



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE CUENCA**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**AJUSTE Y VALIDACIÓN DE FUNCIONES COMPLEMENTARIAS EN  
VOLTAJE, FRECUENCIA Y CORRIENTE DE LAS PROTECCIONES  
SIEMENS IED'S 7SJ85 Y 7SA86**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
título de Ingeniero Eléctrico

**AUTOR: JUAN SEBASTIÁN ÁLAVA CABRERA**

**TUTOR: ING.FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE**

**CUENCA - ECUADOR**  
**2025**

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL  
TRABAJO DE  
TITULACIÓN**

Yo, Juan Sebastián Álava Cabrera con documento de identificación N° 0107199598 manifiesto que:

Soy el autor y responsable 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, 31 de julio del 2025

Atentamente,



---

Juan Sebastián Álava Cabrera  
0107199598

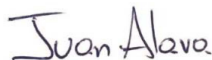
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL  
TRABAJO DE  
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Juan Sebastián Álava Cabrera con documento de identificación N° 0107199598, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy el autor del Proyecto técnico: “Ajuste y validación de funciones complementarias en voltaje, frecuencia y corriente de las protecciones SIEMENS IED’S 7SJ85 y 7SA86 ”, 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, 31 de julio del 2025

Atentamente,



---

Juan Sebastián Álava Cabrera  
0107199598

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: AJUSTE Y VALIDACIÓN DE FUNCIONES COMPLEMENTARIAS EN VOLTAJE, FRECUENCIA Y CORRIENTE DE LAS PROTECCIONES SIEMENS IED'S 7SJ85 Y 7SA86, realizado por Juan Sebastián Álava Cabrera con documento de identificación N° 0107199598, 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, 31 de julio del 2025

Atentamente,

---

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque  
0102257482

## DEDICATORIA

*A quienes me enseñaron que los sueños se alcanzan con sacrificio, perseverancia y entrega del corazón.*

*A mis padres, por ser mi origen, mi impulso y mi mayor ejemplo. Por enseñarme que la verdadera grandeza se encuentra en la humildad, y que el amor auténtico se manifiesta más en los actos que en las palabras. Todo lo que soy y cuanto he logrado tiene su raíz en el esfuerzo silencioso y constante que ustedes hicieron por mí.*

*A mi hermano, por caminar a mi lado en este viaje de vida. Por su presencia, su comprensión y su aliento incondicional. En cada uno de mis logros hay una parte de ti, y en cada paso que doy, tu compañía.*

*Dedico esta obra a mi familia, que representa mis raíces, mi refugio y la fuerza que me impulsa. Este logro no me pertenece solo a mí, es el reflejo de todo lo que hemos construido juntos.*

*Y a mí mismo. . .  
Por no rendirme.  
Por levantarme cada vez que caí.  
Por avanzar incluso cuando el camino se tornó incierto.  
Porque comprendí que soñar vale la pena, pero luchar por lo que uno sueña, vale aún más.*

**Juan Sebastián Álava Cabrera**

## AGRADECIMIENTO

*Este trabajo no es únicamente el fruto de años de estudio, sino también el reflejo de todas aquellas personas que, con su presencia, su ejemplo o su palabra, han dejado una huella imborrable en mi vida.*

*A Dios, por haber sido mi refugio en la incertidumbre, mi impulso en los momentos de duda, y por enseñarme que la fe no requiere explicación cuando se siente con el corazón.*

*A mis padres, por un amor que no conoce de horarios ni de cansancio. Gracias por mostrarme que la perseverancia supera al talento, y que los sueños se edifican con esfuerzo, humildad y dedicación. Cada página de este trabajo lleva impreso el sacrificio silencioso y constante que ustedes han hecho por mí.*

*A mi hermano, compañero incansable en las batallas cotidianas, por su apoyo sincero, por regalarme sonrisas en los momentos difíciles y por recordarme siempre quién soy. Este logro también es tuyo, porque fuiste parte esencial del motor que me impulsó a continuar.*

*A mis docentes, quienes, más allá de transmitir conocimiento, supieron guiarme con paciencia, exigencia y profundo sentido humano. Gracias por desafiarme a pensar críticamente, a cuestionar con propósito y a aspirar siempre a la excelencia. Su influencia trasciende el aula y se manifiesta en la persona en la que me he convertido.*

*Finalmente, gracias a todos aquellos que, de una u otra manera, me acompañaron en este recorrido. Cada gesto, cada palabra, y cada silencio compartido han sido parte del entramado que dio forma a este logro.*

**Juan Sebastián Álava Cabrera**

## RESUMEN

Este trabajo desarrolla y valida una guía técnica para la parametrización de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) Siemens 7SA86 y 7SJ85 en entornos de generación distribuida. La metodología, basada en investigación aplicada, define criterios de ajuste para funciones complementarias de protección según normas internacionales y estándares IEEE, considerando condiciones reales del sistema eléctrico. Mediante simulaciones en DIGSILENT PowerFactory se determinaron y validaron valores de ajuste y tiempos de operación, implementados luego en equipos del laboratorio de protecciones eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana. La verificación práctica con el equipo CMC 356 de OMICRON confirmó la confiabilidad de los parámetros propuestos y permite contar con una guía replicable para la validación de estas funciones de protección.

### **Palabras clave:**

Dispositivos electrónicos inteligentes, Siemens 7SA86, Siemens 7SJ85, generación distribuida, funciones complementarias, parametrización, validación.

## ABSTRACT

This work develops and validates a technical guide for the parameterization of Siemens 7SA86 and 7SJ85 intelligent electronic devices (IEDs) in distributed generation environments. The methodology, based on applied research, defines adjustment criteria for complementary protection functions according to international standards and IEEE standards, considering actual electrical system conditions. Through simulations in DIgSILENT PowerFactory, adjustment values and operating times were determined and validated, then implemented in equipment at the electrical protection laboratory of the Salesian Polytechnic University. Practical verification with OMICRON's CMC 356 equipment confirmed the reliability of the proposed parameters and provides a replicable guide for the validation of these protection functions.

**Keywords:**

Smart electronic devices, Siemens 7SA86, Siemens 7SJ85, distributed generation, complementary functions, parameterization, validation.

