



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

VALIDACIÓN DE LA INTEROPERABILIDAD DE RELÉS
DE PROTECCIÓN MULTI-MARCA EN UN SISTEMA
IEEE DE 9 BARRAS

Trabajo de titulación previo a la obtención del

título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: DAVID ALEXANDER CARPIO JIMÉNEZ
KEVIN ADRIAN PERALTA GUILLERMO

TUTOR: ING. FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE MGTR.

Cuenca - Ecuador

2026

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, David Alexander Carpio Jiménez con documento de identificación N^o 0107047045 y Kevin Adrian Peralta Guillermo con documento de identificación N^o 0106120108 manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 18 de febrero del 2026

Atentamente,



David Alexander Carpio Jiménez
0107047045



Kevin Adrian Peralta Guillermo
0106120108

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL
TRABAJO DE TITULACIÓN A
LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, David Alexander Carpio Jiménez con documento de identificación N° 0107047045 y Kevin Adrian Peralta Guillermo con documento de identificación N° 0106120108, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del proyecto técnico: "Validación de la interoperabilidad de relés de protección multi-marca en un sistema IEEE de 9 barras", el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 18 de febrero del 2026

Atentamente,



David Alexander Carpio Jiménez
0107047045



Kevin Adrian Peralta Guillermo
0106120108

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: VALIDACIÓN DE LA INTEROPERABILIDAD DE RELÉS DE PROTECCIÓN MULTI-MARCA EN UN SISTEMA IEEE DE 9 BARRAS, realizado por David Alexander Carpio Jiménez con documento de identificación N° 0107047045 y por Kevin Adrian Peralta Guillermo con documento de identificación N° 0106120108, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 18 de febrero del 2026

Atentamente,

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque Mgtr.
0102257482

AGRADECIMIENTOS

Quiero manifestar mi más profundo agradecimiento a todos quienes han sido parte esencial de este recorrido académico. Ante todo, doy gracias a Dios por acompañarme siempre, brindarme fortaleza y colmar mi camino de bendiciones que hicieron posible alcanzar esta meta.

A mis padres, les agradezco con todo mi corazón por su amor incondicional, su apoyo constante y los sacrificios que realizaron para ofrecerme oportunidades y motivarme a superarme cada día.

Extiendo también mi gratitud al resto de mi familia, por su cariño, confianza y palabras de aliento, que han sido un pilar fundamental en los momentos de dificultad.

Finalmente, agradezco a mis docentes, cuya dedicación, conocimientos y orientación han contribuido significativamente a mi formación y crecimiento académico.

David Alexander Carpio Jiménez

A Dios, por haberme guiado en cada etapa de este camino y por brindarme la fortaleza, la sabiduría y la luz necesarias para alcanzar este objetivo tan importante en mi vida académica y personal.

A mi padre, quien a pesar de la distancia nunca me dejó solo y siempre me brindó su apoyo incondicional en mis estudios. A mi madre, cuyo respaldo, ánimo constante y palabras de aliento fueron fundamentales para no rendirme y seguir adelante; sin su apoyo no estaría donde hoy me encuentro. Asimismo, agradezco a mis demás familiares, quienes de una u otra manera siempre estuvieron presentes, motivándome a no darme por vencido.

De manera especial, agradezco a mis docentes por los conocimientos impartidos a lo largo de mi formación profesional, en particular a mi tutor, el Ing. Flavio Quizphi, y a mi profesor, el Ing. Mateo Quizphi, por su orientación, apoyo y acompañamiento durante la culminación de este proyecto. Finalmente, expreso mi gratitud a mi compañero de tesis, David, así como a todos mis compañeros que han sido parte de este proceso y han contribuido, directa o indirectamente, a mi formación académica y personal.

Kevin Adrian Peralta Guillermo

DEDICATORIA

Dedico este logro, en primer lugar, a mis padres, Marco y Nancy, quienes han sido el cimiento de mi vida. Gracias a su amor infinito, respaldo permanente y grandes sacrificios, hoy puedo alcanzar esta meta tan significativa.

A mis familiares que siempre me han ayudado con palabras de apoyo y confianza en los momentos mas fuertes.

David Alexander Carpio Jiménez

Dedico este logro a mis padres, quienes han sido parte fundamental de mi vida y los principales motores que me impulsaron a seguir adelante en cada etapa de mi formación profesional. Su apoyo, esfuerzo y amor incondicional han sido la base para alcanzar este objetivo.

A mi hermano, por estar siempre presente con palabras de aliento y motivación en los momentos más difíciles. Asimismo, dedico este trabajo a toda mi familia, quienes en todo momento me expresaron su cariño y amor infinito, brindándome la fortaleza necesaria para no rendirme.

Finalmente, elevo esta dedicatoria al cielo, en memoria de mi abuelito José, quien sé que hubiera deseado verme convertido en un profesional y que, desde donde se encuentre, continúa guiando mis pasos.

Kevin Adrian Peralta Guillermo

RESUMEN

El presente trabajo de titulación verifica la interoperabilidad de relés de protección multi-marca en un sistema eléctrico basado en el modelo [IEEE](#) de 9 barras, mediante la implementación de funciones [ANSI](#) para protección de líneas y alimentadores, integradas bajo el estándar [IEC 61850](#).

En un entorno controlado de laboratorio se interconectaron [IEDs](#) Siemens, SEL y Schneider, comprobando una operación selectiva y coherente tanto en protecciones (tiempos, sensibilidad y coordinación) como en el intercambio de señales ([GOOSE/MMS](#)) y supervisión [SCADA](#).

El sistema [IEEE](#) fue modelado en DIGSILENT PowerFactory para estudios de flujo y cortocircuito (3F, 1FT, 2F, 2FT), obteniendo parámetros para los ajustes. Se definió una filosofía uniforme: sobrecorriente direccional (67/67N) con curvas [IEC](#) y coordinación temporal, y distancia (21) con zonas Z1, Z2 y Z3 al 80 %, 120 % y 200 % de la línea.

Los ajustes se implementaron en [IEDs](#) Siemens 7SA86, SEL-411L y Schneider P5F30 mediante DIGSI 5, AcSELeRator y eSetup/CET850. La validación se realizó con inyección secundaria OMICRON CMC 356, registrando señales pickup/trip y tiempos de operación.

Finalmente, se desarrolló la ingeniería [IEC 61850](#) con reportes [MMS](#), mensajería [GOOSE](#), esquemas de [Intertripping](#) y señales *latch* para integración hacia la [RTU](#) y [SCADA](#). Los resultados confirman la viabilidad de integrar [IEDs](#) multi-marca mediante una metodología consistente y soporte documental adecuado.

Palabras clave: protección, integración, interoperabilidad, [IEC 61850](#), [IED](#), [GOOSE](#), [SCADA](#).

ABSTRACT

This thesis verifies the interoperability of multi-vendor protection relays in a power system based on the IEEE 9-bus model through the implementation of ANSI protection functions for transmission lines and feeders, integrated under the IEC 61850 communication standard.

In a controlled laboratory environment, Siemens, SEL, and Schneider IEDs were interconnected, confirming selective and coordinated operation both at the protection level (operating times, sensitivity, and coordination) and at the signal exchange level (GOOSE/MMS) and SCADA supervision.

The IEEE system was modeled in DIgSILENT PowerFactory to perform power flow and short-circuit studies (3F, 1FT, 2F, 2FT), obtaining the parameters required for relay settings. A unified protection philosophy was defined: directional overcurrent (67/67N) using IEC curves with time coordination, and distance protection (21) with zones Z1, Z2, and Z3 set at 80 %, 120 %, and 200 % of the line impedance.

The calculated settings were implemented in Siemens 7SA86, SEL-411L, and Schneider P5F30 IEDs using DIGSI 5, AcSELeator, and eSetup/CET850. Validation was performed through secondary injection with an OMICRON CMC 356 test set, recording pickup/trip signals and operating times.

Finally, IEC 61850 engineering was developed with MMS reporting, GOOSE messaging, Intertripping schemes, and latch signals for integration into the RTU and SCADA. The results confirm the feasibility of integrating multi-vendor IEDs through a consistent methodology and proper adherence to manufacturer documentation.

Keywords: protection, interoperability, IEC 61850, IED, GOOSE, SCADA.

ÍNDICE

1. FUNDAMENTOS METODOLÓGICOS	4
1.1. Objetivo General	4
1.2. Objetivos Específicos	4
1.3. Alcance	4
1.4. Metodología	5
1.4.1. Fase I: Fundamentación Teórica y Modelado del Sistema	5
1.4.1.1. Modelado del sistema de potencia	6
1.4.1.2. Definición de funciones de protección	6
1.4.2. Fase II: Ingeniería de Comunicación IEC 61850	6
1.4.2.1. Configuración de archivos SCL	6
1.4.2.2. Configuración de datasets y Report Control Blocks	6
1.4.2.3. Implementación de mensajería GOOSE	6
1.4.3. Fase III: Desarrollo de Lógica de Protección y Control	7
1.4.3.1. Escenarios de control a implementar	7
1.4.4. Fase IV: Integración en RTU y SCADA	7
1.4.5. Fase V: Validación Experimental	7
1.4.5.1. Criterios de evaluación	8
1.4.6. Reproducibilidad del estudio	8
2. ESTUDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA IEEE DE 9 BARRAS Y PARAMETRIZACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN	9
2.1. Sistema IEEE de 9 barras	9
2.1.1. Estudio del modelo en DiGSILENT Power Factory	9
2.1.2. Parámetros nominales de referencia para los TCs y TPs	10
2.2. Elección y ubicación de IEDs en el sistema eléctrico de potencia	11

ÍNDICE	II
2.2.1. Elección de IEDs a utilizar	11
2.2.2. Ubicación de IEDs en el sistema eléctrico de potencia	12
2.3. Criterios de ajuste de funciones de protección en los IEDs	13
2.3.1. Sobrecorriente direccional: 67 / 67N	14
2.3.2. Protección de distancia: función 21 para las zonas 1, 2 y 3 . . .	15
2.3.3. Definición del alcance reactivo y resistivo por zonas de protección	17
2.4. Resumen estructurado de ajustes y coordinación de protecciones direccionales entre IEDs	18
2.5. Implementación de configuraciones en IEDs físicos mediante software propietario	20
2.5.1. Configuración del IED Siemens mediante DIGSI 5	21
2.5.2. Configuración del IED SEL mediante AcSELerator QuickSet . . .	26
2.5.3. Configuración del IED Schneider Electric mediante Easergy Pro (eSetup)	27
2.5.4. Validación de coherencia entre simulación y ajustes reales . . .	30
2.6. Parametrización paso a paso de la función de distancia 21 en IEDs físicos	30
2.6.1. Criterios previos requeridos antes de configurar la 21	30
2.6.2. Parametrización en Siemens 7SA86 mediante DIGSI 5	31
2.6.3. Parametrización en SEL-411L mediante AcSELerator QuickSet	36
3. ENSAYOS DE PROTECCIÓN DE LOS IEDS CON LA MALETA DE PRUEBAS OMICRON CMC 356	40
3.1. Introducción y configuración general del banco de pruebas	40
3.1.1. Estructura de conexión de los IEDs e interfaz para ensayos . . .	40
3.1.2. Equipos ensayados y puntos de aplicación	43
3.2. Ensayos de sobrecorriente direccional (67/67N)	43
3.2.1. Configuración del módulo de prueba en Test Universe	43
3.2.2. Plan de pruebas y escenarios aplicados	47
3.2.3. Evidencia de operación (HMI / eventos / oscilografía)	47
3.2.4. Relé Siemens 7SA86	48
3.2.5. Relé Schneider Electric Easergy P5F30	49
3.3. Ensayos de protección de distancia (21) en línea 7–8	50

ÍNDICE	III
3.3.1. Configuración del módulo <i>Advanced Distance</i> en Test Universe	51
3.3.2. Casos de prueba por zona	51
3.3.3. Resultados de ensayo de distancia: tiempos y zona detectada .	52
3.3.4. Evidencia gráfica: operación por zona y verificación R–X . . .	52
3.4. Discusión y análisis de coherencia entre simulación y laboratorio . . .	57
3.4.1. Cálculo de error relativo de tiempo	57
4. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS PARA LA COMUNICACIÓN	
IEC 61850, INTEGRACIÓN SCADA Y COMUNICACIÓN GOOSE	58
4.1. Equipos de comunicación	58
4.2. Protocolo IEC 61850	59
4.2.1. Modelo de datos IEC 61850	59
4.2.2. Configuración de direcciones IP	60
4.3. Configuración de señales latch (RS)	60
4.3.1. Señales latch (RS) para operación de zonas 21 y funciones 67/67N	60
4.3.2. Señales latch implementadas en el IED SEL-411L	61
4.3.3. Señales latch implementadas en el IED Schneider PowerLogic P5F30	62
4.4. Recopilación de datos necesarios para la integración SCADA.	64
4.4.1. IED Siemens – Configuración de Recopilación de Datos IEC 61850	64
4.4.2. IED SEL-411L – Configuración de Reportes y Señales IEC 61850	65
4.4.3. IED Schneider PowerLogic P5F30 – Publicación de Señales y Reportes IEC 61850	66
4.4.4. Desarrollo de archivos de configuración para la estación en DIGSI 5	67
4.5. Estructura lógica de la estación IEC 61850 – Vista Single Line	68
4.6. Configuración de red y direccionamiento IP de los IEDs	69
4.7. Servicios de comunicación IEC 61850	70
4.7.1. Mensajería GOOSE – Siemens SIPROTEC 7SA86	70
4.7.2. Mensajería GOOSE – SEL-411L	70
4.7.3. Mensajería GOOSE – Schneider PowerLogic P5F30	70

ÍNDICE	IV
4.8. Lógica CFC implementada en DIGSI 5 para señalización y disparo remoto	71
4.9. Integración SCADA	74
4.9.1. Desarrollo e implementación de interfaces HMI en el sistema SCADA	77
5. ENSAYOS DE COMUNICACIÓN IEC 61850 E INTEGRACIÓN SCADA	80
5.1. Introducción	80
5.2. Objetivos de los ensayos de comunicación	80
5.3. Descripción del entorno de laboratorio	80
5.3.1. Arquitectura física del sistema	81
5.3.2. Equipos utilizados	82
5.4. Ensayos de comunicación MMS e integración SCADA	82
5.4.1. Supervisión de estados y variables	82
5.5. Ensayos de comunicación GOOSE	84
5.5.1. Metodología general	84
5.5.2. Escenario 1: operación por falla detectada en Siemens 7SA86	85
5.5.3. Escenario 2: operación por falla detectada en SEL-411L	86
5.5.4. Escenario 3: bloqueo por falla en el IED Easergy P5F30	87
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	88
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
7.1. Conclusiones	90
7.2. Recomendaciones	92
ANEXOS	96
ANEXO A. Áreas del Trabajo de Grado (ABET)	97
ANEXO B. SO2	98

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1. Sistema IEEE de 9 barras implementado en DIgSILENT PowerFactory.	10
2.2. Localización de los IEDs en el sistema IEEE de 9 barras.	13
2.3. Pantalla de parametrización para 67N en DIgSILENT Power Factory.	15
2.4. Curvas de coordinación de sobrecorriente direccional en fase (67) para los tres IEDs.	19
2.5. Curvas de coordinación de sobrecorriente direccional de neutro (67N) para los tres IEDs.	20
2.6. Agregar un nuevo dispositivo Siemens en el software DIGSI 5.	21
2.7. Ingreso de parámetros de la función 67 en DIGSI 5.	22
2.8. Ingreso de parámetros de la función 67N en DIGSI 5.	23
2.9. Configuración de entradas y salidas binarias en DIGSI 5.	24
2.10. Curva característica de sobrecorriente direccional de fase 67 – Siemens.	25
2.11. Curva característica de sobrecorriente direccional de neutro 67N – Siemens.	25
2.12. Conexión al relé SEL mediante AcSELerator QuickSet.	26
2.13. Ingreso de ajustes de protección 67/67N en AcSELerator QuickSet. .	27
2.14. Incorporación del relé Schneider en Easergy Pro (eSetup).	28
2.15. Ingreso de parámetros de protección en Easergy Pro.	28
2.16. Configuración de salidas binarias en eSetup Easergy Pro	29
2.17. Habilitación de la función 21 en DIGSI 5.	32
2.18. Ingreso de zona Z1 y tiempos en DIGSI 5.	33
2.19. Ingreso de zona Z2 y tiempos en DIGSI 5.	34
2.20. Ingreso de zona Z3 y tiempos en DIGSI 5.	34
2.21. Enrutamiento de operación de zonas hacia TRIP en DIGSI 5.	35
2.22. Verificación de la característica R–X y zonas en DIGSI 5 para la línea 7-8.	36

<i>ÍNDICE DE FIGURAS</i>	VI
2.23. Configuración de distancia en SEL-411L en AcSELerator QuickSet. . .	37
2.24. Habilitación de distancia (21) en SEL-411L.	38
2.25. Ingreso de alcances y tiempos por zonas en SEL-411L.	38
2.26. Asignación de operación de zonas a salida de TRIP mediante SELogic. .	39
3.1. Esquema de conexión para ensayos del relé Siemens SIPROTEC 5 7SA86 mediante DIGSI 5 y OMICRON CMC 356.	41
3.2. Esquema de conexión para ensayos del relé SEL-411L utilizando AcSELerator QuickSet y OMICRON CMC 356.	42
3.3. Esquema de conexión para ensayos del relé Schneider PowerLogic P5F30 mediante Easergy Pro (eSetup) y OMICRON CMC 356.	42
3.4. Voltajes y corrientes de secuencia de falla en Power Factory	44
3.5. Voltajes y corrientes de fase de falla obtenidos en MATLAB	46
3.6. Voltajes y corrientes de fase de falla ingresados en QUICK CMC	47
3.7. Siemens 7SA86: evidencia HMI/eventos ante falla monofásica a tierra de la 67N.	48
3.8. Siemens 7SA86: prueba funcional general en Test Universe.	49
3.9. Easergy P5F30: evidencia HMI/eventos ante falla monofásica a tierra 67N.	49
3.10. Easergy P5F30: evidencia HMI/eventos ante falla trifásica con la función 67.	50
3.11. Parametrización de zonas de distancia función 21 para Siemens 7SA86 en Test Universe.	51
3.12. Verificación de la operación de la protección de distancia (21) en el plano R–X para el relé Siemens 7SA86 Zona 1.	53
3.13. Ensayo de la protección de distancia (21) en OMICRON Test Universe para el relé Siemens 7SA86 Zona 1.	53
3.14. Registro HMI del relé Siemens 7SA86 ante falla monofásica en la línea 7-8 en zona 1.	54
3.15. Registro HMI del relé Siemens 7SA86 ante falla trifásica en la línea 7-8 en zona 1.	55
3.16. Verificación de la operación de la protección de distancia (21) en el plano R–X para el relé SEL- Zona 3.	56

3.17. Ensayo de la protección de distancia (21) en OMICRON Test Universe para el relé SEL-411L.	56
3.18. Registro HMI del relé SEL-411L ante falla bifásica en la línea 8-7.	57
4.1. Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020s utilizado para la red IEC 61850 [1].	58
4.2. RTU Novatech utilizada para la integración SCADA [2].	59
4.3. Implementación del latch (RS) para señales de operación (<i>operate</i>) en DIGSI 5.	61
4.4. Implementación de señales latch en el IED SEL-411L para operación persistente.	62
4.5. Señales latch configuradas en el IED Schneider PowerLogic P5F30.	63
4.6. Mensajería MMS del IED en IEC 61850 System Configurator.	65
4.7. Datos recopilados del SEL 411L	66
4.8. Datos recopilados del Schneider PowerLogic P5F30	67
4.9. Vista Single-line de la estación IEC 61850 configurada en DIGSI 5.	69
4.10. Configuración de red IEC 61850 y direccionamiento IP de los IEDs en DIGSI 5.	69
4.11. Dataset GOOSE configurado en el IED Siemens SIPROTEC 7SA86.	70
4.12. Configuración de suscripción GOOSE en el IED SEL-411L.	70
4.13. Mensajería GOOSE configurada en el IED Schneider PowerLogic P5F30.	71
4.14. Lógica CFC implementada en DIGSI 5 para la integración de señales de operación y disparo remoto.	72
4.15. Recepción de señales publicadas mediante GOOSE en AcSELERator Architect	73
4.16. Implementación de la señal VB001 en el Trip Logic del SEL 411L	73
4.17. Desarrollo de Latch para señal VB002 que se verá en el SCADA	73
4.18. Configuración del protocolo IEC 61850 y XML	74
4.19. Importación de estación IEC 61850 para cada Dispositivo	75
4.20. Selección de Entradas y Salidas en NCD3 del protocolo IEC 61850	76
4.21. Desarrollo de HMI SCADA General	77
4.22. Desarrollo de HMI SCADA SIEMENS 7SA86	78
4.23. Desarrollo de HMI SCADA SEL 411L	78

4.24. Desarrollo de HMI SCADA SCHNEIDER P5F30	79
5.1. Comunicación entre los Dispositivos del SCADA	81
5.2. Vista general del laboratorio de ensayos IEC 61850.	82
5.3. Visualización de estados IEC 61850 mediante MMS en SCADA - Principal.	83
5.4. Visualización de estados IEC 61850 mediante MMS en SCADA - 7SA86.	83
5.5. Visualización de estados IEC 61850 mediante MMS en SCADA - SEL 411L.	84
5.6. Visualización de estados IEC 61850 mediante MMS en SCADA - P5F30.	84
5.7. Escenario 1 – Intertripping Siemens 7SA86 hacia SEL-411L en Zona 1.	85
5.8. Escenario 2 – Intertripping SEL-411L hacia Siemens 7SA86.	86
5.9. Escenario 3 – Bloqueo del SEL por condición de falla del P5F30.	87

Índice de tablas

2.1. Parámetros nominales adoptados para la configuración base.	11
2.2. IEDs considerados en el estudio y rol funcional dentro del sistema. . .	12
2.3. Resumen de elementos protegidos y asignación de IEDs en el sistema.	13
2.4. Cortocircuitos más críticos del sistema de alto voltaje	14
2.5. Parámetros operativos de las zonas de protección de distancia.	18
2.6. Resumen comparativo de ajustes de sobrecorriente direccional (67 y 67N)	19
3.1. Resultados de ensayo para distancia (21): zona detectada y tiempos registrados (plantilla).	52
4.1. Direcciones IP asociadas a los dispositivos del sistema.	60
6.1. Ventajas y desventajas de los softwares utilizados	89

GLOSARIO

ANSI American National Standards Institute. Sistema de numeración que identifica funciones de protección eléctrica..

BRCB Buffered Report Control Block. Bloque de reporte IEC 61850 que almacena eventos en memoria ante pérdida temporal de comunicación..

CFC Continuous Function Chart. Entorno gráfico de programación lógica utilizado en relés SIPROTEC..

GOOSE *Generic Object Oriented Substation Event*. Servicio de mensajería IEC 61850 para el envío rápido de señales binarias críticas entre IEDs, utilizado en esquemas de protección, bloqueo e intertripping.

HMI Human–Machine Interface. Interfaz gráfica que permite la interacción entre el usuario y un sistema de supervisión o control, facilitando la visualización de variables eléctricas, estados de operación y alarmas en tiempo real..

IEC International Electrotechnical Commission. Organización internacional encargada de elaborar y publicar normas técnicas en el ámbito de la electricidad, electrónica y tecnologías relacionadas, con el objetivo de promover la estandarización, interoperabilidad y seguridad en sistemas eléctricos a nivel mundial..

IED *Intelligent Electronic Devices*. Equipos digitales utilizados en subestaciones eléctricas para funciones de protección, control, medición y comunicación bajo estándares como IEC 61850.

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers, organización internacional que desarrolla estándares técnicos y guías para ingeniería eléctrica y electrónica.

- Intertripping** Esquema de teleprotección mediante el cual un relé envía una señal de disparo remoto a otro IED a través de comunicaciones digitales, permitiendo la apertura coordinada de interruptores ante condiciones de falla.
- Mho** Característica direccional de protección de distancia representada por un círculo en el plano R-X, utilizada comúnmente en relés de líneas de transmisión.
- MMS** *Manufacturing Message Specification*. Servicio de comunicación IEC 61850 orientado a la supervisión, control remoto e intercambio de datos entre IEDs y sistemas SCADA.
- RTU** Remote Terminal Unit. Unidad terminal remota utilizada para la adquisición y transmisión de datos hacia sistemas SCADA..
- SCADA** *Supervisory Control and Data Acquisition*. Sistema utilizado para supervisar, registrar y controlar remotamente procesos eléctricos mediante la integración de IEDs y protocolos de comunicación.
- SEP** Sistema Eléctrico de Potencia, conjunto de elementos de generación, transmisión, distribución y carga interconectados para el suministro de energía eléctrica.
- TC** Transformador de Corriente que reduce corrientes primarias elevadas a valores secundarios normalizados para medición y protección.
- TMS** *Time Multiplier Setting*. Factor de ajuste que modifica el tiempo de operación de las curvas inversas en relés de sobrecorriente.
- TP** Transformador de Potencial que reduce niveles de tensión primaria a valores secundarios seguros para equipos de protección y medición.
- URCB** Unbuffered Report Control Block. Bloque de reporte IEC 61850 sin almacenamiento de eventos..

INTRODUCCIÓN

Para asegurar la fiabilidad, la seguridad y la disponibilidad de los sistemas eléctricos de potencia, es crucial desarrollar, analizar e implementar esquemas de protección. El sistema eléctrico se encuentra expuesto de forma continua a los distintos tipos de falla, los cuales pueden originarse por aspectos climáticos y técnicos como la degradación de materiales, errores humanos o condiciones operativas anormales. En dicho contexto, las protecciones eléctricas deben detectar oportunamente las anomalías y aislar el elemento que ha sido afectado, minimizando el impacto en el sistema y manteniendo la estabilidad operativa [3] [4].

En sus inicios, las protecciones eléctricas se basaban principalmente en fusibles y relés electromecánicos, cuyo principio de funcionamiento se basaba en fenómenos físicos y mecánicos para la medición de corrientes y tensiones que estén fuera de los valores normales. Con el desarrollo de la tecnología, estos dispositivos han sido continuamente reemplazados por los electrónicos y, posteriormente, por relés digitales o dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs). Estos dispositivos permiten trabajar con mayor precisión, flexibilidad de configuración y capacidades avanzadas de supervisión y control [3] [5]. Esta evolución tecnológica ha permitido mejorar a gran escala la eficiencia y confiabilidad de los esquemas de protección en los sistemas de distribución y de transmisión.

En los sistemas eléctricos modernos, la correcta coordinación de protecciones se convierte en un aspecto crítico, de manera especial en redes complejas donde se necesita la actuación selectiva de protecciones principales y de respaldo. Una mala coordinación puede provocar disparos innecesarios, tiempos excesivos de despeje de fallas o incluso la pérdida de estabilidad del sistema. Varios estudios han demostrado que la validación previa de los ajustes y tiempos de operación de los relés es indispensable antes de su implementación en campo, siendo el laboratorio un entorno idóneo para este propósito [6] [7].

Conforme avanza la evolución de los dispositivos de protecciones, se han generado varias normativas relacionadas con la coordinación de protecciones, como las que se mencionan a continuación:

- IEEE Std 242-2001: IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)[8]

- C37.2-2022 - IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations [9]
- C57.13.3-2014 - IEEE Guide for Grounding of Instrument Transformer Secondary Circuits and Cases [10]

El estándar internacional IEC 61850 se creó con el fin de asegurar la interoperabilidad entre IEDs de distintos fabricantes por medio de un modelo de datos compartido y servicios de comunicación estandarizados [11]. La mensajería GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), en particular, posibilita la transmisión veloz de señales críticas entre dispositivos de control y protección, lo que la hace un componente esencial para automatizar subestaciones y coordinar protecciones de manera más avanzada [12], [13]. La implementación de IEC 61850 incrementa la fiabilidad de los esquemas de protección y la rapidez de respuesta, incluso en sistemas con configuraciones adaptativas, como han evidenciado investigaciones recientes [12].

Para la comunicación también existe una normativa, la cual nos puede ayudar como guía para la aplicación del protocolo de comunicación IEC 61850 denominada:

- 2030.100-2017 - IEEE Recommended Practice for Implementing an IEC 61850-Based Substation Communications, Protection, Monitoring, and Control System [14]

Aun cuando estos progresos han tenido lugar en el área de las protecciones eléctricas, varios estudios muestran que en la práctica no siempre existe interoperabilidad. Jácome [15] encontró obstáculos en la comunicación entre IEDs Siemens, incluso entre dispositivos de una misma marca, las mismas que se deben a disparidades en firmware y en la configuración. Asimismo, Encala y Tonato [7] enfatizan la relevancia de efectuar ensayos experimentales para comprobar que los relés se coordinan y comunican adecuadamente previo a su implementación en sistemas reales. Estos antecedentes indican que es necesario, bajo condiciones controladas, confirmar de manera sistemática la interoperabilidad entre relés de protección de diferentes productores.

En este escenario, el sistema IEEE de 9 barras es una plataforma de referencia muy utilizada en la academia y en experimentos para estudiar sistemas eléctricos de potencia. Su topología representativa posibilita el análisis de flujos de potencia, condiciones de fallo y esquemas de protección en un ambiente regulado, lo que favorece la comparación entre el rendimiento de diferentes dispositivos y tácticas de protección [16], [17].

Por lo antes mencionado, toma importancia la verificación de la interoperabilidad de relés de protección multimarca, lo que motiva a trabajar con los relés Siemens, Schneider y SEL en el sistema IEEE de 9 barras a través de la ejecución de un

esquema coordinado de protección, con el objetivo de establecer directrices técnicas que ayuden a incrementar la confiabilidad y la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos con infraestructura variada. Se examina el desempeño de los relés en cuanto a tiempos operativos, selectividad y comunicación mediante simulaciones y ensayos experimentales en laboratorio, utilizando como referencia la norma [IEC 61850](#).

El trabajo se desarrolló bajo una metodología teórico-experimental orientada a la validación de la interoperabilidad de [IEDs](#) multi-marca en un sistema basado en el modelo [IEEE](#) de 9 barras. En el capítulo 2, se realizó el modelado del sistema en [DIgSILENT PowerFactory](#) para obtener parámetros eléctricos mediante estudios de flujo de potencia y cortocircuito, los cuales sirven como base para el ajuste de funciones [ANSI](#). Posteriormente, en el capítulo 3, se implementaron las configuraciones en equipos Siemens, SEL y Schneider utilizando sus entornos propietarios. De manera complementaria, en el capítulo 4, se desarrolló la ingeniería de comunicación bajo el estándar [IEC 61850](#), configurando mensajería [GOOSE](#), reportes [MMS](#) e integración con la [RTU](#) y el sistema [SCADA](#). Finalmente, en el capítulo 5, la validación se realizó mediante inyección secundaria, verificando selectividad, tiempos de operación y coherencia en el intercambio de señales.

CAPÍTULO 1

FUNDAMENTOS METODOLÓGICOS

1.1. Objetivo General

Validar la interoperabilidad de los relés de protección Siemens, Schneider y SEL disponibles en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca, mediante la implementación y análisis de un esquema de protección coordinada en el sistema [IEEE](#) de 9 barras, con el propósito de evaluar sus particularidades de programación, comunicación y ajuste, así como establecer lineamientos que garanticen confiabilidad y coordinación multi-marca.

1.2. Objetivos Específicos

- Definir la aplicación y criterios de selección de los relés Siemens, Schneider y SEL en función de las características del sistema [IEEE](#) de 9 barras.
- Diseñar un sistema de protecciones coordinado que integre equipos de las tres marcas, asegurando la correcta selectividad, sensibilidad y confiabilidad en la operación.
- Verificar el desempeño del sistema de protecciones implementado mediante simulaciones y el montaje en el laboratorio, evaluando la coordinación, tiempos de operación y respuesta del sistema ante diferentes condiciones de falla.

1.3. Alcance

Este proyecto se enfocó en validar experimentalmente la interoperabilidad de comunicación y funcionalidad entre relés de protección de varias marcas (SEL, Schneider y Siemens), a través de la aplicación de un esquema coordinado al sistema [IEEE](#) 9 barras. La investigación incluyó la modelización en software especializado, la parametrización de funciones normalizadas [ANSI/IEEE](#) y la implementación práctica conforme al estándar [IEC](#) 61850.

El alcance incluye:

- La modelación del sistema [IEEE](#) de 9 barras en DIgSILENT PowerFactory, a través de análisis de cortocircuito y flujo de potencia para establecer los parámetros eléctricos requeridos para la modificación de las protecciones del alimentador y la línea.
- La parametrización de funciones 67/67N y 21 en relés de las tres marcas, teniendo en cuenta criterios de sensibilidad, selectividad y coordinación temporal dentro del esquema multi-marca sugerido.
- La configuración de comunicación bajo la norma [IEC](#) 61850, que utiliza mensajería [GOOSE](#) y servicios [MMS](#) para intercambiar eventos y señales entre [IEDs](#), asegurando que se publiquen y suscriban de manera adecuada en la red Ethernet del laboratorio.
- Se llevan a cabo ensayos experimentales a través de inyección secundaria con el equipo OMICRON CMC 356, simulando fallas simétricas y asimétricas para analizar los tiempos operativos y la coherencia lógica del disparo entre dispositivos de diferentes marcas.
- El estudio comparativo del funcionamiento de los relés, teniendo en cuenta las diferencias en la filosofía de ajuste, la configuración de parámetros y el rendimiento de comunicación.
- La investigación se restringe al ambiente controlado que proporciona el laboratorio de protecciones de la UPS. No tiene en cuenta la puesta en práctica en subestaciones reales, la integración industrial con [SCADA](#) ni los análisis económicos o de estabilidad transitoria del sistema.

1.4. Metodología

El trabajo se fundamenta en el método científico aplicado a la ingeniería eléctrica, adoptando un enfoque **sistemático, experimental y reproducible**. La metodología integra el modelado teórico de un sistema eléctrico de potencia, la parametrización de relés de protección multi-marca y la verificación práctica mediante ensayos controlados en laboratorio, asegurando coherencia entre teoría, simulación e implementación.

El procedimiento metodológico se estructuró en cuatro fases principales: análisis teórico, diseño del esquema de protección, implementación y validación experimental.

1.4.1. Fase I: Fundamentación Teórica y Modelado del Sistema

En esta etapa se establecieron las bases técnicas del estudio, partiendo de normas y teorías reconocidas internacionalmente como [IEC](#) 60255, [IEC](#) 61850, [IEEE](#) C37 y principios de coordinación de protecciones.

1.4.1.1. Modelado del sistema de potencia

Se adoptó el sistema de referencia [IEEE](#) de 9 barras como plataforma de análisis, permitiendo representar condiciones reales de operación en líneas de transmisión, transformadores y cargas. El sistema es modelado y validado en PowerFactory 2024 con la finalidad de obtener los parámetros eléctricos necesarios para la configuración de las funciones de protección.

1.4.1.2. Definición de funciones de protección

Con base en el análisis del sistema, se seleccionaron las funciones [ANSI](#) a implementar:

- 21/21N: Protección de distancia.
- 67/67N: Sobrecorriente direccional.

Se calcularon corrientes de ajuste, factores de compensación y zonas de operación conforme a los parámetros eléctricos del sistema.

1.4.2. Fase II: Ingeniería de Comunicación IEC 61850

En esta fase se implementó el esquema de comunicación horizontal y vertical bajo el estándar [IEC 61850](#).

