



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL DE LA ACTUACIÓN DE PROTECCIONES DE LÍNEA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON ELEVADA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN CONECTADA A TRAVÉS DE INVERSORES

Autor: Cristina Yusta Fernández

Director: Luis Rouco Rodríguez

Co-Director: Álvaro Ortega Manjavacas

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Simulación en tiempo real de la actuación de protecciones de línea en sistemas eléctricos
con elevada penetración de generación conectada a través de inversores
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2020/21 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Cristina Yusta Fernández

Fecha: 13/07/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Luis Rouco Rodríguez

Fecha: 13/07/2021



Fdo.: Alvaro Ortega Manjavacas 13/07/2021

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. CRISTINA YUSTA FERNÁNDEZ DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: SIMULACION EN TIEMPO REAL DE LA ACTUACIÓN DE PROTECCIONES DE LÍNEA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON ELEVADA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN CONECTADA A TRAVÉS DE INVERSORES, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

- ### 5º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

ACCEPTA



Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Agradecimientos

A mi familia por su gran apoyo durante todos estos años

SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL DE LA ACTUACIÓN DE PROTECCIONES DE LÍNEA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON ELEVADA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN CONECTADA A TRAVÉS DE INVERSORES

Autor: Yusta Fernández, Cristina.

Director: Rouco Rodríguez, Luis.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontifica Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto ha estudiado la actuación de protecciones en sistemas eléctricos con elevada penetración de generación renovable a través de simulación en tiempo real. Esto permitirá diseñar nuevos sistemas de protección adaptados a las nuevas condiciones impuestas por la transición energética necesaria para la descarbonización del sector.

Palabras clave: Protección de distancia, generación síncrona, generación solar fotovoltaica, falta, Simulink, OPAL-RT, Artemis, simulación en tiempo real, cortocircuito.

1. Introducción

La transición energética va a elevar de forma muy significativa la penetración de generación renovable en los sistemas eléctricos para combatir el calentamiento global. Actualmente, el 40% de la potencia instalada corresponde a generación renovable y, para 2050, este porcentaje aumentara hasta el 90% [1]. Las fuentes de generación renovable están conectadas a la red de transporte a través de inversores [2] y presentan ciertas particularidades con respecto a la generación convencional: las intermitencias en el suministro eléctrico por su naturaleza estocástica, el aumento del riesgo de problemas en la red por variaciones de la frecuencia del sistema por no aumentar la inercia del sistema y la no contribución a las corrientes de cortocircuito por solo suministrar corrientes de secuencia positiva. Por ello, se deben considerar nuevos modelos de protección de la red de transporte adaptados a estas condiciones para afrontar posibles perturbaciones en el sistema.

2. Definición del proyecto

El objetivo es la simulación en tiempo real de actuación de protecciones de línea en sistemas eléctricos con elevada penetración de generación renovable conectada a través de inversores utilizando el simulador en tiempo real OPAL-RT, basado en modelos de Simulink, y el entorno de simulación creado será la base para un estudio futuro de la interacción de una protección de Schneider conectada como Hardware-in-the-Loop con el OPAL-RT [3]. Se comprobarán las posibles dificultades que presentan las protecciones en el despeje de faltas que se han observado en otros trabajos previos y estudiar posibles soluciones a dichos problemas.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Para realizar el análisis del proyecto, se han utilizado dos casos de estudio, uno que utiliza generación síncrona y otro que dispone de generación renovable. La Figura 1 representa un esquema simplificado que incluye los dos casos. Se conecta una red infinita

a una línea de 200 kilómetros de longitud en cuyos extremos se conectan las protecciones de distancia. Finalmente se conecta a través de un transformador la generación síncrona o la generación renovable, dependiendo del caso de estudio. La protección situada en la parte izquierda del esquema se denomina protección 1 y la situada en la parte derecha protección 2.

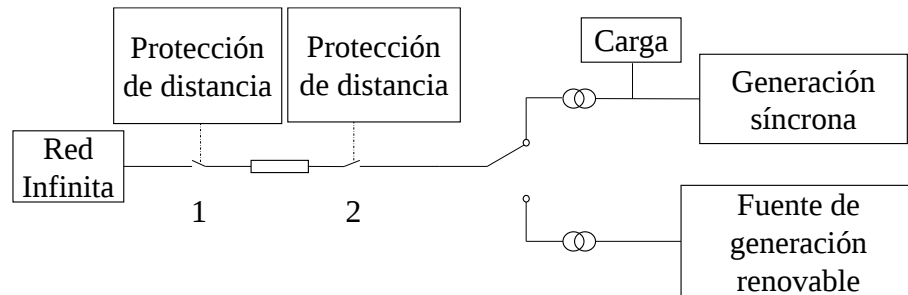


Figura 1: Esquema de simulación de los casos de estudio utilizados en este proyecto.

4. Resultados

Los resultados se muestran en la Figura 2. Se han aplicado diferentes localizaciones de falta y distintos tipos de falta para comprobar la actuación de las protecciones. Se diferencia el disparo de cada protección.

Escenario	Localización de la falta (%)	Monofásica-tierra P1		Monofásica-tierra P2		Bifásica-tierra P1		Bifásica-tierra P2		Trifásica P1		Trifásica P2	
		Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2
Generación síncrona Simulink	10	✓			✓	✓			✓	✓			✓
	40	✓			✓	✓			✓	✓			✓
	90		✓	✓			✓	✓			✓	✓	
Generación síncrona OPAL-RT	10	✓			✓	✓			✓	✓			✓
	40	✓		✓		✓		✓		✓		✓	
	90		✓	✓	✓		✓		✓		✓	✓	✓
Generación solar fotovoltaica KNCS=0	10	✓			x	✓			x	✓			x
	90		✓	✓			✓	✓			✓	x	
Generación solar fotovoltaica KNCS=1	10	✓			x	✓			x	✓			x
	90		✓	✓			✓	✓			✓	✓	

Figura 2: Resultados obtenidos de los escenarios de los casos de estudio.

En el caso de generación síncrona ambas protecciones actúan de manera correcta, pero en el caso de la generación solar fotovoltaica existen fallos o retrasos en la actuación de

la protección 2 por poca e incluso nula inyección de corriente de secuencia inversa. Estos fallos son detectados cuando la falta está localizada lejos de la protección, pero también en el caso de la falta trifásica en zonas cercanas a la protección por ser el tipo de falta más severa.

5. Conclusiones

En primer lugar, se cumple el objetivo principal del proyecto al haber logrado simular en tiempo real, a través de OPAL-RT, la actuación de dos protecciones de línea en un sistema con elevada penetración de generación solar fotovoltaica.

A través de la comparación de los dos casos de estudio, se verifica la presencia de fallos en la actuación de las protecciones en el caso de generación solar fotovoltaica cuando no existe una comunicación de actuación entre las protecciones. Al activar este canal, ambas protecciones actúan correctamente. Por ello, se establece que la protección de la librería Artemis de OPAL-RT utilizada en el modelo de simulación simula la actuación de una protección real de una manera aproximada.

Analizando los entornos de simulación empleados, el utilizar el entorno de OPAL-RT presenta grandes ventajas ya que el tiempo requerido es menor. Además, proporciona una base para trabajos futuros con Hardware-in-the-Loop para realizar pruebas de la correcta actuación de protecciones reales conectadas a modelos de simulación.

Por último, el desarrollo de este proyecto deja un trabajo futuro amplio de investigación sobre el diseño de nuevos sistemas de protección en sistemas eléctricos con alta penetración de generación renovable. Un futuro estudio es la conexión de una protección real a los casos de estudio expuestos en el capítulo 4 de este proyecto, para comprobar su actuación según los distintos escenarios a través de la conexión Hardware-in-the-Loop. Los resultados que se obtuvieran se pueden comparar con los mostrados utilizando la protección de la librería Artemis. Otro futuro estudio es el análisis de la actuación de una protección de línea diferencial en sistemas eléctricos con elevada penetración de generación renovable.

6. Referencias

- [1] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh y S. Garudachar Srivani, «Protection Challenges Under Bulk Penetration of Renewable Energy Resources in Power Systems: A Review,» IEEE CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 3, nº 4, pp. 365-379, December 2017.
- [2] «MIGRATE (Massive InteGRATion of power Electronic devices),» 2020. [En línea]. Available: www.h2020-migrate.eu. [Último acceso: Octubre 2020].
- [3] A. Novikov, J. Chavez y M. Popov, «Performance Assessment of Distance Protection in Systems with High Penetration of PVs,» de IEEE PowerTech Conference, Milano, Italy, 2019.

REAL TIME SIMULATION OF LINE PROTECTION RELAYS ON ELECTRIC POWER SYSTEMS WITH HIGH PENETRATION OF INVERTER-BASED GENERATION

Author: Yusta Fernández, Cristina.

Supervisor: Rouco Rodríguez, Luis.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project analyses real time simulation of line protection relays on electric power systems with high penetration of renewable generation. This will permit to design new protection systems adapted to energy transition conditions necessary to decarbonize the energy sector.

Keywords: Distance relay, synchronous generation, photovoltaic generation, fault, trip, Simulink, OPAL-RT, Artemis, real time simulation.

1. Introduction

Energy transition will increase the penetration of renewable energy generation on electric power systems to fight against climate change. Currently, 40% of the power installed up corresponds to renewable generation and, in 2050, this percentage is expected to increase to 90% [1]. Renewable generation sources are connected to transmission and distribution network by means of inverters [2] and present some peculiarities compared with synchronous generation: intermittency in electric supply due to its stochastic nature, increase of frequency related issues due to the decrease of system inertia and no contribution to short-circuit currents because this generation only supplies positive sequence currents. Thus, must be considered new protection models for power systems adapted to new conditions to confront possible system disturbances.

2. Project definition

The objective is the real-time simulation of line protection relays on electric power systems with high penetration of renewable generation connected through inverters using OPAL-RT as real time simulator, based on Simulink models. This study will be the base for future analyses of the interaction of a Schneider relay connected as Hardware-in-the-Loop with OPAL-RT [3]. This project will study the possible difficulties that relays present in fault clearance that other previous studies have analyzed and find possible solutions to such problems.

3. Model/system/tool description

This project considers two case studies, one that uses synchronous generation and other that uses renewable generation. Figura 3 represents a simplified scheme that includes both cases. An infinite network is connected to a 200-kilometers-line that has distance relays connected to the both ends. Then, synchronous or renewable generation is connected depending on case study through a transformer. Protection located on the left of Figura 3 is protection 1 and the other is protection 2.

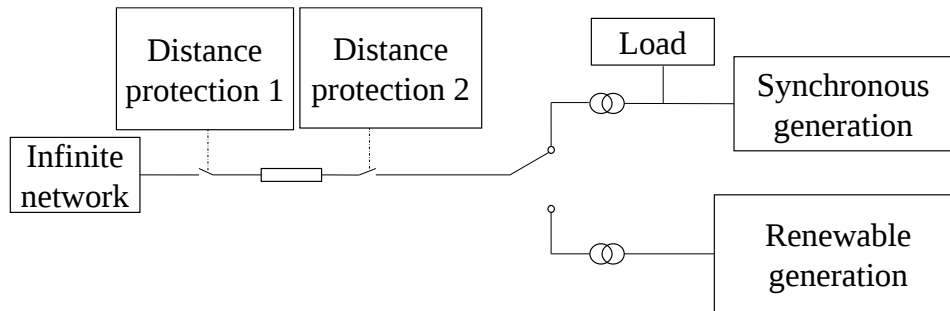


Figura 3: Simulation scheme of study cases used in this project.

4. Results

Results are shown in Figura 4. On each scenario, protection performance is checked against line faults located in different line locations.

Scenario	Fault Location (%)	Single-phase fault P1		Single-phase fault P2		Two-phase fault P1		Two-phase fault P2		Three-phase fault P1		Three-phase fault P2	
		Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2
Synchronous generation Simulink	10	✓			✓	✓			✓	✓			✓
	40	✓			✓	✓			✓	✓			✓
	90		✓	✓			✓	✓			✓	✓	
Synchronous generation OPAL-RT	10	✓			✓	✓			✓	✓			✓
	40	✓		✓		✓		✓		✓		✓	
	90		✓		✓		✓		✓		✓		✓
PV generation KNCS=0	10	✓			x	✓			x	✓			x
	90		✓	✓			✓	✓			✓	x	
PV generation KNCS=1	10	✓			x	✓			x	✓			x
	90		✓	✓			✓	✓			✓	✓	

Figura 4: Results obtained in study cases scenarios.

In synchronous generation case, both relays trip correctly, but in PV generation case protection 2 does not clear faults correctly due to negative current sequence injection strategies. These failures are detected when fault is located far from protection 2 and also in three-phase fault located near protection 2 because this kind of fault is more severe.

5. Conclusions

The principal objective of the project has been achieved because it was possible to simulate in real time with OPAL-RT two line relay tripping with high penetration of PV generation.

Comparing both case studies, failure on relay trips in PV generation case when there is no trip communication between relays was detected. When this channel is activated, both relays trip correctly. Artemis relay from OPAL-RT used on scenario models simulate very accurate trips of real relays.

Analyzing both simulation environments, using OPAL-RT presents great advantages comparing with Simulink because the required simulation time is substantially lower. In addition, OPAL-RT give a solid base for future studies with HiL to test correct real relay tripping connected to simulation models.

Lastly, the work can be extended in several ways. One possible future study is a real relay connection to the models exposed in chapter 4 of this project, to check its tripping operation considering different scenarios with Hardware-in-the-Loop. Obtained results would be compared with Artemis relay trip results from this project. Other possible future study is the analysis of differential relays on electric power systems with high penetration of renewable generation.

6. References

- [1] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh y S. Garudachar Srivani, «Protection Challenges Under Bulk Penetration of Renewable Energy Resources in Power Systems: A Review,» IEEE CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 3, nº 4, pp. 365-379, December 2017.
- [2] «MIGRATE (Massive InteGRATion of power Electronic devices),» 2020. [En línea]. Available: www.h2020-migrate.eu. [Último acceso: Octubre 2020].
- [3] A. Novikov, J. Chavez y M. Popov, «Performance Assessment of Distance Protection in Systems with High Penetration of PVs,» de IEEE PowerTech Conference, Milano, Italy, 2019.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Motivación del proyecto.....	1
1.2 Reseña bibliográfica	3
1.3 Objetivo de la memoria	7
1.4 Organización de la memoria.....	7
Capítulo 2. Protección de distancia y diferencial	9
2.1 Componentes Simétricos y Tipos de Faltas.....	9
2.2 Descripción.....	17
2.3 Modelado.....	18
2.3.1 Protección principal de distancia.....	18
2.3.2 Protección de respaldo diferencial.....	25
2.4 P543 - Schneider	28
Capítulo 3. Entorno de simulación	31
3.1 Simulink	31
3.2 OPAL-RT y RT-LAB.....	37
3.3 Hardware-in-the-loop	42
3.3.1 Descripción general	42
Capítulo 4. Caso de estudio	44
4.1 Descripción del caso de estudio	44
4.1.1 Caso con Máquina Síncrona	45
4.1.2 Caso con Planta Solar.....	55
4.2 Resultados	60
4.2.1 Caso con Máquina Síncrona	61
4.2.2 Caso con Planta Solar.....	107
Capítulo 5. Conclusiones.....	151
Bibliografía	155

APÉNDICE 159

A.	Parámetros del Sistema	159
B.	IEC 61850	163
C.	Objetivos de Desarrollo Sostenible	170

Índice de figuras

Figura 1: Esquema de simulación de los casos de estudio utilizados en este proyecto.....	7
Figura 2: Resultados obtenidos de los escenarios de los casos de estudio.....	7
Figura 3: Simulation scheme of study cases used in this project.	10
Figura 4: Results obtained in study cases scenarios.	10
Figura 5: Componentes de secuencia directa	10
Figura 6: Componentes de secuencia inversa.....	10
Figura 7: Componentes de secuencia homopolar	11
Figura 8: Representación de tensiones y corrientes de falta.....	11
Figura 9: Esquema de falta monofásica a tierra	12
Figura 10: Conexión de redes con falta monofásica a tierra	13
Figura 11: Esquema de falta bifásica.....	14
Figura 12: Conexión de redes con falta bifásica.....	14
Figura 13: Esquema de falta bifásica a tierra	15
Figura 14: Conexión de redes con falta bifásica a tierra	16
Figura 15: Esquema de falta trifásica	16
Figura 16: Conexión de redes con falta trifásica	17
Figura 17: Esquema de la red con protección de distancia [12].....	19
Figura 18: Característica Mho de la protección de distancia.....	20
Figura 19: Representación de la impedancia vista por la protección en la característica Mho de la protección de distancia [12].....	20
Figura 20: Falta localizada al final de la línea [13]	21
Figura 21: Falta localizada en un punto intermedio “F” de la línea [13]	21
Figura 22: Zonas de protección de distancia.	22
Figura 23: Zonas de actuación de la protección de distancia [12].....	22
Figura 24: Característica Mho de la protección de distancia según las zonas de actuación en la línea de transporte.....	23
Figura 25: Error de subalcance de la protección de distancia con característica Mho.....	24

Figura 26: Esquema de la localización de la falta en la línea para representar el error de subalcance de la protección de distancia	24
Figura 27: Error de sobrealcance de la protección de distancia con característica Mho.....	25
Figura 28: Esquema de la localización de la falta en la línea para representar el error de sobrealcance de la protección de distancia	25
Figura 29: Esquema de funcionamiento de protección diferencial en condiciones de no actuación de la protección.	26
Figura 30: Esquema de funcionamiento de protección diferencial en condiciones de actuación de la protección	26
Figura 31: Característica de control de doble inclinación.	27
Figura 32: Cable de comunicación de la protección diferencial [14].....	28
Figura 33: Ventana de “Configuration Parameters” de Simulink donde se modifican los parámetros de simulación del modelo	32
Figura 34: Ejemplo de simulación con paso de integración variable.....	34
Figura 35: Resultado de la representación de la simulación con paso de integración variable	34
Figura 36: Ejemplo de simulación con paso de integración fijo con alto paso de integración	35
Figura 37: Resultado de la representación de la simulación con paso de integración fijo con alto paso de integración	35
Figura 38: Ejemplo de simulación con paso de integración fijo con bajo paso de integración	36
Figura 39: Resultado de la representación de la simulación con paso de integración fijo con bajo paso de integración	37
Figura 40: Bloque OpComm necesario en el modelo de simulación de RT-LAB obtenido de la biblioteca de Simulink	39
Figura 41: Menú de ajustes del bloque OpComm	39
Figura 42: Esquema de distribución de bloques del modelo de RT-LAB [22]	40

Figura 43: Bloque OpWriteFile de RT-LAB necesario para guardar los datos de la simulación.....	41
Figura 44: Bloque OpTrigger de RT-LAB necesario para guardar los datos de la simulación.	41
Figura 45: Menú de ajustes del bloque OpTrigger de RT-LAB.....	42
Figura 46: Representación esquemática del modelo de simulación.	45
Figura 47: Modelo de simulación de RT_LAB con generación síncrona	46
Figura 48: Subsistema SM_Model con generación síncrona	47
Figura 49: Red infinita y carga conectada del modelo de simulación con generación síncrona.	48
Figura 50: Esquema de la línea del caso con máquina síncrona con protección Mho de Artemis.	48
Figura 51: Subsistema de falta aplicada sobre la línea.	49
Figura 52: Detalle del bloque OpComm del caso con generación síncrona con protección Mho de Artemis.	49
Figura 53: Detalle del subsistema Fault conditions conectado al bloque OpComm del caso con generación síncrona con protección Mho de Artemis.	50
Figura 54: Detalle de la máquina síncrona del modelo de simulación con generación síncrona.....	50
Figura 55: Detalle del control de la máquina síncrona del modelo de simulación de Simulink.	51
Figura 56: Detalle del bloque OpWriteFile.	51
Figura 57: Detalle del modelo de simulación encargada de establecer el límite de guardado de resultados.	52
Figura 58: Subsistema SC_GUI del modelo de simulación con generación síncrona.	53
Figura 59: Subsistema de protección Mho de Artemis.....	55
Figura 60: Modelo de simulación del caso con generación solar fotovoltaica.....	55
Figura 61: Diagrama de bloques del subsistema SM_Model del modelo de simulación con generación solar fotovoltaica.....	56

Figura 62: Detalle de los bloques que componen el parque solar fotovoltaico del modelo de simulación.....	57
Figura 63: Diagrama de bloques del subsistema PV del caso con generación solar fotovoltaica.	58
Figura 64: Diagrama de bloques del subsistema DC Voltage Computation.	58
Figura 65: Diagrama de bloques del subsistema Measurement del modelo con generación solar fotovoltaica.	59
Figura 66: Diagrama de bloques del subsistema Control del caso con generación solar fotovoltaica.	59
Figura 67: Diagrama de bloques del subsistema SC_GUI del modelo con generación solar fotovoltaica.	60
Figura 68: Esquema del modelo de simulación estableciendo el inicio (1) y final (2) de línea.	61
Figura 69: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, offline.	63
Figura 70: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, offline.	64
Figura 71: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, offline.	64
Figura 72: Disparo de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, offline.....	65
Figura 73: Disparo de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, offline.....	65
Figura 74: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, offline.	66
Figura 75: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, offline.	67
Figura 76: Disparos de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, offline.	67

Figura 77: Disparo de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, offline.....	68
Figura 78: Disparo de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, offline.....	68
Figura 79: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, offline.	69
Figura 80: Intensidad en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, offline.	69
Figura 81: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, offline.	70
Figura 82: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, offline.....	70
Figura 83: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, offline.....	70
Figura 84: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.	71
Figura 85: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.	72
Figura 86: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.	72
Figura 87: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.	73
Figura 88: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.	73
Figura 89: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo sin señal RPT activada. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.	74
Figura 90: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, offline.	74

Figura 91: Intensidad en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, offline.	75
Figura 92: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, offline.	75
Figura 93: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, offline.	76
Figura 94: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, offline.	76
Figura 95: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, offline.	77
Figura 96: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, offline.	77
Figura 97: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, offline.	78
Figura 98: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, offline.	78
Figura 99: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, offline.	79
Figura 100: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, offline.	79
Figura 101: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, offline.	80
Figura 102: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, offline.	81
Figura 103: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, offline.	81
Figura 104: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, offline.	81

Figura 105: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, offline.	82
Figura 106: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, offline.	82
Figura 107: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, offline.	83
Figura 108: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, offline.	83
Figura 109: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, offline.....	84
Figura 110: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, offline.....	84
Figura 111: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, online.....	85
Figura 112: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, online.....	86
Figura 113: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, online.....	86
Figura 114: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, online.....	87
Figura 115: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, online.....	87
Figura 116: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, online.....	88
Figura 117: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, online.....	88
Figura 118: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, online.	89

Figura 119: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, online.....	89
Figura 120: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, online.....	89
Figura 121: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, online.....	90
Figura 122: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, online.....	91
Figura 123: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, online.	91
Figura 124: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, online.	92
Figura 125: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, online.	92
Figura 126: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, online.....	93
Figura 127: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, online.....	93
Figura 128: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, online.....	94
Figura 129: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, online.....	94
Figura 130: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, online.....	94
Figura 131: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, online.....	95
Figura 132: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, online.....	95

Figura 133: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, online.	96
Figura 134: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, online.	96
Figura 135: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo.	96
Figura 136: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, online.	97
Figura 137: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, online.	98
Figura 138: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, online.	98
Figura 139: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, online.	99
Figura 140: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, online.	99
Figura 141: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, online.	100
Figura 142: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, online.	100
Figura 143: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, online.	101
Figura 144: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, online.	101
Figura 145: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, online.	101
Figura 146: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, online.	102
Figura 147: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, online.	103

Figura 148: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, online.	103
Figura 149: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, online.	104
Figura 150: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, online.	104
Figura 151: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, online.	105
Figura 152: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, online.	105
Figura 153: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, online.	106
Figura 154: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, online.	106
Figura 155: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, online.	106
Figura 156: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.	109
Figura 157: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.	109
Figura 158: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.	110
Figura 159: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.	110
Figura 160: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.	111
Figura 161: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.	111

Figura 162: Corrientes en ejes dq inyectadas por la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.	112
Figura 163: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.....	113
Figura 164: Disparo de las protecciones con la señal RPT activada vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.	113
Figura 165: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.	113
Figura 166: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.	114
Figura 167: Corrientes en ejes dq inyectadas en el sistema vs tiempo con KNCS=0 y RPT activado.....	114
Figura 168: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0 y RPT activado. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.....	115
Figura 169: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.....	116
Figura 170: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.....	116
Figura 171: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.....	117
Figura 172: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.	117
Figura 173: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.	118
Figura 174: Corrientes en ejes dq inyectadas en el sistema vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.	118
Figura 175: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.....	119

Figura 176: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	120
Figura 177: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	120
Figura 178: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	121
Figura 179: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	121
Figura 180: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	121
Figura 181: Corrientes en ejes dq inyectadas en el sistema vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	122
Figura 182: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	123
Figura 183: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.	124
Figura 184: Intensidad en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.	124
Figura 185: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.	125
Figura 186: Corriente en ejes dq inyectada en el sistema por la planta solar fotovoltaica vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.	125
Figura 187: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.	126
Figura 188: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.	127
Figura 189: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.	127

Figura 190: Disparo de protecciones vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.....	128
Figura 191: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.....	128
Figura 192: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.....	129
Figura 193: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.	130
Figura 194: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.	130
Figura 195: Disparo de protecciones vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.	130
Figura 196: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.	131
Figura 197: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.	131
Figura 198: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.....	132
Figura 199: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1, Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.....	133
Figura 200: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.....	133
Figura 201: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.....	134
Figura 202: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.....	134
Figura 203: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.....	135

Figura 204: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.....	135
Figura 205: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.....	136
Figura 206: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.....	137
Figura 207: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.....	137
Figura 208: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.....	138
Figura 209: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.....	138
Figura 210: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.....	139
Figura 211: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	140
Figura 212: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	140
Figura 213: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	141
Figura 214: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	141
Figura 215: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.	142
Figura 216: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.....	143
Figura 217: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.....	143

Figura 218: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.....	144
Figura 219: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.....	144
Figura 220: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.....	145
Figura 221: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.....	146
Figura 222: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.....	146
Figura 223: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.....	146
Figura 224: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.....	147
Figura 225: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.....	147
Figura 226: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.	148
Figura 227: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.	148
Figura 228: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.	149
Figura 229: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.	149
Figura 230: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.	150
Figura 231: Subsistema donde se publican y transmiten los valores muestreados de HiL.	164
Figura 232: Bloque MU de transmisión de señales de entrada y salida.	164

Figura 233: Bloques MU de transmisión de señales de tensión e intensidad.....	164
Figura 234: Bloques MU de transmisión de calidad de las señales de tensión e intensidad.	165
Figura 235: Características del bloque MU del subsistema Publish SV.	165
Figura 236: Subsistema donde se reciben señales y se envían mensajes GOOSE de HiL.	166
Figura 237: Bloque dentro del subsistema GOOSE donde se posibilita la creación del mensaje GOOSE.....	166
Figura 238: Parámetros modificables del bloque Goose Subscriber Enable del subsistema GOOSE.....	167
Figura 239: Bloque dentro del subsistema donde se escribe el mensaje GOOSE.....	167
Figura 240: Bloque dentro del subsistema donde se escribe el mensaje GOOSE.....	168
Figura 241: Esquema de la arquitectura del protocolo IEC 61850 [25].....	168

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen del funcionamiento de la protección de distancia según las diferentes localizaciones de falta en la línea [3].....	5
Tabla 2: Resumen del funcionamiento de la protección de distancia para diferentes impedancias de falta [3].....	6
Tabla 3: Resumen de actuación de las protecciones según el caso de estudio.....	152
Tabla 4: Parámetros de la red infinita del sistema de simulación.	159
Tabla 5: Parámetros de la línea del sistema de simulación.	159
Tabla 6: Parámetros del transformador conectado a la máquina síncrona.	160
Tabla 7: Parámetros de la máquina síncrona del sistema de simulación.....	161
Tabla 8: Parámetros del sistema de excitación de la máquina síncrona del sistema de simulación.....	161
Tabla 9: Parámetros de la turbina hidráulica de la máquina síncrona del sistema de simulación.....	162
Tabla 10: Parámetros de la carga conectada a la máquina síncrona.....	162
Tabla 11: Parámetros de la protección Mho de Artemis del sistema de simulación.	162
Tabla 12: Parámetros del transformador conectado a la planta solar fotovoltaica.....	163

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo introduce al lector la temática del trabajo. En la sección 1.1, se describe la motivación del proyecto. En la sección 1.2, se comenta la reseña bibliográfica más importante que trata el problema del proyecto. En la sección 1.3, se indica el objetivo del proyecto comprendiendo así las metas a cumplir. En la sección 1.4, se analiza la organización de la memoria para situar al lector.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Actualmente, la descarbonización del sector energético es un tema de vital importancia para combatir el calentamiento global. La transición energética va a elevar de forma muy significativa la penetración de fuentes renovables de generación de energía eléctrica, teniendo como principales ejemplos la generación eólica y la solar fotovoltaica. En la actualidad la penetración de estos tipos de sistemas no es superior al 40% del total de potencia instalada en el sistema [1], valor a partir del cual se considera como fuentes de energía renovables altamente introducidas. Se calcula que para el año 2050 el nivel de penetración de energías renovables podría alcanzar el 90% de la capacidad total del sistema.

Una de las principales características de las fuentes renovables de generación es que están conectadas a la red de transporte a través de inversores basados en electrónica de potencia. Este tipo de generación muestra varias particularidades con respecto a la generación de energía eléctrica convencional a través de grandes centrales basadas en combustibles fósiles. Entre ellas, cabe destacar (i) la naturaleza estocástica de las energías renovables, que supone intermitencias en el suministro eléctrico por parte de estas fuentes; (ii) el hecho que estas fuentes se conectan a través de inversores, y por lo tanto no contribuyen a aumentar la inercia del sistema ante perturbaciones, aumentando por tanto el riesgo de problemas en la red relacionados con variaciones de la frecuencia del sistema; y (iii) las fuentes conectadas a través de inversores no contribuyen a las corrientes de cortocircuito, sólo suministrando corrientes de secuencia positiva.

El punto (iii) implica que se deben considerar modelos de protección de la red de transporte adaptados a estas nuevas condiciones del sistema para afrontar las posibles perturbaciones del sistema tales como cortocircuitos. Este es el objetivo y la motivación del presente trabajo teniendo en cuenta que la protección de la red de transporte más utilizada es la de distancia.

Las características de la generación conectada a la red a través de inversores plantean como incógnita el funcionamiento de las protecciones. El paquete de trabajo 4 del proyecto europeo MIGRATE ha estudiado el funcionamiento de las protecciones de distancia en un escenario de masiva penetración de generación conectada a la red a través de inversores [2]. En MIGRATE, el análisis de comportamiento de protecciones de distancia se basa en la conexión de protecciones comerciales al simulador de tiempo real RTDS ([3]- [4]).

El IIT dispone del simulador de tiempo real OPAL-RT, el cual se basa en modelos implementados en Matlab/Simulink. El simulador además incluye la funcionalidad conocida como *Hardware-in-the-Loop* (HiL), la cual permite la conexión de dispositivos de hardware tales como aparatos de medida o protecciones con el modelo que se va a simular, de forma que dichos dispositivos interactúen en tiempo real con la evolución del sistema simulado a través de señales I/O. La comunicación de un simulador de tiempo real con una protección requiere generalmente unos amplificadores muy costosos. Una alternativa a la comunicación entre el simulador de tiempo real OPAL-RT y una protección es la utilización de la norma IEC 61850.

El ICAI tiene una larga tradición de colaboración con Schneider (antes AREVA). Schneider ha realizado numerosas donaciones que han permitido el equipamiento del laboratorio de protecciones. En este sentido, Schneider ha donado dos equipos de protecciones P543 con comunicación vía norma IEC 61850, que se podrían conectar como HiL en el simulador OPAL-RT. De esta forma se evitaría la adquisición de costosos amplificadores.

La principal razón del estudio es porque en el futuro, los sistemas eléctricos estarán altamente alimentados por energías renovables. No toda la generación renovable hace uso de inversores en los sistemas eléctricos como por ejemplo la generación hidráulica. Por ello

es necesario estudiar la introducción de los sistemas de generación renovables que tienen inversores.

El proyecto se realiza para comprobar las posibles dificultades que tienen las protecciones en el despeje de faltas que se han observado en otros trabajos previos y estudiar posibles soluciones a dichos problemas. Algunas consecuencias que derivan del fallo de las protecciones en el sistema son el deterioro de componentes en el sistema, efecto cascada e incluso se pueden llegar a producir blackouts.

Además, se prueba la protección en el simulador en tiempo real para comprender mejor su funcionamiento en cada momento.

El proyecto en cuestión está alineado con el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7 “Energía Asequible y no Contaminante” ya que está compuesto por generación renovable. Para permitir avanzar en la transición energética e incrementar de forma rápida y eficiente la penetración de renovables, hay que asegurar que la red eléctrica es suficientemente segura y fiable, y que los elementos de protección juegan un rol crucial en este sentido. Si se consigue este objetivo se puede alcanzar el Objetivo de Desarrollo Sostenible anteriormente mencionado para aumentar el desarrollo económico, social y medioambiental de la sociedad.

1.2 RESEÑA BIBLIOGRÁFICA

Según se indica en [1], cuando se tiene una alta penetración de energía eólica en el sistema, es necesaria la evaluación de las protecciones para su correcto funcionamiento.

La potencia producida por la energía renovable es variable y depende de factores naturales como la velocidad del viento lo cual produce que la corriente también es variable. Todo ello se traduce en cambios en las tensiones de los nudos de la red, condición que afecta en la impedancia que visualiza la protección de distancia. Esto provoca problemas al detectar faltas en el sistema y la protección no siempre actúa cuando debe hacerlo.

Esta cuestión no se presenta en la generación convencional con máquinas síncronas ya que no introducen esa variabilidad en corriente y/o tensión. Por ello, es necesaria la comparación

entre lo que sucede con la generación renovable basada en inversores y la generación síncrona para poder comprender el problema y encontrar la mejor solución.

Otro factor que puede afectar a la protección de distancia es el tipo de falta aplicada sobre la línea. Los tipos de falta que más influyen en el error de actuación por parte de la protección son trifásica y bifásica [1]. En el caso de aerogeneradores, esto se debe a la resistencia del rotor del aerogenerador y la resistencia *crowbar*, las cuales transforman la falta en falta de alta impedancia que no detecta la protección de distancia.

En [5] se analiza más detalladamente el problema y se llega a la conclusión de que la falta más problemática es la bifásica según las investigaciones. Se produce un retraso en la actuación de las protecciones por la trayectoria de la impedancia.

En [4] se concluye que, en el estudio del paquete 4 del proyecto MIGRATE, las faltas bifásicas son las más problemáticas para el correcto funcionamiento de las protecciones de distancia. También que las turbinas eólicas del tipo 4 proporcionan una inyección de corriente diferente que los generadores síncronos tradicionales, aspecto a tener en cuenta para mejorar los métodos de protección.

La protección de distancia tiene diferentes tiempos de actuación según la zona en la que se aplique la falta. Existen tres zonas de actuación para una protección de distancia. Esto se detallará más en el capítulo II de este trabajo.

Se demuestra que cuando el sistema está alimentado un 100% por un parque de paneles fotovoltaicos [3], la protección de distancia no actúa ni en la primera zona de la línea ni en la segunda, cuando se aplica una falta trifásica o una falta bifásica en la línea. Todo ello se resume en la Tabla 1.

Escenario	Localización de la falta (%)	Tipo de falta							
		Monofásica-tierra		Bifásica		Bifásica-tierra		Trifásica	
		Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2
Generación síncrona	50	✓		✓		✓		✓	
	70	✓		✓		✓		✓	
	75	✓		✓		✓		✓	
	77	✓		✓		✓		✓	
	80	✓		✓		✓		✓	
	82		✓		✓		✓		✓
	85		✓		✓		✓		✓
	90		✓		✓		✓		✓
Generación síncrona y generación solar fotovoltaica	50	✓		✓		✓		✓	
	70	✓		✓		✓		✓	
	75	✓		✓		✓		✓	
	77	✓		✓		✓		✓	
	80	✓		✓		✓		✓	
	82		✓		✓		✓		✓
	85		✓		✓		✓		✓
	90		✓		✓		✓		✓
Generación solar fotovoltaica	50	✓		x		✓		x	
	70	✓		x		✓		x	
	75	✓		x		✓		x	
	77	✓		x		✓		x	
	80	✓		x		✓		x	
	82		✓		x		✓		x
	85		✓		x		✓		x
	90		✓		x		✓		x

Tabla 1: Resumen del funcionamiento de la protección de distancia según las diferentes localizaciones de falta en la línea [3].

Por otro lado, en la Tabla 2, se resume el funcionamiento de las protecciones de distancia según el escenario de generación en el sistema y según la impedancia de falta [3]. Estos escenarios se han considerado en faltas localizadas al 80% de la longitud de la línea (por eso sólo se considera la primera zona de la línea).

- En el caso de generación síncrona, se observa que cuando se tienen altas impedancias de falta hace que la trayectoria de la impedancia se sitúe fuera de la zona de protección.
- En el caso de la generación con paneles fotovoltaicos se observa que el error en faltas bifásicas y trifásicas la protección no detecta la falta y por eso no actúa.

Escenario	Impedancia de falta	Tipo de falta			
		Monofásica-tierra	Bifásica	Bifásica-tierra	Trifásica
		Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1
Generación síncrona	0,1	✓	✓	✓	✓
	1	✓	✓	✓	✓
	10	✓	x	x	x
	100	x	x	x	x
Generación solar fotovoltaica	0,1	✓	x	✓	x
	1	✓	x	✓	x
	10	✓	x	x	x
	100	x	x	x	x

Tabla 2: Resumen del funcionamiento de la protección de distancia para diferentes impedancias de falta [3].

Una de las causas de que no funcionen las protecciones en algunas ocasiones es la reducción o hasta eliminación de la corriente de secuencia inversa de cortocircuito. Esta disminución es debida al control de corriente de secuencia inversa de los inversores como los que se utilizan en aerogeneradores Tipo 4. Se comprueban las componentes simétricas en el análisis para comprobar el equilibrio de las tensiones en el sistema. Las consecuencias que se producen sobre las protecciones de distancia son que la impedancia medida cuando se produce la falta se ve afectada al no haber corriente de secuencia negativa ya que el sistema estaría desequilibrado. Otro problema sería la falta asimétrica que se produce con las corrientes dispares. Esto derivaría en una asimetría en las tensiones de secuencias directa, inversa y homopolar lo cual se traduce en que si hay fases del sistema que no sufren la falta, se pueden observar sobretensiones [6].

Una de las soluciones que se proponen, p. ej. [7], es añadir un aerogenerador con diferentes métodos de control y un convertidor con otras unidades base para proporcionar corriente de secuencia negativa cuando haya una falta.

1.3 OBJETIVO DE LA MEMORIA

El objetivo del proyecto es la simulación en tiempo real de actuación de protecciones de línea en sistemas eléctricos con elevada penetración de generación renovable conectada a través de inversores utilizando el simulador en tiempo real OPAL-RT, basado en modelos de Simulink, y el entorno de simulación creado será la base para un estudio futuro de la interacción de una protección de Schneider conectada como HiL con el OPAL-RT. El simulador de tiempo real y la protección de línea se comunicarán a través del protocolo IEC 61850.

1.4 ORGANIZACIÓN DE LA MEMORIA

A continuación, se detalla la organización de esta memoria

En el capítulo 2 se analizan los componentes simétricos y los tipos de faltas. Posteriormente se realiza un estudio de la protección de distancia y la protección diferencial. Se proporciona su descripción y modelado detallando las características y modo de funcionamiento. Después se describe la protección proporcionada por Schneider P543.

En el capítulo 3 se describen los entornos de simulación empleados. En primer lugar, se analiza el método general de modelado en el entorno de Simulink. En segundo lugar, se describe la simulación en tiempo real, OPAL-RT (hardware) y RT-LAB (software). Por último, en tercer lugar, se introduce la conexión entre la protección física proporcionada por Schneider y OPAL-RT a través de Hardware-In-The-Loop (HiL).

En el capítulo 4 se describen los casos de estudio utilizados y después se analizan los resultados. El primer caso estudio está basado en generación síncrona y el segundo basado en generación renovable, concretamente, generación solar fotovoltaica.

En el capítulo 5 se concluye el proyecto con unas reflexiones finales sobre lo aprendido del problema planteado al inicio de este.

Por último, en el Anexo se indican los parámetros del sistema, el protocolo de HiL IEC 61850 y una reflexión sobre los objetivos de desarrollo sostenible abordados en el trabajo.

Capítulo 2. PROTECCIÓN DE DISTANCIA Y DIFERENCIAL

En este capítulo se describe la protección utilizada para el estudio de este proyecto. En la sección 2.1, se introducen los conceptos de componentes simétricos y los tipos de falta que existen en las líneas de transporte. En la sección 2.2, se realiza una descripción de las protecciones de distancia y diferencial. En la sección 2.3 se describe el modelado de las protecciones. Por último, en la sección 2.4, se detalla la protección proporcionada por Schneider.

2.1 COMPONENTES SIMÉTRICOS Y TIPOS DE FALTAS

Las faltas que aparecen en las líneas pueden ser simétricas o asimétricas [8].

- Faltas simétricas. La falta afecta a las tres fases de la línea. El sistema permanece balanceado y el cortocircuito se puede resolver analizando las variables en una sola fase como si se tratara de una falta monofásica.
- Faltas asimétricas. En este tipo de faltas sólo hay implicadas una o dos fases donde el sistema no permanece balanceado. Estas faltas son más difíciles de analizar ya que no se puede aplicar la simplificación de resolver la falta con las variables de una sola fase. Se utiliza la representación de las tres fases donde se aplica el método de las componentes simétricas.

Un sistema con n fasores puede resolverse a través de n sistemas de fasores balanceados denominados componentes simétricas de los fasores originales.

Por lo tanto, en un sistema de tres fases, el conjunto de tres fasores asimétricos se resuelve a través de tres sistemas simétricos de fasores [9]. En estos sistemas, las corrientes y las tensiones de diferentes secuencias no se ven afectadas entre sí. Por ejemplo, la corriente de

una secuencia sólo puede afectar a la tensión de esa misma secuencia. Esto permite que las corrientes fluyen en una red independiente asociada sólo con una secuencia determinada.

Para analizar la actuación de un sistema donde ocurre una falta asimétrica, existe una interconexión entre las redes de secuencia en el punto de la falta para reflejar la interacción de cantidades de diferentes secuencias por la asimetría de la falta.

A continuación, se describen los sistemas simétricos de fasores.

1. Componentes de secuencia directa representadas en la Figura 5. Sistema balanceado de tres fasores que disponen de la misma secuencia que los fasores originales.

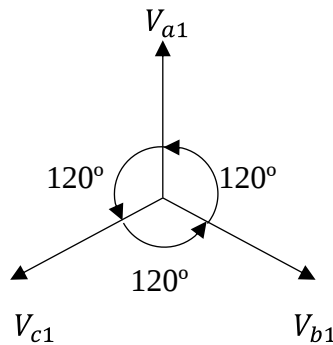


Figura 5: Componentes de secuencia directa

2. Componentes de secuencia inversa representadas en la Figura 6. Sistema balanceado de tres fasores que disponen de una secuencia opuesta comparada a la de los fasores originales.

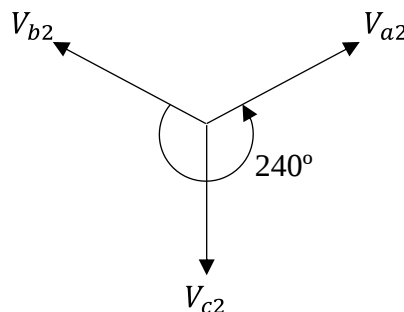


Figura 6: Componentes de secuencia inversa

3. Componentes de secuencia homopolar representadas en la Figura 7. Dispone de tres fasores iguales en magnitud y fase.

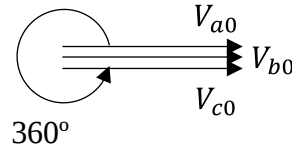


Figura 7: Componentes de secuencia homopolar

Por otro lado, es importante conocer los tipos de faltas que existen en las líneas de transporte para el análisis de los proyectos. En la Figura 8 se representan las tensiones y corrientes de falta en una línea trifásica.

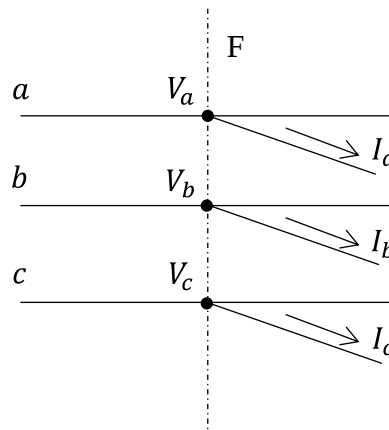


Figura 8: Representación de tensiones y corrientes de falta

Se distinguen los siguientes tipos de faltas.

- Falta monofásica a tierra. Como se observa en la Figura 9, la fase *a* es cortocircuitada a tierra en el punto F de la línea. Las otras dos fases no sufren cortocircuito. Las ecuaciones que se aplican en este tipo de falta son las siguientes.

$$V_a = 0,$$

$$I_b = I_c = 0.$$

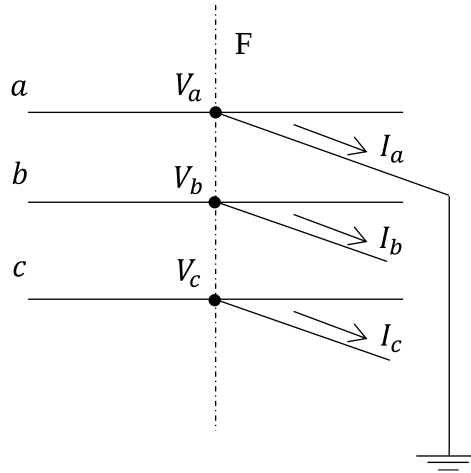


Figura 9: Esquema de falta monofásica a tierra

Para poder resolver la falta asimétrica es necesaria la transformación de fases asimétricas a componentes simétricas directa, inversa y homopolar. Las ecuaciones se especifican a continuación.

$$V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = V_a = 0,$$

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{I_a}{3}.$$

El esquema de conexión de secuencias se representa en la Figura 10 donde cada esquema de secuencia es conectado entre sí a través de conexión en serie. Además, se pueden ver reflejadas de manera esquemática las ecuaciones anteriores.

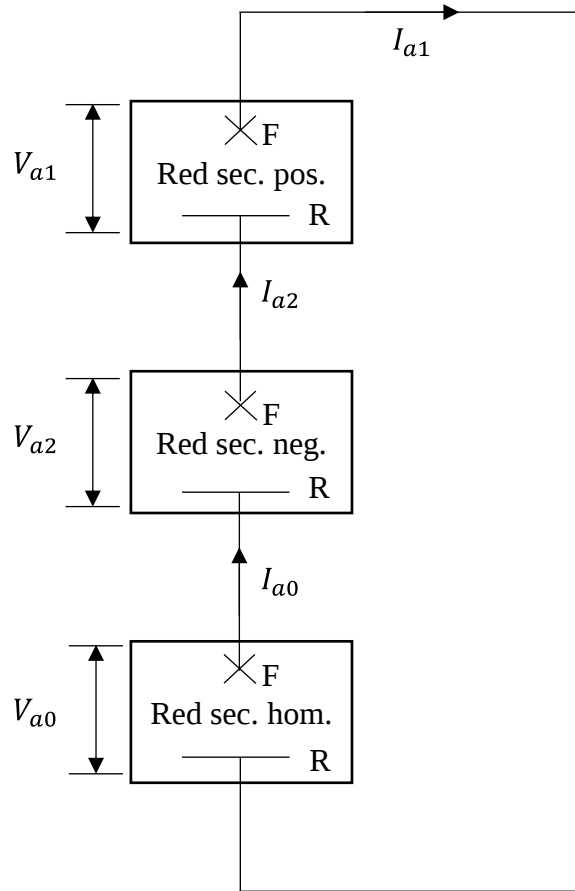


Figura 10: Conexión de redes con falta monofásica a tierra

- Falta bifásica. En este caso se cortocircuitan las fases b y c como se observa en la Figura 11. Las ecuaciones aplicadas a este caso son las siguientes.

$$V_b = V_c,$$

$$I_a = 0,$$

$$I_b + I_c = 0.$$

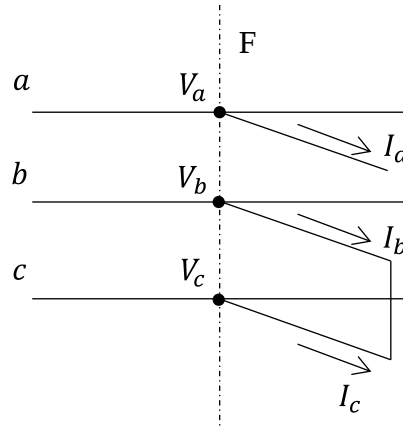


Figura 11: Esquema de falta bifásica

Al igual que en el caso anterior, es necesaria la transformación de las fases originales a componentes simétricas. A continuación, se especifican las ecuaciones en términos de componentes simétricas.

$$V_{a1} = V_{a2},$$

$$I_{a1} + I_{a2} = 0,$$

$$I_{a0} = 0.$$

El esquema de conexión de secuencias se representa en la Figura 12. Al no existir conexión con tierra, la secuencia homopolar no está presente.

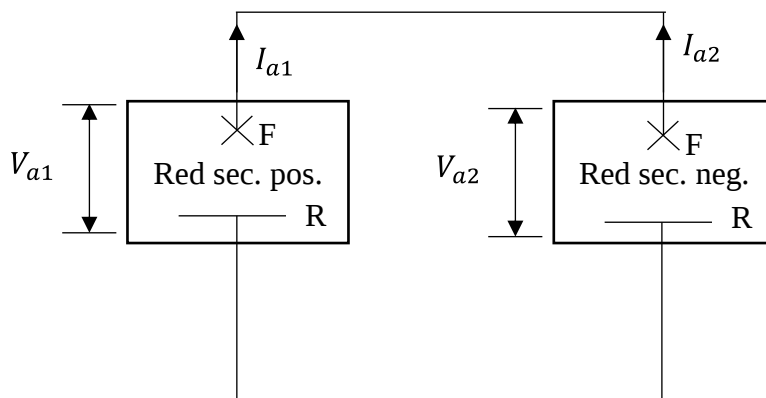


Figura 12: Conexión de redes con falta bifásica

- Falta bifásica a tierra. En este tipo de falta el cortocircuito entre las fases b y c también está cortocircuitado con tierra como se observa en la Figura 13. Las ecuaciones aplicadas a este caso son las siguientes.

$$V_b = V_c = 0,$$

$$I_a = 0,$$

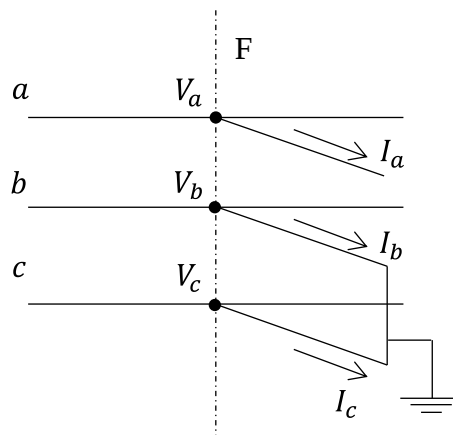


Figura 13: Esquema de falta bifásica a tierra

A continuación, se especifican las ecuaciones en términos de componentes simétricas necesarias para la resolución del cortocircuito.

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0},$$

$$I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0.$$

El esquema de conexión de secuencias se representa en la Figura 14. En este caso sí existe conexión con tierra y por ello la secuencia homopolar no es despreciable. Los esquemas de conexión de secuencia son conectados en paralelo.

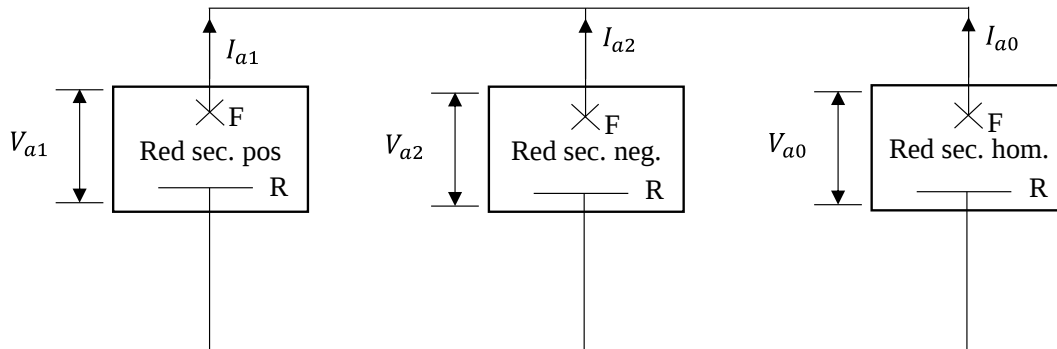


Figura 14: Conexión de redes con falta bifásica a tierra

- Falta trifásica. En este caso las tres fases están conectadas entre sí formando un cortocircuito como se refleja en la Figura 15.

