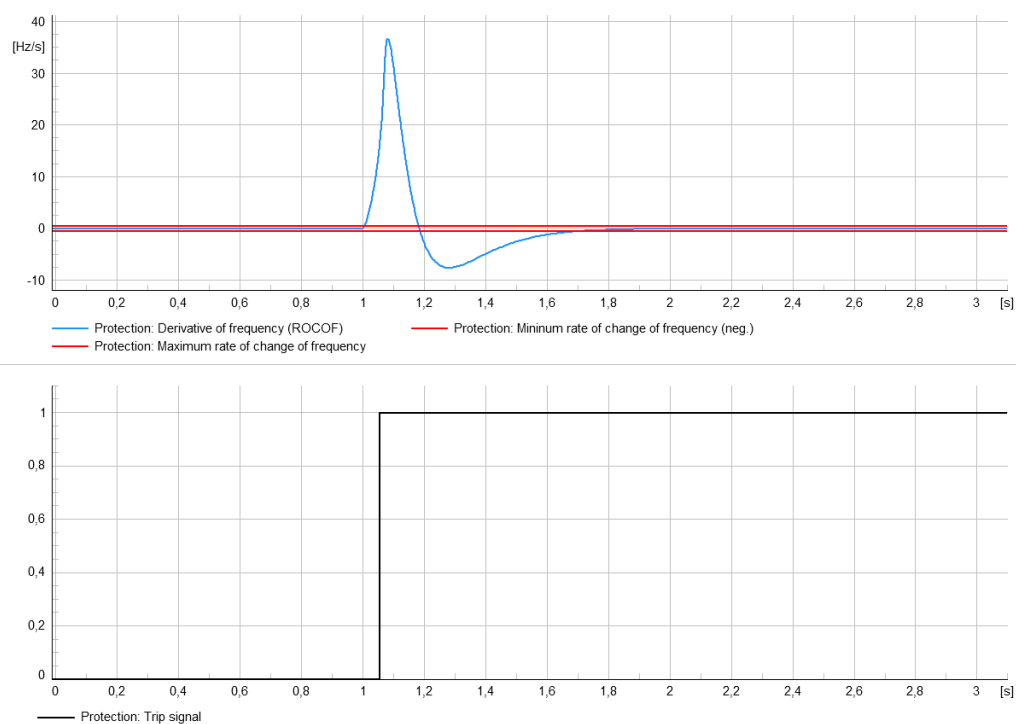


Figura A.153: Protección ROCOF caso 2.3.

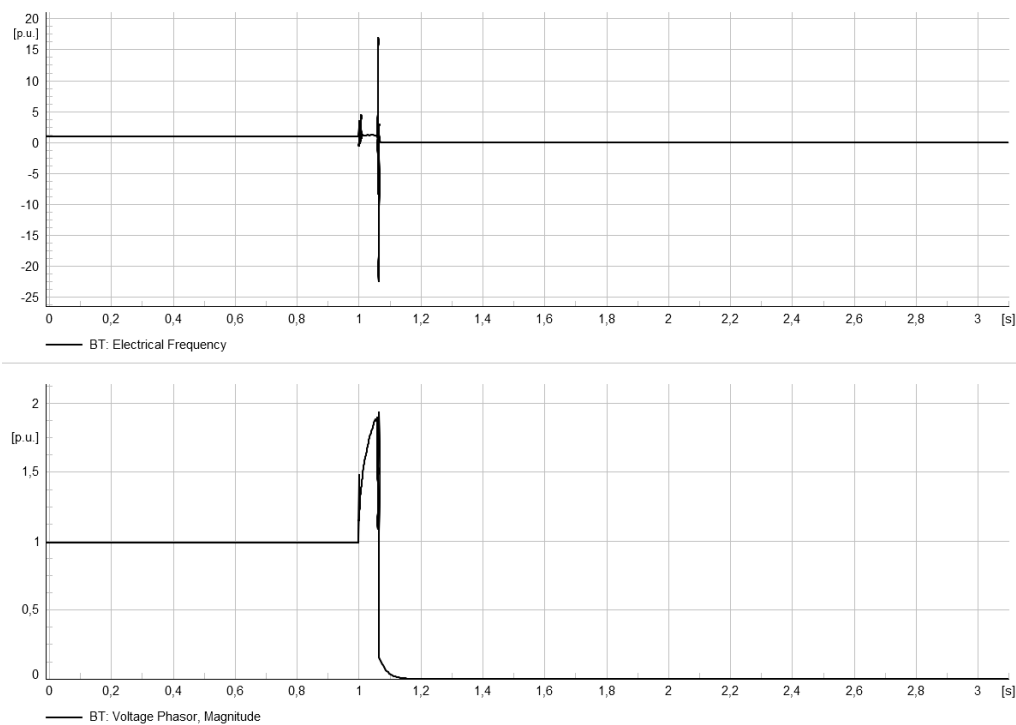


Figura A.154: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 2.3 ROCOF.

A.2.3.b. Protección Salto Vector

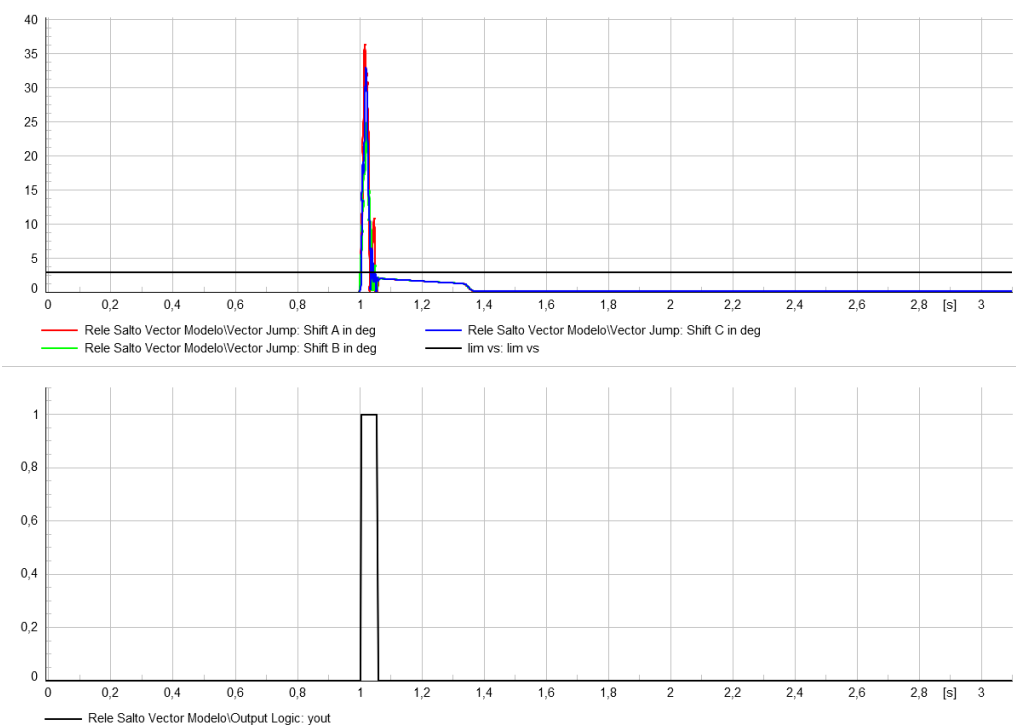


Figura A.155: Protección Salto Vector caso 3.1.