1.4.2.1. Configuración de archivos SCL

Se trabajó con archivos *ICD*, *SCD* y *CID* para integrar los [IEDs](#) dentro de una estación digital. A partir de los archivos ICD proporcionados por los fabricantes, se desarrollaron los datasets y bloques de reporte, generando los respectivos archivos CID que serán cargados en cada dispositivo.

1.4.2.2. Configuración de datasets y Report Control Blocks

En cada [IED](#) se configuraron:

- Un dataset de medidas asociado a un [URCB](#) para supervisión en tiempo real.
- Un dataset de eventos y estados asociado a un [BRCB](#) para almacenamiento seguro de eventos críticos.

1.4.2.3. Implementación de mensajería GOOSE

Se establecieron señales [GOOSE](#) para lógica de [Intertripping](#) y bloqueo entre dispositivos multi-marca, garantizando tiempos de transmisión orientados a eventos y selectividad en la actuación de protecciones.

1.4.3. Fase III: Desarrollo de Lógica de Protección y Control

Se desarrolló una lógica de control en [CFC](#)(Siemens) y una lógica equivalente en SEL y Schneider para garantizar coherencia operativa entre fabricantes.

1.4.3.1. Escenarios de control a implementar

Se definió dos escenarios principales:

1. Disparo remoto entre [IEDs](#) de línea ante operación de Zona 1.
2. Bloqueo selectivo ante falla en carga mediante señal [GOOSE](#).

Se implementaron enclavamientos tipo latch para conservar estados críticos hasta la recepción de una condición de reset.

1.4.4. Fase IV: Integración en RTU y SCADA

Se configuró la estación en NCD3 (Novatech) para la integración vertical hacia el sistema [SCADA](#).

- Se configuró un puerto de comunicación [IEC 61850](#).
- Se importó los archivos SCD correspondientes.
- Se asignó las variables de supervisión en la [RTU](#).

Posteriormente, se diseñó las interfaces [HMI](#) en Inkscape, vinculando dinámicamente cada variable de la [RTU](#) con elementos gráficos para la supervisión en tiempo real.

1.4.5. Fase V: Validación Experimental

La contrastación experimental se realizó en un laboratorio de protecciones de la UPS mediante:

- Inyección secundaria con maleta OMICRON CMC 356.
- Emulación de fallas monofásicas y trifásicas.
- Verificación de tiempos de operación.
- Validación de comunicación [GOOSE](#) y [MMS](#).
- Desarrollo de un SCADA

1.4.5.1. Criterios de evaluación

El desempeño del sistema se evaluó considerando:

- Tiempo de operación de protecciones mediante una tabla comparativa entre los tiempos teóricos, los tiempos medidos en el IED y los tiempos medidos en la Maleta.
- Selectividad entre dispositivos.
- Correcta transmisión de señales GOOSE.
- Supervisión efectiva en SCADA.

1.4.6. Reproducibilidad del estudio

La metodología propuesta permite replicar el esquema en otros entornos académicos o sistemas reales, debido a que integra modelado teórico, ingeniería IEC 61850 y validación experimental documentada.

CAPÍTULO 2

ESTUDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA IEEE DE 9 BARRAS Y PARAMETRIZACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN

2.1. Sistema IEEE de 9 barras

El sistema IEEE de 9 barras es un modelo didáctico ampliamente utilizado en el estudio de operación, flujo de potencia, análisis de cortocircuito y evaluación de estrategias de protección en sistemas eléctricos de potencia (SEP). Su valor académico radica en que permite representar un SEP con generación, transformación y transmisión, manteniendo un nivel de complejidad suficiente para reproducir escenarios realistas y validar metodologías de análisis [18, 19, 20]. En esta investigación se adopta como caso de estudio debido a que facilita la repetibilidad de pruebas, la comparación de resultados y la validación del desempeño de funciones de protección y comunicación entre IEDs, dentro de un entorno controlado y verificable [21, 22].

El modelo implementado corresponde a un sistema de transmisión con nivel de voltaje nominal de **230 kV** en la parte de transmisión, utilizado como referencia para la parametrización de los equipos de protección y para los estudios de fallas aplicados. El análisis se apoya en fundamentos de modelado en régimen permanente y en técnicas clásicas para el estudio de fallas, componentes simétricas y redes equivalentes [23, 18, 24].

2.1.1. Estudio del modelo en DIgSILENT Power Factory

Para la construcción, simulación y extracción de variables eléctricas del sistema, se empleó el software *DIgSILENT PowerFactory*, dado que proporciona módulos integrados para flujo de potencia, cortocircuito y análisis de protecciones, permitiendo obtener magnitudes de corriente y voltaje en condiciones normales y de falla [25]; el esquema empleado se muestra en la Figura 2.1. En particular, se desarrollaron los siguientes estudios:

- Flujo de potencia para obtener potencias de operación, voltajes en barras y condiciones base de carga.

- Cortocircuito para determinar niveles de falla (3F, 1FT, 2F, 2FT) en barras y líneas.
- Extracción de parámetros relevantes y verificación de impedancias equivalentes para el ajuste de protecciones.

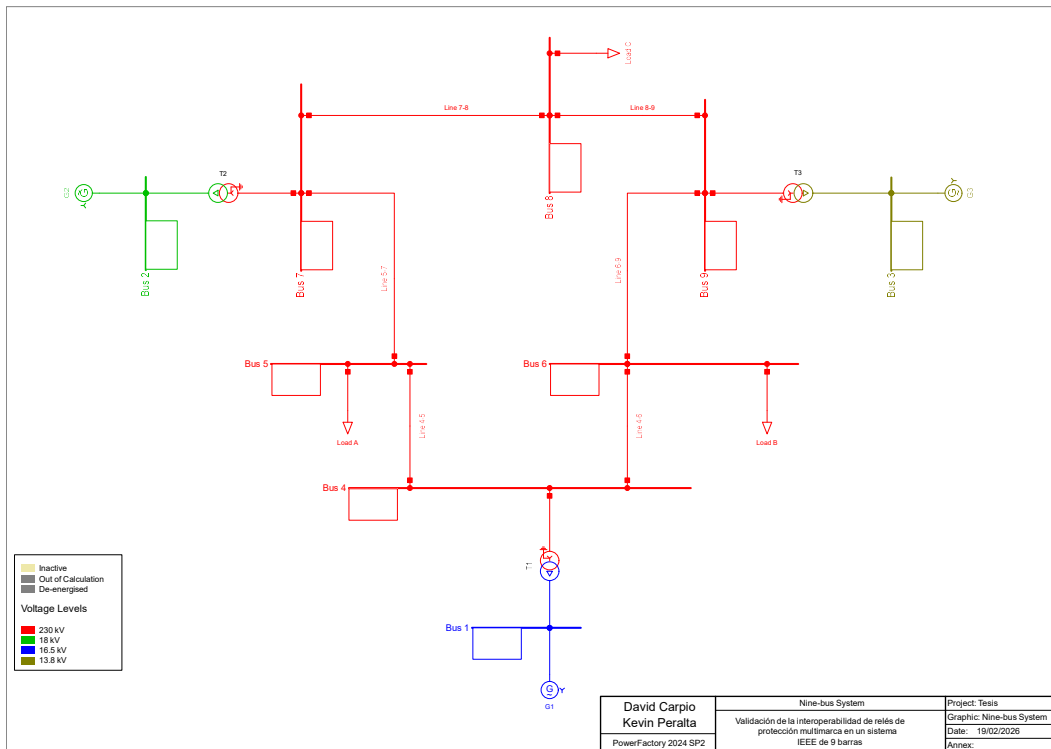


Figura 2.1: Sistema IEEE de 9 barras implementado en DIgSILENT PowerFactory.

2.1.2. Parámetros nominales de referencia para los TCs y TPs

Con el fin de mantener coherencia en la configuración de los IEDs y en la conversión de magnitudes primarias a secundarias, se adoptan valores nominales de referencia del sistema y de medición. Los valores que se han adoptado están basados en la metodología estándar de parametrización de relés, que se basa en los niveles nominales del sistema y en las relaciones de transformación de los TC y TP (tabla 2.1). Esta metodología es habitual en aplicaciones de control y protección [26, 3].

Tabla 2.1: Parámetros nominales adoptados para la configuración base.

Parámetro	Valor	Observación
Vn del sistema	230 kV	Nivel de voltaje de transmisión
In de referencia	200 A	Corriente Nominal de las líneas protegidas.
TC_{Linea}	300/5 A	Secundario 5 A en laboratorio / IED
TC_{Carga}	400/5 A	Secundario 5 A en laboratorio / IED
Relación de TP	230 kV / 110 V	Secundario típico para medición/protección
Frecuencia	60 Hz	Estándar regional

2.2. Elección y ubicación de IEDs en el sistema eléctrico de potencia

El objetivo más relevante del proyecto es validar la interoperabilidad de relés de protección multi-marca, tanto a nivel de lógica de protección como a nivel de comunicación IEC 61850. Para ello, se seleccionaron tres IEDs y se ubicaron de manera hipotética para el análisis en la línea 7-8 y en la carga C del sistema IEEE de 9 barras con el fin de cubrir funciones típicas de protección de línea y permitir pruebas de intercambio de señales binarias trip. La interoperabilidad y la automatización de subestaciones mediante IEDs se enmarcan en el uso de estándares modernos de protección, control y comunicaciones [26, 27].

2.2.1. Elección de IEDs a utilizar

El proyecto fue desarrollado en el Laboratorio de Protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana (UPS), el cual dispone de diversos relés de protección de distintas marcas comerciales. Esta herramienta posibilita que los alumnos se familiaricen con la parametrización, configuración y pruebas de IEDs, lo que simplifica el examen práctico de funciones de control y protección en sistemas eléctricos de potencia.

En el laboratorio se encuentran disponibles los siguientes dispositivos electrónicos inteligentes (IED):

- **SEL:** 411L - 787 - 751.
- **SIEMENS:** 7SA86 - 7SJ85.
- **SCHNEIDER:** P3L30 - P5F30.

La selección de los IEDs se realizó de forma hipotética también, considerando diferentes aplicaciones típicas dentro de un esquema de protección de líneas y alimentadores. Para este estudio se asumió el uso de un IED Siemens con funciones

de protección de distancia, un IED SEL orientado a la protección de línea y un IED Schneider destinado a la protección de alimentador.

La definición de los dispositivos específicos se fundamentó en las funcionalidades descritas en los manuales de fabricante y en la documentación técnica disponible, así como en la disponibilidad real de los equipos en el laboratorio de protecciones; en la tabla 2.2 se observan algunas características de los IEDs. Esto permitió garantizar coherencia entre el planteamiento teórico del proyecto y su implementación práctica en el entorno de laboratorio.[28, 29, 30].

Tabla 2.2: IEDs considerados en el estudio y rol funcional dentro del sistema.

ID	Modelo / Marca	Rol funcional	Funciones principales
IED-1	Siemens SIPROTEC 7SA86	Protección de línea	Función 21, 67/67N, lógica de disparo IEC 61850
IED-2	SEL-411L	Protección de línea	Función 21, 67/67N, lógica de trip
IED-3	Schneider PowerLogic P5F30	Protección de alimentador	Función 67/67N

2.2.2. Ubicación de IEDs en el sistema eléctrico de potencia

Los IEDs fueron ubicados sobre una línea de transmisión del sistema y en una carga próxima a dicha línea, con el propósito de facilitar el análisis de coordinación y la realización de pruebas de comunicación entre dispositivos.

Esta filosofía de asignación busca que las funciones de protección operen con mayor rapidez y selectividad ante condiciones de falla, asegurando una actuación escalonada y coherente entre los equipos involucrados.

La Figura 2.2 presenta la ubicación exacta de los IEDs dentro del sistema eléctrico de potencia considerado [24, 26].



Figura 2.2: Localización de los IEDs en el sistema IEEE de 9 barras.

En la tabla 2.3 se puede ver un resumen de la ubicación de los IEDs en el sistema.

Tabla 2.3: Resumen de elementos protegidos y asignación de IEDs en el sistema.

Elemento protegido	Nivel	IED asignado
Línea 7-8	230 kV	Siemens 7SA86 / SEL-411L
Alimentador carga C	230 kV	Schneider PowerLogic P5F30

2.3. Criterios de ajuste de funciones de protección en los IEDs

Con el propósito de estandarizar la metodología de configuración entre IEDs de diferentes fabricantes, se establecieron criterios de ajuste basados en porcentajes de referencia sobre niveles de cortocircuito y corrientes operativas. Este enfoque permite comparar el comportamiento de relés bajo una misma filosofía de sensibilidad, selectividad y coordinación temporal [26, 24].

Se simuló diversos tipos de fallas para la investigación de protecciones dentro del sistema IEEE de 9 barras a través del programa PowerFactory 2024 con el objetivo de determinar la parte más sensible del sistema de alto voltaje y que se especifica en la tabla 2.4

Tabla 2.4: Cortocircuitos más críticos del sistema de alto voltaje

Corrientes de Cortocircuito de Barra [kA]			
Tipo de Falla	Barra 7	Barra 8	Carga
3F	2.987	2.384	2.251
1FT	4.102	2.862	2.883
2F	2.546	2.037	2.151
2FT	4.368	2.838	2.816

2.3.1. Sobrecorriente direccional: 67 / 67N

Las funciones direccionales 67 y 67N resultan especialmente útiles cuando se requiere discriminar el sentido de la falla en sistemas con múltiples fuentes o topologías malladas. Su principio de operación se basa en la comparación entre corriente medida y una referencia de polarización en voltaje y/o secuencias, habilitando la decisión de sentido [26, 24]. Para mantener comparabilidad multi-marca, el criterio de *pickup* y curva inversa se alinea con 51/51N, incorporando además:

- Selección de polarización direccional basada en parámetros como los niveles de cortocircuito, confiabilidad y viabilidad según la filosofía del IED.
- Definición de ángulos *forward* y *reverse* coherentes con el ángulo de impedancia de secuencia positiva de la línea (relación X/R) y la referencia de voltaje del sistema [18, 24].

Para la corriente de arranque ($I_{\text{pick-up}67}$) se utilizó un factor de sobrecarga de 1,25 de la corriente nominal que circula por la línea 7-8 y el cálculo se realiza mediante la ecuación (2.1).

$$I_{\text{pick-up } 67} = FS \cdot I_{\text{Nominal}} = 1.25 \cdot I_{\text{Nominal}} \quad (2.1)$$

Asimismo, para la corriente de arranque ($I_{\text{pick-up}67N}$) se toma como referencia el 30 % de la ($I_{\text{pick-up}67}$) de la función de protección 67, como se muestra en la ecuación (2.2).

$$I_{\text{pick-up } 67N} = 0.3 \cdot I_{\text{pick-up}67} \quad (2.2)$$

En la figura 2.3 se puede ver la interfaz de parametrización disponible en DlgSILENT Power Factory para el ingreso de datos de la función de protección.

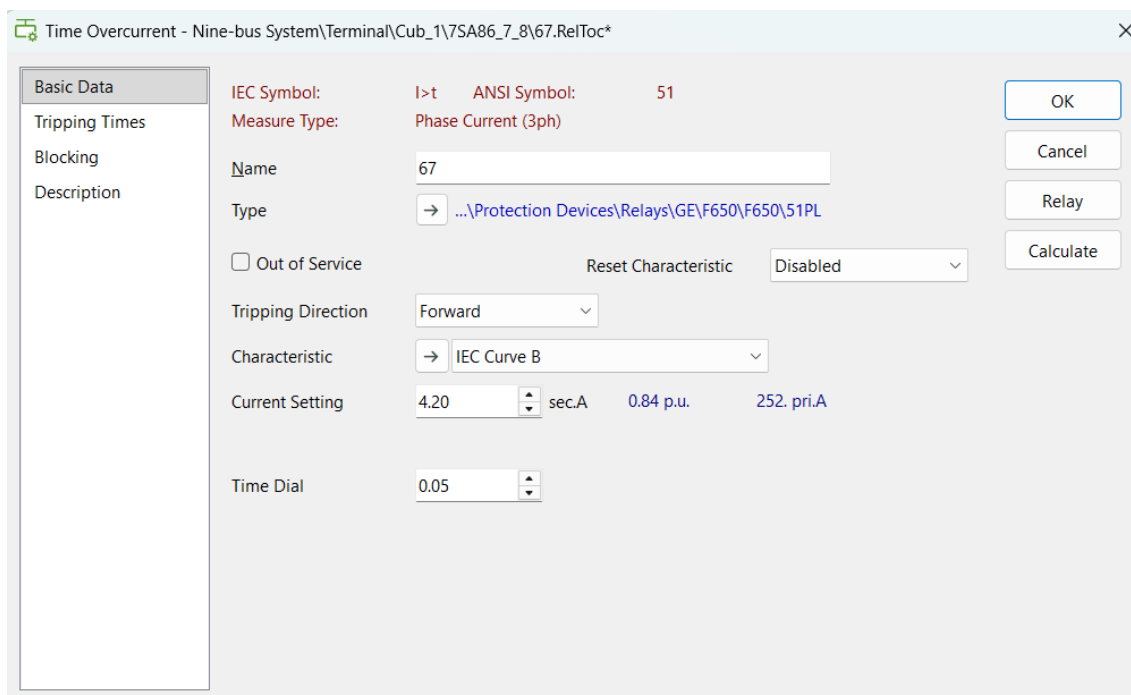


Figura 2.3: Pantalla de parametrización para 67N en DIgSILENT Power Factory.

2.3.2. Protección de distancia: función 21 para las zonas 1, 2 y 3

La protección de distancia 21 estima una impedancia aparente a partir de magnitudes de voltaje y corriente, y opera cuando esta impedancia entra en una característica definida, ya sea M_{ho} o poligonal. La coordinación por zonas permite despeje rápido para fallas cercanas a la zona 1 y respaldo temporizado para fallas más alejadas, zonas 2 y 3 [24, 26, 28]. Para la configuración se toma como referencia la reactancia de la línea a proteger y prácticas comunes de alcance porcentual por zona, complementadas con límites resistivos para cubrir resistencias de arco y fallas fase-tierra [28, 31].

Zona 1 : La zona 1 se configura típicamente con un **80%** del alcance de la impedancia o componente reactiva de la línea protegida, evitando sobrealcances hacia el siguiente elemento [24, 28], como se divide en la ecuación (2.3):

$$X_{\text{alcance},Z1} = 0.8 \cdot X_A \quad (2.3)$$

donde X_A corresponde a la reactancia de la línea que se desea proteger.

Resistencia fase-fase Los límites resistivos se establecen para asegurar cobertura de fallas con resistencia arco, contacto imperfecto, manteniendo estabilidad ante carga [26, 31], según la ecuación (2.4):

$$0.8 \cdot X_{\text{alcance},Z1} < R_{f-f,Z1} < 2.5 \cdot X_{\text{alcance},Z1} \quad (2.4)$$

Resistencia fase-tierra: Para fallas fase-tierra, la compensación por secuencias k_0 o equivalentes se define en función de las impedancias de secuencia, tal como se desarrolla en el análisis de fallas y con los límites en la ecuación (2.5) [24, 18]:

$$0.8 \cdot X_{\text{alcance},Z1} < R_{f-t,Z1} < \frac{1 + k_x}{1 + k_r} \cdot 2.5 \cdot X_{\text{alcance},Z1} \quad (2.5)$$

Los coeficientes k_r y k_x se calculan a partir de parámetros de secuencia positiva y cero de la línea, según el modelo de compensación adoptado por el IED [24, 28]. Se calculan como en las ecuaciones (2.6) y (2.7):

$$k_r = \frac{R_{\text{GND}}}{R_L} = \frac{1}{3} \left(\frac{R_0}{R_1} - 1 \right) \quad (2.6)$$

$$k_x = \frac{X_{\text{GND}}}{X_L} = \frac{1}{3} \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right) \quad (2.7)$$

Zonas 2 y 3 : Las zonas 2 y 3 se establecen como respaldo temporal y espacial, extendiendo el alcance hacia el siguiente tramo o barra adyacente. En este trabajo se adoptan alcances del **120 %** y entre el **200 %** y **250 %** respectivamente de la reactancia de la línea protegida calculados en las ecuaciones (2.8) y (2.9), respectivamente, coordinados con retardos de tiempo escalonados [24, 26, 31].

$$X_{\text{alcance},Z2} = 1.2 \cdot X_A \quad (2.8)$$

$$X_{\text{alcance},Z3} = 2.0 \cdot X_A \quad (2.9)$$

Para mantener coherencia en la característica poligonal ($R-X$), los límites resistivos de Z2 y Z3 se escalan respecto al alcance reactivo de cada zona, aplicando los mismos criterios generales usados en Z1:

Resistencia fase-fase para las zonas Z2 y Z3. (2.10)

$$X_{\text{alcance},Zi} < R_{f-f,Zi} < 4.0 \cdot X_{\text{alcance},Zi} \quad \text{con } i \in \{2, 3\} \quad (2.10)$$

Resistencia fase-tierra para las zonas Z2 y Z3. (2.11)

$$X_{\text{alcance},Zi} < R_{f-t,Zi} < \frac{1 + k_x}{1 + k_r} \cdot 4.0 \cdot X_{\text{alcance},Zi} \quad \text{con } i \in \{2, 3\} \quad (2.11)$$

donde (k_r, k_x) dependen de las impedancias de secuencia (positiva y cero) y del método de compensación configurado en el IED [24, 28].

2.3.3. Definición del alcance reactivo y resistivo por zonas de protección

El ajuste de las zonas de protección de distancia se basa en la definición del alcance reactivo de cada zona y en la delimitación de los límites resistivos asociados a fallas fase–fase y fase–tierra. Los alcances se establecen como fracciones de la reactancia total de la línea protegida, mientras que los límites resistivos consideran criterios de selectividad, cobertura de arco eléctrico y compensación de secuencia cero. A continuación, se detallan los parámetros de ajuste de la protección de distancia y sus respectivas definiciones matemáticas, así como el resumen de los tiempos de operación en la tabla 2.5.

1. Alcance reactivo por zona

$$X_{\text{alc},Z1} = 0.8 X_A \quad (2.12)$$

$$X_{\text{alc},Z2} = 1.2 X_A \quad (2.13)$$

$$X_{\text{alc},Z3} = 2.0 X_A \quad (2.14)$$

2. Límites resistivos fase–fase

$$0.8 X_{\text{alc},Z1} < R_{f-f,Z1} < 2.5 X_{\text{alc},Z1} \quad (2.15)$$

$$X_{\text{alc},Zi} < R_{f-f,Zi} < 4.0 X_{\text{alc},Zi}, \quad i \in \{2, 3\} \quad (2.16)$$

3. Límites resistivos fase–tierra

$$0.8 X_{\text{alc},Z1} < R_{f-t,Z1} < \frac{1 + k_x}{1 + k_r} 2.5 X_{\text{alc},Z1} \quad (2.17)$$

$$X_{\text{alc},Zi} < R_{f-t,Zi} < \frac{1 + k_x}{1 + k_r} 4.0 X_{\text{alc},Zi}, \quad i \in \{2, 3\} \quad (2.18)$$

4. Coeficientes de compensación de secuencia

$$k_r = \frac{1}{3} \left(\frac{R_0}{R_1} - 1 \right) \quad (2.19)$$

$$k_x = \frac{1}{3} \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right) \quad (2.20)$$

Tabla 2.5: Parámetros operativos de las zonas de protección de distancia.

Zona	Alcance reactivo	Límites resistivos	t_{op} [s]
Z1	80 % de la línea protegida	Bajo alcance resistivo	0.00
Z2	120 % de la línea protegida	Respaldo cercano	0.40
Z3	200 % de la línea protegida	Respaldo remoto	0.80

2.4. Resumen estructurado de ajustes y coordinación de protecciones direccionales entre IEDs

En virtud de que el sistema bajo estudio corresponde a un esquema de transmisión con múltiples fuentes de alimentación y topología mallada, la protección de sobrecorriente se implementa mediante funciones **direccionales 67 y 67N**, descartando el uso de sobrecorriente no direccional (50/51 y 50N/51N).

Esta decisión se fundamenta en que, en sistemas con flujos bidireccionales, la selectividad únicamente por magnitud de corriente resulta insuficiente, siendo necesario discriminar el sentido de la falla para garantizar una operación correcta y coordinada de las protecciones.

Por lo tanto, en el presente trabajo los ajustes de sobrecorriente se basan exclusivamente en:

- **67:** Sobrecorriente direccional de fase.
- **67N:** Sobrecorriente direccional de neutro.

La presentación de evidencias y parámetros se organiza de la siguiente manera:

- Tablas comparativas de ajustes 67 y 67N para los tres IEDs (Tabla 2.6).
- Curvas de coordinación en fase (67) en la figura 2.4.
- Curvas de coordinación en neutro (67N) en la figura 2.5.
- Verificación gráfica de la selectividad entre relés.

Este formato de documentación es consistente con metodologías empleadas en trabajos previos de validación de protecciones multimarca e interoperabilidad IEC 61850 [15, 13, 6].

Tabla 2.6: Resumen comparativo de ajustes de sobrecorriente direccional (67 y 67N)

IED	Función	I_{pickup} [A sec]	Curva	TMS	Polarización
Siemens 7SA86	67	4.20	IEC CURVE B	0.05	Forward
	67N	1.25	IEC CURVE B	0.05	Forward
Schneider P5F30	67	4.69	IEC CURVE B	0.12	Forward
	67N	1.41	IEC CURVE B	0.16	Forward
SEL-411L	67	4.20	IEC CURVE B	0.10	Forward
	67N	1.25	IEC CURVE B	0.12	Forward

Para validar la correcta selectividad entre los equipos instalados, se presentan las curvas de coordinación obtenidas a partir de los ajustes implementados en cada relé.

En la Figura 2.4 se observa la coordinación temporal entre los relés para fallas de fase, evidenciando que los tiempos de operación se encuentran escalonados de forma adecuada según la filosofía principal–respaldo.

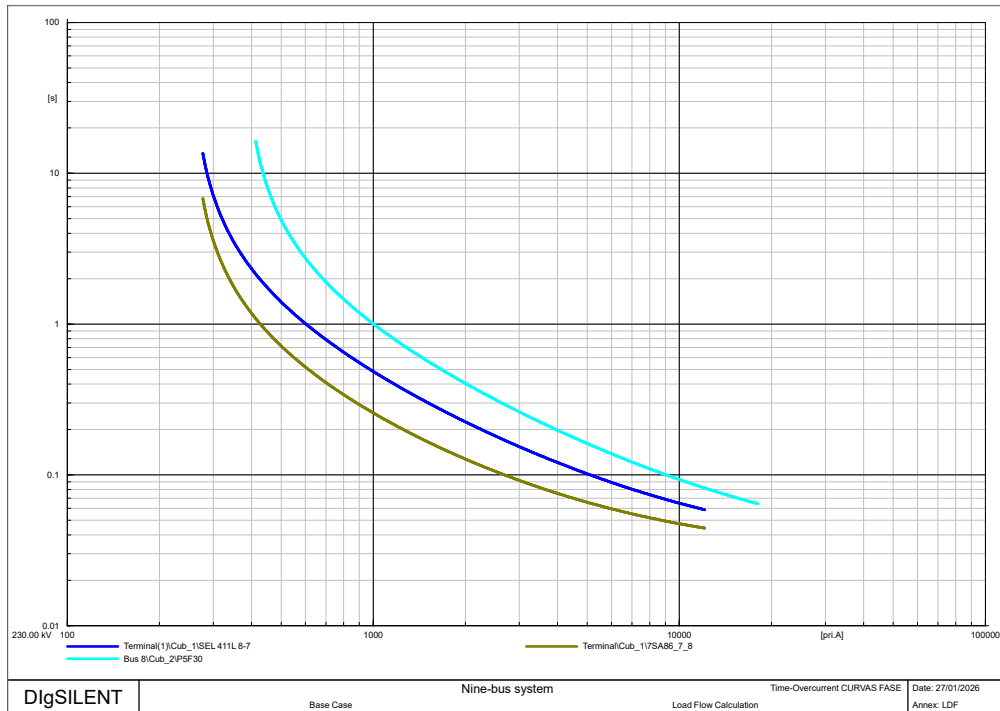


Figura 2.4: Curvas de coordinación de sobrecorriente direccional en fase (67) para los tres IEDs.

De manera análoga, la Figura 2.5 presenta la coordinación de las funciones direccionales de neutro, garantizando la selectividad ante fallas monofásicas a tierra en el sistema.

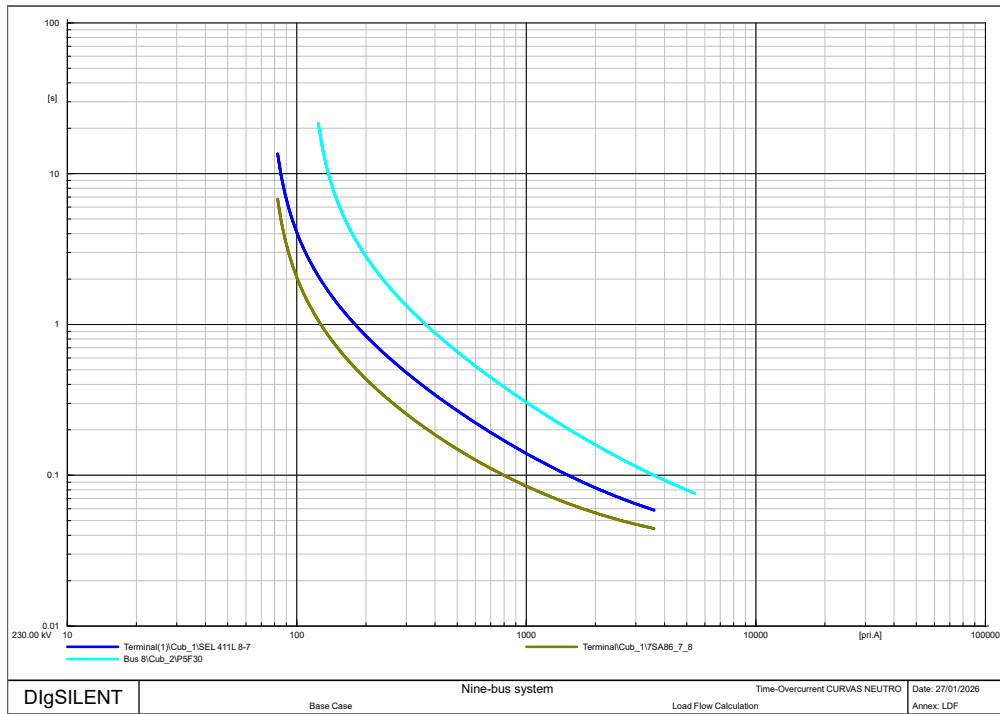


Figura 2.5: Curvas de coordinación de sobrecorriente direccional de neutro (67N) para los tres IEDs.

El conjunto de tablas y curvas presentadas en esta sección constituye la base para la verificación experimental y la validación de interoperabilidad entre IEDs de diferentes fabricantes, desarrollada en los capítulos posteriores del presente trabajo.

2.5. Implementación de configuraciones en IEDs físicos mediante software propietario

Una vez comprobado el correcto funcionamiento de las funciones de protección direccional de sobrecorriente (67 y 67N) y distancia (21) dentro del entorno de simulación DIGSILENT PowerFactory, es necesario trasladar dichas configuraciones a los IEDs físicos disponibles en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana.

Para ello, se utilizaron los softwares propietarios de cada fabricante, los cuales permiten parametrizar, compilar y cargar los ajustes previamente calculados en los dispositivos reales. Este proceso se realizó de manera independiente para cada uno de los equipos considerados en el estudio: Siemens, SEL y Schneider Electric.

2.5.1. Configuración del IED Siemens mediante DIGSI 5

La configuración del relé Siemens SIPROTEC se realizó empleando el software *DIGSI 5*, herramienta oficial para la programación, configuración y gestión de los dispositivos de la familia SIPROTEC 5. El procedimiento seguido se detalla a continuación:

1. Crear un nuevo proyecto en DIGSI 5 e importar el dispositivo correspondiente, seleccionando el modelo exacto del IED utilizado en el laboratorio, tal como se muestra en la Figura 2.6.

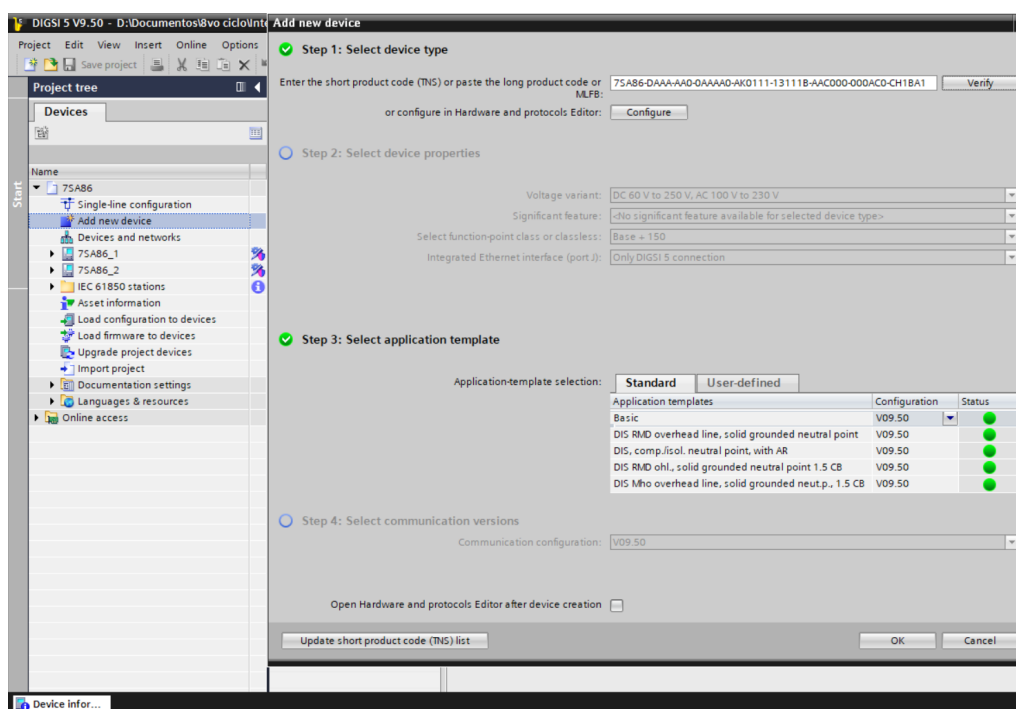


Figura 2.6: Agregar un nuevo dispositivo Siemens en el software DIGSI 5.

2. Configurar los parámetros principales de protección, ingresando los valores de corriente de arranque (*pickup*), tipo de curva y tiempo multiplicador (TMS) para las funciones direccionales 67/67N, de acuerdo con los cálculos obtenidos en PowerFactory. La interfaz de ajuste se ilustra en la Figura 2.7 y 2.8.

General

21.1461.2311.101	Emergency mode:	no	▼
21.1461.2311.102	Rotation angle of ref. volt.:	45	°

Inverse-T 1

21.1461.8161.1	Mode:	on	▼
21.1461.8161.2	Operate & fit.rec. blocked:	no	▼
21.1461.8161.111	Directional mode:	forward	▼
21.1461.8161.8	Method of measurement:	fundamental comp.	▼
21.1461.8161.113	Non-directional pickup:	at volt.< & mem.empty	▼
21.1461.8161.110	Directional comparison:	no	▼
21.1461.8161.112	Release via input signal:	no	▼
21.1461.8161.10	Blk. by meas.-volt. failure:	yes	▼
21.1461.8161.26	Dynamic settings:	no	▼
21.1461.8161.3	Threshold:	4.20	A
21.1461.8161.130	Type of character. curve:	IEC very inverse	▼
21.1461.8161.114	Min. time of the curve:	0.00	s
21.1461.8161.131	Reset:	disk emulation	▼
21.1461.8161.101	Time dial:	0.05	
21.1461.8161.115	Additional time delay:	0.00	s

Figura 2.7: Ingreso de parámetros de la función 67 en DIGSI 5.