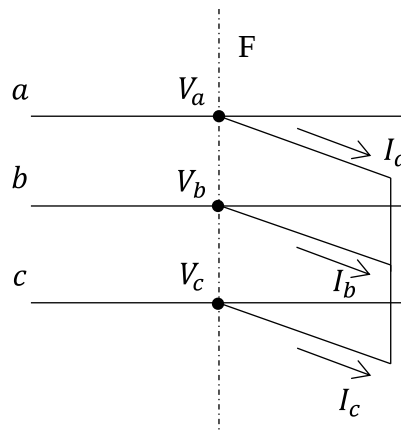


Figura 15: Esquema de falta trifásica

Las ecuaciones correspondientes a este tipo de falta son las que se indican a continuación.

$$I_a + I_b + I_c = 0,$$

$$V_a = V_b = V_c = 0.$$

Al transformar el sistema de fasores original en un sistema balanceado con componentes simétricas se establecen las siguientes ecuaciones.

$$I_{a0} = 0,$$

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} = 0.$$

En este caso no hay secuencia inversa ni secuencia homopolar resultando las tensiones iguales a cero en estas dos secuencias. Sólo se encuentra la secuencia directa en el esquema del sistema como se observa en la Figura 16.

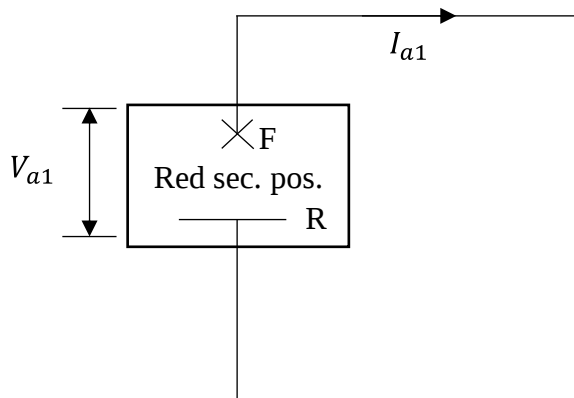


Figura 16: Conexión de redes con falta trifásica

2.2 DESCRIPCIÓN

El objetivo principal de una protección es localizar y determinar una perturbación, por ejemplo, un cortocircuito, como indica [10]. Después, procede a la actuación de la protección para despejar el cortocircuito en un tiempo lo más reducido posible e inhabilitando la menor parte del sistema. Posteriormente, se estudia el problema que haya causado la perturbación para solucionarlo y disponer del sistema eléctrico en plenas condiciones volviendo a conectar la parte desconectada del mismo.

La protección de distancia [11] es probablemente la más utilizada en las redes de transporte y por tanto es considerada comúnmente como protección principal. Frecuentemente, se cuenta con una protección de respaldo (por ejemplo, diferencial) que actúa en caso de no actuación de la protección principal.

La protección principal es la que localiza el cortocircuito. La protección de distancia calcula la impedancia vista por la protección partiendo de las medidas de tensión y de corriente [12]. En concreto, la impedancia calculada es la de secuencia directa a la falta. Establece unas zonas de actuación en la línea y un tiempo de despeje de las perturbaciones. Como indica [12], esta protección actúa independientemente del tipo de falta aplicada sobre la línea.

La protección de distancia se puede diferenciar según sus curvas características.

- Ohm: detecta faltas hacia delante y hacia atrás.
- Mho: detecta faltas hacia delante.
- Mho con offset: detecta faltas hacia delante y es capaz de detectar faltas hacia atrás que estén situadas cerca de la protección.

La protección de distancia utilizada en este trabajo es del tipo Mho por ser la curva característica más común utilizada en este tipo de protecciones.

La protección de respaldo diferencial tiene como función la actuación en caso de cortocircuito si la protección principal no funcionara. Esto llega a suceder en las zonas más lejanas a la protección principal de distancia o en el caso de que la protección de distancia no actuara correctamente. Lo hace a través de una función diferente de actuación. Actúa de manera local o remota [10]

La protección diferencial calcula las corrientes vistas en dos lados diferentes de la línea mediante transformadores de intensidad. De dichos transformadores salen unas líneas derivadas donde calcula la igualdad de corrientes tal y como describe la sección 2.3.2.

2.3 MODELADO

En esta sección se formula el modelo más utilizado de protección de distancia y diferencial.

2.3.1 PROTECCIÓN PRINCIPAL DE DISTANCIA

La protección de distancia de tipo Mho actúa en función del cálculo de la impedancia total vista desde la protección hasta la falta. Este valor de impedancia se compara con la impedancia de la línea total. Se tiene en cuenta tanto el módulo de la impedancia como el ángulo. Este tipo de protección solo detecta faltas que se encuentren hacia delante en el sistema con respecto a un punto de referencia definido.

Existen dos casos diferenciados a la hora de calcular la impedancia vista por la protección. En estos casos se simplifica la red por el equivalente de Thèvenin representado en la Figura 17. Si no existe falta en la línea, la impedancia vista por la protección es la suma de la

impedancia de la línea más la impedancia de la carga. Por el contrario, si la falta está localizada en algún punto de la línea, la impedancia vista por la protección es la impedancia de la línea hasta donde llega la falta, es decir, la impedancia de la línea multiplicada por un factor x que representa el porcentaje de la longitud de la línea de acuerdo con la expresión $Z = \frac{V}{I} = x \cdot Z_L$.

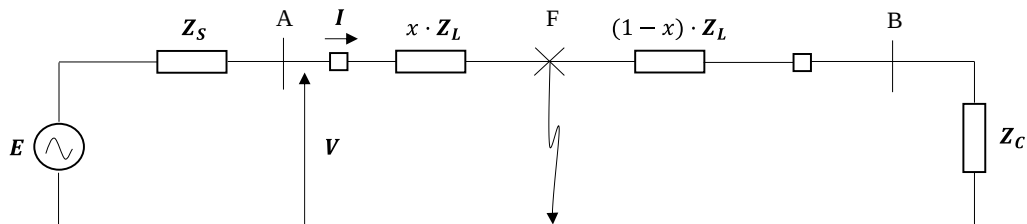


Figura 17: Esquema de la red con protección de distancia [12]

En la Figura 18 viene representada la impedancia de ajuste de la protección Z_M y la impedancia de la línea Z_L . La impedancia de ajuste de la protección es la máxima impedancia a la que la protección de distancia actúa. Esto supone que para una falta localizada con una impedancia mayor que la de ajuste la protección de distancia no actúa. En el caso de una protección de distancia Mho los valores de la impedancia de línea y la de ajuste son iguales. Si la impedancia medida cuando se produce la falta Z es inferior a la impedancia de la línea Z_L , la protección actúa. Además, también hay que tener en cuenta el ángulo de dicha impedancia, γ .

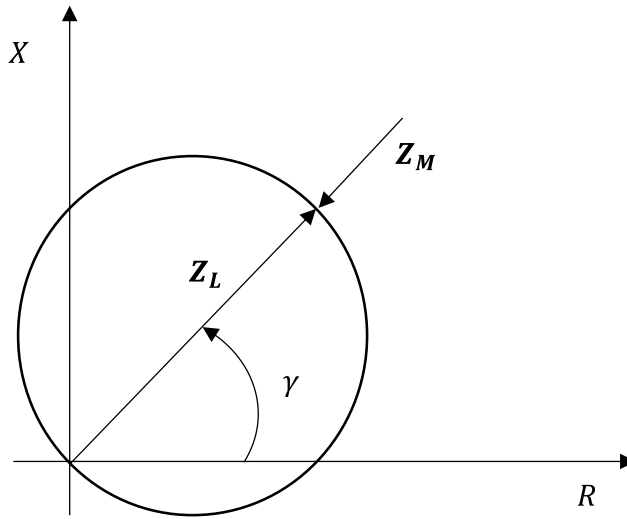


Figura 18: Característica Mho de la protección de distancia

El cálculo exacto de la impedancia vista por la protección se representa en la característica Mho de la protección de distancia de la Figura 19. Este caso corresponde al funcionamiento en condiciones normales. Se multiplica la impedancia de la línea por 0.8 ya que las corresponde a la detección de faltas en la primera zona. Este caso calcula la impedancia vista por la protección a través de la siguiente ecuación $Z = \frac{V}{I} = Z_L + Z_C$.

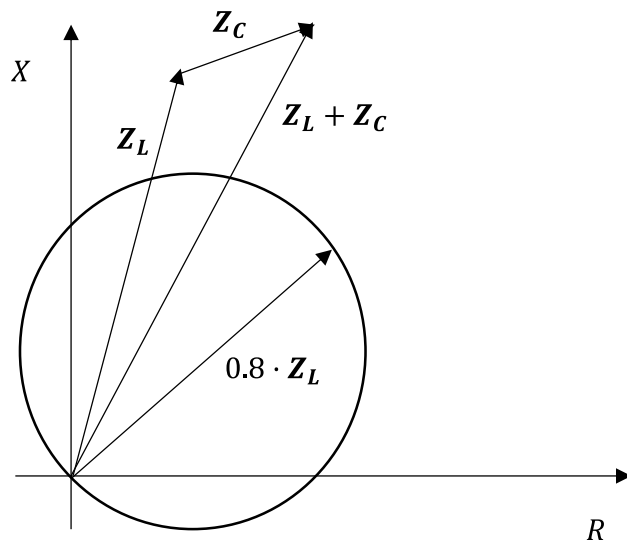


Figura 19: Representación de la impedancia vista por la protección en la característica Mho de la protección de distancia [12]

Por el contrario, si la falta estuviera localizada al final de la línea, la representación de la impedancia quedaría como en la Figura 20. Si estuviera localizada en un punto intermedio de la línea, resultaría una representación como la de la Figura 21.

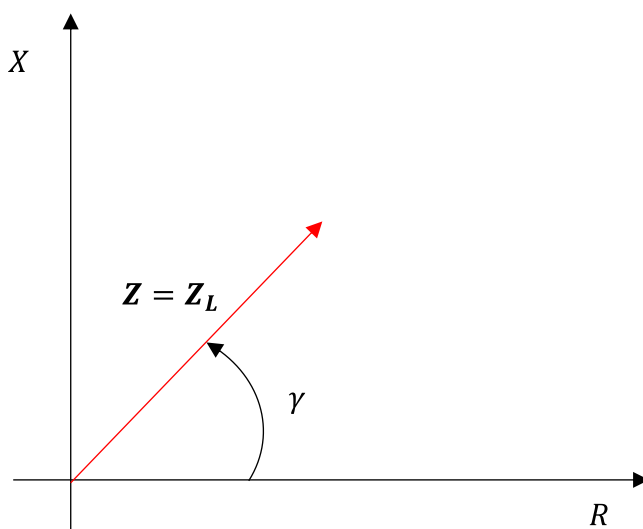


Figura 20: Falta localizada al final de la línea [13]

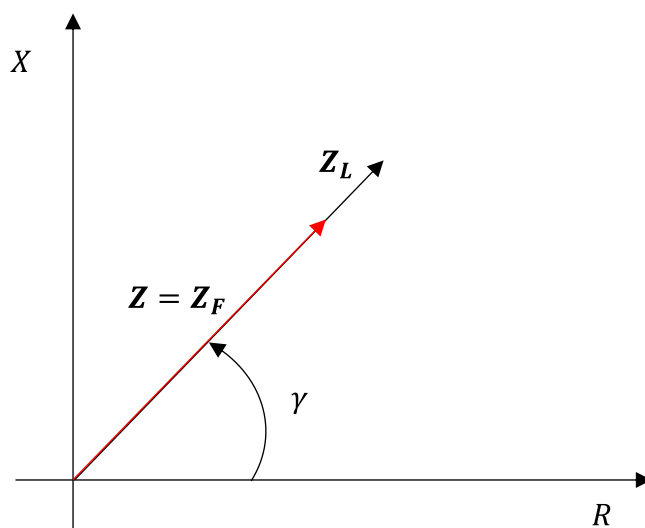


Figura 21: Falta localizada en un punto intermedio “F” de la línea [13]

El esquema de actuación de la protección de distancia viene reflejado en la Figura 22, donde se representan dos líneas de transporte conectadas en el punto (bus) B.

Tomando como origen el bus A, si la falta ocurriera en la zona 1, la protección tarda un tiempo de escasos milisegundos en actuar. Este tiempo es el que transcurre desde que tiene lugar la falta hasta que se detecta por la protección y actúa. Por ello, se puede considerar que

la actuación es instantánea. Sin embargo, para zonas más alejadas, como las zonas 2 y 3 de la línea 1, necesitan protección de respaldo porque los tiempos de despeje de la falta son mayores. Para una falta sobre la zona 2 el tiempo de actuación se encuentra entre 300 ms y 500 ms y sobre la zona 3 entre 800 ms y 1500 ms.

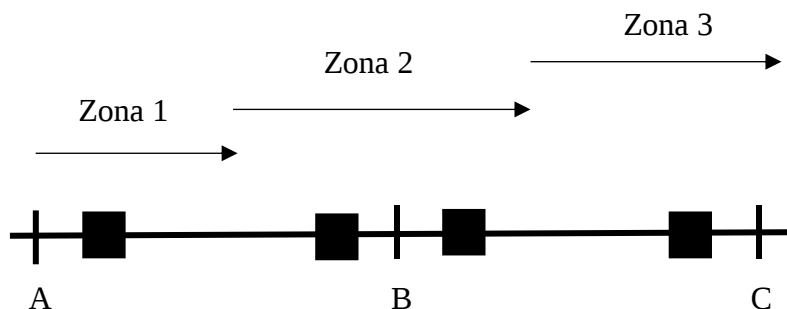


Figura 22: Zonas de protección de distancia.

La primera zona de actuación de la protección Z1 llega típicamente hasta el 80% de la longitud de la línea 1. La segunda zona Z2 hasta entre el 80% y el 150% de la longitud de la línea 1. Finalmente, la tercera zona Z3 actúa desde el 150% de la longitud de la línea 1 hasta el 250%. Todo ello queda reflejado en la Figura 23 junto con los tiempos de actuación de cada zona.

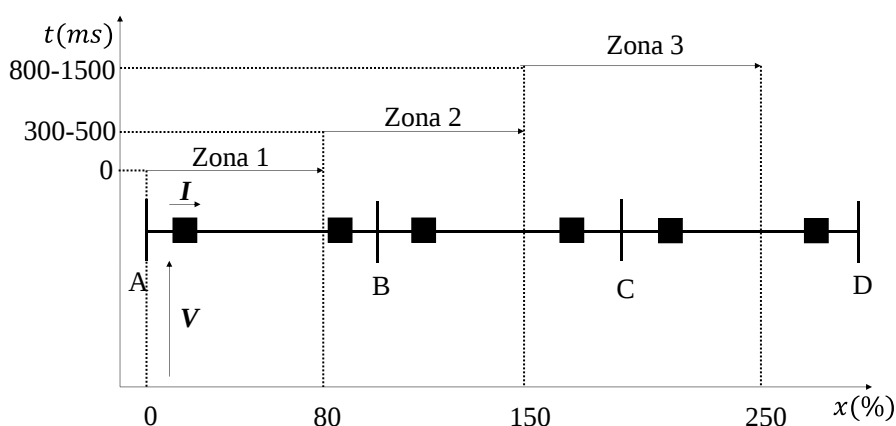


Figura 23: Zonas de actuación de la protección de distancia [12]

Para poder diferenciar las distintas zonas de actuación dentro de la zona característica se disponen de curvas parametrizadas según las distancias de actuación en la línea como

muestra la Figura 24. Así se puede analizar de manera visual si la protección debe actuar o no y en qué zona y tiempo debe hacerlo.

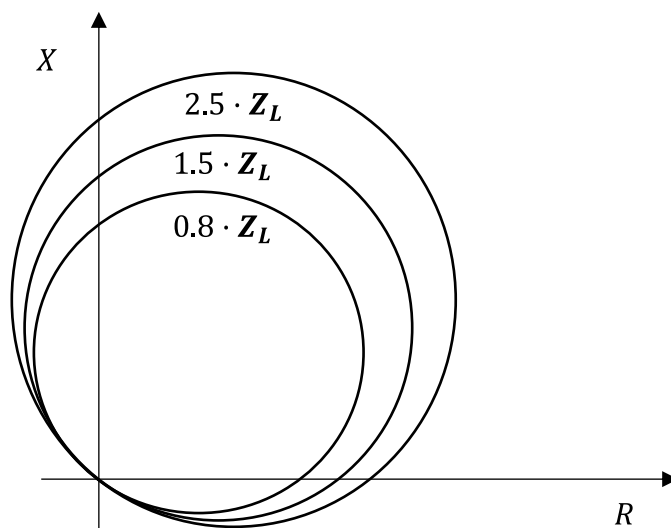


Figura 24: Característica Mho de la protección de distancia según las zonas de actuación en la línea de transporte.

La protección de distancia puede presentar dos tipos de inconvenientes [13].

- Subalcance. El relé no es capaz de despejar faltas internas. Esto se debe a que no es capaz de medir bien la intensidad ($I_{medida} < I_{real}$) y/o la tensión ($V_{medida} > V_{real}$) y esto deriva en errores de cálculo en la impedancia ($Z_{medida} > Z_{real}$). En el relé representado en la Figura 26, el término $Z <$ indica una comparación de la impedancia. Si la impedancia medida es menor que la impedancia de ajuste de la línea, la protección actúa. En la Figura 26, la falta se produce dentro del alcance de la impedancia Z_M , pero no actúa el relé porque lo sitúa fuera del límite Z_M en la Figura 25, midiendo erróneamente la impedancia.

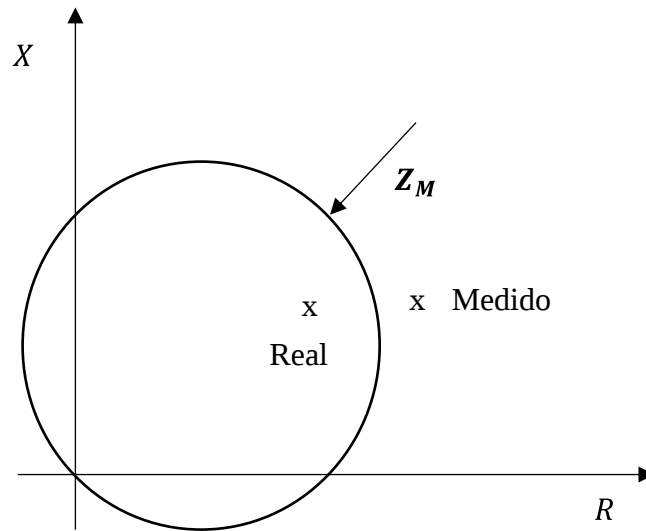


Figura 25: Error de subalcance de la protección de distancia con característica Mho.

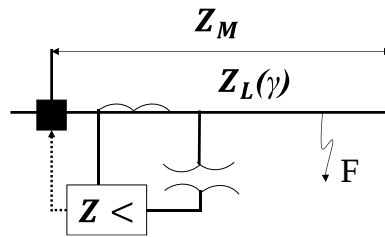


Figura 26: Esquema de la localización de la falta en la línea para representar el error de subalcance de la protección de distancia

- **Sobrealcance.** En este caso la protección actúa con faltas externas cuando no debería actuar. Como se observa en la Figura 27 y en la Figura 28, la impedancia medida está dentro del radio de actuación de la protección cuando no debería estarlo. En la Figura 28 se observa que la falta está aplicada fuera del límite de detección del relé.

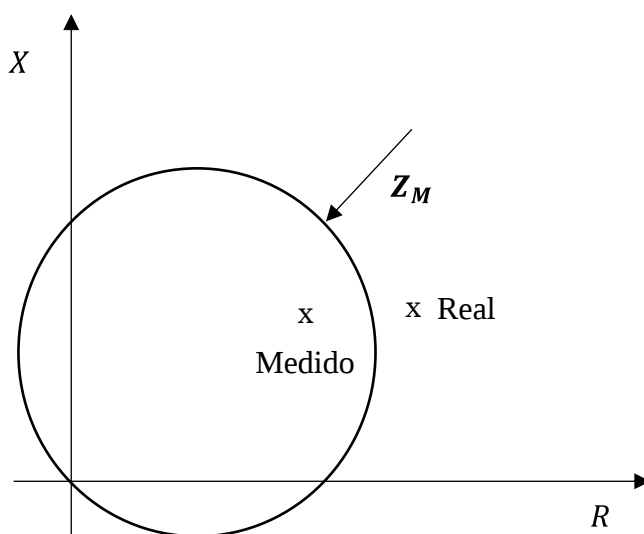


Figura 27: Error de sobrealcance de la protección de distancia con característica Mho.

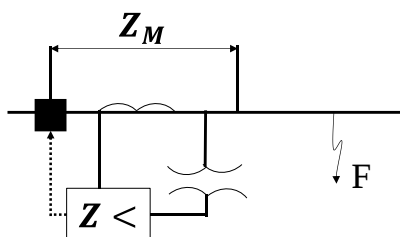


Figura 28: Esquema de la localización de la falta en la línea para representar el error de sobrealcance de la protección de distancia

2.3.2 PROTECCIÓN DE RESPALDO DIFERENCIAL

En la Figura 29 y en la Figura 30, se dispone de esquemas de funcionamiento genérico de una protección diferencial. La protección actuaría cuando, debido a un cortocircuito, las corrientes que circulan por sendos extremos de la línea no sean iguales.

Cuando la falta ocurre fuera de la zona de la línea como en la Figura 29, la suma de corrientes en la protección diferencial es igual a cero y la protección no actúa. La corriente que entra por la línea es igual a la corriente que sale por ella.

Sin embargo, cuando la falta se produce en la zona de la línea como en la Figura 30, la suma de corrientes es distinta de cero y la protección actúa para proteger a la línea de esta

perturbación. La corriente que entra por la línea no es igual a la corriente que sale por ella. Parte de dicha corriente se desvía hacia la falta.

Las ecuaciones de funcionamiento de la protección diferencial quedan reflejadas en la parte inferior de cada figura.

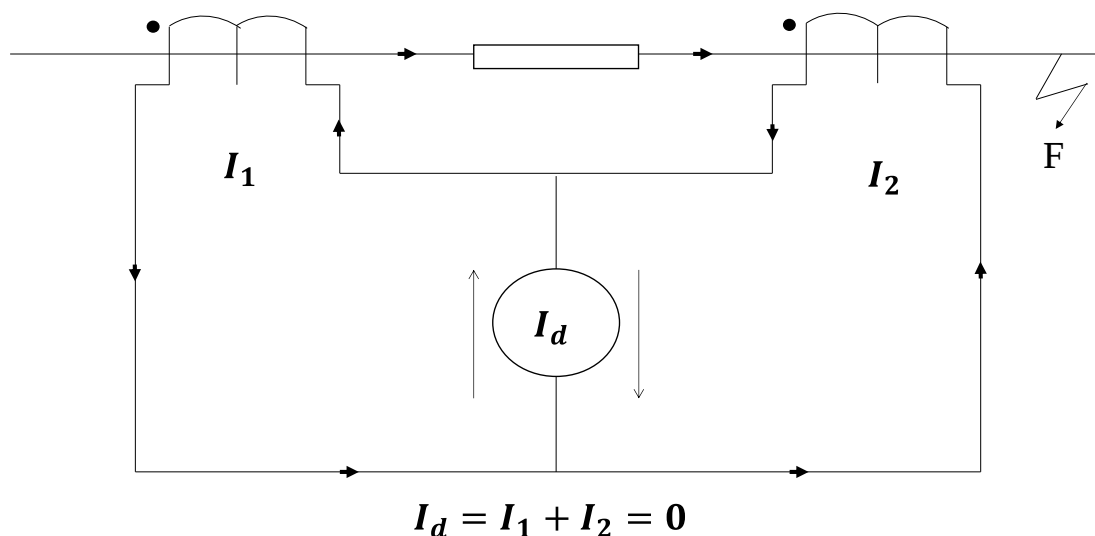


Figura 29: Esquema de funcionamiento de protección diferencial en condiciones de no actuación de la protección.

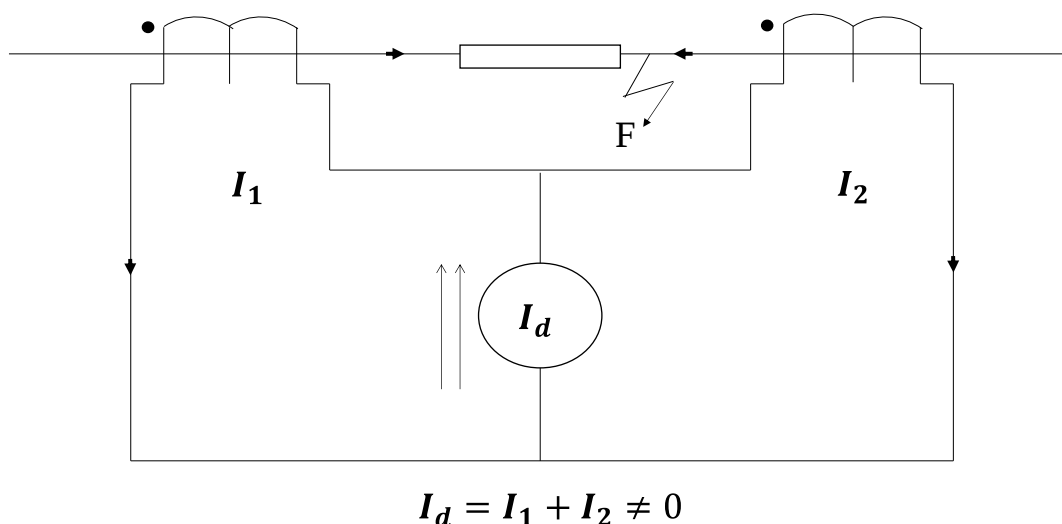


Figura 30: Esquema de funcionamiento de protección diferencial en condiciones de actuación de la protección

Un problema detectado en las protecciones diferenciales es la medición de corrientes diferenciales erróneas y el funcionamiento erróneo de los relés diferenciales [14]. Para que no ocurra esto, se utiliza un umbral para la actuación de las protecciones. En la Figura 31 se representa la corriente $I_{limitación}$ que incluye el umbral mencionado. Esta corriente aumenta cuando se incrementa la corriente diferencial. Se utilizan dos pendientes en la característica de control: K1 para compensar el desequilibrio de las corrientes medidas en la protección diferencial y K2 para compensar la saturación de altos valores de corriente. La zona inicial no tiene pendiente ya que para unas menores intensidades la protección es capaz de actuar correctamente al existir un menor porcentaje de error.

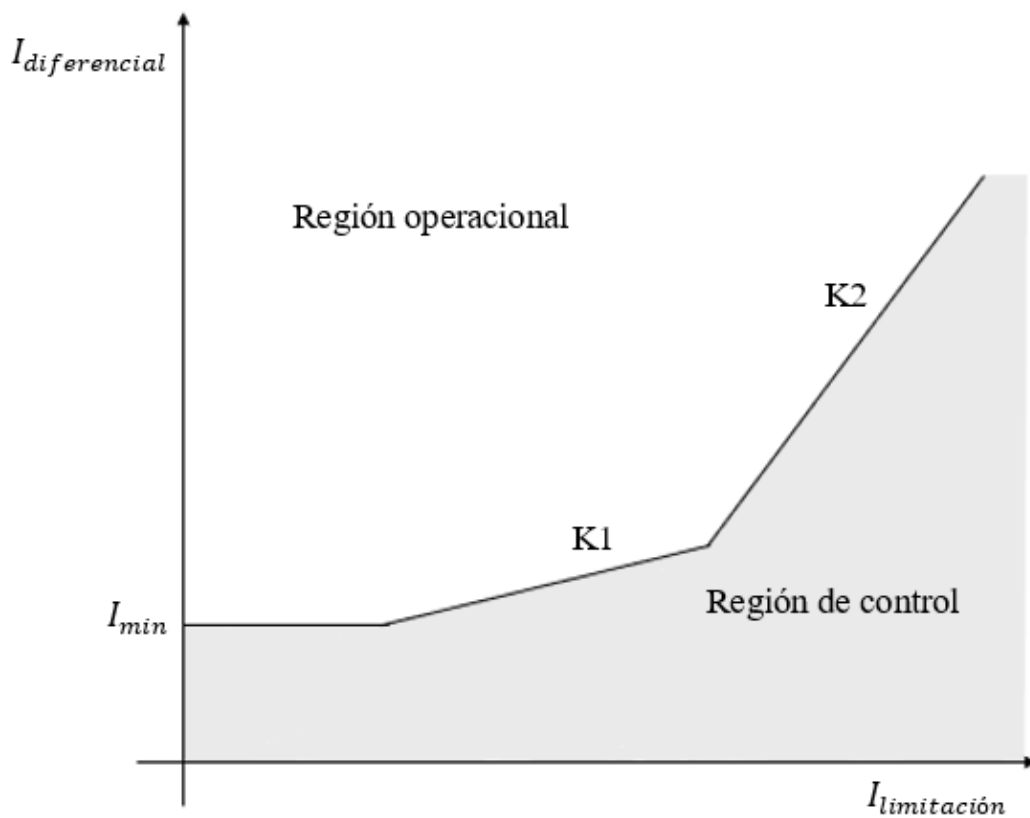


Figura 31: Característica de control de doble inclinación.

La protección diferencial teniendo en cuenta este umbral actuaría según las siguientes ecuaciones.

$$I_{op} = I_{diferencial} = |I_A + I_B|$$

$$I_{limitación} = f(|I_A|, |I_B|)$$

$I_{limitación}$ se puede calcular a través de varios métodos, por ejemplo.

$$I_{limitación} = |I_A - I_B|;$$

$$I_{limitación} = |I_A| + |I_B|;$$

$$I_{limitación} = \max(I_A, I_B).$$

Si la corriente diferencial es mayor que la corriente que incluye el umbral $I_{limitación}$ la protección debe actuar.

La protección es capaz de comparar las corrientes vistas en ambos lados de la línea gracias a un canal de comunicaciones que conecta los extremos de la línea. Esta comunicación tiene que ser ininterrumpida, sincronizada y apta para sistemas multiterminales según [14]. Por sus ventajas frente a otros canales de comunicación, se utiliza fibra óptica en un sistema eléctrico de líneas de transporte con elevada longitud. Se representa en la Figura 32

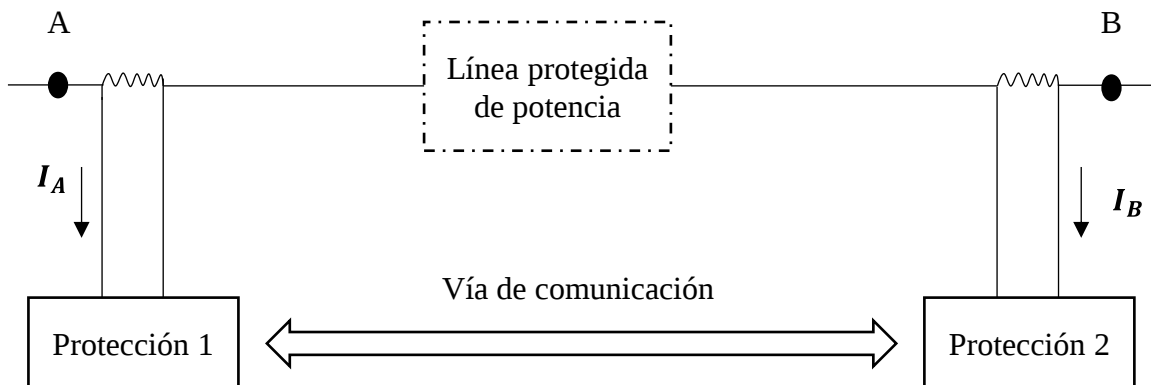


Figura 32: Cable de comunicación de la protección diferencial [14]

2.4 P543 - SCHNEIDER

Las protecciones desde P541 hasta P546 son diferenciales y están planeadas para cables y líneas aéreas por su gran coordinación a través del canal de comunicaciones entre dispositivos en la línea. Esta serie de protecciones asegura la selectividad, de esta forma la protección dispara cuando la falta se encuentra en la zona de la línea a proteger y no dispara

cuando la falta se encuentra fuera. Esta selectividad se consigue gracias a la medida de corrientes entrantes y salientes en el tramo de la línea deseada, lo que permite incluso reflejar a qué fases les ha afectado la falta [15].

Para garantizar el correcto funcionamiento de la protección en la línea, esta gama de protecciones dispone de protecciones de respaldo, por ejemplo, distancia y sobreintensidad, para aumentar la fiabilidad cuando haya un fallo en el funcionamiento de la protección principal.

Además, la protección P543 dispone de una protección de distancia subciclo para complementar a la protección principal y de respaldo. Se establecen cinco zonas de protección de distancia en la línea, característica adoptada de la versión MiCOM P443 de la misma compañía. La protección P543 se instala junto con alimentadores que son controlados por sólo un interruptor automático [15].

La protección P543 de la gama MiCOM presenta las siguientes ventajas [15].

- Alta selectividad de las protecciones.
- Elevado control del estado del canal de comunicaciones.
- Incorporación de elementos de respaldo para actuación en caso de fallo en el canal de comunicaciones.
- Protección veloz de circuitos con uno o varios dispositivos, con transformadores en zona o cargas en tomas.
- Protección de distancia con característica de cuadrilátero y Mho con cinco zonas en la línea.
- Protección direccional a tierra.
- Detección de anomalías del transformador de intensidad o del cableado que podrían dañar a la protección a través de la inspección del transformador de corriente diferencial.
- Conexión a través de fibra óptica y canales multiplexados.
- Recuperación automática de distancia y mensaje de teleprotección diferencial.

La protección de línea P543, proporcionada por la compañía Schneider, se conectaría a OPAL-RT a través de HiL (Hardware-in-the-Loop) vía norma IEC 61850.

Capítulo 3. ENTORNO DE SIMULACIÓN

En este capítulo se describen los entornos de simulación utilizados en el presente proyecto. En la sección 3.1, se diseñan los modelos en Simulink para comprobar el funcionamiento del sistema en cuestión de manera virtual. En la sección 3.2, los modelos se adaptan al entorno del software de RT-LAB para verificar el correcto funcionamiento de la simulación en tiempo real. En la sección 3.3, se describe el entorno de Hardware-in-the-Loop (HiL) que conecta la protección física con el modelo de simulación en tiempo real que se utilizaría para poder comprobar el funcionamiento de la protección.

3.1 SIMULINK

Simulink es un entorno de desarrollo de MATLAB [16] para la simulación de sistemas dinámicos. En este entorno gráfico se construyen los modelos a partir de estructuras de bloques que se conectan entre sí. Estas estructuras de bloques parten de librerías procedentes del entorno. En estas librerías se dispone de bloques de visualización y almacenamiento de datos para disponer de una mejor comprensión del modelo [17].

Los principales parámetros generales de simulación se pueden modificar dentro del menú de “Configuration parameters” reflejado en la Figura 33

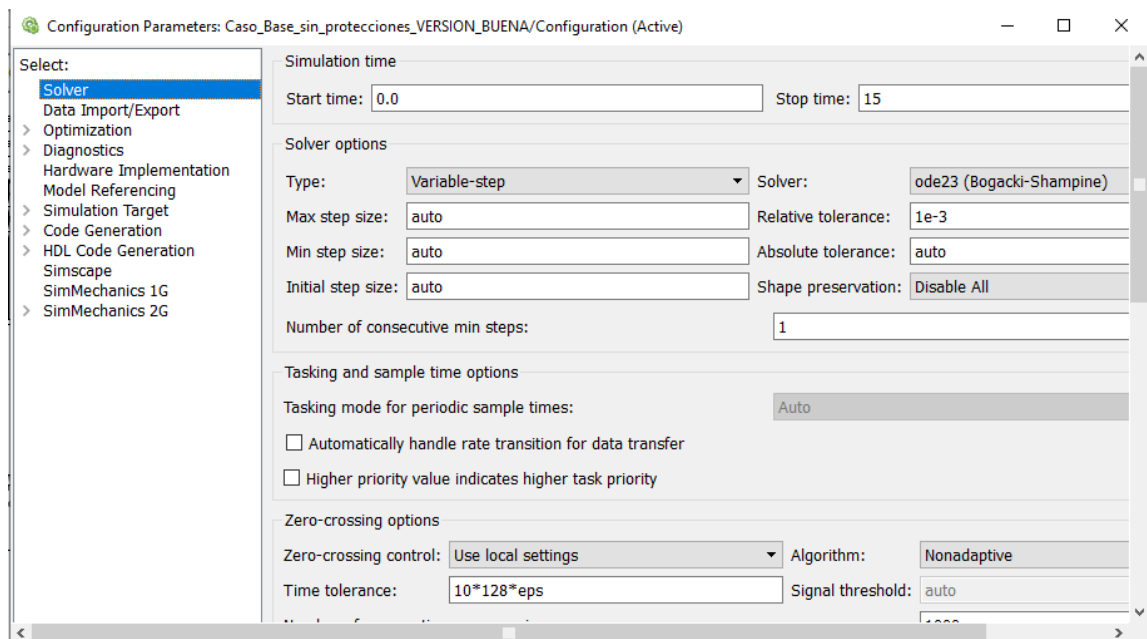


Figura 33: Ventana de “Configuration Parameters” de Simulink donde se modifican los parámetros de simulación del modelo

Los parámetros de simulación más relevantes de cara a los estudios presentados en el capítulo 4 son los siguientes.

Menú Solver

- **Tiempo de simulación (Simulation time).** Define el tiempo de inicio y fin de la simulación. Cabe destacar que el tiempo de simulación no es lo que va a tardar en simular en tiempo real. En el caso estudio descrito en el capítulo 4 el tiempo final de la simulación se establece como infinito. Así la simulación se detiene cuando el usuario decida.
- **Opciones de resolución (Solver options).** Establece los métodos matemáticos con los que va a resolver la simulación y sus características.
 - **Solver.** Aplica un método matemático que permite resolver las ecuaciones diferenciales que componen el modelo de Simulink. Obtiene los puntos de representación en la simulación resolviendo el problema del valor inicial. Con unos errores de tolerancia predeterminados interpola en cada punto, determinado por el tiempo del paso de integración, según la pendiente de la ecuación

diferencial hasta obtener el punto requerido lo más preciso posible [18]. Existen dos grupos de solvers de acuerdo al tipo de paso de integración: de paso fijo y de paso variable. Estos se definen dentro de la sección de tipos de paso de integración. También se diferencian los solvers discretos y los solvers continuos. Estos tipos de solvers se seleccionan según el modelo de bloques que se simulan [19].

Los solvers continuos utilizan integración numérica para calcular los estados continuos del modelo con el paso de integración de ese punto de la simulación. Este cálculo está basado en las derivadas del estado y los estados de anteriores pasos de integración. Calculan estados discretos y estados continuos.

Los solvers discretos calculan el siguiente paso de integración de la simulación del modelo. Dependen de cada bloque del modelo para actualizar los estados discretos. No calculan estados continuos.

- **Tipo.** Paso variable o paso fijo. El paso variable varía el tamaño del paso a lo largo de la simulación. Asigna distintos pasos de integración a lo largo de la simulación según se requiera [20]. En la primera parte de la simulación de la Figura 34 como la curva de simulación tiene una gran pendiente se utiliza un tiempo de muestreo pequeño para obtener mayor precisión. Sin embargo, en la segunda mitad del gráfico se observa que la pendiente es menor, por ello asigna un tiempo de muestreo mayor. Con ello se consigue una representación concisa y con menos esfuerzo computacional. En la Figura 35, se refleja la representación de la simulación que tiene una gran precisión al compararse con la curva original.

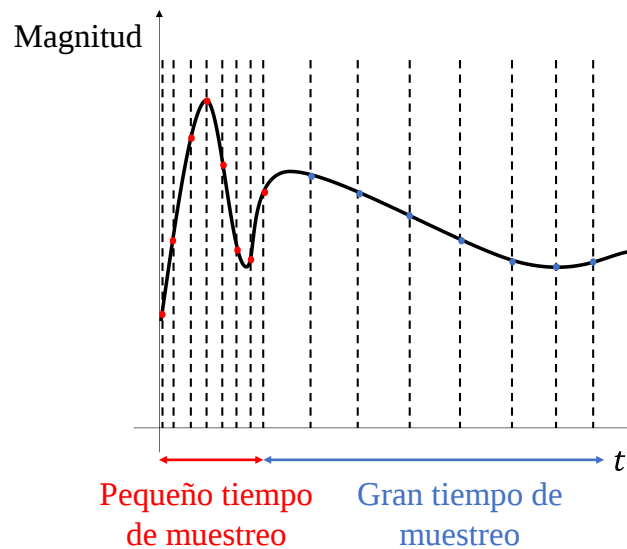


Figura 34: Ejemplo de simulación con paso de integración variable.

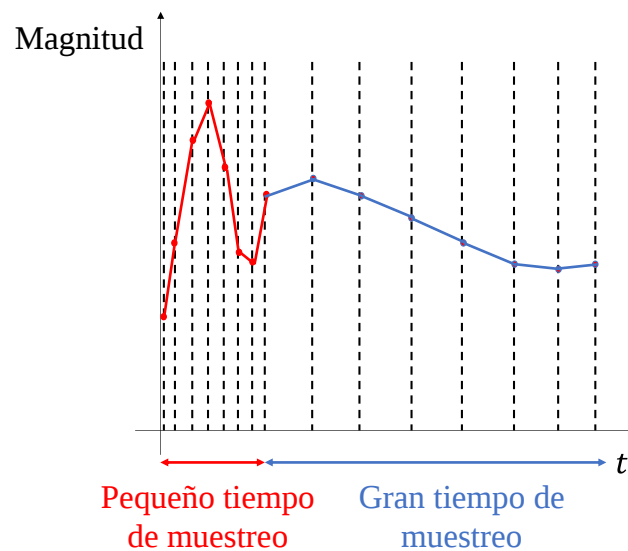


Figura 35: Resultado de la representación de la simulación con paso de integración variable

El paso fijo utiliza siempre el mismo paso de integración. Se obtiene un punto de representación por cada espacio designado por el paso de integración [21]. Dependiendo de la precisión que requiera la representación de la simulación se utiliza un paso de integración mayor o menor. En el caso de la Figura 36 se utiliza un paso de integración elevado. La separación en el gráfico para la obtención de puntos de representación es elevada y siempre la misma.

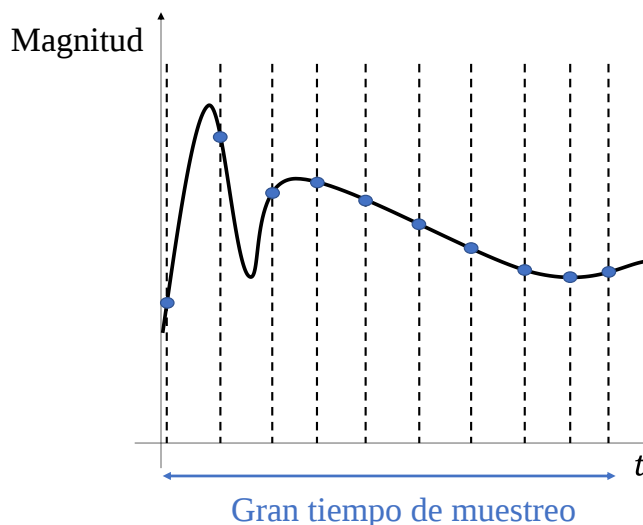


Figura 36: Ejemplo de simulación con paso de integración fijo con alto paso de integración

En la Figura 37 se observa el resultado obtenido en la representación de la simulación. En la primera mitad de la simulación se pierde parte de la información por las elevadas pendientes de la curva. En la segunda mitad se obtiene un resultado similar a la curva original por las suaves pendientes. En este caso, el uso de un paso fijo de integración con un gran tiempo de muestreo no sería lo más adecuado si se quisiera representar toda la curva de forma precisa.

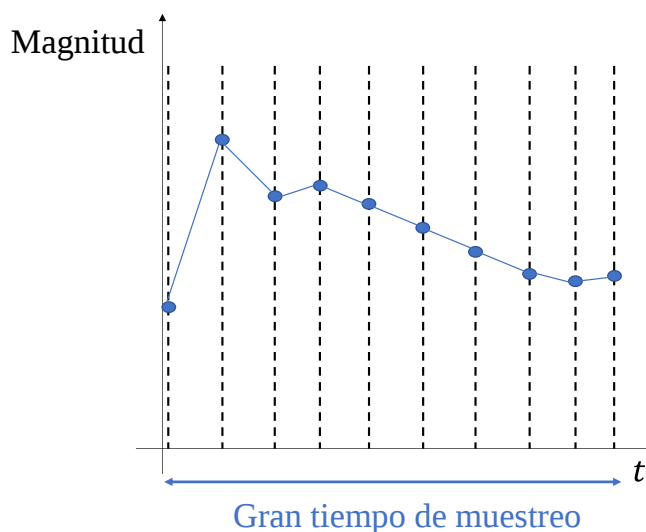


Figura 37: Resultado de la representación de la simulación con paso de integración fijo con alto paso de integración

En el caso de la Figura 38, se utiliza un paso de integración pequeño. El espacio en el gráfico entre un punto registrado para la representación y el siguiente es pequeño. Esto requiere un gran esfuerzo computacional por parte del simulador. Habitualmente se utiliza en simulaciones donde la representación tenga grandes pendientes para evitar la pérdida de información.

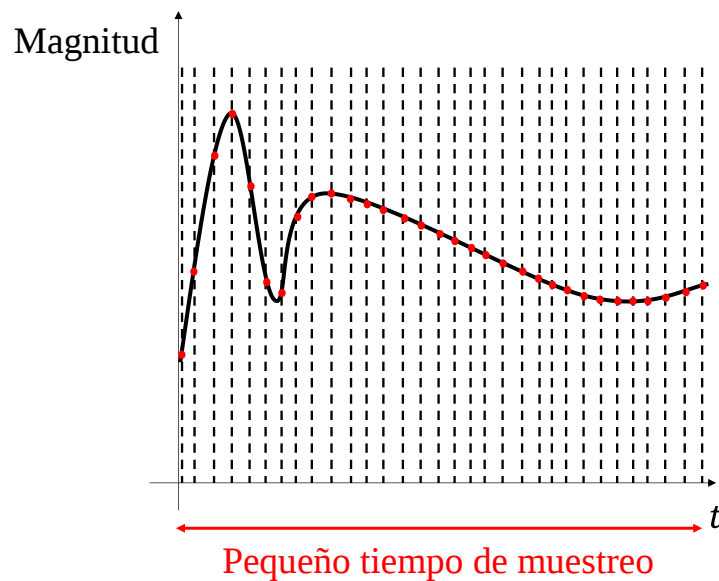


Figura 38: Ejemplo de simulación con paso de integración fijo con bajo paso de integración

En la Figura 39, se obtiene la representación de la simulación anterior. Esta representación es de alta precisión por su alto parecido con la curva original de la simulación. No se pierde información ya que en la primera parte de la simulación con elevadas pendientes se obtienen los puntos necesarios. Sin embargo, en la segunda parte de la simulación con pendientes menor pronunciadas no sería necesaria la obtención de tantos puntos de la representación. Se aplica en la simulación un esfuerzo computacional demasiado elevado. Se concluye entonces que para obtener la representación de la Figura 38 con paso fijo de integración sería mejor utilizar un pequeño paso de integración ya que no se pierde información.

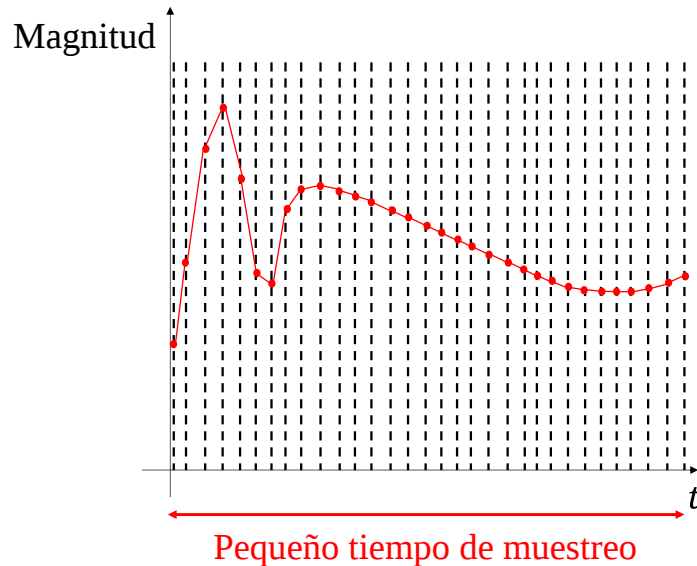


Figura 39: Resultado de la representación de la simulación con paso de integración fijo con bajo paso de integración

En el caso estudio descrito en el capítulo 4 se utiliza paso fijo porque permite la disposición de determinismo, característica que no permite el paso variable [22]. El determinismo analiza el tiempo que tarda una tarea en comenzar. Es muy importante ya que en sistemas en tiempo real existen unas tareas que tienen que comenzar antes que otras [23]. No se puede utilizar paso variable ya que se desconoce cuánto va a durar el siguiente paso al tratarse de simulación en tiempo real.

Menú data import/export: Permite modificar la forma de importar y exportar datos. Esto permite importar y/o guardar estados de simulaciones, inicializar valores de la simulación, guardar variables de tiempo, etc...

3.2 OPAL-RT Y RT-LAB

Basándose en la motivación y objetivo del proyecto se considera la conexión de la protección de Schneider P543 con el modelo desarrollado en Simulink. Esto es posible gracias a OPAL-RT y su plataforma de simulación en tiempo real RT-LAB. Habilitando la simulación en tiempo real de cortocircuitos en diferentes puntos de la línea para probar la utilidad de la protección.

Esto permite un modelo híbrido de simulación donde se mezcla la utilización de hardware y la de software. El hardware se conecta a OPAL-RT que transforma las señales y las introduce en el software de RT-LAB (instalado en un ordenador conectado por Ethernet al OPAL-RT), donde se prueban en el modelo de la simulación en tiempo real. Este modelo es transformado y adaptado desde un modelo de simulación de Simulink previamente desarrollado.

El primer paso consiste en la transformación de los modelos de Simulink en modelos compatibles con RT-LAB. Para ello es necesaria la creación de los dos tipos de subsistemas que se describen a continuación.

- **SC GUI**. En este subsistema se incluyen los bloques de la interfaz de usuario como por ejemplo scopes, displays, parámetros configurables por el usuario y conmutadores del modelo de Simulink. Todo lo que se incluya en este sistema se podrá modificar y/o visualizar mientras el modelo de RT-LAB esté cargado y ejecutándose. No se basa en un modelo físico, ni genera una señal, ni opera matemáticamente el modelo. No está ligado a un centro objetivo de CPU. Simula en el PC de manera no sincronizada desde los subsistemas de computación.
- **SM Computation y SS Computation**. En estos subsistemas se incluyen todos los elementos computacionales del modelo, operadores matemáticos, generadores de señal, modelos físicos, etc... Cabe destacar que todo lo que se introduzca en este subsistema no podrá ser cambiado ni visualizado mientras el modelo esté ejecutándose. El principal subsistema de computación es el SM_Computation denominado *master* el cual utiliza un núcleo de la CPU. Se pueden también definir subsistemas adicionales *esclavos* (SS_Computation), cada uno de los cuales utilizarían un núcleo adicional del OPAL.

Nótese que RT-LAB permite ejecutar el modelo en tiempo no real, de manera offline, lo que permite detectar errores de cualquier tipo antes de intentar simular en tiempo real.

En la entrada de cada tipo de subsistema se necesita conectar el bloque OpComm que se indica en la Figura 40. Dicho bloque es el responsable de la comunicación entre dos subsistemas de computación o entre un subsistema de computación y un subsistema GUI. Todos los inputs (señales escalares o vectoriales) de los subsistemas van seguidos del bloque

OpComm el cual permite tener más de una entrada y salida en el bloque. Después ya se incluirían el resto de los operadores que van asociado a las señales de los inputs.

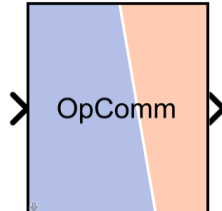


Figura 40: Bloque OpComm necesario en el modelo de simulación de RT-LAB obtenido de la biblioteca de Simulink

En la Figura 41, se representa el menú de ajustes del bloque OpComm. En dicho bloque se pueden elegir las señales que se introducen dentro del subsistema del modelo de simulación y el tiempo de muestreo de dicho subsistema y sus comunicaciones.