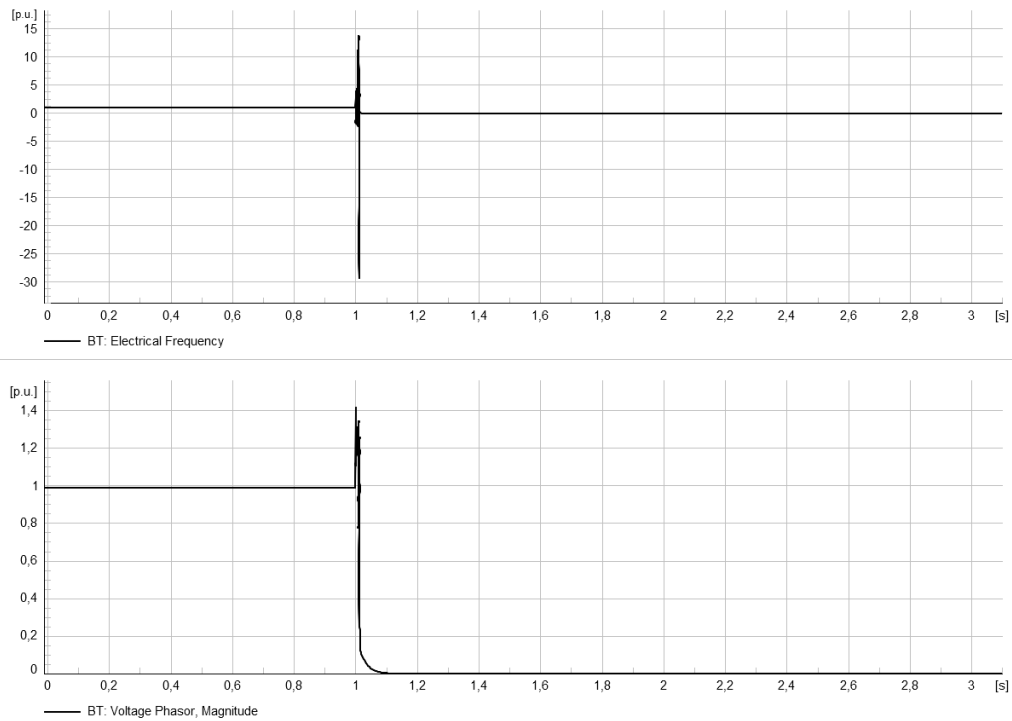


Figura A.156: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.1 Salto Vector.

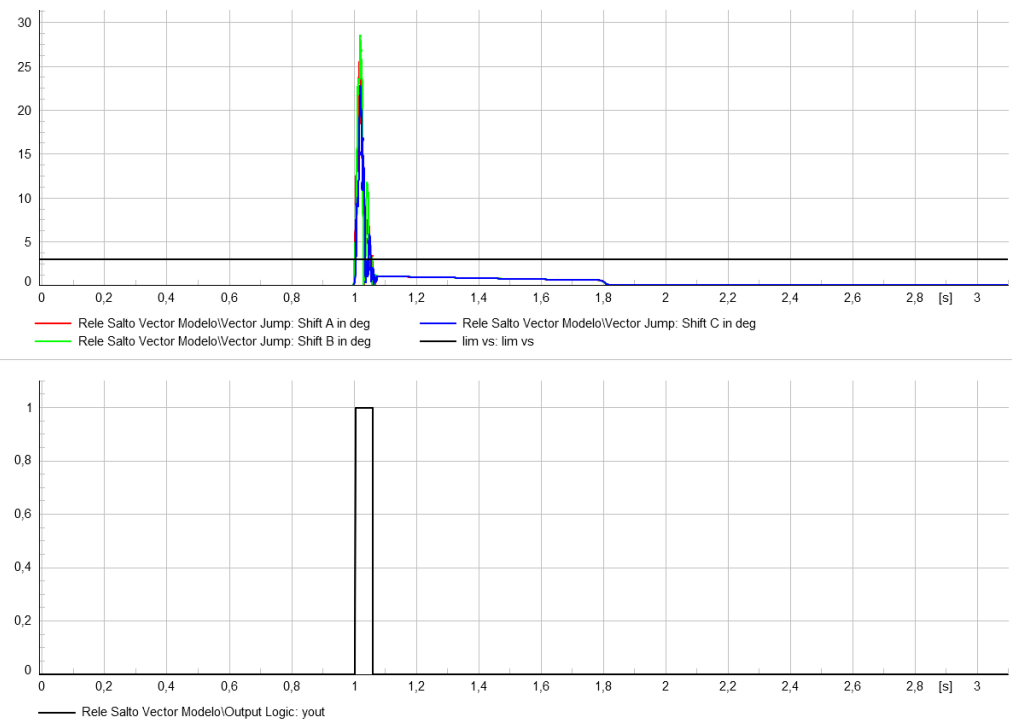


Figura A.157: Protección Salto Vector caso 3.2.

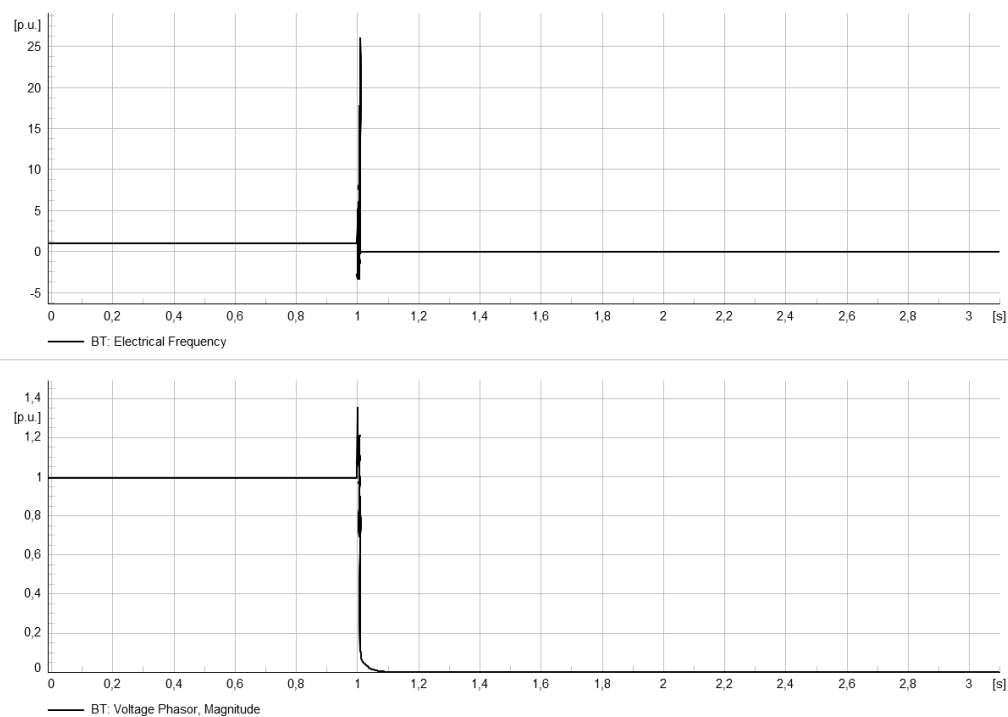


Figura A.158: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.2 Salto Vector.

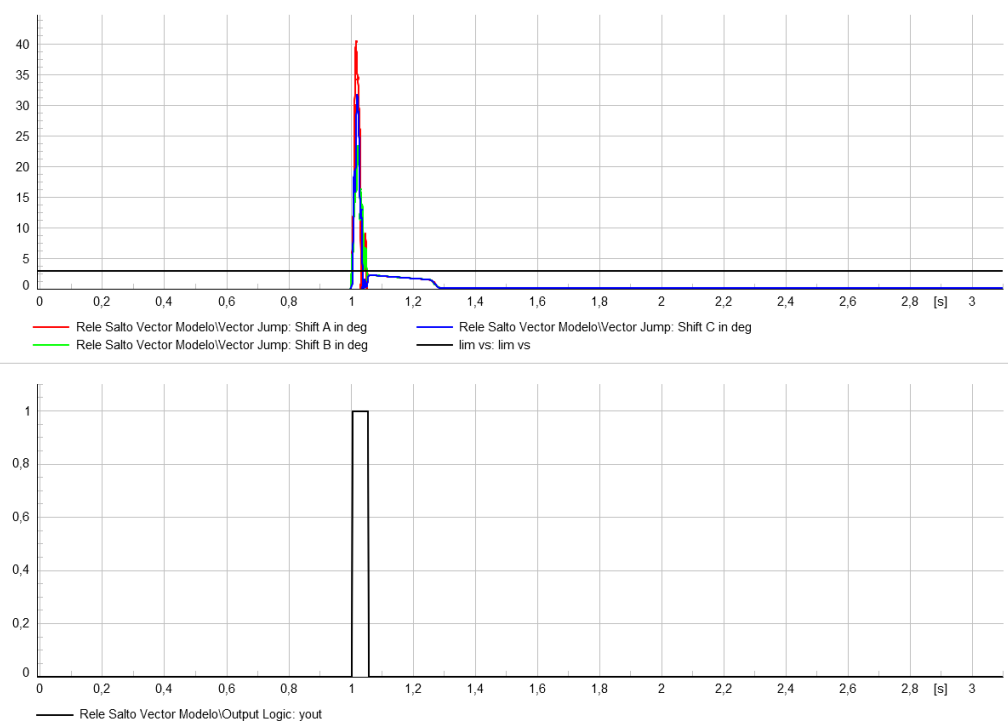


Figura A.159: Protección Salto Vector caso 3.3.