# ÍNDICE

<b>Dedicatoria</b>	<b>v</b>
<b>Agradecimiento</b>	<b>vi</b>
<b>1 Secciones Introductorias</b>	<b>17</b>
1.1 Antecedentes . . . . .	17
1.2 Justificación . . . . .	21
1.3 Grupo Objetivo . . . . .	22
1.4 Objetivos . . . . .	22
1.4.1 Objetivo General . . . . .	22
1.4.2 Objetivos Específicos . . . . .	22
1.5 Normativa de protección . . . . .	23
1.6 Sistema de generación distribuida . . . . .	24
1.7 Dispositivo Electrónico Inteligente . . . . .	25
1.8 Función de protección . . . . .	26
1.8.1 Protección de sobre intensidad - [50/51] . . . . .	26
1.8.2 Protección de Secuencia Negativa y Carga Desequilibrada - [46]	27
1.8.3 Protección de sobre tensión con tensión trifásica - [59] . . . . .	27
1.8.4 Protección de sobre tensión con tensión homopolar - [59N] . . . . .	27
1.8.5 Protección de sobre tensión con tensión de secuencia positiva - [59S] . . . . .	27
1.8.6 Protección de sobre tensión con tensión de secuencia negativa - [47] . . . . .	28
1.8.7 Protección de sub tensión con tensión trifásica - [27] . . . . .	28
1.8.8 Protección de sobre frecuencia - [81O] . . . . .	28
1.8.9 Protección de sub frecuencia - [81U] . . . . .	29
1.9 Coordinación de protecciones . . . . .	29
<b>2 SISTEMA DE POTENCIA BAJO ANALISIS, CASO DE ESTUDIO SELECCIONADO</b>	<b>31</b>
2.1 Representación del sistema bajo estudio . . . . .	31
2.2 Resultados Flujo de Carga . . . . .	34

2.3	Cálculo de corrientes de cortocircuito . . . . .	35
2.4	Cálculo y filosofía de la protección para el sistema . . . . .	36
2.5	Curvas . . . . .	41
2.6	Implementación de los ajustes propuestos . . . . .	42
2.7	Validación de los ajustes propuestos . . . . .	44
2.7.1	Flujo de carga . . . . .	44
2.7.2	Flujo de carga-condiciones desbalanceadas . . . . .	47
2.7.3	Cortocircuitos . . . . .	48
<b>3</b>	<b>GUÍA EQUIPO UNIVERSAL DE PRUEBAS DE RELÉS CMC</b>	
	<b>356 OMICRON</b>	<b>51</b>
3.1	Introducción . . . . .	51
3.2	Descripción General del Equipo . . . . .	52
3.3	Software de Control: Test Universe . . . . .	54
3.4	Modulos de pruebas . . . . .	55
3.4.1	QuickCMC . . . . .	56
3.4.2	Ramping . . . . .	57
3.4.3	Overcurrent . . . . .	59
3.5	Conexión al IED bajo prueba . . . . .	60
3.6	Procedimiento general para realizar ensayos . . . . .	61
3.6.1	Ensayo de Sobre corriente [50/51] . . . . .	61
3.6.2	Ensayo de Secuencia Negativa y Carga Desequilibrada - [46] . . . . .	64
3.6.3	Ensayo de Sobre frecuencia - [81O] . . . . .	66
3.7	Comprobaciones y Validaciones . . . . .	67
3.8	Recomendaciones de Seguridad . . . . .	68
<b>4</b>	<b>IMPLEMENTACIÓN DE LOS CRITERIOS EN POWER FACTORY Y DIGSI 5</b>	<b>69</b>
4.1	Introducción . . . . .	69
4.2	Configuración del Dispositivo IED en DIGSI 5 para la Ejecución de Ensayos . . . . .	69
4.3	IED 7SA86 . . . . .	73
4.3.1	Ensayos de laboratorio . . . . .	73
4.3.1.1	Proteccion de sobre intensidad - [50/51/50N/51N] . . . . .	74
4.3.1.2	Protección de Secuencia Negativa y Carga Desequilibrada - [46] . . . . .	79
4.4	IED 7SJ85 . . . . .	83
4.4.1	Ensayos de laboratorio . . . . .	83
4.4.1.1	Proteccion de sobre intensidad - [50/51/50N/51N] . . . . .	83

4.4.1.2	Proteccion de Secuencia Negativa y Carga Desequilibrada - [46]	89
4.4.1.3	Protección de sobre tensión con tensión trifásica - [59]	92
4.4.1.4	Protección de sobre tensión con tensión homopolar/desplazamiento - [59N]	94
4.4.1.5	Protección de sobre tensión con tensión de secuencia positiva - [59D]	96
4.4.1.6	Protección de sobre tensión con tensión de secuencia negativa - [47]	98
4.4.1.7	Protección de sub tensión con tensión trifásica - [27]	100
4.4.1.8	Protección de sobre frecuencia - [81O]	102
4.4.1.9	Protección de sub frecuencia - [81U]	104
<b>5</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>108</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>111</b>
6.1	Conclusiones	111
6.2	Recomendaciones y trabajos futuros	112
	<b>Anexos</b>	<b>115</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Dispositivo electrónico inteligente (IED) SIEMENS 7SJ85 de la familia SIPROTEC 5. . . . .	25
1.2	Curvas de coordinación de protecciones para la función 50/51 en relés SIEMENS 7SJ82/85. . . . .	26
2.1	Diagrama unifilar inicial del sistema de distribución en estudio. . . . .	34
2.2	Resultados de Flujo de Carga. . . . .	35
2.3	Cálculo de Corriente de Cortocircuito Trifásico mediante programa DIGSILENT en la barra 5. . . . .	36
2.4	Curvas de Coordinación – Escenario Final. . . . .	44
2.5	Diagrama Tiempo-Corriente para un flujo de carga de secuencia positiva bajo condiciones balanceadas, en modo de consumo por parte de la planta fotovoltaica. . . . .	45
2.6	Diagrama Tiempo-Corriente correspondiente a un flujo de carga de secuencia positiva bajo condiciones balanceadas, en modo de generación desde la planta fotovoltaica hacia la red, donde el panel fotovoltaico está generando el 50% de su capacidad nominal. . . . .	46
2.7	Diagrama Tiempo-Corriente correspondiente a un flujo de carga de secuencia positiva bajo condiciones balanceadas, en modo de generación desde la planta fotovoltaica hacia la red, donde el panel fotovoltaico está generando el 100% de su capacidad nominal. . . . .	47
2.8	Diagrama Tiempo-Corriente para un flujo de carga de Secuencia Positiva y Condiciones Desbalanceadas. . . . .	48
2.9	Diagrama Tiempo-Corriente para un cortocircuito trifásico franco en la barra 5. . . . .	49
2.10	Diagrama Tiempo-Corriente para un cortocircuito monofásico a tierra en la barra 5. . . . .	50
3.1	Conexión entre el equipo de pruebas OMICRON CMC 356 y el relé de distancia 7SA86 . . . . .	53
3.2	Vista del entorno de trabajo en OMICRON Control Center (OCC) durante la configuración de un ensayo de frecuencia para el relé 7SJ85. . . . .	55