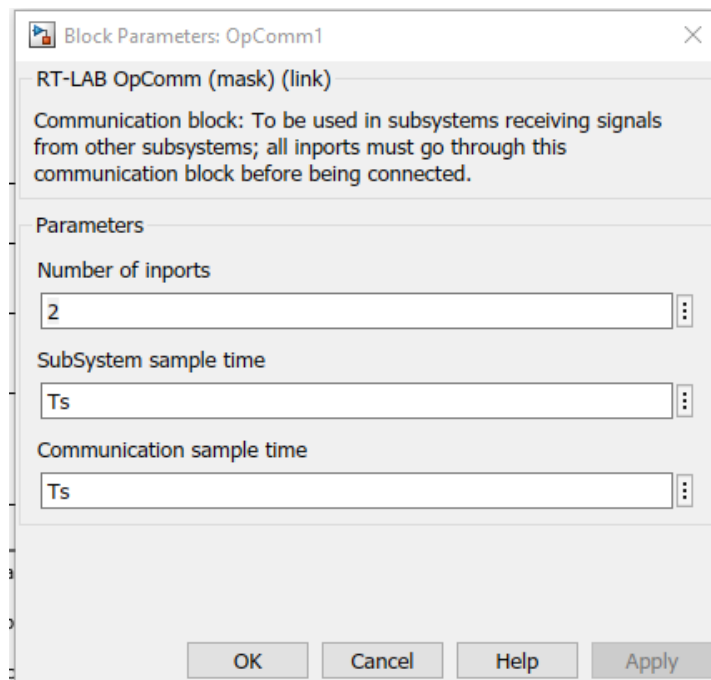


Figura 41: Menú de ajustes del bloque OpComm

La capa superior del esquema del modelo de RT-LAB se muestra en la Figura 42. Los bloques OpComm de cada uno de los subsistemas transforman las entradas de los

subsistemas. Los subsistemas tienen que ir conectados entre sí. El subsistema SM_Computation recibe la señal no sincronizada de SC_GUI.

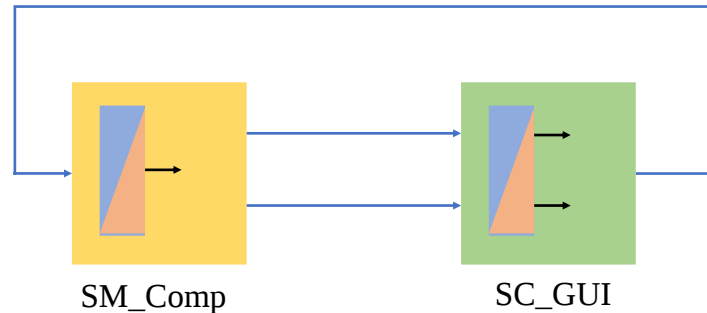


Figura 42: Esquema de distribución de bloques del modelo de RT-LAB [22]

Si el modelo de Simulink offline es demasiado complejo, cabe la posibilidad de que la simulación en tiempo real no muestre el resultado esperado en los scopes del SC_GUI ya que no puede soportar todos los datos de la simulación. En ese caso, se observarían “huecos” en los resultados de la simulación o simularía a velocidad más lenta que en tiempo real.

Para poder representar resultados a través del entorno de MATLAB, el modelo de RT-LAB es capaz de guardar los resultados cuando finaliza la simulación. Esta función se consigue a través del bloque OpWriteFile. Este bloque guarda una matriz en donde la primera fila de la matriz corresponde con el tiempo de simulación. Las siguientes filas de la matriz se corresponden con las señales que llegan al bloque que se representa en la Figura 43. Las señales convergen en un Mux (bloque de Simulink que permite la convergencia de varias señales en una única señal) y entran en el bloque a través de una única entrada. La otra señal de entrada corresponde al número de matriz que se quiera crear sin necesidad de detener la simulación. Como salidas del bloque se conectan dos terminators. Este bloque se encuentra dentro del subsistema SM_Comp en la salida de las señales del subsistema.

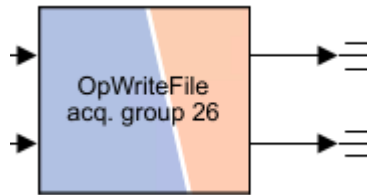


Figura 43: Bloque OpWriteFile de RT-LAB necesario para guardar los datos de la simulación.

Para limitar los resultados que guarda el bloque OpWriteFile de la simulación a los estrictamente necesarios, se utiliza el bloque OpTrigger el cual se visualiza en la Figura 44. Este bloque establece un nivel a través de la entrada Trig_level que si se supera se activa el guardado de resultados del bloque OpWriteFile. La señal de entrada denominada Trigger establece el valor actual en el sistema, de tal manera que si es mayor que Trig_level se guardan esos datos en la matriz. Este bloque debe tener el mismo grupo de adquisición que el bloque OpWriteFile para que vayan internamente relacionados. Se puede aumentar y disminuir el número de datos que guarda la matriz modificando el campo Nb Samples per Signal.

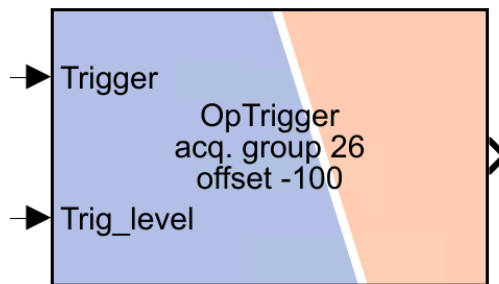


Figura 44: Bloque OpTrigger de RT-LAB necesario para guardar los datos de la simulación.

En la Figura 45, se representa el menú de ajustes del bloque OpTrigger. Se puede modificar la condición en la que se basa, el offset de la señal y el grupo de adquisición anteriormente mencionado

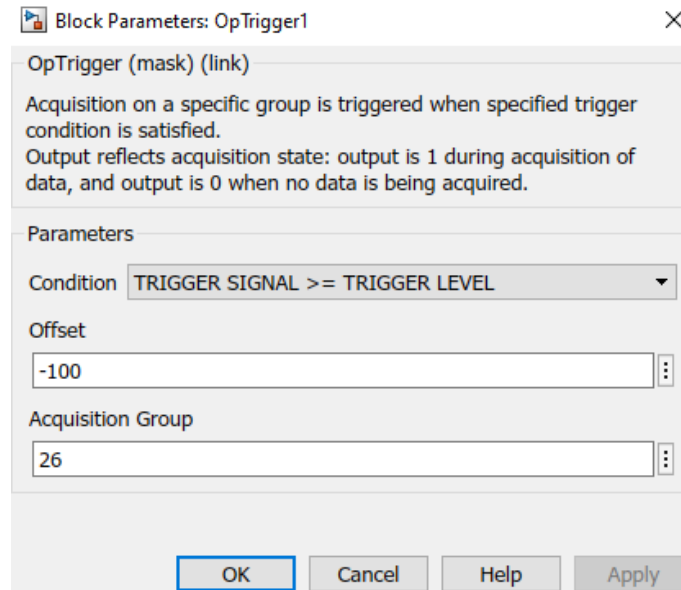


Figura 45: Menú de ajustes del bloque OpTrigger de RT-LAB.

3.3 *HARDWARE-IN-THE-LOOP*

3.3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Las simulaciones en tiempo real Hardware-In-The-Loop facilitan la realización de pruebas complejas de un proyecto sin necesidad de disponer de todo el hardware instalado gracias a la utilización de simuladores y nuevas tecnologías [24]. Esto permite detectar y solucionar posibles fallos antes de instalar todo el hardware necesario.

Las pruebas de estas simulaciones son de bucle cerrado. Las pruebas de bucle abierto no son válidas debido a la alta complejidad y necesidad de considerar la red eléctrica como un todo para estudiar los efectos de cualquier carga sobre el sistema de protecciones.

Las ventajas de este tipo de simulaciones frente a las simulaciones convencionales son las siguientes [25].

- Simulación de sistemas eléctricos de potencia que estén afectados por la fiabilidad de los sistemas de protección.
- Simulación electromagnética transitoria detallada.
- Homologación de dispositivos electrónicos inteligentes.

- Validación de ajustes de protecciones y de su tiempo de actuación analizando mientras la estabilidad del sistema.
- Simulación de interacciones entre dispositivos electrónicos inteligentes en prueba, la red de potencia simulada y otros modelos de dispositivos electrónicos inteligentes.

Los nuevos desafíos futuros que se plantean con respecto a esta tecnología son los siguientes.

- Aplicaciones nuevas y complejas.
- Nuevos protocolos de comunicación e interoperabilidad.
- Aumento de funcionalidades de las protecciones.
- Sistemas a gran escala y nuevos tipos de equipamiento.

Capítulo 4. CASO DE ESTUDIO

En este capítulo, en la sección 4.1 se describe el caso estudio utilizado en este proyecto para el análisis de resultados del problema planteado. En la sección 4.2, se obtienen los resultados del caso estudio con el entorno de simulación OPAL-RT. Estos resultados son comparados según el tipo de generación que se utiliza en el sistema.

4.1 DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El modelo diseñado en Simulink tiene como función la simulación de faltas monofásicas, bifásicas o trifásicas en diferentes puntos de la línea con generación síncrona o generación renovable y ver qué efectos produce en los resultados.

El esquema del modelo de simulación utilizado en este proyecto se muestra en la Figura 46.

En la parte izquierda del modelo se dispone de una red infinita, la cual se conecta a una línea de parámetros distribuidos en la que se aplicarán faltas en distintos puntos de la línea para comprobar el funcionamiento de la protección de distancia. En los extremos de la línea se utilizan interruptores que actuarán abriendo o cerrando según les indiquen las protecciones de la línea. El objetivo de colocar dos protecciones, una a cada extremo de la línea, es aislar cualquier falta que ocurra en la línea protegiendo así los sistemas de generación de la máquina síncrona o de la planta solar fotovoltaica.

En esta memoria, se utiliza un bloque de protección Mho de distancia procedente de la librería de Simulink de Artemis.

A continuación, en la parte derecha del modelo, se dispone del tipo de generación utilizada en el sistema. Se distinguen dos modelos de simulación diferentes según el tipo de generación empleada. Estos modelos permitirán la comparación de resultados entre generación síncrona y generación renovable. Al conectar la generación síncrona es necesaria la conexión de una carga para el correcto funcionamiento del modelo en Simulink de la

misma manera que ocurre con la red infinita. La motivación de utilizar dos modelos diferentes es disponer de una menor carga computacional en cada uno de los modelos.

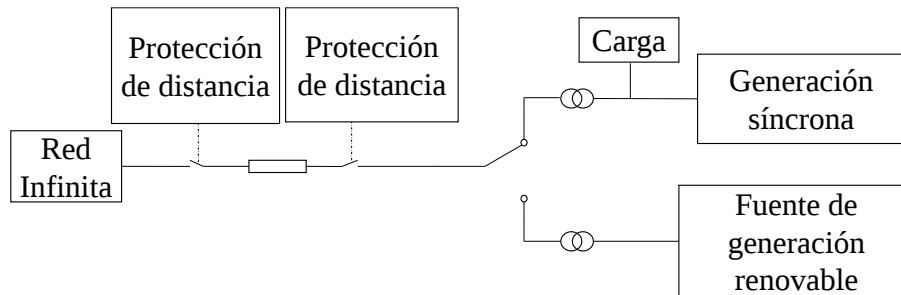


Figura 46: Representación esquemática del modelo de simulación.

Se procede ahora a la descripción de cada caso según el tipo de generación que se conecte y según el sistema de protección que se utilice.

4.1.1 CASO CON MÁQUINA SÍNCRONA

En primer lugar, se describe el caso de simulación que utiliza generación síncrona como sistema de protección el bloque de la protección de la librería de Artemis. Este modelo se utiliza para el estudio de resultados en el entorno de Simulink y en el de RT-LAB. La Figura 47 representa los subsistemas SM_Model y SC_GUI necesarios para que el correcto funcionamiento de la simulación en tiempo real. En este caso se utiliza una simple conexión entre el subsistema SM_Model y el subsistema SC_GUI. Las señales que se modifican mientras esté simulando el modelo son las implicadas en la falta aplicada en la línea, los reinicios de las protecciones y el número de matriz que se crea durante la simulación. Las señales sincronizadas son las que pueden visualizarse en el bloque de SC_GUI a través de los scopes y van desde el subsistema SM_Model a SC_GUI.

El tiempo de muestreo es igual a $2 \cdot 10^{-5}$ segundos. Se ha escogido este valor para que la simulación tenga cierta precisión y que el resto de las condiciones permitan la correcta simulación del modelo. Un tiempo de muestreo demasiado elevado provoca que el modelo no pueda compilar por el tipo de bloque de línea de parámetros distribuidos. Se limita el tiempo de muestreo a $1,728 \cdot 10^{-4}$ si se quiere mantener una línea de parámetros distribuidos en vez de una distribución en PI. Además, la señal obtenida sería demasiado simplificada y

no se ajustaría al resultado que se quiere obtener. Por el contrario, si el tiempo de muestreo es demasiado reducido, la simulación toma demasiados puntos, lo que provoca retrasos, por lo cual no posibilita la simulación en tiempo real.

Por otro lado, se aplica un tipo de solver discreto y de paso fijo ya que así lo requiere el entorno de RT-LAB. Se utiliza el solver ode3 (Bogacki-Shampine) que se basa en la técnica de integración de la fórmula de Bogacki-Shampine para calcular las derivadas de la simulación [26].

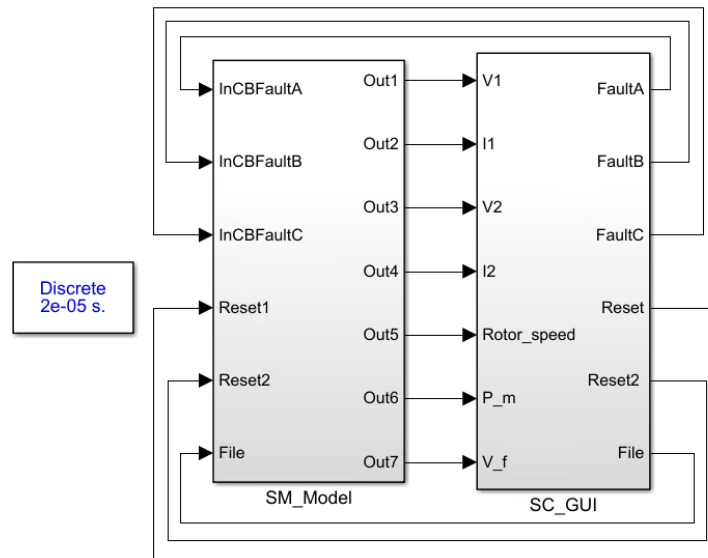


Figura 47: Modelo de simulación de RT_LAB con generación síncrona

La representación del subsistema SM_Model se refleja en la Figura 48 y está basado en las principales secciones de la Figura 46. En la parte izquierda se observa la red infinita conectada al breaker que realiza la función de abrir la línea cuando la protección actúe. La señal de apertura será recibida a través de la conexión a la protección de Artemis.

Después del breaker situado en el lado de la red infinita se modela la línea de parámetros distribuidos donde se aplica la falta. Dicho modelo de línea es específico para casos de simulación en tiempo real.

A continuación, se encuentra un transformador de medida para disponer de las medidas de las magnitudes de la línea. De aquí se extraen medidas como la intensidad de la línea y la tensión de la línea, ambas magnitudes trifásicas.

Posteriormente, se encuentra conectado el breaker asociado al lado de la generación síncrona que recibirá una señal directa de apertura por parte de la protección si se requiriera. El transformador que hay conectado en siguiente lugar es necesario para ajustar las tensiones entre la máquina síncrona y la red infinita del sistema.

La máquina síncrona se compone de una carga conectada en paralelo para que se permita la simulación, el propio bloque de la máquina y el subsistema que incluye el control del generador síncrono.

Por último, se utiliza el bloque OpWriteFile para disponer de resultados que se representarán en la sección 4.2 de este capítulo.

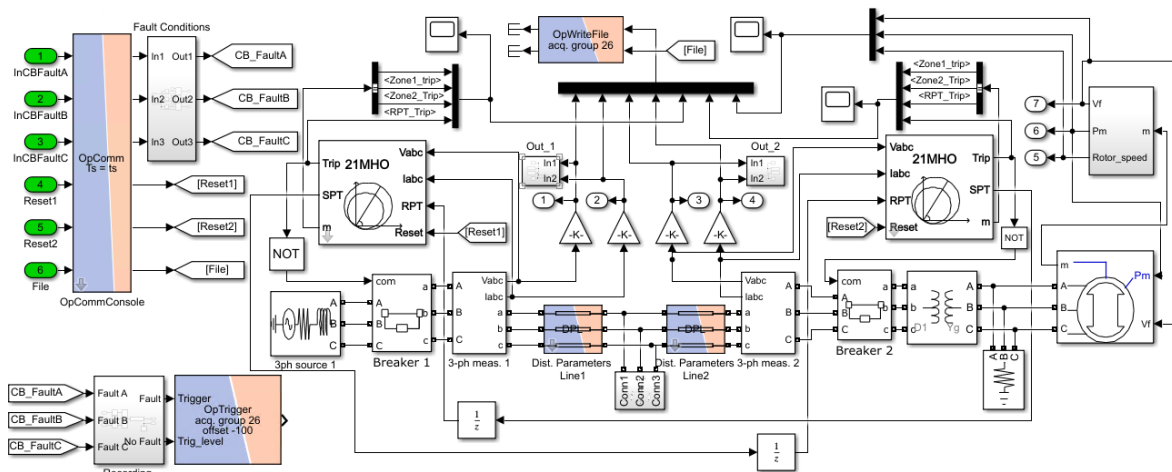


Figura 48: Subsistema SM_Model con generación síncrona

Ahora, se detalla cada parte del modelo de simulación de la Figura 48. En la Figura 49 se representa el sistema con la red de potencia infinita y la carga. La red de potencia infinita se caracteriza por no variar sus características frente a ajustes que se hagan en la generación síncrona [27]. Estas características son por ejemplo el valor de la frecuencia y el valor eficaz de la tensión. Dicha red se comporta como un nudo “slack” dentro del sistema. Esto significa que inyecta o absorbe en la red toda la potencia activa y/o reactiva que se requiera para que la suma total de potencia sea cero. Las características y parámetros de esta red de potencia infinita están reflejadas en la Tabla 4.

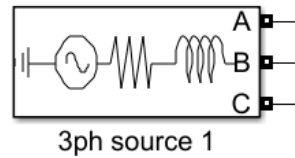


Figura 49: Red infinita y carga conectada del modelo de simulación con generación síncrona.

En la Figura 50 se detalla parte del modelo del subsistema SM_Model. El breaker conectado a la red de potencia infinita recibe una señal del bloque de la protección de Artemis que posibilita su apertura en caso de falta. Después, se dispone de la línea de parámetros distribuidos, cuyas parámetros y magnitudes se muestran en la Tabla 5. Esta disposición de bloques permite situar la falta en un lugar concreto de la línea ya que se puede modificar la distancia de los bloques. En este caso, la línea tiene una longitud total de 200 kilómetros. El cortocircuito se produce desde el subsistema SC_GUI donde se especifica el tipo de falta aplicada sobre la línea

Posteriormente, se dispone del subsistema que permite envía la señal de cortocircuito sobre la línea proveniente del subsistema SC_GUI. Incluye la señal de la falta y su conexión entre la línea y tierra pasando por la resistencia de falta, como se observa en la Figura 51.

A las señales de tensión y corriente en ambos lados de la línea se les aplica un factor de disminución a través de ganancias para representar el valor que debería llegar a una protección real para evitar daños severos. Estas ganancias cumplen la función de transformadores de medida.

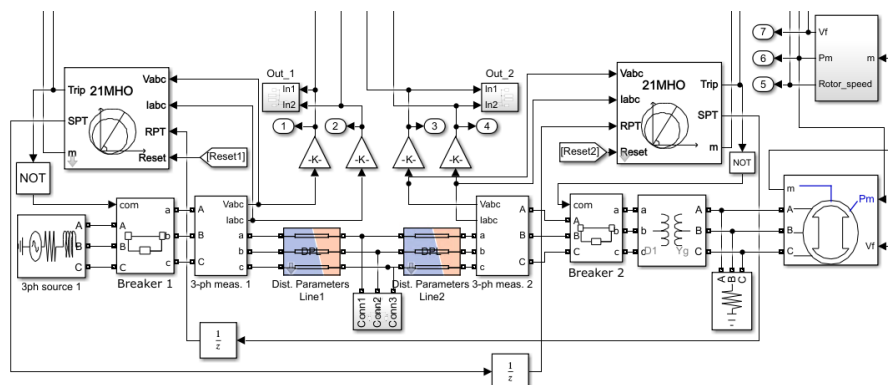


Figura 50: Esquema de la línea del caso con máquina síncrona con protección Mho de Artemis.

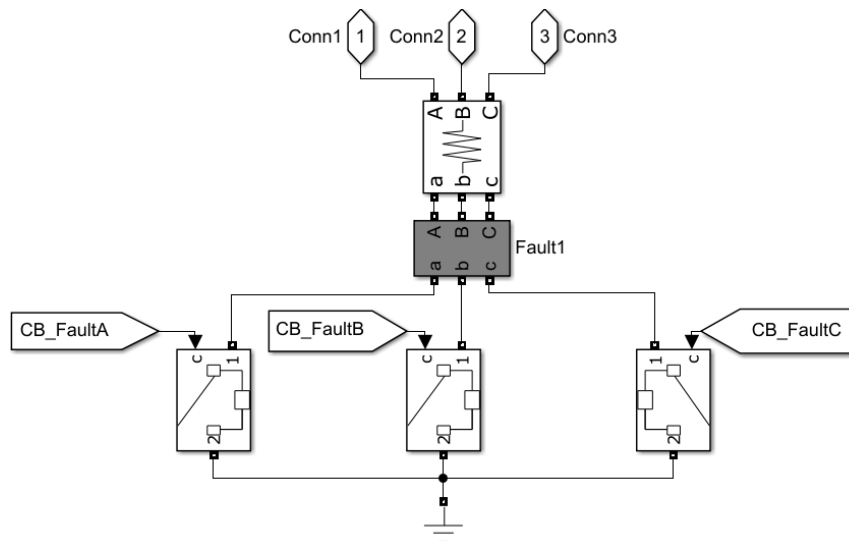


Figura 51: Subsistema de falta aplicada sobre la línea.

En la Figura 52, se muestra el bloque OpComm de este subsistema. Las entradas, provenientes del SC_GUI, son las señales de falta, los resets de las protecciones de Artemis para poder simular más de una falta (de forma no simultánea) en la misma simulación y el archivo de la matriz creada en la simulación. Se asigna el tiempo de muestreo al bloque para su correcto funcionamiento en la simulación en tiempo real.

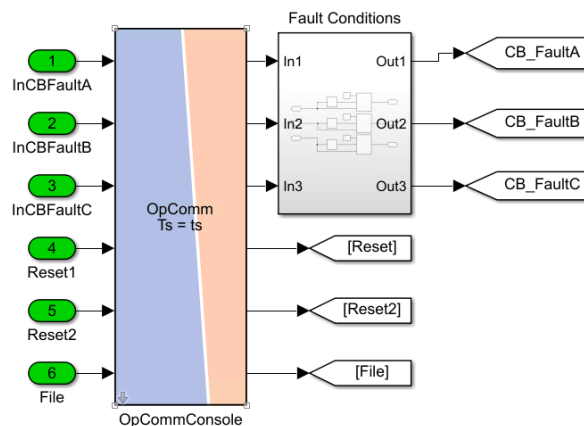


Figura 52: Detalle del bloque OpComm del caso con generación síncrona con protección Mho de Artemis.

En la Figura 53, se especifica el subsistema Fault Conditions representado en la figura anterior. Cada señal de entrada se corresponde con una fase. Este subsistema permite indicar el tiempo de duración de la falta en caso de haberla.

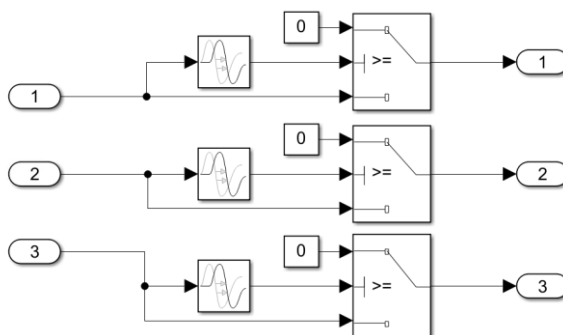


Figura 53: Detalle del subsistema Fault conditions conectado al bloque OpComm del caso con generación síncrona con protección Mho de Artemis.

En la Figura 54, se observa el detalle del bloque de la máquina síncrona y del subsistema del control. Los parámetros del transformador se reflejan en la Tabla 6.

Al bloque de la máquina síncrona le llega la señal de cada una de las fases de la línea, la tensión de excitación V_f y la potencia mecánica P_m . De la máquina síncrona se obtiene la señal m que se compone de las variables de estátor y rotor. La máquina síncrona se caracteriza por ser un nudo tipo PV por ser un generador. Este nudo inyecta al sistema 200 MW. Sus parámetros se detallan en la Tabla 7.

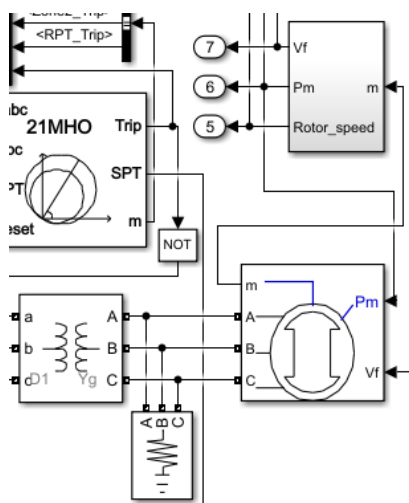


Figura 54: Detalle de la máquina síncrona del modelo de simulación con generación síncrona.

En la Figura 55 se incluyen los componentes del subsistema del control de la máquina síncrona. Este control se basa en el sistema de excitación de la máquina y en el sistema de

la turbina hidráulica. Este subsistema recibe la señal m y tiene como salidas la potencia mecánica y la tensión de excitación de la máquina.

Los parámetros del sistema de excitación de la máquina síncrona se representan en la Tabla 8 y los parámetros de la turbina hidráulica se observan en la Tabla 9.

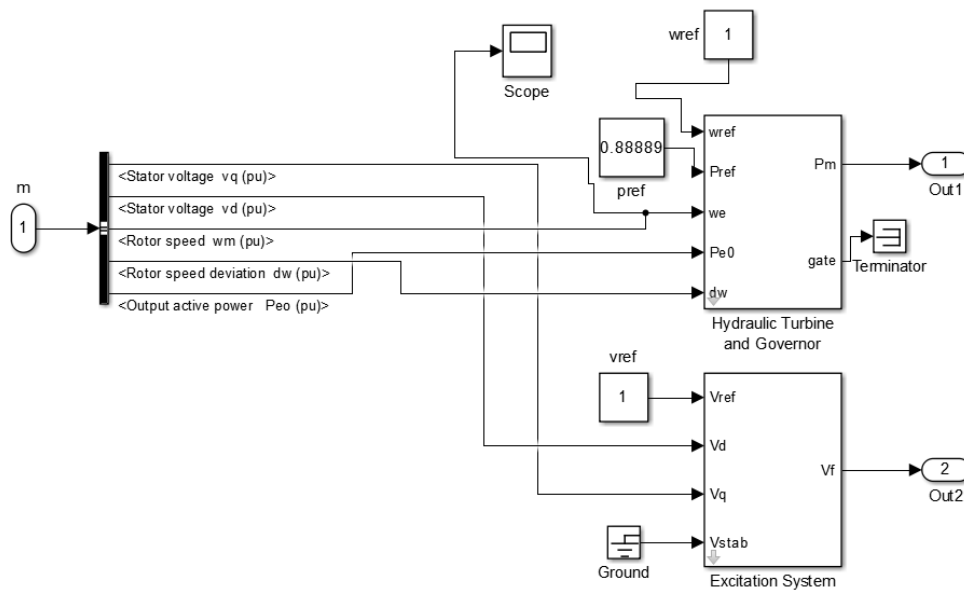


Figura 55: Detalle del control de la máquina síncrona del modelo de simulación de Simulink.

Por último, el bloque OpWriteFile, Figura 56, guarda en una matriz los resultados de las variables que se introducen en el Mux para que puedan ser representados posteriormente en Matlab. En este caso, se guardan como resultados las tensiones y corrientes al inicio y final de la línea, los disparos de ambas protecciones y los resultados de la máquina síncrona para comprobar su correcto funcionamiento.

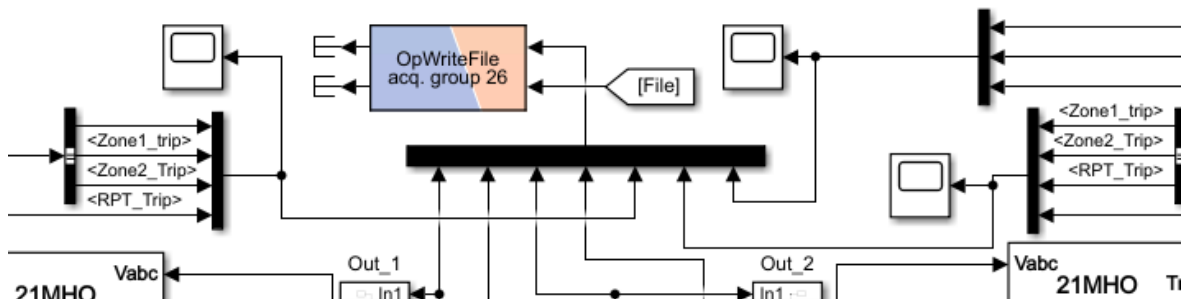


Figura 56: Detalle del bloque OpWriteFile.

A continuación, se detalla en la Figura 57 las señales que llegan al bloque OpTrigger encargado de establecer un límite de puntos que se guarden en la matriz que crea OpWriteFile. El guardado de datos comenzará cuando se produzca una falta en la línea.

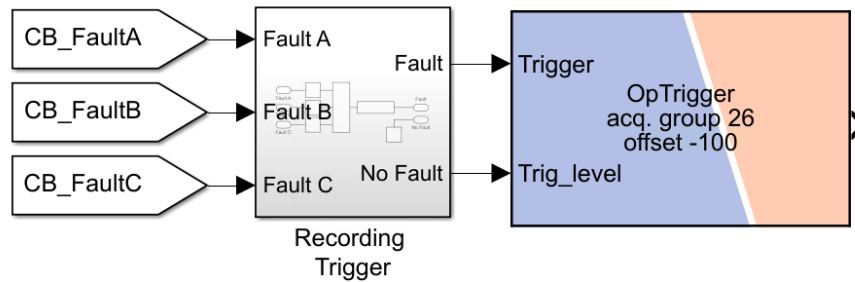


Figura 57: Detalle del modelo de simulación encargada de establecer el límite de guardado de resultados.

En la Figura 58 se observa el subsistema SC_GUI. Este es el subsistema que permite la visualización de las variables. En la parte derecha de la figura se refleja el esquema que permite aplicar faltas monofásicas, bifásicas o trifásicas en el sistema. Por último, en la parte izquierda de la figura se dispone de un bloque OpComm que permite visualizar las variables a través de Scopes. Cabe destacar, que se han identificado problemas con la representación de señales en dichos Scopes ya que existe una pérdida de información y la señal no se muestra de manera continua. La causa radica en la sobrecarga de datos del *buffer* que llegan al subsistema SC_GUI, debida a la falta de tiempo necesaria para poder simular en tiempo real. Esta sobrecarga produce una pérdida de información de los datos en las representaciones de los Scopes que pasan a la siguiente referencia de tiempo. Por ello, se tuvo que recurrir a la utilización del bloque OpWriteFile para una correcta obtención de resultados y estos Scopes son útiles para observar resultados en simulaciones *offline* donde no existe pérdida de información.

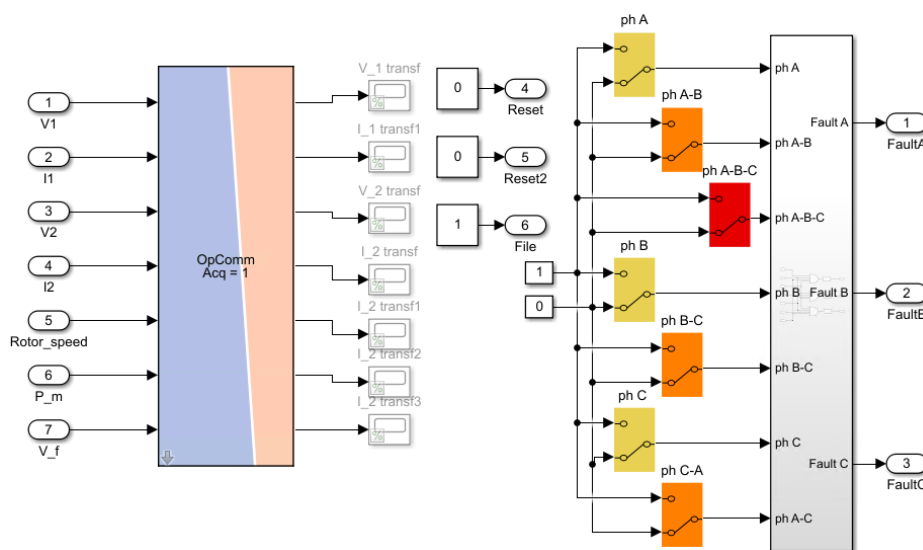


Figura 58: Subsistema SC_GUI del modelo de simulación con generación síncrona.

Las señales que entran y salen de cada protección son las representadas en la Figura 59 y se detallan a continuación.

Señales de entrada:

- Vabc. Esta señal de entrada es la tensión trifásica procedente del correspondiente transformador de medida situado en la línea. Existen dos transformadores de medida cada uno de ellos asociado a una protección de distancia. La señal de medida de la tensión que entra se envía a través de una conexión directa con el transformador.
- Iabc. Esta señal es la corriente trifásica que procede del transformador de medida de la línea. La medida de la corriente llega a la protección a través de una conexión directa con el transformador de medida.
- RPT. Recibe una señal de permiso de disparo de la protección situada en el otro extremo de la línea. A esta señal se le aplica un retraso de $\frac{1}{2}$ desde el otro subsistema, entre la señal de salida SPT de una protección y la señal de entrada RPT de la otra protección estableciendo así un canal de comunicación. Cabe destacar que, si la protección detecta una falta en la zona 2 al mismo tiempo que recibe la señal de disparo RPT, el retraso aplicado en el disparo en la Zona 2 se suprime y la protección actúa de manera instantánea para proteger el sistema.

- **Reset.** Permite a la protección reiniciar en caso de actuación. La señal proviene del subsistema SC_GUI ya que es el usuario quien tiene que, a través de una constante, reiniciar la protección. El reinicio se producirá cuando la señal tome un valor igual a 1. Si el valor es igual a 0 la protección seguirá en el mismo estado desde el último reinicio.

Señales de salida:

- **Trip.** Trip es la señal de disparo de la protección. Esta señal se envía al breaker correspondiente para que abra la línea en caso de falta. Por defecto este valor es igual a 0. Pero si la protección detecta una falta en Zona 1 o en Zona 2, o si recibe una señal RPT mandada por la otra protección y se detecta falta en Zona 2, el valor de Trip sería igual a 1. Como la apertura de los breakers se produce con una señal igual a 0, es necesario el bloque NOT que niegue la señal de Trip.

La detección de la señal de disparo en la Zona 1 o en la Zona 2 viene representada por la medida de la impedancia de la línea dentro del área del círculo correspondiente como se detalla en el Capítulo 2.

- **STP.** Es la señal de salida que manda una protección a la del extremo contrario recibida como señal RPT.
- **m.** La señal m representa el control y supervisión de la protección. De esta señal a través de Demux se obtienen 15 señales diferenciadas, de las cuales se destacan:
 - **Zone1_trip.** Muestra si la protección actúa por una falta situada en la Zona 1. Por defecto esta señal será igual a 0, pero si se detecta una falta en primera zona, esta señal se convierte en 1
 - **Zone2_trip.** Muestra la actuación de la protección si se detecta una falta situada en la Zona 2. Esta señal es 0 si no detecta ninguna falta y 1 si se detecta falta en la Zona 2 de la línea.
 - **RPT_trip.** Muestra la señal RPT que recibe la protección a través del canal de comunicación SPT a RPT.

Las demás señales de este grupo se corresponden con las distintas resistencias y reactancias medidas por la protección.

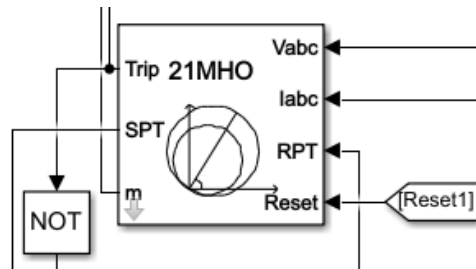


Figura 59: Subsistema de protección Mho de Artemis.

En la Tabla 11 se especifican los parámetros y los ajustes que pueden modificarse en el entorno de Simulink. Estos parámetros se basan en los de la línea ya que la protección calcula la impedancia de la línea y actuará en la zona que corresponda, por ello, son iguales los parámetros que comparten.

4.1.2 CASO CON PLANTA SOLAR

En este apartado se describe el caso estudio del modelo con generación renovable, concretamente generación proveniente de una planta solar fotovoltaica. Los bloques utilizados en este caso son los mismos que los utilizados en el modelo de simulación de la sección 4.1.1

En la Figura 60, se muestra el diagrama de bloques del caso en cuestión. Las señales de entrada que llegan al subsistema SM_Model desde el subsistema SC_GUI y las de salida del SM_Model al SC_GUI, son las mismas que en el caso con generación síncrona.

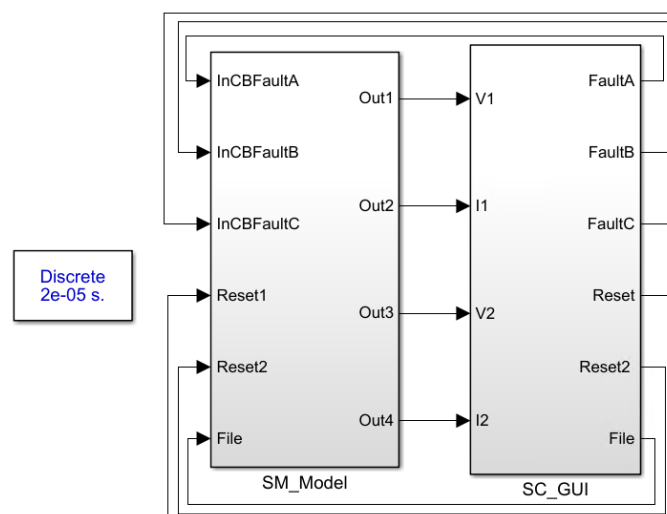


Figura 60: Modelo de simulación del caso con generación solar fotovoltaica.

En la Figura 61, se muestra el diagrama de bloques del subsistema SM_Model. Se dispone de los mismos bloques a excepción de los bloques relacionados con la generación solar fotovoltaica situados en la parte inferior izquierda del modelo.

En este caso se han implantado dos buses, uno a cada extremo de la línea, desde los que se pueden extraer las medidas de tensión y corriente, de tal manera que no son necesarios los transformadores de medida. El resto de los bloques tienen los mismos parámetros y características que en el caso de generación síncrona.

Las entradas del subsistema SM_Model son las que indican la fase que se encuentra en falta en caso de cortocircuito, las señales de reinicio de las protecciones para poder realizar varias pruebas mientras esté funcionando el simulador en tiempo real y la señal del número de archivo que se guarda en la matriz generada por OpWriteFile.

Por otro lado, las salidas del subsistema son las tensiones y corrientes al inicio y al final de la línea. Los resultados que se guardan en la matriz generada por el bloque OpWriteFile son las tensiones y corrientes de la línea, la corriente de secuencia inversa, las señales de actuación de las protecciones a cada extremo de la línea y la potencia de la planta fotovoltaica.

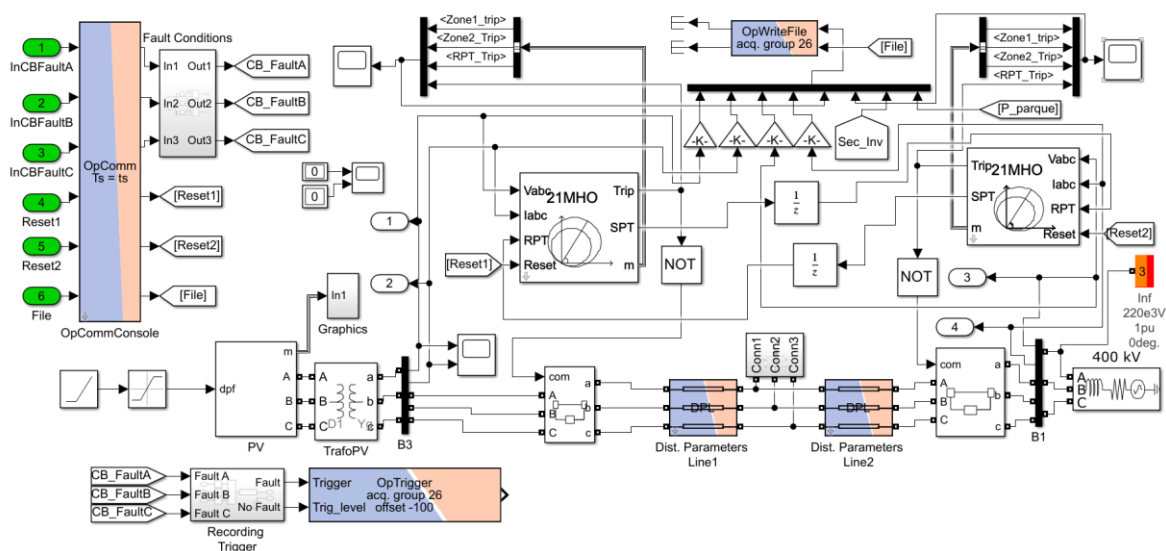


Figura 61: Diagrama de bloques del subsistema SM_Model del modelo de simulación con generación solar fotovoltaica.

En la Figura 62, se observa la señal de entrada dpf al subsistema PV que es la radiación solar recibida por el parque solar. Como salida del subsistema se obtiene la señal de medidas en el subsistema Graphics y las señales trifásicas que entran en el transformador.

La planta solar fotovoltaica puede seguir dos estrategias diferentes.

- Corriente de secuencia inversa inyectada en el sistema igual a cero y potencia con elevadas amplitudes cuando ocurre la falta.
- Corriente de secuencia inversa inyectada en el sistema distinta de cero y potencia constante con pequeñas amplitudes cuando ocurre la falta.

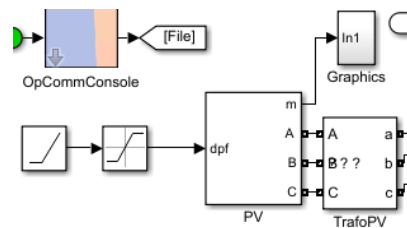


Figura 62: Detalle de los bloques que componen el parque solar fotovoltaico del modelo de simulación.

En la Figura 63, se muestra el diagrama de bloques del subsistema PV. Este subsistema incluye la medida y el control del parque solar fotovoltaico. La señal de entrada al subsistema pasa al bloque de computación para obtener la tensión en corriente continua, señal de entrada al control del parque solar. Además, en el Scope situado en la parte inferior izquierda se dispone de la trayectoria de la potencia, magnitud relevante para analizar la estrategia seguida por la planta fotovoltaica. En la Figura 64, se observan los bloques que calculan la tensión de corriente continua del modelo de simulación.

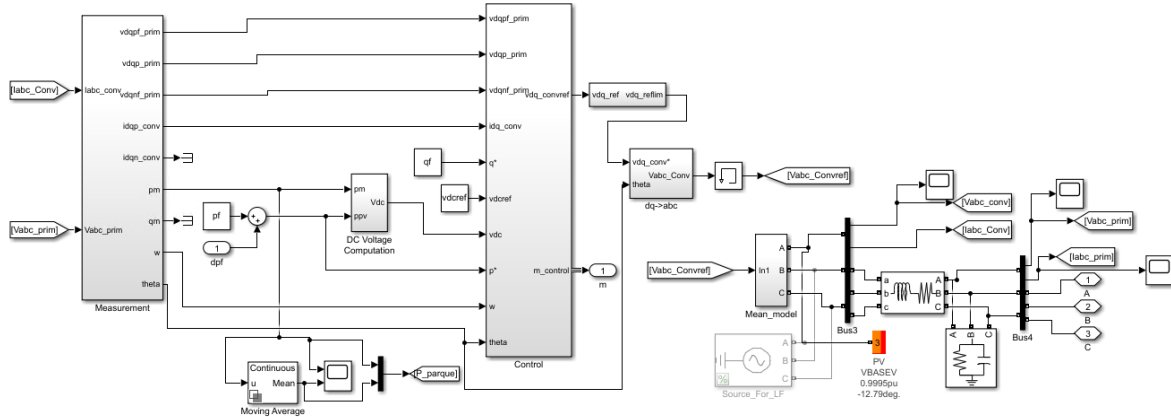


Figura 63: Diagrama de bloques del subsistema PV del caso con generación solar fotovoltaica.

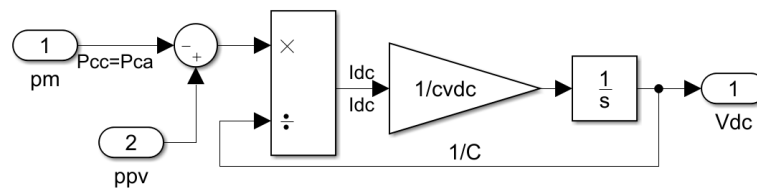


Figura 64: Diagrama de bloques del subsistema DC Voltage Computation.

Dentro del menú Control Parameter se destaca el parámetro KNCS, el cual establece la estrategia seguida por la planta fotovoltaica. Cuando este parámetro es igual a 1 la inyección de secuencia inversa es distinta de 0 para eliminar las oscilaciones de la potencia y de la tensión de corriente continua y cuando es igual a cero la corriente inyectada es igual a cero ya que la estrategia establece que no se anulen las oscilaciones.

La tensión y corriente trifásicas del convertidor son las señales de entrada del subsistema Measurement de la Figura 65. Estas magnitudes se transforman en el subsistema para obtenerlas en ejes d y q y según las secuencias positivas y negativas. Esto se consigue gracias a los filtros PLL y la transformada de Park que además proporciona otras magnitudes como el ángulo θ y ω .

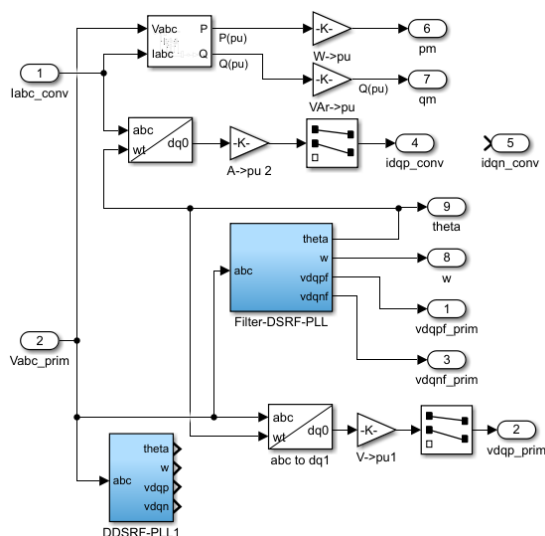


Figura 65: Diagrama de bloques del subsistema Measurement del modelo con generación solar fotovoltaica.

El control del parque fotovoltaico calcula la tensión de referencia del convertidor en ejes d y q como muestra la Figura 66.

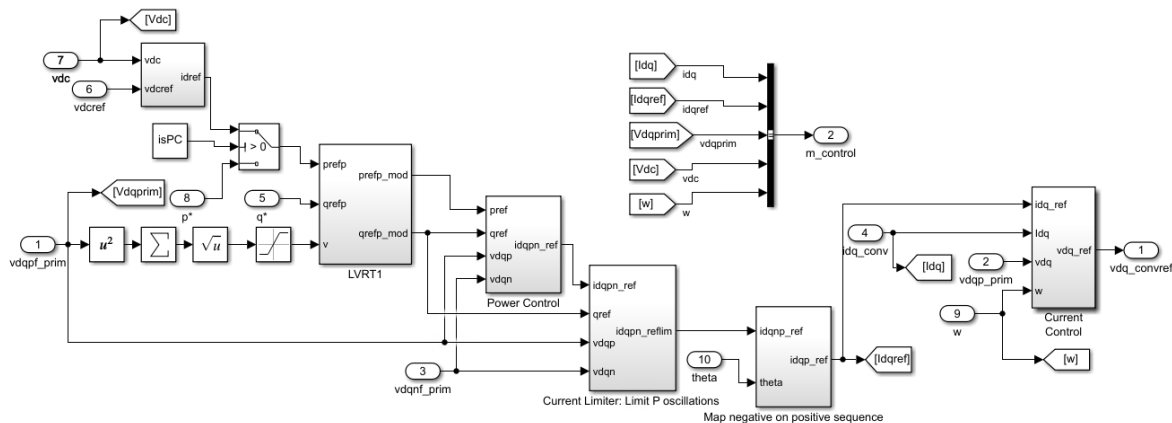


Figura 66: Diagrama de bloques del subsistema Control del caso con generación solar fotovoltaica.

En la Tabla 12, se observa el menú de ajustes de parámetros del transformador de la planta solar fotovoltaica.

El subsistema SC_GUI es el representado en la Figura 67 y los bloques son los mismos que en el caso del modelo con generación síncrona con las mismas funciones.

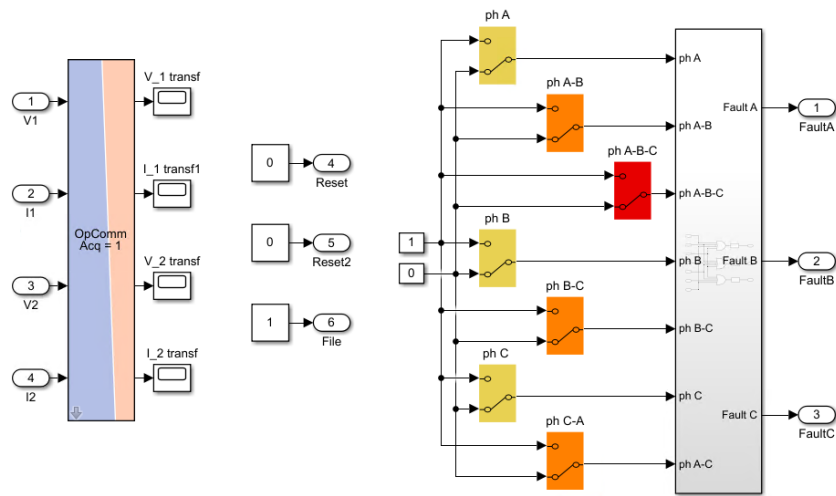


Figura 67: Diagrama de bloques del subsistema SC_GUI del modelo con generación solar fotovoltaica.

4.2 RESULTADOS

En este apartado se analizan los resultados obtenidos en este trabajo fin de máster. Los apartados de la sección se dividen según los modelos de simulación empleados. En primer lugar, se exponen los resultados de los modelos de simulación que utilizan generación síncrona y en segundo lugar los modelos que utilizan generación renovable.

Primero, se describe el porcentaje de la línea que protege cada zona de la protección de distancia. La primera zona de la protección se configura para proteger hasta el 80% de la longitud de la línea y la segunda zona se configura para que proteja hasta el 120% de la longitud de la línea.

A continuación, se describen las localizaciones de las faltas aplicadas sobre el modelo de simulación. Cabe destacar que se considera el inicio de la línea el punto 1 de la Figura 68 que es el punto de la línea más cercano a la red infinita, denominado a partir de ahora zona del área 1 y el final el punto 2, denominado a partir de ahora zona del área 2, que se caracteriza por ser el punto más cercano al bloque de la generación.

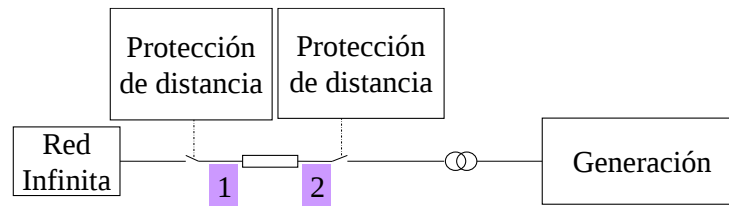


Figura 68: Esquema del modelo de simulación estableciendo el inicio (1) y final (2) de línea.

La primera falta se sitúa al 10% de la línea a partir del punto 1, es decir, a 20 kilómetros del comienzo de la línea. La falta se produce en esta localización en el modelo de simulación para comprobar la actuación de la protección cercana a la red infinita en la Zona 1 y la actuación de la protección cercana a la máquina síncrona en la Zona 2.

La segunda falta se sitúa cerca del punto medio de la línea a 80 kilómetros del comienzo de la línea. Ambas protecciones deberían actuar en primera zona ya que esta longitud se encuentra en el 40% del punto 1, y al 60% del punto 2, porcentajes que cubren el 80% de la Zona 1 de ambas protecciones.

Por último, la tercera falta se encuentra al 90% de la línea, es decir, a 180 kilómetros del inicio de la línea. La falta se produce en esta localización en el modelo de simulación para comprobar la actuación de la protección cercana a la red infinita en la Zona 2 y la actuación de la protección cercana a la máquina síncrona en la Zona 1.

4.2.1 CASO CON MÁQUINA SÍNCRONA

En este apartado se muestran los resultados obtenidos en el modelo de simulación que utiliza este tipo de generación. El modelo se simula a través de dos entornos: Simulink, apartado 4.2.1.1, y RT-LAB, apartado 4.2.1.2.