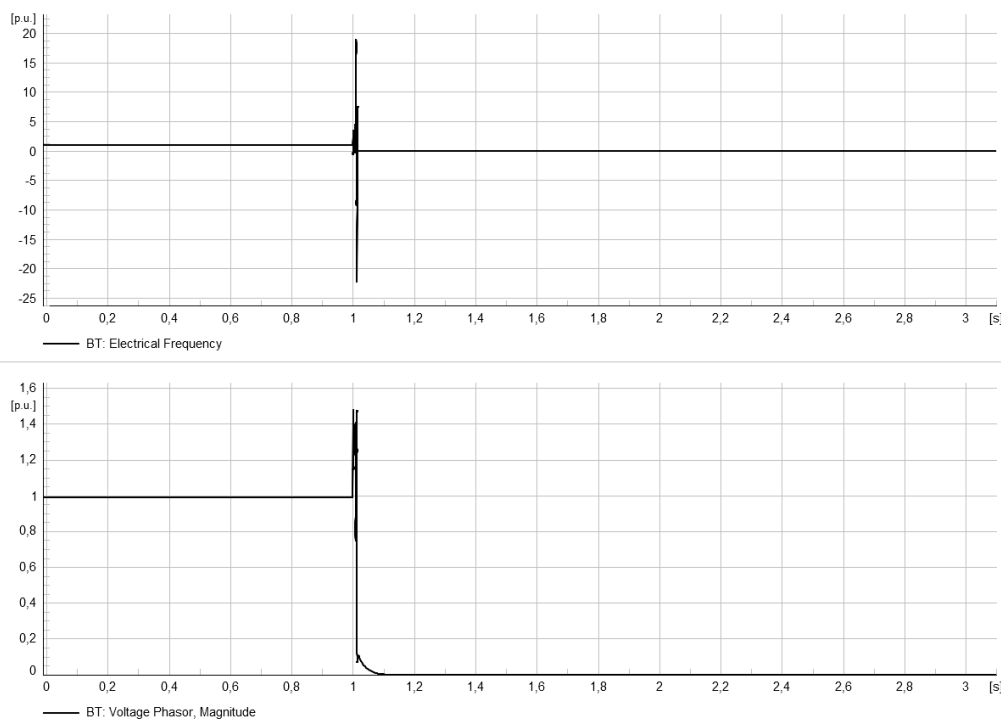


Figura A.160: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.3 Salto Vector.

A.2.3.c. Protección ROCOPV

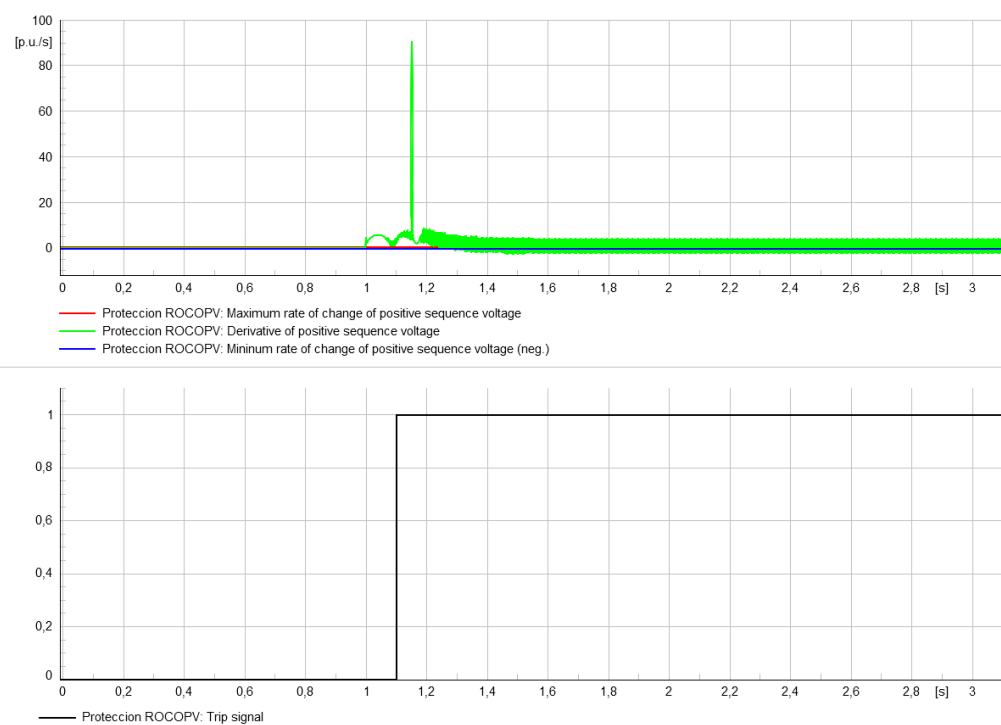


Figura A.161: Protección ROCOPV caso 3.1.

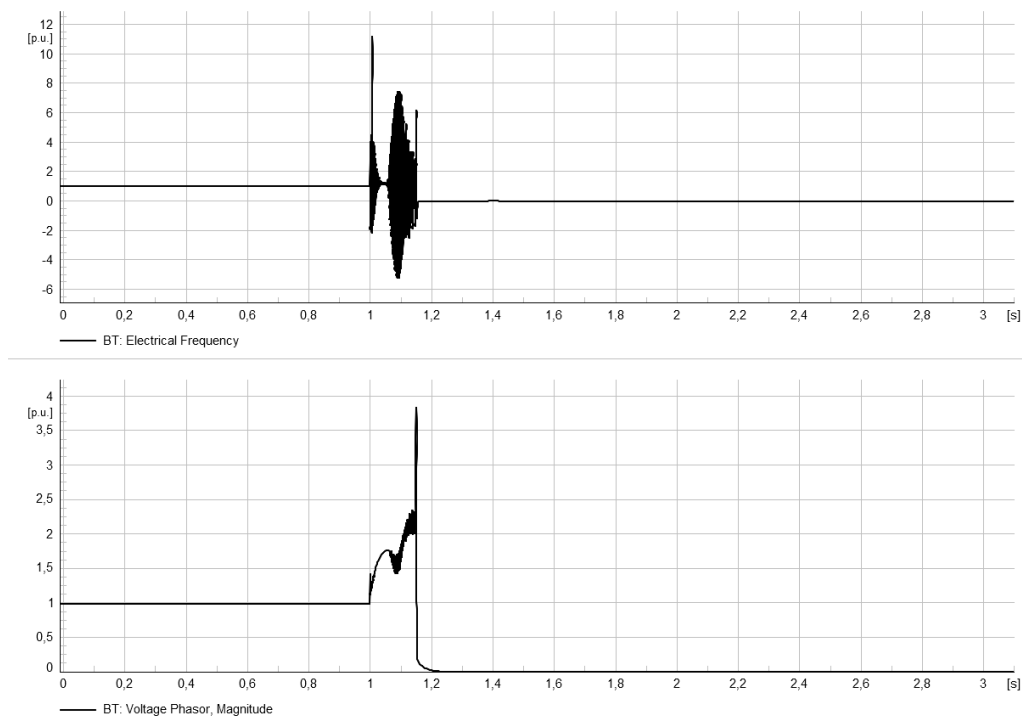


Figura A.162: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.1 ROCOPV.