3.3	Se visualizan los distintos módulos activos para pruebas de sobrecorriente, sobretensión, subtensión y frecuencia aplicados a los relés 7SA86 y 7SJ85. . . . .	56
3.4	Interfaz del software OMICRON QuickCMC configurada para realizar una prueba trifásica con tensiones y corrientes balanceadas en un sistema de protección eléctrica. . . . .	57
3.5	Ensayo de rampa en OMICRON para evaluar los valores de pick-up y drop-off de la corriente IL1 en un relé de protección. . . . .	58
3.6	Prueba de sobrecorriente en OMICRON Test Universe para verificar la operación del relé mediante configuración de parámetros y análisis fasorial. . . . .	60
3.7	Interfaz del software OMICRON Test Universe indicando los pasos del procedimiento general para realizar pruebas de sobrecorriente, desde la configuración de parámetros hasta la ejecución del ensayo. . . . .	63
3.8	Estado de punto de prueba ejecutado en OMICRON Test Universe, donde se valida correctamente la operación del relé ante una corriente trifásica de 27,87 A con resultado satisfactorio. . . . .	64
3.9	Selección del tipo de elemento para ensayo de secuencia negativa. . . . .	65
4.1	Vista del proceso de importación del archivo de configuración del IED en el entorno de DIGSI 5, donde se integran los datos del dispositivo al proyecto activo, permitiendo su reconocimiento por parte del sistema y habilitando la configuración detallada del equipo. . . . .	70
4.2	Incorporación del archivo de configuración del dispositivo IED 1 en el entorno del software DIGSI 5, donde se visualiza la estructura del proyecto, permitiendo la edición de parámetros, funciones de protección y configuraciones asociadas al equipo. . . . .	71
4.3	Configuración de las salidas binarias asociadas a las funciones de protección en el entorno del software DIGSI 5, donde se asignan las señales lógicas de operación a los contactos físicos del dispositivo IED, permitiendo la interacción con sistemas externos de control y señalización. . . . .	72
4.4	Comprobación de TC y TP con QuickCMC. . . . .	73
4.5	Tiempo de actuación del IED-7SA86 en el software PowerFactory. . . . .	75
4.6	Tiempo de actuación del IED-7SA86 en el software PowerFactory. . . . .	75
4.7	Prueba del IED-7SA86 en el Test Universe. . . . .	76
4.8	Prueba del IED-7SA86 en el Test Universe. . . . .	77
4.9	HMI del IED-7SA86 al momento de ver la falla trifásica. . . . .	78
4.10	HMI del IED-7SA86 al momento de ver la falla monofásica a tierra . . . . .	79

4.11	Tiempo de actuación del IED-7SA86 en el software PowerFactory. . . . .	80
4.12	Prueba del IED-7SA86 en el Test Universe. . . . .	81
4.13	HMI del IED-7SA86 al momento de ver el desbalance. . . . .	82
4.14	Tiempo de actuación del IED-7SJ85 en el software PowerFactory. . . . .	84
4.15	Tiempo de actuación del IED-7SJ85 en el Test Universe. . . . .	85
4.16	HMI del IED-7SA86 al momento de ver la falla trifásica. . . . .	86
4.17	Tiempo de actuación del IED-7SJ85 en el software PowerFactory. . . . .	87
4.18	Tiempo de actuación del IED-7SJ85 en el Test Universe. . . . .	88
4.19	HMI del IED-7SA86 al momento de ver la falla monofásica. . . . .	89
4.20	Tiempo de actuación del IED-7SJ85 en el software PowerFactory. . . . .	90
4.21	Tiempo de operación de la función 46 del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe. . . . .	91
4.22	HMI del IED-7SJ85 al momento de ver el desbalance. . . . .	92
4.23	Tiempo de operación de la función 59 del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe. . . . .	93
4.24	HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 59. . . . .	94
4.25	Tiempo de operación de la función 59N del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe. . . . .	95
4.26	HMI del IED-7SJ85 al momento de ver el Sobre voltajeHMI del IED- 7SJ85 al momento de operar la función 59N. . . . .	96
4.27	Tiempo de operación de la función 59D del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe. . . . .	97
4.28	HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 59D. . . . .	98
4.29	Tiempo de operación de la función 47 del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe. . . . .	99
4.30	HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 47. . . . .	100
4.31	Tiempo de operación de la función 27 del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe. . . . .	101
4.32	HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 27. . . . .	102
4.33	Tiempo de operación de la función 81O del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe. . . . .	103
4.34	HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 81O. . . . .	104
4.35	Tiempo de operación de la función 81U del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe. . . . .	105
4.36	HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 81U. . . . .	106

# Índice de tablas

2.1	Corriente de cortocircuito en cada barra . . . . .	36
2.2	Criterios de ajuste para el relé 7SA86 . . . . .	37
2.3	Criterios de ajuste para el relé 7SJ85 . . . . .	38
4.1	Corrientes de falla y tiempos de actuación del IED-7SA86. . . . .	82
4.2	Corrientes de cortocircuito y tiempos de actuación en el IED 7SJ85 .	107
4.3	Rangos de evaluación IED 7SJ85 . . . . .	107
6.1	Áreas del Trabajo de Grado . . . . .	120

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de titulación aborda el análisis, ajuste y validación de funciones de protección en dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) SIEMENS 7SA86 y 7SJ85, con énfasis en la aplicación de criterios normativos, simulaciones de contingencias y pruebas prácticas utilizando equipos especializados. La protección de sistemas eléctricos de potencia juega un papel fundamental en la operación segura, confiable y eficiente de las redes eléctricas modernas. Frente al crecimiento de las redes de generación distribuida, se vuelve indispensable garantizar una correcta coordinación y selectividad de las protecciones.

En el Capítulo 1 se introducen los fundamentos teóricos necesarios para comprender el funcionamiento de los sistemas de protección eléctrica, así como la normativa vigente aplicable. Además, se describen las principales características técnicas de los IEDs SIEMENS 7SA86 y 7SJ85, con énfasis en sus funciones de protección, automatización, comunicación y control.

En el Capítulo 2 se presenta el sistema eléctrico de potencia bajo estudio, detallando su representación en software especializado, el análisis de flujo de carga, el cálculo de corrientes de cortocircuito y el desarrollo de una filosofía de protección adecuada al contexto del sistema. Asimismo, se describen los ajustes propuestos, su implementación y validación mediante diversas simulaciones.

El Capítulo 3 introduce la guía de uso del equipo de pruebas CMC 356 de OMICRON, herramienta esencial para la comprobación práctica de las funciones de protección configuradas en los IEDs. Se explican los procedimientos para la conexión, configuración y ejecución de pruebas utilizando el software Test Universe, destacando los módulos relevantes y las recomendaciones de seguridad.

En el Capítulo 4 se desarrolla la implementación de los criterios de protección en los entornos de software PowerFactory y DIGSI 5, con la finalidad de programar

y verificar el correcto funcionamiento de los IEDs. Se incluyen los ensayos de laboratorio correspondientes, en los que se evalúan las protecciones de sobre corriente, secuencia negativa, sobre tensión, sub tensión, sobre frecuencia y sub frecuencia, entre otras.

En el Capítulo 5 presenta el análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones y pruebas experimentales. A partir de estos datos, se determinan los niveles de efectividad, los tiempos de actuación y la precisión de las funciones de protección implementadas, estableciéndose conclusiones relevantes que permiten validar la metodología empleada en este estudio.

Finalmente, el Capítulo 6 expone las conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis, ajuste y validación de funciones complementarias de protección implementadas en los IEDs Siemens 7SJ85 y 7SA86. En este capítulo se resume la efectividad de la metodología aplicada, que combinó simulaciones en PowerFactory, parametrización en DIGSI 5 y pruebas físicas con el equipo OMICRON CMC 356, permitiendo verificar la coherencia y precisión del sistema de protección frente a diversos escenarios.