En ambas simulaciones se aplican las faltas en las mismas localizaciones en la línea y se analizan las mismas magnitudes en los resultados. Las magnitudes que se representan en este caso son las que se indican a continuación.

- **VT1.** Representa la tensión trifásica obtenida del transformador de medida situado al comienzo de la línea, cercano a la red de potencia infinita. A través de esta magnitud

se observa la tensión que hay al comienzo de la línea, sus alteraciones frente a los cortocircuitos aplicados en la línea y su estado tras la actuación de las protecciones.

- **IT1.** Representa la corriente trifásica al inicio de la línea, obtenida a través del transformador de medida que se encuentra cerca de la red de potencia infinita. La obtención de esta magnitud permite realizar un análisis detallado según las circunstancias de la red en cada instante: funcionamiento normal, alteraciones provocadas por faltas y disminución por actuación de las protecciones.
- **VT2.** Representa la tensión trifásica obtenida del transformador de medida situado al final de la línea, cercano a la máquina síncrona. Con ello, se puede observar la tensión que tiene que soportar la máquina síncrona, que se verá afectada por los cortocircuitos aplicados y, cuando actúa la protección, la disminución de esta magnitud al producirse la desconexión del breaker.
- **IT2.** Representa la corriente trifásica medida a través del transformador de medida que se encuentra cercana a la generación síncrona. Ante un cortocircuito, la protección debe actuar y proteger a la máquina síncrona de sobreintensidades.

4.2.1.1 Simulación en Simulink.

En primer lugar, se muestran los resultados obtenidos en el entorno de Simulink. Las faltas han sido aplicadas alrededor de $t = 3$ segundos y la simulación tiene una duración igual a 10 segundos. Sin embargo, en los resultados se representan gráficos ampliados para poder visualizar el efecto de los cortocircuitos sobre las magnitudes. Se ha comprobado el funcionamiento de las protecciones en todas las fases, por ello sólo se va a reflejar un ejemplo en cada tipo de falta.

- **Falta localizada al 10% del comienzo de la línea.**

Falta monofásica.

En primer lugar, se analizan las tensiones en los extremos de la línea medidas a través de los transformadores. La Figura 69 muestra la evolución de la tensión en la zona del área 1. Esta magnitud se considera como la más crítica por su cercanía a la falta, a lo largo de la simulación. Cuando se produce la falta, una de las fases, en este caso la fase a, aumenta su

valor debido al cortocircuito y la señal trifásica deja de estar equilibrada. Por ello, las protecciones de la línea actúan desconectando la línea. El tiempo de actuación es alrededor de 40 milisegundos.

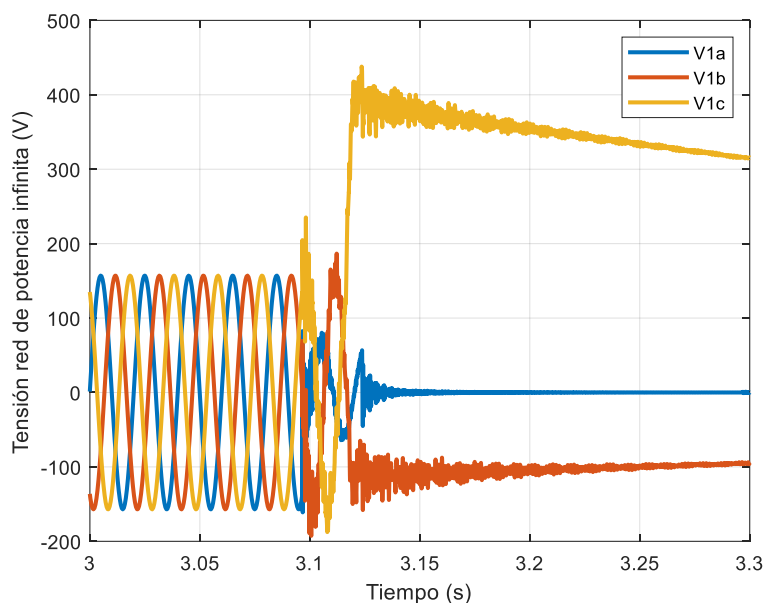


Figura 69: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, offline.

En segundo lugar, se procede al análisis de las corrientes medidas en la línea. En la Figura 70 se observa la intensidad medida en la zona del área 1. Se observa un mayor aumento en el momento del cortocircuito dado que es el lugar más cercano a la actuación de la protección. Tras producirse el cortocircuito las intensidades disminuyen hasta cero por la actuación de las protecciones que desconectan la línea del sistema.

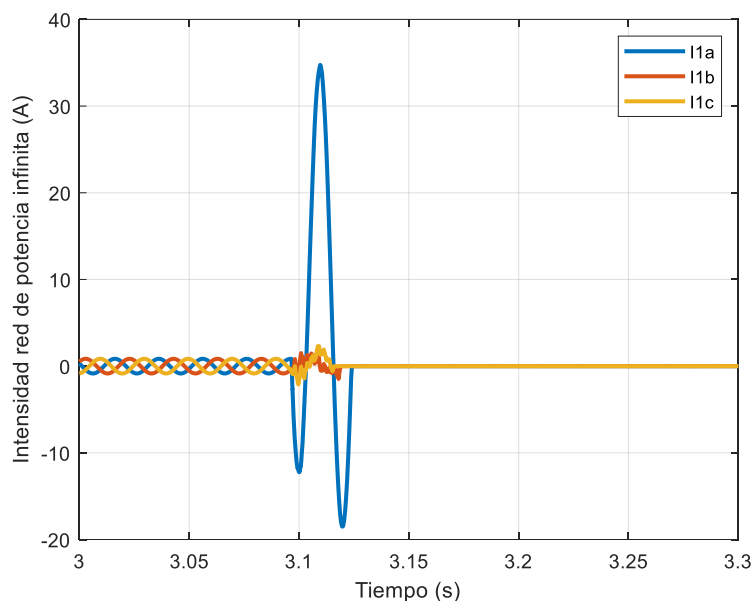


Figura 70: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, offline.

Ahora, en la Figura 71 se muestra la actuación de las dos protecciones del modelo de simulación a través de la señal “Trip”. Esta señal cambia su valor de 0 a 1 cuando la protección detecte la falta en una determinada Zona. Se comprueba que ambas protecciones actúan en el mismo tiempo, luego el canal de comunicaciones entre ellas es óptimo.

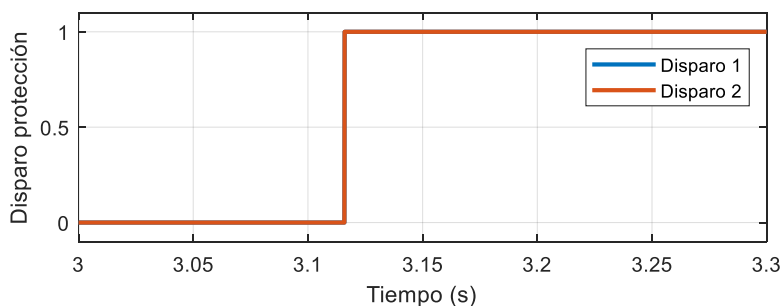


Figura 71: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, offline.

La Figura 72 muestra que la protección detecta la falta en primera zona, luego se concluye que funciona de forma correcta ya que la falta está situada dentro del alcance del 80% de la Zona 1. Además, la detección de falta en segunda zona de la protección está correctamente configurada ya que se activa la señal de detección de la falta en Zona 2 que abarca desde el

0% hasta el 120% de la longitud de la línea. También detecta la señal RPT proveniente del canal de comunicación entre las dos protecciones. La señal que llega a la señal “Trip”, que es cuando dispara la protección 1, en este caso es la detección de la falta en Zona RPT que es la primera que se detecta.

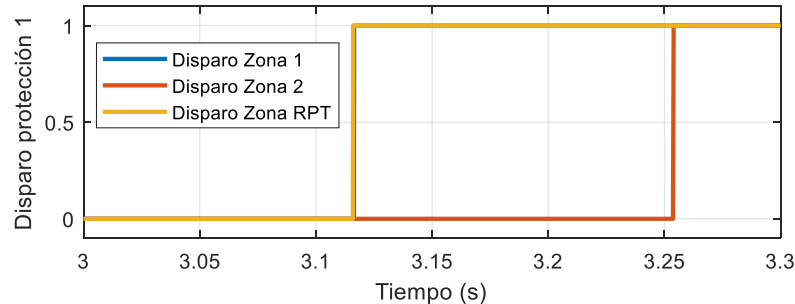


Figura 72: Disparo de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, offline.

La Figura 73 muestra las señales de detección de la falta por la protección en el punto 2. En este caso, como la falta se encuentra situada a más del 80% de distancia del alcance de la protección, concretamente al 90%, no detecta la falta en Zona 1 la protección. Detecta la falta en Zona 2 y recibe la señal RPT de la otra protección a través del canal de comunicaciones. Con lo cual el resultado de disparo es la señal RPT que proviene de la otra protección sin retraso para poder proteger la línea de una forma rápida y eficaz.

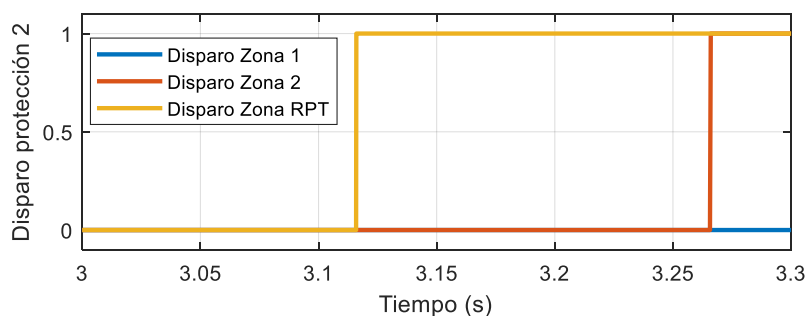


Figura 73: Disparo de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, offline.

Falta bifásica.

En este apartado se muestran los resultados de las magnitudes cuando se produce una falta bifásica en la línea entre las fases a y b. En primer lugar, se dispone de los resultados de la

tensión medida en la zona del área 1, Figura 74, que es similar a la de falta monofásica. La única diferencia reside en el número de fases afectadas por el cortocircuito.

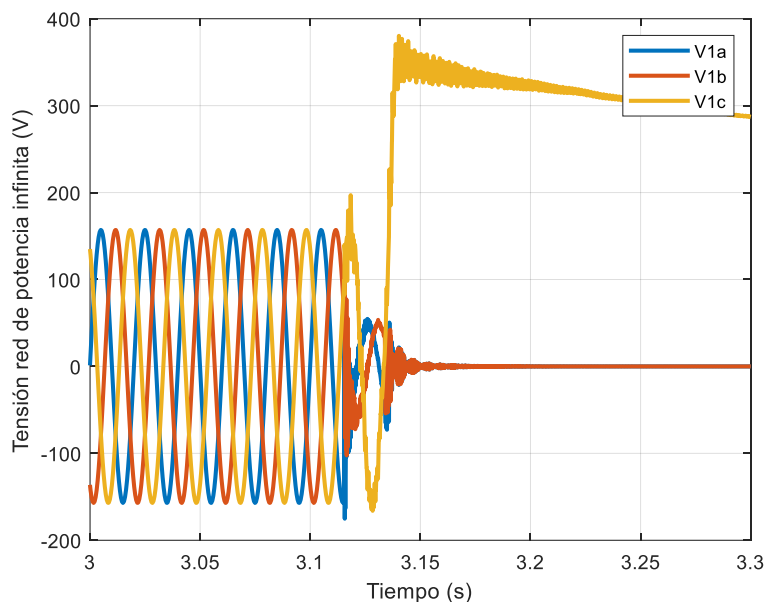


Figura 74: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, offline.

En cuanto a las corrientes, se observa que la falta bifásica afecta a dos de las fases en vez de solo a una al igual que la tensión. En la Figura 75 se muestra la evolución de la intensidad en la zona del área 1 por ser la zona más cercana a la falta y por ello se observa un aumento más elevado de la intensidad en el momento de la falta.

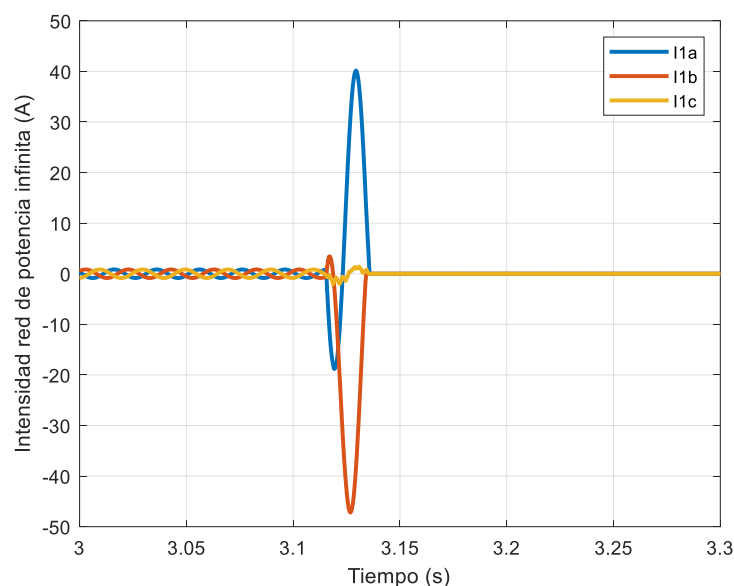


Figura 75: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, offline.

En la Figura 76, se representa las actuaciones de las protecciones. Se observa que dispara primero la protección de la zona del área 1, a los 15 milisegundos y después la del área 2, a los 20 milisegundos. Esto se debe a que la protección 1 detecta en Zona 1 la falta y envía la señal SPT a la protección 2. El tiempo que tarda en mandar la señal SPT es el desfase de tiempo perceptible en la figura.

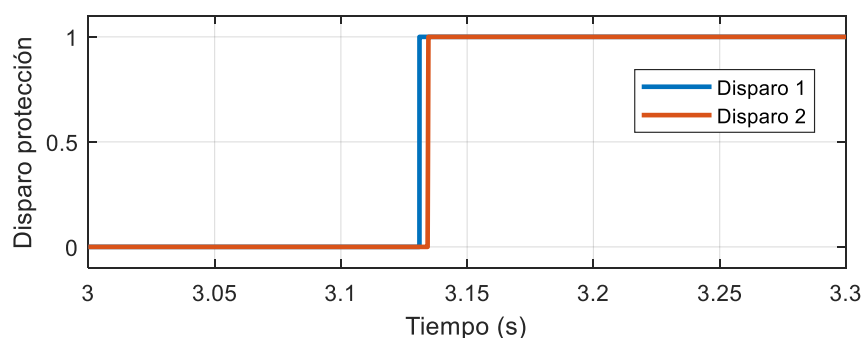


Figura 76: Disparos de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, offline.

En la Figura 77, se observa el desfase entre la detección de la zona 1 y la señal RPT. La protección detecta la falta correctamente al disparar en Zona 1. Se detecta la falta en Zona 2

gracias a la configuración de la protección de Artemis de la detección de la falta entre el 0% y el 120% de la longitud de la línea en dicha zona.

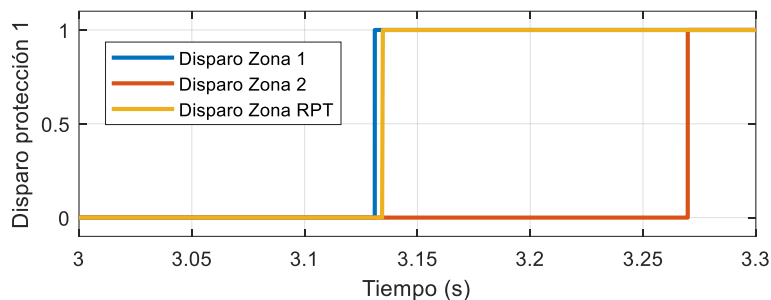


Figura 77: Disparo de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, offline.

En la Figura 78, se muestra que la protección 2 detecta correctamente las zonas ya que sólo detecta la falta en la Zona 2. Sin embargo, dispara antes por la señal RPT mandada por la protección 1.

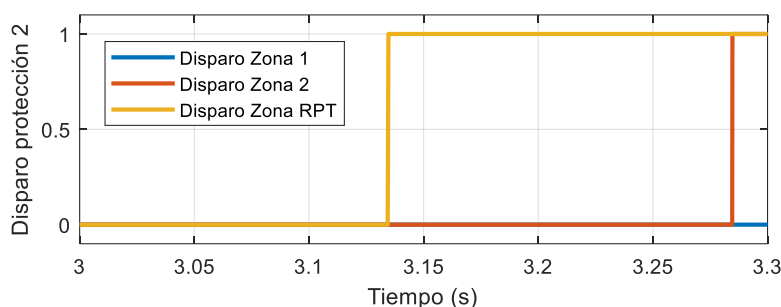


Figura 78: Disparo de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, offline.

Falta trifásica.

En este apartado se detallan los resultados de las magnitudes previamente descritas aplicando una falta trifásica en la línea, donde la falta afecta a todas las fases. En primer lugar, se observa el gráfico de la tensión medida en la zona del área 1 del sistema en la Figura 79. En este caso la falta se considera más severa ya que los picos de corriente en las primeras oscilaciones después de que ocurra la falta son mayores que en los casos anteriores.

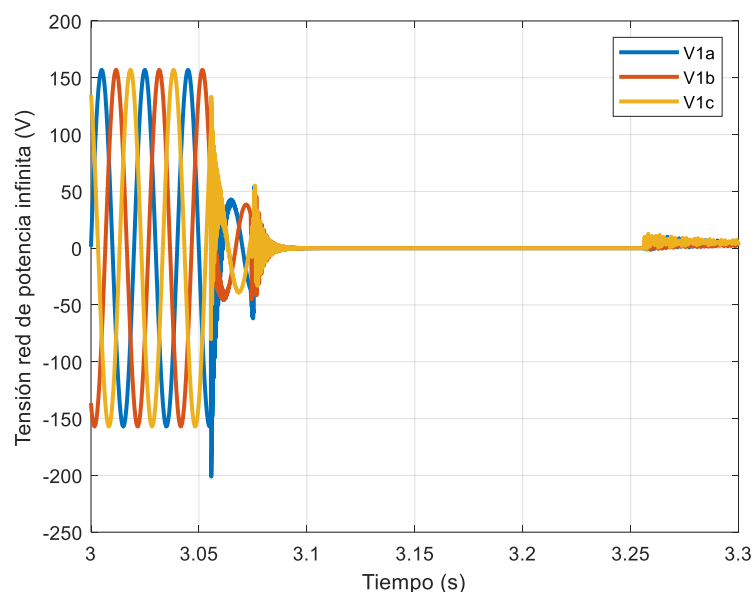


Figura 79: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, offline.

En segundo lugar, se dispone del gráfico de la corriente en la zona del área 1, donde se puede comprobar el aumento de la corriente en las tres fases afectadas en la Figura 80.

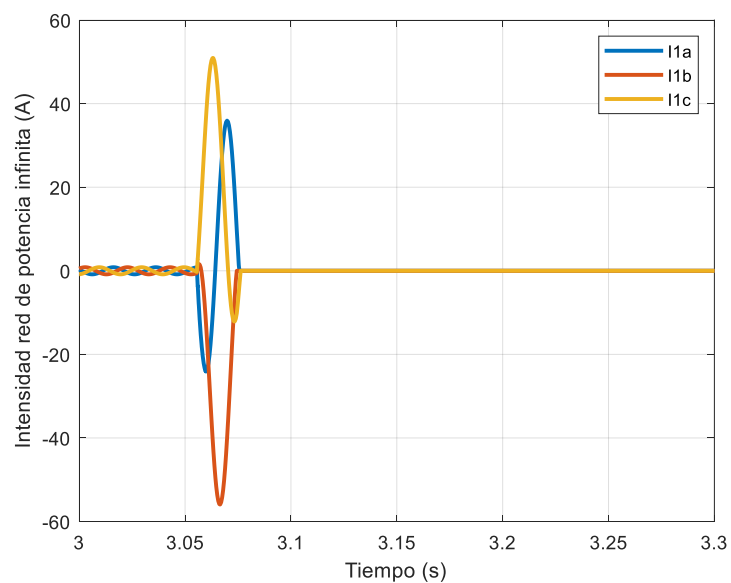


Figura 80: Intensidad en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, offline.

En este caso, el disparo de las protecciones, Figura 81, no tiene tanto desfase como en el caso de la falta bifásica, pero sí más desfase que en el caso de falta monofásica. El desfase en este caso se puede considerar nulo ya que actúan las dos protecciones casi al mismo tiempo. Las protecciones detectan la falta en las zonas correctas y envían la señal RPT por el canal de comunicación de forma adecuada, se observa en la Figura 82 y en la Figura 83. Los tiempos de actuación son los adecuados ya que la falta ocurre en $t = 3,055$ segundos y se despeja en $t = 3,07$.

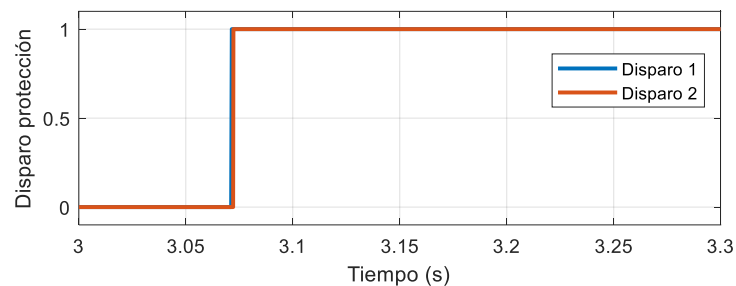


Figura 81: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, offline.

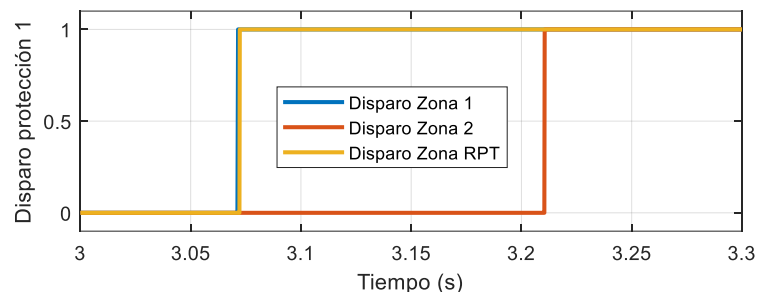


Figura 82: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, offline.

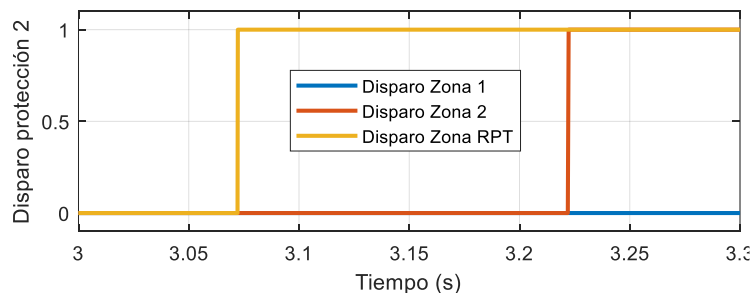


Figura 83: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, offline.

- **Falta localizada al 40% del comienzo de la línea.**

Falta monofásica.

Primero se analiza la tensión en la zona del área 1, por la cercanía de la falta a esta zona, en la Figura 84. En este caso la falta ha sido aplicada en la fase a y se observa una mayor alteración en dicha tensión.

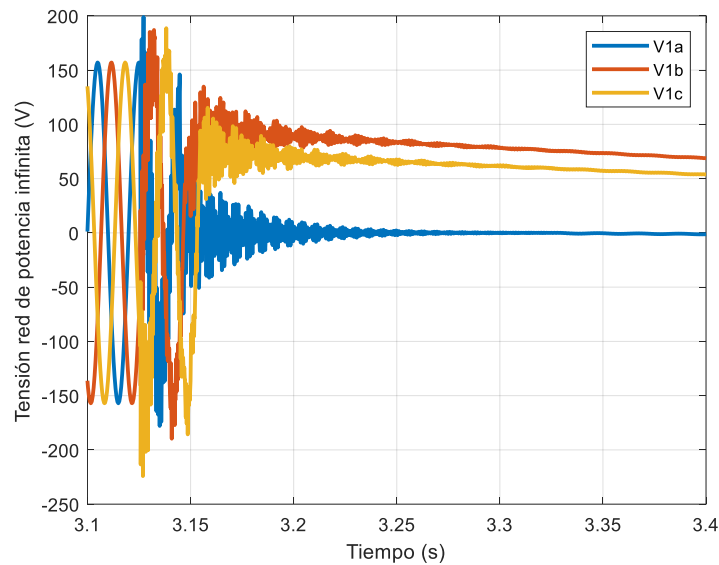


Figura 84: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.

En la Figura 85, se observa el aumento de la intensidad de la fase a cuando se produce la falta en el sistema. Como la protección está más alejada del área 1 que en el caso anterior donde se producía la falta al 10% del comienzo de la línea, el aumento de la intensidad es menor que en dicho caso.

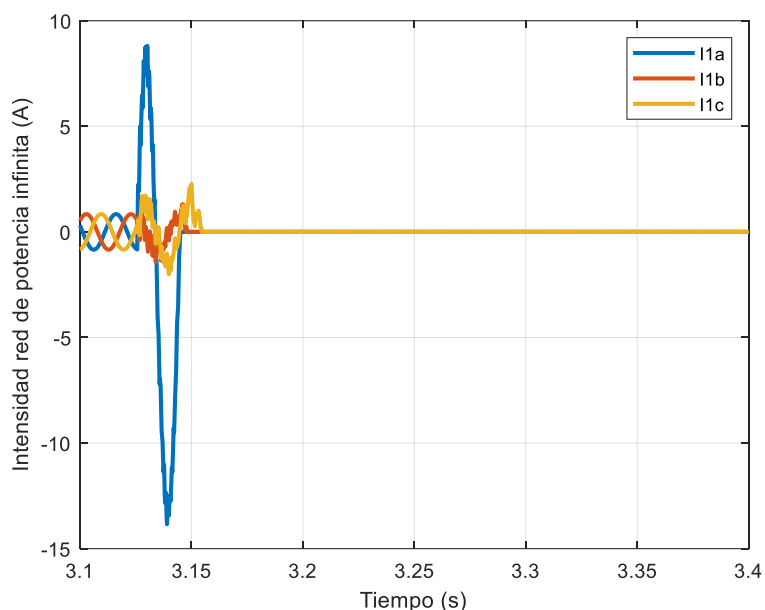


Figura 85: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.

En la Figura 86, se muestra el momento en el que disparan las protecciones del modelo de simulación. Al igual que sucedía en el caso de falta monofásica con la falta al 10%, la actuación de ambas protecciones es instantánea a los 40 milisegundos y disparan a la vez gracias a la buena comunicación entre ambas protecciones.

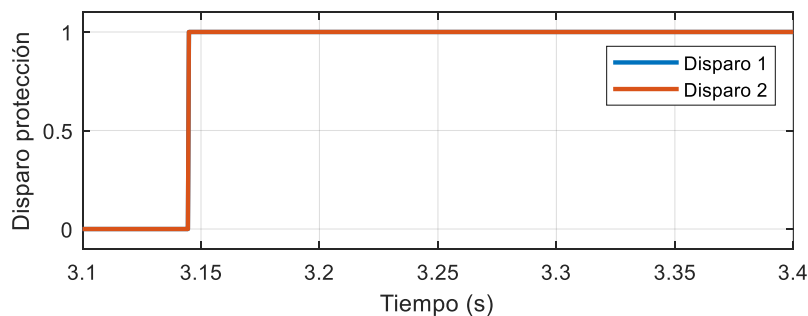


Figura 86: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.

En la Figura 87, se observa que la protección detecta la falta en Zona 1 por estar localizada a menos del 80% de la distancia del inicio de la línea, 40% en este caso. Se detecta la Zona 2 por abarcar el porcentaje entre 0% y 120%, y la señal RPT por el canal de comunicaciones.

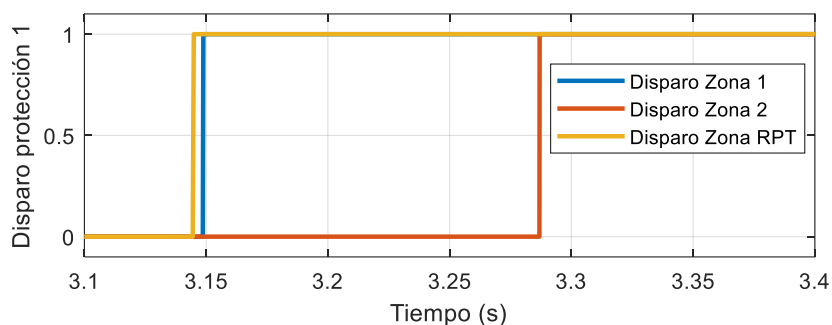


Figura 87: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.

En la Figura 88, se muestra que la protección del área 2 no detecta la falta en Zona 1. Sin embargo, la protección actúa en el tiempo adecuado gracias a la señal RPT que proviene desde la protección del área 1. Como está más lejos la protección 2 que la protección 1 de la localización de la falta, a la protección 2 no le da tiempo a detectar la falta en la Zona 1.

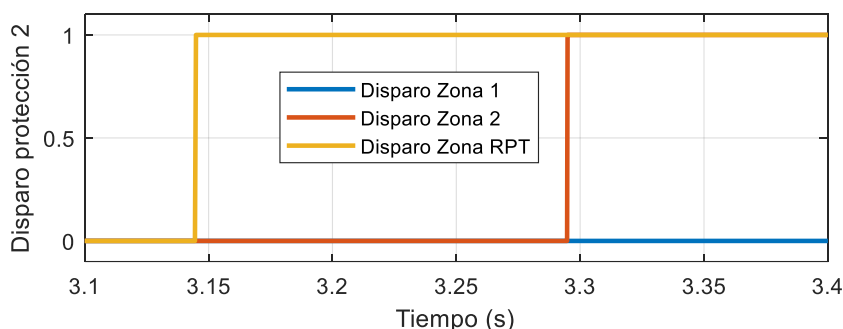


Figura 88: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.

Para comprobar si el bloque de la protección del área 2 detecta la falta en Zona 1 correctamente, se procede a deshabilitar la función del canal de comunicación entre las protecciones. Se obtiene el resultado de la Figura 89 donde la protección detecta la falta en Zona 1. Se concluye por tanto que las diferencias entre el envío de la señal RPT y la detección de la falta en Zona 1 son las que determinan esa diferencia. Sin embargo, el disparo en ambos casos se produce de forma adecuada.

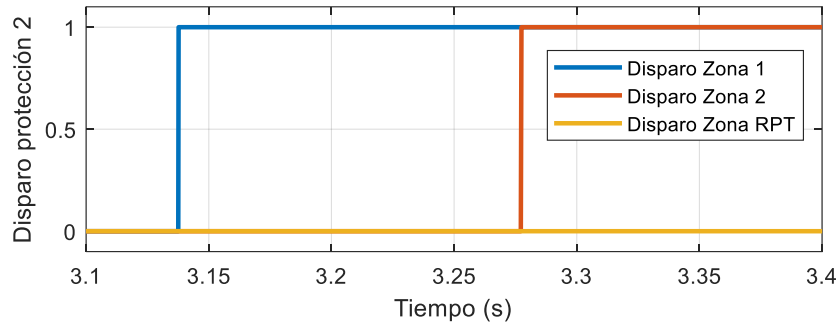


Figura 89: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo sin señal RPT activada. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, offline.

Falta bifásica.

Se produce una falta bifásica entre las fases b y c. Se observa en la Figura 90 que las dos fases afectadas tienen más amplitud de rango que la fase a tras la falta.

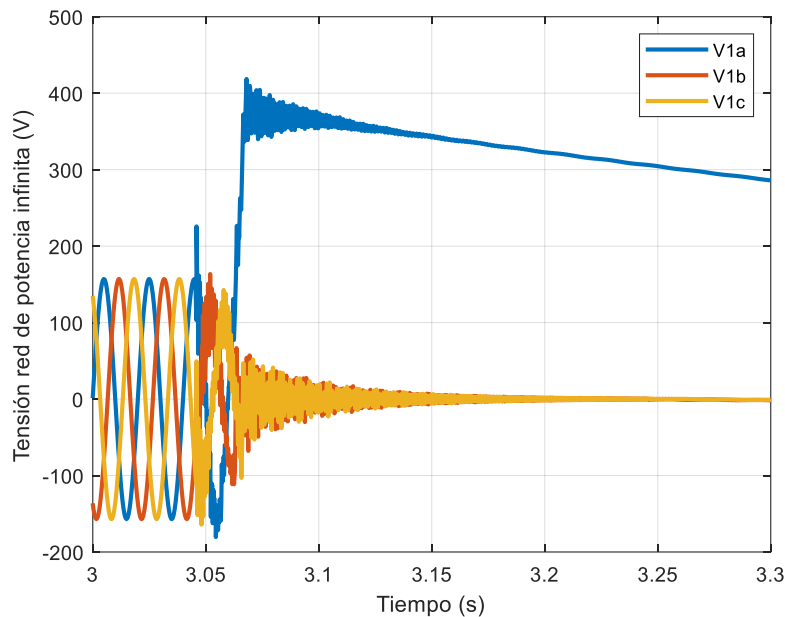


Figura 90: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, offline.

En la Figura 91, se muestra el cambio de la intensidad trifásica tras la falta terminando en la desconexión de la línea gracias a la actuación de las protecciones.

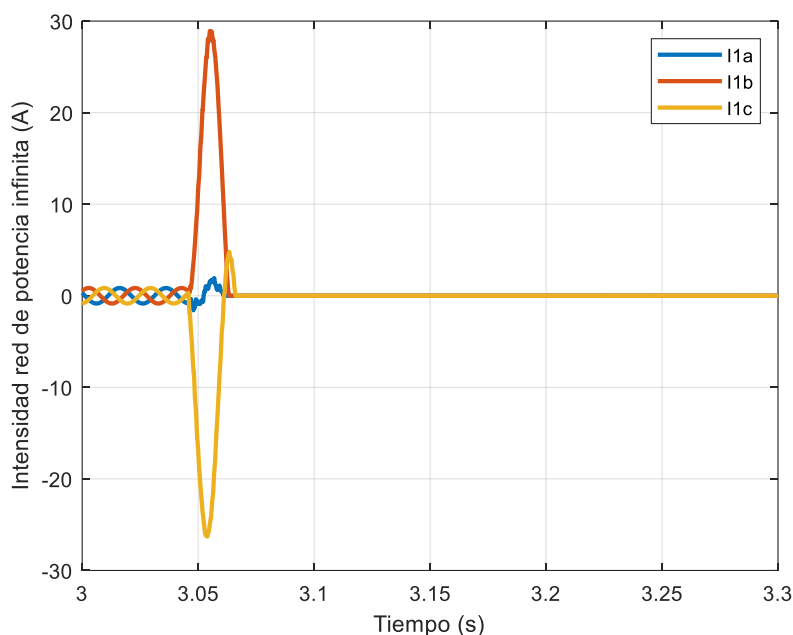


Figura 91: Intensidad en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, offline.

La actuación de las protecciones es instantánea y actúan las dos al mismo tiempo como se muestra en la Figura 92.

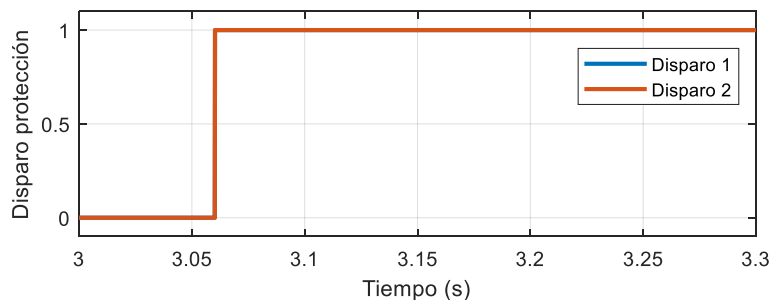


Figura 92: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, offline.

En la Figura 93 se observa que la protección 1 detecta la falta en la zona correcta, pero en la Figura 94, la protección 2 no detecta la falta en Zona 1. Se desconecta la señal RPT y se comprueba que la protección sí detecta la falta en Zona 1 sucediendo algo similar a lo ocurrido en la falta monofásica de este apartado.

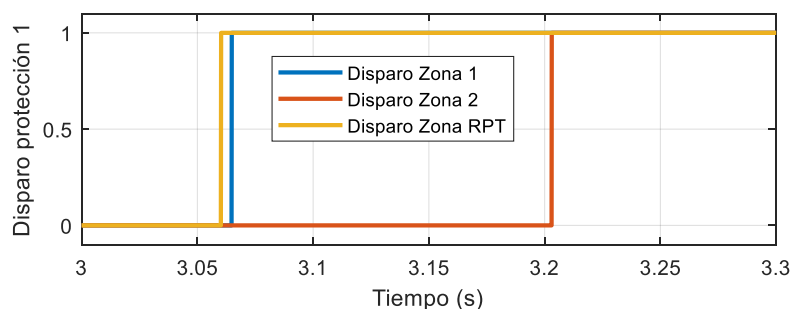


Figura 93: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, offline.

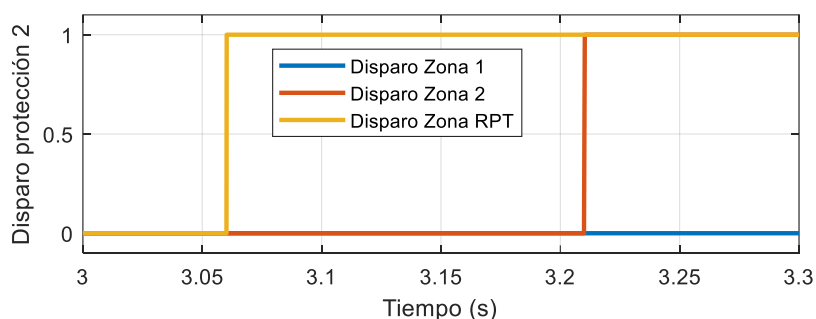


Figura 94: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, offline.

Falta trifásica.

Se aplica la falta trifásica. La evolución de la tensión de la Figura 95 muestra un amplio cambio en las fases tras producirse la falta.

La Figura 96 muestra también un cambio en la amplitud de las corrientes, pero esta amplitud es menor que la que había en el caso de falta trifásica al 10% del inicio de la línea

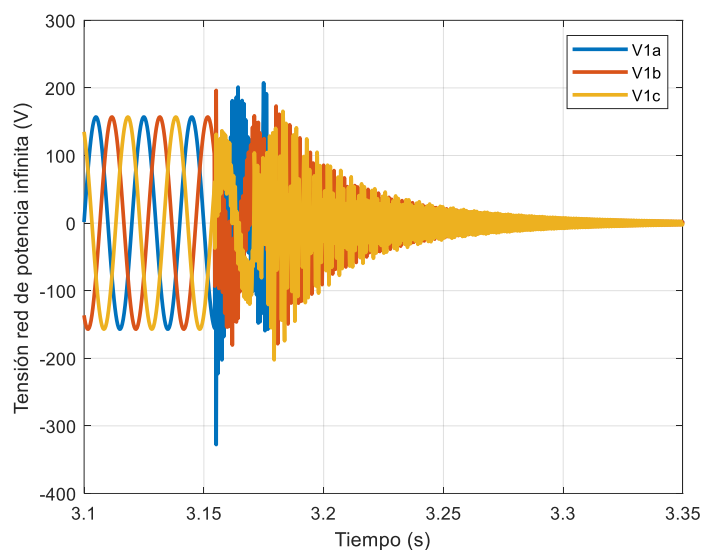


Figura 95: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, offline.

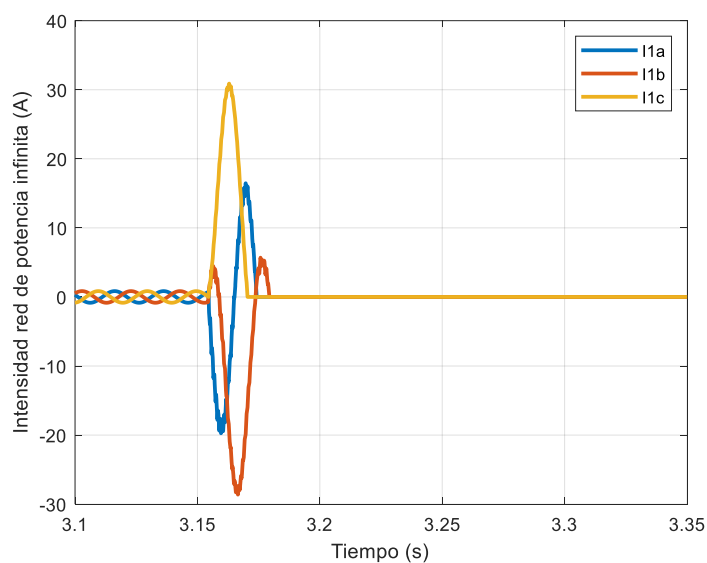


Figura 96: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, offline.

La Figura 97 muestra el correcto funcionamiento de ambas protecciones las cuales disparan a los 15 milisegundos del inicio de la falta, es decir, de forma casi instantánea. Las protecciones actúan a la vez gracias al buen canal de comunicaciones que proporciona el canal RPT.

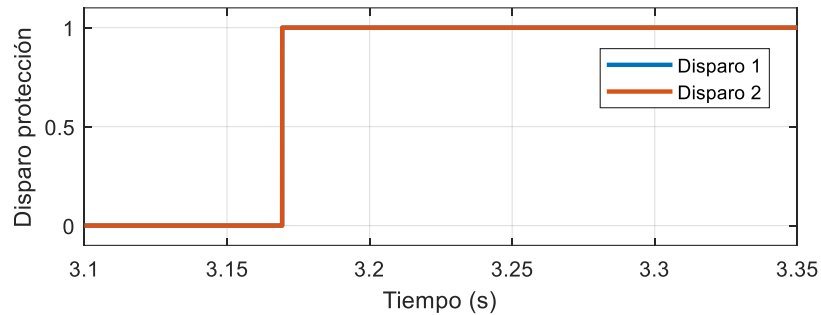


Figura 97: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, offline.

- **Falta localizada al 90% del comienzo de la línea.**

Falta monofásica.

En primer lugar, en la Figura 98, se representa la tensión trifásica de la zona del área 2 por estar más cerca de la falta. En este caso la fase que se cortocircuita es la fase b, la primera fase que pierde sincronismo a causa de la falta en la figura.

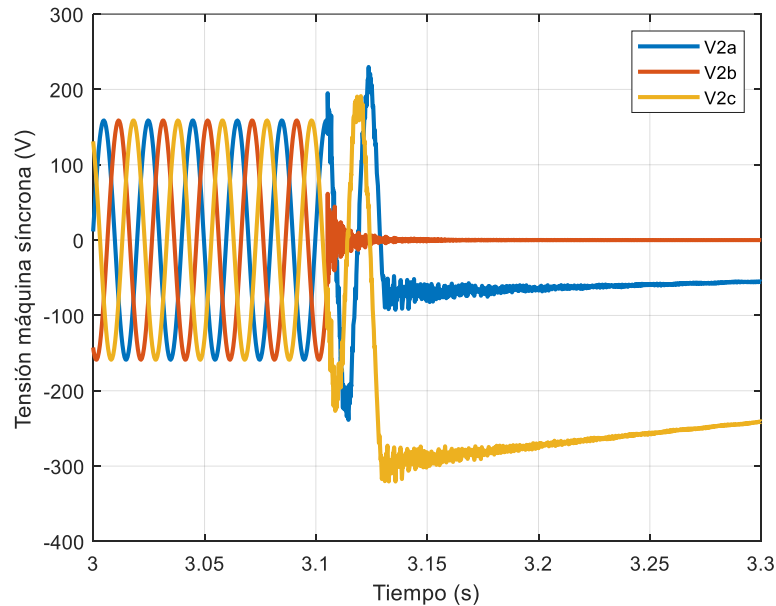


Figura 98: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, offline.

En segundo lugar, en la Figura 99, se muestra la corriente en el área 2 con aumento en la amplitud de la corriente de la fase b cortocircuitada. Cuando las protecciones actúan, la corriente disminuye hasta cero por la apertura de la línea.

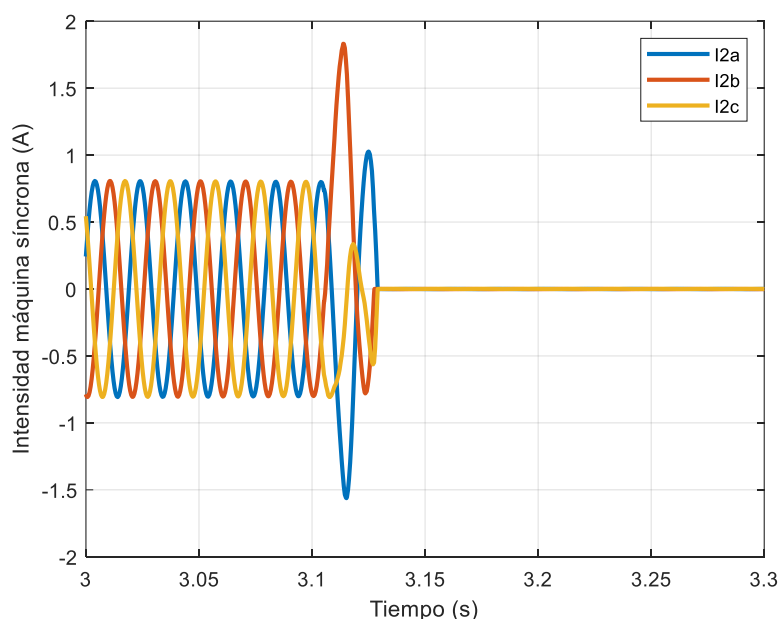


Figura 99: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, offline.

Las protecciones en este caso actúan al mismo tiempo y de forma casi instantánea, 30 milisegundos aproximadamente como se observa en la Figura 100. Por otro lado, se ha comprobado que las protecciones detectan la falta en las zonas adecuadas, la protección del área 1 detecta la falta en Zona 2 y la protección 2 detecta la falta en Zona 1.

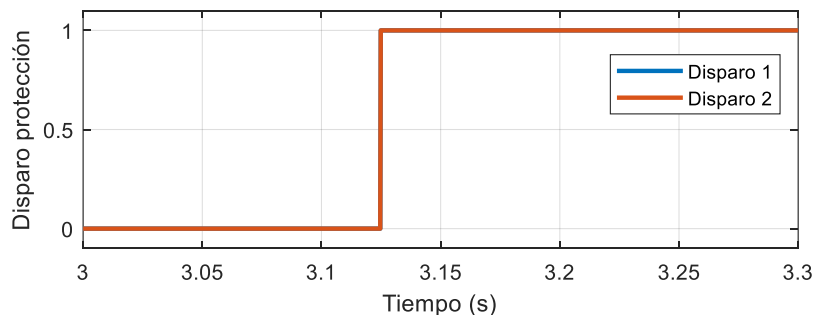


Figura 100: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, offline.

Falta bifásica.

La falta se aplica entre las fases b y c. En la Figura 101 se representa la tensión trifásica y el momento en el que se produce la falta.

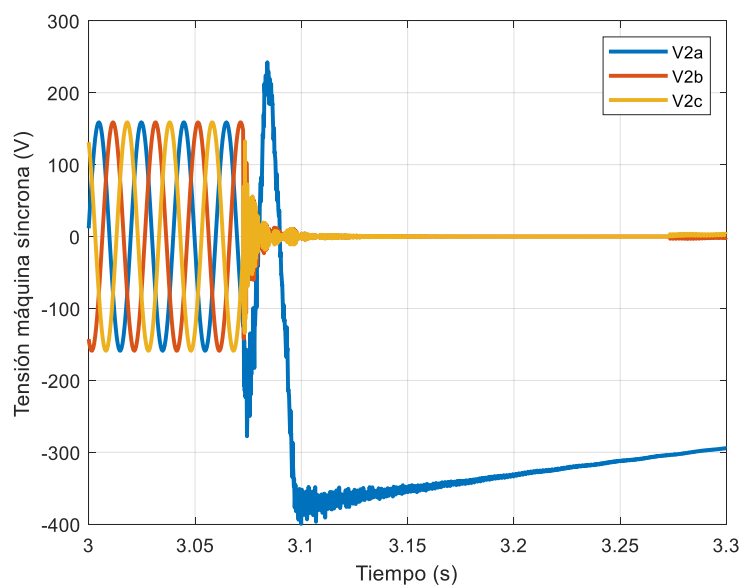


Figura 101: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, offline.

En la Figura 102 se representa la evolución de la corriente en el área 2 del sistema con el incremento de las fases b y c.

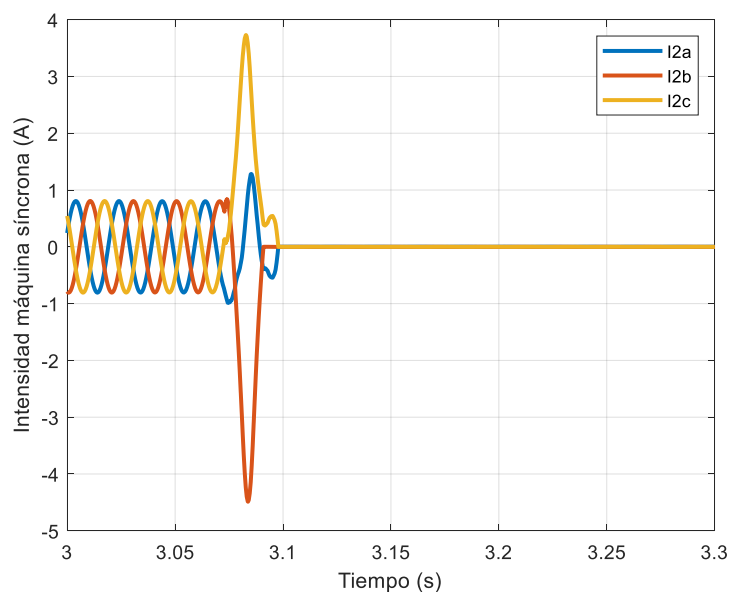


Figura 102: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, offline.

En la Figura 103, se comprueba que las protecciones disparan instantáneamente y que se coordinan adecuadamente al actuar al mismo tiempo.

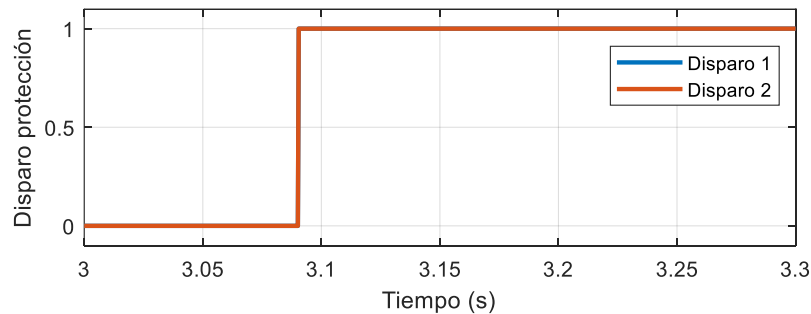


Figura 103: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, offline.

En la Figura 104 se comprueba la correcta detección de la Zona 1 y Zona 2 de la falta por parte de la protección.

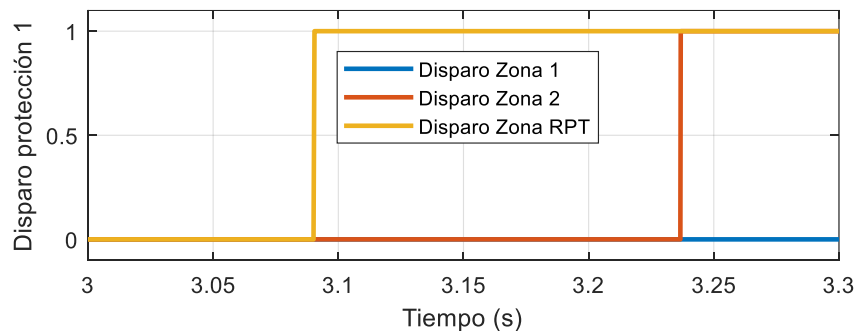


Figura 104: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, offline.

Sin embargo, en la Figura 105 se observa que la protección no detecta la Zona 1 de la falta. Al igual que en casos anteriores esto se produce por la señal RPT. Se ha comprobado que al deshabilitar la señal de envío de señal RPT la protección detecta las zonas de manera adecuada como en casos anteriores.