General

21.1461.2311.101	Emergency mode:	no
21.1461.2311.102	Rotation angle of ref. volt.:	45

Add new stage Delete stage

Inverse-T 1

21.1461.8161.1	Mode:	on
21.1461.8161.2	Operate & flt.rec. blocked:	no
21.1461.8161.111	Directional mode:	forward
21.1461.8161.8	Method of measurement:	fundamental comp.
21.1461.8161.113	Non-directional pickup:	at volt.< & mem.empty
21.1461.8161.110	Directional comparison:	no
21.1461.8161.112	Release via input signal:	no
21.1461.8161.10	Blk. by meas.-volt. failure:	yes
21.1461.8161.26	Dynamic settings:	no
21.1461.8161.3	Threshold:	4.20 A
21.1461.8161.130	Type of character. curve:	IEC very inverse
21.1461.8161.114	Min. time of the curve:	0.00 s
21.1461.8161.131	Reset:	disk emulation
21.1461.8161.101	Time dial:	0.05
21.1461.8161.115	Additional time delay:	0.00 s

Add new stage Delete stage

Figura 2.8: Ingreso de parámetros de la función 67N en DIGSI 5.

3. Configurar los parámetros direccionales del relé, definiendo el método de polarización y los ángulos de operación (forward y reverse), conforme a los valores calculados para la línea protegida.
4. Definir las entradas y salidas binarias necesarias para disparo, bloqueo y señalización mediante el módulo *Information Routing*, como se observa en la Figura 2.9.

Signals	Fav	Number	Type	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7
(All)	..	(All)
▶ External Signals										
▶ General		91								
▶ Device		4171								
▶ Alarm handling		5971								
▶ Time managem.		8821								
▶ Time sync.		8851								
▶ Res. bin. out.		4711								
▶ LED not in FG		7411								
▶ Display pages		27241								
▶ Power system		11								
▶ Recording		81								
▶ Security		1331								
▼ Line 1		21		*	*	*	*	*	*	
▶ General		21.9001								
▶ Group indicat.		21.4501								
▶ Reset LED Group		21.7381								
▶ Process monitor		21.1131								
▶ Operational values		21.761								
▶ Fund./sym.comp.		21.771								
▶ Energy		21.1021								
▶ 21 RM Distance 1		21.1901		*	*	*	*			
▼ 67N GFP gnd.sys.1		21.1111		*				*		
▶ Group indicat.		21.1111.4501								
▶ General		21.1111.2311								
▶ Inverse-T 1		21.1111.4891		*				*		
▼ 67 Dir.OC-3ph-A1		21.1461		*					*	
▶ Group indicat.		21.1461.4501								
▶ General		21.1461.2311								
▶ Inverse-T 1		21.1461.8161		*					*	
▶ Circuit breaker 1		201		*	*					*

Figura 2.9: Configuración de entradas y salidas binarias en DIGSI 5.

5. Compilar el proyecto y transferir la configuración al IED físico mediante conexión Ethernet.

Las Figuras 2.10 y 2.11 muestran las curvas características obtenidas en DIGSI 5 para las funciones de fase 67 y neutro 67N, respectivamente, correspondientes a los ajustes implementados.

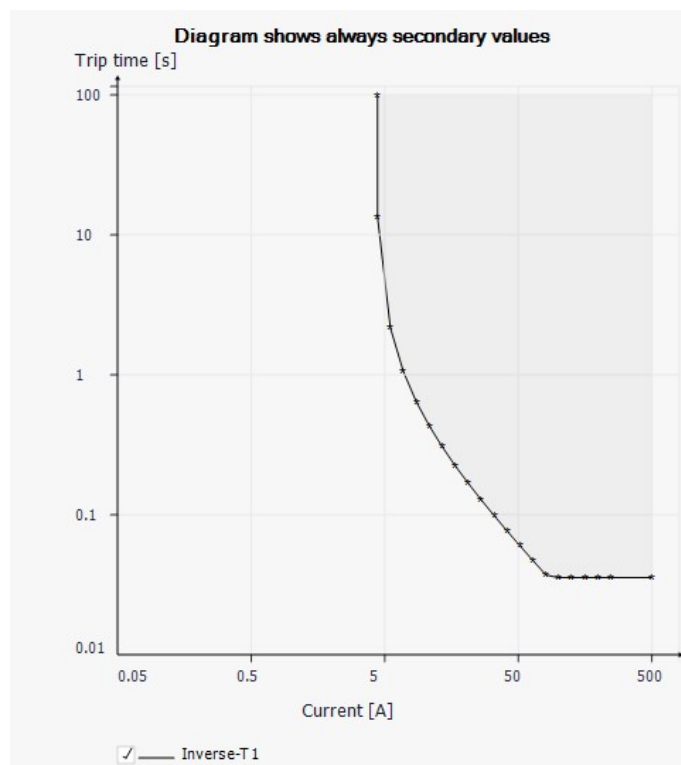


Figura 2.10: Curva característica de sobrecorriente direccional de fase 67 – Siemens.

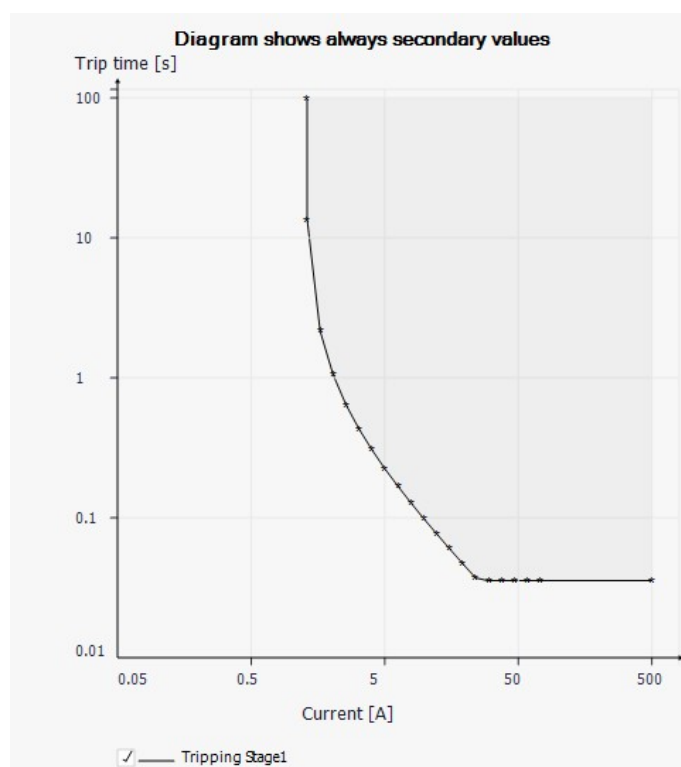


Figura 2.11: Curva característica de sobrecorriente direccional de neutro 67N – Siemens.

2.5.2. Configuración del IED SEL mediante AcSELerator QuickSet

Para la parametrización del relé SEL se utilizó el software *AcSELerator QuickSet*, herramienta oficial para configuración, monitoreo y programación de lógica SELogic en dispositivos de la marca SEL.

El procedimiento aplicado fue el siguiente:

1. Crear un nuevo archivo de configuración y establecer comunicación con el IED mediante puerto serie o Ethernet, como se ilustra en la Figura 2.12.

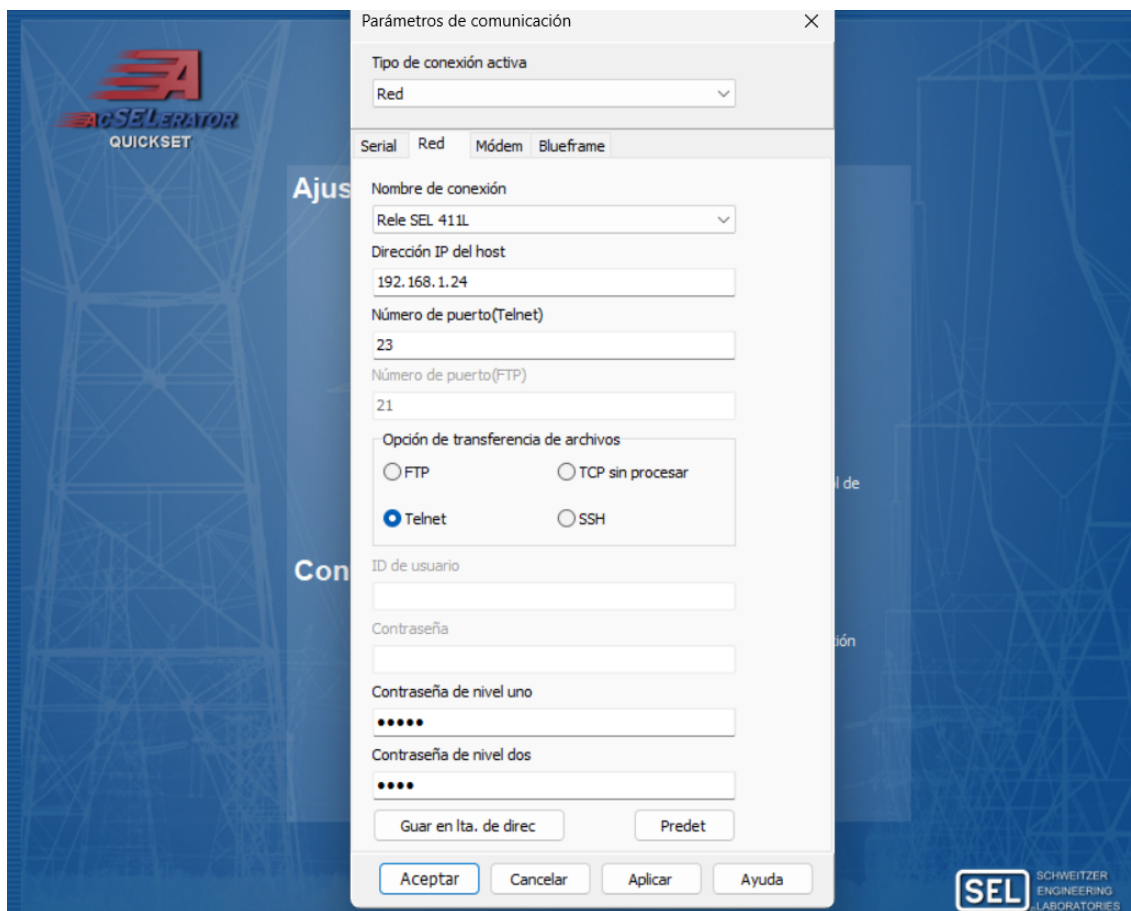


Figura 2.12: Conexión al relé SEL mediante AcSELerator QuickSet.

2. Ingresar los parámetros calculados para las funciones direccionales 67 y 67N, definiendo los valores de *pickup*, selección de curva IEC y TMS, tal como se muestra en la Figura 2.13.

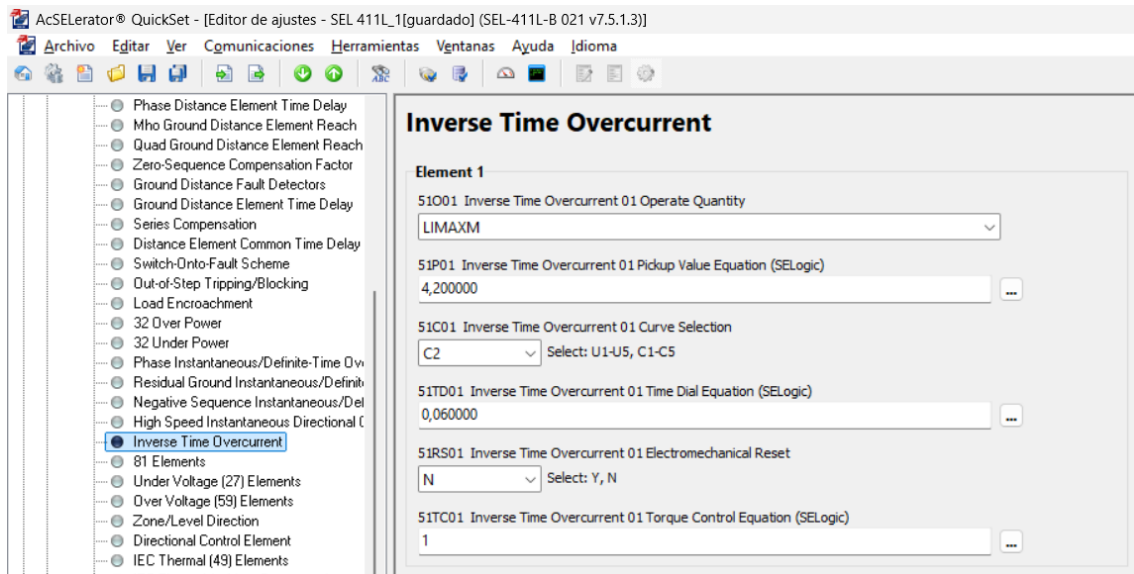


Figura 2.13: Ingreso de ajustes de protección 67/67N en AcSELERator QuickSet.

3. Configurar la lógica de disparo mediante el Trip Logic, asociando las funciones de protección a la salida binaria.
4. Descargar la configuración al IED y verificar en el IED si ha sido cargada.

2.5.3. Configuración del IED Schneider Electric mediante Easergy Pro (eSetup)

Para el relé Schneider Electric se utilizó el software *Easergy Pro – eSetup*, plataforma destinada a la configuración de los relés Easergy y PowerLogic.

El procedimiento aplicado fue el siguiente:

1. El dispositivo se asocia vía Ethernet para acceder a sus configuraciones, como se muestra en la Figura 2.14.

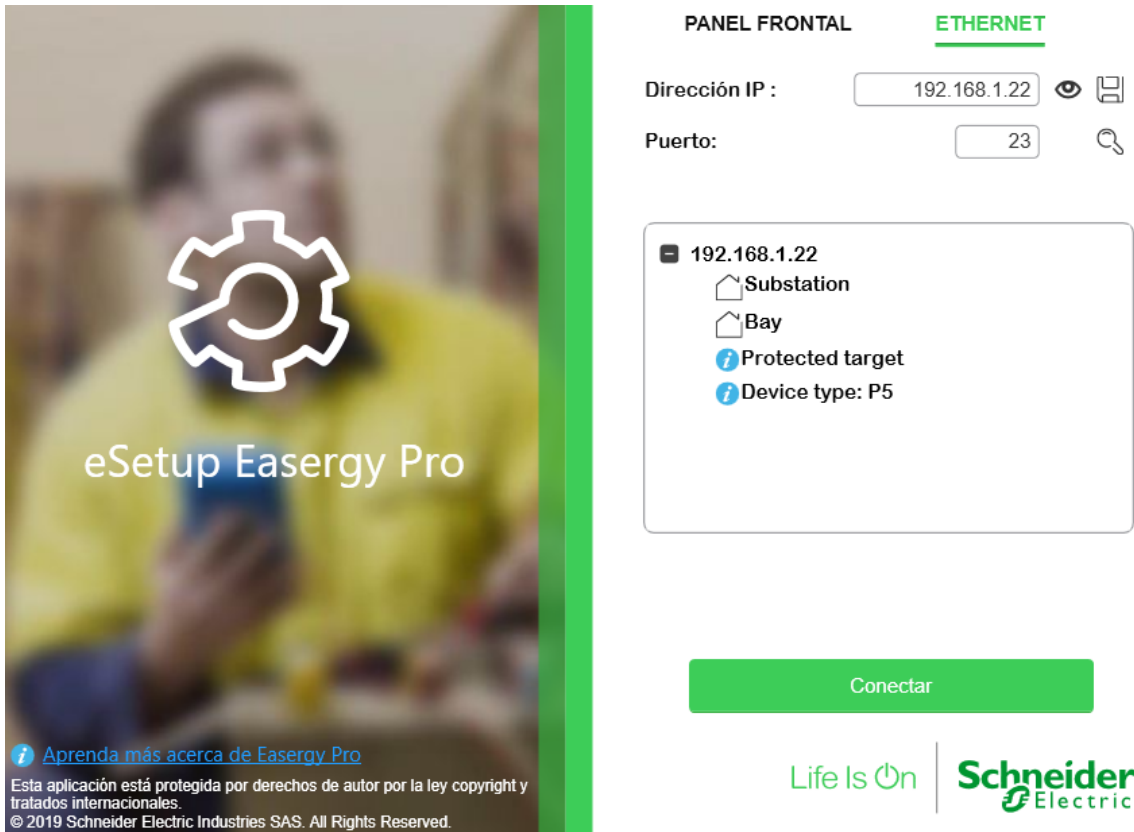


Figura 2.14: Incorporación del relé Schneider en Easergy Pro (eSetup).

2. Configurar las funciones direccionales 67 y 67N ingresando los parámetros calculados: corriente de arranque, tipo de curva y temporización, tal como se observa en la Figura 2.15.

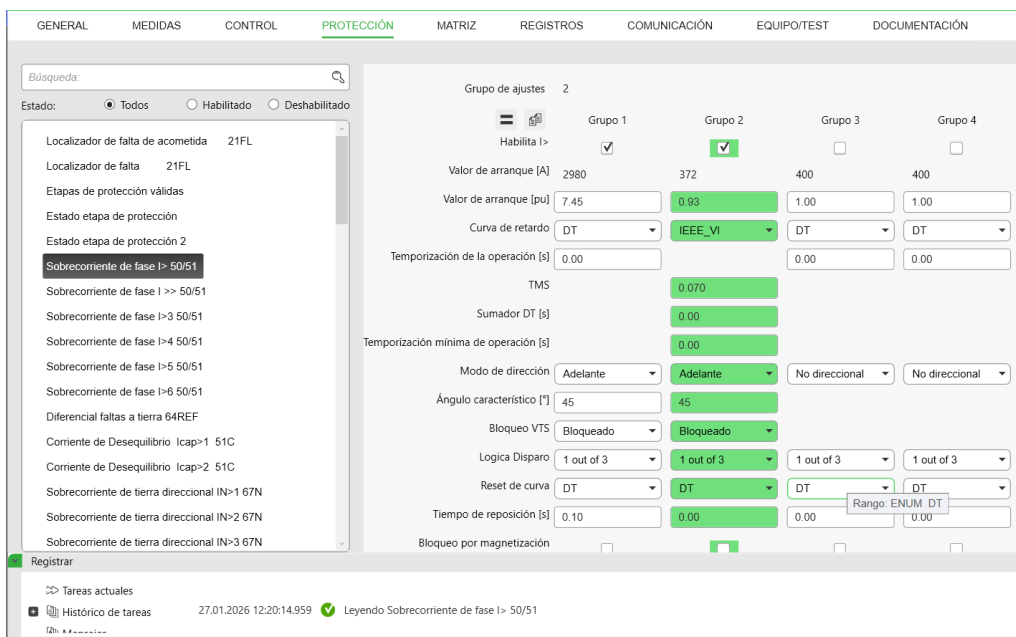


Figura 2.15: Ingreso de parámetros de protección en Easergy Pro.

3. Definir las entradas y salidas digitales necesarias para la lógica de disparo del relé como se ve en la Figura 2.16.

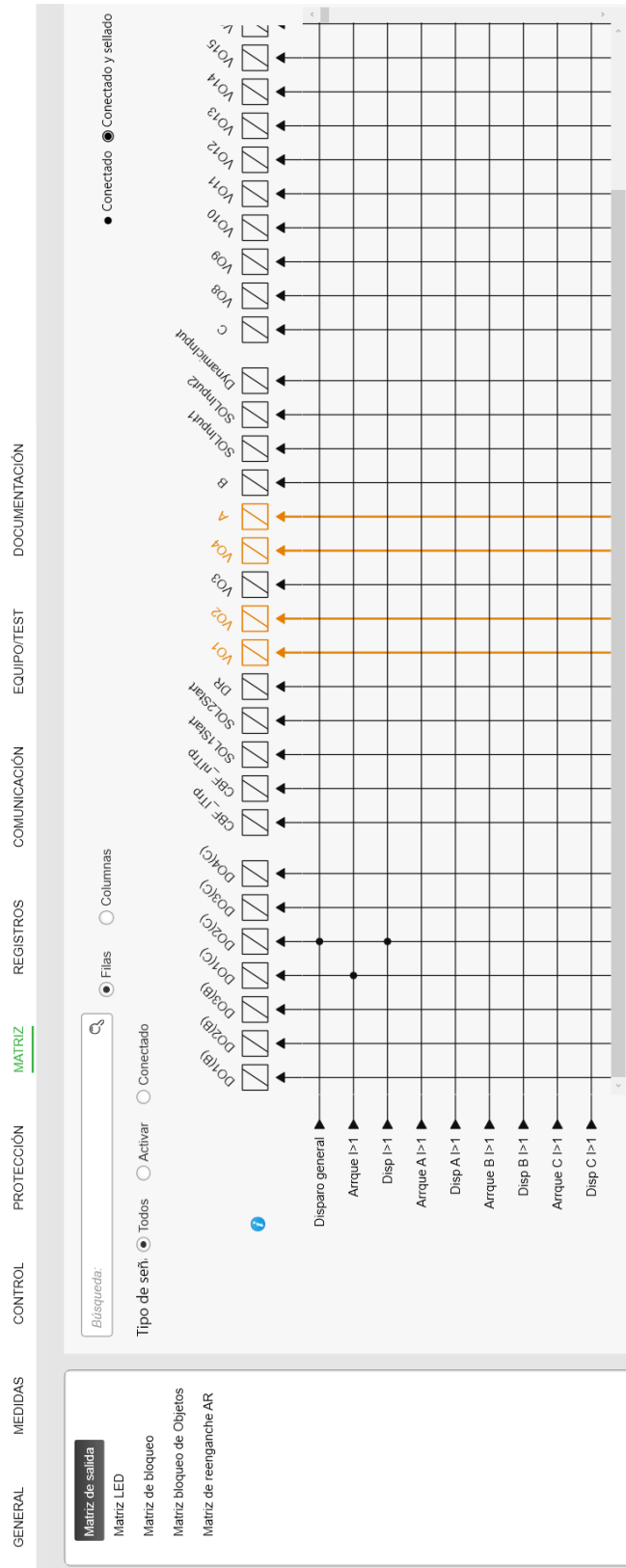


Figura 2.16: Configuración de salidas binarias en eSetup Easergy Pro

4. Transferir la configuración al equipo físico y verificar que los datos hayan sido registrados.

2.5.4. Validación de coherencia entre simulación y ajustes reales

El conjunto de configuraciones implementadas en los tres fabricantes permitió replicar en los IEDs físicos los mismos criterios de ajuste obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

La coincidencia entre las curvas de coordinación observadas en cada software propietario y las simuladas previamente constituye una validación fundamental del proceso metodológico, garantizando que:

- Los valores de pickup y TMS fueron correctamente transferidos a cada IED.
- Las curvas seleccionadas corresponden a la misma familia IEC.
- La coordinación temporal entre equipos se mantiene de forma consistente.
- Las funciones direccionales responden adecuadamente al sentido de la falla.
- Las lógicas de disparo y señalización fueron correctamente implementadas.

De esta manera, queda establecida la base técnica para las pruebas experimentales de interoperabilidad y comunicación IEC 61850 entre los diferentes IEDs, las cuales se desarrollan en el capítulo siguiente.

2.6. Parametrización paso a paso de la función de distancia 21 en IEDs físicos

Luego de validar los alcances de impedancia y tiempos de operación en DIgSILENT PowerFactory, se procedió a implementar la función de distancia 21 en los IEDs físicos del laboratorio. Para mantener coherencia entre fabricantes, se utilizó la misma filosofía de ajuste: Zona 1 al 80 %, Zona 2 al 120 % y Zona 3 al 200 %, con tiempos de operación de 0.00 s, 0.40 s y 0.80 s, respectivamente.

2.6.1. Criterios previos requeridos antes de configurar la 21

Previo al ingreso de parámetros, se debe disponer como mínimo de los siguientes datos del tramo protegido:

- Impedancia de secuencia positiva de la línea protegida: $Z_1 = R_1 + jX_1$ en ohmios primarios.

- Relación de **TC** y **TP** utilizados para la conversión a valores secundarios si el **IED** lo requiere.
- Porcentajes de alcance por zona que son $Z1=80\%$, $Z2=120\%$, $Z3=200\%$ y tiempos en 0, 0.4, 0.8 s.
- Selección del tipo de característica cuadrilateral/poligonal o **Mho** según el **IED**.

En esta investigación se empleó como base el ajuste por reactancia equivalente (X_A) de la línea y se establecieron los alcances por zona como:

$$X_{Z1} = 0.8X_A \quad X_{Z2} = 1.2X_A \quad X_{Z3} = 2.0X_A \quad (2.21)$$

2.6.2. Parametrización en Siemens 7SA86 mediante DIGSI 5

La configuración del relé Siemens SIPROTEC 7SA86 se realizó en DIGSI 5 siguiendo el procedimiento:

1. **Agregar el IED al proyecto:** crear un proyecto, insertar el dispositivo y seleccionar el código/modelo correcto del 7SA86.
2. **Activar la función 21:** ingresar a *Functions* \rightarrow *Distance Protection* y habilitar la función (Figura 2.17).

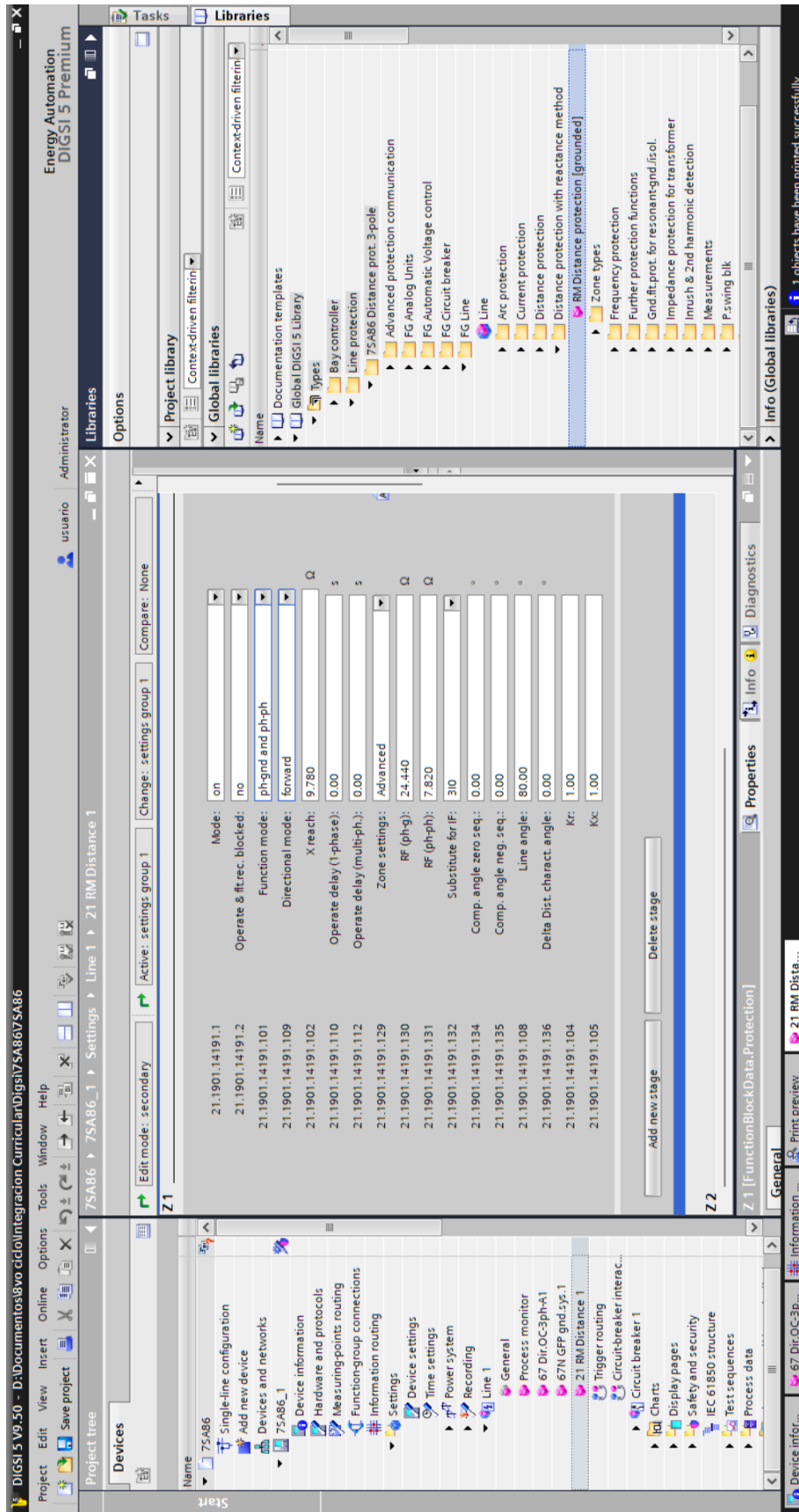


Figura 2.17: Habilitación de la función 21 en DIGSI 5.

3. **Configurar zonas y tiempos:** en el apartado *Zone Settings*, ingresar alcances reactivos y tiempos: Z1: $0.8X_A$ y 0.00 s; Z2: $1.2X_A$ y 0.40 s; Z3: $2.0X_A$ y 0.80 s (Figuras 2.18, 2.19, 2.20).

Z1

21.1901.14191.1	Mode:	on	Ω
21.1901.14191.2	Operate & ft.rec. blocked:	no	
21.1901.14191.101	Function mode:	ph-gnd and ph-ph	
21.1901.14191.109	Directional mode:	forward	
21.1901.14191.102	X reach:	0.880	Ω
21.1901.14191.110	Operate delay (1-phase):	0.00	s
21.1901.14191.112	Operate delay (multi-ph.):	0.00	s
21.1901.14191.129	Zone settings:	Advanced	
21.1901.14191.130	RF (ph-g):	2.190	Ω
21.1901.14191.131	RF (ph-ph):	0.920	Ω
21.1901.14191.132	Substitute for IF:	3I0	
21.1901.14191.134	Comp. angle zero seq.:	0.00	°
21.1901.14191.135	Comp. angle neg. seq.:	0.00	°
21.1901.14191.108	Line angle:	75.00	°
21.1901.14191.136	Delta Dist. charact. angle:	0.00	°
21.1901.14191.104	Kr:	1.00	
21.1901.14191.105	Kx:	1.00	

Figura 2.18: Ingreso de zona Z1 y tiempos en DIGSI 5.

Z2

21.1901.14192.1	Mode:	on	Ω
21.1901.14192.2	Operate & fit.rec. blocked:	no	
21.1901.14192.101	Function mode:	ph-gnd and ph-ph	
21.1901.14192.109	Directional mode:	forward	
21.1901.14192.102	X reach:	1.480	Ω
21.1901.14192.110	Operate delay (1-phase):	0.40	s
21.1901.14192.112	Operate delay (multi-ph.):	0.40	s
21.1901.14192.129	Zone settings:	Advanced	
21.1901.14192.130	RF (ph-g):	5.900	Ω
21.1901.14192.131	RF (ph-ph):	1.580	Ω
21.1901.14192.132	Substitute for IF:	310	
21.1901.14192.134	Comp. angle zero seq.:	0.00	°
21.1901.14192.135	Comp. angle neg. seq.:	0.00	°
21.1901.14192.108	Line angle:	75.00	°
21.1901.14192.136	Delta Dist. charact. angle:	0.00	°
21.1901.14192.104	Kr:	1.00	
21.1901.14192.105	Kx:	1.00	

Add new stage Delete stage

Figura 2.19: Ingreso de zona Z2 y tiempos en DIGSI 5.

Z3

21.1901.14193.1	Mode:	on	Ω
21.1901.14193.2	Operate & fit.rec. blocked:	no	
21.1901.14193.101	Function mode:	ph-gnd and ph-ph	
21.1901.14193.109	Directional mode:	forward	
21.1901.14193.102	X reach:	3.660	Ω
21.1901.14193.110	Operate delay (1-phase):	0.80	s
21.1901.14193.112	Operate delay (multi-ph.):	0.80	s
21.1901.14193.129	Zone settings:	Advanced	
21.1901.14193.130	RF (ph-g):	14.610	Ω
21.1901.14193.131	RF (ph-ph):	3.700	Ω
21.1901.14193.132	Substitute for IF:	310	
21.1901.14193.134	Comp. angle zero seq.:	0.00	°
21.1901.14193.135	Comp. angle neg. seq.:	0.00	°
21.1901.14193.108	Line angle:	75.00	°
21.1901.14193.136	Delta Dist. charact. angle:	0.00	°
21.1901.14193.104	Kr:	1.00	
21.1901.14193.105	Kx:	1.00	

Figura 2.20: Ingreso de zona Z3 y tiempos en DIGSI 5.

4. **Asociar la lógica de disparo (Trip):** en *Information Routing*, enrutar la

salida de operación de Z1/Z2/Z3 hacia la orden de trip del interruptor (Figura 2.21).

Information				Destination						
				Binary output						
				Base module						
Signals	Fav	Number	Type	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7
(All)	..	(All)
External Signals										
General		91								
Device		4171								
Alarm handling		5971								
Time managem.		8821								
Time sync.		8851								
Res. bin. out.		4711								
LED not in FG		7411								
Display pages		27241								
Power system		11								
Recording		81								
Security		1331								
Line 1		21		*	*	*	*	*	*	
General		21.9001								
Group indicat.		21.4501								
Reset LED Group		21.7381								
Process monitor		21.1131								
Operational values		21.761								
Fund./sym.comp.		21.771								
Energy		21.1021								
21 RM Distance 1		21.1901		*	*	*	*			
Group indicat.		21.1901.4501								
General		21.1901.2311								
Z 1		21.1901.14...		*	*					
Z 2		21.1901.14...		*		*				
Z 3		21.1901.14...		*			*			
67N GFP gnd.sys.1		21.1111		*				*		
67 Dir.OC-3ph-A1		21.1461		*					*	
Circuit breaker 1		201		*	*					*

Figura 2.21: Enrutamiento de operación de zonas hacia TRIP en DIGSI 5.

5. **Verificar la gráfica R–X:** utilizar la vista de características para confirmar que las zonas quedan con el alcance esperado (Figura 2.22).