Además, se destacan los aportes técnicos del estudio, como la alineación con normativas IEEE, el desarrollo de una guía replicable para aplicaciones académicas e industriales, y las recomendaciones para la mejora continua del sistema, incluyendo la consideración de retardos internos de los IEDs, la actualización periódica de parámetros y la extensión de la metodología a otras funciones y modelos de relés. También se propone su implementación en entornos reales bajo supervisión especializada, con miras a optimizar la confiabilidad y seguridad en redes eléctricas modernas.

# CAPÍTULO 1

## Secciones Introductorias

### 1.1 Antecedentes

Los relés de protección son componentes clave en los sistemas eléctricos de potencia, cuya función principal es aislar rápidamente las partes afectadas por fallas, asegurando así que las secciones no comprometidas continúen operando normalmente [1]. Las fallas en los sistemas eléctricos de potencia son inevitables debido a diversos factores, como el desgaste de los aislamientos o la manipulación inadecuada por parte de los operadores [2]. Entre las fallas más comunes se encuentran los cortocircuitos, que representan un riesgo considerable, ya que pueden causar daños severos a los equipos, pérdida de estabilidad en las máquinas generadoras y otros problemas críticos. Para evitar la propagación de estas fallas, es fundamental implementar protecciones eléctricas que permitan desconectar rápidamente las partes afectadas, garantizando la estabilidad y operatividad del sistema en su conjunto [2].

El primer relé de protección se fabricó entre 1902 y 1905, dando inicio al desarrollo de esta tecnología [1]. La evolución de los relés de protección comenzó con el desarrollo de relés de corriente de tiempo inverso de tipo disco de inducción en 1909. Posteriormente, se introdujo el relé diferencial, seguido en 1923 por el relé de distancia en forma de impedancia. En 1939, los avances tecnológicos permitieron la creación de relés de corriente continua polarizada, los cuales ofrecían mayor precisión y sensibilidad. Todos estos dispositivos, hasta la década de 1940, fueron electromecánicos y funcionaban mediante dispositivos mecánicos como contactos, resortes y bobinas, lo que implicaba una respuesta mecánica frente a las anomalías en el sistema [1].

A principios de la década de 1940, se desarrollaron los relés de estado sólido, que reemplazaron los dispositivos mecánicos por elementos electrónicos. Esta transición

permitió mejorar la fiabilidad de los dispositivos, optimizar la velocidad de respuesta y reducir los costos de mantenimiento [1].

Entre 1960 y 1980, se comenzó a integrar el uso de computadores digitales y microprocesadores en los sistemas de relés de protección, lo que atrajo considerable atención en el ámbito de la investigación. A finales de la década de 1980, surgieron los relés digitales multifuncionales, los cuales representaron un avance significativo en la automatización y control de los sistemas eléctricos [1].

El desarrollo tecnológico ha permitido que los relés digitales reemplacen en gran medida a los dispositivos electromecánicos y electrónicos. Estos nuevos relés digitales ofrecen ventajas en términos de precisión, eficiencia y capacidades de comunicación, lo que facilita su integración con sistemas avanzados de automatización y control [1].

En la actualidad, los dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) han ampliado las capacidades de protección, no solo al realizar funciones avanzadas de protección, sino también al facilitar la monitorización en tiempo real, la gestión y el análisis detallado del comportamiento del sistema eléctrico. Los IED's se configuran de acuerdo con su ubicación y propósito dentro de la red, adaptándose a distintas condiciones operativas. Estas capacidades permiten garantizar la estabilidad, seguridad y continuidad del suministro eléctrico, lo que contribuye a una operación más eficiente de los sistemas de potencia [3].

Diversos estudios han afrontado la implementación de IED en la mejora de las protecciones eléctricas. La Universidad de los Andes llevó a cabo un estudio titulado "Selección e implementación de IED para protecciones eléctricas ante fallas en sistemas de distribución", centrado en la optimización de las protecciones eléctricas a través de dispositivos electrónicos inteligentes [4]. Este trabajo subraya la importancia de una adecuada selección de IED, con el objetivo de asegurar la efectividad de las protecciones frente a diversos tipos de fallas.

Por su parte, la Universidad Politécnica Salesiana desarrolló el proyecto "Ajuste y comunicación de IED's SIEMENS 7SJ85 y 7SA86 en sistemas eléctricos de potencia en anillo". Este trabajo profundiza en los métodos de ajuste de los parámetros de protección y afronta la implementación de protocolos de comunicación entre los dispositivos, lo que facilita el análisis y la coordinación de las protecciones en redes complejas [5].

La Escuela Politécnica Nacional, en su trabajo “ Estudio de ajuste y coordinación de protecciones con relés digitales IED del sistema eléctrico de Quito en niveles de voltaje de 138 kV y 46 kV”, analizó cómo los ajustes de los relés pueden optimizarse para responder de manera más eficiente a las condiciones operativas del sistema eléctrico en diferentes niveles de voltaje. Esto implica ajustes finos en los tiempos de actuación y umbrales de operación de los relés, con el fin de proteger los equipos sin afectar la continuidad del suministro eléctrico [6].

Otro estudio relevante realizado por la Universidad Politécnica Salesiana, titulado “Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución mediante el uso de relés SEL-751”, se centró en la correcta coordinación de los parámetros de los relés para que respondieran adecuadamente ante fallas como cortocircuitos o sobrecargas. Este trabajo también enfatizó la importancia de garantizar la efectividad de las protecciones sin causar interrupciones innecesarias en la red eléctrica [7].

En la misma línea, la Universidad Politécnica Salesiana también llevó a cabo el estudio “Análisis en laboratorio de respuesta de acción en zona 1 de protección de IED’s de distancia”. Este análisis se centró en factores clave como los tiempos de actuación de los IED en la zona 1, la configuración de los parámetros de protección y la precisión de los dispositivos al responder a diferentes tipos de fallas [8].

La Universidad Nacional de Loja, por su parte, desarrolló el proyecto “Guía técnica de mantenimiento para gabinete de protección 81A4 y plan de ejecución de pruebas a dispositivo electrónico inteligente IED en la bahía de línea ‘Reserva’ de la subestación GIS 138 kV de la central Delsitanisagua”. Esta guía es crucial para garantizar la confiabilidad de las protecciones ante posibles fallas en el sistema eléctrico, especialmente en infraestructuras que operan a alta tensión de 138 kV [9].

Finalmente, otro estudio realizado por la Universidad Politécnica Salesiana, denominado “Análisis de respuesta de los relés de sobre corriente en régimen permanente”, se centró en el estudio de las características de los relés de sobre corriente, incluyendo su curva de tiempo-corriente y los distintos ajustes que permiten configurar los dispositivos para una respuesta precisa y selectiva frente a fallas [10].

Los dispositivos de protección inteligente IED, como los modelos 7SJ85 y 7SA86 de la marca SIEMENS, están diseñados para implementar funciones complementarias de protección, con el objetivo de detectar y actuar oportunamente frente a fallas o condiciones anómalas que puedan comprometer el funcionamiento del sistema eléctrico [11, 12].