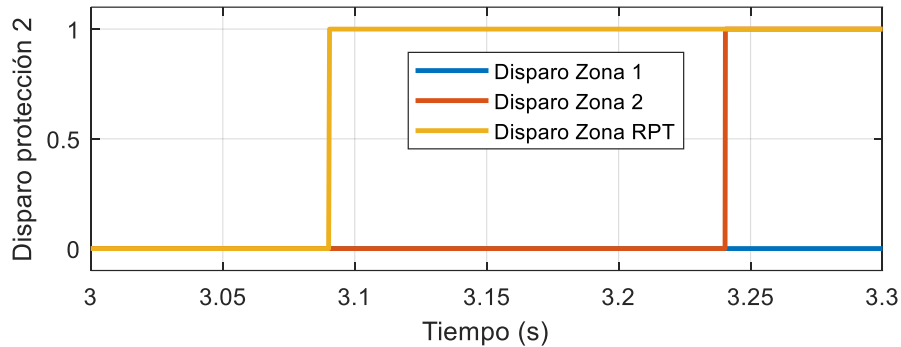


Figura 105: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, offline.

Falta trifásica.

Se muestran los resultados de las magnitudes con una falta trifásica en la línea. La tensión y la intensidad serán las medidas en la zona del área 2 debido a su cercanía a la falta. Primero se muestra el resultado de la tensión en la Figura 106 donde se ven afectadas las tres fases por la falta. Después, en la Figura 107, se observa la intensidad trifásica y sus fases afectadas por la falta.

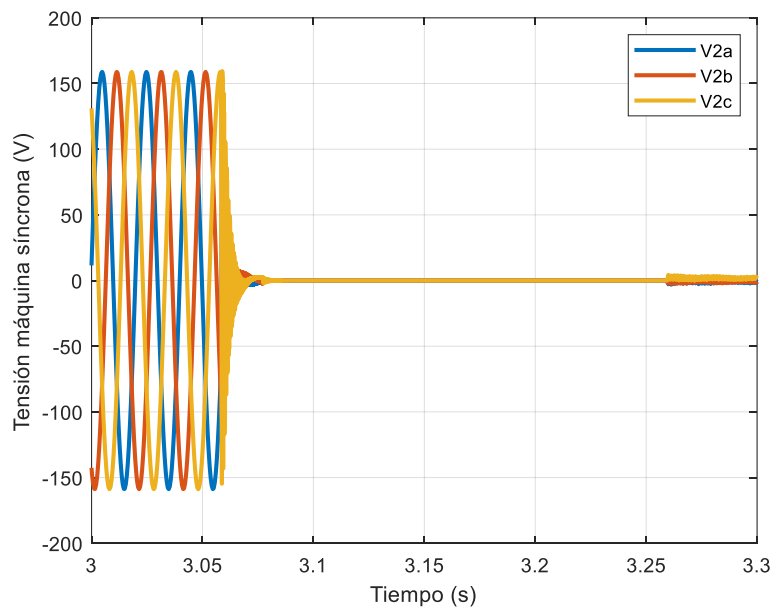


Figura 106: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, offline.

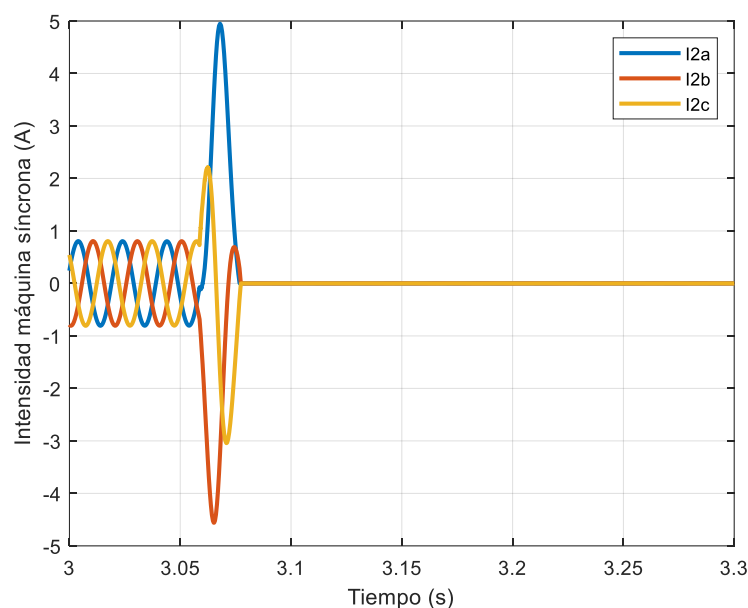


Figura 107: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, offline.

Por último, se muestra la actuación de las protecciones en la Figura 108. Ambas protecciones actúan casi instantáneamente, aproximadamente a los 30 milisegundos, por lo que su funcionamiento es correcto. Por otro lado, la protección 1 detecta las zonas y envía la señal RPT de manera correcta como se muestra en la Figura 109, pero la protección 2, no detecta correctamente la Zona 1 de disparo como sucedía en casos anteriores, aunque gracias a la señal RPT dispara correctamente Figura 110. Se comprueba que, al desconectar la señal RPT, la protección 2 detecta correctamente la Zona 1 y la Zona 2.

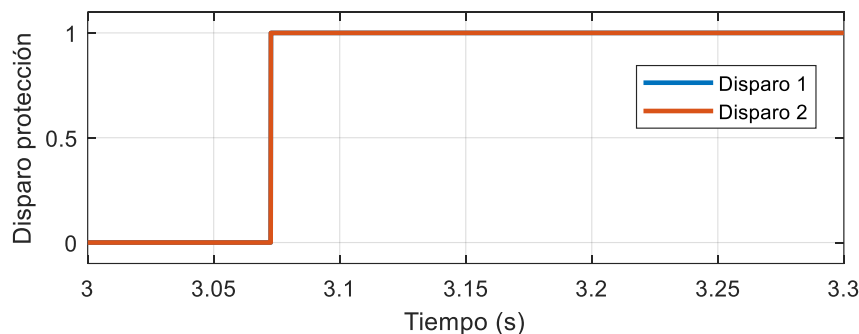


Figura 108: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, offline.

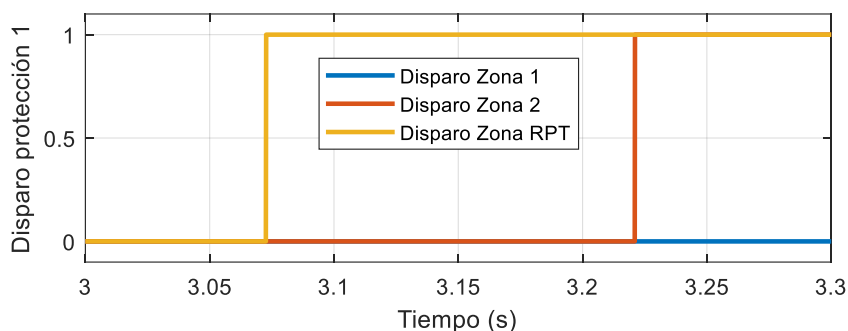


Figura 109: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, offline.

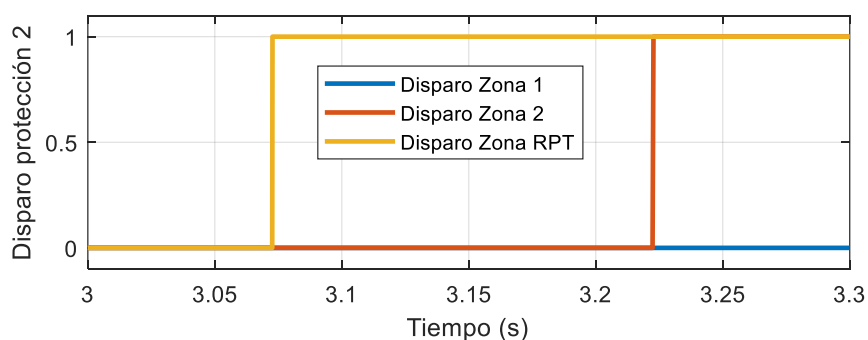


Figura 110: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, offline.

4.2.1.2 Simulación en OPAL-RT en tiempo real.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en el entorno de RT-LAB en tiempo real. Se ha comprobado el funcionamiento de las protecciones en todas las fases, por ello sólo se va a reflejar una fase o conjunto de fases en cada tipo de falta. Concretamente, las faltas monofásicas afectarán a la fase a, las bifásicas a las fases a y b, y las trifásicas a las fases a, b y c.

- **Falta localizada al 10% del comienzo de la línea.**

Dada la cercanía de la falta a la zona del área 1, en este caso se muestran los resultados de la tensión y corriente del área 1.

Falta monofásica.

El resultado de la tensión se muestra en la Figura 111 que es similar al obtenido en el mismo caso simulando a través del entorno de Simulink por la amplitud de las tensiones tras ocurrir la falta. Al actuar ambas protecciones las tensiones medidas en la línea comienzan a disminuir hasta cero.

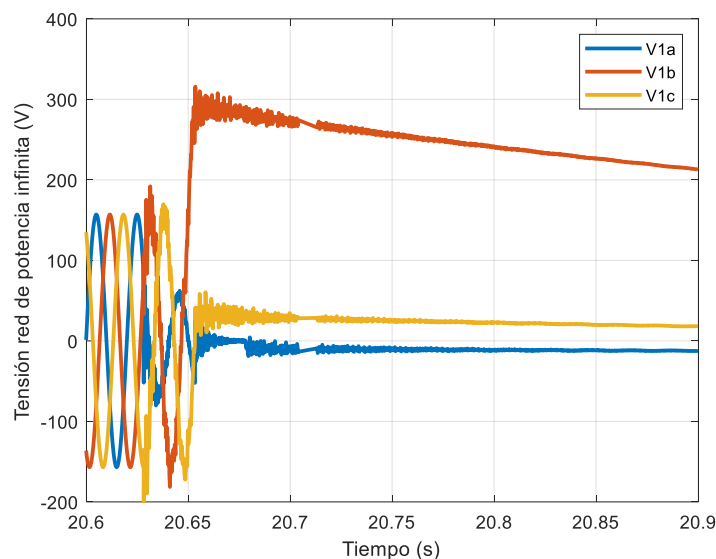


Figura 111: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, online.

En la Figura 112, se observa la intensidad medida donde la fase a aumenta sus oscilaciones como consecuencia de la falta monofásica. Cuando actúan las protecciones, la corriente disminuye hasta cero ya que se desconecta la línea de la generación sin permitir la circulación de corriente. El resultado es similar al obtenido en el caso anterior simulado a través del entorno de Simulink.

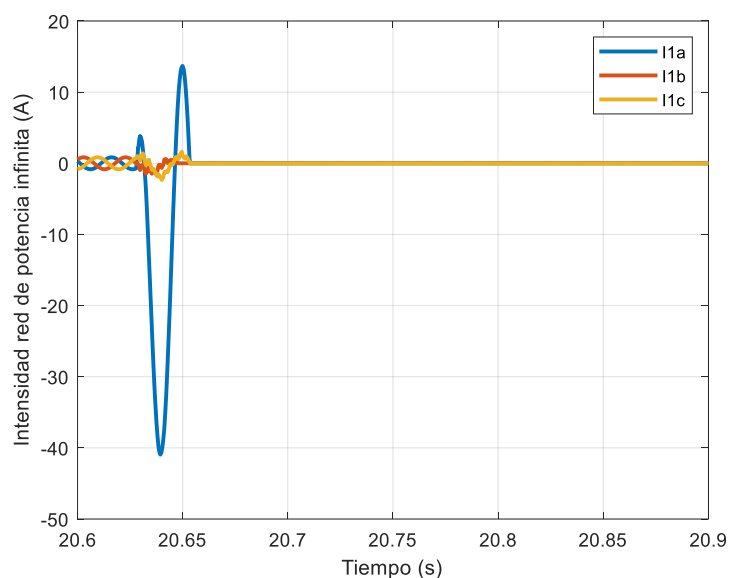


Figura 112: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, online.

En la Figura 113, se observa que el disparo de las protecciones es aproximadamente 30 milisegundos y ambas actúan casi en el mismo instante. Actúa primero la protección 1 por estar situada más cerca de la falta y envía una señal SPT a través del canal de comunicaciones a la protección 2 para que actúe.

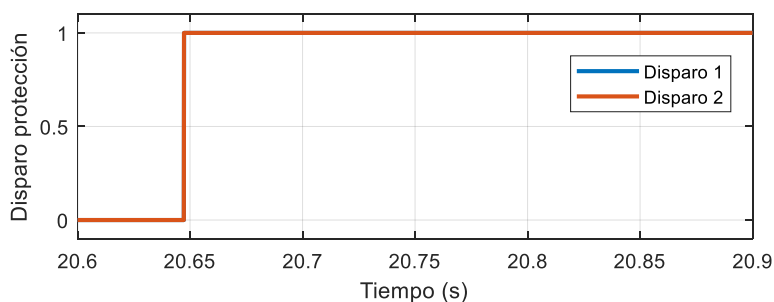


Figura 113: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, online.

En la Figura 114 se comprueba que la protección detecta la falta en Zona 1 y envía la señal RPT a la protección 2, que detecta la llegada de la señal RPT y detecta la falta en Zona 2 correctamente como muestra la Figura 115.

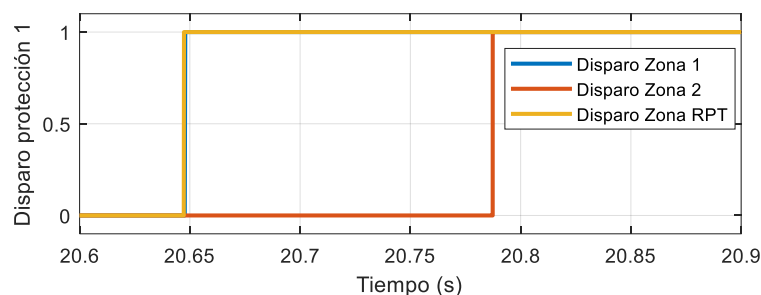


Figura 114: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, online.

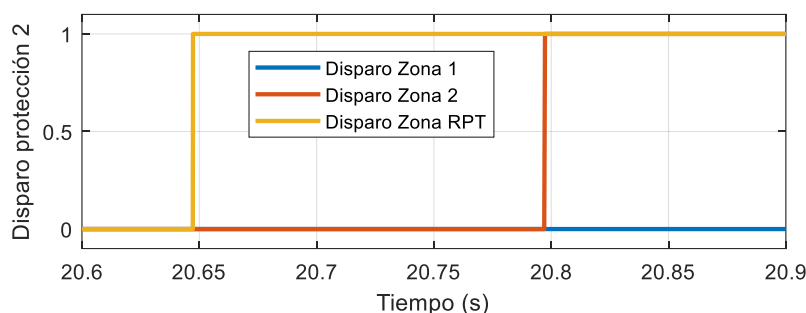


Figura 115: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 10%, online.

Falta bifásica.

Se representan los resultados en el caso de falta bifásica en las fases a y b, localizada al 10% de la zona del área 1 y se comparan con los obtenidos en el entorno de Simulink. La tensión trifásica, Figura 116, presenta un comportamiento similar antes y después de la falta. Las oscilaciones posteriores de las fases tras la falta son similares a las del caso simulado a través de Simulink. En cuanto a la corriente trifásica, Figura 117, la amplitud de las fases afectadas tras la falta es ligeramente menor comparada con la del entorno de Simulink. Esto se debe a que la inicialización del sistema es mejor en la simulación en tiempo real al disponer de un mayor tiempo de simulación para inicializarse comparado con el caso de Simulink.

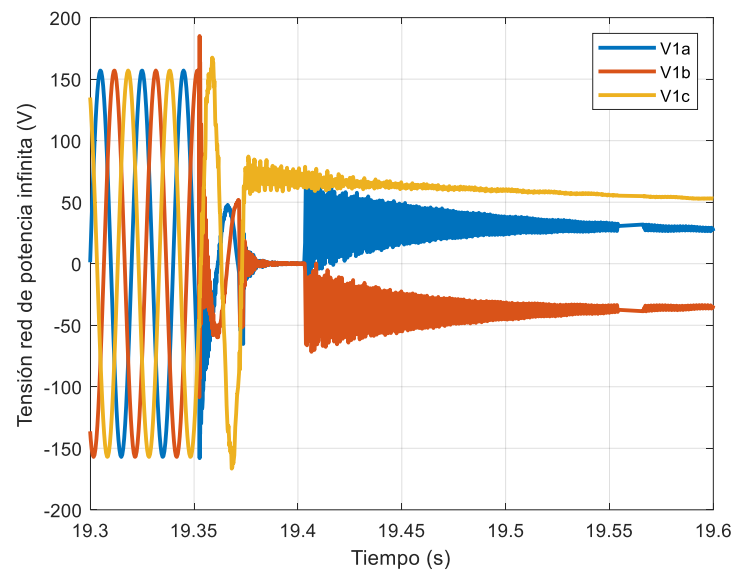


Figura 116: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, online.

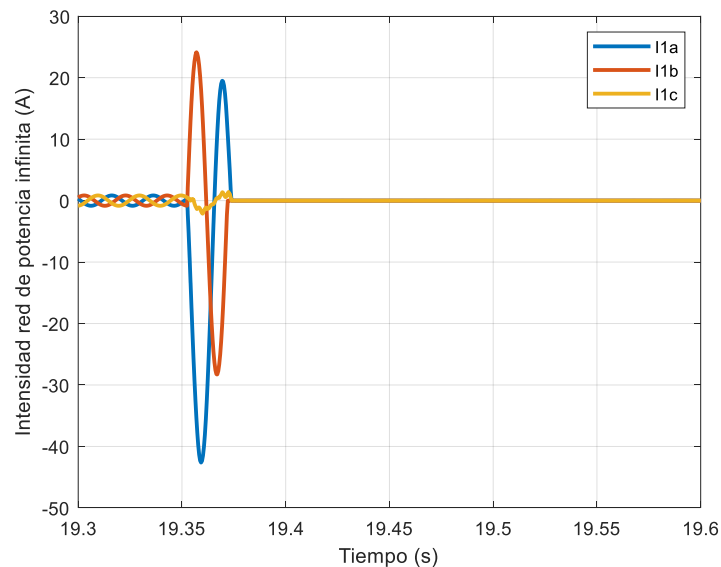


Figura 117: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, online.

Las protecciones actúan casi de forma instantánea, Figura 118, a los 30 milisegundos igual que en la simulación a través de Simulink. Las protecciones detectan la falta y utilizan el canal de comunicaciones al enviar y recibir señales RPT de forma correcta. La protección 1

detecta la falta en Zona 1, Figura 119 y la protección 2 en Zona 2, Figura 120, además de enviar y recibir las señales RPT correctamente como se esperaba.

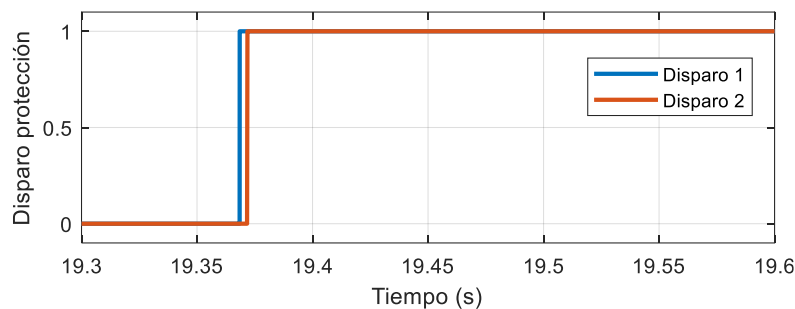


Figura 118: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, online.

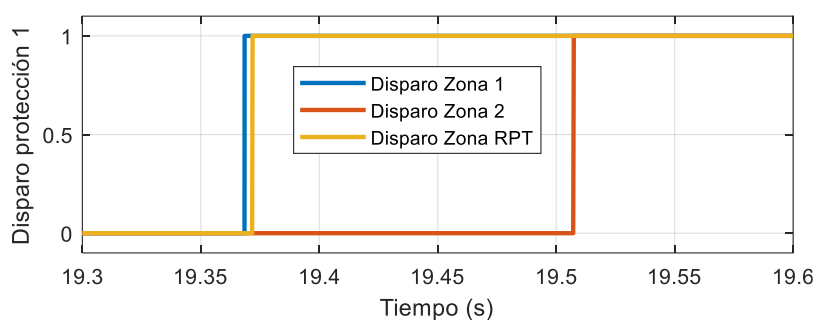


Figura 119: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, online.

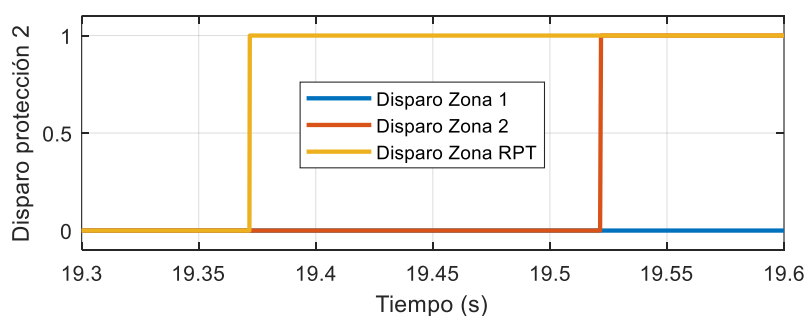


Figura 120: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 10%, online.

Falta trifásica.

Se simula una falta trifásica en la línea, la más dañina para el estado de la línea por las tensiones residuales que quedan latentes tras la actuación de las protecciones, Figura 121.

Las tensiones obtenidas a través de RT-LAB presentan una diferencia frente a las simuladas en Simulink, las oscilaciones que presenta la tensión de las fases cuando las protecciones ya han actuado.

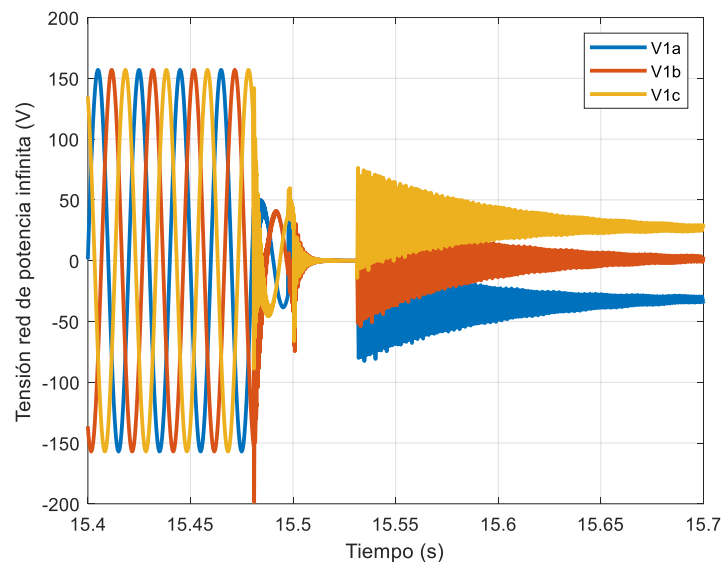


Figura 121: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, online.

Tras ocurrir la falta, la corriente trifásica presenta un aumento de las oscilaciones en todas sus fases, Figura 122. Este aumento coincide al que muestra la simulación en el entorno de Simulink. Tras la actuación de las protecciones la corriente trifásica disminuye hasta cero al desconectar la línea de la generación.

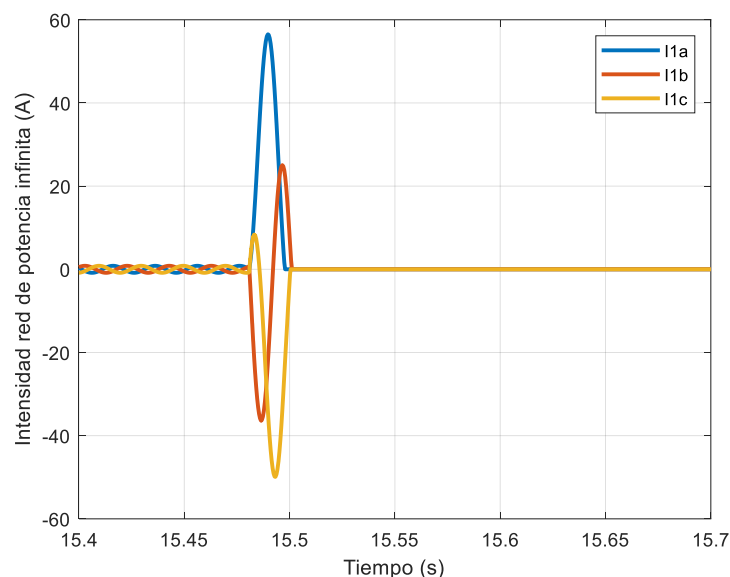


Figura 122: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, online.

En la Figura 123, se observa que las protecciones disparan a los 30 milisegundos y que la comunicación entre ambas es buena ya que no existen retraso entre el disparo de una protección y otra.

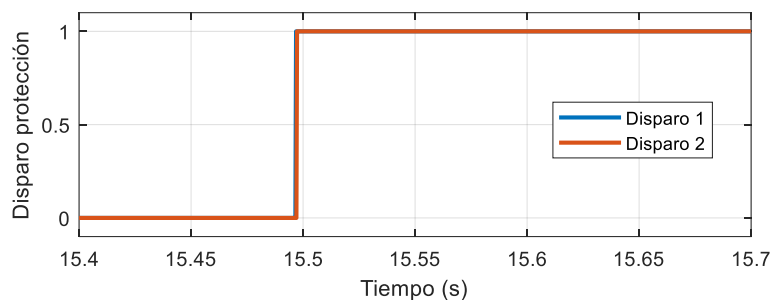


Figura 123: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, online.

En la Figura 124 y la Figura 125, se comprueba que ambas protecciones detectan la falta en la Zona correcta según la localización de la falta en la simulación.

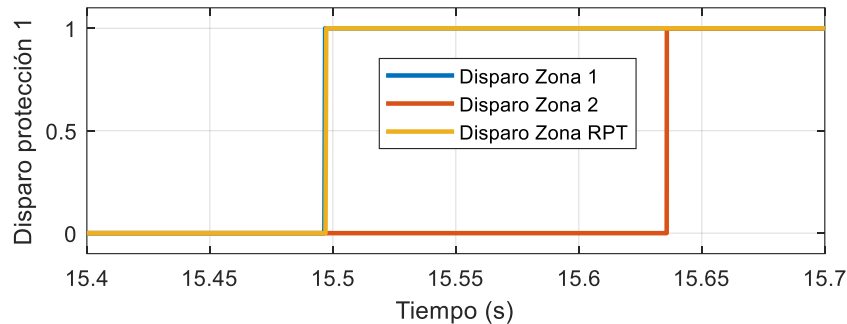


Figura 124: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, online.

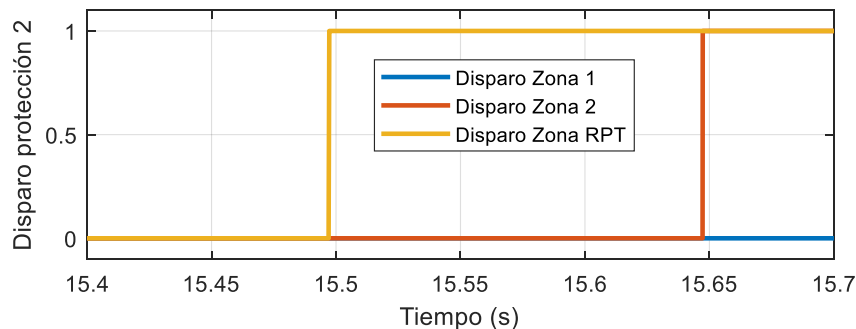


Figura 125: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 10%, online.

- **Falta localizada al 40% del comienzo de la línea.**

Dada la cercanía de la falta a la zona del área 1, en este caso se muestran los resultados de la tensión y corriente del área 1.

Falta monofásica.

En la Figura 126, se comprueba que se aplica la falta en la fase a de la línea por sus mayores amplitudes comparadas con el resto de las fases. Dichas oscilaciones son como las que se obtuvieron en el caso del entorno de Simulink.

En la Figura 127, se muestra que la intensidad de la fase a, tiene una menor amplitud después de producirse la falta comparada con la corriente que se disponía en el caso de la localización de la falta al 10% del área 1. La causa reside en que la falta está más lejos que el caso anterior.

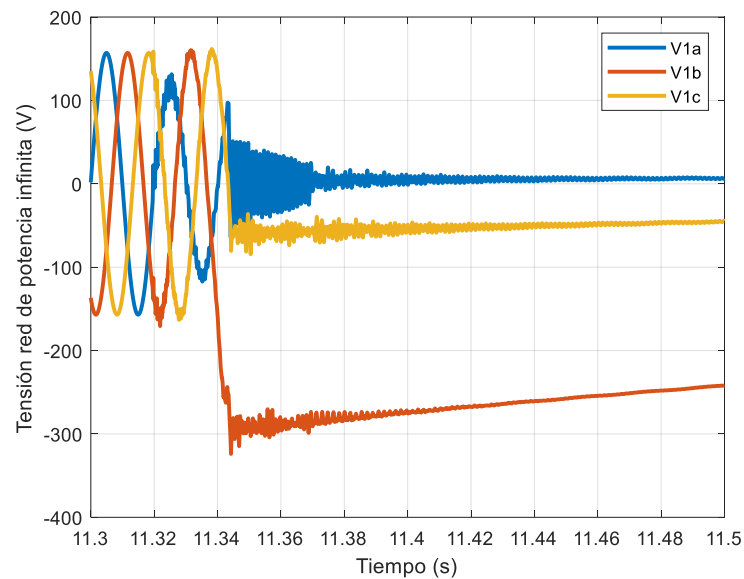


Figura 126: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, online.

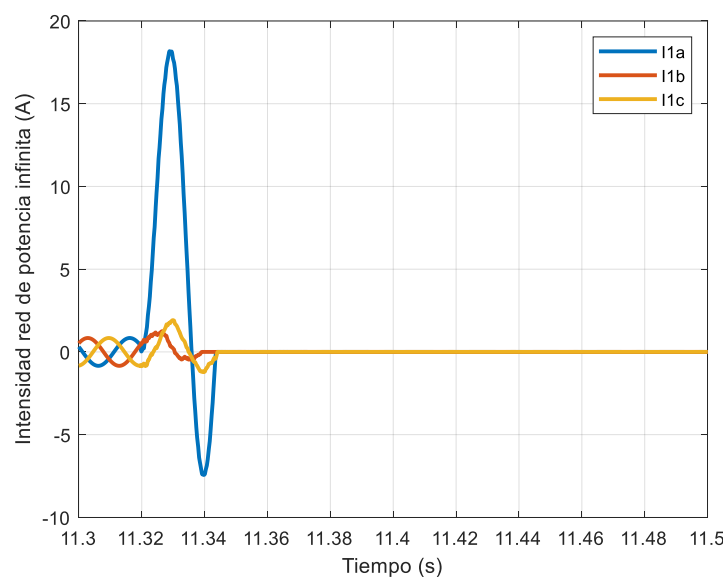


Figura 127: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, online.

Ambas protecciones actúan a los 20 milisegundos y bien comunicadas entre sí, Figura 128. La protección 1 detecta de forma correcta las zonas de actuación y se comunica de forma adecuada con la otra protección, Figura 129. Sin embargo, la protección 2 no detecta la Zona

1 de actuación, Figura 130. Deshabilitando la función de señal de transmisión RPT sí detecta todas las zonas adecuadamente.

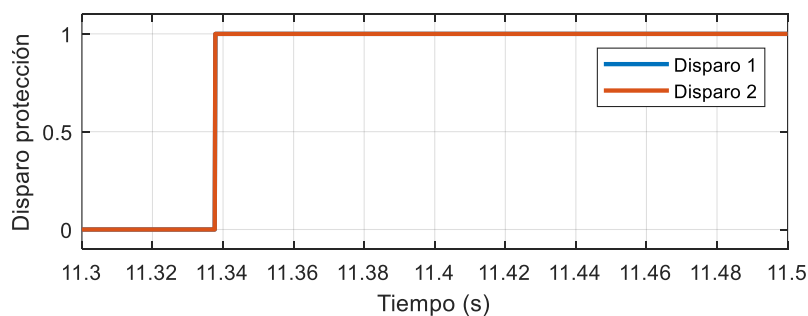


Figura 128: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, online.

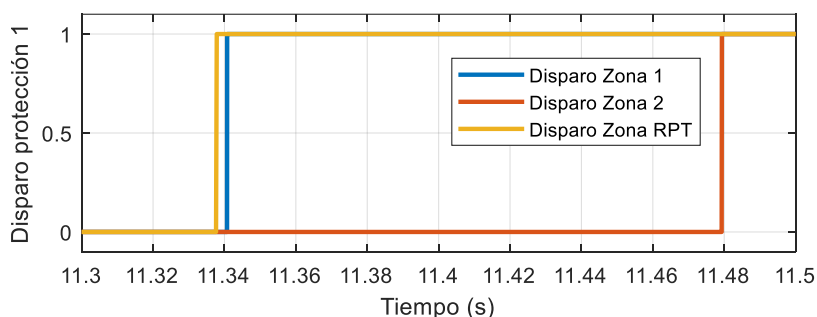


Figura 129: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, online.

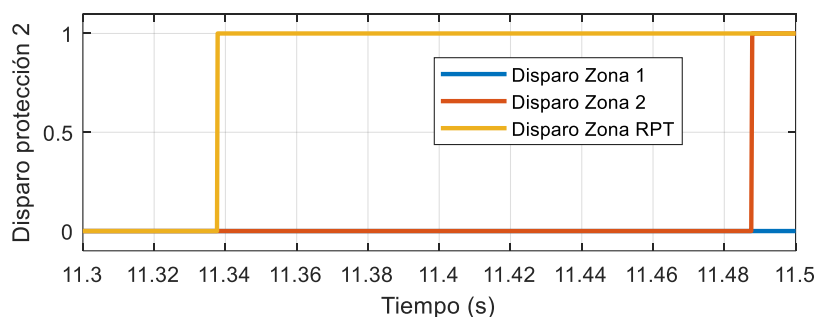


Figura 130: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 40%, online.

Falta bifásica.

Las fases de la tensión trifásica afectadas por la falta, fases a y b, Figura 131, presentan más amplitud en sus oscilaciones igual a como se mostraba en el entorno de Simulink.

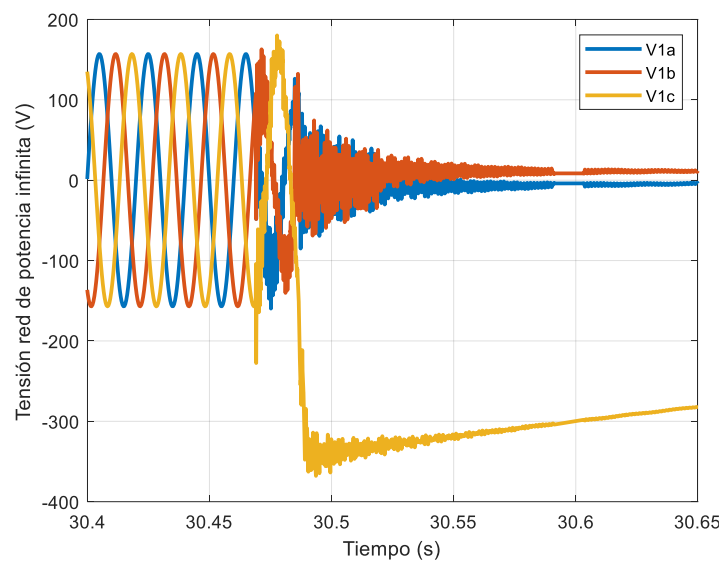


Figura 131: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, online.

En el caso de la corriente trifásica, Figura 132, se observa una menor amplitud en las oscilaciones de las fases afectadas por la falta, a y b, que en el caso de la falta situada al 10% del área 1. Tras producirse la falta en la línea, la señal de corriente pierde su característica senoidal y después tiende a cero por la desconexión de la línea por la actuación de las protecciones.

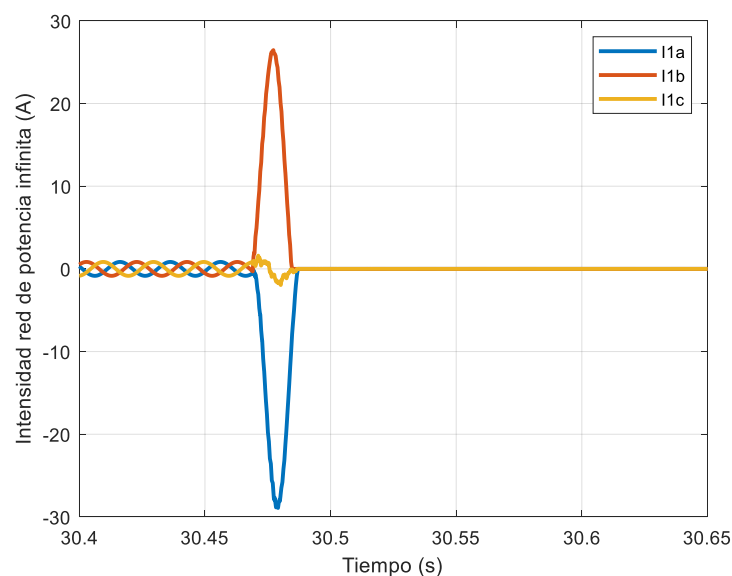


Figura 132: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, online.

Las protecciones actúan a los 30 milisegundos tras detectar la falta en la línea como muestra la Figura 133.

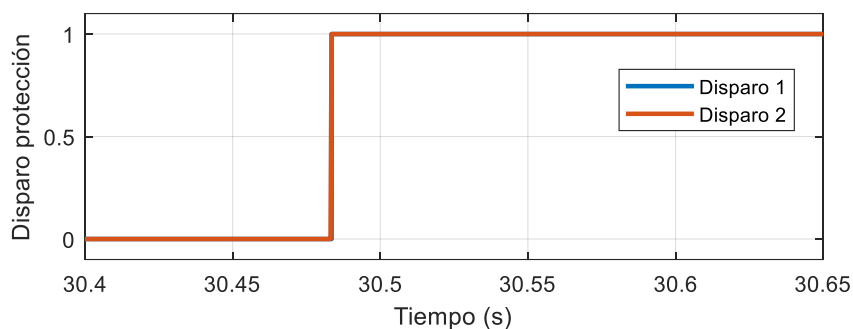


Figura 133: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, online.

Como se observa en la Figura 134 y en la Figura 135, la protección 1 detecta correctamente la falta, pero la protección 2 no. Sin embargo, la protección 2, al desconectar la función de envío de señal RPT, detecta correctamente las zonas de la línea.

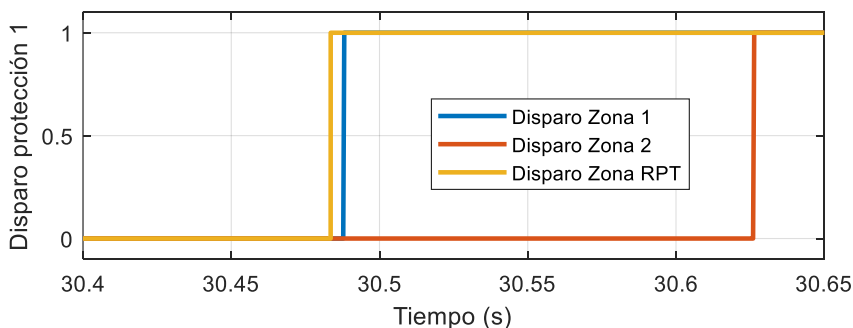


Figura 134: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 40%, online.

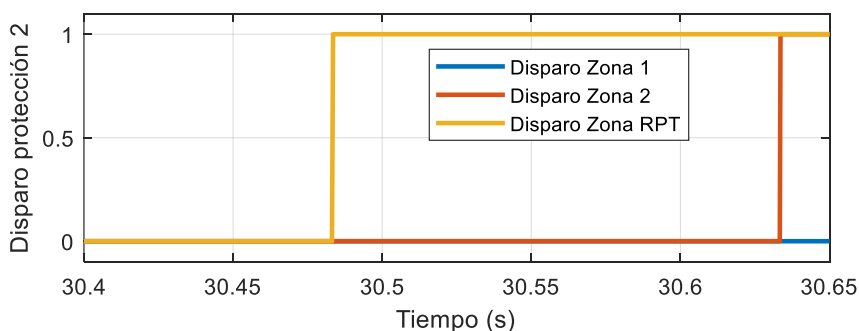


Figura 135: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo.

Falta trifásica.

La Figura 136 refleja la tensión trifásica de la línea, la cual presenta oscilaciones a lo largo del tiempo por ser el tipo de falta más severa que puede ocurrir sobre la línea. La discontinuidad que se visualiza en la figura en $t = 17,072$ segundos se corresponde con una interpolación matemática debida a una sobrecarga de datos.

La corriente trifásica pierde su forma senoidal al ocurrir la falta y cuando actúan las protecciones, se desconecta la línea y se iguala a cero la corriente trifásica en la línea como muestra la Figura 137.

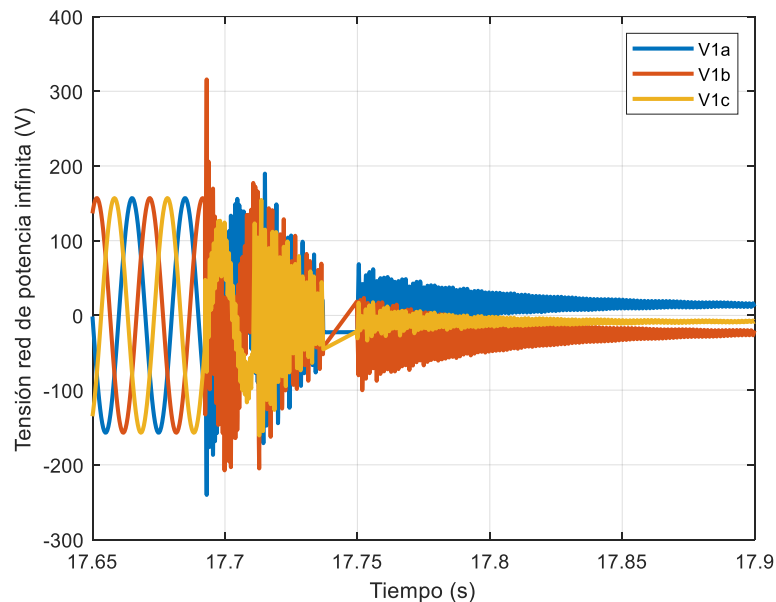


Figura 136: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, online.

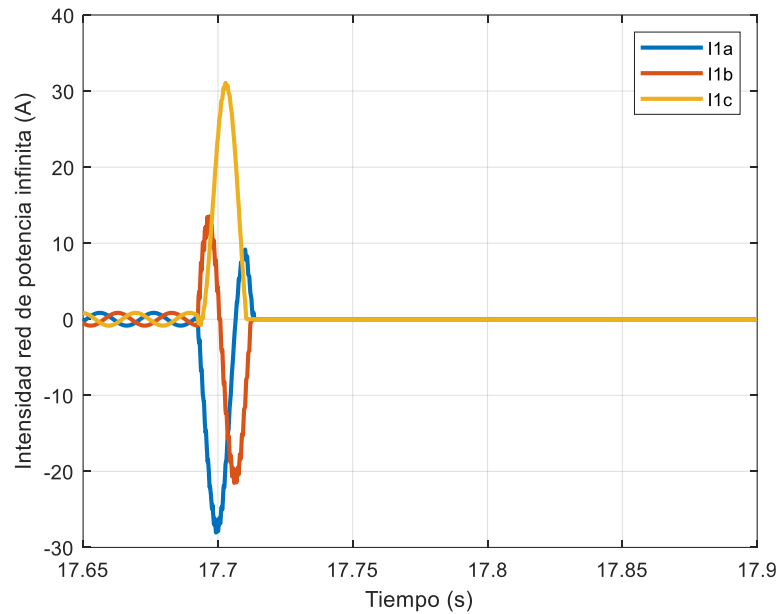


Figura 137: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, online.

Las protecciones actúan a los 20 milisegundos de ocurrir la falta, Figura 138. En este caso ocurre lo mismo que en los casos anteriores, la protección 1 detecta bien las zonas de la línea Figura 139, pero la protección 2 no Figura 140. Como en los otros casos, al comprobar el bloque de la protección sin la señal RPT funciona correctamente.

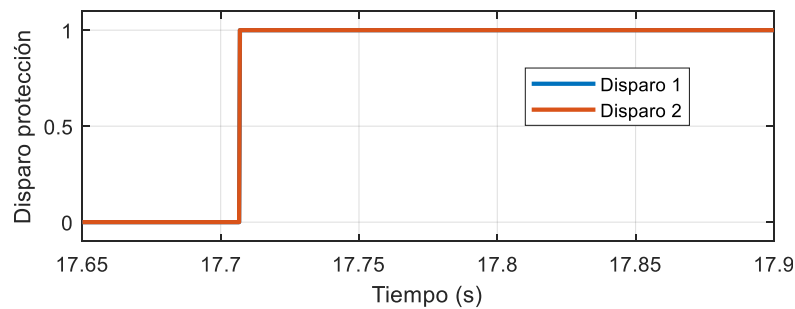


Figura 138: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, online.

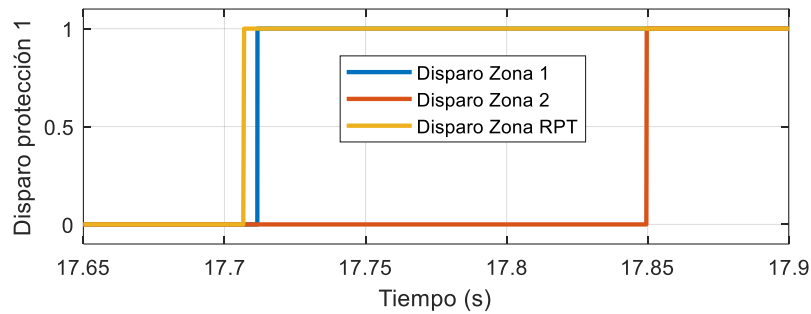


Figura 139: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, online.

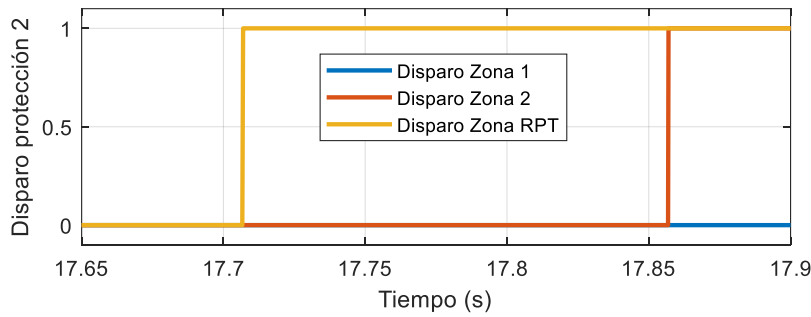


Figura 140: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 40%, online.

- **Falta localizada al 90% del comienzo de la línea.**

Dada la cercanía de la falta a la zona del área 2, en este caso se muestran los resultados de la tensión y corriente del área 2.

Falta monofásica.

En este caso, la falta se aplica sobre la fase a de la línea. Como se observa en la Figura 141, esta fase es la que tiene más amplitud en sus oscilaciones desde $t=10.42$ segundos. La curva es similar a la que se simulaba el mismo caso desde el entorno de Simulink, por lo que ambos casos se consideran como válidos.

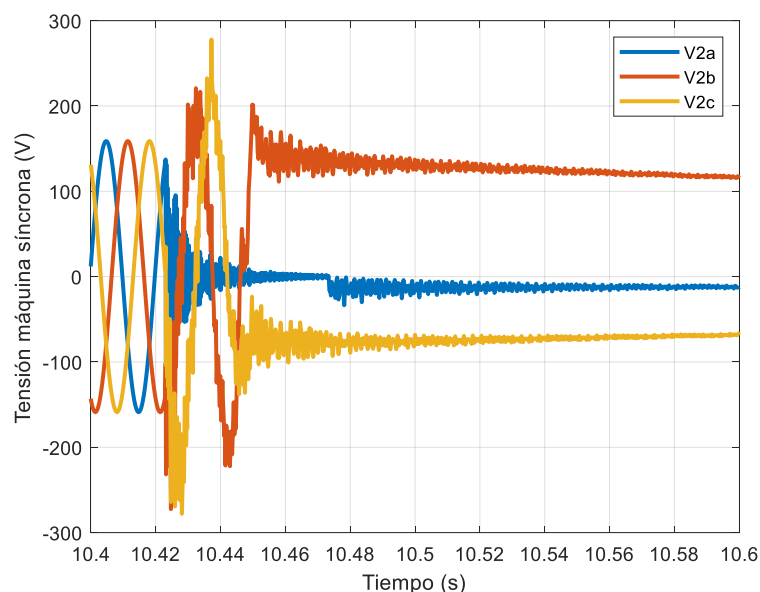


Figura 141: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, online.

La corriente trifásica tiene menos amplitud en sus oscilaciones comparado con la intensidad del área 1 debido a la presencia de la máquina síncrona. En la Figura 142, se puede observar la mayor variación de amplitud en la fase a que es la afectada por el cortocircuito en la línea.

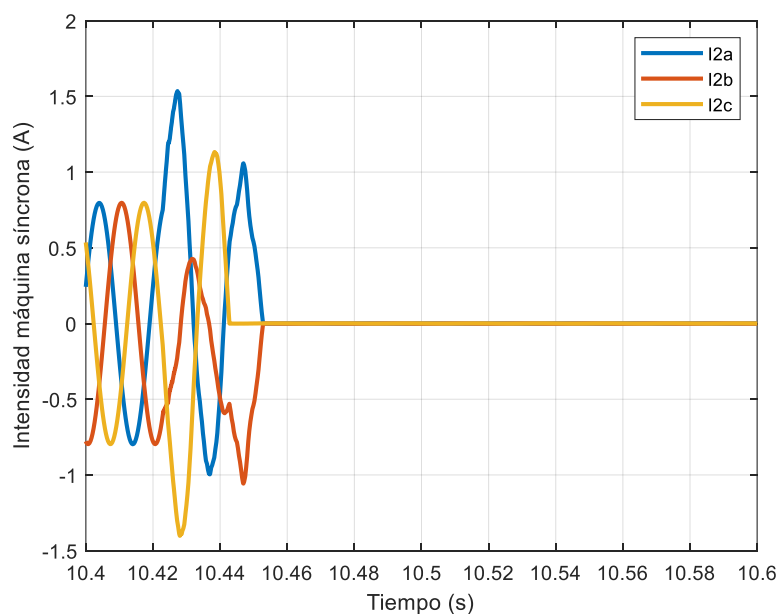


Figura 142: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, online.

Ambas protecciones actúan a los 20 milisegundos y al mismo tiempo gracias a su buen canal de comunicaciones Figura 143,

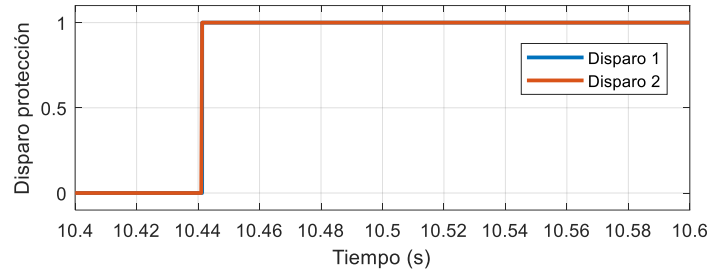


Figura 143: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, online.

Por otro lado, como se observa en la Figura 144, la protección 1 solo detecta la Zona 2 ya que la falta esta fuera del alcance de la Zona 1. Sin embargo, la protección 2 debería detectar la falta en Zona 1 pero actúa gracias a la señal RPT enviada por la otra protección, Figura 145. Al desconectar la función de envío y recibo de señal RPT de las protecciones, la protección 2 detecta las dos zonas de manera correcta.

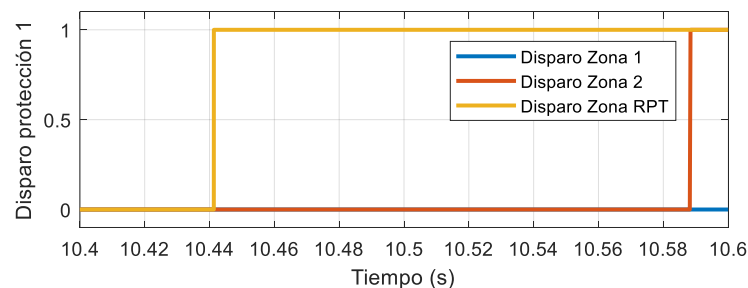


Figura 144: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, online.

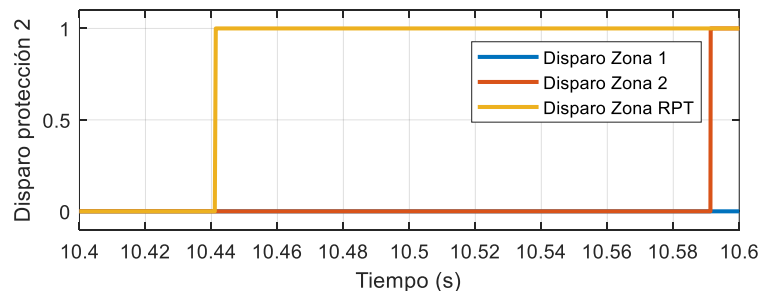


Figura 145: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta monofásica, 90%, online.

Falta bifásica.