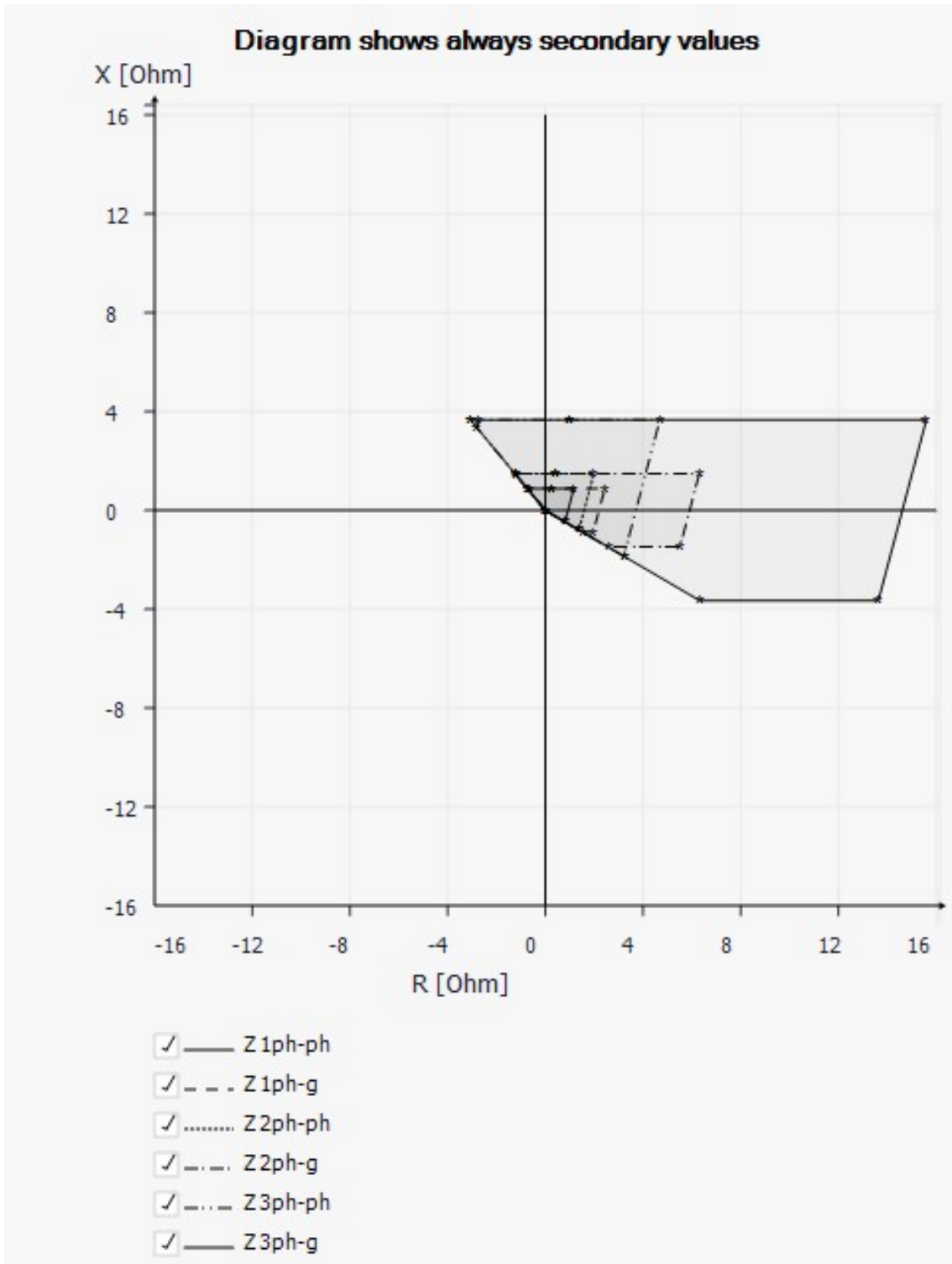


Figura 2.22: Verificación de la característica R–X y zonas en DIGSI 5 para la línea 7-8.

2.6.3. Parametrización en SEL-411L mediante AcSELerator QuickSet

En el relé SEL-411L, la función de distancia se implementó mediante AcSELerator QuickSet:

1. **Configuración de línea:** Agregar los parámetros que caracterizan a la línea y los TCs y TPs a usar en la línea. (Figura 2.23).

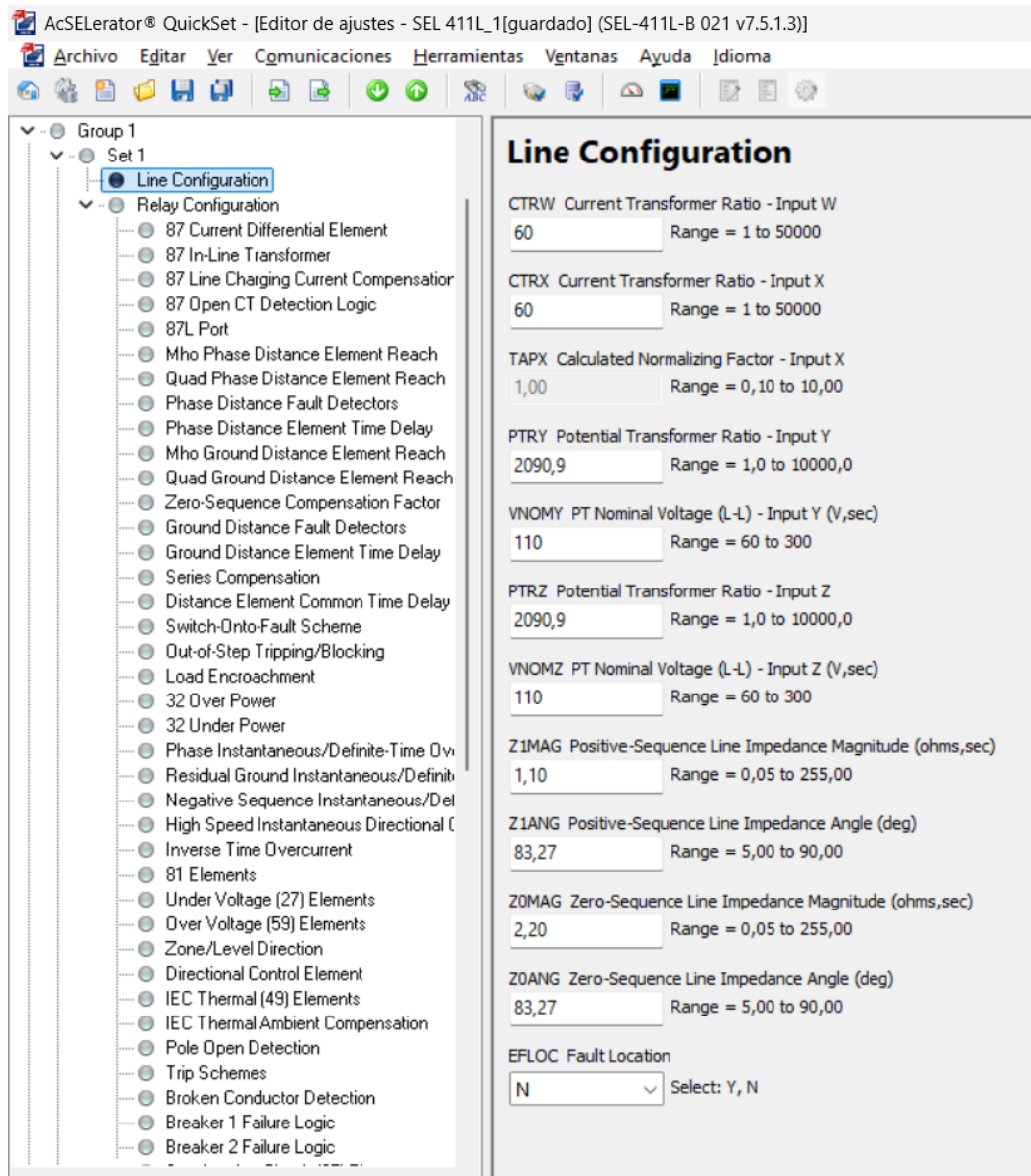


Figura 2.23: Configuración de distancia en SEL-411L en AcSELeRator QuickSet.

2. **Habilitar distancia (21):** ingresar al bloque de protección de distancia, habilitar elementos de zona y seleccionar característica (Quad) (Figura 2.24).

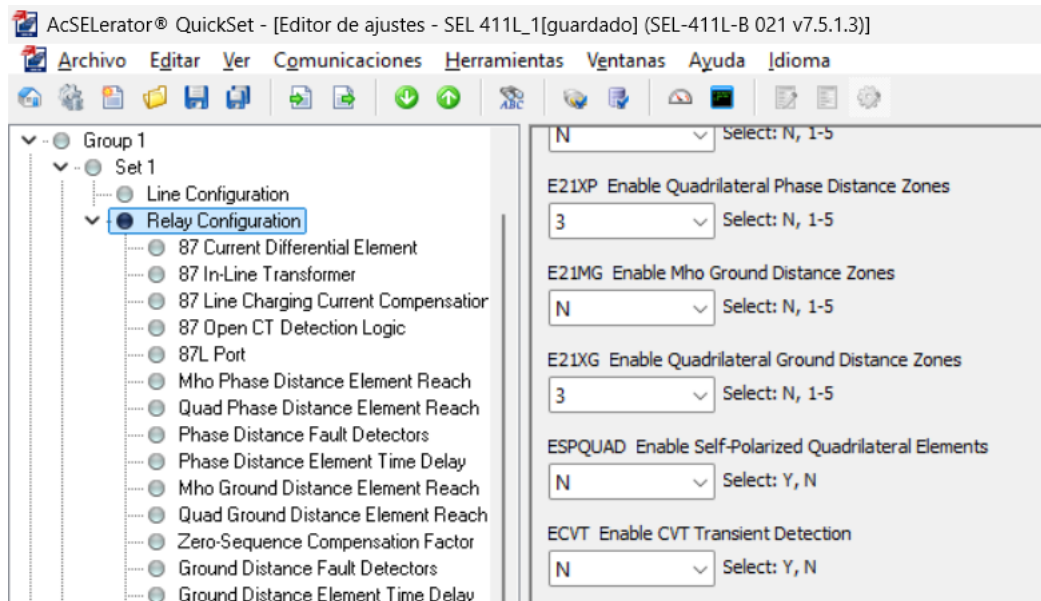


Figura 2.24: Habilitación de distancia (21) en SEL-411L.

3. **Definir alcances y tiempos:** ingresar $Z1=80\%$, $Z2=120\%$, $Z3=200\%$ y tiempos 0/0.4/0.8 s en el menú de Quad Phase Distance Element Reach (Figura 2.25).

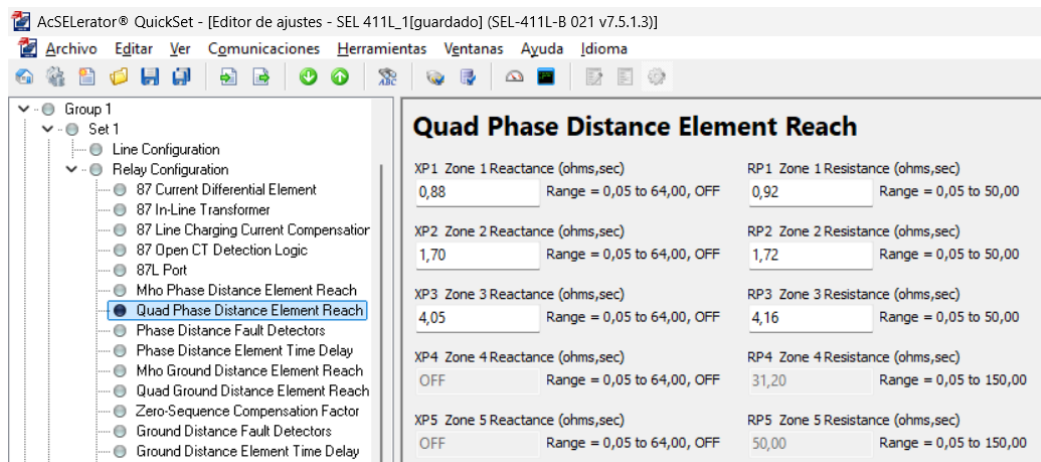


Figura 2.25: Ingreso de alcances y tiempos por zonas en SEL-411L.

4. **Lógica de salida y trip:** definir la ecuación SELogic para que la operación de cualquier zona habilitada genere la orden de trip o señalización requerida (Figura 2.26).

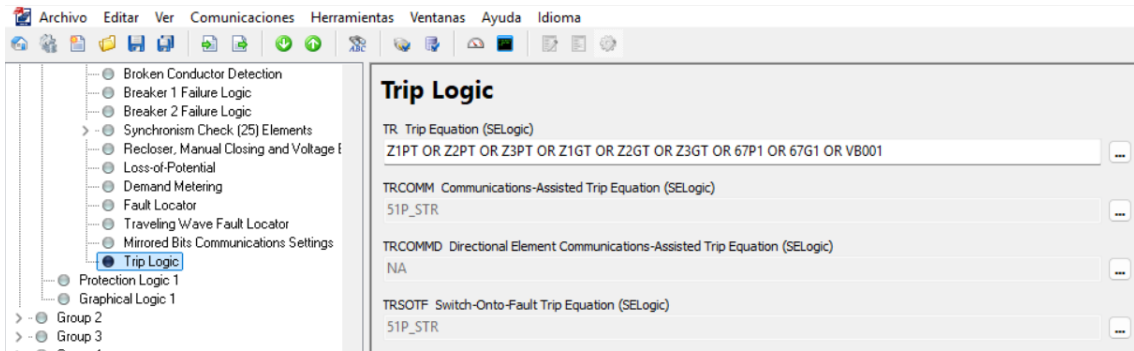


Figura 2.26: Asignación de operación de zonas a salida de TRIP mediante SELogic.

CAPÍTULO 3

ENSAYOS DE PROTECCIÓN DE LOS IEDS CON LA MALETA DE PRUEBAS OMICRON CMC 356

3.1. Introducción y configuración general del banco de pruebas

Una vez implementados los criterios de ajuste y cargadas las parametrizaciones en los IEDs físicos, se procedió a la validación experimental mediante la inyección controlada de corrientes y voltajes de falla utilizando una maleta de pruebas *OMICRON CMC 356* con el software *Test Universe*. Este procedimiento permite reproducir escenarios de falla y verificar *pickup*, *operate* y tiempos de actuación de las funciones de protección, manteniendo coherencia entre: (i) simulación (*PowerFactory*), (ii) prueba (*Test Universe/CMC*), y (iii) registro en el IED (*HMI* / eventos / oscilografía).

En los ensayos de laboratorio, la CMC356 inyecta señales analógicas (corriente/-voltage) hacia el IED, mientras que el software *Test Universe* registra tiempos de arranque y operación. Adicionalmente, se supervisan señales binarias asociadas a *pickup/operate/trip* y, cuando aplica, se obtienen registros de eventos y oscilografías desde el IED.

3.1.1. Estructura de conexión de los IEDs e interfaz para ensayos

La ejecución de los ensayos de protección en laboratorio se establecieron mediante esquemas de conexión independientes para cada uno de los IEDs considerados en el estudio. Estos esquemas definen la interconexión entre la maleta de pruebas *OMICRON CMC 356*, el relé de protección bajo prueba y el computador de configuración correspondiente a cada fabricante.

En todos los casos, la CMC 356 se encarga de la inyección de señales analógicas de corriente y voltaje que representan condiciones normales y de falla, mientras que las señales binarias de salida del IED (*pickup*, *operate* y *trip*) son monitoreadas tanto por el software de pruebas como por la interfaz del propio equipo. La comunicación con cada relé se realiza mediante el software propietario del fabricante, empleando interfaces USB o Ethernet según corresponda.

Se muestra el esquema de conexión empleado para el relé Siemens SIPROTEC 5 7SA86. En este caso, la comunicación entre el computador y el IED se realiza mediante el software *DIGSI 5*, mientras que la CMC 356 inyecta señales trifásicas de corriente y voltaje en las entradas del relé. Las señales de operación y disparo son supervisadas tanto a nivel de eventos como mediante los indicadores del equipo (Figura 3.1).

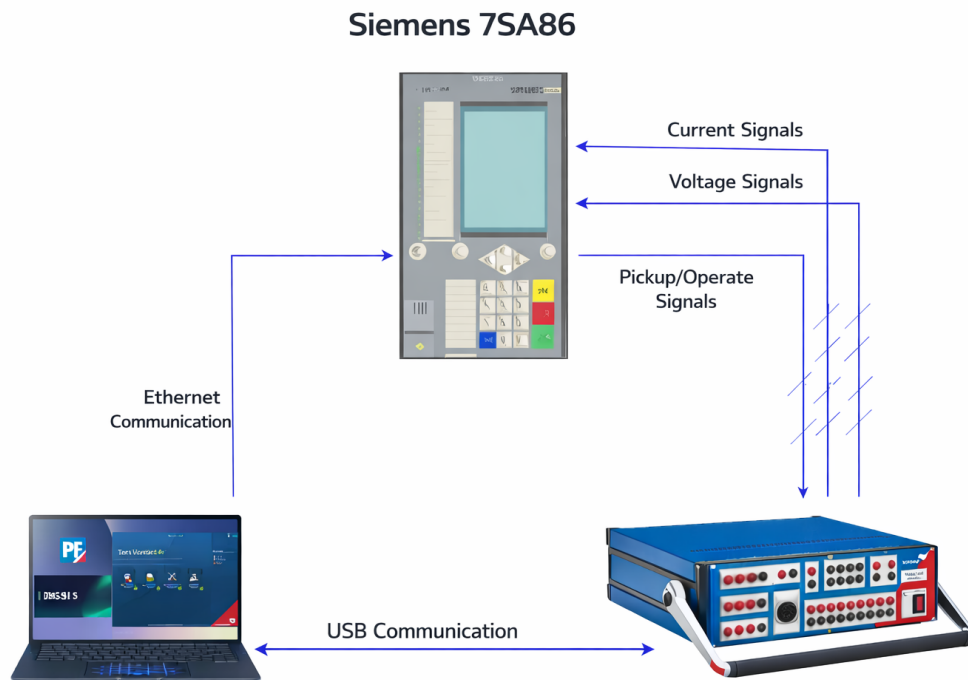


Figura 3.1: Esquema de conexión para ensayos del relé Siemens SIPROTEC 5 7SA86 mediante DIGSI 5 y OMICRON CMC 356.

Se presenta el esquema de conexión correspondiente al relé SEL-411L. La configuración y supervisión del equipo se realiza mediante el software *AcSELerator QuickSet*, mientras que la CMC 356 proporciona las señales de prueba necesarias para verificar las funciones de sobrecorriente direccional y distancia. Este esquema permite además la revisión de registros de eventos y tiempos de operación directamente desde el relé (Figura 3.2).

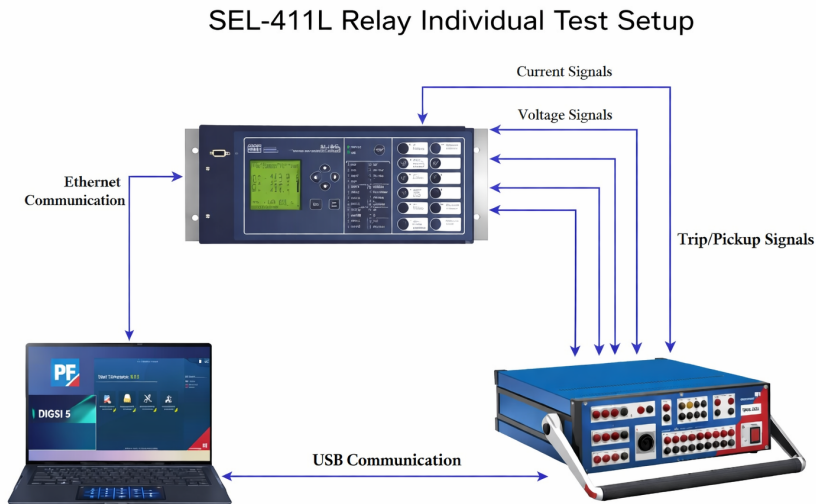


Figura 3.2: Esquema de conexión para ensayos del relé SEL-411L utilizando AcSELErator QuickSet y OMICRON CMC 356.

Se ilustra el esquema de conexión utilizado para el relé Schneider PowerLogic P5F30, empleado en la protección del alimentador hacia la Carga C. La parametrización y supervisión del equipo se realiza a través del software *Easergy Pro (eSetup)*, mientras que la CMC 356 permite inyectar corrientes y voltajes de prueba, así como monitorear la respuesta del relé ante diferentes escenarios de falla (Figura 3.3).



Figura 3.3: Esquema de conexión para ensayos del relé Schneider PowerLogic P5F30 mediante Easergy Pro (eSetup) y OMICRON CMC 356.

3.1.2. Equipos ensayados y puntos de aplicación

En el banco de pruebas se utilizaron los siguientes IEDs activos en el esquema actual del sistema IEEE de 9 barras:

- **Siemens SIPROTEC 5 7SA86:** protección de la línea 7–8.
- **SEL-411L:** apoyo/validación como protección de línea y verificación de coordinación con el principal.
- **Schneider PowerLogic P5F30:** protección del alimentador hacia la Carga C (salida desde barra 8).

Para validar la coherencia entre simulación y prueba, se adoptan como criterios generales:

- Verificación de **pickup**: el IED debe indicar arranque al superar el umbral configurado.
- Verificación de **operate/trip**: el IED debe emitir operación conforme a su lógica (salida binaria, LED, evento).
- Verificación de **tiempo**: comparación entre tiempo esperado (simulación/cálculo) y tiempo medido (CMC/HMI).

3.2. Ensayos de sobrecorriente direccional (67/67N)

Los ensayos de sobrecorriente direccional se ejecutaron para verificar el desempeño de:

- **67 (fase):** operación ante sobrecorriente con criterio direccional.
- **67N (tierra/neutro):** operación ante falla monofásica a tierra con criterio direccional.

3.2.1. Configuración del módulo de prueba en Test Universe

Cada IED tiene su propia configuración, ya que cada uno tiene diferentes TCs y TPs por lo que se generan módulos de prueba para cada IED, y dentro de cada módulo de prueba se trabaja en cada IED.

Para las pruebas de sobrecorriente se utilizó el módulo QUICK CMC que permite inyectar voltajes de fase y corrientes de fase. Para obtener los valores que representen una falla, se simula en el Power Factory y se toma los voltajes y corrientes de secuencia que ve el IED, como se muestra en la figura 3.4.

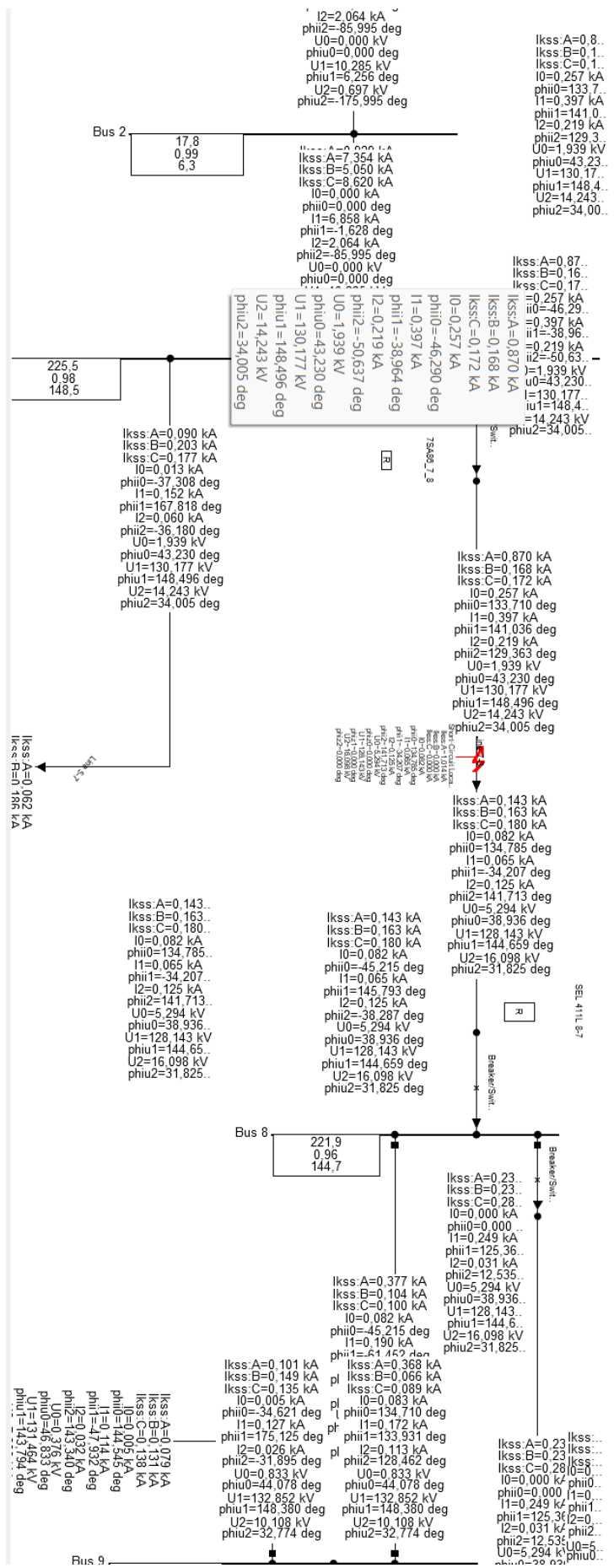


Figura 3.4: Voltajes y corrientes de secuencia de falla en Power Factory

Al obtener los voltajes y corrientes de secuencia, estos se transforman a voltajes y corrientes de fase mediante un programa desarrollado en MATLAB, el cual se presenta a continuación en el Algoritmo 3.1. El código implementa la matriz de transformación de componentes simétricas a fase, considerando además las relaciones de transformación de corriente y voltaje, con el fin de expresar los resultados en valores secundarios. Los resultados obtenidos corresponden a los valores de corrientes y voltajes de fase en forma polar, los cuales se muestran posteriormente.

```

1  clc; clear; close all;
2
3  %% Operador de rotacion
4  a = exp(1j*2*pi/3);
5
6  %% Matriz de transformacion
7  A = [1 1 1;
8       1 a^2 a;
9       1 a a^2];
10
11 % Relación de transformacion de voltaje
12 V_PRIM = 230000; % V
13 V_SEC  = 110;    % V
14 RT_V = V_SEC / V_PRIM;
15
16 % Relación de transformacion de corriente
17 I_PRIM = 300; % A
18 I_SEC  = 5;   % A
19 RT_I = I_SEC / I_PRIM;
20
21 %% ===== DATOS DE ENTRADA =====
22 % Corrientes de secuencia (kA)
23 I0 = 0.370 * exp(1j*-107.785*pi/180);
24 I1 = 0.387 * exp(1j*-127.094*pi/180);
25 I2 = 0.432 * exp(1j*-100.707*pi/180);
26
27 % Voltajes de secuencia (kV)
28 U0 = 23.812 * exp(1j*-23.646*pi/180);
29 U1 = 82.310 * exp(1j*151.559*pi/180);
30 U2 = 54.136 * exp(1j*-30.476*pi/180);
31
32 %% Vector de secuencias
33 I_012 = [I0; I1; I2];
34 U_012 = [U0; U1; U2];
35
36 %% ===== TRANSFORMACION A FASE =====
37 I_abc = A * I_012;
38 U_abc = A * U_012;

```

```

39
40 IA = I_abc(1)*RT_I*1000;
41 IB = I_abc(2)*RT_I*1000;
42 IC = I_abc(3)*RT_I*1000;
43
44 VA = U_abc(1)*RT_V*1000;
45 VB = U_abc(2)*RT_V*1000;
46 VC = U_abc(3)*RT_V*1000;
47
48 %% ===== RESULTADOS =====
49 disp('--- CORRIENTES DE FASE ---')
50 fprintf('IA = %.3f A      %.2f \n', abs(IA), angle(IA)*180/pi)
51 fprintf('IB = %.3f A      %.2f \n', abs(IB), angle(IB)*180/pi)
52 fprintf('IC = %.3f A      %.2f \n', abs(IC), angle(IC)*180/pi)
53
54 disp(' ')
55 disp('--- VOLTAJES DE FASE ---')
56 fprintf('VA = %.3f V      %.2f \n', abs(VA), angle(VA)*180/pi)
57 fprintf('VB = %.3f V      %.2f \n', abs(VB), angle(VB)*180/pi)
58 fprintf('VC = %.3f V      %.2f \n', abs(VC), angle(VC)*180/pi)
59
60 %% ===== TABLAS POLAR =====
61 I_Pol = [abs(I_abc) angle(I_abc)*180/pi];
62 U_Pol = [abs(U_abc) angle(U_abc)*180/pi];

```

Algoritmo 3.1: Código MATLAB para la conversión de voltajes y corrientes de secuencia a fase

La figura 3.5 muestra los resultados que genera el código MATLAB.

```

--- CORRIENTES DE FASE ---
IA = 19.439 A    ∠ -111.46°
IB = 3.430 A    ∠ 45.55°
IC = 2.186 A    ∠ -115.50°

--- VOLTAJES DE FASE ---
VA = 2.143 V    ∠ 150.69°
VB = 60.915 V   ∠ 43.49°
VC = 57.740 V   ∠ -101.01°
I_Pol = 3x2
    1.1663 -111.4589
    0.2058  45.5516
    0.1311 -115.5001

U_Pol = 3x2
    4.4800 150.6880
   127.3668 43.4932
   120.7294 -101.0087

```

Figura 3.5: Voltajes y corrientes de fase de falla obtenidos en MATLAB

Al tener los voltajes y corrientes de fase, se ingresan los valores al módulo QUICK CMC como se ve en la Figura 3.6, donde se podrá verificar el disparo de las funciones de protección.

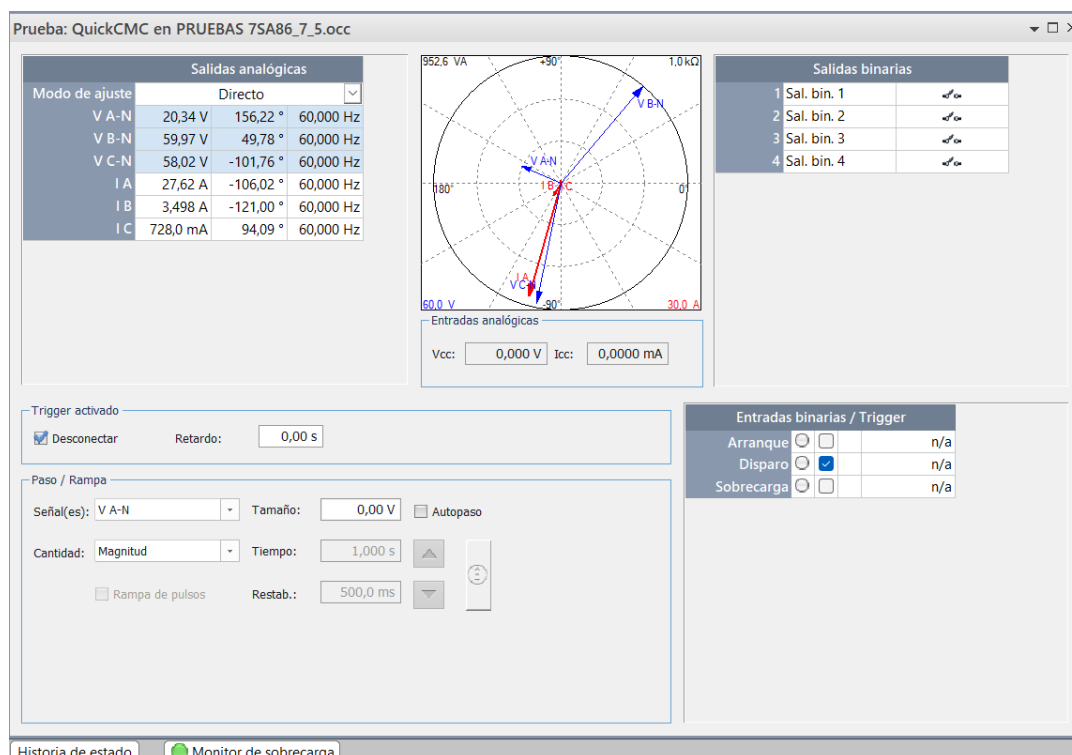


Figura 3.6: Voltajes y corrientes de fase de falla ingresados en QUICK CMC

3.2.2. Plan de pruebas y escenarios aplicados

Para asegurar repetibilidad, el plan de pruebas se organizó por:

- **Tipo de falla equivalente:** 3F (fase), 1FT (tierra), 2F, 2FT.
- **Nivel de corriente:** valores representativos de cortocircuito obtenidos de PowerFactory convertidos a secundario según TC.
- **Verificación de sentido (Forward/Reverse):** casos donde el elemento debe operar y casos donde debe bloquear según polarización.

Durante el ensayo se registraron: tiempo en Test Universe (CMC356), evento/LED en el IED y cuando aplique tiempo equivalente en simulación.

3.2.3. Evidencia de operación (HMI / eventos / oscilografía)

Se presentan evidencias de la operación de los relés Siemens 7SA86, SEL-411L y Schneider Electric Easergy P5F30, obtenidas a partir de ensayos en laboratorio y pruebas funcionales, con el objetivo de verificar la correcta actuación de las

protecciones y la coherencia del esquema de interoperabilidad mediante IEC 61850/GOOSE.

3.2.4. Relé Siemens 7SA86

Falla monofásica a tierra (1FT). La Figura 3.7 muestra la evidencia de operación del relé Siemens 7SA86 ante una falla monofásica a tierra, observándose la secuencia de arranque y disparo en el HMI y el registro de eventos.

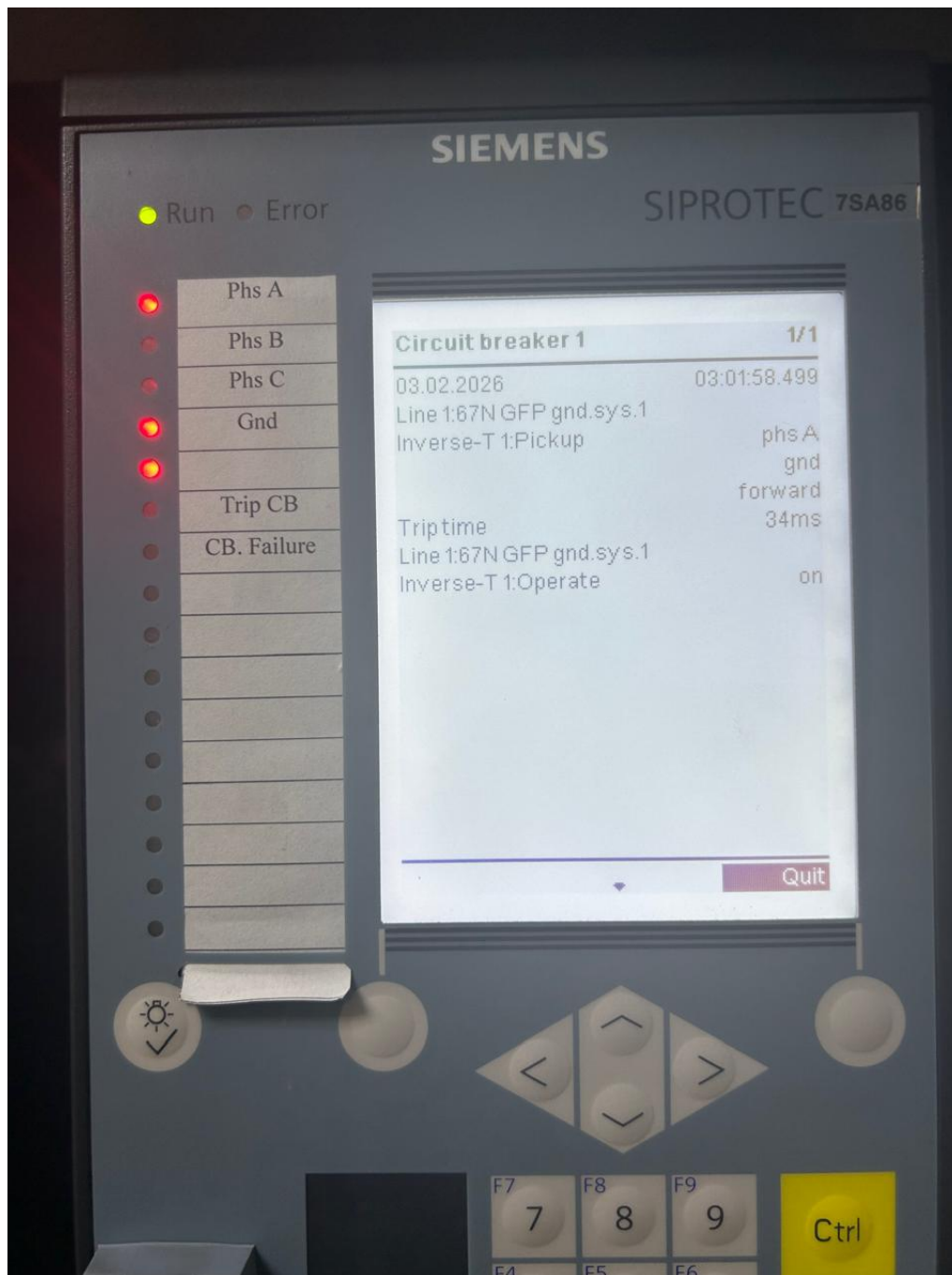


Figura 3.7: Siemens 7SA86: evidencia HMI/eventos ante falla monofásica a tierra de la 67N.