El correcto ajuste de los parámetros de protección es un factor crítico para garantizar su desempeño eficaz [13]. Entre las herramientas fundamentales para evaluar la eficacia de los ajustes de protección se encuentran la simulación y la validación experimental. Por otro lado, las pruebas prácticas realizadas mediante inyectores de corriente OMICRON CMC 356 proporcionan una validación realista, permitiendo verificar detalladamente el comportamiento y los parámetros configurados en las protecciones SIEMENS IED's 7SJ85 y 7SA86 [11, 12, 14].

En este trabajo se plantea el desarrollo de una guía técnica que establezca criterios claros para el ajuste de funciones complementarias de protección en los dispositivos mencionados. Estas funciones incluyen la protección ante sobre tensiones y sub tensiones en diferentes componentes del sistema eléctrico, tales como pueden ser las tensiones trifásicas, las componentes de secuencia cero, positiva y negativa. Asimismo, se considerarán funciones asociadas a condiciones de sobre frecuencia y sub frecuencia, la protección de arco eléctrico en sistemas de disparo tripolar, así como la protección ante secuencia negativa y carga desequilibrada. Todas estas funciones son fundamentales para preservar la estabilidad e integridad del sistema en situaciones de asimetría o fallas transitorias [11, 12].

Las funciones complementarias representan una capa adicional de protección que mejora la respuesta del sistema frente a diversas contingencias. Su desempeño está directamente relacionado con una adecuada parametrización, la cual debe estar fundamentada en normativas técnicas específicas, como las establecidas por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos IEEE, y validada mediante simulaciones y ensayos experimentales [15, 16].

La validación de los criterios de ajuste de las funciones complementarias de protección propuestos en esta investigación se llevará a cabo en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca, mediante pruebas utilizando el inyector de corriente OMICRON CMC 356, con el fin de comprobar el comportamiento real de los dispositivos de protección SIEMENS IED's 7SJ85 y 7SA86 ante condiciones de falla simuladas [11, 12, 14].

Este enfoque será una contribución al fortalecimiento del conocimiento técnico en el ámbito de la protección de sistemas eléctricos, ofreciendo una base sólida para la implementación precisa y efectiva de funciones avanzadas de protección en distintos escenarios operativos.

## 1.2 Justificación

El ajuste y la validación de funciones de protección complementarias es fundamental para garantizar la continuidad del suministro eléctrico y reducir fallas ante condiciones anómalas, como son sobre voltajes, sub frecuencias o sobre corrientes. Sin embargo, en numerosos entornos operativos presentan una ausencia de criterios técnicos claramente definidos para el ajuste de las funciones complementarias de protección mencionadas, lo que conlleva la adopción de configuraciones con enfoques empíricos o arbitrarios. Esta práctica puede comprometer la selectividad, sensibilidad y coordinación de los esquemas de protección, incrementando el riesgo de disparos intempestivos o retardados, interrupciones prolongadas del suministro eléctrico y daños en los equipos e infraestructura eléctrica.

Además, la falta de lineamientos específicos y estandarizados en la literatura técnica y documentación de fabricantes, especialmente en dispositivos modernos como los IED's, dificulta la repetibilidad de los ajustes y genera inconsistencias operativas.

Este trabajo plantea el desarrollo de criterios de ajuste técnicos y experimentalmente validados, alineados con normativas internacionales, estándares aplicables como las establecidas por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. La investigación se llevará a cabo en el laboratorio de protecciones eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca, que está equipado con dispositivos electrónicos inteligentes de marcas reconocidas como SIEMENS. Este entorno práctico y controlado permitirá desarrollar y validar los criterios propuestos, asegurando su aplicabilidad práctica en entornos reales. El resultado de este trabajo será una herramienta técnica orientada a facilitar la capacitación de futuros ingenieros en el campo de las protecciones eléctricas, fortaleciendo su capacidad de análisis, configuración y validación de funciones complementarias de protección. Este estudio se enmarca dentro de la línea de investigación en protecciones eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana y busca aportar de manera significativa al desarrollo, estandarización y modernización del sector eléctrico nacional.

## 1.3 Grupo Objetivo

El grupo objetivo de esta investigación lo conforman ingenieros del sistema eléctrico, profesionales de campo y la comunidad académica que trabaja con algoritmos; todos enfocados en optimizar los ajustes y estrategias de protección para mejorar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. La implementación de los criterios y valores de ajuste recomendados contribuirá a la estandarización y mejora de los procesos de ajuste y validación, facilitando la labor de los ingenieros eléctricos y mejorando la eficiencia operativa. Además, este estudio fomentará el desarrollo de metodologías más precisas y efectivas, promoviendo la innovación y fortaleciendo las capacidades de protección en sistemas eléctricos modernos.

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Objetivo General

Desarrollar una guía con criterios de ajuste para funciones complementarias en voltaje, frecuencia y corriente de protección fundamentada en el análisis de normativas, la simulación de fallas y la validación experimental en IED's 7SJ85 Y 7SA86 SIEMENS mediante pruebas con el inyector de corriente OMICRON CMC 356 en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

- Establecer criterios técnicos de ajuste recomendados para las funciones complementarias de protección, considerando normativas internacionales, estándares aplicables como las establecidas por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, y condiciones operativas reales del sistema eléctrico de potencia.
- Implementar y analizar los criterios de ajuste de las funciones complementarias de protección mediante simulaciones en el programa Power Factory, evaluando el desempeño de las funciones de protección frente a diversas condiciones de falla.
- Validar los criterios de ajuste de las funciones complementarias de protección mediante los IED's 7SJ85 y 7SA86 SIEMENS y el inyector de corriente OMI-

CRON CMC 356 del laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca.

## 1.5 Normativa de protección

La normativa técnica en sistemas eléctricos de potencia establece criterios fundamentales para garantizar la seguridad operativa, la calidad del suministro y la confiabilidad del sistema. Su cumplimiento es indispensable para el correcto diseño, ajuste y validación de funciones de protección, particularmente en dispositivos electrónicos inteligentes como los SIEMENS 7SJ85 y 7SA86. Entre los principales lineamientos normativos se encuentra el cumplimiento de estándares internacionales como IEEE e IEC, los cuales definen los requisitos esenciales para asegurar un servicio eléctrico eficiente y seguro [17]. Dichas normativas incluyen directrices para la implementación de funciones de protección tradicionales, como las asociadas al uso de transformadores de corriente [18].