Se produce una falta en las fases a y b en $t = 28.67$ segundos. Debido a ello, existen oscilaciones posteriormente en la tensión de las fases, Figura 146. La forma del gráfico y sus valores se corresponden con el mismo caso simulado en el entorno de Simulink.

En cuanto a las corrientes, Figura 147, se observa un aumento en la amplitud de las fases a y b en $t = 17,09$ segundos debido a la falta. Posteriormente, tras la actuación de las protecciones, la corriente disminuye hasta cero debido a la desconexión de la generación en la línea.

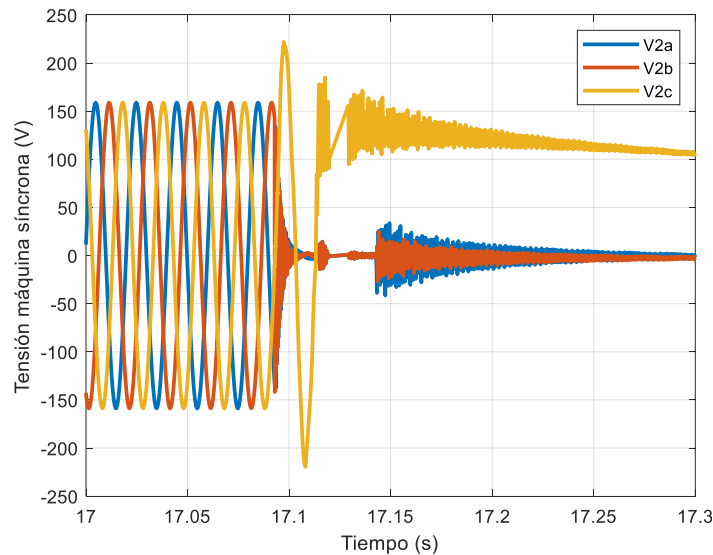


Figura 146: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, online.

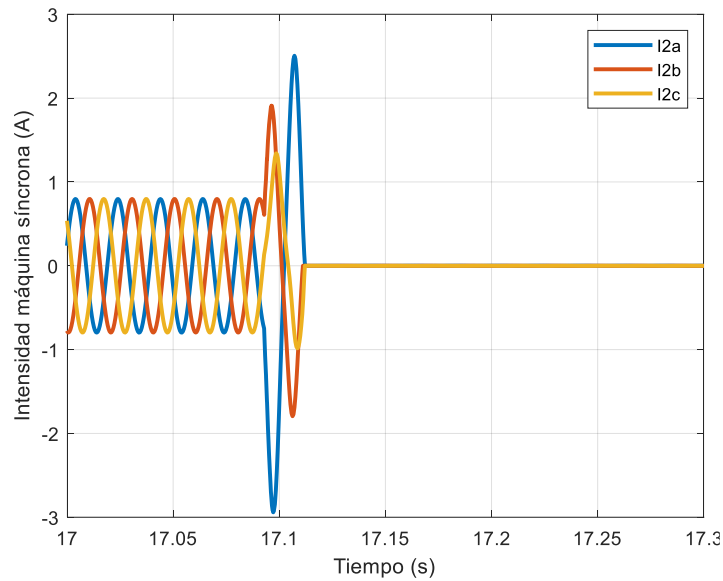


Figura 147: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, online.

Actúan ambas protecciones y de manera casi instantánea, Figura 148. Al igual que sucedía en el caso de falta monofásica, la protección 1 detecta correctamente las zonas y las señales, Figura 149, pero la protección 2 debería detectar la Zona 1, Figura 150, aspecto que varía al desactivar la función RPT de la protección.

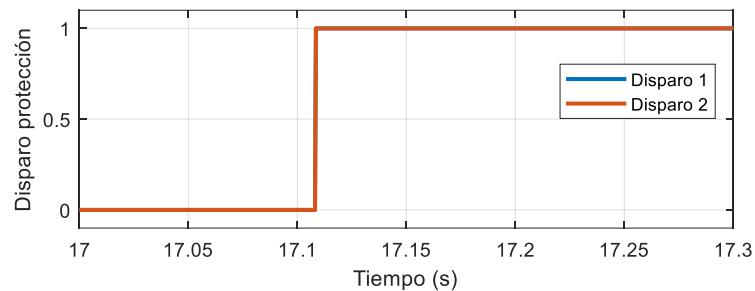


Figura 148: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, online.

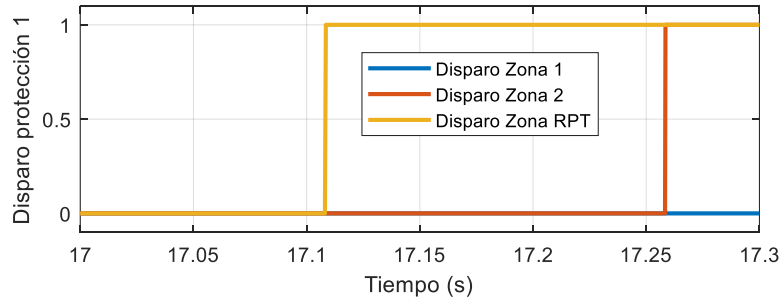


Figura 149: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, online.

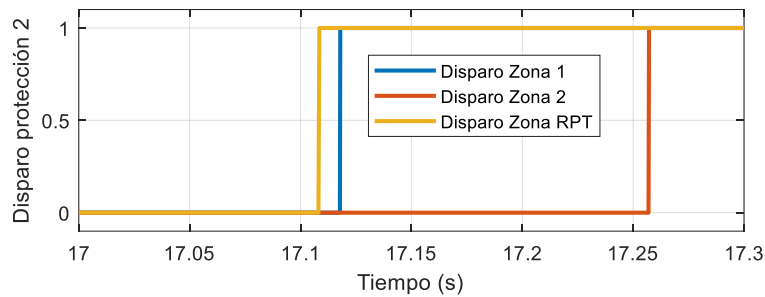


Figura 150: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta bifásica, 90%, online.

Falta trifásica.

Este caso presenta una menor amplitud en la tensión del área 2 comparada con la del área 1, y una tensión residual tras actuar las protecciones aislando la línea. La Figura 151 es similar a la que ya se observaba en el caso simulado a través del entorno de Simulink.

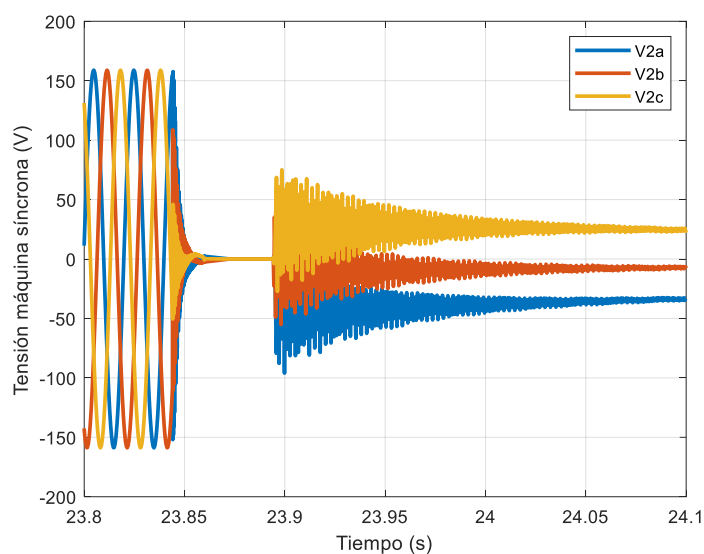


Figura 151: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, online.

La corriente trifásica de la línea presenta leves variaciones en su amplitud tras el suceso de la falta sobre la línea, por el efecto de la máquina síncrona, Figura 152. Presenta unos resultados similares a los ya observados en el caso simulado en el entorno de Simulink, algo que se esperaba.

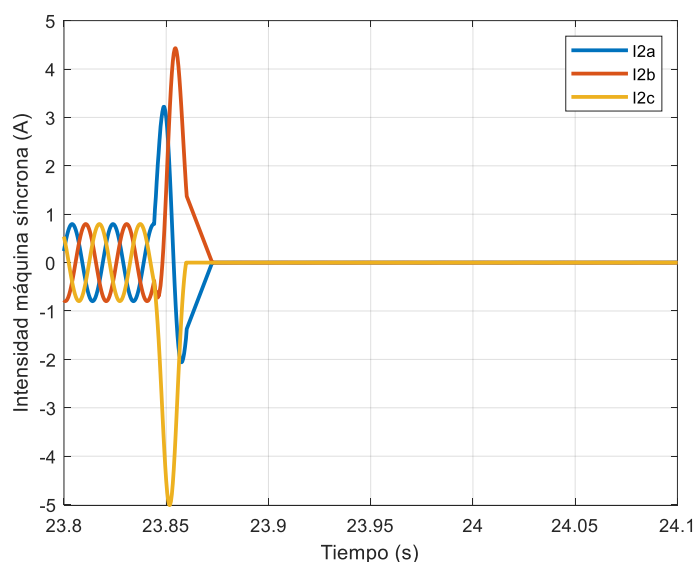


Figura 152: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, online.

En este caso, ambas protecciones actúan en 20 milisegundos y a la vez Figura 153.

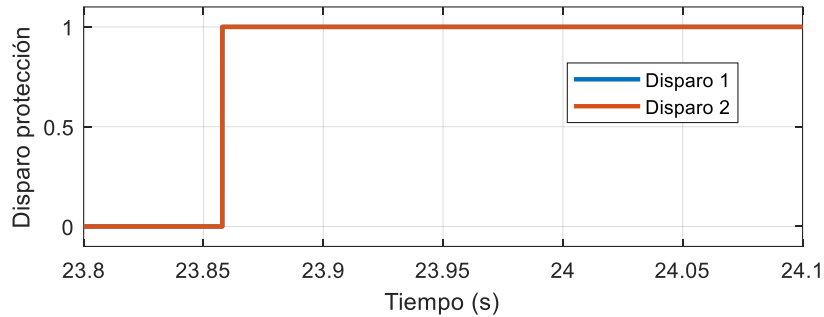


Figura 153: Disparo de las protecciones vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, online.

Como ya sucedía en casos anteriores, la protección 1 detecta bien las señales Figura 154, pero la protección 2 no detecta la Zona 1 correctamente, Figura 155, debido a la activación de la transmisión de la señal RPT.

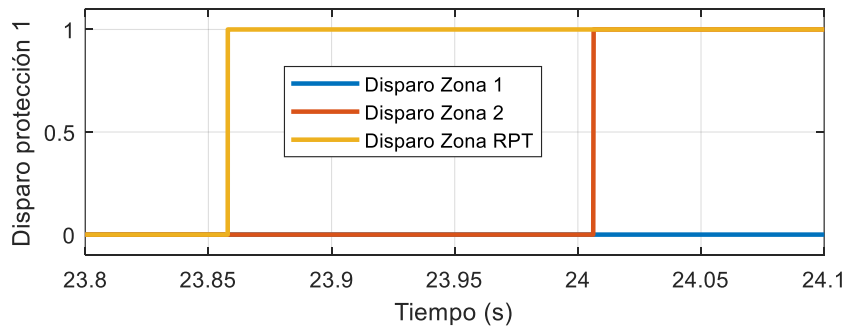


Figura 154: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, online.

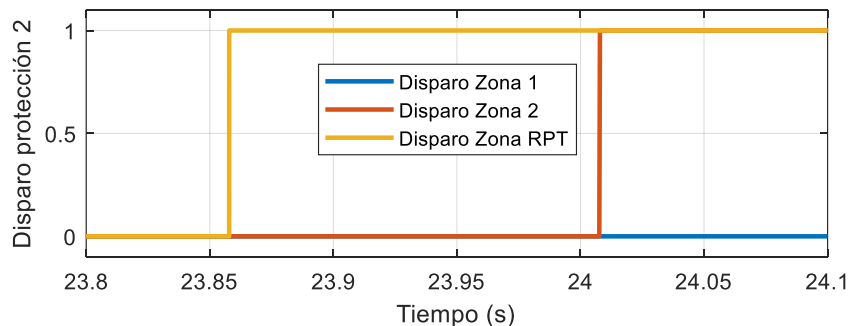


Figura 155: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo. Generación síncrona, falta trifásica, 90%, online.

4.2.2 CASO CON PLANTA SOLAR

En esta sección se muestran los resultados obtenidos en el modelo de simulación que tiene implantado el parque solar como sistema de generación renovable. El modelo se simula a través de dos entornos: Simulink con KNCS=0, apartado 4.2.2.1, y Simulink con KNCS=1, apartado 4.2.2.2. El modelo tiene como sistema de protección la incluida en la librería Artemis del tipo Mho.

Al igual que en el caso del apartado 4.2.1, se ha aplicado una reducción a las tensiones y corrientes que llegan a la protección a través de transformadores.

En ambas simulaciones se aplican las faltas en las mismas localizaciones en la línea y se analizan las mismas magnitudes en los resultados. Se han considerado como casos representativos cuando se aplica la falta en los extremos de la línea. Las magnitudes que se representan en este caso son las que se indican a continuación.

- **VT1.** Representa la tensión trifásica obtenida del bus situado al comienzo de la línea, cercano a la red de potencia infinita. A través de esta magnitud se observa la tensión que hay al comienzo de la línea, sus alteraciones frente a los cortocircuitos aplicados en la línea y su estado tras la actuación de las protecciones.
- **IT1.** Representa la corriente trifásica al inicio de la línea, obtenida a través del bus que se encuentra cerca de la red de potencia infinita. La obtención de esta magnitud permite realizar un análisis detallado según las circunstancias de la red en cada instante: funcionamiento normal, alteraciones provocadas por faltas y disminución por actuación de las protecciones.
- **VT2.** Representa la tensión trifásica obtenida del bus del final de la línea, cercano al parque solar fotovoltaico. Con ello, se puede observar la tensión que tiene que soportar la planta solar fotovoltaica, que se verá afectada por los cortocircuitos aplicados.
- **IT2.** Representa la corriente trifásica medida a través del bus que se encuentra cercana a la generación renovable. Ante un cortocircuito, la protección debe actuar y proteger a la máquina síncrona frente alteraciones en la intensidad.

- **Idq.** Representa la intensidad en ejes d y q inyectada en el sistema.
- **P.** Muestra la potencia suministrada por la planta solar al sistema.

4.2.2.1 Simulación en Simulink con KNCS=0

Se simula el caso en el entorno de Simulink con el parámetro KNCS=0. A partir de ahora se denomina área 1 a la zona cercana a la red de potencia infinita y área 2 a la cercana a la planta solar. La falta se aplica en $t = 0.2$ segundos sobre la línea y se distinguen diferentes situaciones. La señal RPT de las protecciones Mho de Artemis se ha deshabilitado para comprobar la correcta detección de las zonas por parte de las protecciones. En caso de no detectar la falta, se analizará la señal de actuación de las protecciones activando la señal RPT.

- **Falta localizada al 10% del área 1**

Falta monofásica.

En este caso, la falta aplicada sobre la línea es del tipo monofásica sobre la fase a. Se representan los resultados de las magnitudes de tensión e intensidad del área 2 por ser la más susceptible a sufrir un mayor daño por la existencia de un cortocircuito. Se observa en la Figura 156, la fase afectada por el cortocircuito es la fase a por presentar una onda alterada con respecto al resto. Tras la actuación de las protecciones, la señal trifásica no recupera la forma senoidal ya que la protección del área 2 no actúa.

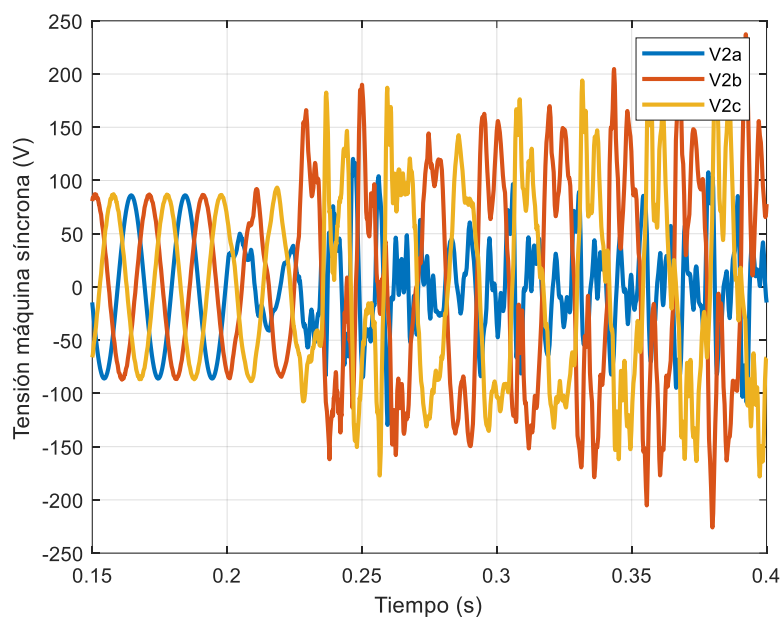


Figura 156: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

En la Figura 157, tras sufrir la línea el cortocircuito en la fase a, la intensidad no reduce su valor hasta cero porque la protección del área 2 no actúa y el breaker no abre la línea en esta área.

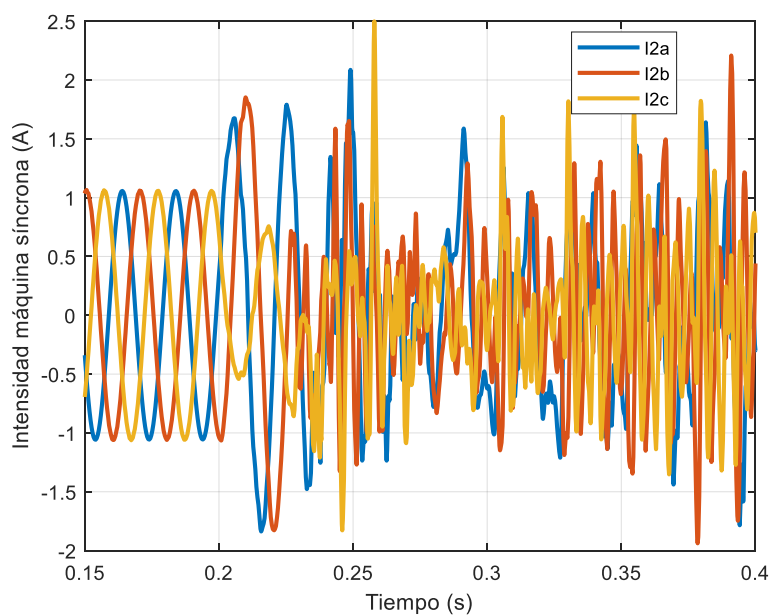


Figura 157: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

Se comprueba que la corriente en el área 1 sí reduce su valor hasta cero gracias a la correcta actuación de la protección 1, Figura 158.

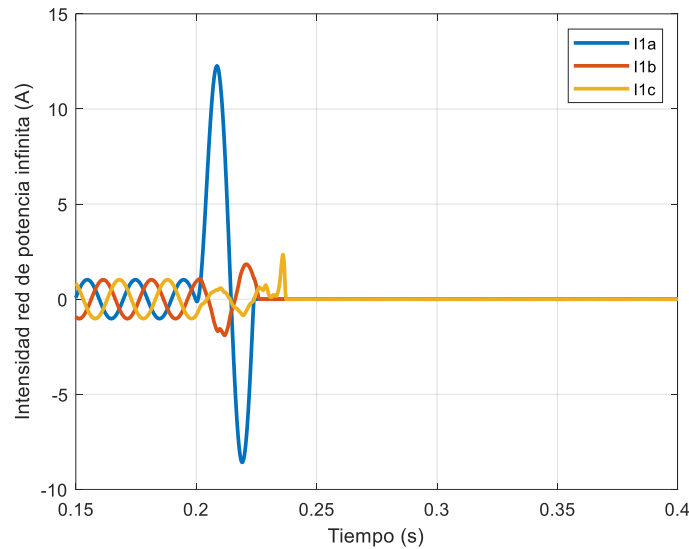


Figura 158: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

En cuanto a la actuación de las protecciones, se muestra en la Figura 159 que solo actúa la protección del área 1 cuando la señal RPT está desactivada. Esto se debe a la nula inyección de corriente de secuencia inversa por parte del parque eólico ya que el valor de KNCS es igual a cero en el control del parque eólico y a la alejada localización de la falta, en Zona 2, con respecto al área 2. La protección 1 es capaz de disparar en un tiempo razonable, concretamente 25 milisegundos, gracias a la detección de la falta en Zona 1.

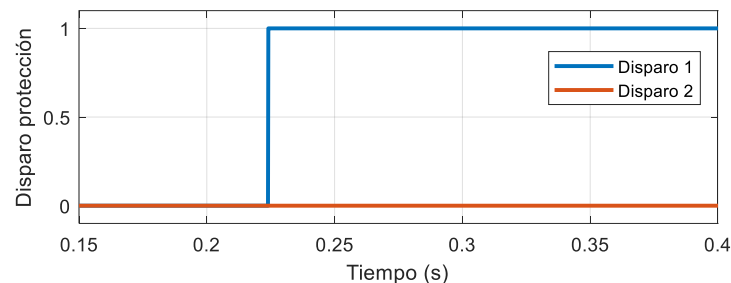


Figura 159: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

En la Figura 160, se observa que la protección 1 detecta correctamente las zonas de actuación, algo que la protección 2 no es capaz de hacer dada su alejada localización con respecto a la falta como ilustra la Figura 161.

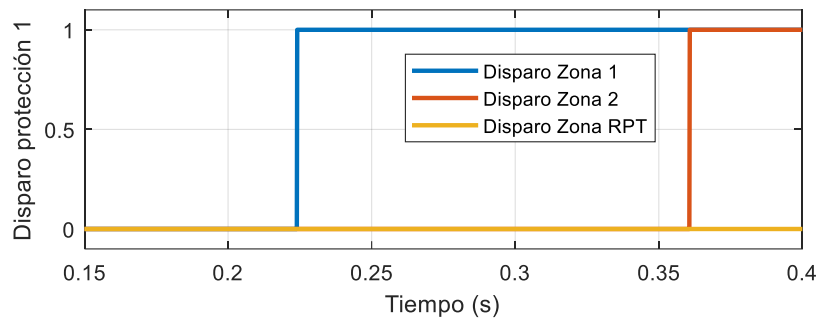


Figura 160: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

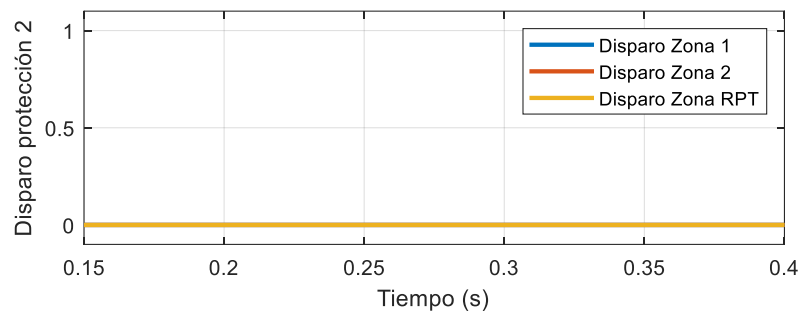


Figura 161: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

Ahora se muestra, en la Figura 162, la inyección de corriente en ejes dq al sistema por parte de la planta solar. Cuando se produce la falta sobre la línea, la señal no presenta oscilaciones ya que no hay inyección de corriente de secuencia inversa sobre el sistema. Sin embargo, como no actúa la protección 2 cuando debería, la señal presenta mayores oscilaciones debido a la inestabilidad de la simulación.

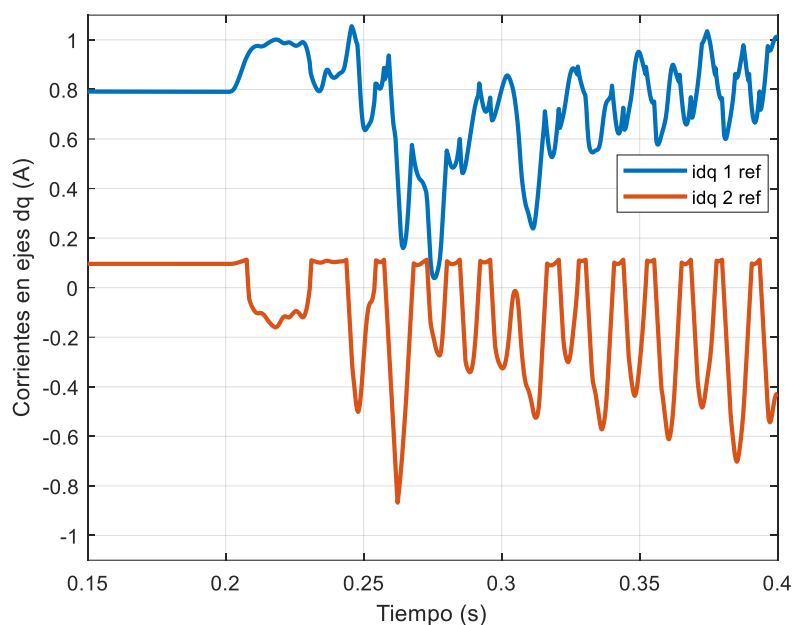


Figura 162: Corrientes en ejes dq inyectadas por la planta solar vs tiempo con KNCS=0.

Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

En la Figura 163, se muestra la potencia del parque solar. Se puede observar que la señal P presenta grandes oscilaciones comparada con la señal Mean P que es la media. Esto se debe a que la simulación se ha configurado con la estrategia KNCS=0, donde no se inyecta corriente de secuencia inversa y la señal de la potencia oscila.

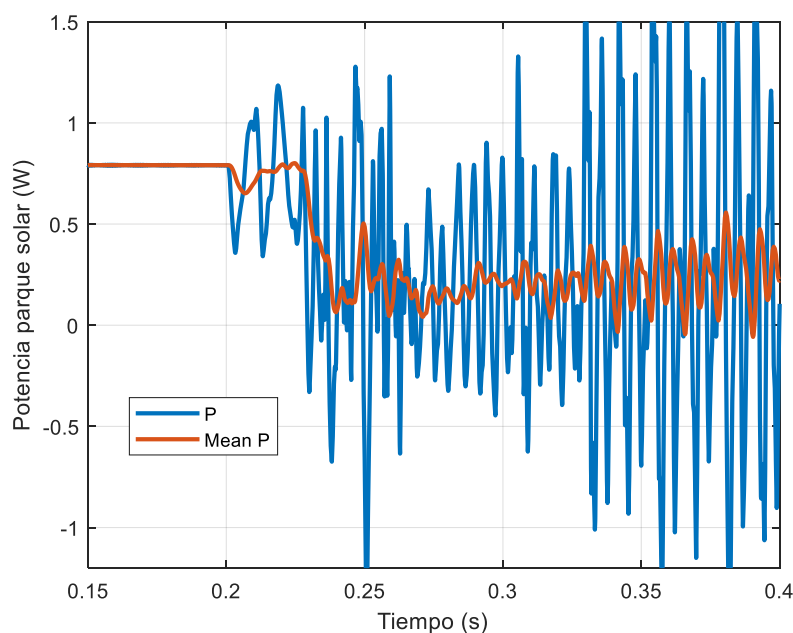


Figura 163: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

A continuación, se muestra las señales de actuación de las protecciones activando la señal RPT para comprobar el funcionamiento del canal de comunicaciones. Se concluye, gracias a los resultados obtenidos reflejados en la Figura 164, que ambas protecciones actúan correctamente y detectan de manera eficaz las zonas de disparo. Además, las actuaciones se producen en el tiempo esperado según la localización de la falta.

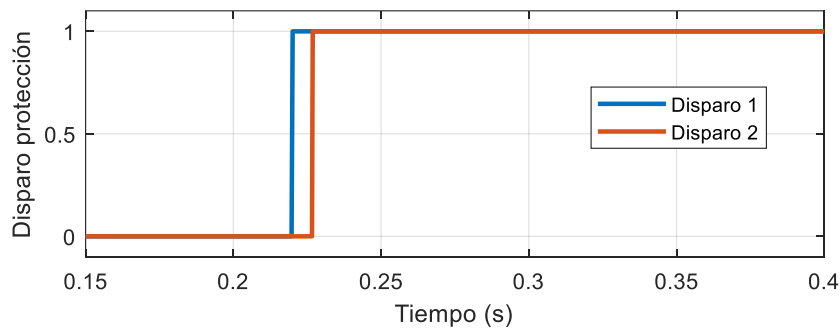


Figura 164: Disparo de las protecciones con la señal RPT activada vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

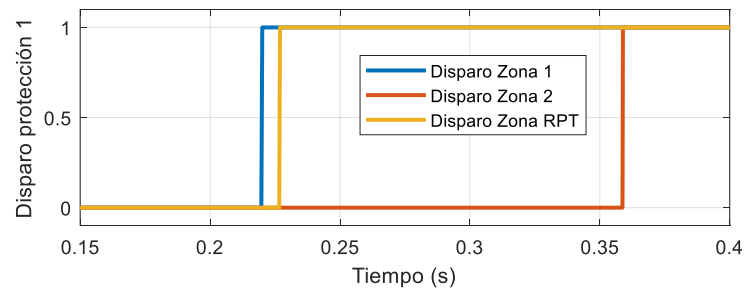


Figura 165: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

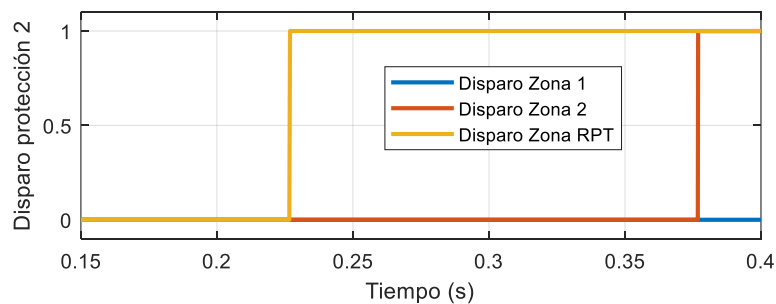


Figura 166: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

Las corrientes inyectadas en ejes dq no presentan oscilaciones por la actuación de las protecciones gracias al canal de comunicación establecido por la señal RPT, Figura 167

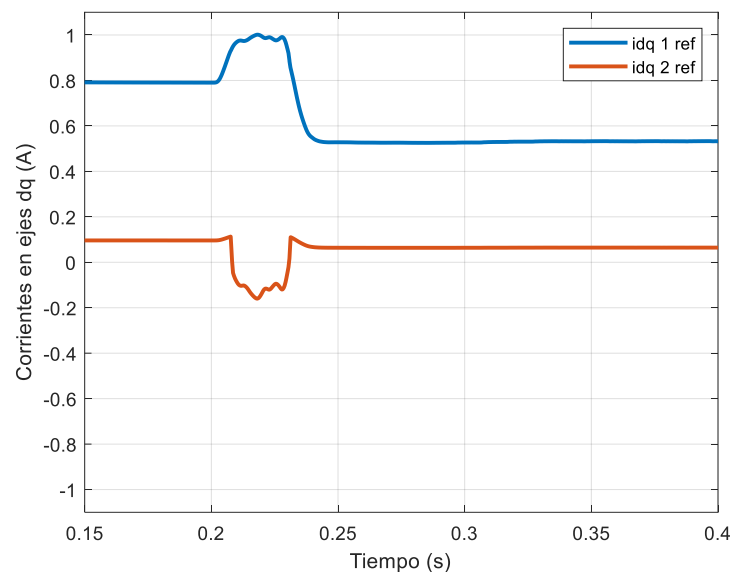


Figura 167: Corrientes en ejes dq inyectadas en el sistema vs tiempo con KNCS=0 y RPT activado

En la Figura 168 se observa la potencia de la planta solar fotovoltaica. Tras la actuación de las protecciones, la planta solar fotovoltaica se desconecta de la línea. Cuando se produce esta desconexión la potencia toma un valor igual a 0,2 debido a las resistencias dentro del subsistema PV.

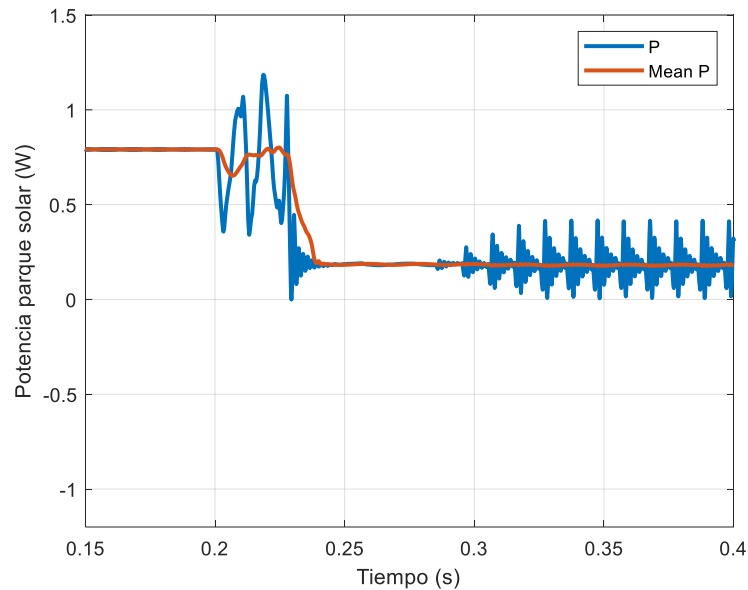


Figura 168: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0 y RPT activado.

Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

Falta bifásica.

En este caso, la falta ocurrida sobre la línea es del tipo bifásica sobre las fases a y b. Se han escogido las magnitudes del área 2 por ser la generación más susceptible de sufrir daños frente a un cortocircuito. En la Figura 169, se pueden observar las fases afectadas por el cortocircuito. Tras el disparo de las protecciones, se observa que la señal trifásica no recupera su carácter senoidal porque la protección del área 2 no actúa cuando debería hacerlo y no aísla la planta solar fotovoltaica de la línea afectada por la falta.

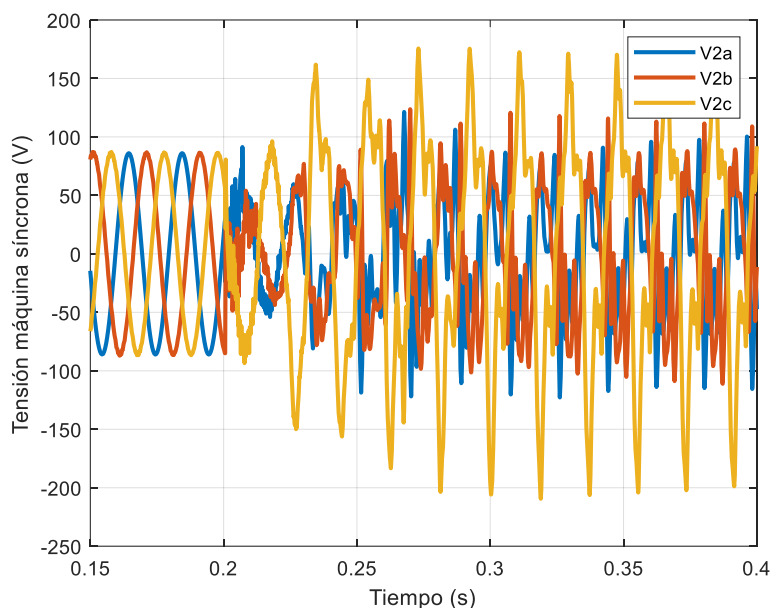


Figura 169: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

En la Figura 170, se puede observar las oscilaciones en las fases afectadas por la falta y la no actuación de la protección ya que la intensidad no reduce su valor a cero.

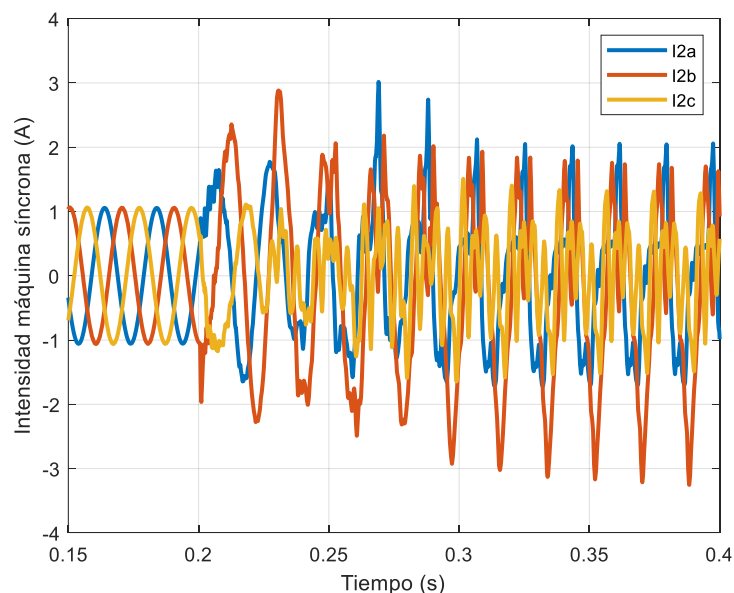


Figura 170: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

En el área 1, se ha comprobado que, tras la correcta actuación de la protección 1, la corriente trifásica disminuye hasta cero y la tensión vuelve a estar equilibrada y no desciende a cero ya que la medida se ha obtenido directamente del bus de la red de potencia infinita.

En este caso, la protección 2 tampoco es capaz de actuar porque la planta solar no inyecta corriente de secuencia inversa al sistema, Figura 171. Esto dificulta que la protección 2 detecte faltas que estén algo alejadas, como en este caso que se sitúa sobre su Zona 2 de actuación. Sin embargo, la protección 1 es capaz de detectar correctamente la falta sobre la línea y actuar de forma casi instantánea, concretamente a los 25 milisegundos. Esto se puede observar en la Figura 172 y en la Figura 173.

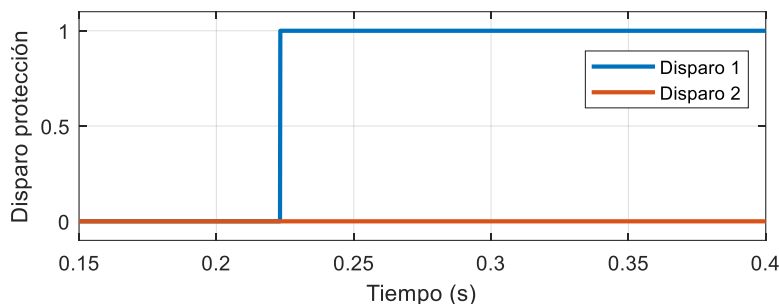


Figura 171: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

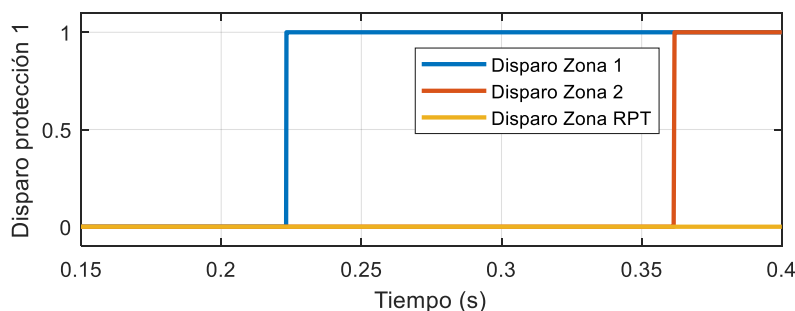


Figura 172: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

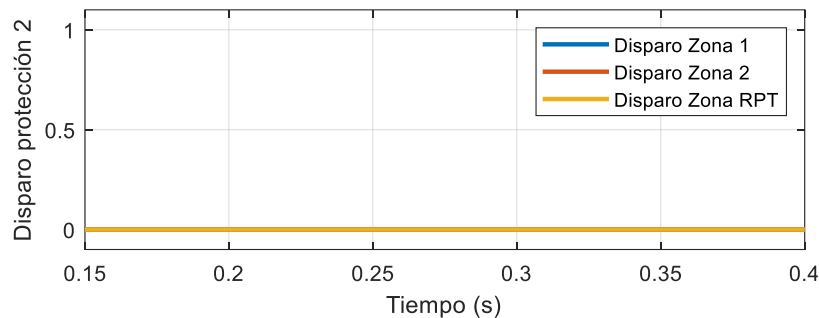


Figura 173: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo con $KNCS=0$. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

Se ha comprobado que activando la señal RPT de cada protección, las protecciones actúan correctamente abriendo la línea frente al cortocircuito como ya ocurría en el caso de falta monofásica.

A continuación, se muestra la corriente en ejes dq que inyecta el parque solar al sistema y la potencia de la planta solar. Presenta oscilaciones periódicas por el fallo de actuación de la protección del área 2, como se observa en la Figura 174.

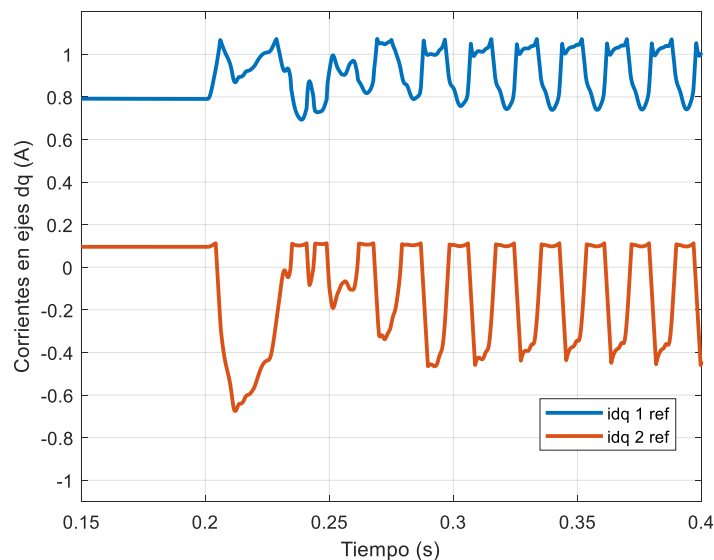


Figura 174: Corrientes en ejes dq inyectadas en el sistema vs tiempo con $KNCS=0$. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

En la Figura 175, se observan oscilaciones en la potencia con respecto a la media. Esto se debe a la estrategia elegida de nula inyección de corriente de secuencia inversa en el sistema.

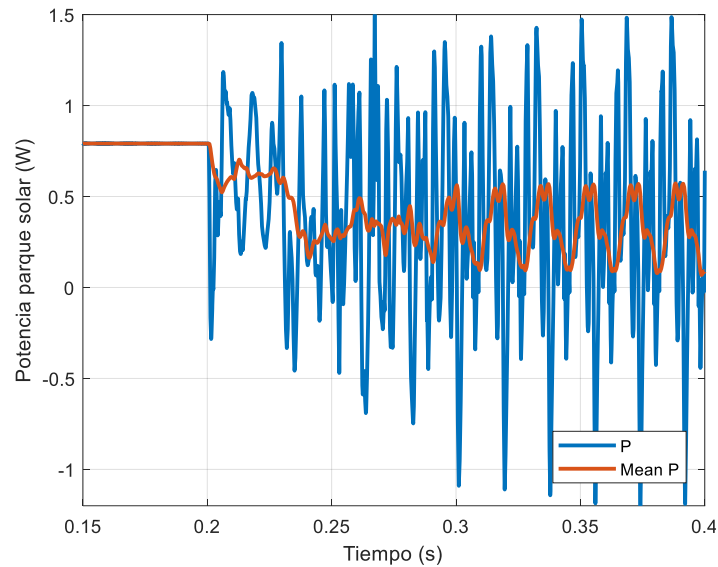


Figura 175: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

Se ha comprobado, que habilitando la señal RPT en las protecciones, las oscilaciones desaparecen tras el disparo.

Falta trifásica.

Se aplica una falta trifásica sobre la línea. En la Figura 176, se muestran las fases que se encuentran cortocircuitadas y, tras la actuación de las protecciones, la señal trifásica vuelve a su estado de funcionamiento normal.

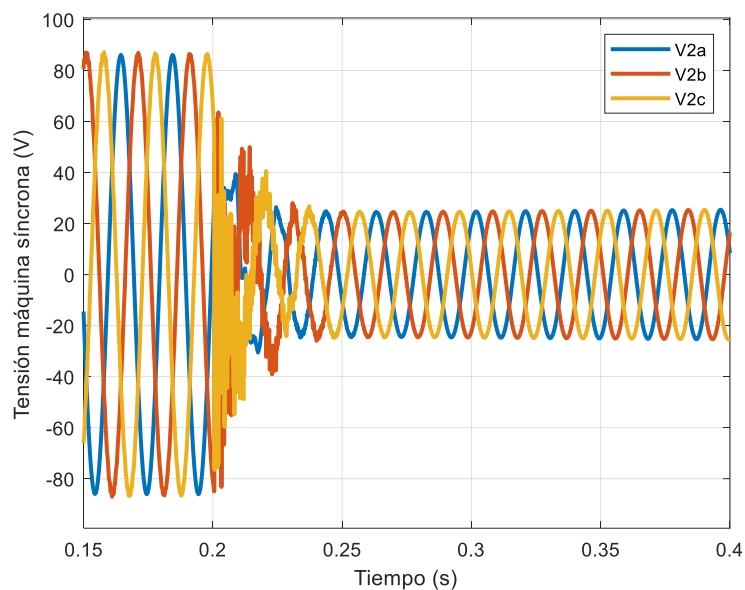


Figura 176: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

En la Figura 177, se observan las fases de la corriente trifásica que se encuentran cortocircuitadas hasta el disparo de la protección del área 1. La corriente conserva un comportamiento senoidal, pero aumenta claramente su valor ya que la protección del área 2 no actúa cuando debería hacerlo.

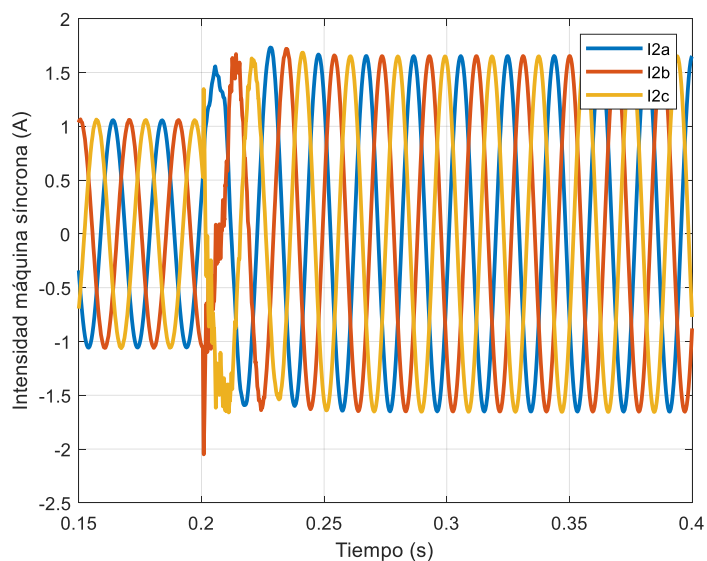


Figura 177: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

En la Figura 178, se observa el disparo de la protección del área 1 pero no la del área 2.

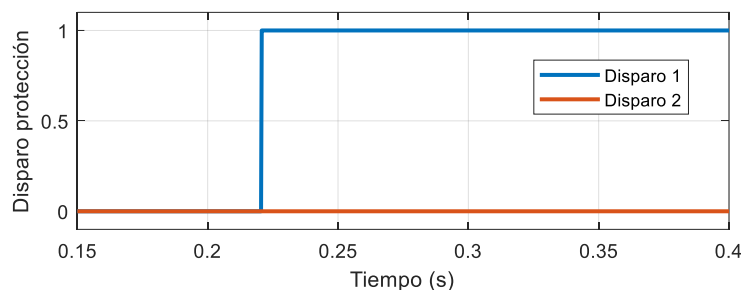


Figura 178: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

En la Figura 179 la protección detecta la falta en las zonas correctas y en los tiempos de actuación adecuados, pero la protección 2 no realiza su función de manera correcta como muestra la Figura 180 ya que debería detectar en Zona 2 la falta. Cabe destacar que se ha realizado la misma simulación activando la señal RPT y ambas protecciones actúan en los tiempos correctos.

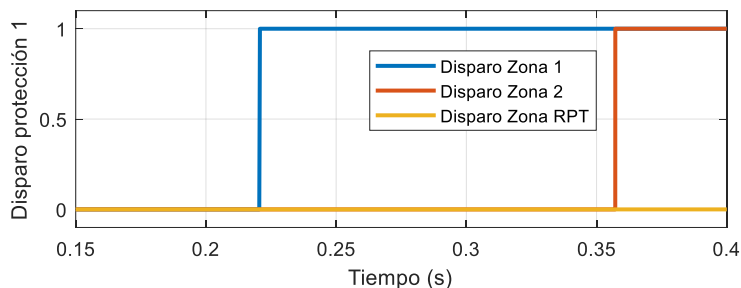


Figura 179: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

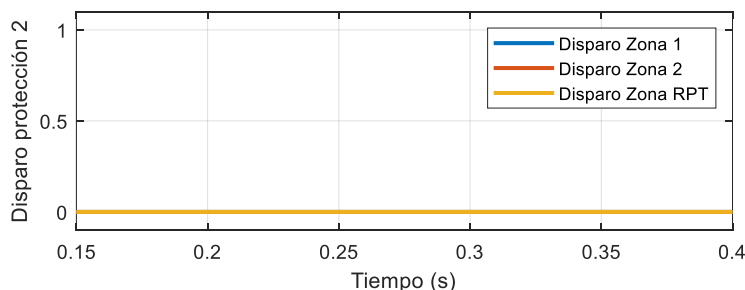


Figura 180: Disparo por zonas de la protección de la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

La Figura 181 representa las corrientes en ejes d y q inyectadas. Aunque solo actúa la protección 1, el sistema no presenta oscilaciones en tensión ni en corriente, con lo cual la señal de corriente dq es constante tras la falta. Como se ha escogido una estrategia de inyección nula de corriente de secuencia inversa, no hay oscilaciones en la corriente dq mientras ocurre la falta.

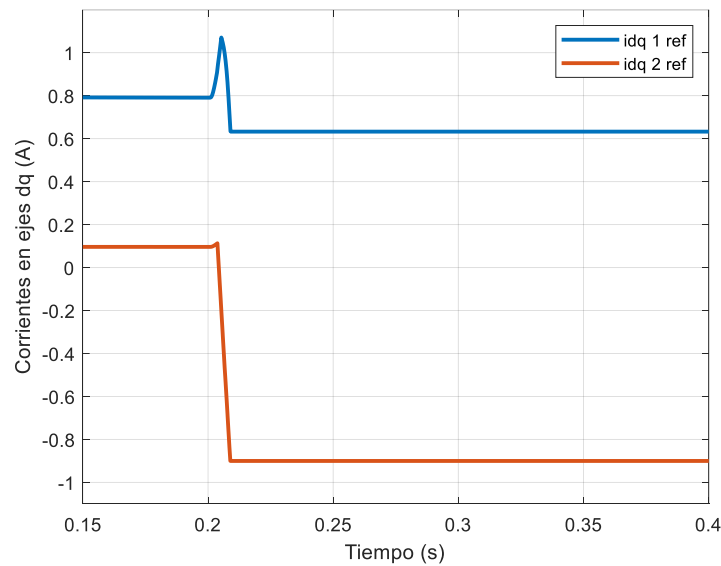


Figura 181: Corrientes en ejes dq inyectadas en el sistema vs tiempo con KNCS=0.

Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

En la Figura 182, se observan las oscilaciones en la potencia debido a la estrategia utilizada sobre el control de la planta solar con el parámetro KNCS=0.

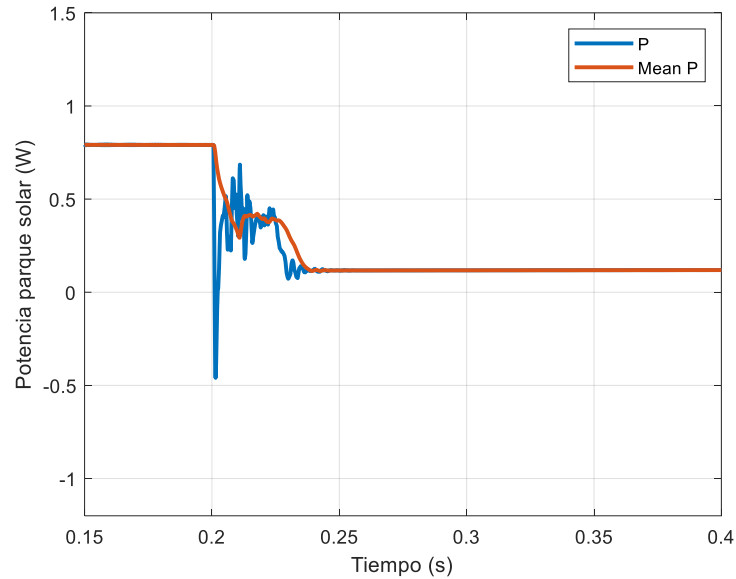


Figura 182: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

- **Falta localizada al 90% del área 1**

Falta monofásica.

En este caso, la falta de la línea se aplica sobre la fase a. Las magnitudes de tensión y corriente representadas son las del área 2 por ser la zona más cercana a la falta y la que más riesgo de daño tiene frente a un cortocircuito.