Prueba funcional en Test Universe. Con el fin de validar el comportamiento general del relé, se realizó una prueba funcional única en *Test Universe*, evaluando tiempos de operación, señales de *pickup*, *operate* y disparo (Figura 3.8).

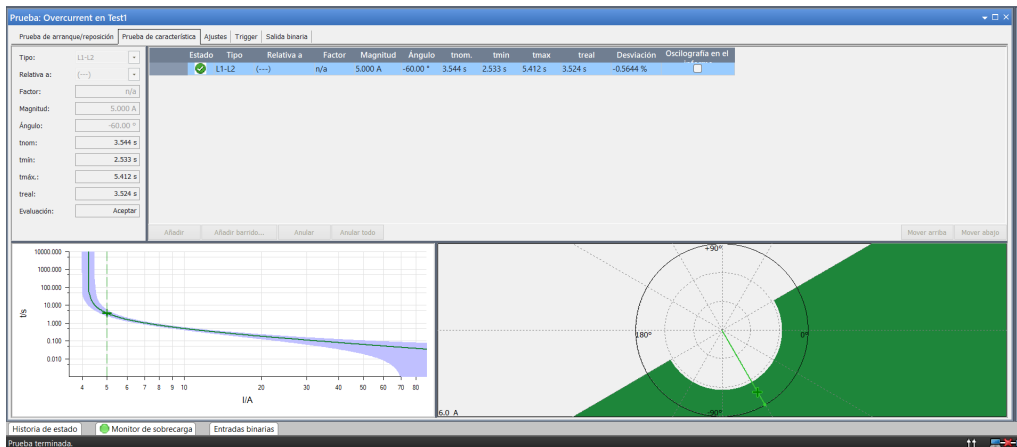


Figura 3.8: Siemens 7SA86: prueba funcional general en Test Universe.

3.2.5. Relé Schneider Electric Easergy P5F30

Falla monofásica a tierra (1FT). La Figura 3.9 muestra la evidencia de operación del relé Easergy P5F30 ante una falla monofásica a tierra, observándose la activación de las funciones correspondientes.

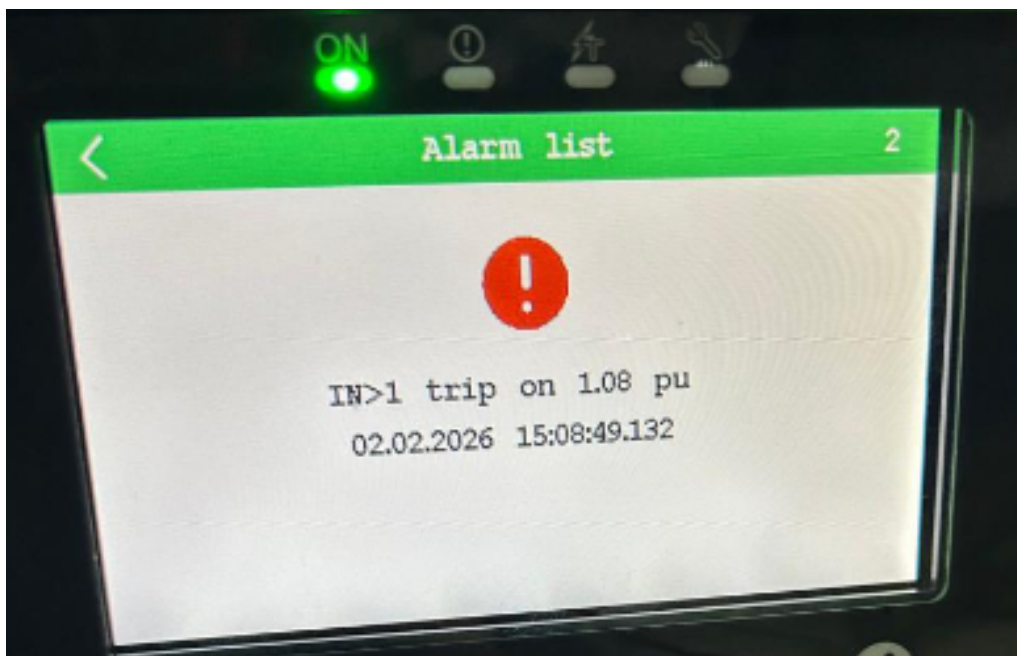


Figura 3.9: Easergy P5F30: evidencia HMI/eventos ante falla monofásica a tierra 67N.

Falla trifásica (3F). La Figura 3.10 presenta la respuesta del P5F30 ante una falla trifásica, verificando su correcta actuación dentro del esquema coordinado.

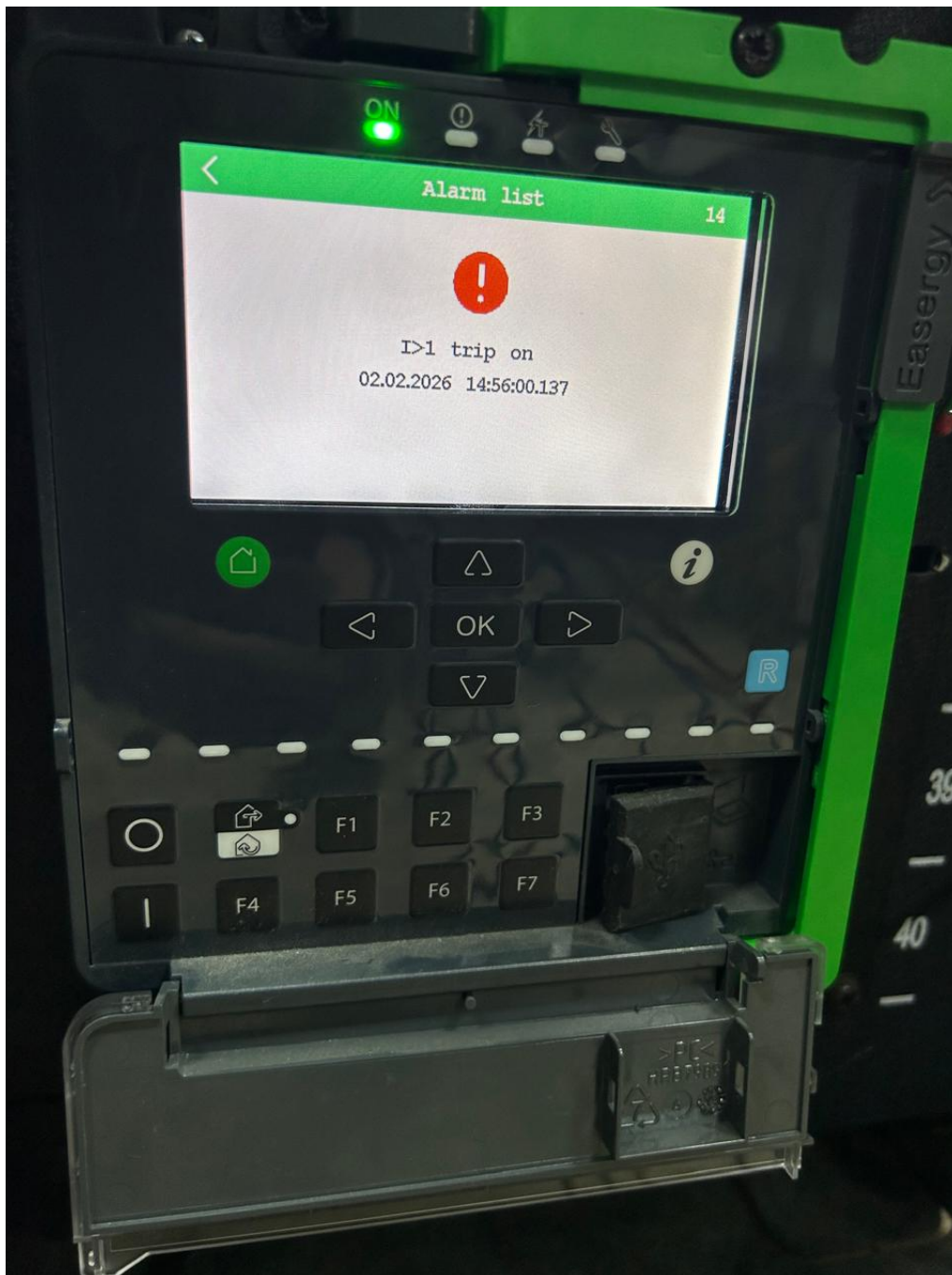


Figura 3.10: Easergy P5F30: evidencia HMI/eventos ante falla trifásica con la función 67.

3.3. Ensayos de protección de distancia (21) en línea 7–8

La función de protección 21 que es de distancia se ensayó para verificar:

- Operación correcta por **zonas** (Z1, Z2, Z3) según alcances configurados.

- **Selectividad temporal:** Z1 instantánea, Z2 y Z3 temporizadas.
- Coherencia de operación ante fallas internas vs externas a la zona.

3.3.1. Configuración del módulo *Advanced Distance* en Test Universe

En Test Universe, el módulo *Distance* permite programar el alcance de zonas y simular impedancias aparentes aplicadas al relé (Figura 3.11).

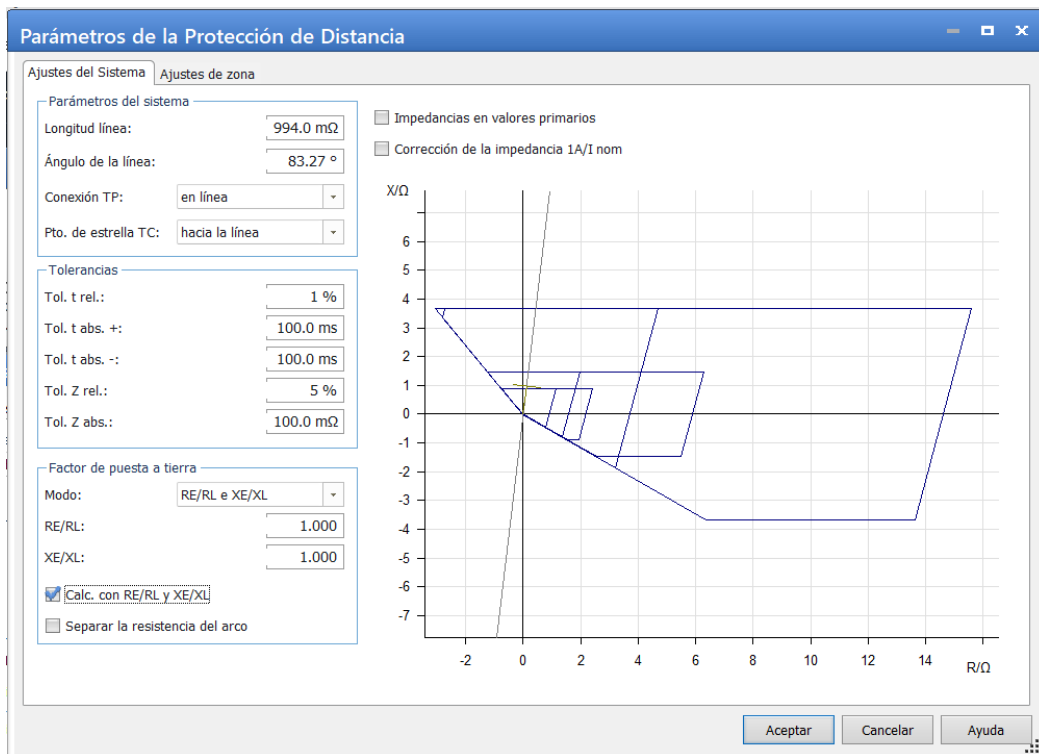


Figura 3.11: Parametrización de zonas de distancia función 21 para Siemens 7SA86 en Test Universe.

3.3.2. Casos de prueba por zona

Para documentar claramente los ensayos, se sugiere organizar los casos como:

- **Caso Z1 interno:** falla dentro del 80 % del alcance esperado: operación Z1.
- **Caso Z1 externo / Z2 interno:** falla entre 80 % y 120 % esperado: operación Z2 temporizada.
- **Caso Z2 externo / Z3 interno:** falla entre 120 % y 200 % esperado: operación Z3 temporizada.
- **Caso externo total:** falla fuera de Z3 esperado: no operación.

3.3.3. Resultados de ensayo de distancia: tiempos y zona detectada

La tabla 3.1 sintetiza los resultados de los ensayos para distancia, destacando que el relé SEL 411L es muestra una mejor respuesta ante la falla.

Tabla 3.1: Resultados de ensayo para distancia (21): zona detectada y tiempos registrados (plantilla).

IED	Caso	Zona esperada	Zona operada	Tiempo teórico [ms]	Tiempo CMC [ms]	Tiempo IED [ms]
7SA86	Falla interna Z1	Z1	Z1	0	11.2	1
7SA86	Falla interna Z2	Z2	Z2	400	412.3	401
7SA86	Falla interna Z3	Z3	Z3	800	817.8	801.5
SEL-411L	Falla interna Z1	Z1	Z1	0	14.4	5
SEL-411L	Falla interna Z2	Z2	Z2	400	413.5	405
SEL-411L	Falla interna Z3	Z3	Z3	800	819.1	807

3.3.4. Evidencia gráfica: operación por zona y verificación R–X

- La evidencia gráfica correspondiente al relé **Siemens 7SA86** permite verificar la correcta operación de la protección de distancia (21) aplicada a la línea 7–8. A partir de las capturas del plano R–X, del módulo *Advanced Distance* en OMICRON Test Universe y de los registros obtenidos desde la interfaz **HMI**, se comprueba que la impedancia aparente ingresa de forma adecuada en las zonas Z1, Z2 y Z3 según la ubicación de la falla. Asimismo, los tiempos de actuación registrados concuerdan con los valores de ajuste definidos, confirmando la selectividad temporal y la confiabilidad del esquema de protección (Figura 3.12, 3.13, 3.14, 3.15).

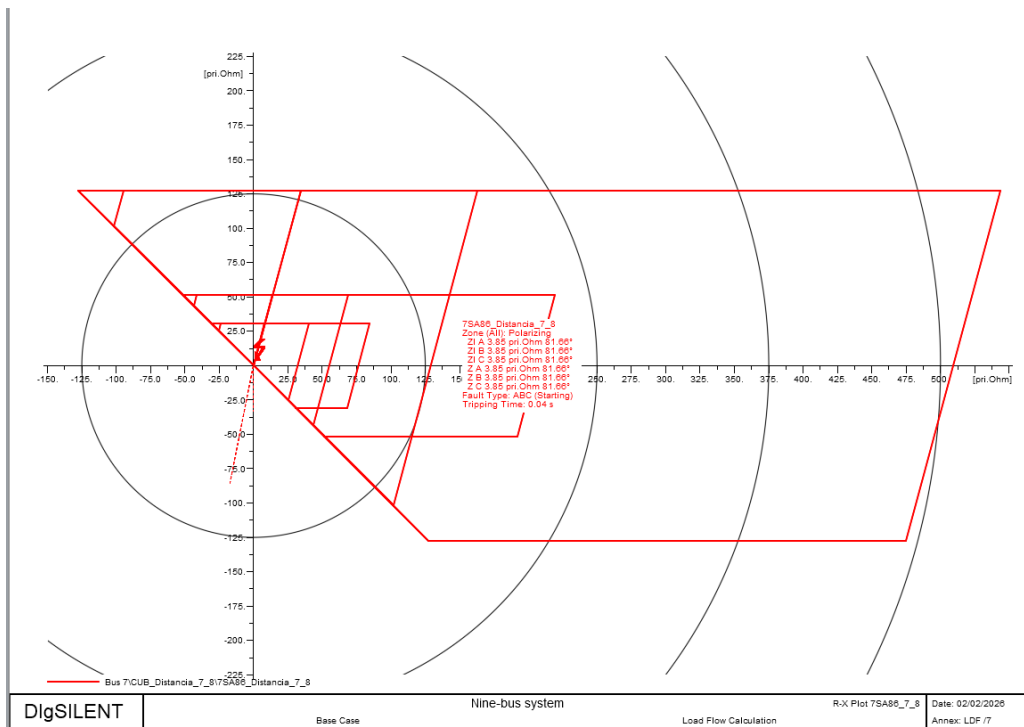


Figura 3.12: Verificación de la operación de la protección de distancia (21) en el plano R-X para el relé Siemens 7SA86 Zona 1.

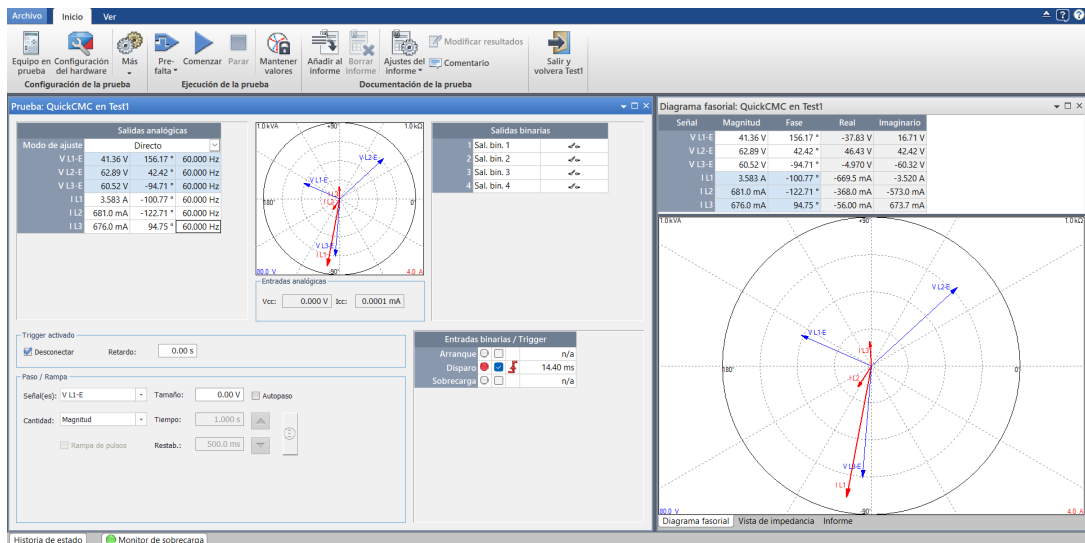


Figura 3.13: Ensayo de la protección de distancia (21) en OMICRON Test Universe para el relé Siemens 7SA86 Zona 1.

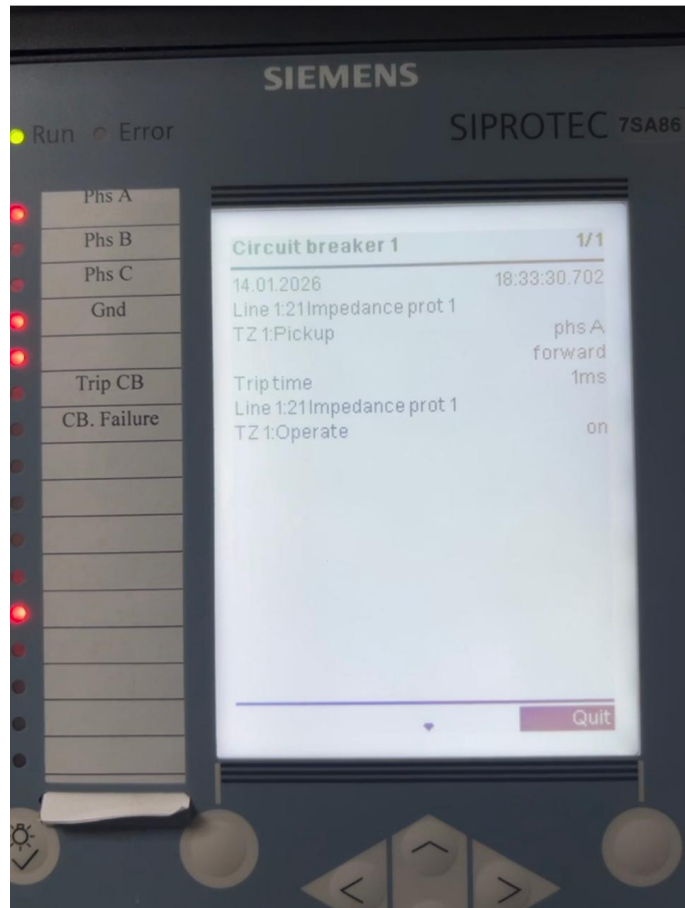


Figura 3.14: Registro HMI del relé Siemens 7SA86 ante falla monofásica en la línea 7-8 en zona 1.

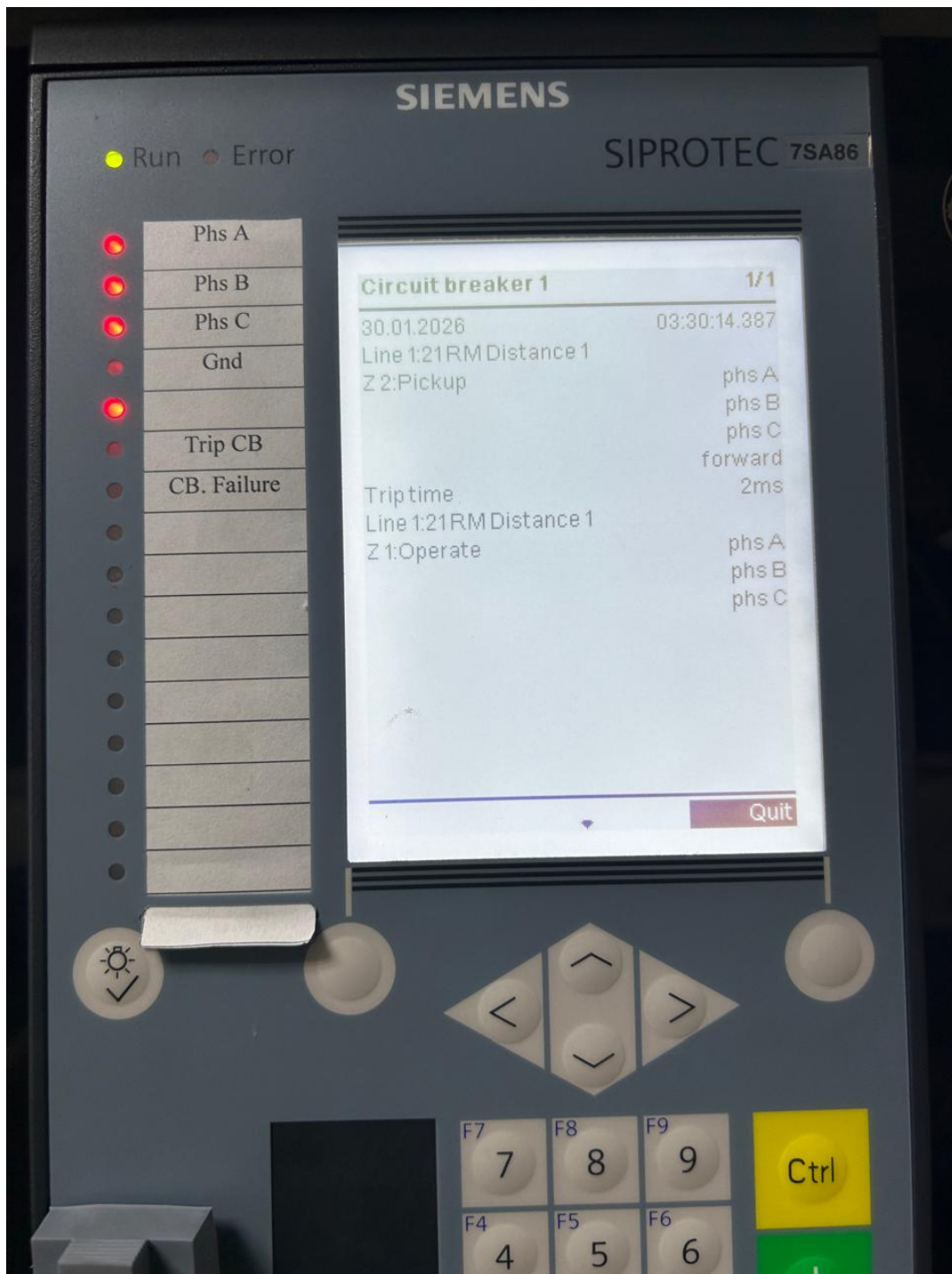


Figura 3.15: Registro HMI del relé Siemens 7SA86 ante falla trifásica en la línea 7-8 en zona 1.

- La evidencia gráfica correspondiente al relé **SEL-411L** demuestra el correcto desempeño de la función de distancia (21) ante los distintos escenarios de falla simulados en la línea 8-7. Las trayectorias de impedancia observadas en el plano R-X y los resultados obtenidos en OMICRON Test Universe evidencian una adecuada identificación de las zonas de protección Z1, Z2 y Z3, así como

el cumplimiento de los tiempos de operación establecidos en la configuración del relé (Figura 3.16, 3.17, 3.18).

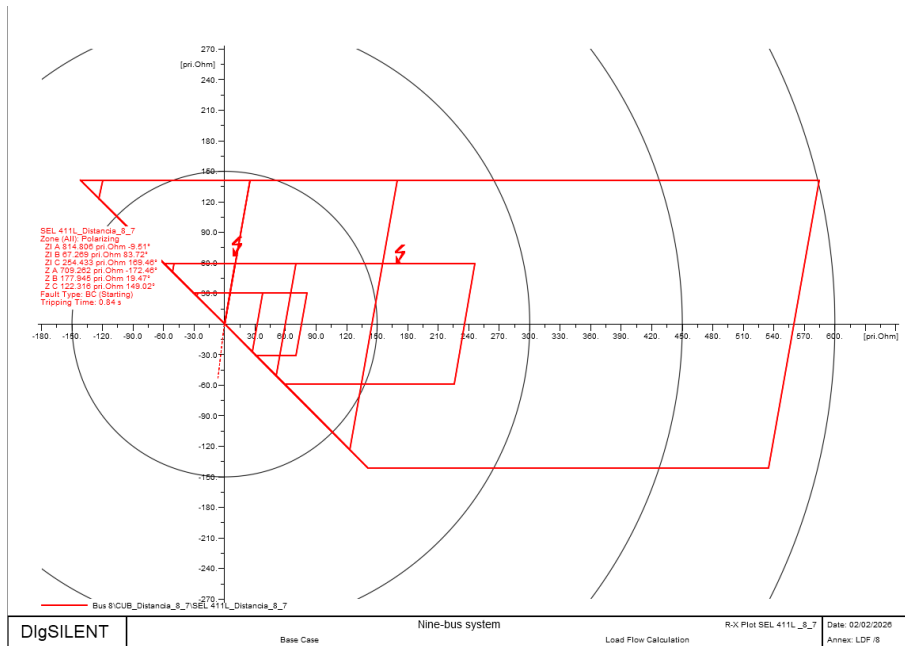


Figura 3.16: Verificación de la operación de la protección de distancia (21) en el plano R-X para el relé SEL- Zona 3.

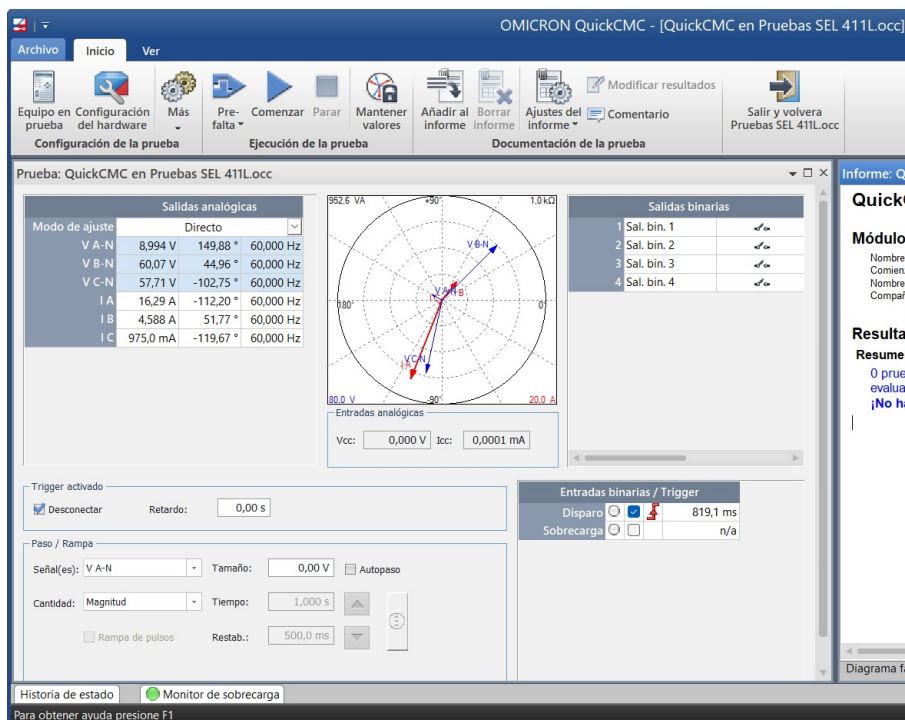


Figura 3.17: Ensayo de la protección de distancia (21) en OMICRON Test Universe para el relé SEL-411L.



Figura 3.18: Registro HMI del relé SEL-411L ante falla bifásica en la línea 8-7.

3.4. Discusión y análisis de coherencia entre simulación y laboratorio

Con los resultados obtenidos, se analiza:

- Concordancia de tiempos: diferencia porcentual entre el tiempo esperado y el medido.
- Selectividad principal-respaldo 7SA86 en la línea 7-8 vs SEL-411L para la línea 8-7.
- Operación del alimentador (P5F30) ante eventos asociados a la carga C.

3.4.1. Cálculo de error relativo de tiempo

Para cuantificar la diferencia entre simulación y prueba, puede utilizarse la ecuación (3.1):

$$\%e_t = \left| \frac{t_{CMC} - t_{ref}}{t_{ref}} \right| \cdot 100 \quad (3.1)$$

donde t_{ref} puede ser el tiempo de simulación (PowerFactory) o el tiempo teórico configurado.

CAPÍTULO 4

DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS PARA LA COMUNICACIÓN IEC 61850, INTEGRACIÓN SCADA Y COMUNICACIÓN GOOSE

En el presente capítulo se describe la implementación del protocolo de comunicación IEC 61850 y su integración con un sistema SCADA, aplicada al sistema de prueba IEEE de 9 barras. El sistema de comunicación permite la interoperabilidad entre IEDs de distintos fabricantes, específicamente un relé Siemens SIPROTEC 5 7SA86, un relé SEL-411L y un relé Schneider Electric Easergy P5F30, los cuales intercambian información de protección, control y supervisión.

La arquitectura de comunicación se basa en el uso de los servicios GOOSE y MMS, permitiendo el intercambio de señales rápidas de protección, la transmisión de valores de medición y la supervisión remota mediante una RTU Novatech integrada al sistema SCADA, siguiendo las recomendaciones del estándar IEC 61850 y la guía IEEE 2030.100 [27, 14, 15].

4.1. Equipos de comunicación

- **Switch industrial:** La red de comunicación IEC 61850 utiliza un switch Ethernet industrial (Figura 4.1), encargado de interconectar los IEDs, la estación de ingeniería y la RTU Novatech. El switch permite la transmisión de tráfico GOOSE y MMS sobre la misma infraestructura física.



Figura 4.1: Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020s utilizado para la red IEC 61850 [1].

- **RTU Novatech:** La RTU Novatech que se muestra en la Figura 4.2 actúa como interfaz entre los IEDs IEC 61850 y el sistema SCADA. Mediante el software de configuración NCD, se importó el archivo SCD generado en DIGSI 5, permitiendo mapear las variables IEC 61850 hacia el entorno SCADA.

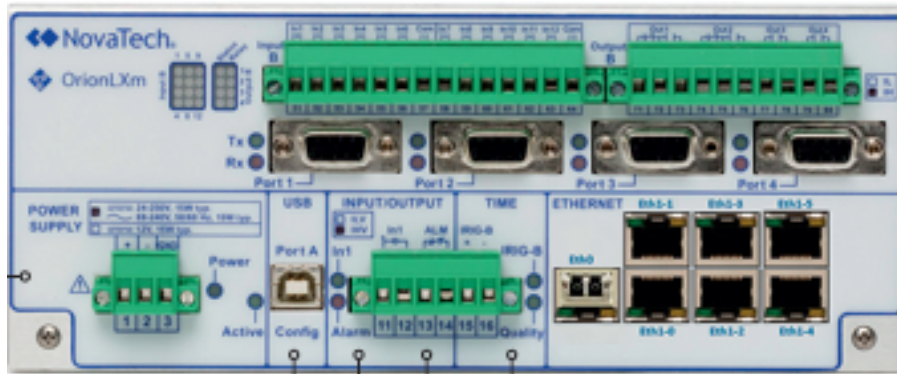


Figura 4.2: RTU Novatech utilizada para la integración SCADA [2].

4.2. Protocolo IEC 61850

El estándar IEC 61850 define un modelo de comunicación orientado a objetos para subestaciones eléctricas, permitiendo la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes mediante el uso de modelos de datos estandarizados y servicios de comunicación sobre redes Ethernet.

4.2.1. Modelo de datos IEC 61850

El modelo de datos se estructura jerárquicamente mediante Dispositivos Lógicos (LD), Nodos Lógicos (LN), Objetos de Datos (DO) y Atributos de Datos (DA). Cada función de protección, control o medición es representada por un LN específico, como por ejemplo:

- **MMXU:** Nodo lógico de medición trifásica. Proporciona valores instantáneos y calculados de voltajes de fase y de línea, corrientes de fase, potencia activa, reactiva y aparente, así como frecuencia y factor de potencia.
- **GGIO:** Nodo lógico de entradas y salidas genéricas. Se utiliza comúnmente para representar señales virtuales, estados lógicos internos y salidas digitales programables dentro del IED.
- **PDIS:** Protección de distancia.
- **PTOC / PDIR:** Protección de sobrecorriente direccional.
- **XCBR:** Interruptor de potencia.

- **CSWI:** Control de interruptor.

Este enfoque permite una estandarización de la información intercambiada entre los IEDs y el sistema SCADA.

Estos nodos permiten estructurar y transmitir de manera estandarizada las magnitudes eléctricas y señales internas del IED hacia otros dispositivos o sistemas de supervisión mediante servicios como Report Control Blocks o mensajes GOOSE.

4.2.2. Configuración de direcciones IP

Cada dispositivo del sistema fue configurado con una dirección IP fija perteneciente a la misma subred, permitiendo la comunicación directa entre los IEDs, la RTU y el SCADA. Las direcciones IP de cada dispositivo se muestra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Direcciones IP asociadas a los dispositivos del sistema.