Adicionalmente, se establece la necesidad de ubicar los dispositivos de protección de forma estratégica dentro del sistema de distribución, garantizando la selectividad y confiabilidad operativa conforme a las regulaciones vigentes [19]. La coordinación de las protecciones eléctricas también debe seguir criterios uniformes en todo el sistema, independientemente de la fuente de energía involucrada [20]. Para un análisis integral de la protección, es imprescindible considerar variables críticas como el voltaje y la corriente, lo que permite establecer configuraciones precisas en los dispositivos de protección [21]. Por este motivo, se analizaron y seleccionaron diversas normativas con el objetivo de estudiar los ajustes y criterios asociados a las funciones complementarias de protección, destacándose entre ellas las siguientes:

- C37.90-2005 - IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus
- C37.96-2012 - IEEE Guide for AC Motor Protection
- C37.102-2006 - IEEE Guide for AC Generator Protection
- C37.98-2013 - IEEE Standard for Seismic Qualification Testing of Protective Relays and Auxiliaries for Nuclear Facilities
- C37.105-2010 - IEEE Standard for Qualifying Class 1E Protective Relays and Auxiliaries for Nuclear Power Generating Stations

- C37.101-2006 - IEEE Guide for Generator Ground Protection
- C37.95-2014 - IEEE Guide for Protective Relaying of UtilityConsumer Interconnections
- C37.106-2003 - IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants

## 1.6 Sistema de generación distribuida

La generación distribuida GD se refiere a la producción o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, mediante fuentes descentralizadas de generación. Este sistema se sitúa entre las grandes centrales convencionales y las instalaciones de micro generación, y permite su interconexión con la red eléctrica para facilitar la compra-venta de energía [22].

La generación distribuida GD, entendida como la producción de energía eléctrica próxima al punto de consumo, introduce nuevos desafíos y requerimientos en la operación y protección de los sistemas eléctricos, debido a un flujo en ambos sentidos de los flujos de potencia y la variabilidad en las condiciones de operación [23, 24].

Desde la perspectiva de las protecciones eléctricas, la GD exige un ajuste más preciso y dinámico de las funciones de protección, particularmente aquellas relacionadas con parámetros fundamentales como el voltaje, la frecuencia y la corriente, para garantizar la selectividad, sensibilidad y coordinación adecuadas en escenarios de operación complejos [24].

Además, la creciente integración de tecnologías fundamentadas en fuentes renovables ha incrementado la necesidad de dispositivos inteligentes, capaces de implementar funciones de protección avanzadas y adaptables a distintos contextos eléctricos. Estos dispositivos permiten detectar y actuar ante anomalías en el sistema, como variaciones anormales de voltaje, desequilibrios de frecuencia o sobre corrientes, minimizando así los riesgos de fallas mayores o interrupciones no deseadas [25, 26, 27].

## 1.7 Dispositivo Electrónico Inteligente

Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) se han consolidado como elementos fundamentales en los sistemas eléctricos de potencia, al integrar funciones avanzadas de protección, control y supervisión. En el ámbito de las protecciones eléctricas, los IED's permiten implementar esquemas como protección de distancia, diferencial y sobre corriente, lo que garantiza una detección y actuación rápida ante fallas en la red eléctrica [28, 29]. En la Fig. 1.1. se muestra un IED modelo 7SJ85 de SIEMENS, perteneciente a la línea SIPROTEC 5, diseñado para funciones avanzadas de protección, automatización, medición y supervisión en sistemas eléctricos de potencia.



**Figura 1.1:** Dispositivo electrónico inteligente (IED) SIEMENS 7SJ85 de la familia SIPROTEC 5.

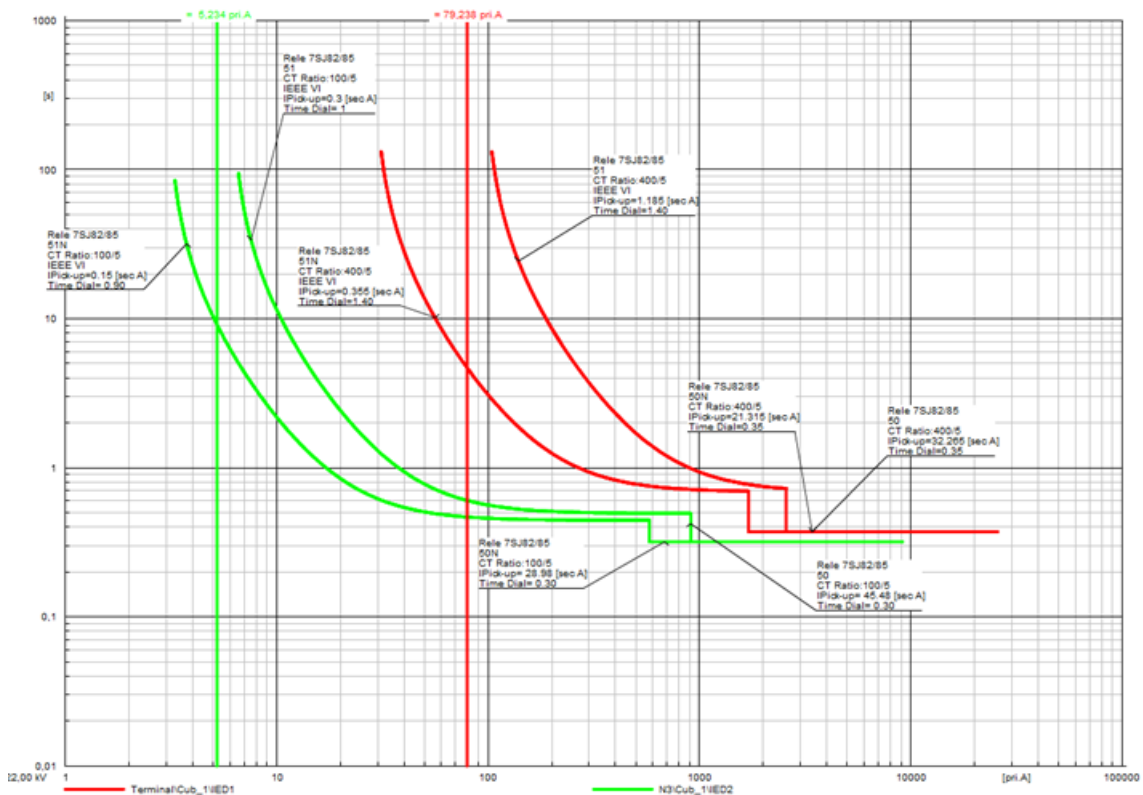
Los dispositivos IED ofrecen capacidades de supervisión y diagnóstico al registrar y analizar señales eléctricas en tiempo real, lo que facilita la supervisión continua del sistema y la identificación temprana de anomalías o perturbaciones, contribuyendo a una mayor confiabilidad operativa [30, 31]. Asimismo, los IED's son herramientas clave durante las etapas de prueba y comisionamiento, al permitir la verificación dinámica de las funciones de protección. Esta capacidad resulta fundamental para asegurar el correcto funcionamiento de las lógicas de actuación antes de su puesta en servicio [29, 32, 33].

## 1.8 Función de protección

Las funciones de protección eléctrica son fundamentales para preservar la integridad de los sistemas eléctricos y de los equipos asociados ante condiciones anómalas. Estas funciones actúan de manera automática ante situaciones críticas, permitiendo la detección, aislamiento y mitigación de fallas, garantizando así la continuidad del servicio y la seguridad de los activos.

### 1.8.1 Protección de sobre intensidad - [50/51]

Esta función permite la detección e interrupción del circuito cuando la corriente supera los valores establecidos como seguros, ya sea por sobrecargas o cortocircuitos. En la Fig. 1.2 se presentan las curvas de coordinación de protecciones correspondientes a la función 50/51 implementada en los relés SIEMENS 7SJ82/85. Estas curvas permiten visualizar la relación entre el tiempo de actuación y la magnitud de corriente de falla, facilitando el análisis del comportamiento de las protecciones ante distintas condiciones de sobrecorriente.