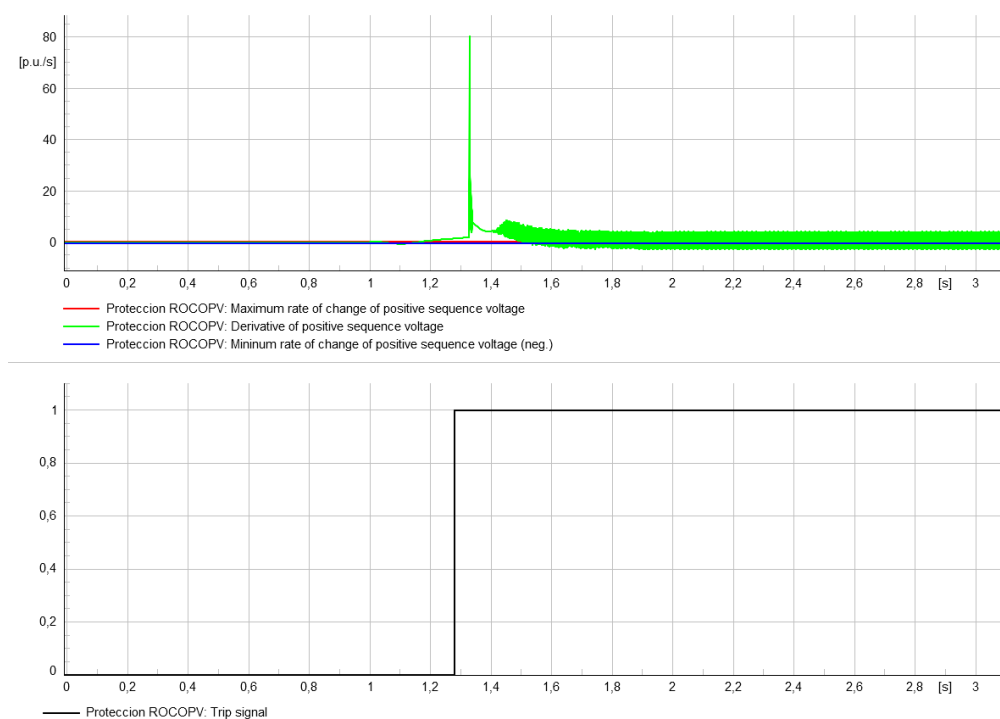


Figura A.163: Protección ROCOPV caso 3.2.

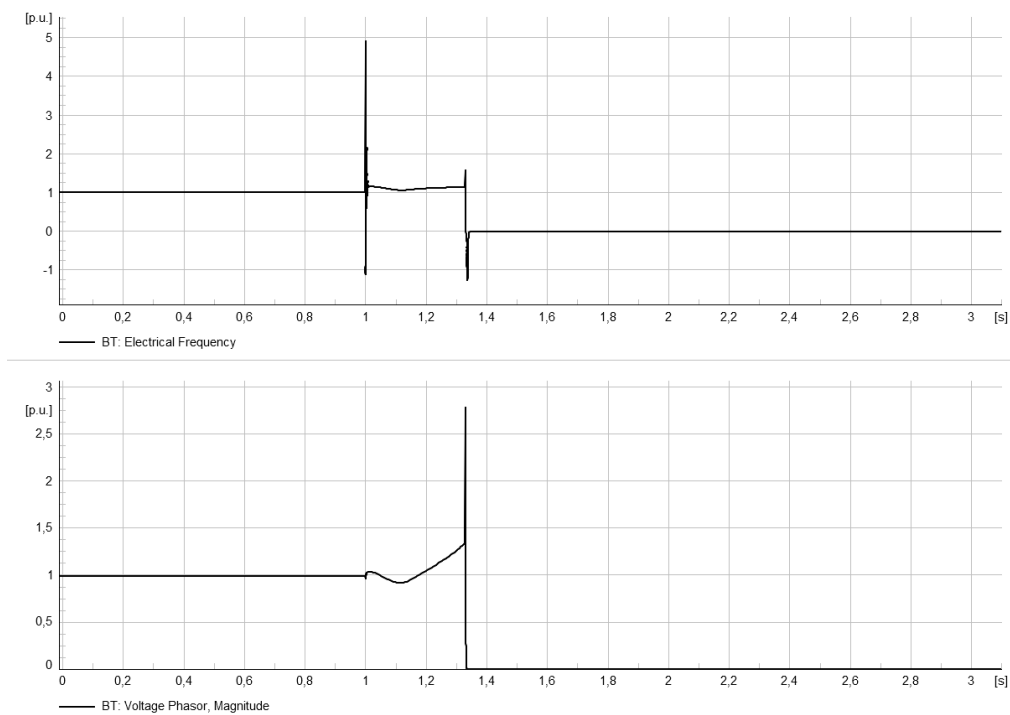


Figura A.164: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.2 ROCOPV.

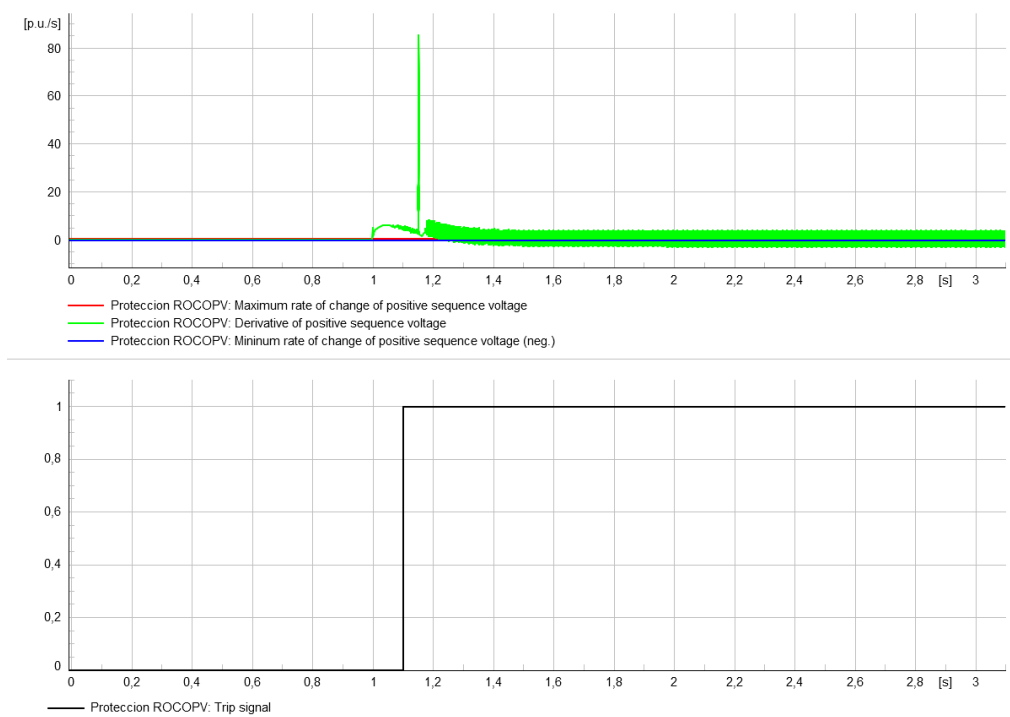


Figura A.165: Protección ROCOPV caso 3.3.

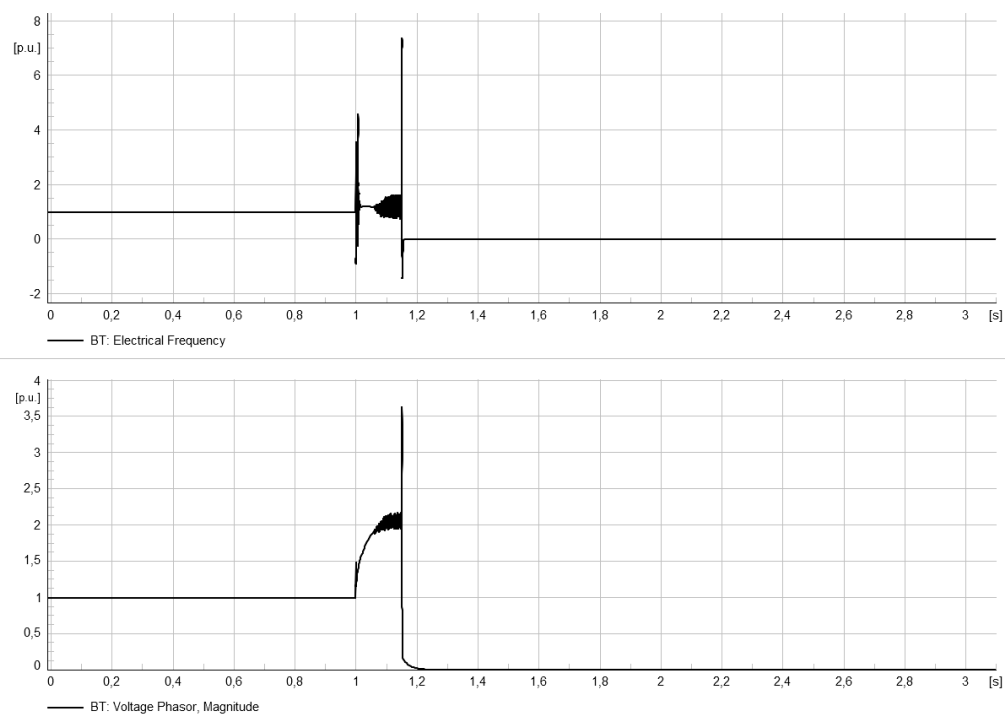


Figura A.166: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.3 ROCOPV.