Dispositivo	Dirección IP	Función
Siemens 7SA86	192.168.1.63	Protección de línea
SEL-411L	192.168.1.24	Protección de respaldo
Schneider P5F30	192.168.1.22	Protección de alimentador
RTU Novatech	192.168.1.3	Integración SCADA
PC SCADA	192.168.1.33	Supervisión y control

4.3. Configuración de señales latch (RS)

Previo a la habilitación de los servicios GOOSE y MMS, se desarrolló una capa de lógica interna orientada a estandarizar el comportamiento de operación (*operate*) y la señalización entre IEDs de diferentes fabricantes. Para ello, se implementaron señales latch mediante bloques RS (*Reset-Set*). Estas señales fueron utilizadas posteriormente como entradas de datasets GOOSE y variables de supervisión vía MMS, facilitando su integración con la RTU y el sistema SCADA.

4.3.1. Señales latch (RS) para operación de zonas 21 y funciones 67/67N

Con el fin de conservar la información de operación ante eventos de falla y evitar la pérdida de estados transitorios, se implementaron enclavamientos (*latch*) asociados a cada función de protección principal. Se configuraron señales independientes para las zonas de distancia (Z1, Z2 y Z3) y para la sobrecorriente direccional (67/67N), de manera que cada evento pudiera mantenerse activo hasta su restablecimiento explícito.

La salida del bloque RS fue utilizada como señal general de *operate*, permitiendo que el estado permanezca activo hasta la recepción de una condición de *reset*, ya sea por despeje de la falla o por rearme manual del sistema (Figura 4.3).

- **Zonas 21 (distancia):** se definieron enclavamientos individuales para Z1, Z2 y Z3, tomando como condición de *set* la operación de cada zona y como *reset* el restablecimiento del evento.
- **Funciones 67/67N:** se implementaron enclavamientos para operación direccional de fase y tierra, empleados tanto para señalización como para coordinación con la lógica de disparo.

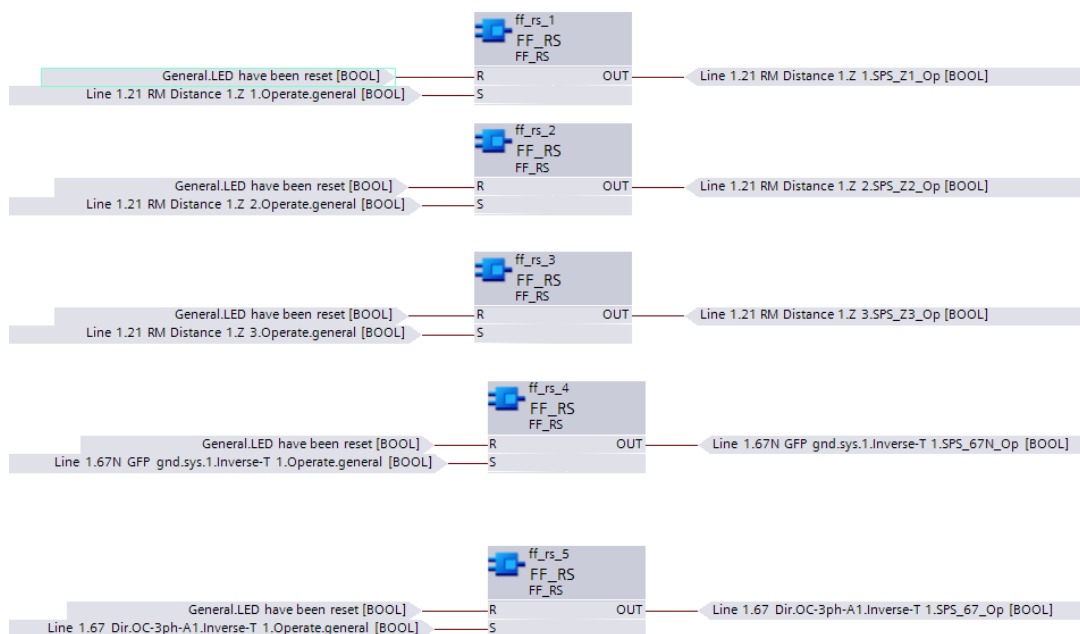


Figura 4.3: Implementación del latch (RS) para señales de operación (*operate*) en DIGSI 5.

4.3.2. Señales latch implementadas en el IED SEL-411L

En el IED SEL-411L se configuraron señales latch equivalentes con el propósito de mantener la continuidad lógica dentro del esquema IEC 61850 multi-marca. Estas señales representan estados persistentes derivados de la operación del relé principal, asegurando que la indicación de *operate* no desaparezca inmediatamente después del despeje de la falla.

En este dispositivo, el latch se empleó principalmente para la gestión de señales *GOOSE* asociadas a disparos remotos e *Intertripping*. De esta forma, los eventos críticos permanecen disponibles para supervisión desde el sistema *SCADA* y para interacción con funciones de respaldo.

Esta implementación permitió replicar funcionalmente la lógica RS desarrollada en el IED Siemens, manteniendo compatibilidad operativa dentro del sistema IEEE de 9 barras sin depender de un único fabricante.

En la figura 4.4 se puede ver la logica de los Latch.

```
Protection Free-Form Logic Settings: PROTSEL1 - PROTSEL250

1 PLT01S := PB1_PUL AND NOT PLT01 # 87L ENABLED
2 PLT01R := PB1_PUL AND PLT01
3 PLT02S := PB2_PUL AND NOT PLT02 # COMM SCHEME ENABLED
4 PLT02R := PB2_PUL AND PLT02
5
6 PLT04S := PB4_PUL AND NOT PLT04 # RELAY TEST MODE
7 PLT04R := PB4_PUL AND PLT04
8
9 PLT06S := PB6_PUL AND NOT PLT06 # MANUAL CLOSE ENABLED
10 PLT06R := PB6_PUL AND PLT06
11 PLT07S := PB7_PUL AND NOT PLT07 # RECLOSE ENABLED
12 PLT07R := PB7_PUL AND PLT07
13
14
15
16 ##### LOGICAS TRAINING MAYO #####
17 PSV01 := IN301 # EJEMPLO PSV
18 PCT01IN := PB1 # EJEMPLO VARIABLE TEMPORIZADA
19 PCT01PU := 30.000000
20 PCT01DO := 45.000000
21 PMV01 := IAWFM * CTRW / 1000.000000 # EJEMPLO MATH VARIABLE
22
23
24 PLT03S := Z1PT OR Z1GT
25 PLT03R := TRGTR
26 PSV02 := PLT03
27
28 PLT05S := Z2PT OR Z2GT
29 PLT05R := TRGTR
30 PSV03 := PLT05
31
32 PLT08S := Z3PT OR Z3GT
33 PLT08R := TRGTR
34 PSV04 := PLT08
35
36 PLT09S := 67P1 OR 67G1 OR 50P1 OR 50G1
37 PLT09R := TRGTR
38 PSV05 := PLT09
39
40 PLT10S := VB002
41 PLT10R := TRGTR
42 PSV06 := PLT10
43
```

Figura 4.4: Implementación de señales latch en el IED SEL-411L para operación persistente.

4.3.3. Señales latch implementadas en el IED Schneider PowerLogic P5F30

En el IED Schneider PowerLogic P5F30 se definieron señales binarias tipo latch orientadas principalmente a los ensayos de comunicación bajo IEC 61850. Estas señales conservaron activos los estados asociados a funciones direccionales y eventos de protección durante las pruebas de intercambio de información.

El uso del latch en este equipo permitió estabilizar la visualización de estados dentro del esquema GOOSE y su transmisión mediante servicios MMS, facilitando la validación del flujo de datos entre dispositivos (Figura 4.5).

De esta manera, se logró homogeneizar el comportamiento de los equipos multi-marca en el entorno de laboratorio, asegurando que la lógica configurada en DIGSI 5 pudiera ser correctamente interpretada y supervisada por dispositivos externos.

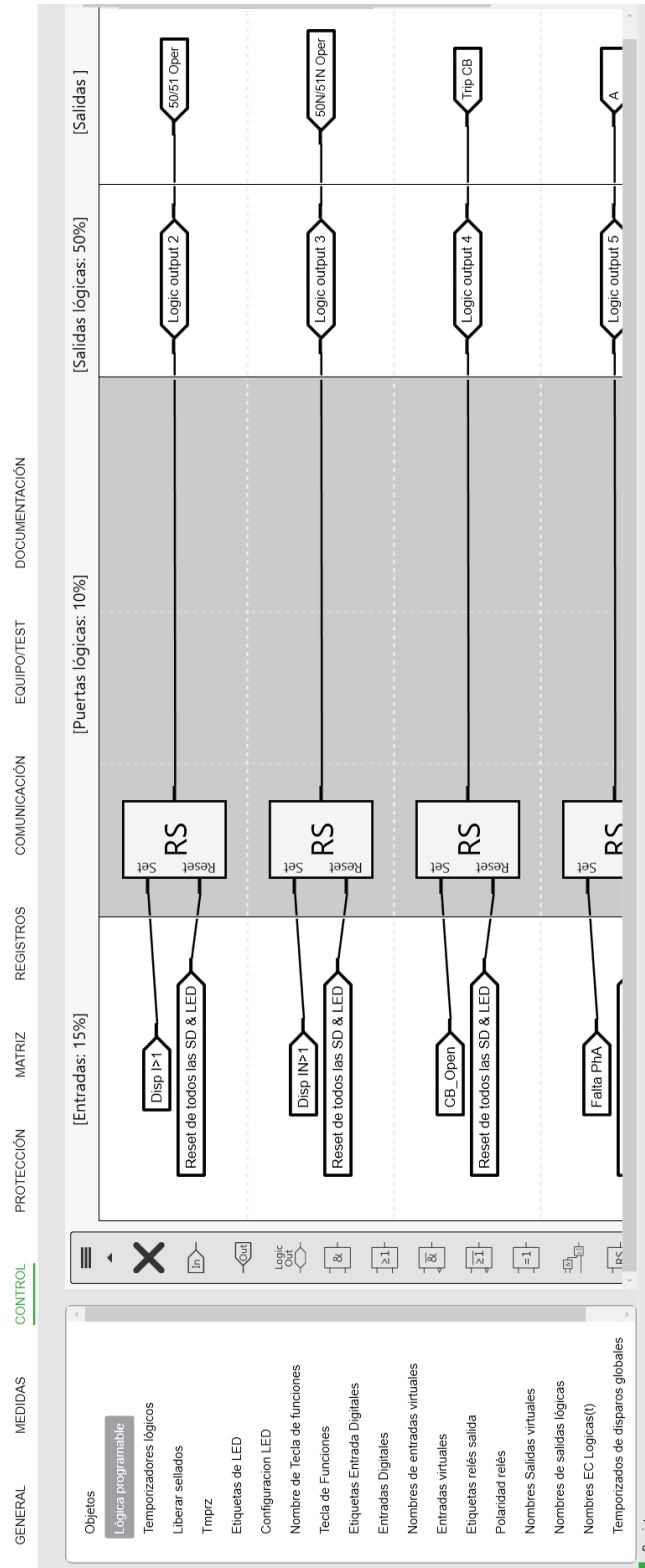


Figura 4.5: Señales latch configuradas en el IED Schneider PowerLogic P5F30.

4.4. Recopilación de datos necesarios para la integración SCADA.

Cada IED dispone de un software propietario para la configuración de servicios bajo el estándar IEC 61850, por lo que fue necesario definir las señales de salida que serían publicadas y posteriormente importadas en la RTU mediante bloques de reporte.

Para este propósito, se generaron dos *datasets* en cada IED, asociados a sus respectivos Report Control Blocks (RCB). El primer conjunto corresponde a las magnitudes eléctricas, incluyendo mediciones de voltaje, corriente y potencia. Este *dataset* fue vinculado a un *Unbuffered Report Control Block* (URCB), ya que se requiere una actualización continua de las variables para supervisión en tiempo real. De esta manera, las señales de medida se transmiten de forma instantánea, permitiendo una representación precisa de las condiciones operativas del sistema.

El segundo *dataset* agrupa el estado del interruptor (XCBR), las señales asociadas a las funciones de protección de cada IED y las salidas virtuales configuradas para lógica interna y comunicación. Este conjunto fue asociado a un *Buffered Report Control Block* (BRCB), garantizando que los eventos críticos permanezcan almacenados y puedan ser transmitidos incluso ante posibles interrupciones temporales de comunicación.

El protocolo MMS se utiliza para la comunicación cliente-servidor entre los IEDs y la RTU Novatech, permitiendo la supervisión de estados, mediciones y comandos de control desde el sistema SCADA.

4.4.1. IED Siemens – Configuración de Recopilación de Datos IEC 61850

En el IED Siemens, la recopilación de datos se realizó mediante la configuración de *datasets* y Report Control Blocks dentro del entorno DIGSI 5 como se muestra en la Figura 4.6. Se definieron conjuntos de datos para magnitudes eléctricas y estados de protección, asegurando su correcta publicación hacia la RTU a través de servicios MMS conforme al modelo IEC 61850.

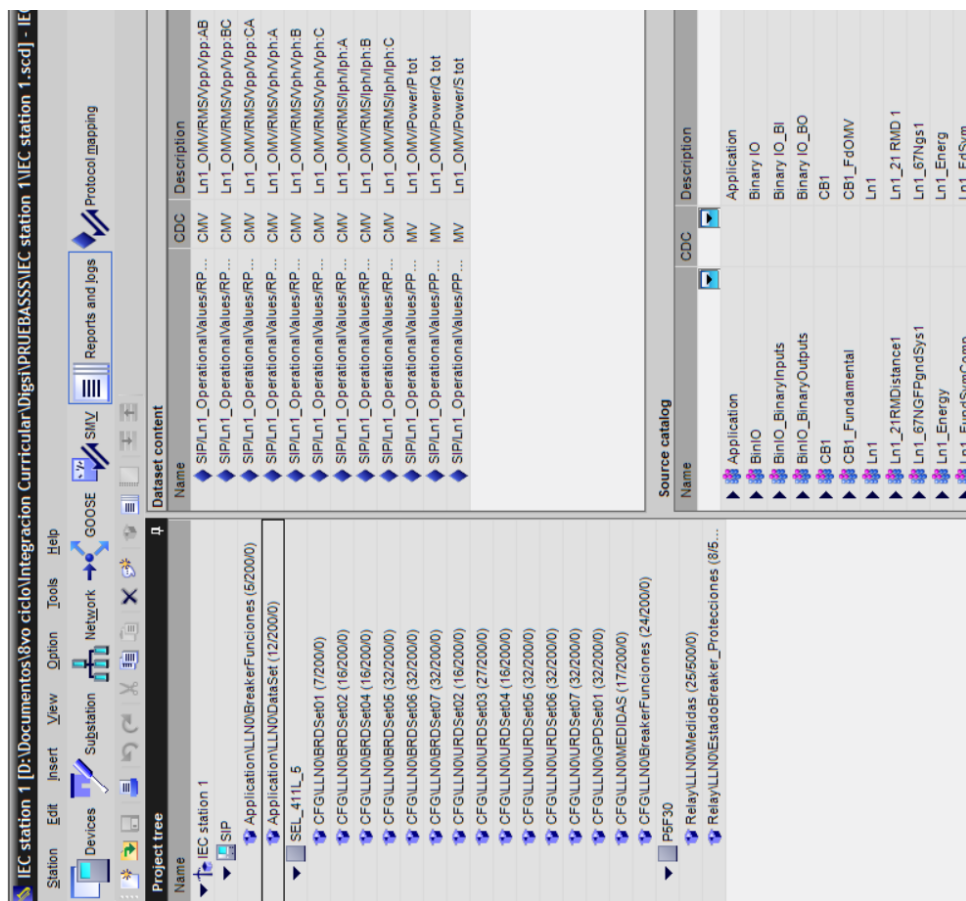


Figura 4.6: Mensajería MMS del IED en IEC 61850 System Configurator.

4.4.2. IED SEL-411L – Configuración de Reportes y Señales IEC 61850

En el IED SEL-411L, la recopilación de información se efectuó mediante la definición de *datasets* y bloques de reporte en el software AcSELeRator Architect (Figura 4.7). Se estructuraron señales de medición y eventos de protección para su transmisión hacia la RTU, garantizando coherencia con el esquema de comunicación multi-marca implementado.

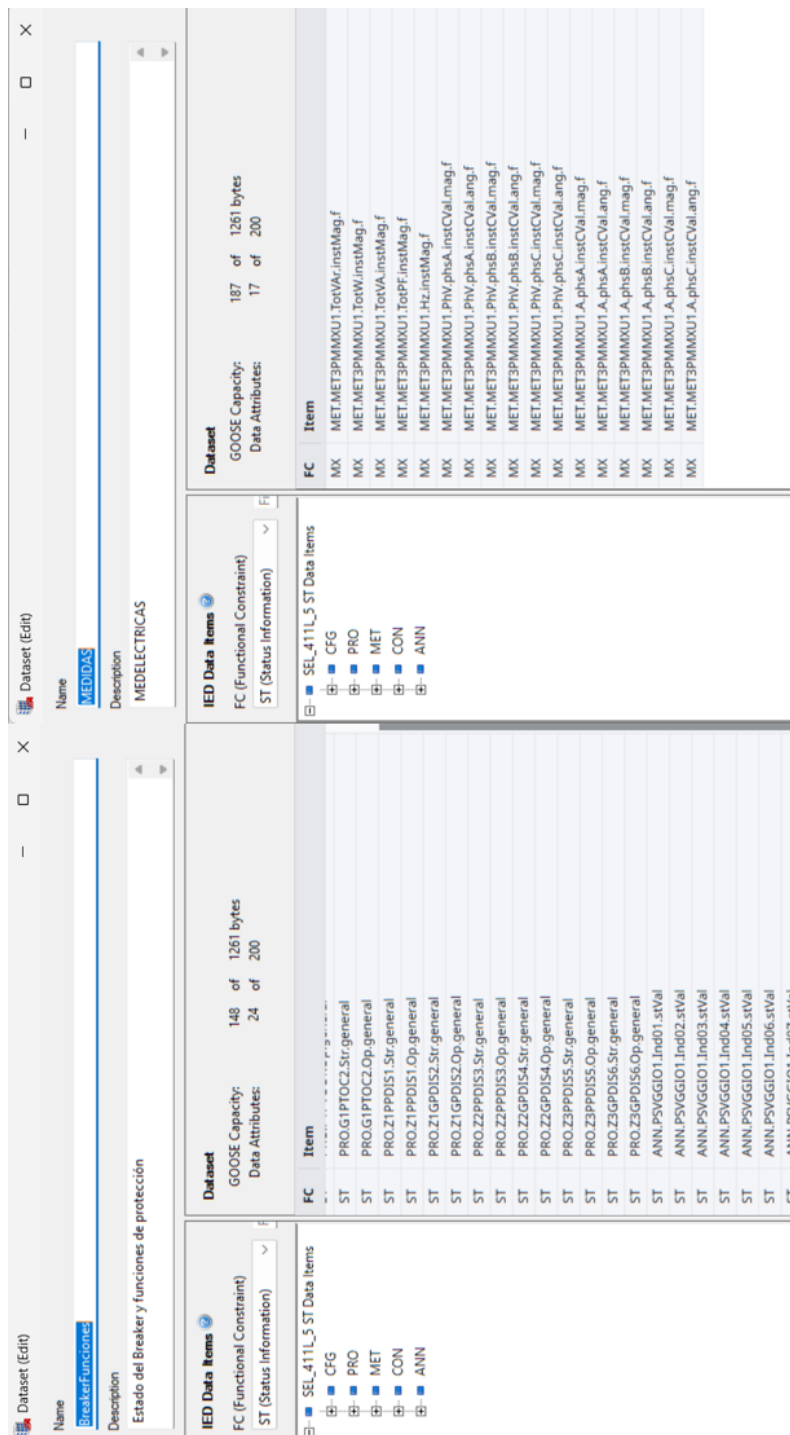


Figura 4.7: Datos recopilados del SEL 411L

4.4.3. IED Schneider PowerLogic P5F30 – Publicación de Señales y Reportes IEC 61850

En el IED Schneider PowerLogic P5F30, la recopilación de datos se configuró a través de *datasets* asociados a bloques de reporte MMS dentro del entorno CET850. Se organizaron magnitudes eléctricas, estados del interruptor y señales de protección

para su supervisión y validación en el sistema de pruebas (Figura 4.8).

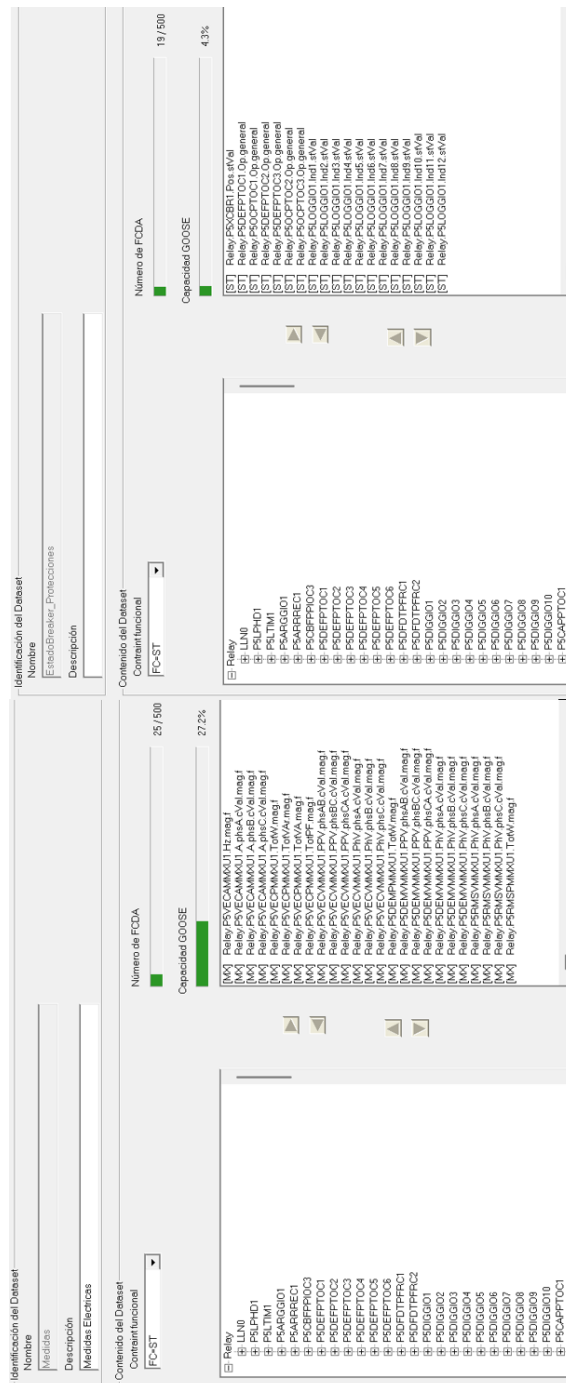


Figura 4.8: Datos recopilados del Schneider PowerLogic P5F30

4.4.4. Desarrollo de archivos de configuración para la estación en DIGSI 5

En el estándar IEC 61850, la configuración y descripción de los dispositivos se realiza mediante archivos en formato SCL (Substation Configuration Language), los cuales permiten modelar tanto las capacidades del IED como su integración

dentro del sistema de subestación. Los principales tipos de archivos utilizados son los siguientes:

- **ICD (IED Capability Description):** Contiene la descripción completa de las capacidades del IED proporcionadas por el fabricante. Incluye la estructura de Dispositivos Lógicos (LD), Nodos Lógicos (LN), Objetos de Datos (DO) y los servicios de comunicación soportados. Representa el modelo base del equipo sin configuración específica de proyecto.
- **CID (Configured IED Description):** Corresponde a la versión configurada del IED para un proyecto determinado. Incluye los *datasets*, Report Control Blocks (RCB), señales seleccionadas para publicación y parámetros específicos de comunicación. Este archivo es el que finalmente se descarga al dispositivo.
- **SCD (Substation Configuration Description):** Contiene la configuración completa del sistema de subestación, integrando todos los IEDs del proyecto, sus interconexiones lógicas, servicios de comunicación (GOOSE, MMS) y asignaciones de red.
- **IID (Instantiated IED Description):** Es una versión parcial del archivo SCD que contiene únicamente la configuración instanciada de un IED dentro del proyecto, facilitando su intercambio entre herramientas de ingeniería.

En este contexto, aunque el archivo *ICD* contiene todos los nodos lógicos disponibles en el equipo, mediante el software de comunicación de cada dispositivo se desarrollan los *datasets* y se seleccionan las señales que serán publicadas en la red IEC 61850. Este proceso genera el archivo *CID*, el cual define el comportamiento operativo del IED dentro del esquema de comunicación implementado.

4.5. Estructura lógica de la estación IEC 61850 – Vista Single Line

Una vez importados los archivos IID/ICD y definida la topología de la subestación, se procedió a verificar la estructura lógica de la estación IEC 61850 mediante la vista *Single-line configuration* del System Configurator como se muestra en la Figura 4.9. En esta etapa se realizó la asignación de los *Circuit Breakers* (XCBR) correspondientes a cada uno de los IEDs, integrando los dispositivos Siemens SIPROTEC 7SA86, SEL-411L y Schneider PowerLogic P5F30 dentro de la jerarquía funcional de la subestación. Esta vista permite observar la relación entre el nivel de voltaje, los equipos primarios y los nodos lógicos asociados a cada interruptor, asegurando la

coherencia del modelo antes de la configuración de servicios IEC 61850 como GOOSE y MMS.

Single-line configuration	
Name	Path
IEC station 1	
Substation	*
VoltageLevel	*
7SA86	*
CBR	*
XCBR	SIP\CB1\XCBR1
SEL411L	*
CBR	*
XCBR	SEL_411L_5\PRO\BK1\XCBR1
P5F30	*
CBR	*
XCBR	P5F30\Relay\P5\XCBR1

Figura 4.9: Vista Single-line de la estación IEC 61850 configurada en DIGSI 5.

4.6. Configuración de red y direccionamiento IP de los IEDs

Posteriormente, se configuró la red de comunicaciones IEC 61850 asignando direcciones IP a cada dispositivo dentro de la subred de laboratorio (Figura 4.10). Esta configuración permite habilitar los servicios GOOSE y MMS entre los IEDs, asegurando la interoperabilidad entre fabricantes y la correcta sincronización de eventos de protección.

Subnets		
Name	IED Description	IP address
IEC station 1		
New devices		
IEC		
SIP/E	7SA86	192.168.1.63
SEL_411L_5/S1		192.168.1.24
P5F30/AP1		192.168.1.22

Figura 4.10: Configuración de red IEC 61850 y direccionamiento IP de los IEDs en DIGSI 5.

4.7. Servicios de comunicación IEC 61850

4.7.1. Mensajería GOOSE – Siemens SIPROTEC 7SA86

El IED Siemens SIPROTEC 7SA86 se configura como publicador principal de señales GOOSE asociadas a las funciones 21, 67 y 67N, así como al estado del interruptor mediante el nodo lógico XCBR como se muestra en la Figura 4.11.

Source	CDC	Description	IEC	Destination	Description
IEC station 1				*	
SEL411L				*	
P5F30				*	
7SA86				*	
SIPICB1/LLNO/DataSet (4/200)			<input checked="" type="checkbox"/>	*	
SIPICB1/PTRC1/SPS	SPS	CB1/Trip logic/SPS_Trip_Remoto_Z1			
SIPICB1/PTRC1/SPS/Status value	SPC	CB1/Trip logic/SPS_Trip_Remoto_...		SEL_411L_5/CFG/LLNO	Data Sets, Control Blocks, and Supervision Logical Nodes/LLNO
SIPICB1/PTRC1/SPS1	SPS	CB1/Trip logic/SPS_Remoto_67			
SIPICB1/PTRC1/SPS1/Status value	SPC	CB1/Trip logic/SPS_Remoto_67/ST...		SEL_411L_5/CFG/LLNO	Data Sets, Control Blocks, and Supervision Logical Nodes/LLNO

Figura 4.11: Dataset GOOSE configurado en el IED Siemens SIPROTEC 7SA86.

4.7.2. Mensajería GOOSE – SEL-411L

El IED SEL-411L opera como suscriptor de mensajes GOOSE provenientes del relé principal, permitiendo implementar esquemas de Intertripping y respaldo mediante señales binarias IEC 61850 (Figura 4.12).

Source	CDC	Description	IEC	Destination	Description
SEL411L				*	
SEL_411L_5/CFG/LLNO/BreakerFunciones (24/200)			<input checked="" type="checkbox"/>	*	
SEL_411L_5/PRO/DC1CSW11/Pos	DPC	Protection/DC1CSW11/Pos			
SEL_411L_5/PRO/IP1PTOC1/Str	ACD	Protection/IP1PTOC1/ACD - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/IP1PTOC1/Op	ACT	Protection/IP1PTOC1/ACT - Non-Ph...			
SEL_411L_5/PRO/G1PTOC2/Str	ACD	Protection/G1PTOC2/ACD - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/G1PTOC2/Op	ACT	Protection/G1PTOC2/ACT - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z1PPDIS1/Str	ACD	Protection/Z1PPDIS1/ACD - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z1PPDIS1/Op	ACT	Protection/Z1PPDIS1/ACT - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z1PPDIS1/Op/3-pole	SPC	Protection/Z1PPDIS1/ACT - Non-P...		SIP/UD1/USER1/SPS10	UD1/User-def. FB 1/SPS_Z1PPDIS1
SEL_411L_5/PRO/Z1GPDIS2/Str	ACD	Protection/Z1GPDIS2/ACD - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z1GPDIS2/Op	ACT	Protection/Z1GPDIS2/ACT - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z1GPDIS2/Op/3-pole	SPC	Protection/Z1GPDIS2/ACT - Non-P...		SIP/UD1/USER1/SPS11	UD1/User-def. FB 1/SPS_Z1GPDIS2
SEL_411L_5/PRO/Z2PPDIS3/Str	ACD	Protection/Z2PPDIS3/ACD - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z2PPDIS3/Op	ACT	Protection/Z2PPDIS3/ACT - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z2GPDIS4/Str	ACD	Protection/Z2GPDIS4/ACD - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z2GPDIS4/Op	ACT	Protection/Z2GPDIS4/ACT - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z3PPDIS5/Str	ACD	Protection/Z3PPDIS5/ACD - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z3PPDIS5/Op	ACT	Protection/Z3PPDIS5/ACT - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z3PPDIS5/Op/3-pole	SPC	Protection/Z3PPDIS5/ACT - Non-P...		SIP/UD1/USER1/SPS12	UD1/User-def. FB 1/SPS_Z3PPDIS5
SEL_411L_5/PRO/Z3GPDIS6/Str	ACD	Protection/Z3GPDIS6/ACD - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z3GPDIS6/Op	ACT	Protection/Z3GPDIS6/ACT - Non-P...			
SEL_411L_5/PRO/Z3GPDIS6/Op/3-pole	SPC	Protection/Z3GPDIS6/ACT - Non-P...		SIP/UD1/USER1/SPS13	UD1/User-def. FB 1/SPS_Z3GPDIS6
SEL_411L_5/ANN/PSVGGIO1/Ind01	SPS	Annunciation/PSVGGIO1/SPS - Co...			
SEL_411L_5/ANN/PSVGGIO1/Ind02	SPS	Annunciation/PSVGGIO1/SPS - Co...			
SEL_411L_5/ANN/PSVGGIO1/Ind02/Status value	SPC	Annunciation/PSVGGIO1/SPS - Co...		SIP/UD1/USER1/SPS	UD1/User-def. FB 1/SPS_PSV_IND02
SEL_411L_5/ANN/PSVGGIO1/Ind03	SPS	Annunciation/PSVGGIO1/SPS - Co...			
SEL_411L_5/ANN/PSVGGIO1/Ind04	SPS	Annunciation/PSVGGIO1/SPS - Co...			
SEL_411L_5/ANN/PSVGGIO1/Ind04/Status value	SPC	Annunciation/PSVGGIO1/SPS - Co...		SIP/UD1/USER1/SPS1	UD1/User-def. FB 1/SPS_PSV_IND04

Figura 4.12: Configuración de suscripción GOOSE en el IED SEL-411L.

4.7.3. Mensajería GOOSE – Schneider PowerLogic P5F30

El IED Schneider PowerLogic P5F30 participa en la mensajería GOOSE para supervisión y coordinación de señales direccionales del alimentador, integrándose al esquema IEC 61850 del sistema (Figura 4.13).

Source	CDC	Description	IEC	Destination	Description
IEC station 1				*	
SEL411L				*	
P5F30				*	
P5F30/Relay/LLN0/EstadoBreaker_Protecciones (8/5...			<input checked="" type="checkbox"/>	*	
PSF30/Relay/P5DEFPTOC1/Op	ACT	EasergyP5 Relay Domain/Dir. E/F o...			
PSF30/Relay/P5DEFPTOC1/Op/3-pole	SPC	EasergyP5 Relay Domain/Dir. E/F o...		SIPIUD1/USER1/SPS6	UD1/User-def. FB 1/SPS_DEFPTOC1
PSF30/Relay/P5OCPTOC1/Op	ACT	EasergyP5 Relay Domain/Phase ov...			
PSF30/Relay/P5OCPTOC1/Op/3-pole	SPC	EasergyP5 Relay Domain/Phase ov...		SIPIUD1/USER1/SPS7	UD1/User-def. FB 1/SPS_OCPTO1
PSF30/Relay/P5DEFPTOC2/Op	ACT	EasergyP5 Relay Domain/Dir. E/F o...			
PSF30/Relay/P5DEFPTOC2/Op/3-pole	SPC	EasergyP5 Relay Domain/Dir. E/F o...		SIPIUD1/USER1/SPS8	UD1/User-def. FB 1/SPS_DEFPTOC2
PSF30/Relay/P5OCPTOC2/Op	ACT	EasergyP5 Relay Domain/Phase ov...			
PSF30/Relay/P5OCPTOC2/Op/3-pole	SPC	EasergyP5 Relay Domain/Phase ov...		SIPIUD1/USER1/SPS9	UD1/User-def. FB 1/SPS_OCPTOC2
PSF30/Relay/P5LOGGIO1/Ind1	SPS	EasergyP5 Relay Domain/Logical o...			
PSF30/Relay/P5LOGGIO1/Ind1/Status value	SPC	EasergyP5 Relay Domain/Logical o...		SIPIUD1/USER1/SPS2	UD1/User-def. FB 1/SPS_P5LOGGIO_IND01
PSF30/Relay/P5LOGGIO1/Ind2	SPS	EasergyP5 Relay Domain/Logical o...			
PSF30/Relay/P5LOGGIO1/Ind2/Status value	SPC	EasergyP5 Relay Domain/Logical o...		SIPIUD1/USER1/SPS3	UD1/User-def. FB 1/SPS_P5LOGGIO_IND02
PSF30/Relay/P5LOGGIO1/Ind3	SPS	EasergyP5 Relay Domain/Logical o...			
PSF30/Relay/P5LOGGIO1/Ind3/Status value	SPC	EasergyP5 Relay Domain/Logical o...		SIPIUD1/USER1/SPS4	UD1/User-def. FB 1/SPS_P5LOGGIO_IND03
PSF30/Relay/P5LOGGIO1/Ind4	SPS	EasergyP5 Relay Domain/Logical o...			
PSF30/Relay/P5LOGGIO1/Ind4/Status value	SPC	EasergyP5 Relay Domain/Logical o...		SIPIUD1/USER1/SPS5	UD1/User-def. FB 1/SPS_P5LOGGIO_IND04

Figura 4.13: Mensajería GOOSE configurada en el IED Schneider PowerLogic P5F30.