**Figura 1.2:** Curvas de coordinación de protecciones para la función 50/51 en relés SIEMENS 7SJ82/85.

### **1.8.2 Protección de Secuencia Negativa y Carga Desequilibrada - [46]**

Esta función detecta cortocircuitos monopoles o bipolares, pérdida de fase y cargas asimétricas con alta sensibilidad. Protege máquinas eléctricas ante desequilibrios prolongados que generan campos de secuencia negativa, causando sobrecalentamientos en el rotor y el devanado amortiguador. También identifica errores de conexión en transformadores de corriente y fallas por interrupción de conductores [13].

### **1.8.3 Protección de sobre tensión con tensión trifásica - [59]**

La protección contra sobre tensión supervisa y controla el rango de tensión admisible en el sistema. Su función principal es proteger los componentes de la planta, como partes de la instalación y maquinaria, de posibles daños causados por sobre tensiones prolongadas. Además, permite el desacoplamiento de plantas, como aquellas asociadas a instalaciones eólicas, para evitar efectos adversos en el sistema eléctrico [13].

### **1.8.4 Protección de sobre tensión con tensión homopolar - [59N]**

La función 59N, correspondiente a la protección por sobre tensión homopolar, se emplea principalmente en sistemas aislados o compensados para la detección de fallas a tierra. Esta protección permite identificar el desplazamiento de la tensión del neutro, el cual es indicativo de una conexión a tierra no deseada. Además, en caso de ser necesario, la función es capaz de determinar la fase específica donde ocurre la falla. En aplicaciones con máquinas eléctricas, se utiliza para detectar fallas a tierra internas en el devanado del estator, contribuyendo así a la protección integral del equipo y a la continuidad operativa del sistema [13].

### **1.8.5 Protección de sobre tensión con tensión de secuencia positiva - [59S]**

La protección implementada en tensión de secuencia positiva permite la detección de sobre tensiones simétricas estacionarias dentro del sistema eléctrico. Esta función supervisa el cumplimiento del rango de tensión admisible cuando la componente de

secuencia positiva representa la magnitud predominante en condiciones normales de operación. La función 59S debe ser razonablemente precisa entre el 25% y el 100% de la frecuencia nominal [13].

#### **1.8.6 Protección de sobre tensión con tensión de secuencia negativa - [47]**

La protección implementada en tensión de secuencia negativa permite la detección de asimetrías de tensión tanto en la red como en máquinas eléctricas. Esta función resulta especialmente útil para identificar condiciones anormales que pueden afectar la operación de los equipos, como desequilibrios entre fases. Asimismo, puede ser empleada como criterio de habilitación para la actuación de la protección de sobre intensidad en presencia de fallas asimétricas, proporcionando una respuesta más selectiva y precisa. Las asimetrías de tensión pueden originarse por diversas causas, siendo la más común la carga desequilibrada, producto de una distribución no uniforme de los consumidores en cada fase [13].

#### **1.8.7 Protección de sub tensión con tensión trifásica - [27]**

La protección de sub tensión trifásica permite la supervisión continua del rango de tensión admisible en el sistema. Su función principal es evitar daños progresivos en los componentes de la instalación, como equipos y maquinaria, causados por condiciones prolongadas de baja tensión. Además, esta protección puede ser empleada como criterio operativo para ejecutar maniobras de desacoplamiento de la red o esquemas de deslastre de carga, con el fin de preservar la estabilidad del sistema eléctrico ante caídas significativas de tensión [13].

#### **1.8.8 Protección de sobre frecuencia - [81O]**

La protección de sobre frecuencia permite la detección de aumentos anormales en la frecuencia del sistema, ya sea en la red eléctrica o en motores eléctricos. Esta función supervisa de forma continua la banda de frecuencia admisible y, ante una desviación, puede emitir alarmas preventivas o ejecutar acciones correctivas.

En situaciones críticas, permite la interrupción selectiva de bloques de generación

eléctrica para evitar inestabilidades en el sistema. Además, actúa como medida de protección en turbinas, frente a posibles fallos en los sistemas de limitación de velocidad, contribuyendo a preservar la integridad mecánica y operativa de dichos equipos.

### **1.8.9 Protección de sub frecuencia - [81U]**

La protección de sub frecuencia permite la detección de disminuciones anómalas en la frecuencia del sistema eléctrico, ya sea en la red o en motores eléctricos. Esta función supervisa permanentemente la banda de frecuencia permitida y, ante la presencia de valores por debajo del umbral establecido, genera alarmas y ejecuta acciones correctivas.

Entre sus principales aplicaciones se encuentran el desacoplamiento de redes, la interrupción de cargas no prioritarias para preservar la estabilidad del sistema, y la protección de motores frente a condiciones de operación fuera de especificación. En casos críticos, como cuando la frecuencia cae por debajo del 95% de su valor nominal, también puede ordenar la interrupción de bloques de generación para evitar caídas en la red eléctrica.

## **1.9 Coordinación de protecciones**

La coordinación de protecciones eléctricas constituye un pilar esencial en la operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos de potencia, debido a que permite garantizar la confiabilidad y seguridad ante eventos anómalos. En este contexto, los dispositivos de protección deben operar de manera selectiva y oportuna para detectar y mitigar eficazmente los efectos de fallas eléctricas en las redes de transmisión y distribución [34].

El análisis detallado y la simulación de la coordinación de protecciones, apoyados en el uso de diagramas unifilares, son herramientas indispensables para validar la correcta secuencia de actuación de los dispositivos involucrados [35, 36]. Esto incluye la comprensión y aplicación de las funciones y esquemas de protección asociados a cada elemento del sistema, aspecto crítico en la implementación de ajustes precisos [37].

Para asegurar dicha coordinación, es necesario realizar estudios específicos de ajuste y validación de protecciones, conocidos como Estudios de Ajuste y Coordinación de Protecciones [18]. Estos estudios permiten establecer parámetros adecuados según las características del sistema y las exigencias operativas, especialmente al considerar funciones complementarias relacionadas con voltaje, frecuencia y corriente.

Finalmente, el modelado y diagnóstico del sistema eléctrico se presentan como herramientas complementarias de alto valor, debido a que permiten verificar el comportamiento esperado del sistema ante diferentes escenarios de falla [17].

## CAPÍTULO 2

### SISTEMA DE POTENCIA BAJO ANALISIS, CASO DE ESTUDIO SELECCIONADO

#### 2.1 Representación del sistema bajo estudio

El sistema eléctrico en estudio corresponde a una red de distribución en configuración radial de 13,8 kV, cuyo punto de partida se ubica en un equivalente de red definido por su potencia de cortocircuito ( $P_{cc}$ ), corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) y parámetros de redes de secuencia, los cuales fueron tomados como referencia del alimentador 0824.