A.2.3.d. Protección ROCOAP-ROCORP

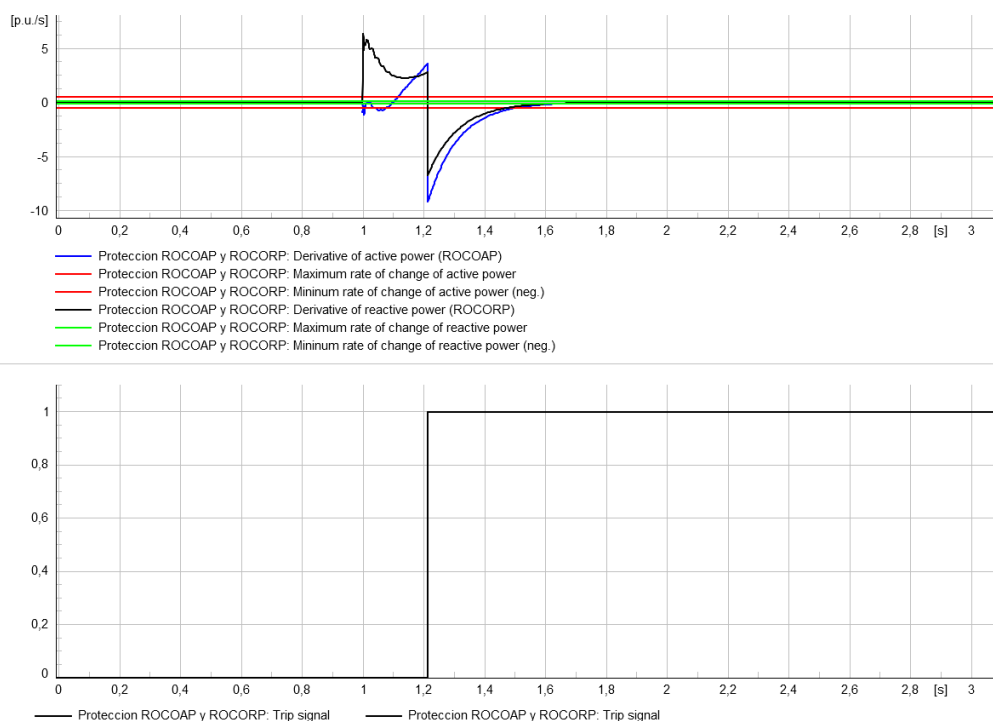


Figura A.167: Protección ROCOAP-ROCORP caso 3.1.

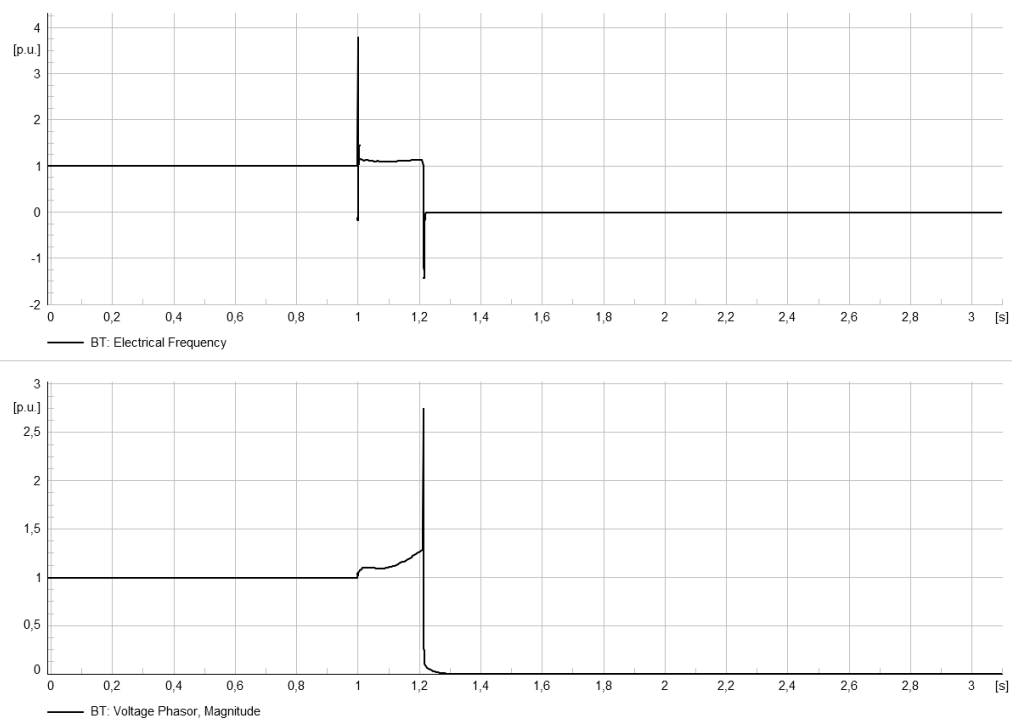


Figura A.168: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.1 ROCOAP-ROCORP.

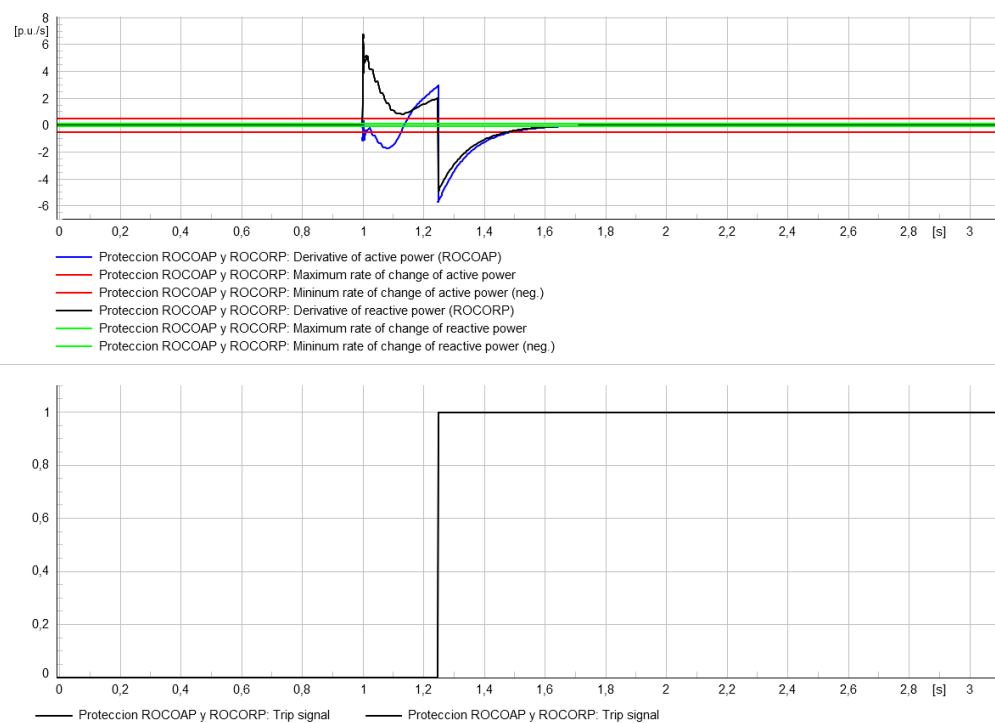


Figura A.169: Protección ROCOAP-ROCORP caso 3.2.