4.8. Lógica CFC implementada en DIGSI 5 para señalización y disparo remoto

Adicionalmente, se desarrolló una lógica en *Continuous Function Chart (CFC)* con el propósito de integrar señales latcheadas, condiciones lógicas y señales virtuales empleadas durante los ensayos. Esta implementación permitió consolidar la activación del *operate* general, gestionar la generación de disparos remotos (*Intertripping*) y garantizar la disponibilidad de estados de supervisión, los cuales posteriormente fueron visualizados mediante el sistema *SCADA*(Figura 4.14). La coordinación entre dispositivos se realizó mediante el intercambio de señales *GOOSE*, permitiendo una comunicación rápida y orientada a eventos dentro del esquema *IEC 61850*.

Para la lógica de control se plantearon dos escenarios en los que la comunicación entre *IED* s resulta fundamental. En el primer escenario, considerando que los *IED* s de línea (Siemens y SEL) se encuentran ubicados en la línea 7–8, la operación de la zona 1 (función 21) en cualquiera de los dos dispositivos genera la publicación de una señal *GOOSE* de disparo remoto hacia el otro *IED* . Esto asegura la apertura coordinada en ambos extremos de la línea, aislando la falla sin comprometer el resto del sistema.

En el segundo escenario, ante una falla en la carga conectada a la barra 8, el *IED* Schneider PowerLogic P5F30 ejecuta el disparo correspondiente y simultáneamente envía una señal *GOOSE* de bloqueo hacia el *IED* SEL-411L. De esta manera, se evita su operación innecesaria, ya que la falla ha sido despejada localmente. Este esquema basado en mensajes *GOOSE* garantiza selectividad, rapidez de actuación y coherencia operativa en el sistema de potencia.

En la figura 4.14 se puede ver la lógica de Control desarrollada en el DIGSI 5:

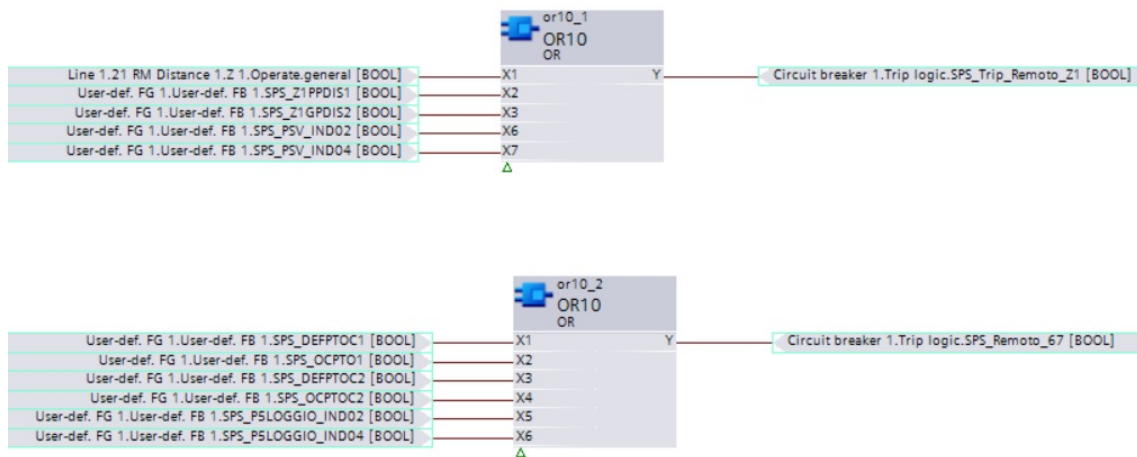


Figura 4.14: Lógica CFC implementada en DIGSI 5 para la integración de señales de operación y disparo remoto.

Después de generar las señales que serían recibidas principalmente por el IED SEL-411L, se procedió a desarrollar el archivo *.cid* en el software *AcSELerator Architect*. En este entorno se asignaron las señales publicadas mediante GOOSE por el IED Siemens a las entradas virtuales del IED SEL.

Una vez recibidas las señales, se configuró el disparo remoto correspondiente a la zona 1 (Z1) proveniente del Siemens 7SA86, de modo que activara el IED SEL-411L a través de la lógica de disparo (*Trip Logic*). Asimismo, la señal generada por el IED Schneider P5F30 fue asociada a la entrada virtual 2 del SEL-411L, permitiendo su visualización en el sistema SCADA y su posterior utilización dentro de la lógica interna del relé.

A continuación, se presenta la recepción de las señales en *AcSELerator Architect* (Figura 4.15) y su implementación en *AcSELerator QuickSET* (Figura 4.16 - 4.17) :

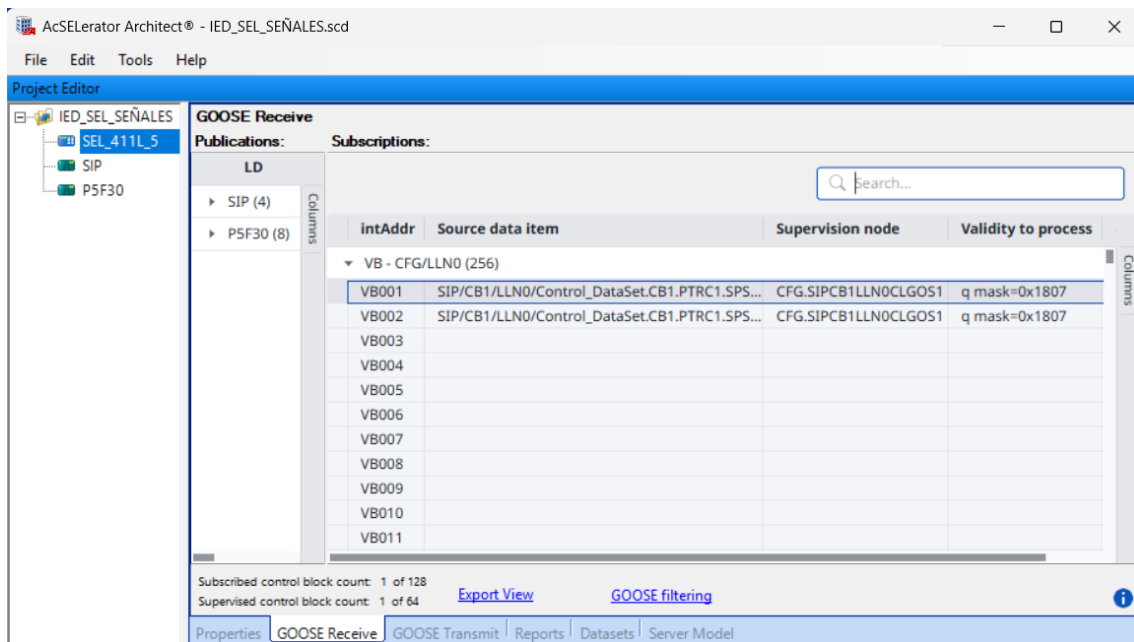


Figura 4.15: Recepción de señales publicadas mediante GOOSE en AcSElerator Architect

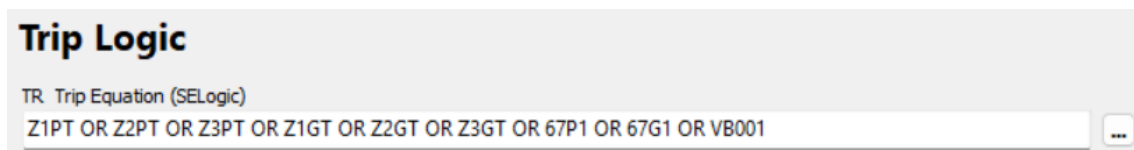


Figura 4.16: Implementación de la señal VB001 en el Trip Logic del SEL 411L

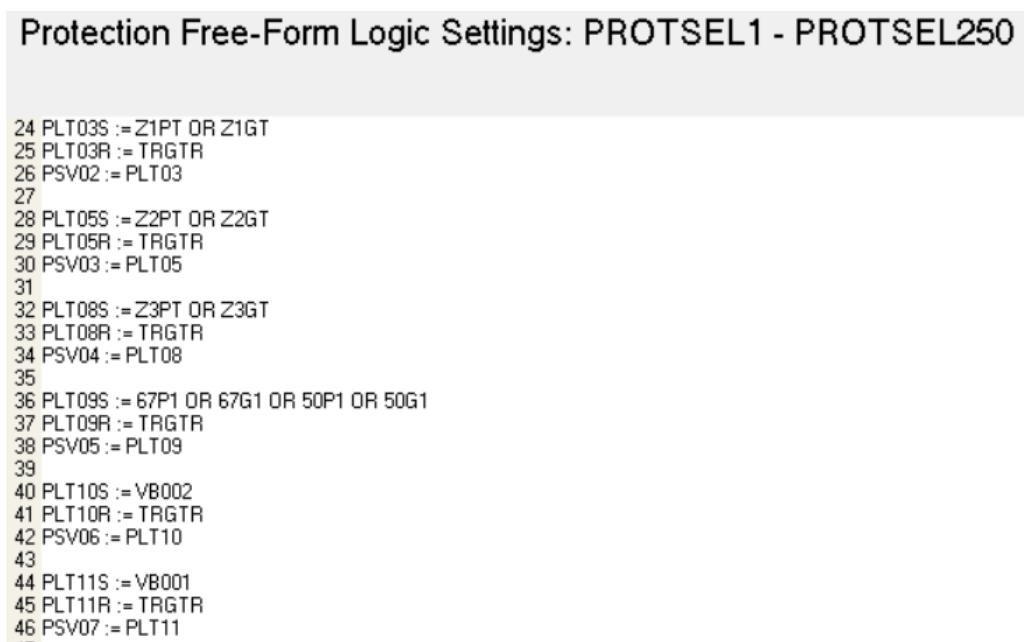


Figura 4.17: Desarrollo de Latch para señal VB002 que se verá en el SCADA

4.9. Integración SCADA

Se generó una estación en la aplicación NCD3, la cual fue posteriormente cargada en la RTU para permitir la supervisión de los IEDs desde el sistema SCADA. Inicialmente, se configuró un nuevo puerto de comunicación utilizando el protocolo IEC 61850 en formato XML (Figura 4.18).

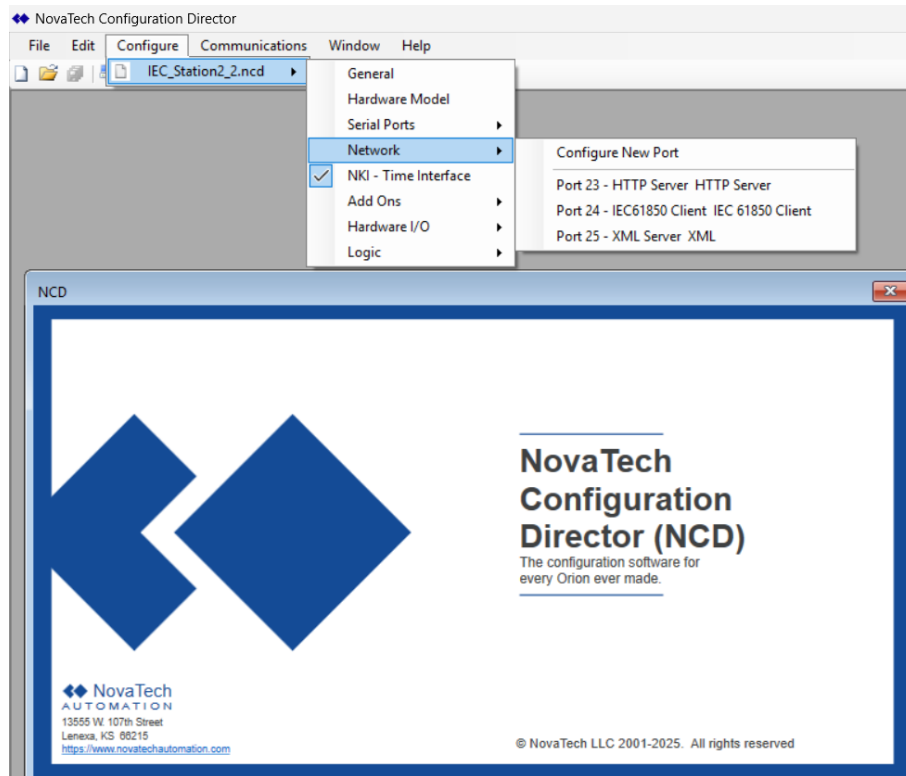


Figura 4.18: Configuración del protocolo IEC 61850 y XML

Una vez que se está en el puerto IEC 61850, se añade un nuevo equipo y se carga la estación configurada en el Digsig 5 que fue exportada anteriormente como archivo SCL (Figura 4.19).

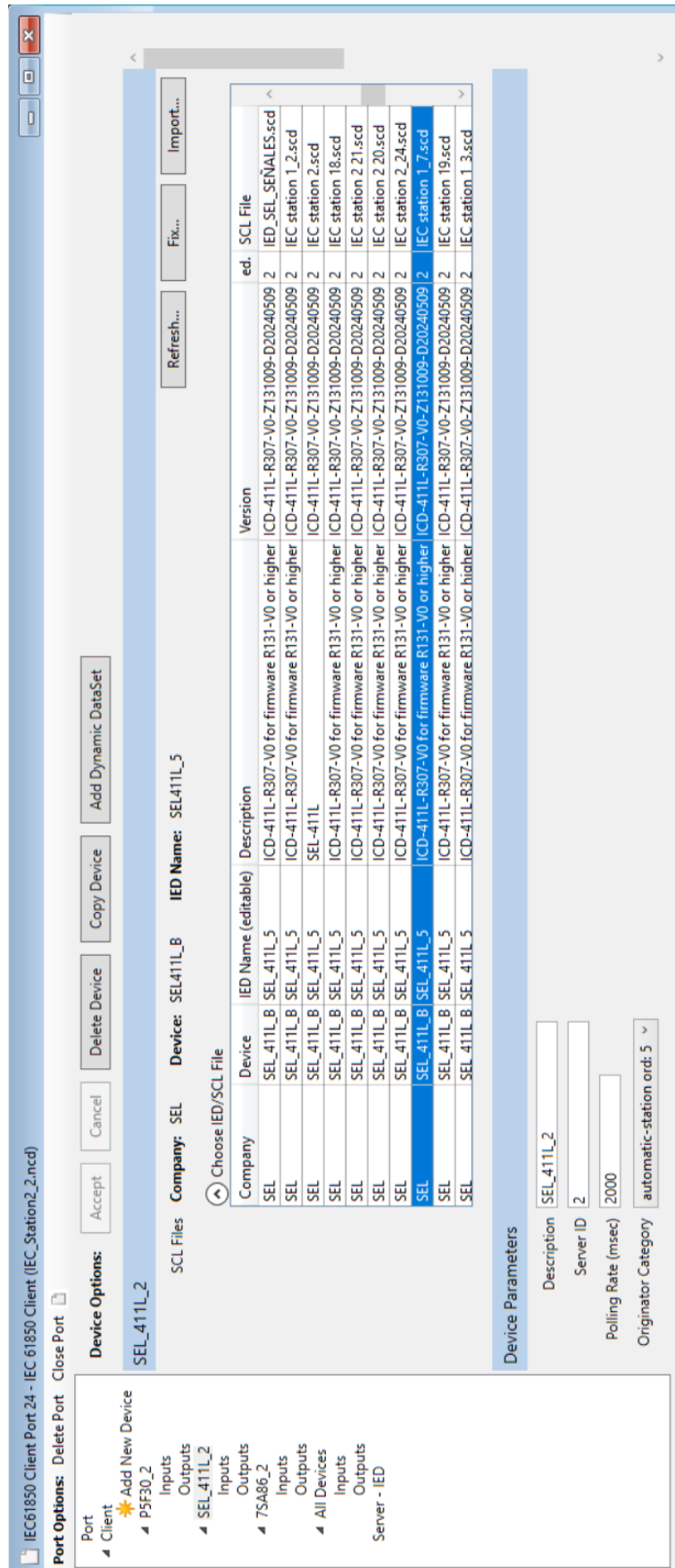


Figura 4.19: Importación de estación IEC 61850 para cada Dispositivo

Las señales, tanto de entrada como de salida, se canalizan en esta misma interfaz. La ilustración 4.20 presenta la Interfaz de entradas que se va a configurar en el software NCD3.

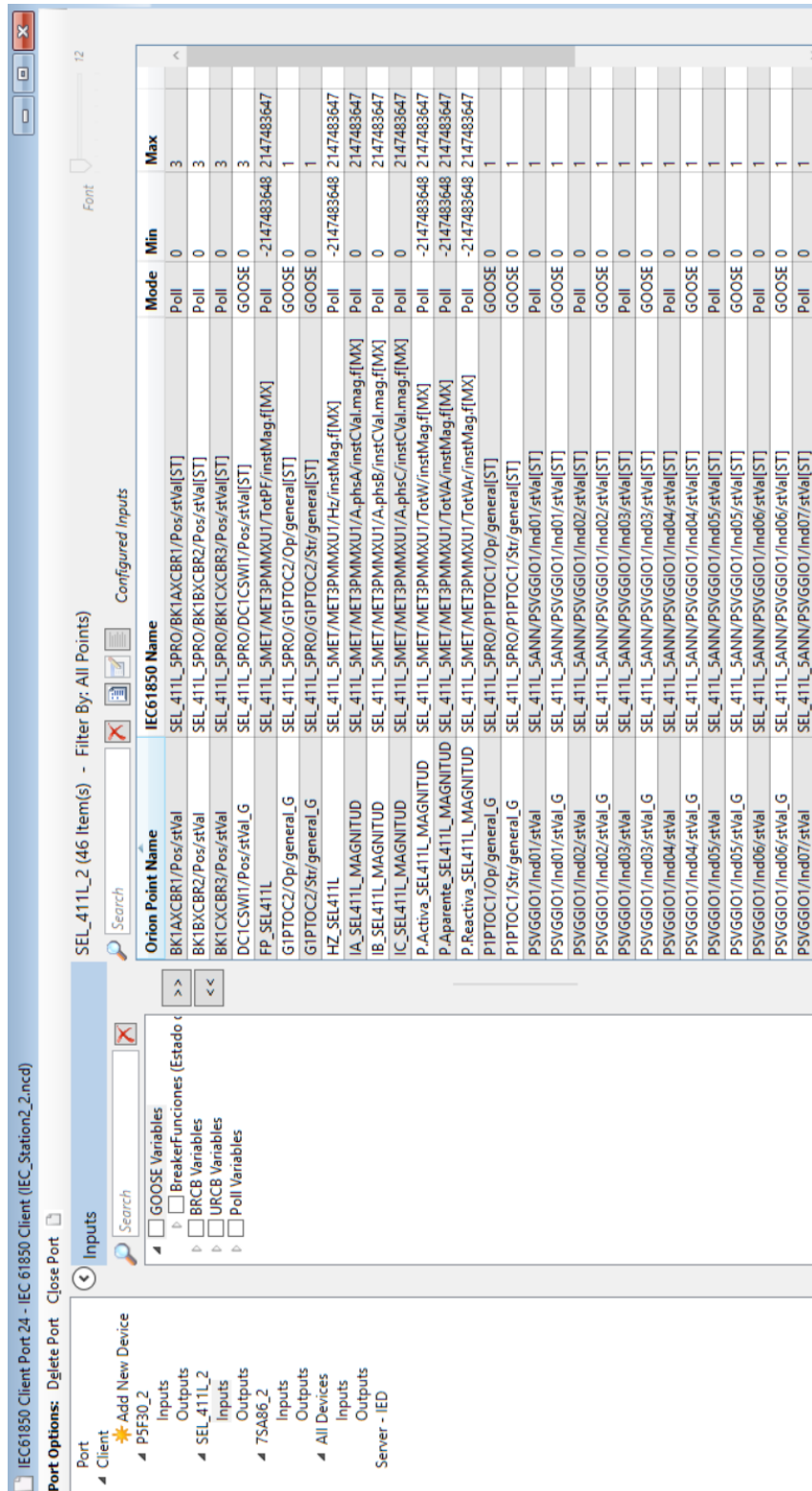


Figura 4.20: Selección de Entradas y Salidas en NCD3 del protocolo IEC 61850

4.9.1. Desarrollo e implementación de interfaces HMI en el sistema SCADA

Una vez configuradas las señales de entrada de la RTU para cada dispositivo definido en la estación creada en NCD3, se procedió a cargar la configuración en la red de la RTU. Posteriormente, se desarrollaron las interfaces HMI del sistema SCADA, las cuales permiten visualizar los datos más relevantes de cada IED dentro del entorno gráfico de supervisión.

Para el diseño de las interfaces se utilizó la aplicación Inkscape, que facilita la creación de esquemas gráficos personalizados. A cada elemento de la interfaz se le asignó una entrada correspondiente de la RTU, permitiendo la interacción dinámica con la imagen y la visualización en tiempo real de las variables y estados de cada IED.

A continuación, se presentan los cuatro archivos desarrollados: uno correspondiente al SCADA general y tres asociados a cada IED. Estos pueden observarse en las Figuras 4.21, 4.22, 4.23 y 4.24.

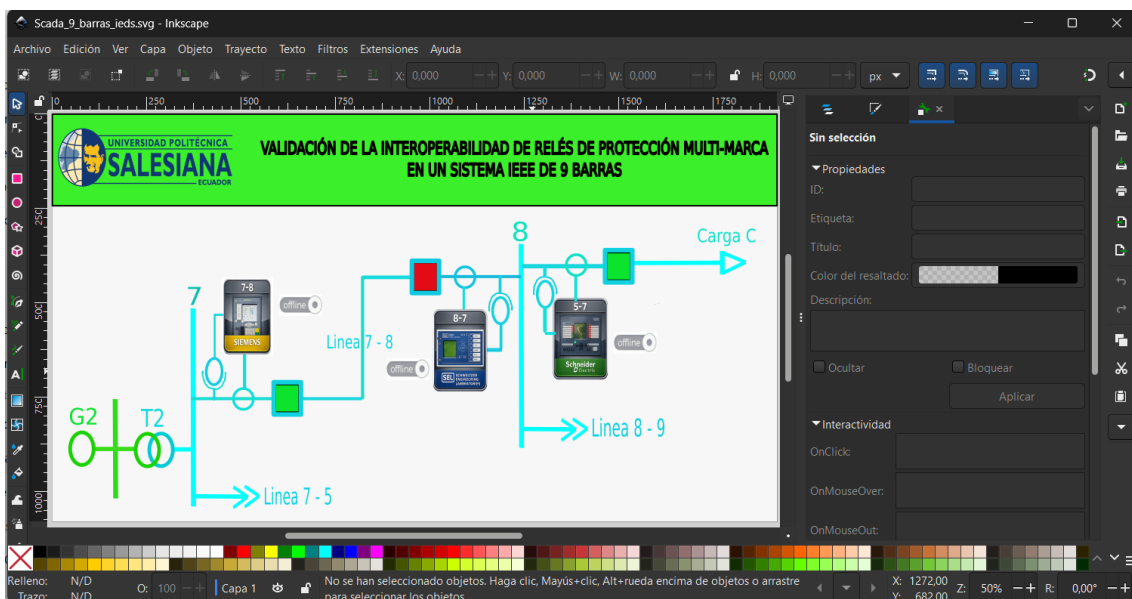


Figura 4.21: Desarrollo de HMI SCADA General

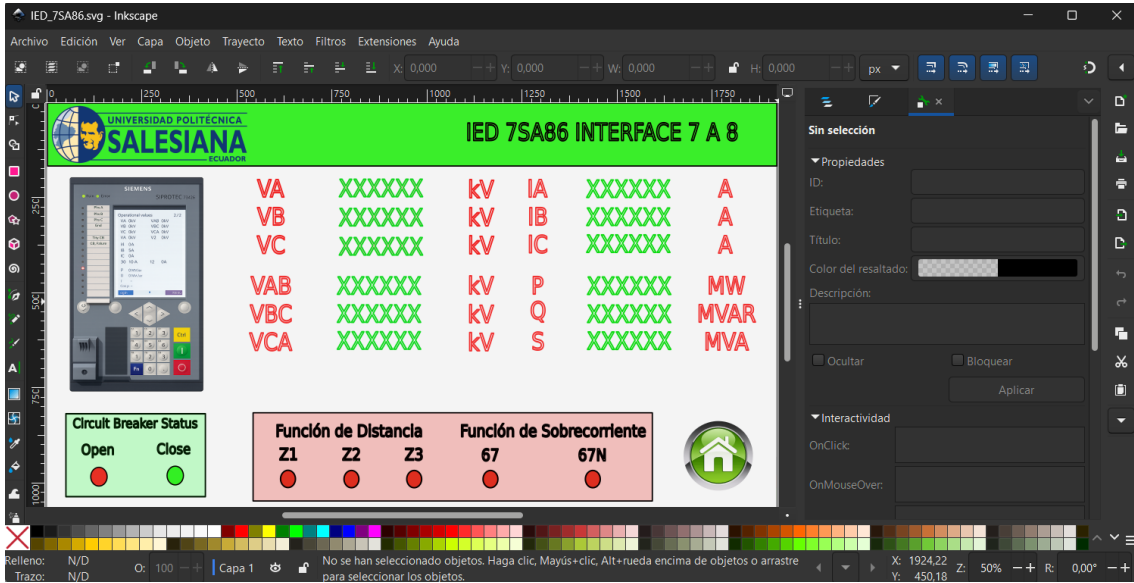


Figura 4.22: Desarrollo de HMI SCADA SIEMENS 7SA86

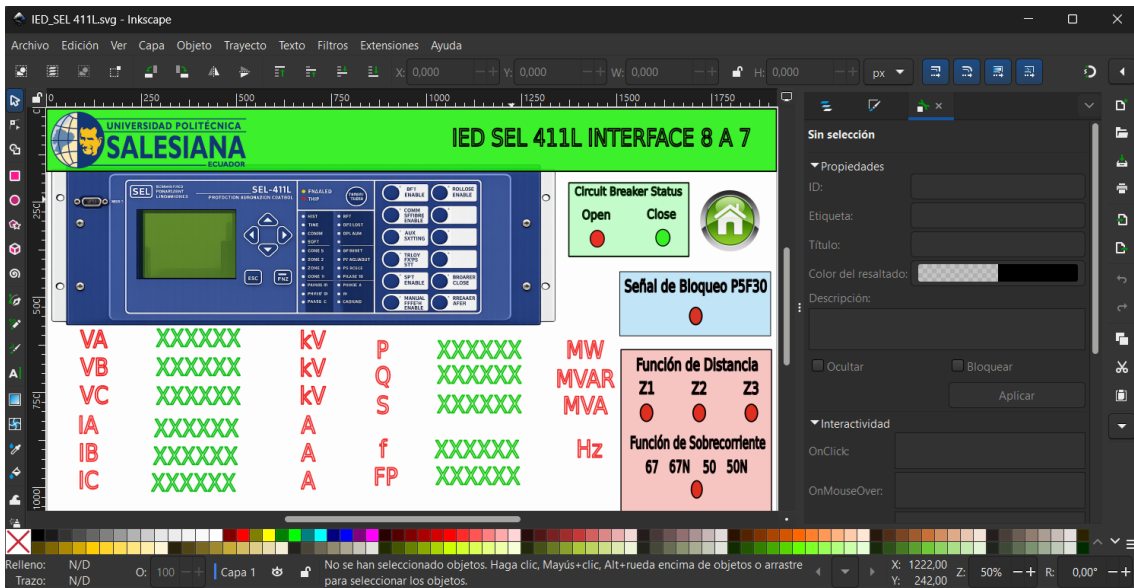


Figura 4.23: Desarrollo de HMI SCADA SEL 411L

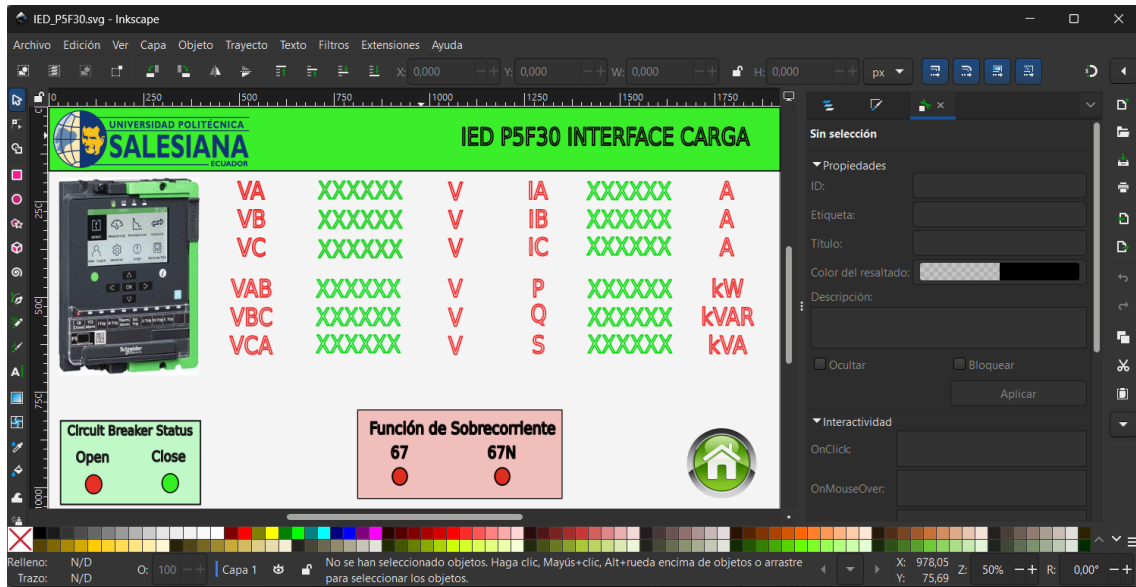


Figura 4.24: Desarrollo de HMI SCADA SCHNEIDER P5F30

CAPÍTULO 5

ENSAYOS DE COMUNICACIÓN IEC 61850 E INTEGRACIÓN SCADA

5.1. Introducción

Este capítulo presenta los ensayos experimentales realizados sobre el sistema de comunicación IEC 61850 implementado en el laboratorio, con el objetivo de validar la interoperabilidad, confiabilidad y desempeño del intercambio de información entre IEDs de diferentes fabricantes y su integración con un sistema SCADA.

Los ensayos se enfocan en la verificación de los servicios GOOSE y MMS, así como en la correcta supervisión y visualización de estados desde una RTU NovaTech Orion conectada a un sistema SCADA. Se evalúan tres escenarios operativos definidos en el Capítulo 4, correspondientes a diferentes ubicaciones de falla dentro del sistema IEEE de 9 barras.

5.2. Objetivos de los ensayos de comunicación

Los ensayos de comunicación persiguen los siguientes objetivos principales:

- Verificar la correcta publicación y suscripción de mensajes GOOSE entre IEDs de distintos fabricantes.
- Confirmar la interoperabilidad funcional en condiciones de disparo y bloqueo.
- Evaluar los tiempos de propagación y reacción asociados a eventos GOOSE.
- Validar la supervisión y el monitoreo de estados mediante servicios MMS.
- Comprobar la integración del sistema de protección con el SCADA a través de una RTU NovaTech.

5.3. Descripción del entorno de laboratorio

Para llevar a cabo las pruebas de comunicación horizontal y vertical entre los IEDs del laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana, sede

Cuenca, fue indispensable asignar direcciones IP a cada uno de los dispositivos involucrados, permitiendo su reconocimiento y gestión a través del switch industrial HIRSCHMANN. Posteriormente, se configuraron los servicios de mensajería en la RTU utilizando el software NCD3 de Novatech, estableciendo el vínculo con las interfaces del sistema SCADA diseñadas en Inkscape. Finalmente, se verificó la operación del interruptor asociado a cada IED mediante el uso de contactores, validando así el correcto funcionamiento del esquema implementado. La secuencia completa del procedimiento se presenta de forma ilustrativa en la Figura 5.1.

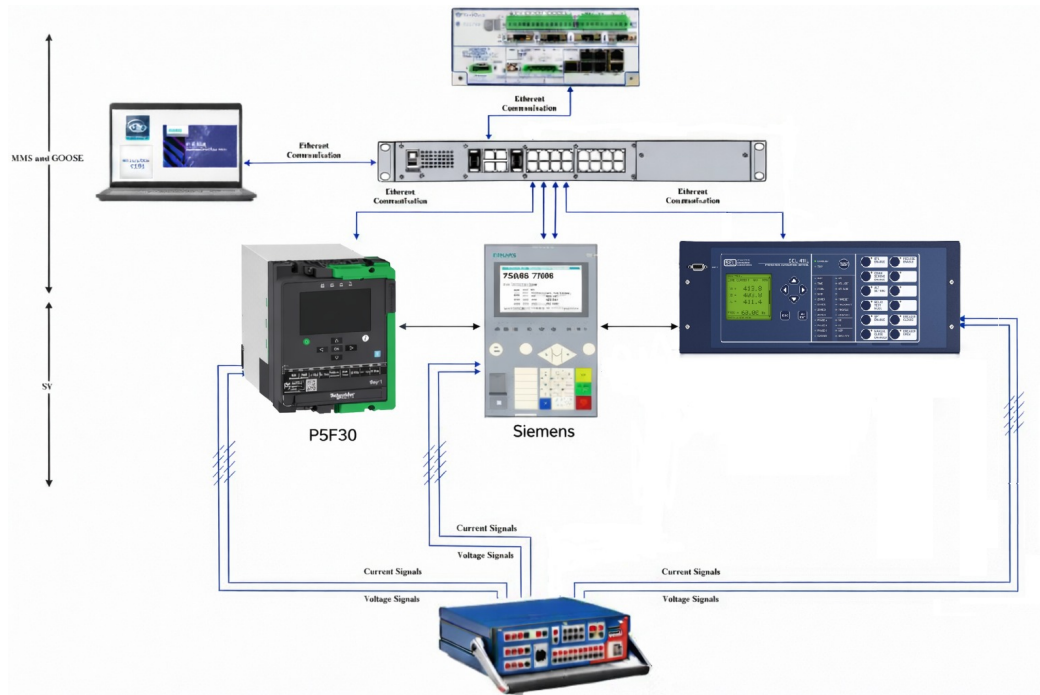


Figura 5.1: Comunicación entre los Dispositivos del SCADA

5.3.1. Arquitectura física del sistema

El banco de pruebas está conformado por tres IEDs de protección conectados mediante una red Ethernet de subestación, utilizando un switch industrial administrable compatible con IEC 61850. La arquitectura incluye además una estación y una RTU para la integración SCADA. En la Figura 5.2 se puede ver el laboratorio donde se han realizado las pruebas de comunicación entre los IEDs.



Figura 5.2: Vista general del laboratorio de ensayos IEC 61850.

5.3.2. Equipos utilizados

- Siemens SIPROTEC 5 7SA86.
- SEL-411L.
- Schneider Electric Easergy P5F30.
- Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020.
- RTU NovaTech Orion.
- Estación SCADA.

5.4. Ensayos de comunicación MMS e integración SCADA

5.4.1. Supervisión de estados y variables

Mediante servicios MMS se supervisan variables de estado, tales como:

- Posición del interruptor (XCBR.Pos).
- Estados de protección (disparo).

- Medidas eléctricas de voltaje, corriente y potencia

A continuación se muestra como el sistema SCADA recopila si los IEDs están conectados y las medidas eléctricas en cada uno de los IEDs como se muestra en las figuras 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6.