La señal de tensión deja de ser senoidal cuando se produce el cortocircuito sobre la línea, pero recupera esa forma tras la actuación de las protecciones sobre la línea como se puede observar en la Figura 183.

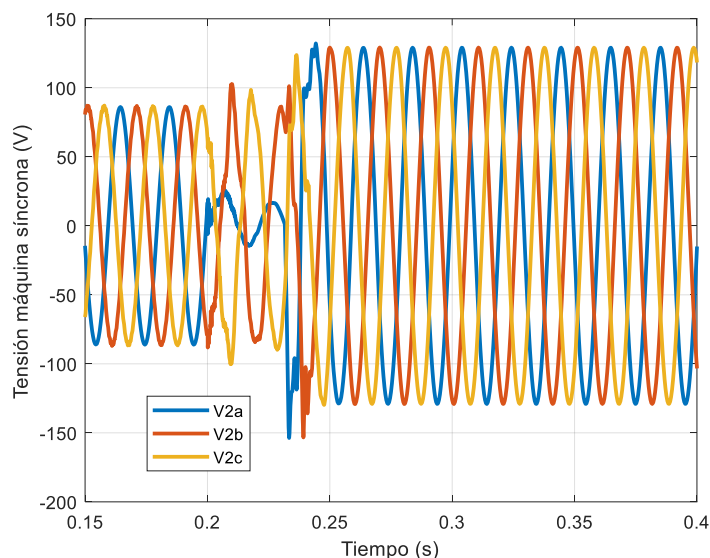


Figura 183: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.

La corriente toma un valor igual a cero tras la actuación de las protecciones y apertura de la línea. El cortocircuito afecta incluso a la fase b como representa la Figura 184.

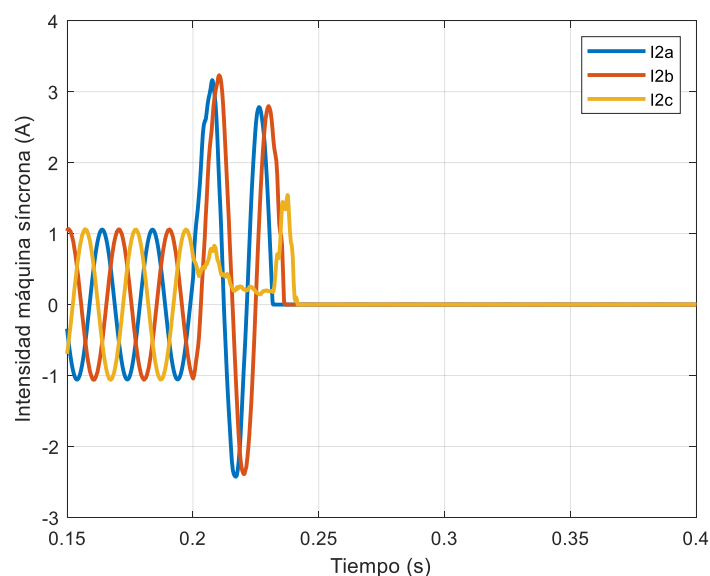


Figura 184: Intensidad en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.

Para proteger al sistema frente al cortocircuito, ambas protecciones efectúan un disparo y en los tiempos esperados según las zonas en las que se ha detectado la falta como muestra la Figura 185.

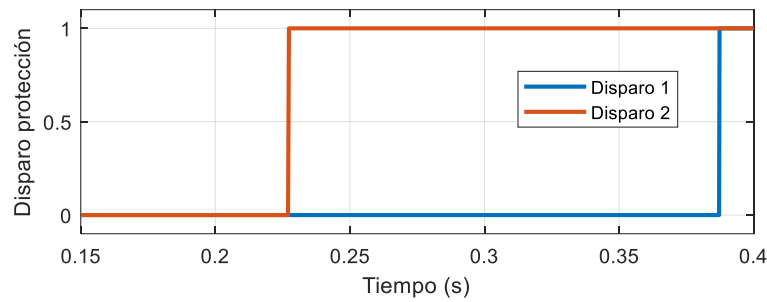


Figura 185: Disparo de las protecciones vs tiempo con $KNCS=0$. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.

Como las protecciones actúan y abren la línea, la inyección en ejes d y q es constante después de la falta. Como se ve en la Figura 186.

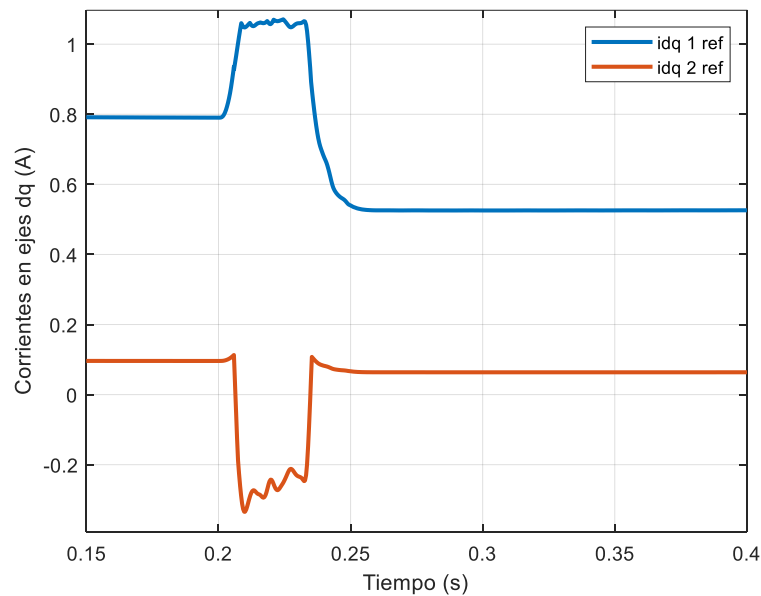


Figura 186: Corriente en ejes dq inyectada en el sistema por la planta solar fotovoltaica vs tiempo con $KNCS=0$. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.

Como el parámetro $KNCS$ es igual a 0, la potencia presenta oscilaciones mientras se produce la falta sobre la línea, Figura 187.

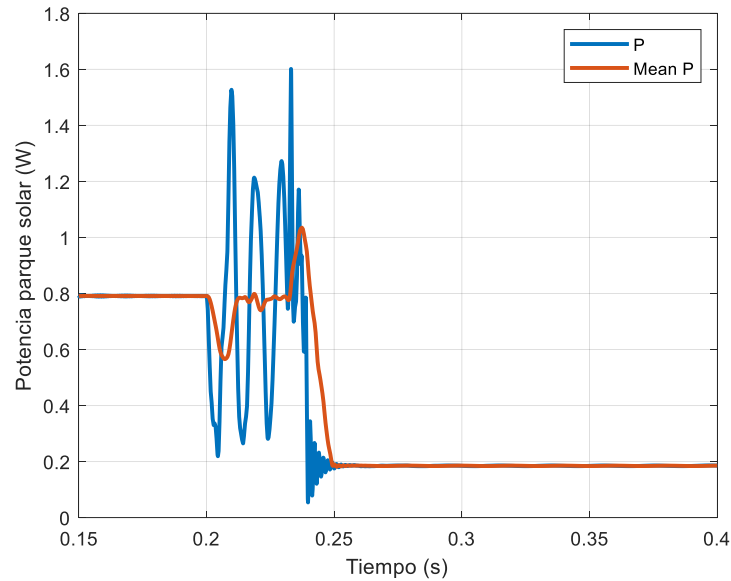


Figura 187: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.

Falta bifásica.

La Figura 188 muestra las tensiones que se encuentran en falta, en este caso la a y la b. Gracias a la actuación de las protecciones, la señal trifásica vuelve a ser una onda senoidal estable.

La Figura 189 muestra que, tras la actuación de las protecciones, los breakers aíslan el área 2, por ello la corriente desciende hasta cero.

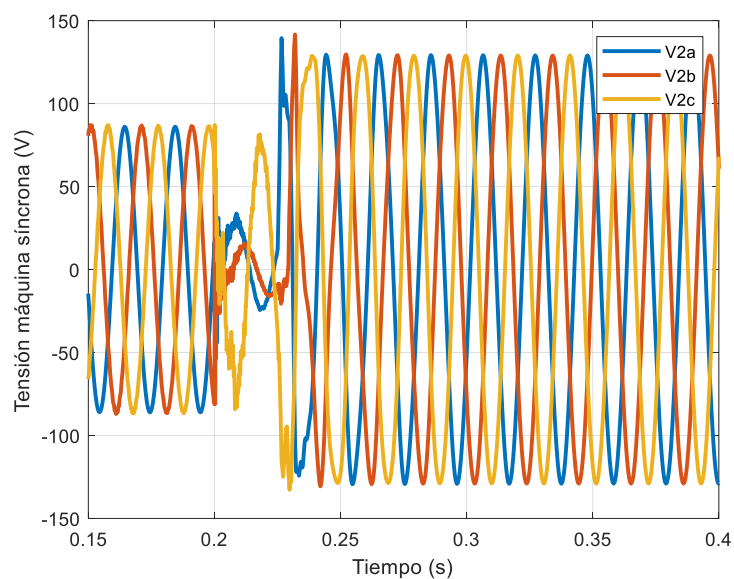


Figura 188: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.

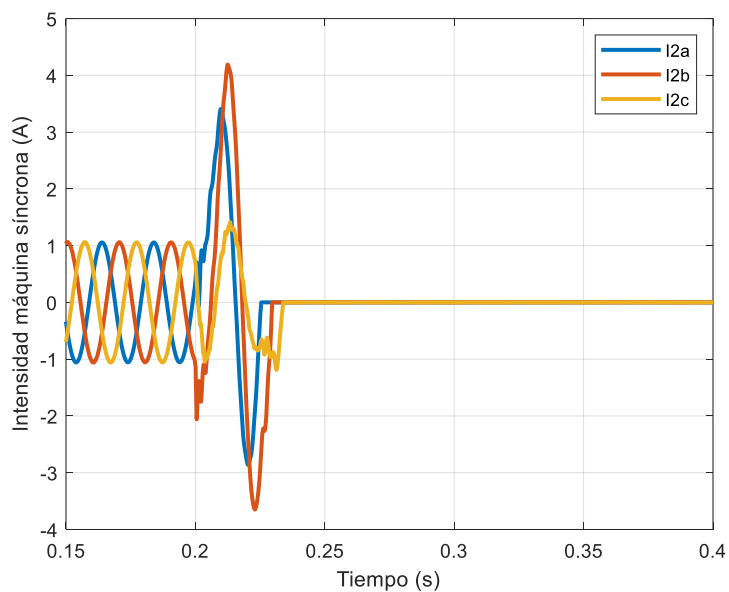


Figura 189: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.

Según se observa en la Figura 190, las protecciones actúan en los tiempos adecuados detectando la falta en las zonas adecuadas.

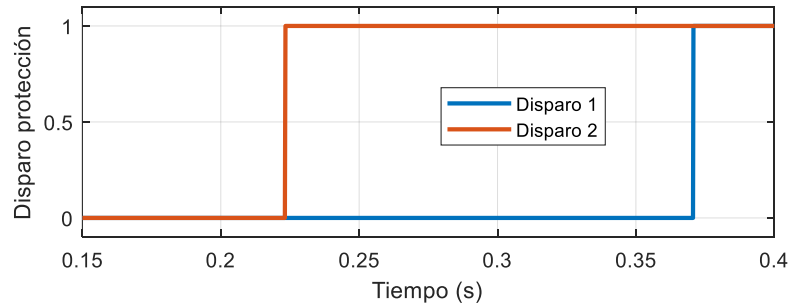


Figura 190: Disparo de protecciones vs tiempo con $KNCS=0$. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.

No existe inyección de corriente de secuencia inversa sobre el sistema ya que no se observan oscilaciones en la Figura 191.

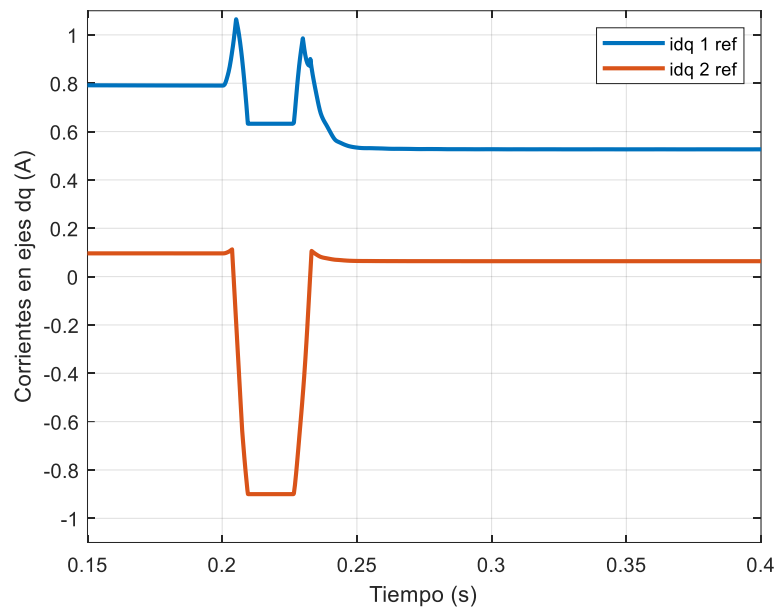


Figura 191: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con $KNCS=0$. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.

En la Figura 192, se observan oscilaciones en la potencia por no existir inyección de corriente de secuencia inversa.

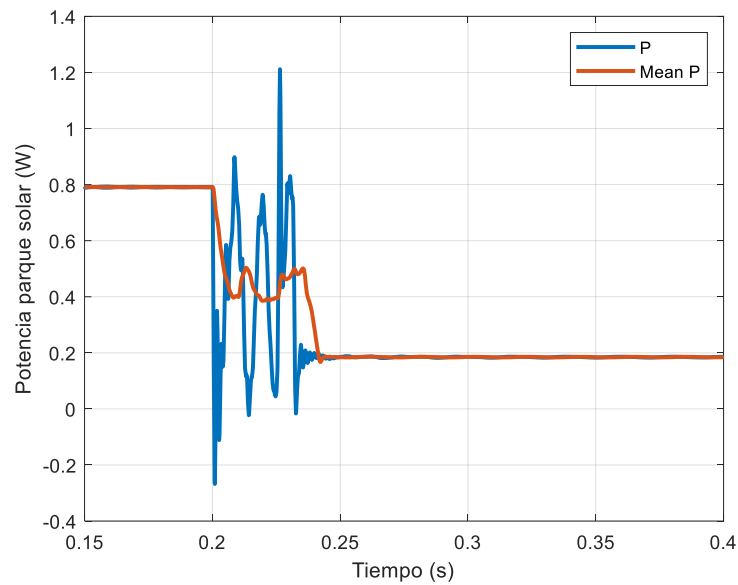


Figura 192: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.

Falta trifásica.

Las tres fases de la señal se ven afectadas por la falta, Figura 193. Se observa que las protecciones actúan demasiado tarde con respecto al comienzo de la falta sobre la línea ya que tardan 200 milisegundos en actuar.

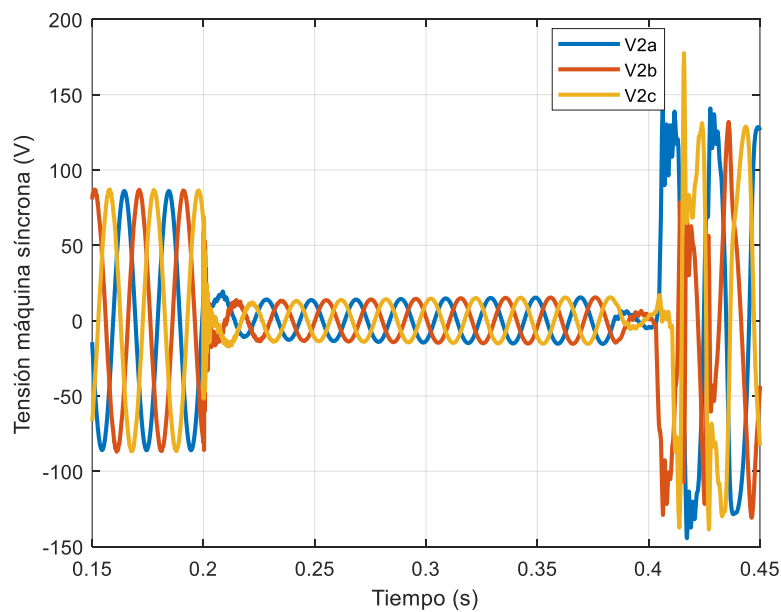


Figura 193: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.

La corriente, Figura 194, toma un valor igual a cero cuando actúan las protecciones, pese al retraso de tiempo de actuación.

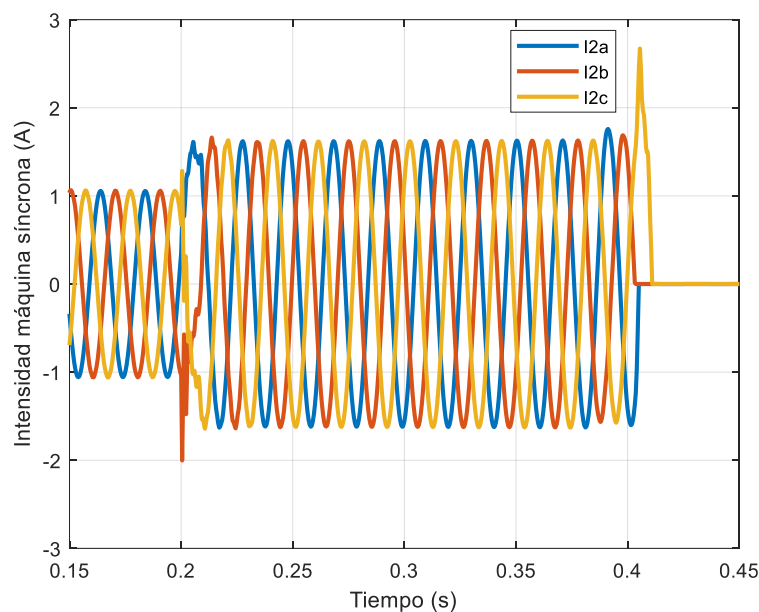


Figura 194: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.

En la Figura 195, se observa que la protección 2 tarda demasiado tiempo en detectar y despejar la falta detectada en Zona 1, que debería rondar los 25 milisegundos.

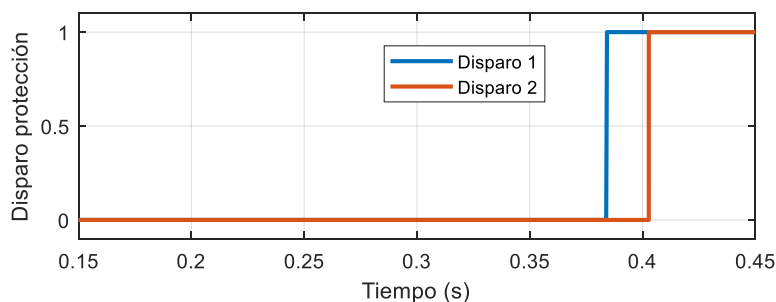


Figura 195: Disparo de protecciones vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.

La corriente inyectada en ejes dq, Figura 196, no presenta oscilaciones por ser KNCS igual a cero. La potencia, Figura 197, si presenta oscilaciones ya que no hay inyección de corriente de secuencia inversa sobre el sistema.

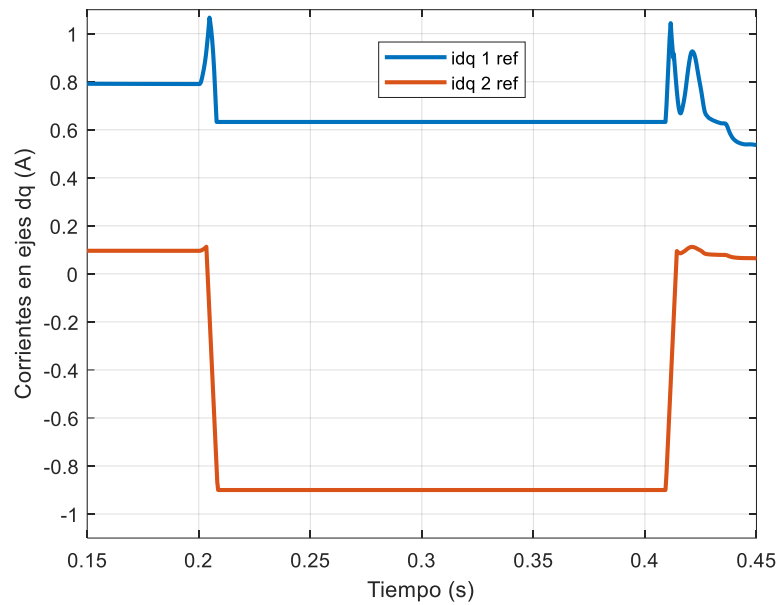


Figura 196: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.

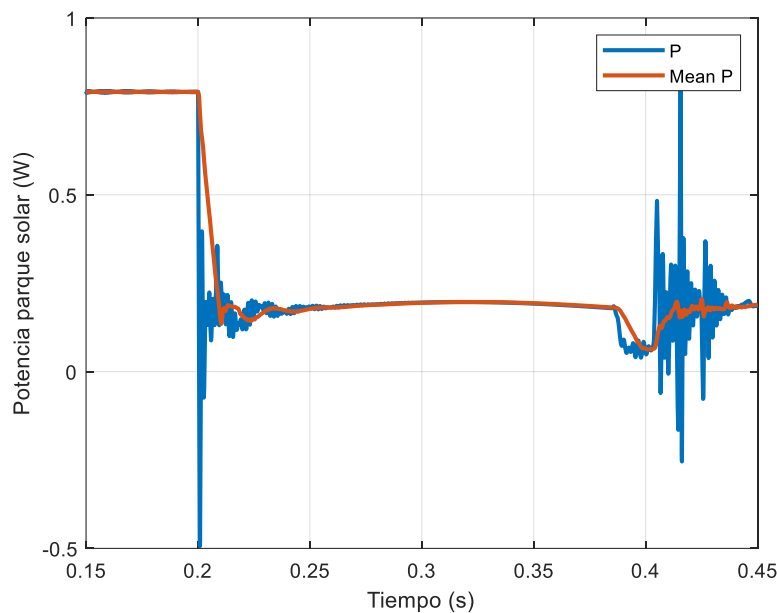


Figura 197: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=0. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.

4.2.2.2 Simulación en Simulink con $KNCS=1$.

En esta sección, se simula el caso cambiando el parámetro $KNCS$ a 1.

- **Falta localizada al 10% del área 1**

Falta monofásica.

Se produce una falta monofásica en la fase a de la línea de parámetros distribuidos. Los resultados de las magnitudes de tensión y corriente son los obtenidos en el área 2 para estudiar el comportamiento del bus de la generación renovable. Las protecciones se han configurado desactivando la función RPT para comprobar que son capaces de detectar la falta en la Zona correcta de actuación.

En primer lugar, en la Figura 198 se muestra la tensión en el bus de conexión de la planta solar a la línea. La protección no dispara y la planta solar queda conectada a la línea, por eso, la señal trifásica no sigue una trayectoria senoidal tras la falta.

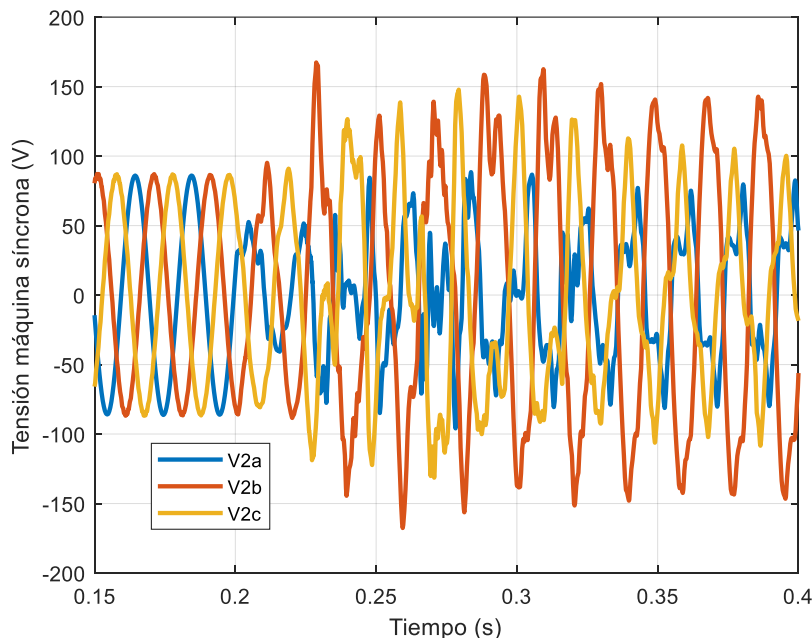


Figura 198: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con $KNCS=1$. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

Los valores de la señal trifásica de la corriente no son capaces de reducir su valor hasta cero por el error en la actuación de la protección 2, Figura 199.

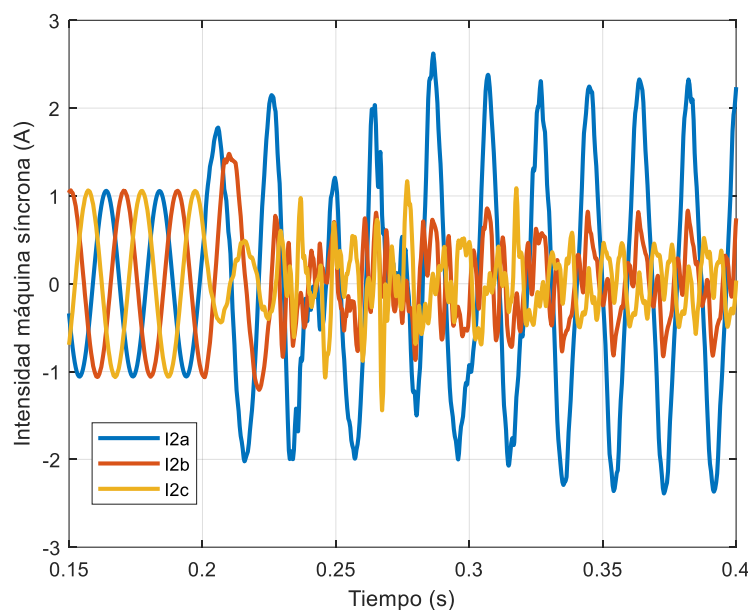


Figura 199: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1, Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

Como muestra la Figura 200, la protección del área 2 no dispara cuando debe. Con lo cual la generación renovable queda conectada a la línea. La protección del área 1 detecta la falta en la zona 1 de la línea.

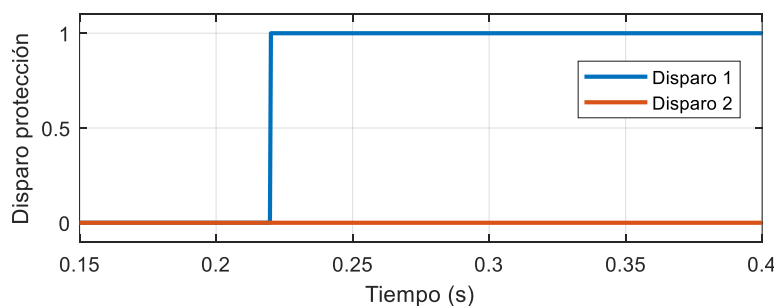


Figura 200: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

La Figura 201 muestra oscilaciones en la corriente inyectada en el sistema en ejes dq por la estrategia seguida a través del parámetro KNCS que pretende estabilizar las oscilaciones de la potencia, Figura 202.

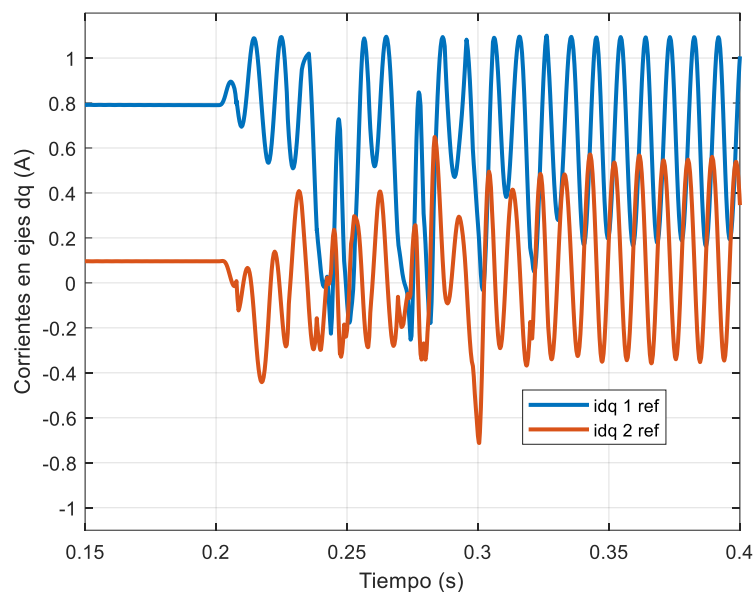


Figura 201: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

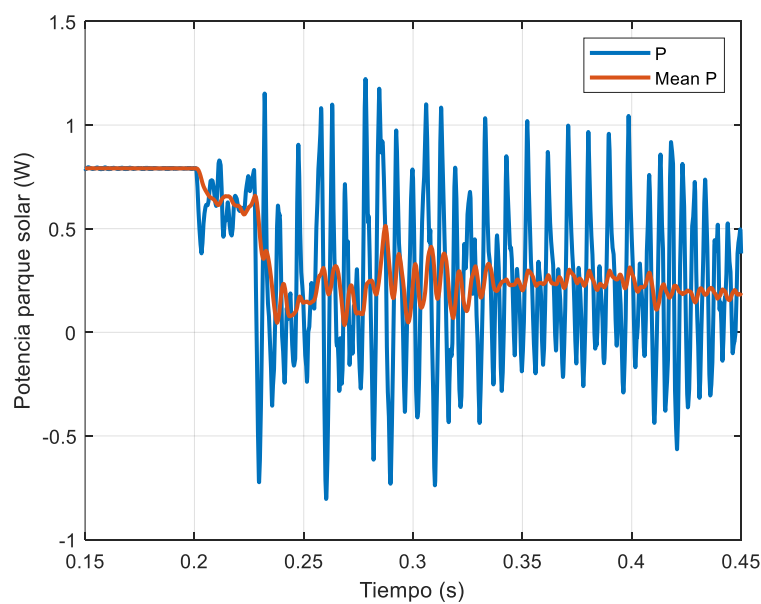


Figura 202: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

A continuación, se muestran los resultados de la simulación al activar la señal RPT de las protecciones. La Figura 203 muestra que ambas protecciones actúan gracias al canal de comunicaciones que proporciona la señal RPT.

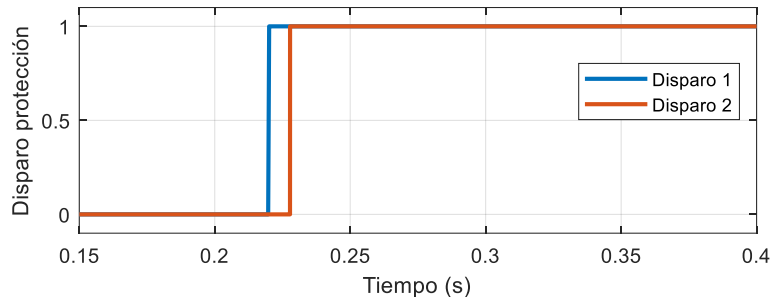


Figura 203: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

La Figura 204 muestra las oscilaciones en la corriente inyectada en ejes dq por la inyección de corriente de secuencia inversa.

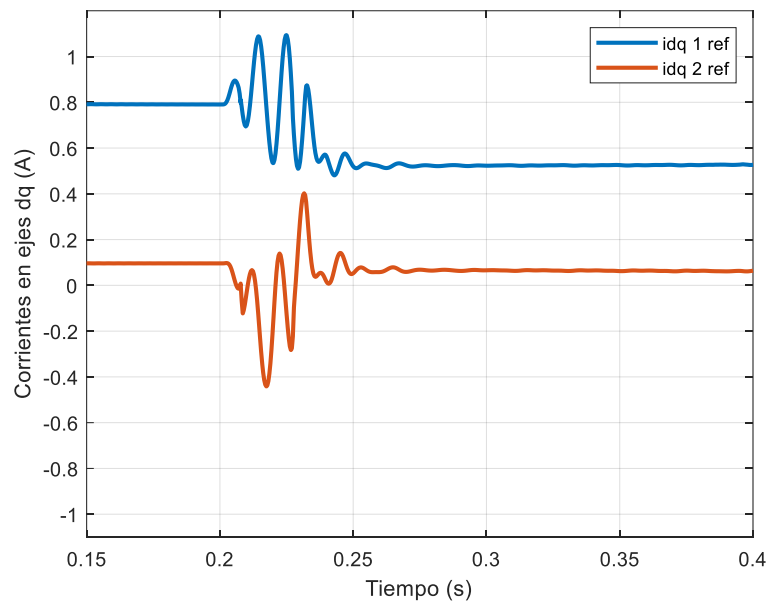


Figura 204: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

Las oscilaciones en la potencia se reducen gracias a la inyección de corriente de secuencia inversa Figura 205.

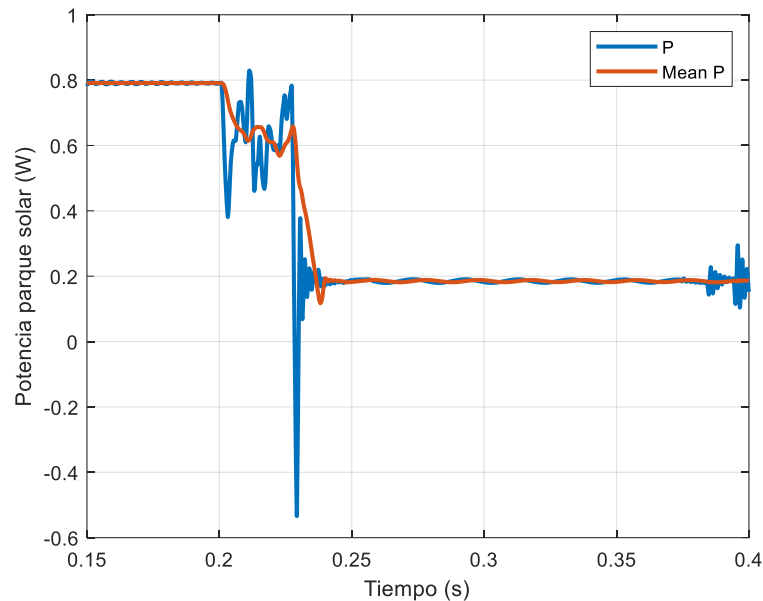


Figura 205: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 10%, offline.

Falta bifásica.

Se produce una falta bifásica en las fases a y b de la línea de parámetros distribuidos. Los resultados de las magnitudes de tensión y corriente son los obtenidos en el área 2 para estudiar el comportamiento del bus de la generación renovable.

En este caso, se observa la diferente trayectoria de la tensión trifásica de las fases afectadas a lo largo de la simulación. Como la protección 2 no dispara cuando debería, existen unas oscilaciones desequilibradas en el resto de la simulación. La simulación de la tensión trifásica se muestra en la Figura 206.

En la Figura 207, se muestra que las fases a y b de la corriente trifásica presentan grandes amplitudes en sus oscilaciones ya que son las afectadas por la falta ocurrida en $t=200$ milisegundos. Como la protección 2 no actúa, no desconecta la generación renovable de la línea y la corriente no se extingue.

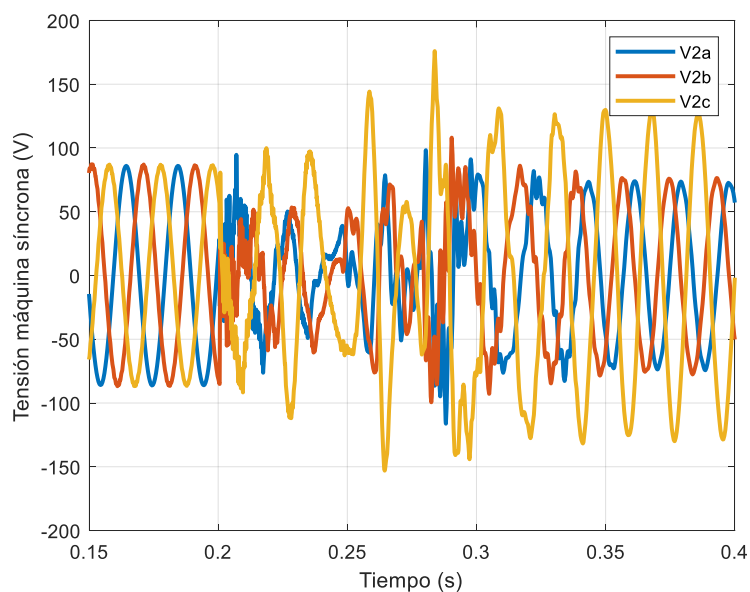


Figura 206: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

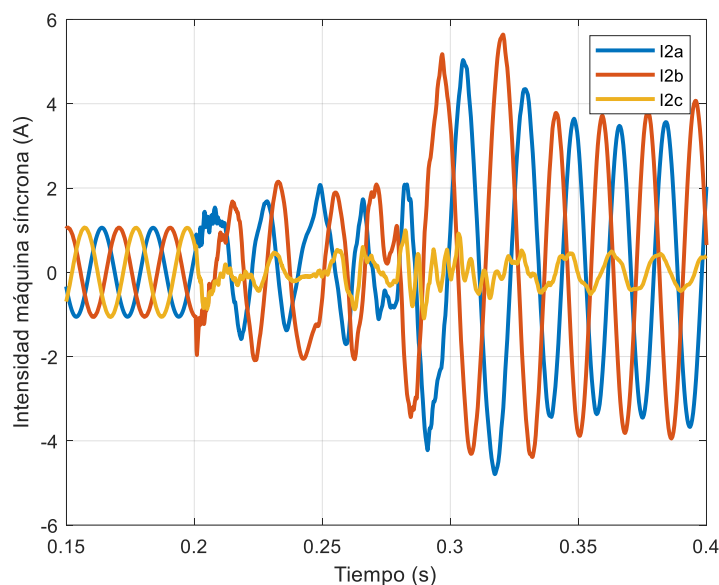


Figura 207: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

La Figura 208 representa los disparos de las protecciones. La protección 1 dispara correctamente a los 25 milisegundos, pero la protección 2 no detecta la falta correctamente en Zona 2 lo que provoca que la falta sobre la línea no quede totalmente aislada.

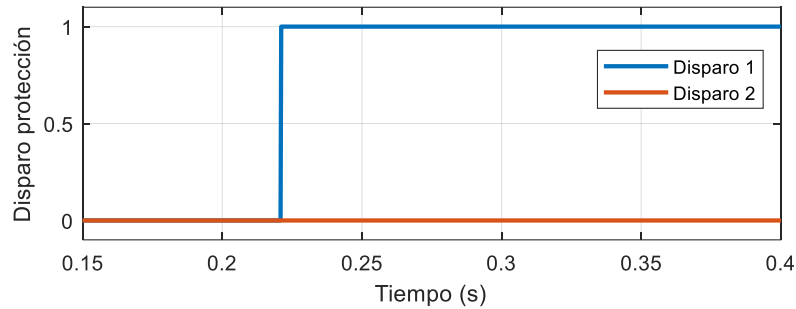


Figura 208: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

Las oscilaciones ocurridas entre los 200 milisegundos y los 250 milisegundos que se observan en la Figura 209 son provocadas por la estrategia que iguala el parámetro KNCS a 1. Las oscilaciones posteriores son provocadas por el fallo de actuación de la protección 2.

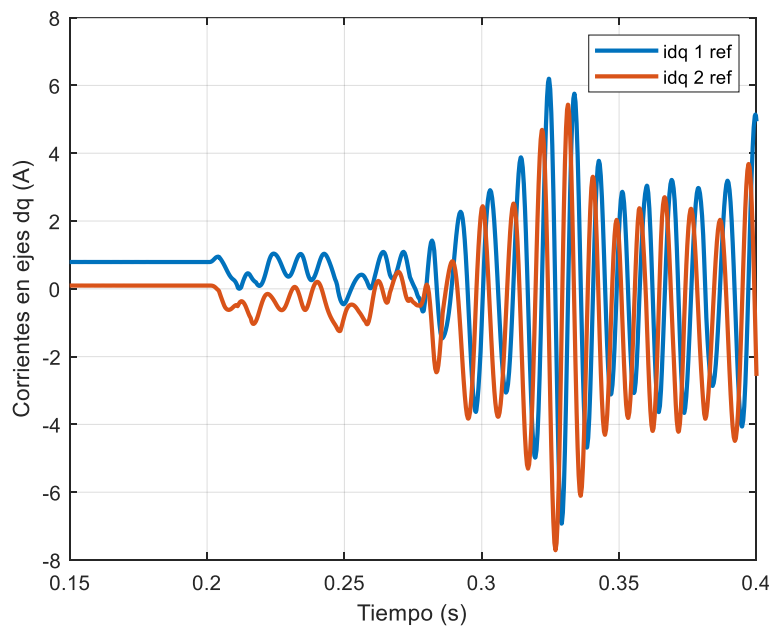


Figura 209: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

La Figura 210 muestra unas menores oscilaciones en la potencia gracias a la inyección de corriente de secuencia inversa. Después estas oscilaciones aumentan por el fallo en la actuación de la protección 2.

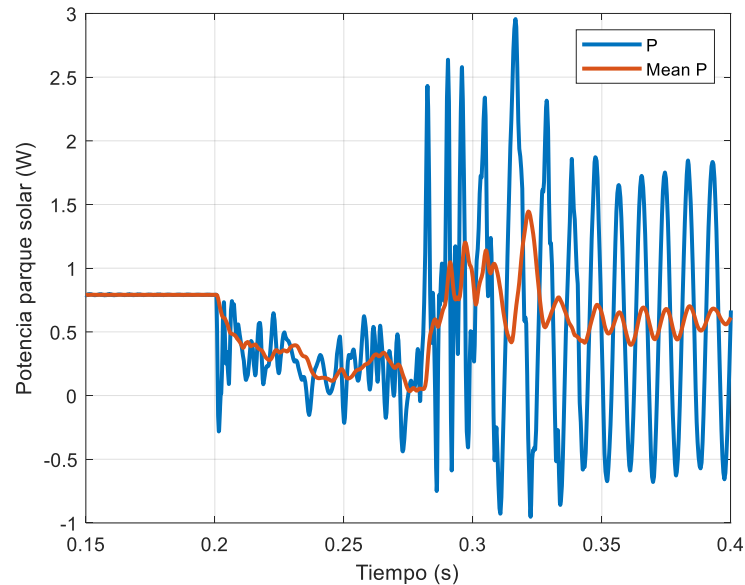


Figura 210: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 10%, offline.

Se ha comprobado que activando el canal de comunicaciones gracias a la señal RPT ambas protecciones actúan correctamente y las oscilaciones de corriente dq y de potencia debidas al error de actuación de la protección 2 desaparecen.

Falta trifásica.

Se produce una falta trifásica en las fases a, b y c de la línea de parámetros distribuidos. Los resultados de las magnitudes de tensión y corriente son los obtenidos en el área 2 para estudiar el comportamiento del bus de la generación renovable.

La tensión trifásica presenta alteraciones en las tres fases provocadas por la falta trifásica. Estas alteraciones aumentan su amplitud a lo largo de la simulación ya que la protección 2 no actúa correctamente y la tensión en el bus de la generación renovable no es capaz de adquirir una forma senoidal.

Debido a este error en la actuación de la protección 2, no se disminuye la corriente del área 2 hasta cero porque no se aísla la línea de la generación renovable, Figura 212.

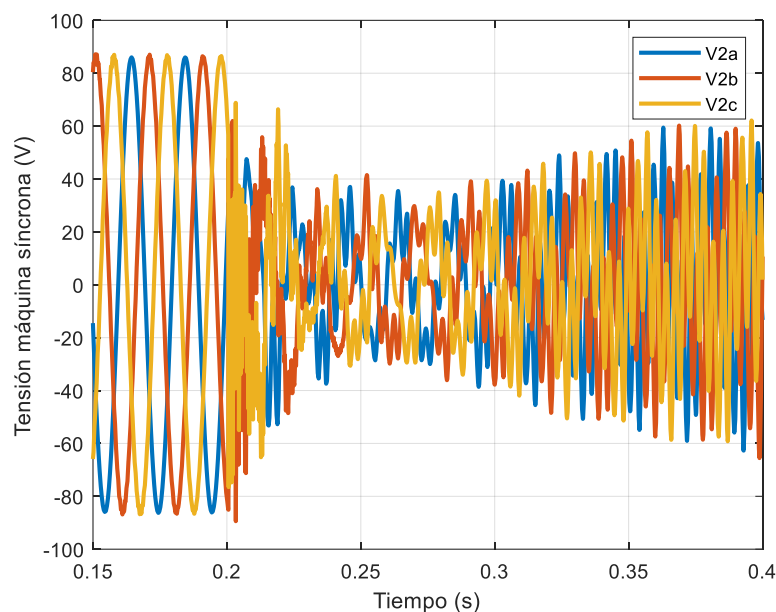


Figura 211: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

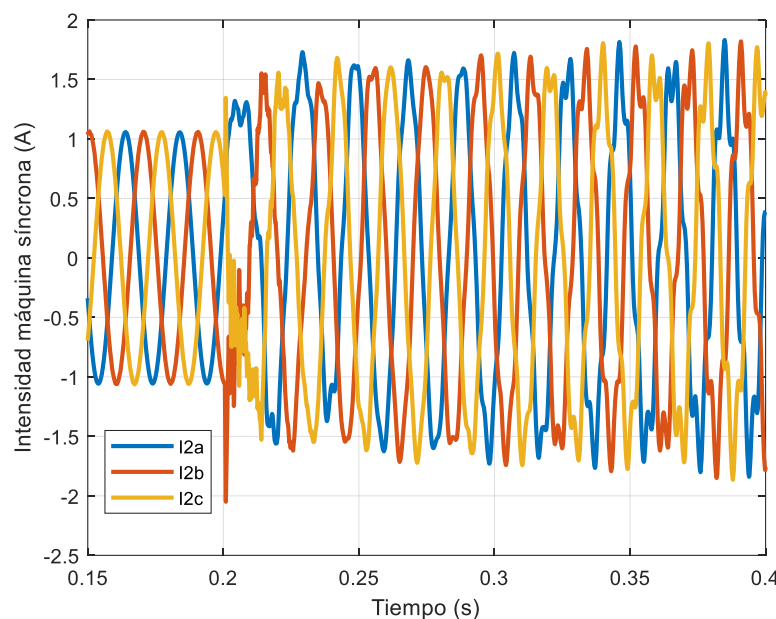


Figura 212: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

Al igual que en faltas anteriores, la protección 1 actúa en un tiempo correcto y detectando correctamente la Zona 1, pero la protección 2 no dispara cuando debiera, Figura 213.

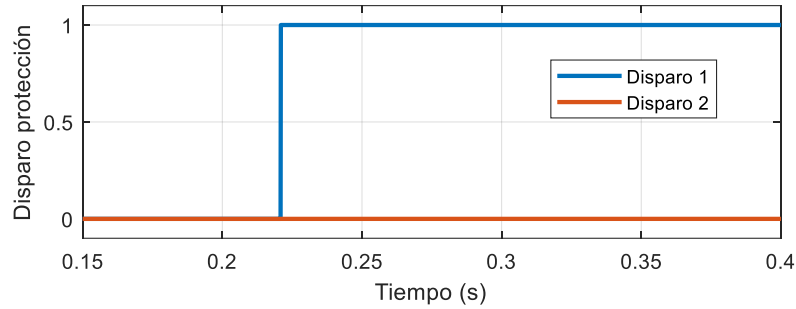


Figura 213: Disparo de las protecciones vs tiempo con $KNCS=1$. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

La estrategia que sigue el caso es inyección de corriente de secuencia inversa para disminuir las oscilaciones en la potencia. Por ello, se observan oscilaciones en la corriente inyectada en ejes dq, Figura 214, y menores oscilaciones en la potencia, Figura 215, con respecto al resultado obtenido cuando el parámetro $KNCS$ era igual a 0.

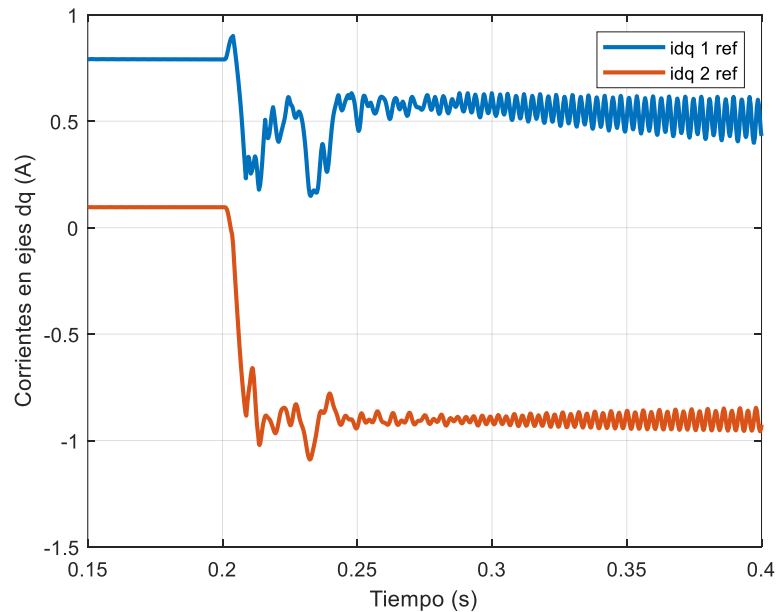


Figura 214: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con $KNCS=1$. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

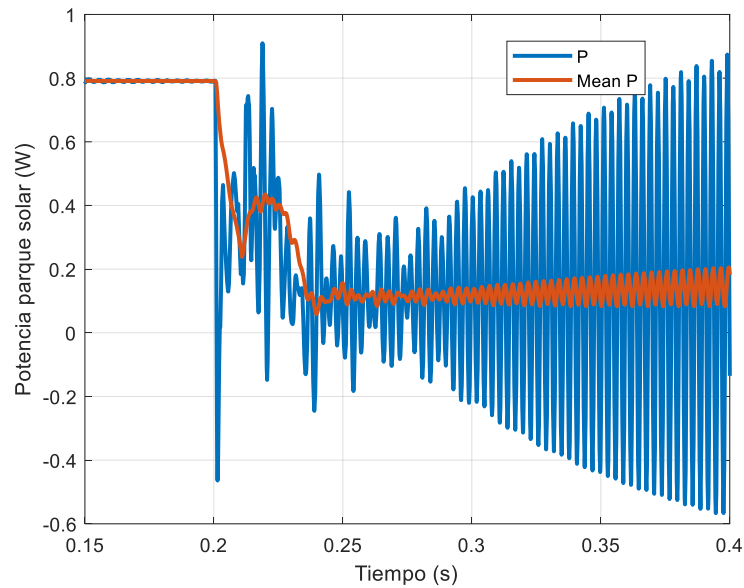


Figura 215: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 10%, offline.

- **Falta localizada al 90% del área 1**

Falta monofásica.

Se aplica la falta sobre la fase a de la línea. Se han seleccionado las magnitudes del área 1 como más representativas ya que la falta le afecta durante más tiempo al estar más alejada que del área 2.

La tensión trifásica muestra una forma senoidal hasta que ocurre la falta. Después, al disparar la protección 1, vuelve a tener una forma senoidal y equilibrada, como se observa en la Figura 216.

La corriente, Figura 217, toma un valor igual a cero tras la actuación de la protección 1.

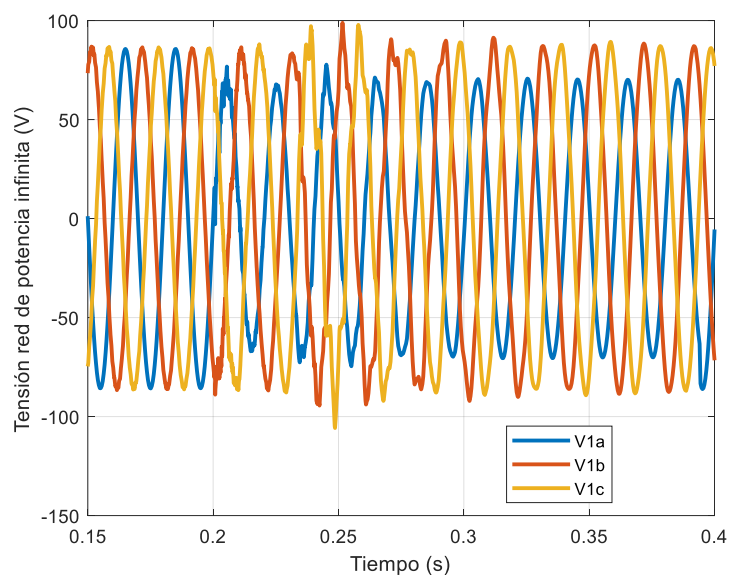


Figura 216: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.