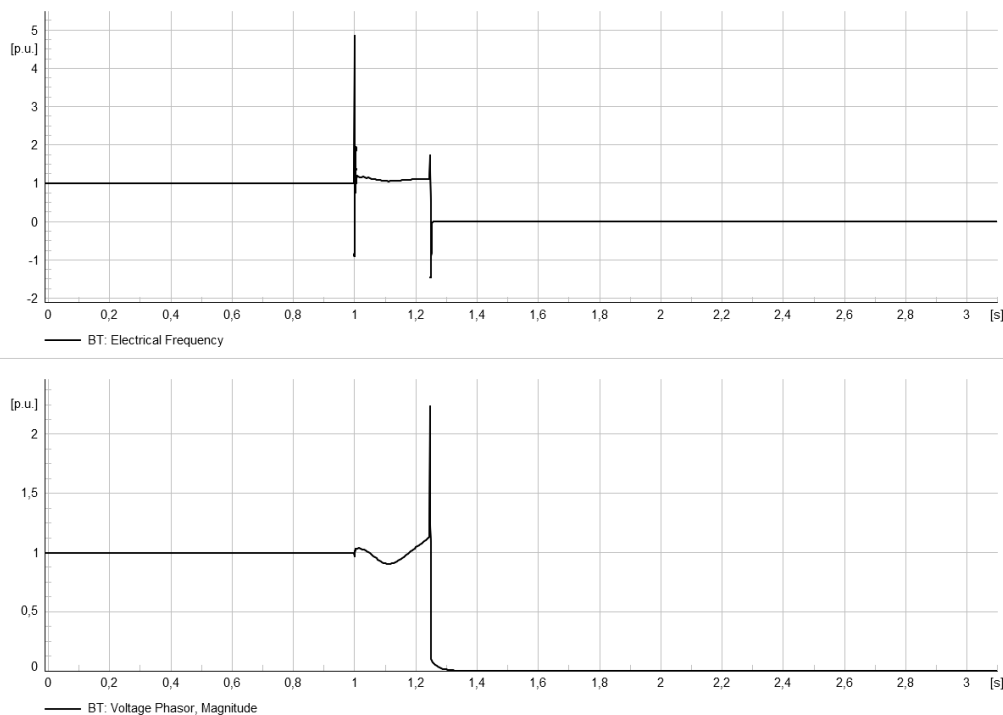


Figura A.170: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.2 ROCOAP-ROCORP.

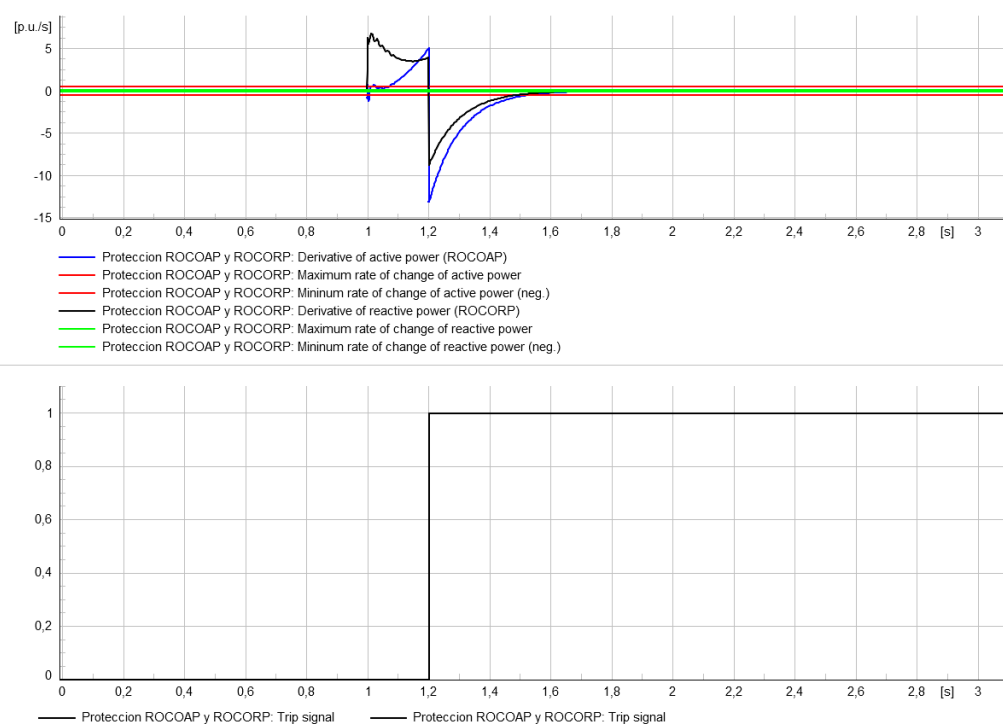


Figura A.171: Protección ROCOAP-ROCORP caso 3.3.

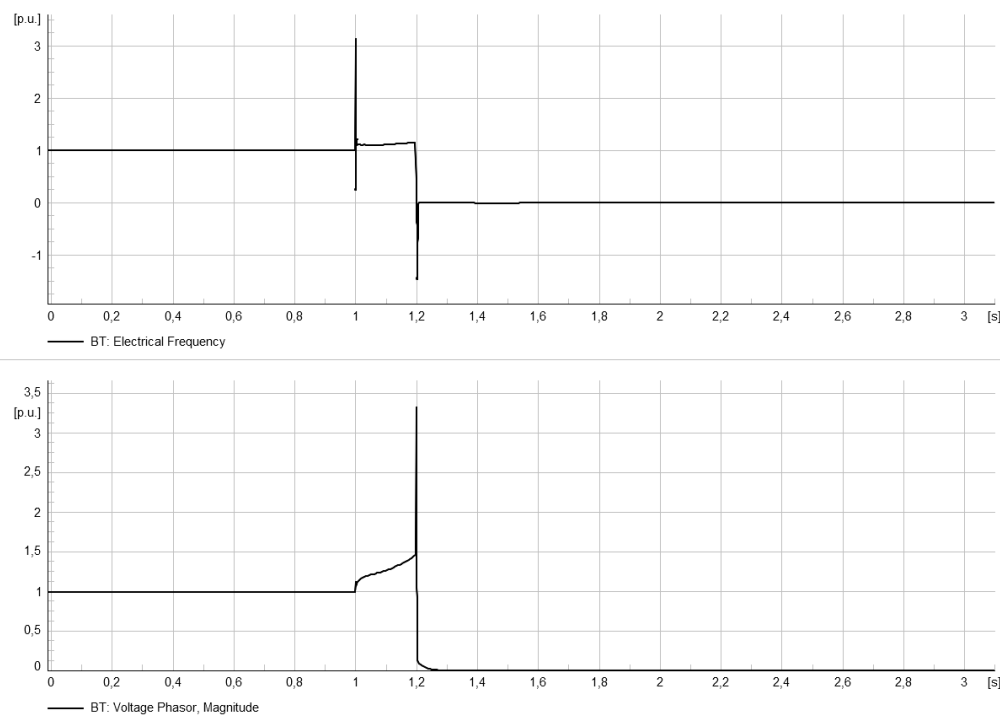


Figura A.172: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.3 ROCOAP-ROCORP.

A.2.3.e. Protección Componentes Simétricas

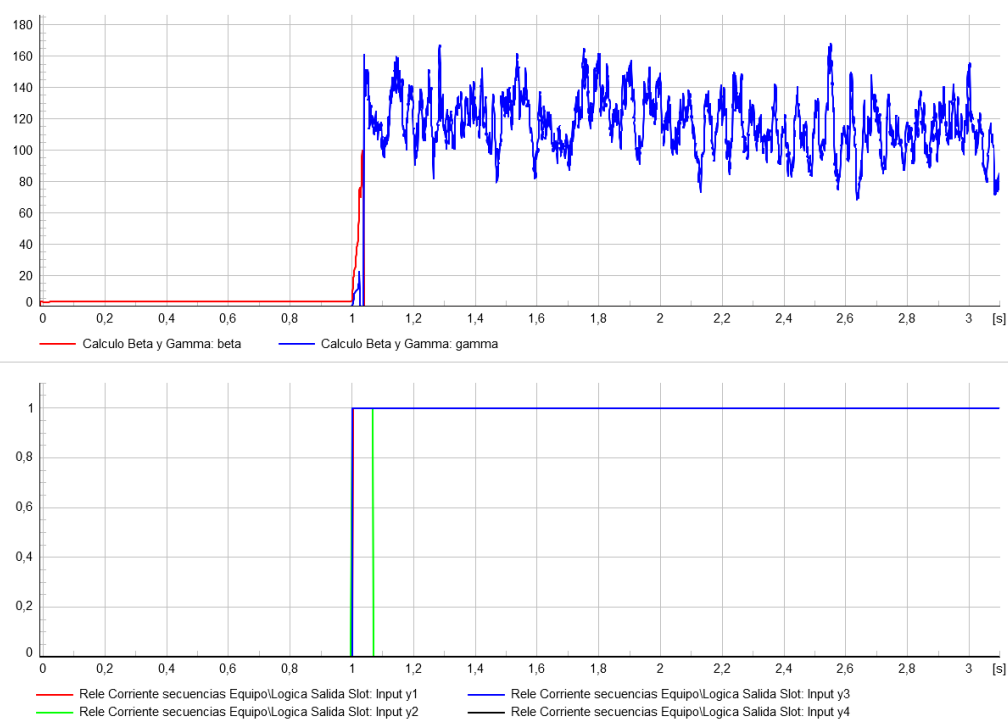


Figura A.173: Protección Componentes Simétricas caso 3.1.