Figura 5.3: Visualización de estados IEC 61850 mediante MMS en SCADA - Principal.

IED 7SA86 INTERFACE 7 A 8

VA	134.06	KV	IA	299.80	A
VB	132.75	KV	IB	299.80	A
VC	131.03	KV	IC	299.88	A
VAB	229.81	KV	P	119.35	MW
VBC	229.82	KV	Q	0.67	MVAR
VCA	229.84	KV	S	119.36	MVA

Circuit Breaker Status: Open, Close (indicador verde encendido)

Función de Distancia: Z1, Z2, Z3; Función de Sobrecorriente: 67, 67N

Figura 5.4: Visualización de estados IEC 61850 mediante MMS en SCADA - 7SA86.

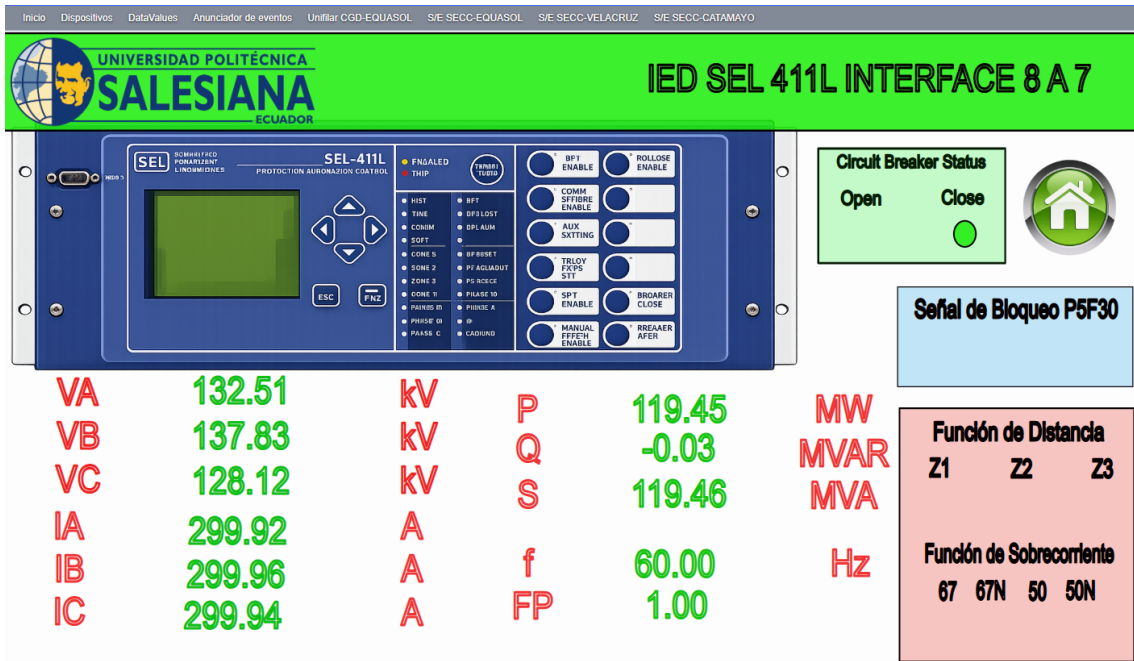


Figura 5.5: Visualización de estados IEC 61850 mediante MMS en SCADA - SEL 411L.

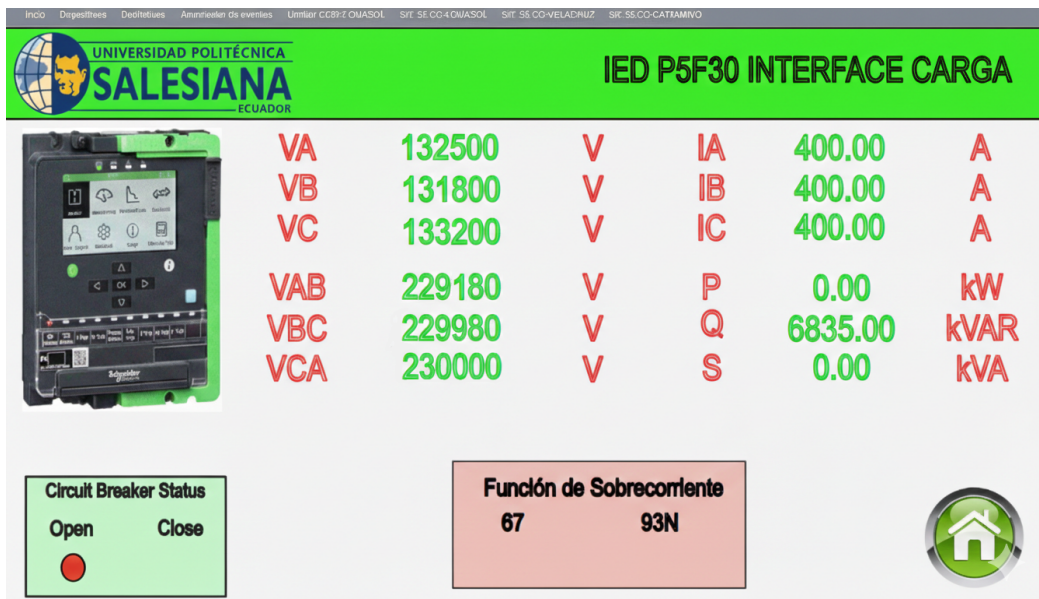


Figura 5.6: Visualización de estados IEC 61850 mediante MMS en SCADA - P5F30.

5.5. Ensayos de comunicación GOOSE

5.5.1. Metodología general

Los ensayos **GOOSE** consisten en provocar eventos de protección simulados o reales que generan señales binarias en los **IEDs** publicadores. Estas señales son

transmitidas mediante mensajes **GOOSE** hacia los **IEDs** suscriptores, donde se verifican las acciones esperadas disparo, bloqueo o confirmación de estado.

La validación se realiza observando:

- Estados internos del **IED** (**HMI**/eventos).
- Mensajes **GOOSE** en el **IEC 61850 System Configurator**.
- Indicaciones en **SCADA**.

5.5.2. Escenario 1: operación por falla detectada en Siemens 7SA86

En el primer escenario se simula una falla en la zona protegida por el relé Siemens SIPROTEC 5 7SA86, correspondiente a una operación en Zona 1 ante condiciones de cortocircuito monofásico o trifásico.

Al detectar la falla, el 7SA86 genera la señal de *Operate*, la cual es publicada mediante mensajes **GOOSE** hacia el relé SEL-411L. El SEL actúa como **IED** suscriptor, ejecutando el disparo remoto conforme a la lógica de **Intertripping** configurada. En la figura 5.7 se puede notar que el **IED** 7SA86 está conectado a los terminales de voltaje y corriente de la maleta; sin embargo, la maleta recibe la señal de disparo del **IED** SEL 411L.



Figura 5.7: Escenario 1 – Intertripping Siemens 7SA86 hacia SEL-411L en Zona 1.

Durante el ensayo se verificó:

- Activación del *Operate* y *Trip* en el 7SA86.
- Publicación del mensaje **GOOSE** hacia el SEL-411L.
- Recepción correcta del evento y ejecución del disparo en el SEL.

5.5.3. Escenario 2: operación por falla detectada en SEL-411L

El segundo escenario evalúa la operación inversa del esquema de comunicación. Se provoca una falla en la zona protegida por el SEL-411L, generando señales de disparo en Zona 1 ante condiciones monofásicas o trifásicas.

El SEL-411L publica mediante **GOOSE** las señales de *Trip* y *Operate*, las cuales son recibidas por el Siemens 7SA86, permitiendo validar la interoperabilidad bidireccional entre **IEDs** de diferentes fabricantes. En la figura 5.8 se puede notar que el **IED** SEL 411L está conectado a los terminales de voltaje y corriente de la maleta; sin embargo, la maleta recibe la señal de disparo del **IED** 7SA86.



Figura 5.8: Escenario 2 – Intertipping SEL-411L hacia Siemens 7SA86.

Se comprobó que:

- El SEL-411L detecta la falla y genera la señal de disparo.

- El Siemens 7SA86 recibe correctamente el mensaje **GOOSE**.
- Se ejecuta la lógica de operación remota en el 7SA86.

5.5.4. Escenario 3: bloqueo por falla en el IED Easergy P5F30

El tercer escenario analiza la condición de falla o indisponibilidad del **IED** Schneider Electric Easergy P5F30. Ante esta situación, el sistema genera una señal de bloqueo enviada hacia el relé SEL-411L mediante comunicación **IEC 61850**.

Este bloqueo evita operaciones indebidas del SEL cuando la señal proveniente del P5F30 deja de estar disponible, garantizando la selectividad y seguridad operativa del esquema de protección. La siguiente figura muestra el **SCADA** donde se puede ver que el **IED** SEL 411L ha recibido la señal de Bloqueo.

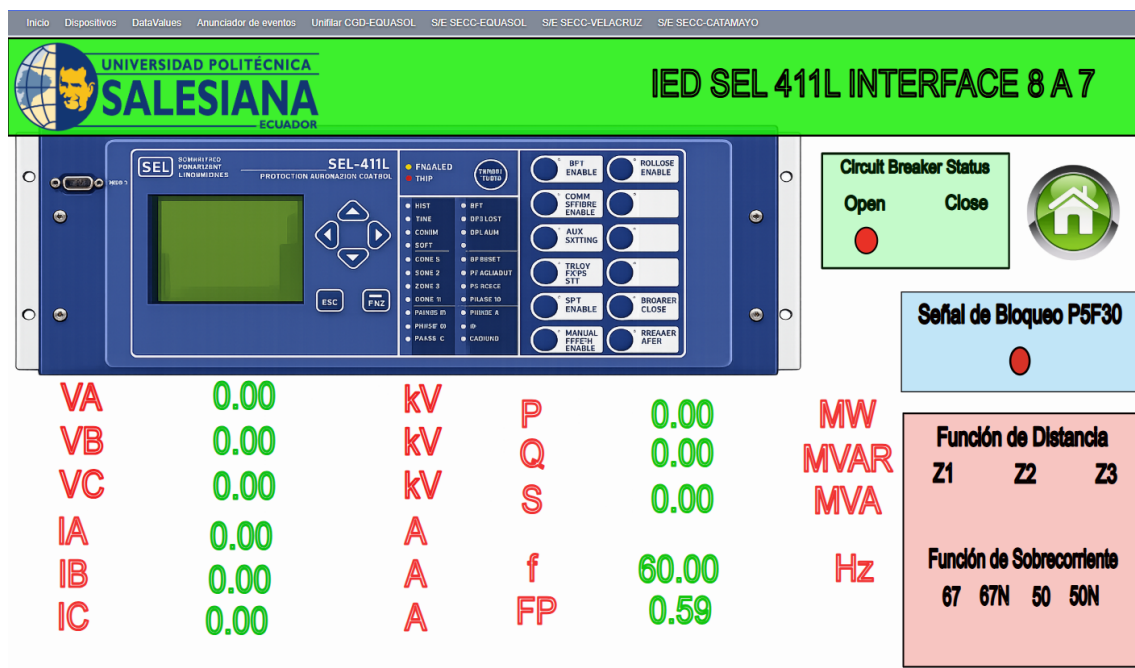


Figura 5.9: Escenario 3 – Bloqueo del SEL por condición de falla del P5F30.

Los ensayos permitieron validar que:

- El P5F30 genera una señal de bloqueo hacia el SEL-411L.
- El SEL inhibe la operación de disparo al recibir la señal.
- El **SCADA** muestra una alarma de bloqueo asociada al SEL.
- El Siemens 7SA86 deja de recibir información operativa desde el alimentador.

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados de las pruebas de comunicación IEC 61850 demuestran que la transmisión de señales GOOSE entre el SEL-411L, el Schneider P5F30 y el Siemens SIPROTEC 5 7SA86 es estable y está alineada con lo que se esperaba teóricamente. En el primer escenario, si la avería es detectada por el 7SA86 en la Zona 1 bajo condiciones trifásicas o monofásicas, se envían correctamente las señales de *Operate* al SEL, lo que posibilita que ambos IEDs operen casi simultáneamente. La respuesta observada corrobora que la lógica de *Intertripping* disminuye los tiempos de despeje de falla y optimiza la coordinación entre extremos de línea, sin mostrar pérdidas de mensajes o incoherencias en la suscripción GOOSE.

De forma análoga, en el segundo escenario, se confirma que el esquema funciona de manera bidireccional. En este caso, el SEL-411L actúa como dispositivo publicador y el Siemens 7SA86 como suscriptor. Los hallazgos demuestran que la interoperabilidad entre los fabricantes es efectiva, conservando tiempos de reacción apropiados para las aplicaciones de protección de distancia. La activación en la Zona 1 se manifiesta de forma precisa en los registros internos de los IEDs y en el sistema SCADA, lo que demuestra que hay una sincronización apropiada entre la supervisión por medio de servicios MMS y la capa de protección rápida basada en eventos.

En el tercer escenario, que se refiere a la condición de falla o indisponibilidad del IED Easergy P5F30, se constató que la señal de bloqueo que se envía al SEL-411L anula adecuadamente la operación de disparo cuando ya no está disponible la comunicación proveniente de Siemens. Este comportamiento evidencia que la lógica de seguridad del sistema se ha implementado correctamente, con lo cual se asegura la selectividad y se eluden operaciones inapropiadas. Además, el SCADA muestra el estado de bloqueo a través de MMS, lo que verifica que la integración con la RTU NovaTech Orion posibilita una vigilancia precisa y confiable del estado operativo del sistema.

En términos generales, los resultados experimentales demuestran que la arquitectura IEC 61850 implementada permitió verificar la interoperabilidad entre IEDs de distintos fabricantes, específicamente Siemens, SEL y Schneider Electric, evidenciando que los servicios GOOSE y MMS pueden operar de manera coordinada bajo un

modelo de datos común. Esto confirma que el sistema es capaz de integrar equipos heterogéneos dentro de una misma red de subestación, garantizando comunicación confiable, rapidez en la actuación de protecciones y una correcta supervisión desde el sistema **SCADA**.

A continuación se muestra en la tabla 6.1 un análisis de las ventajas y desventajas del manejo de cada una de las aplicaciones propietarias de cada **IED**:

Tabla 6.1: Ventajas y desventajas de los softwares utilizados

Software	Ventajas	Desventajas
DIGSI 5	<ul style="list-style-type: none"> - Integración completa con dispositivos SIPROTEC 5. - Gestión avanzada de archivos SCL (ICD, CID, SCD). - Configuración detallada de GOOSE y MMS. 	<ul style="list-style-type: none"> - Interfaz compleja para usuarios principiantes.
AcSELerator QuickSet	<ul style="list-style-type: none"> - Parametrización clara y estructurada de relés SEL. - Fácil configuración de funciones ANSI. - Integración directa con lógica de disparo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Interfaz compleja para usuarios principiantes.
AcSELerator Architect	<ul style="list-style-type: none"> - Ingeniería completa IEC 61850. - Gestión avanzada de archivos SCD y CID. - Configuración precisa de GOOSE y datasets. - Interoperabilidad multi-marca. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere comprensión profunda del estándar IEC 61850.
eSetup Easergy Pro	<ul style="list-style-type: none"> - Configuración sencilla para relés Schneider. - Parametrización rápida de funciones de protección. 	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidades IEC 61850 más limitadas. - Menor flexibilidad en lógica interna.
CET 850	<ul style="list-style-type: none"> - Configuración avanzada IEC 61850 en equipos Schneider. - Gestión de archivos SCL. 	<ul style="list-style-type: none"> - Interfaz técnica poco intuitiva. - Menor precisión en la exportación de datos

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones

A partir del desarrollo teórico y experimental del presente trabajo, se establecen las siguientes conclusiones:

1. El sistema de referencia [IEEE](#) de 9 barras constituye una plataforma adecuada para el análisis y coordinación de protecciones, debido a su topología en anillo, la cual introduce criterios adicionales de selectividad y respaldo en comparación con esquemas radiales. Esta característica permitió evaluar escenarios de disparo bidireccional, [Intertripping](#) y bloqueo selectivo bajo condiciones controladas.
2. La selección de relés de protección de las marcas Siemens, SEL y Schneider respondió tanto a su amplia presencia en sistemas eléctricos reales como a su disponibilidad en el laboratorio de protecciones. Estas marcas representan soluciones comúnmente utilizadas en empresas eléctricas, lo que permitió realizar un análisis comparativo con relevancia técnica y aplicabilidad práctica.
3. Los cálculos asociados a las funciones de protección (21, 67, entre otras) se fundamentan en principios eléctricos estandarizados, por lo que los criterios de ajuste son independientes del fabricante. Las diferencias observadas corresponden principalmente a la forma de parametrización y representación interna en cada software propietario.
4. Cada plataforma de configuración presenta un flujo de ingeniería distinto, particularmente en la descripción de líneas, definición de funciones y gestión de archivos [IEC 61850](#). No obstante, todas mantienen coherencia con las normas internacionales, lo que confirma que las diferencias radican en la interfaz y estructura del software, mas no en la filosofía de protección.
5. El uso de la maleta de pruebas OMICRON CMC 356 resultó fundamental para la validación experimental de los ajustes, ya que permitió reproducir condiciones de falla con alta fidelidad respecto a señales reales en sistemas

eléctricos de potencia. Su correcta configuración exige especial atención en el ruteo de señales y en la asignación adecuada de entradas y salidas.

6. La implementación del estándar [IEC 61850](#) facilitó la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes, permitiendo el intercambio eficiente de señales mediante mensajería [GOOSE](#) y supervisión [MMS](#). El conocimiento de la estructura de nodos lógicos y la correcta indexación de señales fue determinante para el éxito de la integración multi-marca.
7. La incorporación de la [RTU](#) dentro del esquema experimental permitió analizar el comportamiento de las señales de estado y operación en un entorno de supervisión real. Asimismo, permitió la normalización y renombramiento de variables para su integración clara y ordenada en el sistema [SCADA](#).
8. Se evidenció que los manuales técnicos de fabricante constituyen una herramienta indispensable para la correcta implementación y configuración de los dispositivos, ya que proporcionan información detallada sobre funciones, límites operativos y estructura de comunicación.
9. Se puede recalcar que el proceso de digitalización ha fomentado en los [IEDs](#) la integración de diferentes funciones como: medición, control, protección y comunicación. Esta integración ha creado la exigencia de que los dispositivos requieran compartir distintos datos de forma rápida y confiable, sobre todo en las aplicaciones de protección, que necesitan tiempos de respuesta en el rango de milisegundos. No obstante, la presencia de relés de varios productores en un solo sistema eléctrico plantea más retos, pues cada marca tiene características propias en sus métodos de ajuste, interfaces de programación y sistemas de comunicación.
10. Se concluye que el objetivo general y los objetivos específicos del presente trabajo fueron cumplidos satisfactoriamente, ya que se logró analizar, implementar y validar de manera secuencial el esquema de protección propuesto. Cada etapa del estudio, desde el análisis del sistema eléctrico y la selección y configuración de los dispositivos, hasta la validación experimental, contribuyó progresivamente a evaluar el desempeño del esquema frente a diferentes condiciones de falla, demostrando que la metodología aplicada es técnicamente viable y cumple con los criterios de confiabilidad y selectividad establecidos.
11. Finalmente, en los anexos A y B queremos evidenciar aspectos que reflejan el desarrollo integral de competencias profesionales alcanzadas durante nuestra formación en un programa de ingeniería, alineadas con estándares internacionales de calidad educativa.

7.2. Recomendaciones

Con base en la experiencia obtenida durante el desarrollo del presente trabajo, se establecen las siguientes recomendaciones:

1. Para la implementación y ajuste de funciones de protección se recomienda mantener una estricta adherencia a los manuales técnicos de fabricante. Estos documentos contienen información detallada sobre filosofía de operación, límites de configuración, estructura de señales y consideraciones normativas que resultan esenciales para evitar errores de parametrización y garantizar un desempeño confiable del sistema.
2. En aplicaciones reales, se sugiere mantener, en la medida de lo posible, una implementación basada en una sola marca de relés de protección. Esta práctica simplifica la interoperabilidad, reduce la complejidad de la ingeniería IEC 61850 y facilita el mantenimiento, actualización y soporte técnico del sistema de protección.
3. Para el desarrollo de proyectos que involucren interoperabilidad entre diferentes fabricantes, se recomienda inicialmente especializarse en una plataforma específica, comprendiendo a profundidad su estructura de configuración, lógica interna y manejo de archivos SCL. Posteriormente, este conocimiento puede extenderse a otras marcas, permitiendo una transición más eficiente y una mejor comprensión de las diferencias en flujos de ingeniería y parametrización.
4. Se aconseja que la capacitación técnica en protocolos de comunicación, especialmente IEC 61850, se realice de manera progresiva, comenzando por la configuración básica en una marca y avanzando hacia esquemas multi-marca que involucren mensajería GOOSE, MMS y gestión de archivos SCD.
5. Se sugiere profundizar en la validación de tiempos de operación remotos y en el desarrollo de metodologías de coordinación de protecciones basadas en criterios temporales y georreferenciados, que permitan mejorar la precisión, confiabilidad y rapidez de respuesta de los esquemas de protección en redes eléctricas modernas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Switch industrial hirschmann greyhound grs1020/1030 utilizado para la red iec 61850.” <https://www.amplicon.com/products/hirschmann-greyhound-1020-1030/>, 2026. Accedido: Enero 20, 2026.
- [2] NovaTech, LLC, *Orion: An Overview of the Orion Automation Platform*. NovaTech, LLC, 2019. RTU Novatech utilizada para la integración SCADA.
- [3] D. Valarezo, “Análisis y descripción de los dispositivos electrónicos empleados en la protección de los sistemas eléctricos de potencia.,” mathesis, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Feb. 2015.
- [4] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [5] J. D. Glover, T. J. Overbye, and M. S. Sarma, *Power System Analysis and Design*. Boston: Cengage Learning, 6 ed., 2017.
- [6] V. Moscoso and N. Silva, “Diseño e implementación de un sistema de protección contra sobrecorriente en una red de distribución mediante el uso de relé SEL-751 y SEL-3530 RTAC.,” mathesis, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, 2021.
- [7] K. Encala and M. Tonato, “Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución, mediante el uso de relés SEL-751,” Master’s thesis, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, 2023.
- [8] “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book),” *IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book]*, pp. 1–710, 2001.
- [9] “IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations,” *IEEE Std C37.2-2022 (Revision of IEEE Std C37.2-2008)*, pp. 1–63, 2022.
- [10] “IEEE Guide for Grounding of Instrument Transformer Secondary Circuits and Cases,” *IEEE Std C57.13.3-2014 (Revision of IEEE Std C57.13.3-2005)*, pp. 1–56, 2015.

- [11] M. A. Aftab, S. S. Hussain, I. Ali, and T. S. Ustun, "IEC 61850 based substation automation system: A survey," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 120, pp. 1–14, 2020.
- [12] A. A. Memon and K. Kauhaniemi, "An adaptive protection for radial ac microgrid using IEC 61850 communication standard: Algorithm proposal using offline simulations," *Energies*, vol. 13, p. 5316, Oct. 2020.
- [13] R. Torres and O. Farez, "Implementación del sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control del módulo de pruebas para el laboratorio de protecciones de la universidad politécnica salesiana sede cuenca," Master's thesis, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, 2021.
- [14] "IEEE Recommended Practice for Implementing an IEC 61850-Based Substation Communications, Protection, Monitoring, and Control System," *IEEE Std 2030.100-2017*, pp. 1–67, 2017.
- [15] A. Jácome, "Ajuste y comunicación de ieds siemens 7SJ85 y 7SA86 en sistemas eléctricos de potencia en anillo," Master's thesis, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, 2024.
- [16] M. A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*. New York: Springer, 1989.
- [17] I. MathWorks, "IEEE 9-Bus Test System-Documentation, MathWorks." <https://www.mathworks.com/help/sps/ug/ieee-9-bus.html>, 2025. Accedido: 20 de septiembre de 2025.
- [18] W. D. Stevenson, *Elements of Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill, 4th ed., 1982.
- [19] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [20] H. Saadat, *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill, 3rd ed., 2010.
- [21] P. Oña, "Modelación de sistemas de protección para líneas de transmisión mediante el uso del algoritmo de RELIEF," mathesis, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Apr. 2015.
- [22] MathWorks, Inc., "IEEE 9-Bus Test System-Documentation, MathWorks," 2025. Accedido: 12 de septiembre de 2025.
- [23] O. I. Elgerd, *Electric Energy System Theory an Introduction*. New York: McGraw-Hill, Inc, 1972.

- [24] P. M. Anderson, *Analysis of Faulted Power Systems*. New York: IEEE Press, 1995.
- [25] DIgSILENT, *DIgSILENT PowerFactory 2019 – User Manual*. DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Alemania, 2019.
- [26] E. Schweitzer and H. Altuve, *Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems*. Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2010.
- [27] International Electrotechnical Commission, “IEC 61850: Communication networks and systems for power utility automation,” 2025.
- [28] Siemens AG, *SIPROTEC 7SA86 Line Distance Protection Relay*. Siemens AG, 2021.
- [29] SEL, *SEL-411L Advanced Line Differential Protection, Automation, and Control System*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Washington, USA, 2020.
- [30] Schneider Electric, *PowerLogic P3L30 Line Protection Relay*. Schneider Electric, 2022.
- [31] R. Meira, R. de Araújo, and N. Brito, “A new method for optimal coordination of overcurrent and distance relays,” *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 34, pp. 858 – 871, Aug. 2023.

ANEXOS

ANEXO A. Áreas del Trabajo de Grado (ABET)

Título del Trabajo:	"VALIDACIÓN DE LA INTEROPERABILIDAD DE RELÉS DE PROTECCIÓN MULTI-MARCA EN UN SISTEMA IEEE DE 9 BARRAS."			
Restricciones múltiples (dos o más)	Accesibilidad		Estética	
	Códigos		Construibilidad	
	Costos		Ergonomía	
	Extensibilidad		Funcionalidad	■
	Interoperabilidad	■	Consideraciones Legales	
	Mantenibilidad		Manufacturabilidad	
	Mercadeo		Política	
	Regulaciones	■	Cronogramas	
	Normativas	■	Sostenibilidad	
	Impacto Ambiental		Impacto Social	■
	Usabilidad	■	Otros:	
Normas relevantes (dos o más)	IEC 61850	■		
	IEC 60255	■		
	IEEE C37	■		
Elementos del proceso	Identificación de oportunidades		Generación de soluciones múltiples	■
	Desarrollo de requerimientos	■	Evaluación de soluciones	■
	Procesos iterativos		Consideración de riesgos	■
	Realizar compromisos o tratados			
Basado en trabajos anteriores	Protecciones	■	Iluminación	
	Optimización de sistemas		Alta Tensión	
	Energías alternativas		Distribución	
	Máquinas eléctricas		Otros temas	

ANEXO B. SO2

Aspectos relacionados con Salud Pública y Medio Ambiente

Al asegurar la estabilidad y continuidad del suministro de electricidad, el progreso de esquemas confiables de protección eléctrica ayuda indirectamente a mejorar el medio ambiente y la salud pública. Sistemas de protección integrados disminuyen la posibilidad de que ocurran eventos eléctricos, sobrecargas o fallas largas, los cuales pueden ocasionar apagones en servicios básicos como hospitales, escuelas y sistemas de comunicación, así como incendios y deterioro de infraestructuras vitales.

Desde un punto de vista ambiental, el funcionamiento adecuado de los relés de protección reduce las pérdidas de energía y previene situaciones anormales en la operación que podrían resultar en equipos eléctricos sobrecalentados, emisiones indirectas de CO₂ debidas a fallas duraderas o malgasto energético. Asimismo, al poner en práctica el estándar IEC 61850, se favorece la digitalización de subestaciones y se disminuye la necesidad de cableado convencional, lo que impulsa arquitecturas más eficaces y sostenibles.

Los aspectos relacionados con la salud pública y el medio ambiente se desarrollan principalmente en el capítulo 2, particularmente en el numeral 2.5, donde se describe la implementación de configuraciones en IEDs físicos y la correcta parametrización de funciones de protección, garantizando selectividad y confiabilidad operativa. Asimismo, estos aspectos se fortalecen en el capítulo 3, específicamente en el numeral 3.4, donde se analiza la coherencia entre la simulación y los resultados experimentales, evidenciando la reducción de riesgos asociados a fallas prolongadas. De manera complementaria, en el capítulo 4, numerales 4.2 y 4.7, se aborda la ingeniería de comunicación bajo el estándar IEC 61850, cuya digitalización contribuye a arquitecturas más eficientes y sostenibles, y en el capítulo 5, durante los ensayos de comunicación IEC 61850, donde se valida la correcta operación integral del sistema.

Aspectos relacionados con Seguridad de Personas y Bienes

La seguridad eléctrica constituye un eje central del proyecto. La correcta coordinación de funciones IEC como 21, 67 y 67N permite detectar fallas en tiempos

reducidos y aislar secciones defectuosas del sistema eléctrico, protegiendo tanto a las personas como a los activos industriales.

El uso de comunicación GOOSE bajo IEC 61850 mejora los tiempos de respuesta en esquemas de intertrip y bloqueo, reduciendo riesgos asociados a corrientes de cortocircuito prolongadas o esfuerzos térmicos excesivos en conductores y transformadores. Asimismo, la implementación de lógica CFC y señales supervisadas contribuye a evitar operaciones indebidas que podrían generar condiciones peligrosas para operadores o técnicos de mantenimiento.

Sin embargo, la complejidad de los sistemas digitales introduce nuevos desafíos en materia de ciberseguridad y configuración adecuada, por lo que se resalta la necesidad de capacitación técnica y validación rigurosa antes de su puesta en servicio.

La seguridad de personas y bienes se aborda de manera directa en el capítulo 2, especialmente en los numerales 2.5.1, 2.5.2 y 2.5.3, donde se detalla la configuración de los relés Siemens, SEL y Schneider, garantizando una adecuada coordinación de funciones 21, 67 y 67N. En el capítulo 3, numeral 3.3, se presentan los ensayos de protección de distancia (21), verificando tiempos de operación y selectividad ante condiciones de falla. Además, en el capítulo 4, numeral 4.8, se desarrolla la lógica CFC implementada para señalización y disparo remoto, elemento clave para prevenir condiciones peligrosas y asegurar la protección de equipos e infraestructura.

Aspectos sociales relacionados con el bienestar de la población

La confiabilidad del sistema eléctrico impacta directamente en el bienestar social. Al desarrollar metodologías de interoperabilidad entre IEDs de diferentes fabricantes, este proyecto contribuye a mejorar la resiliencia de redes eléctricas modernas, permitiendo una integración más flexible y eficiente de tecnologías de protección.

Un sistema de protección bien coordinado reduce interrupciones innecesarias del servicio eléctrico, lo cual beneficia actividades económicas, educativas y domésticas. Además, la estandarización mediante IEC 61850 facilita la modernización de subestaciones, promoviendo infraestructuras energéticas más robustas y accesibles para la sociedad.

Se reconoce que la adopción de estas tecnologías puede requerir inversiones iniciales elevadas y capacitación especializada, lo cual podría limitar su implementación en ciertos contextos si no se acompaña de políticas adecuadas de formación técnica.

Los aspectos sociales vinculados al bienestar de la población se evidencian desde el capítulo 1, en los numerales 1.1 y 1.3, donde se establecen el objetivo general y el alcance del proyecto, orientados a validar la interoperabilidad y confiabilidad de sistemas eléctricos multi-marca. Estos elementos se consolidan en el capítulo 7,

numerales 7.1 y 7.2, mediante las conclusiones y recomendaciones, donde se destaca el aporte del trabajo a la modernización de infraestructuras eléctricas y su impacto positivo en la continuidad del servicio eléctrico.

Aspectos Globales

El alcance del proyecto, aunque se desarrolla a partir de un caso de estudio específico, se fundamenta en principios, metodologías y tecnologías estandarizadas del ámbito de la ingeniería eléctrica, lo que permite que sus resultados y análisis sean directamente extrapolables a otros países y sistemas eléctricos con características similares. En este sentido, el trabajo sí incorpora una perspectiva global, ya que el enfoque técnico aplicado responde a criterios internacionales y buenas prácticas reconocidas, evidenciando un impacto potencial positivo más allá del contexto local y aportando conocimiento útil para la optimización y modernización de redes eléctricas en distintos entornos.

La dimensión global del proyecto se refleja en el capítulo 1, particularmente en el numeral 1.4.2, donde se describe la ingeniería de comunicación IEC 61850 bajo estándares internacionales. Esta perspectiva se amplía en el capítulo 4, numerales 4.2 y 4.7, donde se desarrolla la implementación del protocolo IEC 61850 y sus servicios de comunicación GOOSE y MMS, evidenciando la aplicación de metodologías reconocidas internacionalmente y extrapolables a otros sistemas eléctricos.

Aspectos Culturales

En virtud de que el proyecto se enfoca en la integración de tecnologías ya existentes dentro de las redes eléctricas, su implementación no genera una influencia directa sobre los factores culturales de la sociedad, dado que no modifica prácticas sociales, tradiciones ni dinámicas comunitarias, sino que se limita al ámbito técnico y operativo del sistema eléctrico.

Este aspecto se aborda de manera transversal en el capítulo 1, específicamente en el numeral 1.3, donde se delimitan los objetivos y el contexto del proyecto, así como en el numeral 1.4, en el que se establece el enfoque técnico–experimental aplicado.

Aspectos Ambientales

La digitalización de esquemas de protección mediante IEC 61850 contribuye a la reducción del uso de cobre y cableado convencional en subestaciones, disminuyendo el impacto ambiental asociado a materiales conductores y procesos de instalación.

Asimismo, la mejora en la detección y aislamiento de fallas reduce pérdidas energéticas y evita daños prolongados en equipos eléctricos.

No obstante, la incorporación de dispositivos electrónicos implica un aumento en la generación de residuos tecnológicos al final de su vida útil, lo cual debe gestionarse mediante estrategias adecuadas de reciclaje y economía circular.

Los aspectos ambientales se analizan en el capítulo 2, numeral 2.5, mediante la implementación de esquemas digitales que reducen dependencia de cableado convencional, y en el capítulo 4, numeral 4.7, donde la digitalización bajo IEC 61850 optimiza la infraestructura de comunicación. Estos elementos se refuerzan en el capítulo 7, numeral 7.1, donde se concluye que la interoperabilidad multi-marca contribuye a una operación más eficiente y sostenible del sistema eléctrico.

Aspectos Económicos

Desde el punto de vista económico, la interoperabilidad entre IEDs multi-marca permite optimizar inversiones en infraestructura eléctrica, ya que facilita la integración de equipos existentes sin necesidad de reemplazos completos. La utilización del estándar IEC 61850 reduce costos asociados a cableado, mantenimiento y ampliaciones futuras del sistema.

El proyecto evidencia que una correcta ingeniería de comunicación y protección puede generar beneficios económicos a largo plazo al mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico y disminuir tiempos de indisponibilidad.

Sin embargo, la implementación inicial de tecnologías digitales puede implicar costos elevados en capacitación, software especializado y equipamiento de laboratorio, lo cual debe considerarse dentro de los análisis de viabilidad económica.

El análisis económico del proyecto se fundamenta en el capítulo 1, numeral 1.3, donde se delimita el alcance y se justifica la integración multi-marca como estrategia de optimización de recursos. Este análisis se complementa en el capítulo 5, donde se validan los ensayos de comunicación e interoperabilidad, y en el capítulo 7, numeral 7.2, donde se plantean recomendaciones orientadas a maximizar beneficios técnicos y económicos a largo plazo.