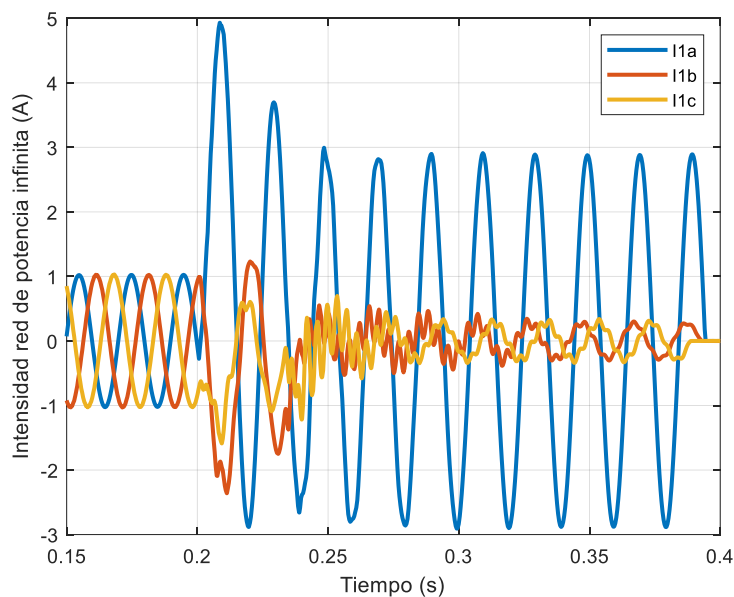


Figura 217: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.

Ambas protecciones disparan correctamente según representa la Figura 218. La protección 1 detecta la falta en Zona 1 en un tiempo casi instantáneo de 25 milisegundos y la protección dos la detecta en 175 milisegundos. Estos tiempos de actuación se corresponden a los configurados en los bloques de las protecciones de la librería Artemis de Simulink.

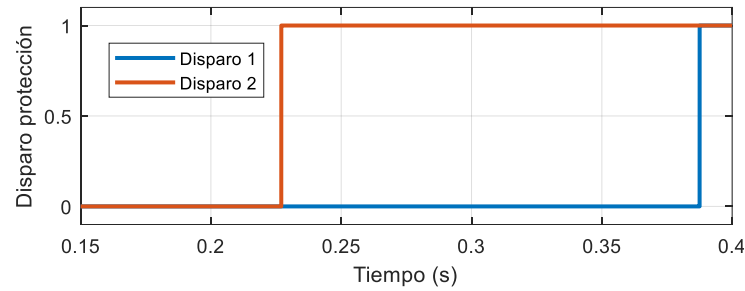


Figura 218: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.

Existen oscilaciones en la corriente dq inyectada por la generación renovable por haber inyección de corriente de secuencia inversa en el sistema, Figura 219.

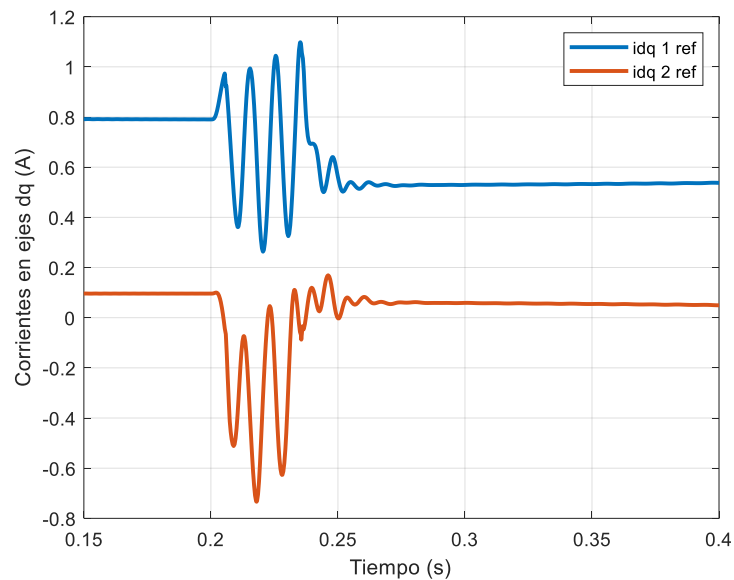


Figura 219: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.

Las oscilaciones en la potencia son menores que en el caso de nula inyección de corriente de secuencia inversa sobre el sistema, Figura 220.

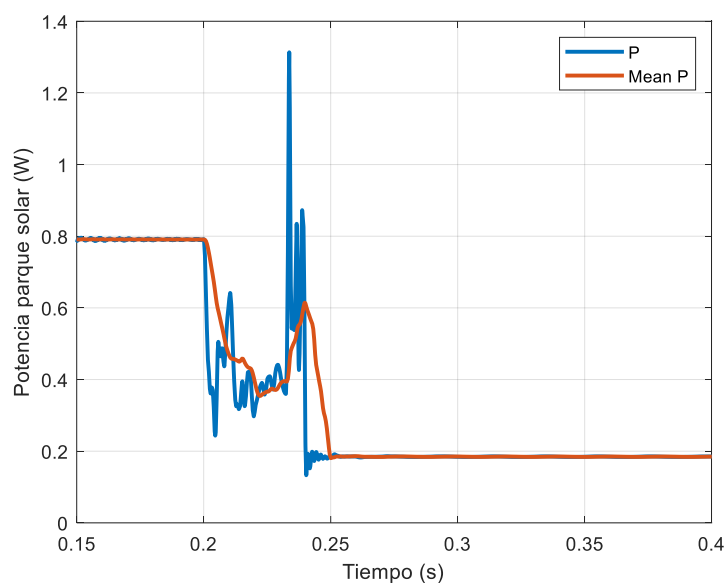


Figura 220: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta monofásica, 90%, offline.

Falta bifásica.

La Figura 221, muestra las fases de la tensión trifásica afectadas por la falta bifásica, en este caso las fases a y b. Tras la actuación de la protección 1, la tensión vuelve a ser trifásica y equilibrada.

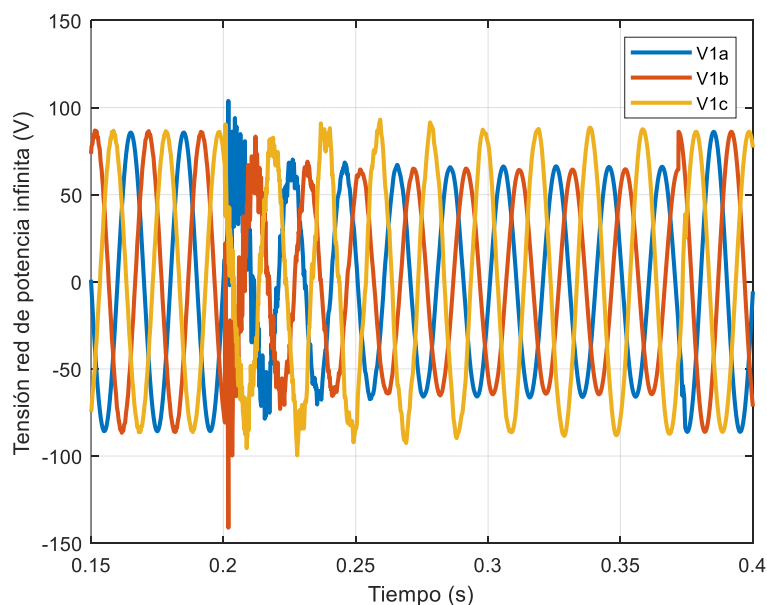


Figura 221: Tensión en la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.

La corriente toma un valor igual a cero tras la actuación de la protección 1, Figura 222.

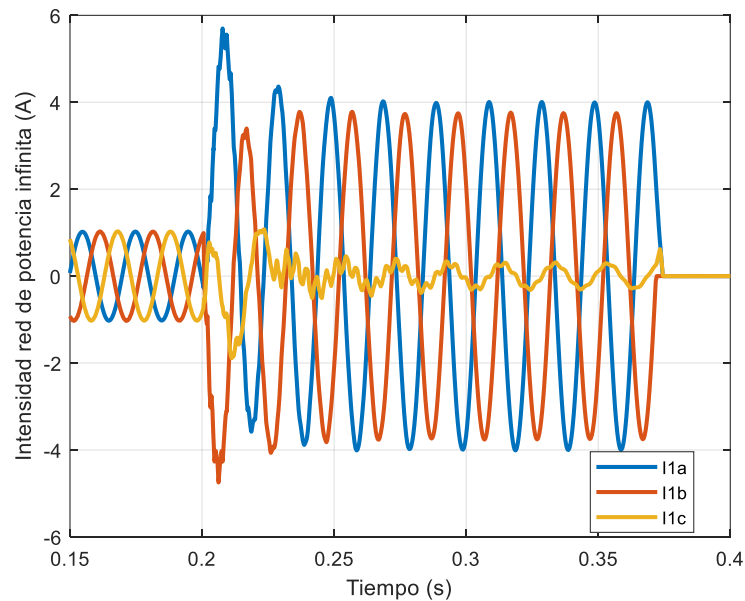


Figura 222: Corriente en la zona del área 1 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.

Ambas protecciones actúan y en periodos de tiempo adecuados, Figura 223.

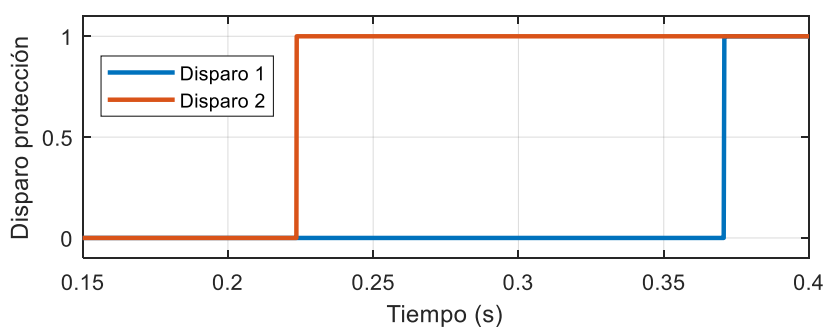


Figura 223: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.

La corriente dq inyectada presenta oscilaciones por la inyección de corriente de secuencia inversa, Figura 224. Por ello la potencia presenta menos oscilaciones comparando con el caso donde no existía inyección de corriente de secuencia inversa, Figura 225.

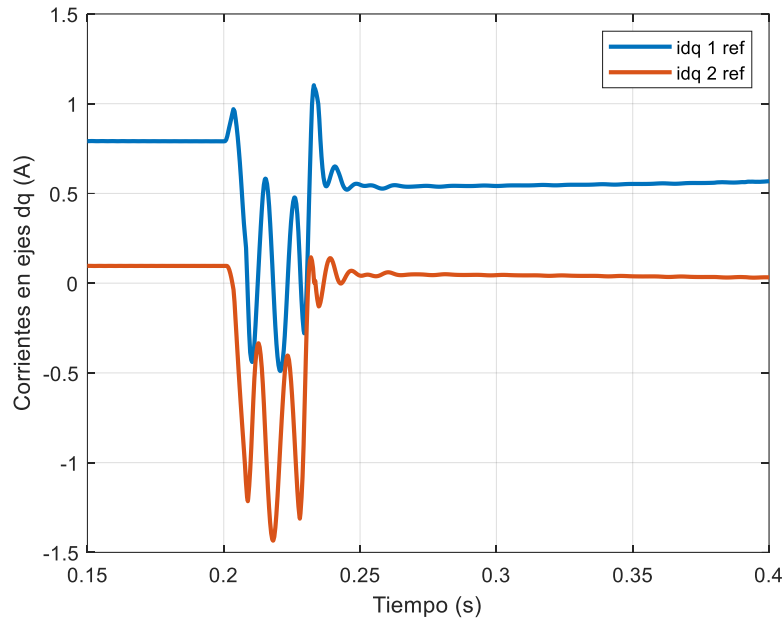


Figura 224: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.

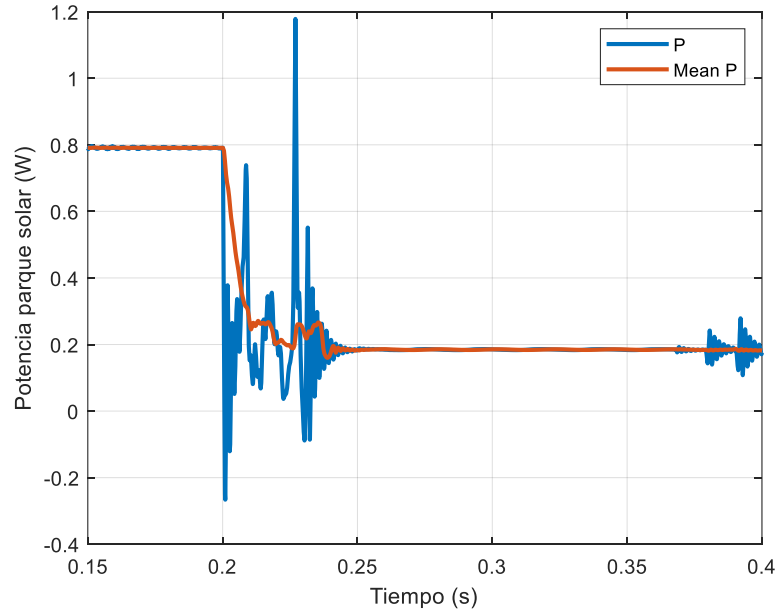


Figura 225: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta bifásica, 90%, offline.

Falta trifásica.

En este caso se consideran las magnitudes del área 2 como de interés. La tensión, Figura 226, y la corriente, Figura 227, sufren la falta demasiado tiempo para ser una falta situada en la Zona 1 ya que tarda en despejarse casi 200 milisegundos.

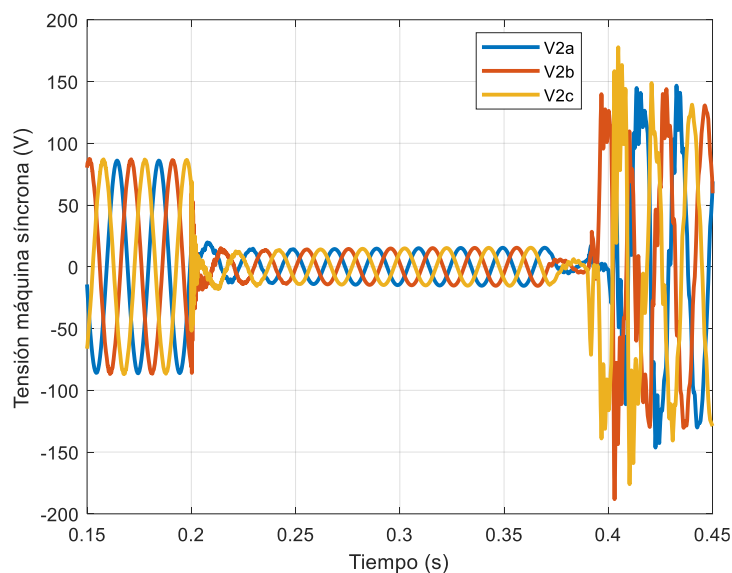


Figura 226: Tensión en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.

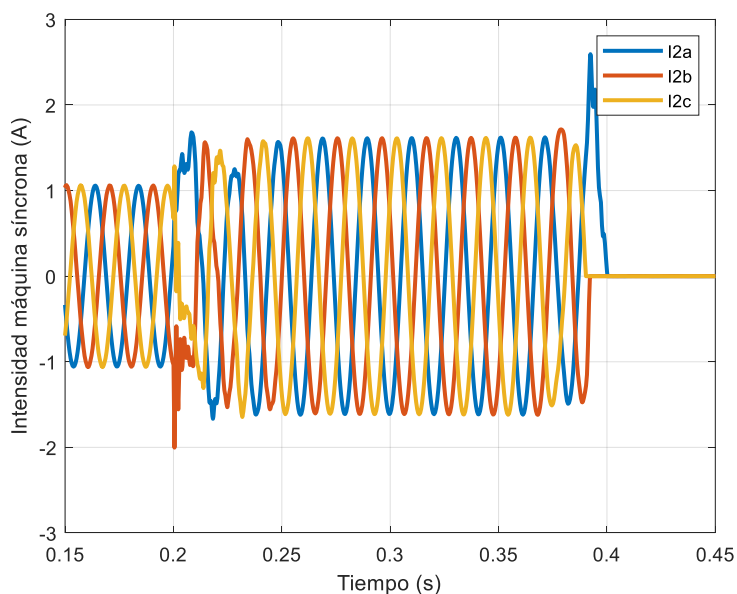


Figura 227: Corriente en la zona del área 2 vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.

Como se observa en la Figura 228, la protección 2 sufre un retraso en su actuación ya que tarda casi 200 milisegundos en actuar cuando debería tardar 25 milisegundos.

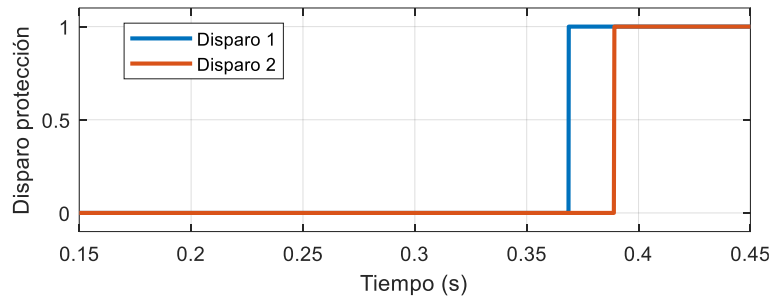


Figura 228: Disparo de las protecciones vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.

La corriente dq inyectada presenta oscilaciones por la estrategia establecida en el caso, Figura 229. Las oscilaciones posteriores a la actuación de la protección surgen por el retraso de la protección 2.

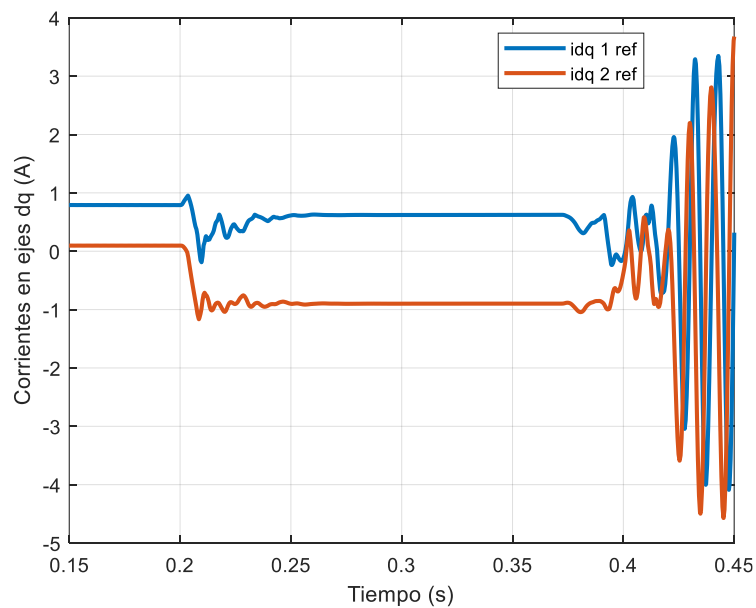


Figura 229: Corriente en ejes dq inyectada vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.

Al igual que en casos anteriores, la potencia presenta menos oscilaciones ya que con la estrategia seguida se pretende disminuir las mismas, Figura 230.

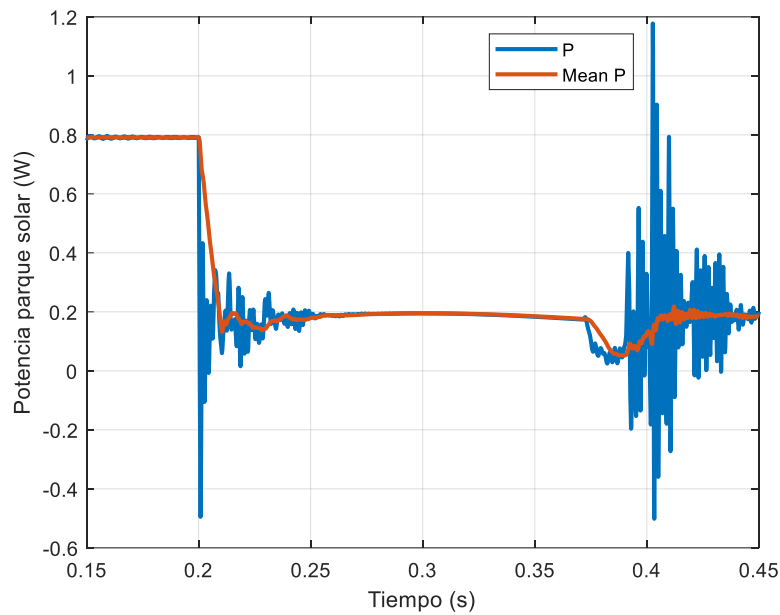


Figura 230: Potencia de la planta solar vs tiempo con KNCS=1. Generación solar fotovoltaica, falta trifásica, 90%, offline.

Capítulo 5. CONCLUSIONES

En este capítulo se obtienen las conclusiones del proyecto aprendidas a través de los capítulos anteriores de este trabajo.

En esta memoria se refleja la teoría y los resultados del trabajo propuesto. El estudio se ha realizado para comprobar la validez de los actuales sistemas de protección de las líneas frente al aumento de penetración de generación renovable en los sistemas eléctricos. Además, se ha podido identificar la causa de los fallos o retrasos en la actuación de las protecciones: la inyección de corriente de secuencia inversa en el sistema por parte de la generación renovable.

Se comenzó estudiando la problemática del tema del proyecto e investigando los resultados y conclusiones de otros estudios y proyectos previamente realizados. De esta manera, se abarca un mayor campo de estudio para trabajos y proyectos futuros. Los conceptos estudiados han sido el funcionamiento de las protecciones de distancia y diferencial, los cortocircuitos y las secuencias de las fases, las características de los entornos de simulación y sus diferencias, y los diferentes tipos de generación implantadas en cada uno de los casos de estudio.

Para poder obtener y analizar los resultados del proyecto, se han realizado dos casos estudio diferentes, uno utilizando generación síncrona, generación convencional donde las protecciones actúan de manera correcta, y otro utilizando generación renovable, necesaria para la descarbonización del sector energético. A través de la comparación de los casos estudio, se ha podido verificar la causa de los fallos en la actuación de las protecciones. Los errores de actuación de las protecciones se han observado en la generación renovable por aplicar diferentes estrategias en la inyección de corriente de secuencia inversa.

Cabe destacar, que se ha cumplido con el objetivo del proyecto al haber logrado simular en tiempo real la actuación de dos protecciones de línea en un sistema con elevada penetración de generación solar fotovoltaica. Esta simulación se ha efectuado tanto en el simulador en

tiempo real OPAL-RT como en Simulink para estudiar y comparar la validez del simulador en tiempo real.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 3 según los diferentes escenarios de los casos de estudio. Se observa que en el caso estudio de la generación síncrona, las protecciones siempre disparan correctamente. Sin embargo, en el caso estudio de la generación solar fotovoltaica la protección 2 no actúa cuando la falta está situada en Zona 2 por la lejana localización de la falta debido al control que aplica este tipo de generación. Además, en el caso que la planta solar no inyecta corriente de secuencia inversa, con KNCS=0, y se produce una falta trifásica sobre la línea, la protección 2 no actúa correctamente en Zona 1 y sufre un retraso porque la falta trifásica es la falta más severa que puede ocurrir sobre la línea. Entonces se confirman los estudios de fallo de actuación de la protección dependiendo del tipo de generación empleada expuestos en el capítulo 1 de esta memoria.

Escenario	Localización de la falta (%)	Monofásica-tierra P1		Monofásica-tierra P2		Bifásica-tierra P1		Bifásica-tierra P2		Trifásica P1		Trifásica P2	
		Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2
Generación síncrona Simulink	10	✓			✓	✓			✓	✓			✓
	40	✓			✓	✓			✓	✓			✓
	90		✓	✓			✓	✓			✓	✓	
Generación síncrona OPAL-RT	10	✓			✓	✓			✓	✓			✓
	40	✓		✓		✓		✓		✓		✓	
	90		✓		✓		✓		✓		✓		✓
Generación solar fotovoltaica KNCS=0	10	✓			x	✓			x	✓			x
	90		✓	✓			✓	✓			✓	x	
Generación solar fotovoltaica KNCS=1	10	✓			x	✓			x	✓			x
	90		✓	✓			✓	✓			✓	✓	

Tabla 3: Resumen de actuación de las protecciones según el caso de estudio

Cabe destacar que la señal RPT de las protecciones de la librería Artemis permite que disparen correctamente gracias al canal de comunicaciones eliminando así el fallo de

actuación de las protecciones para los escenarios del caso de estudio que utiliza generación solar fotovoltaica. Sin embargo, si solo se hubiera realizado el estudio con la protección situada en el área 2, hubiera fallado en su actuación ya que no existiría dicho canal de comunicaciones.

Se concluye entonces que la protección de la librería Artemis es un bloque bastante elaborado ya que simula correctamente la actuación de una protección real y proporciona unos disparos muy similares a los obtenidos en otros estudios.

Con respecto a las estrategias utilizadas en el caso de la planta solar fotovoltaica, varía la correcta actuación de la protección cercana a la generación solar fotovoltaica cuando no se inyecta corriente de secuencia inversa en el sistema. Además, estas estrategias permiten variar las magnitudes de inyección de corrientes en ejes dq y la potencia inyectada en el sistema por la generación renovable.

En cuanto a los entornos de simulación empleados, existe una diferencia reseñable que es el tiempo empleado en realizar las simulaciones. En el entorno de Simulink, 1 segundo del tiempo de simulación corresponde con aproximadamente 9 segundos en tiempo real. Por ello, el utilizar el entorno de OPAL-RT presenta grandes ventajas ya que el tiempo requerido es menor y las variables del sistema tienen tiempo de inicializarse correctamente. Además, OPAL-RT proporciona una base para trabajos futuros con Hardware-in-the-Loop para realizar pruebas de la correcta actuación de protecciones reales conectadas a modelos de simulación, lo cual permite ahorrar tiempo y coste de instalación de las protecciones en sistemas físicos y reales.

Por último, el desarrollo de este proyecto deja un trabajo futuro amplio de investigación sobre el diseño de nuevos sistemas de protección en sistemas eléctricos con alta penetración de generación renovable. Un futuro estudio es la conexión de una protección real a los casos de estudio expuestos en el capítulo 4 de este proyecto, para comprobar su actuación según los distintos escenarios a través de la conexión Hardware-in-the-Loop. Los resultados que se obtuvieran se pueden comparar con los mostrados utilizando la protección de la librería Artemis. Otro futuro estudio es el análisis de la actuación de una protección de línea diferencial en sistemas eléctricos con elevada penetración de generación renovable a través

de simulación en tiempo real con OPAL-RT. Primero, se implementaría la protección diferencial de la librería de Artemis de OPAL-RT y después, una protección real conectada al modelo de simulación a través de HiL.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh y S. Garudachar Srivani, «Protection Challenges Under Bulk Penetration of Renewable Energy Resources in Power Systems: A Review,» *IEEE CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, nº 4, pp. 365-379, December 2017.
- [2] «MIGRATE (Massive InteGRATion of power Electronic devices),» 2020. [En línea]. Available: www.h2020-migrate.eu. [Último acceso: Octubre 2020].
- [3] A. Novikov, J. Chavez y M. Popov, «Performance Assessment of Distance Protection in Systems with High Penetration of PVs,» de *IEEE PowerTech Conference*, Milano, Italy, 2019.
- [4] E. Martínez, M. Villén, S. Borroy, H. Grasset, M. Popov y D. López, «New Faulted Phase Selector Solution for Dealing with the Effects of Type-4 Wind Turbine on Present Protection Relaying Algorithms,» de *25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Madrid, Spain, 2019.
- [5] J. J. Chavez, M. Popov, A. Novikov, S. Azizi y V. Terzija, «Protection Function Assessment of Present Relays For Wind Generator Applications,» de *International Conference on Power Systems Transients*, Perpignan, 2019.
- [6] S. K. Chaudhary, Ö. Göksu, R. Teodorescu y P. C. Kjaer, «Impact of Negative Sequence Current Injection by Wind Power Plants,» IEEE, Denmark, 2013.
- [7] I. Erlich, T. Neumann, F. Shewarega, P. Schegner y J. Meyer, «Wind Turbine Negative Sequence Current Control and its Effect on Power System Protection,» de *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013.

- [8] R. Mariga, «Slideshare,» 19 04 2016. [En línea]. Disponible: <https://es.slideshare.net/rodgersmariga/balanced-faults>.
- [9] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, MHP, 1994, pp. 872-913.
- [10] L. Rouco Rodríguez, «Sistemas de protección,» 01 2019. [En línea]. Disponible: <https://sifo.comillas.edu/course/view.php?id=27632#section-1>.
- [11] H. Alharti, J. Alshehri, M. Khalid, A. Alzahrani y M. Faggal, «Evaluation of Distance Protection Responses in AC Power System with Converter Interface» de *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT Asia)*, 2019, pp. 2270-2275.
- [12] L. Rouco Rodríguez, «Principios de la protección de distancia,» 01 2019. [En línea]. Disponible: <https://sifo.comillas.edu/course/view.php?id=27632#section-4>.
- [13] L. Rouco Rodríguez, «Protección de líneas de transporte,» 01 2019. [En línea]. Disponible: <https://sifo.comillas.edu/course/view.php?id=27632#section-4>.
- [14] T. Selim Ustun, C. Ozansoy y A. Zayegh, «Differential Protection of Microgrids with Central Protection Unit Support,» de *IEEE Tencon - Spring*, 2013, pp. 15-19.
- [15] S. Electric, «MiCOM P54x, Relé de Protección Diferencial de Línea con Opción de Distancia de Subciclo,» Schneider Electric, 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.se.com/es/es/product-range-presentation/60747-micom-p54x/>.
- [16] «Tema 5 Simulink,» [En línea]. Disponible: https://ocw.upc.edu/sites/all/modules/ocw/estadistiques/download.php?file=51427/2011/1/54513/tema_5_simulink-5156.pdf.
- [17] J. Aracil y F. Gómez-Estern, «Introducción a Matlab y Simulink,» 2007. [En línea]. Disponible: http://www.esi2.us.es/~fabio/apuntes_matlab.pdf.

- [18] «MathWorks Solver» The MathWorks Inc., [En línea]. Disponible: <https://es.mathworks.com/help/simulink/ug/choose-a-solver.html>.
- [19] «MathWorks Compare Solvers» The MathWorks Inc., [En línea]. Disponible: https://es.mathworks.com/help/simulink/ug/compare-solvers.html?searchHighlight=continuous%20solver&s_tid=srchtitle.
- [20] «MathWorks, Variable Step Solvers in Simulink» The MathWorks Inc., [En línea]. Disponible: <https://es.mathworks.com/help/simulink/ug/variable-step-solvers-in-simulink-1.html>.
- [21] «MathWorks, Fixe Step Size (fundamental sample time)» The MathWorks Inc., [En línea]. Disponible: <https://es.mathworks.com/help/simulink/gui/fixed-step-size-fundamental-sample-time.html#:~:text=If%20the%20model%20specifies%20one,time%20defined%20by%20the%20model..>
- [22] O.-R. Technologies, «Simulink Model,» de *From Imagination To Real Time*, 2008.
- [23] «Wikipedia,» 15 02 2021. [En línea]. Disponible: https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_tiempo_real#Determinismo.
- [24] «Pruebas hardware-in-the-loop para electrónica de potencia,» The MathWorks, Inc., 2019. [En línea]. Disponible: <https://es.mathworks.com/solutions/power-electronics-control/hardware-in-the-loop.html>.
- [25] O.-R. Technologies, «Training academy. HIL for grid applications-Protection relay,» de *From Imagination. To Real-Time*.
- [26] «Solver Settings MathWorks,» The MathWorks Inc., [En línea]. Disponible: <https://es.mathworks.com/help/simulink/gui/solver.html>.

- [27] M. Á. Rodríguez Pozueta, «Personales Unican,» 2014. [En línea]. Disponible: <https://personales.unican.es/rodrigma/PDFs/Maq.%20sincrona%20en%20red%20y%20en%20paralelo.pdf>.
- [28] O.-R. T. Inc., «FAQ IEC 61850 Driver,» OPAL-RT, Montréal (Québec) Canada, 2014.
- [29] P. Turnero, «Simulación de sistemas dinámicos en Simulink (Presentación PowerPoint),» [En línea]. Disponible: <https://www.monografias.com/trabajos102/simulacion-sistemas-dinamicos-simulink/simulacion-sistemas-dinamicos-simulink.shtml>.

APÉNDICE

En este apéndice se muestran en la sección A los parámetros utilizados en el sistema de simulación y en la sección B la comunicación y los protocolos IEC 61850.

A. PARÁMETROS DEL SISTEMA

En esta sección se indican los parámetros de los componentes del sistema. En primer lugar, se presentan los parámetros del caso de la máquina síncrona y, en segundo lugar, los parámetros del caso de la generación renovable. Primero, se muestran los parámetros de la red infinita en la Tabla 4. Segundo, se presentan los parámetros de la línea en la Tabla 5.

Magnitud	Valor
Configuración	Yg
Vrms (kV)	400,496
Ángulo fase-fase (°)	0
f (Hz)	50
Scc (VA)	1,0E+10
Vbase (V)	4,0E+05
X/R ratio	5,0E+01
Tipo de generador	swing

Tabla 4: Parámetros de la red infinita del sistema de simulación.

Magnitud	Valor
fases	3
f (Hz)	50
R1 (Ω /km)	0,02576
R0 (Ω /km)	0,27808
L1 (H/km)	8,8057E-04
L0 (H/km)	2,8139E-03
C1 (F/km)	1,3240E-08
C0 (F/km)	7,0354E-09
Long (km)	50

Tabla 5: Parámetros de la línea del sistema de simulación.

Magnitud	Valor
W1 ABC	Yg
W2 abc	Delta (D1)
Tipo	Transformador trifásico
Pn (VA)	2,25E+08
fn (Hz)	50
V1 Ph-Ph (Vrms)	1,38E+04
R1 (pu)	0
L1 (pu)	0,08
V2 Ph-Ph (Vrms)	4E+05
R2 (pu)	0
L2 (pu)	0,08
Rm (pu)	500
Lm (pu)	500

Tabla 6: Parámetros del transformador conectado a la máquina síncrona.

En las siguientes tablas; Tabla 7, Tabla 8 y Tabla 9, se muestran los parámetros de la máquina síncrona, sistema de excitación de la máquina síncrona y la turbina hidráulica de la misma.

Magnitud	Valor
Pn (VA)	2,25E+08
Vn (Vrms)	13800
fn (Hz)	50
Rs (pu)	2,85E-03
Ll (pu)	1,14E-01
Lmd (pu)	1,19
Lmq (pu)	3,6E-01
Rf (pu)	5,79E-04
Llfd (pu)	1,14E-01
Rkd (pu)	1,1700E-02
Llkd (pu)	2E-01
Rkq1 (pu)	1,97E-02
Llkq1 (pu)	3,6E-01
H (s)	3,70
F (pu)	0
p()	20
dw (%)	0
th (°)	-2,2423E+01

ia,ib,ic (pu)	8,9124E-01
pha,phb,phc (°)	41.2421,-78.7579,161.242
Vf (pu)	1,44
P (W)	2E+08
Qmin (var)	-∞
Qmax (var)	∞
Tipo generador	PV

Tabla 7: Parámetros de la máquina síncrona del sistema de simulación.

Magnitud	Valor
Tr (s)	0,02
Ka ()	100
Ta (s)	0,001
Ke ()	1
Te (s)	0
Tb (s)	0
Tc (s)	0
Kf ()	0,001
Tf (s)	0,1
Efmin (pu)	-11,5
Efmax (pu)	11,5
Kp ()	0
Vt0 (pu)	1
Vf0 (pu)	1,44

Tabla 8: Parámetros del sistema de excitación de la máquina síncrona del sistema de simulación.

Magnitud	Valor
Ka ()	3,333
Ta (s)	0,07
gmin (pu)	0,01
gmax (pu)	0,97518
vgmin (pu/s)	-0,1
vgmax (pu/s)	0,1
Rp ()	0,05
Kp ()	1,163
Ki ()	0,105
Kd ()	0

Td (s)	0,01
beta ()	0
Tw (s)	2,67
Caída de referencia	0=error de potencia
Pm inicial (pu)	0,89115

Tabla 9: Parámetros de la turbina hidráulica de la máquina síncrona del sistema de simulación.

En la Tabla 10 se muestran los parámetros de la carga conectada a la máquina síncrona en el modelo de simulación

Magnitud	Valor
Configuración	Y (grounded)
Vn (Vrms)	1,38E+04
fn (Hz)	50
P (W)	5E+06
QL (var positivo)	0
QC (vas negativo)	0

Tabla 10: Parámetros de la carga conectada a la máquina síncrona.

En el modelo de simulación que utiliza la protección Mho de Artemis se dispone de los parámetros que se muestran en la Tabla 11 para el bloque de dicha protección.

Magnitud	Valor
Frecuencia (Hz)	50
Longitud línea (km)	200
R1 (Ω/m)	0,02576
L1 (H/km)	8,8057E-04
R0 (Ω/m)	0
L0 (H/km)	2,8139E-03
Tiempo de muestreo (s)	ts
Zona 1 (%)	80
Zona 2 (%)	120
Retraso Zona 1 (s)	0,01
Retraso Zona 2 (s)	0,3333

Tabla 11: Parámetros de la protección Mho de Artemis del sistema de simulación.

Magnitud	Valor
Units	pu
Pn (VA)	2E+08
fn (Hz)	50
V1 Ph-Ph (Vrms)	2E+04
R1 (pu)	0,0025
L1 (pu)	0,119
V2 Ph-Ph (Vrms)	4E+05
R2 (pu)	0,0025
L2 (pu)	0,119
Rm (pu)	500
Lm (pu)	500

Tabla 12: Parámetros del transformador conectado a la planta solar fotovoltaica.

B. IEC 61850

En este proyecto se hace uso de IEC 61850 para la simulación en tiempo real de sistemas de generación eólica y para la gestión de fuentes de energía distribuida [28]. Los modelos de datos definidos en IEC 61850 son clasificados en protocolos Ethernet que se utilizan para obtener rápidas respuestas en equipos de conexión, concretamente por debajo de tres milisegundos para protecciones. La arquitectura de IEC 61850 se compone de los siguientes elementos.

- **Bus de proceso.** Capa de una subestación que se encarga de adquirir información del sistema eléctrico. Envía los valores muestreados, por ejemplo, corrientes y/o tensiones, desde la zona de la línea hasta la protección.
 - **SV (Valores muestreados).** Tensiones y corrientes instantáneas medidas en un punto de la red a través de transformadores. Estas señales digitalizadas son enviadas de forma simultánea a 80 muestras o 256 muestras por minuto [28]. La precisión en la sincronización debe situarse en el rango $\pm 1\mu s$.
Dentro del modelo de simulación en el entorno RT-LAB, se incluye un subsistema como el representado en la Figura 231 donde se publican los valores instantáneos de tensiones y corrientes del sistema.



Figura 231: Subsistema donde se publican y transmiten los valores muestreados de HiL.

Dentro de este subsistema se incluyen bloques de comunicación MU como el que se utilizan para transmitir señales de entrada y salida como tensiones y corrientes. El que se observa en la Figura 232 permite que se efectúe la función del subsistema de la transmisión de señales muestreadas.



Figura 232: Bloque MU de transmisión de señales de entrada y salida.

A continuación, se muestran los bloques que reciben las tensiones y corrientes del sistema en la Figura 233. Estos bloques permiten la transmisión de estos valores a la zona del subsistema GOOSE que enviará un mensaje al sistema.

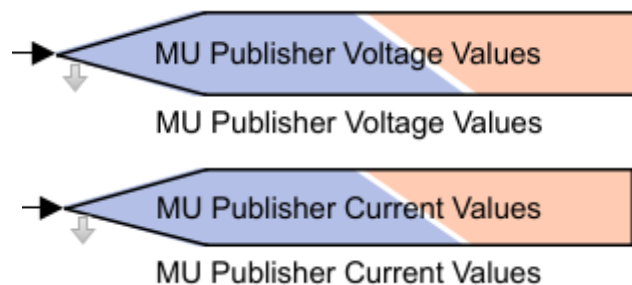


Figura 233: Bloques MU de transmisión de señales de tensión e intensidad.

En siguiente lugar, se representan los bloques referentes a la calidad de las señales muestreadas de tensiones y corrientes.

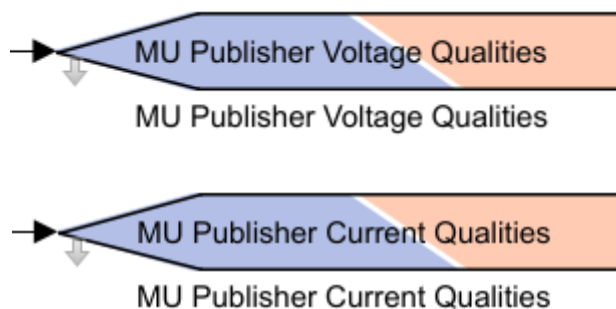


Figura 234: Bloques MU de transmisión de calidad de las señales de tensión e intensidad.

En la Figura 235, se establecen los parámetros que se pueden modificar en los bloques MU anteriormente descritos.

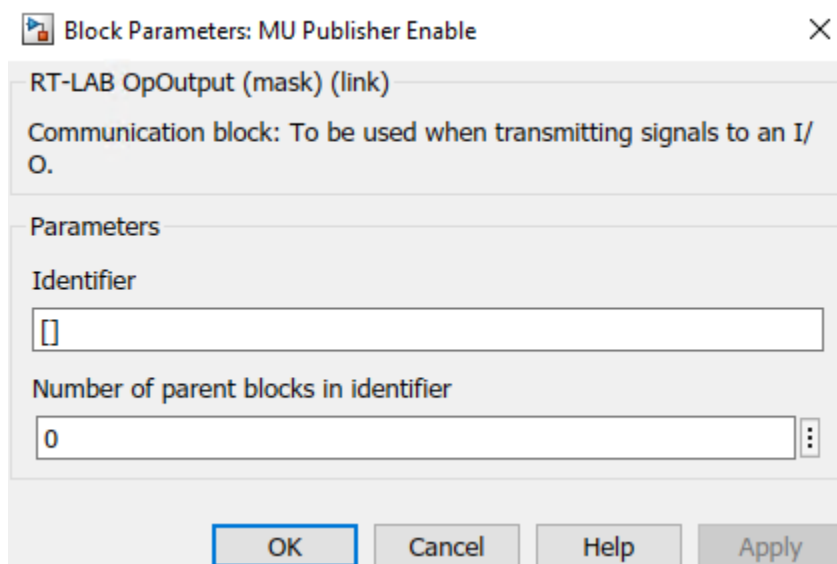


Figura 235: Características del bloque MU del subsistema Publish SV.

- **Bus de subestación.** Capa de subestación encargada de convertir la información que se intercambia entre los dispositivos inteligentes electrónicos a través de mensajes de eventos genéricos de la subestación. Envía estos mensajes, como por ejemplo mensaje de disparo, desde el dispositivo de protección hasta el dispositivo inteligente como por ejemplo un interruptor o una protección. Existen dos tipos de mensajes GSSE (Generic Substation State Events) y GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events). En el entorno de RT-LAB donde se ha integrado HiL, se dispone del

subsistema de la Figura 236, donde se reciben las señales del subsistema Publish SV y se codifica el mensaje GOOSE.



Figura 236: Subsistema donde se reciben señales y se envían mensajes GOOSE de HiL.

El bloque de la Figura 237 recibe una señal binaria para permitir la función de creación del mensaje GOOSE. Este mensaje será enviado al sistema ejecutando una acción determinada sobre él. En la Figura 238 se indican los parámetros que pueden modificarse del bloque Goose Subscriber Enable.

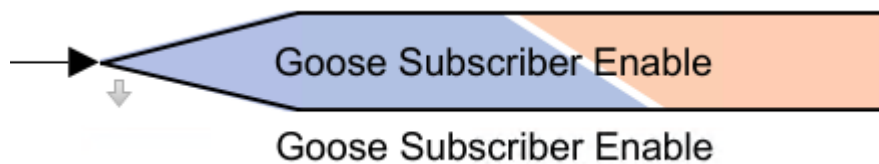


Figura 237: Bloque dentro del subsistema GOOSE donde se posibilita la creación del mensaje GOOSE.

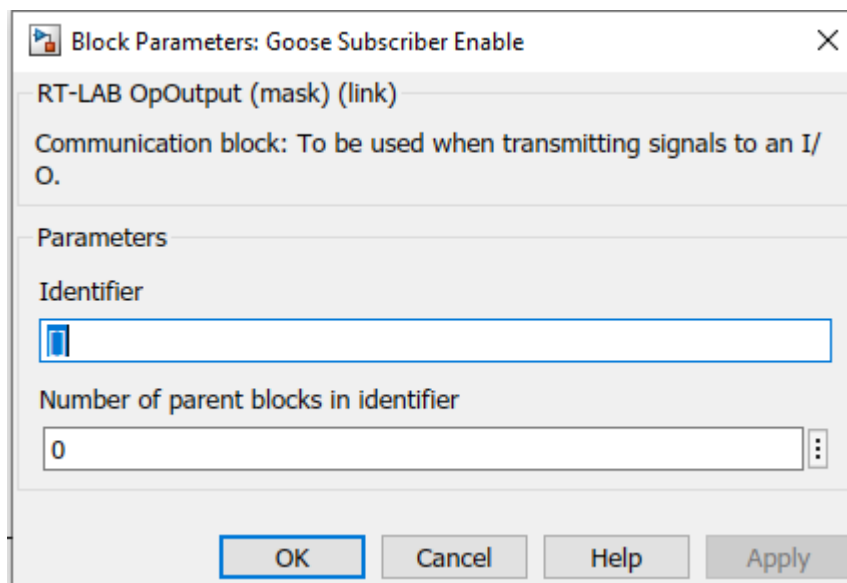


Figura 238: Parámetros modificables del bloque Goose Subscriber Enable del subsistema GOOSE.

El bloque de la Figura 239 recibe las señales instantáneas del bloque Publish SV y en función de ellas escribe un mensaje para que se ejecute una determinada acción en el sistema siempre y cuando el bloque Goose Subscriber Enable posibilite la creación de dicho mensaje si ha recibido una señal binaria igual a 1.



Figura 239: Bloque dentro del subsistema donde se escribe el mensaje GOOSE.

En la Figura 240, se observan los parámetros que permite modificar el bloque Goose Subscriber Data.

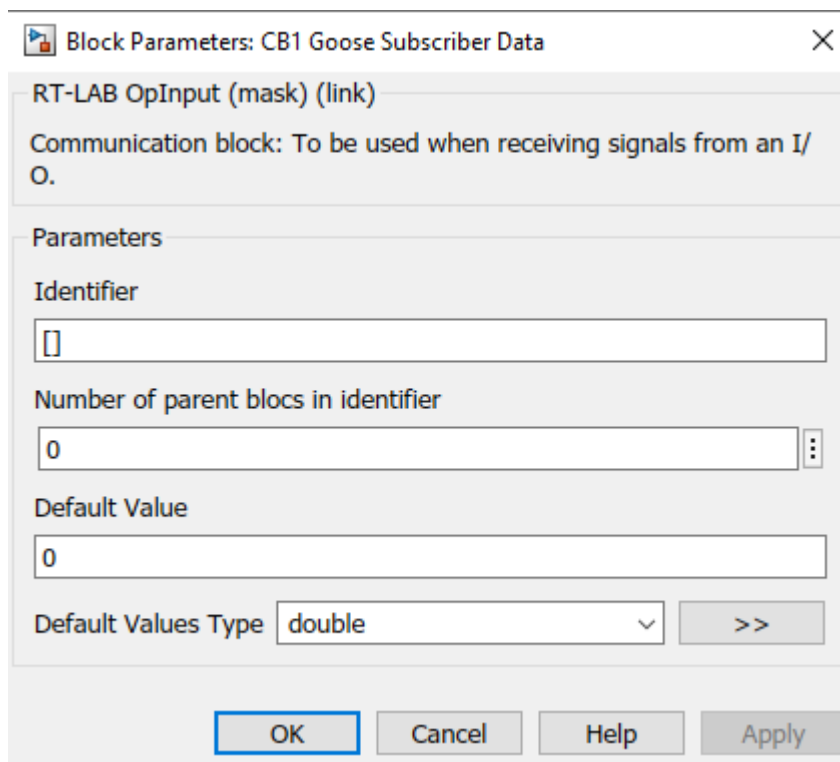


Figura 240: Bloque dentro del subsistema donde se escribe el mensaje GOOSE.

A continuación, se detalla la arquitectura en el esquema de la Figura 241.

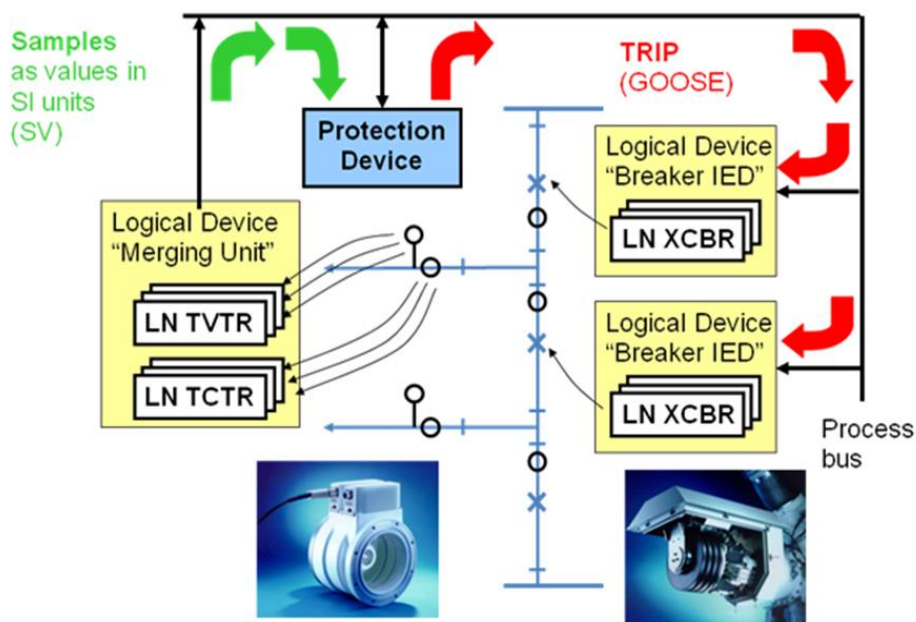


Figura 241: Esquema de la arquitectura del protocolo IEC 61850 [25].

Los beneficios clave al utilizar IEC 6180 se especifican a continuación.

- Disminución de coste de mantenimiento y de comisión porque los dispositivos IEC 61850 no necesitan tanta configuración manual.
- Disminución de coste de cobre en subestaciones lo que conlleva a un menor coste en instalación de este.
- Resulta fácil de implementar un mayor número de dispositivos con un mínimo impacto sobre los equipos ya instalados.
- La estandarización de la configuración reduce la ambigüedad de utilización.
- Aumento de la seguridad ya que los altos voltajes y corrientes quedan excluidos con las unidades integradas.

Los retos más significativos que se plantean son la fiabilidad del protocolo ya que aún no ha sido suficientemente probada y la seguridad de las pruebas al utilizar métodos Ethernet.

DESCRIPCIÓN TÉCNICA

El controlador del IEC 61850 se compone de bloques de Simulink que reciben y sobrescriben valores muestreados, mensajes GOOSE y controladores asíncronos que recogen la información del modelo de Simulink y la envían a la red Ethernet que dispone de una gran velocidad de conmutación. Para la configuración de este tipo de controlador en el sistema, sólo son necesarios dos cables Ethernet, uno para los valores muestreados y otro para los mensajes GOOSE.

Las características cubiertas en un sistema que contiene un controlador IEC 61850 son las que se especifican en los siguientes puntos.

- Suscripción a mensajes GOOSE.
- Publicación de mensajes GOOSE.
- Transmisión de mensajes de valores muestreados SV.
- Recepción de mensajes de valores muestreados SV.

Las desventajas generales de este controlador son las que se describen a continuación.

- El usuario es el que debe verificar las direcciones MAC respetan los estándares de multidifusión.
- No existe el soporte para el sistema operativo QNX.

Sólo se puede inicializar un controlador IEC 61850 por cada modelo de Simulink

C. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto aborda una temática muy importante en la actualidad, los objetivos de desarrollo sostenible. El proyecto incluye en los modelos de simulación la generación renovable para avanzar en la transición de los sistemas energéticos y son necesarias líneas seguras y fiables desarrollando nuevos sistemas de protección de líneas. Con todo ello se aborda el ODS número 7: Energía asequible y no contaminante. Como los ODS están relacionados entre sí, el desarrollo del proyecto incluye también el ODS número 3: Salud y bienestar al reducir la utilización de combustibles fósiles en los sistemas energéticos., y el ODS número 13: Acción por el clima al conseguir reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Gracias al desarrollo del proyecto, se produce un incremento del desarrollo sostenible del planeta en 3 ámbitos diferentes: económico, medioambiental y social. Es posible conseguir un sistema sostenible sin emisiones que ayudarán tanto al medioambiente como a la salud de toda la sociedad.