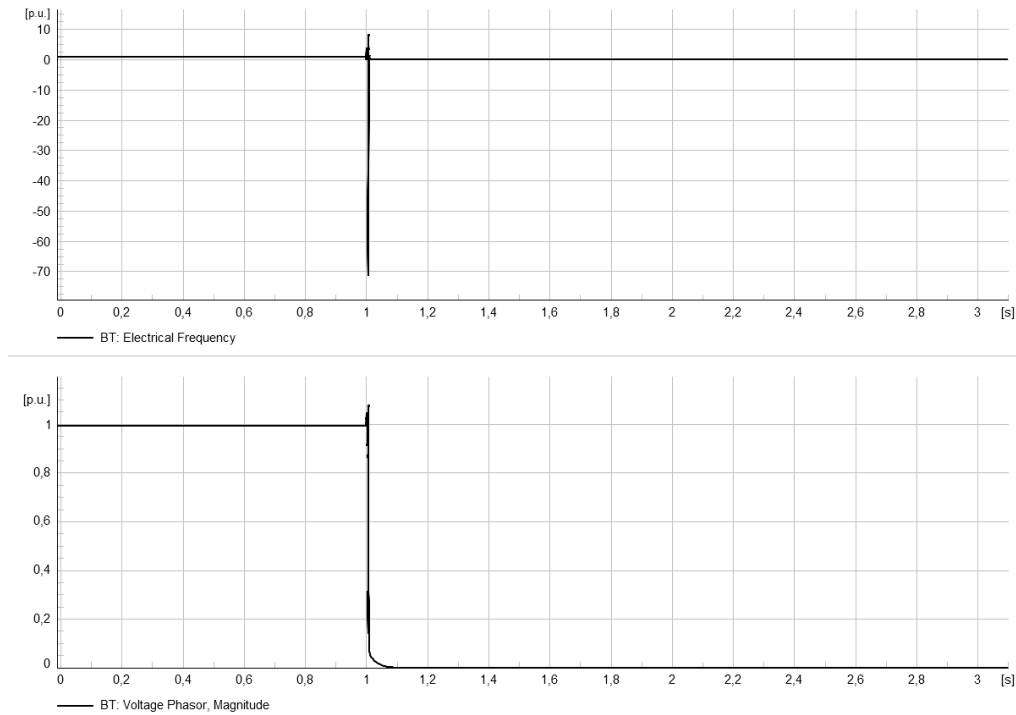


Figura A.174: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.1 Componentes Simétricas.

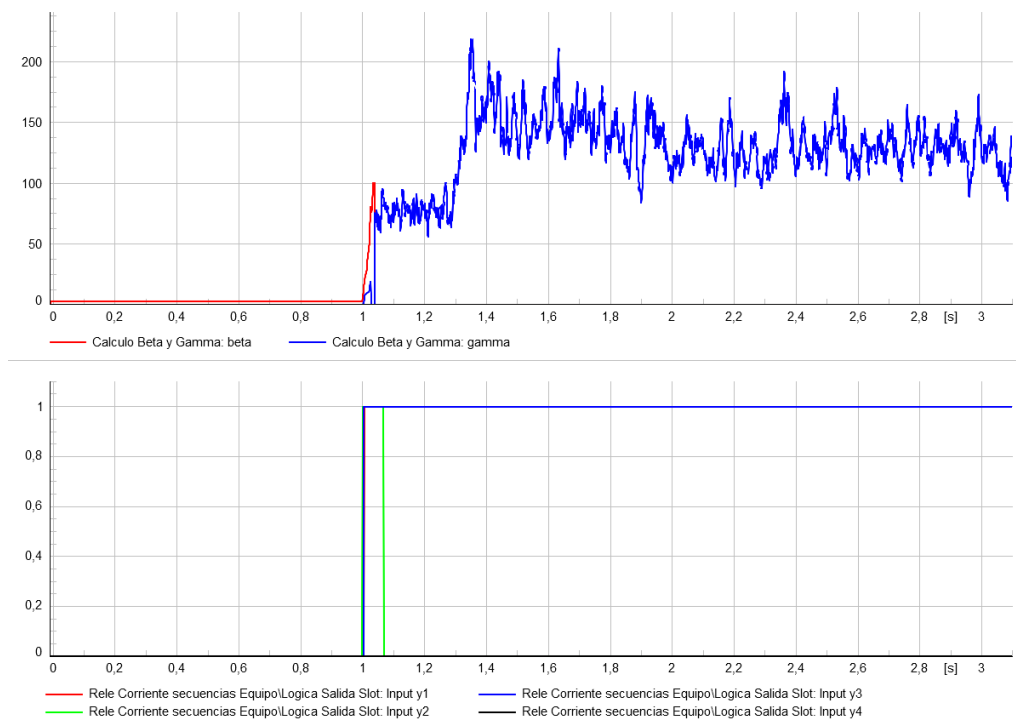


Figura A.175: Protección Componentes Simétricas caso 3.2.

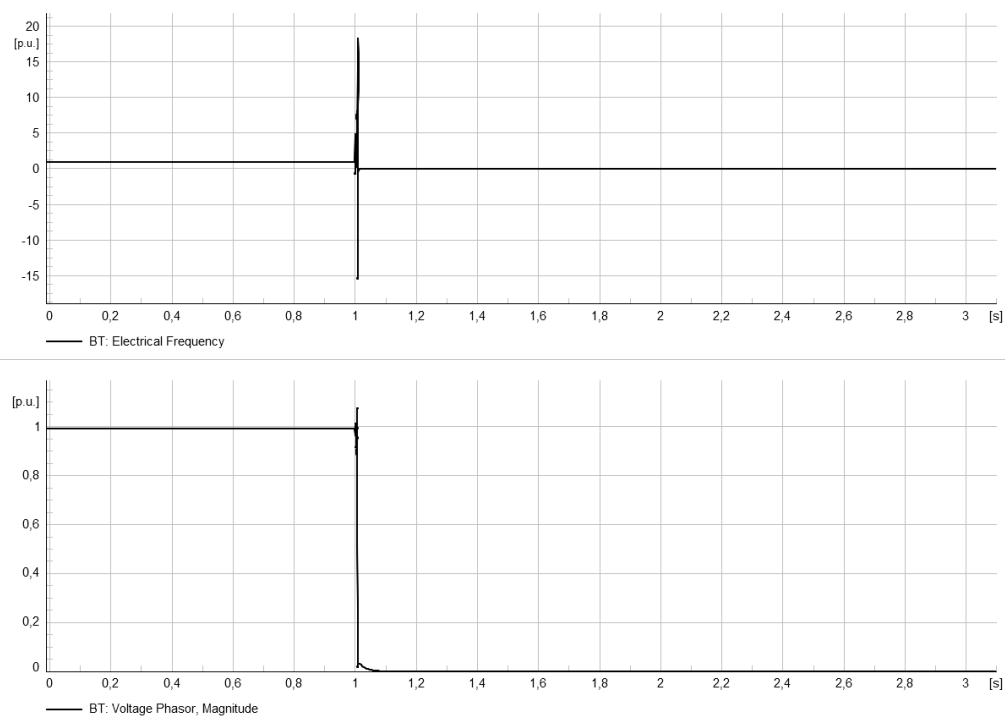


Figura A.176: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.2 Componentes Simétricas.

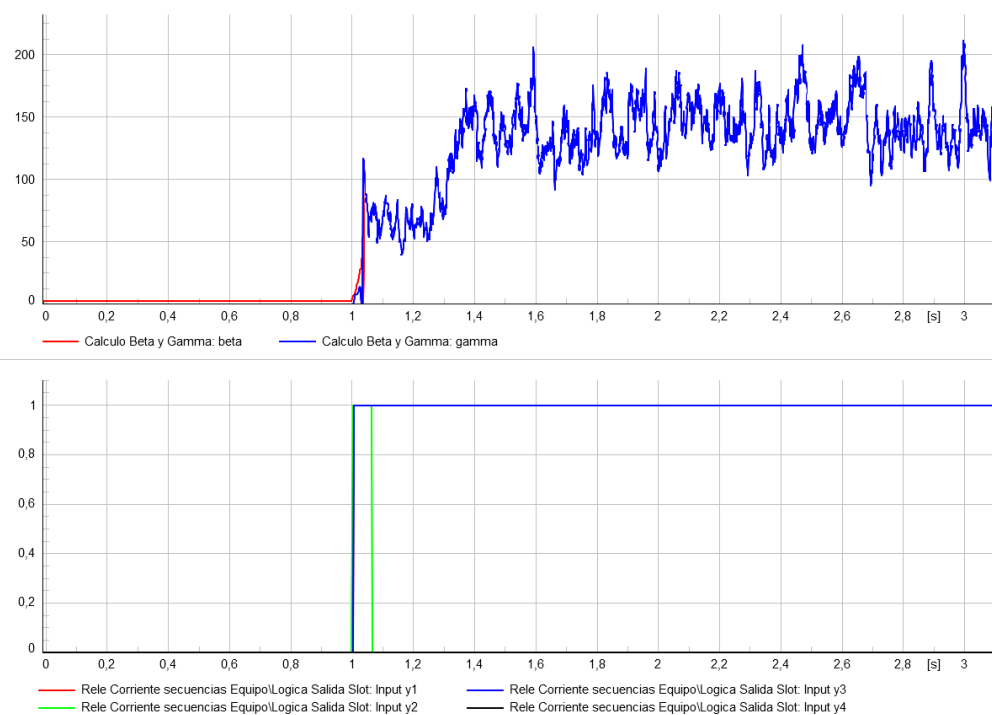


Figura A.177: Protección Componentes Simétricas caso 3.3.

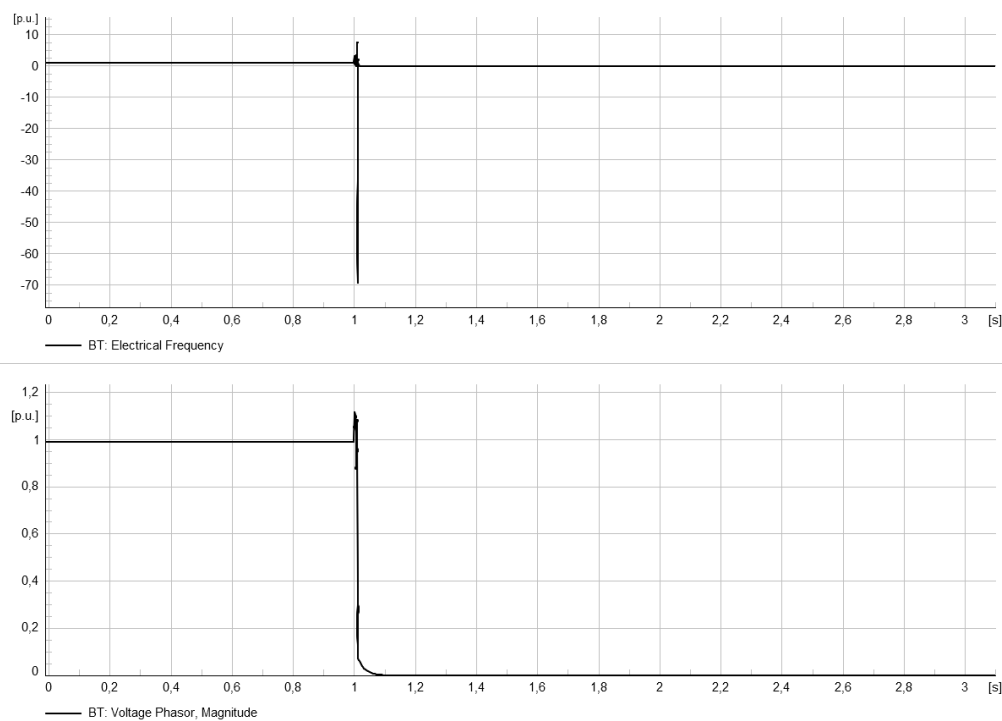


Figura A.178: Frecuencia y tensión de la barra BT para caso 3.3 Componentes Simétricas.

Bibliografía

- [1] ACERA. “Revolución PMGD: En cinco meses ingresaron 150 proyectos a evaluación ambiental”. En: (Santiago, junio 2021).
- [2] P. K. Nayak B. Anudeep. “A passive islanding detection technique for distributed generations”. En: *7th International Conference on Power Systems* (2017), págs. 732-736.
- [3] J. Jiménez H. Camblong A. Llaría O. Curea. “Survey on microgrids: unplanned islanding and related inverter control techniques”. En: *Renew. Energy* 36.8 (2011), págs. 2052-2061.
- [4] Thornycroft J. Cullen N. y A. Collinson. *Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks*. 2002.
- [5] Comisión Nacional de Energía. “Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión”. En: (Santiago, julio 2019).
- [6] Paul M. Anderson. “Power System Protection”. En: (1998).
- [7] “IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations”. En: *IEEE Std C37.2-2008 (Revision of IEEE Std C37.2-1996)* (2008), págs. 1-48.
- [8] H. Farhan K. Nizam I Sadhiqin F. Amirah H. Hendra y M. Packeer. “A Research of Islanding Detection Method for Distributed Generation: Mechanism, Merits and Demerits”. En: *International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering* 8 (2019), págs. 508-520.
- [9] Manop Yingram y Suttichai Premrudeepreechacharn. “Investigation over/under-voltage protection of passive islanding detection method of distributed generations in electrical distribution systems”. En: *2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. 2012.
- [10] Ch Reddy y K Reddy. “Islanding detection method for inverter based distributed generation based on combined changes of ROCOAP and ROCORP”. En: *International Journal of Pure and Applied Mathematics* 117.19 (dic. de 2017), págs. 433-440.
- [11] Sugoto Maulik y Vinod John. “Dynamic Phasor Based Anti-Islanding Detection with Zero Non Detection Zone”. En: *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*. 2020, págs. 1-6.
- [12] Nuraishahtul Amirah Mohd Fadzil, Mohd Hendra Hairi, Farhan Hanaffi, Muhammad Nizam Kamarudin, Mohamed Fauzi Packeer Mohamed y Sharizal bin Ahmad Sobri. “Utilising Rate of Change of Positive Sequence of Voltage as an Anti-Islanding Strategy for Distributed Generation”. En: *2020 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*. 2020, págs. 176-181.

- [13] Amit Singh, R.S. Bhatia y Saurabh Chanana. "An Anti-Islanding Technique for Grid-Connected DG and Multi DG System". En: *2018 International Conference on Emerging Trends and Innovations In Engineering And Technological Research (ICETIETR)*. 2018, págs. 1-6.
- [14] Bhatraj Anudeep y Paresh Kumar Nayak. "A passive islanding detection technique for distributed generations". En: *2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)*. 2017, págs. 732-736.
- [15] M.E. Ropp, K. Aaker, J. Haigh y N. Sabbah. "Using power line carrier communications to prevent islanding [of PV power systems]". En: *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 2000 (Cat. No.00CH37036)*. 2000, págs. 1675-1678.
- [16] Wilsun Xu, Guibin Zhang, Chun Li, Wencong Wang, Guangzhu Wang y Jacek Kliber. "A Power Line Signaling Based Technique for Anti-Islanding Protection of Distributed Generators—Part I: Scheme and Analysis". En: *IEEE Transactions on Power Delivery* 22.3 (2007), págs. 1758-1766.
- [17] V.L. Merlin, R.C. Santos, A.P. Grilo, J.C.M. Vieira, D.V. Coury y M. Oleskovicz. "A new artificial neural network based method for islanding detection of distributed generators". En: *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 75 (2016), págs. 139-151.
- [18] Masoud Ahmadipour, Hashim Hizam, Mohammad Lutfi Othman y Mohd Amran Radzi. "Islanding detection method using ridgelet probabilistic neural network in distributed generation". En: *Neurocomputing* 329 (2019), págs. 188-209.
- [19] Suhail Khokhar, Abdullah Asuhaimi B. Mohd Zin, Ahmad Safawi B. Mokhtar y Mahmoud Pesaran. "A comprehensive overview on signal processing and artificial intelligence techniques applications in classification of power quality disturbances". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 51 (2015), págs. 1650-1663.
- [20] Mohammad Jasa Afroni, Danny Sutanto y David Stirling. "Analysis of Nonstationary Power-Quality Waveforms Using Iterative Hilbert Huang Transform and SAX Algorithm". En: *IEEE Transactions on Power Delivery* 28.4 (2013), págs. 2134-2144.