El primer elemento de protección conectado a la barra 1 es el interruptor automático Circuit Breaker 1 (CB1). Su operación está coordinada mediante dos dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), identificados como IED1 e IED5, configurados con funciones de protección contra sobrecorriente. Para la medición, se utiliza un transformador de corriente con una relación de transformación de 300:5. Estos dispositivos aseguran la protección en el punto de conexión con el equivalente de red.

La Línea 1, compuesta por conductores ACSR 1/0 AWG para las fases y ACSR 2 AWG para el neutro, tiene una longitud de 4 km y alimenta la barra 2. A partir de esta barra, la Línea 2, con la misma configuración de conductores, se extiende por 6 km hasta la barra 3, desde donde se suministra energía a la Carga 1.

Esta carga presenta una conexión Y-GND, y la distribución de potencia por fase refleja un desequilibrio notable. En la fase 1, la potencia activa es de 0,666667 MW y la reactiva de 0,00008 Mvar; en la fase 2, se registran 0,1 MW de potencia activa y 0,005 Mvar de potencia reactiva; y en la fase 3, la potencia activa es de 0,33333

MW, con una potencia reactiva también de 0,00008 Mvar. Este desbalance es especialmente evidente en la potencia activa, y representa una condición relevante para el análisis de protecciones y el comportamiento del sistema ante cargas asimétricas.

Desde la barra 1, el sistema continúa a través de la Línea 3, compuesta por conductores ACSR 1/0 AWG para las fases y ACSR 2 AWG para el neutro, con una longitud total de 4 km, y alimenta directamente a la barra 4. A partir de esta barra, el sistema se extiende mediante la Línea 4, con las mismas especificaciones de conductores (ACSR 1/0 AWG para fase y ACSR 2 AWG para neutro), con una longitud de 6 km.

En la barra 4 se encuentra instalado el interruptor CB2, cuya operación está coordinada mediante siete IEDs, identificados como IED2, IED3, IED4, IED6, IED7, IED8 e IED9. Este interruptor está instrumentado con transformadores de medida: un transformador de corriente (TC) con una relación de 100 A/5 A y un transformador de potencial (TP) con una relación de 13.800 V/100 V.

También en la barra 4 se encuentra conectada la carga C2, configurada en estrella con neutro conectado a tierra (Y-GND). Esta carga presenta un punto operativo total con una potencia activa de 0,5003866 MW y una potencia reactiva de 0,2005 Mvar, valores resultantes de la suma por fase. La distribución de potencia por fases es la siguiente:

- Fase 1: 0,5 MW (activa), 0,1 Mvar (reactiva)
- Fase 2: 0,0001666 MW (activa), 0,0005 Mvar (reactiva)
- Fase 3: 0,00022 MW (activa), 0,1 Mvar (reactiva)

Adicionalmente, en este mismo nodo se encuentran conectados dos dispositivos tipo shunt, empleados comúnmente para mejorar la calidad de la energía mediante la compensación de potencia reactiva y el filtrado de armónicos.

Desde la barra 5 se alimenta un transformador trifásico de dos devanados, cuya función principal es la transformación de niveles de tensión entre media y baja tensión, cumpliendo un rol típico en sistemas de distribución. Este transformador tiene una potencia nominal de 1 MVA, opera a 60 Hz y presenta una relación de transformación de 13,8 kV/0,48 kV. Su grupo vectorial es YNyn0, lo que indica conexión en estrella con neutro accesible en ambos devanados y sin desplazamiento

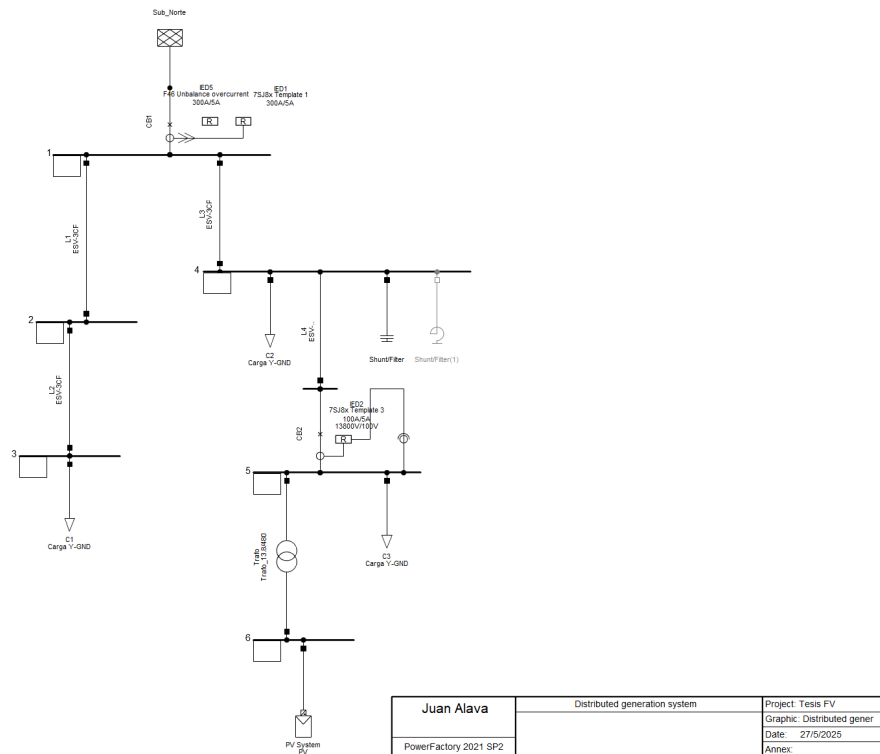
angular entre ellos. Este tipo de conexión facilita la protección sensible a tierra y permite la continuidad de operación ante condiciones desequilibradas.

En este punto también se encuentra conectada la Carga 3, con configuración Y-GND. Su punto operativo muestra una potencia activa total de 0,1667855 MW y una potencia reactiva de 0,8507 Mvar, lo que evidencia una naturaleza marcadamente inductiva. La distribución de potencia por fases presenta un claro desequilibrio:

- Fase 1: 0,1666667 MW (activa), 0,6 Mvar (reactiva)
- Fase 2: 0,00003 MW (activa), 0,25 Mvar (reactiva)
- Fase 3: 0,0000888 MW (activa), 0,0007 Mvar (reactiva)

Finalmente, desde la barra 6 se conecta una planta de generación fotovoltaica, compuesta por 167 paneles solares, cada uno con una potencia de 600 W, y 20 inversores conectados en paralelo. Esta arquitectura modular ofrece ventajas significativas en términos de operación, mantenimiento y escalabilidad. Cada inversor posee una capacidad nominal de 100 kVA, lo que proporciona una capacidad instalada total de 2.000 kVA.

En la Fig. 2.1 se presenta el diagrama unifilar del sistema eléctrico bajo análisis.



**Figura 2.1:** Diagrama unifilar inicial del sistema de distribución en estudio.

## 2.2 Resultados Flujo de Carga

El análisis del flujo de carga revela que el sistema eléctrico en estudio está conformado por seis barras y cuatro líneas de transmisión, incluyendo un transformador y una fuente de generación fotovoltaica. La estructura parte desde la barra principal de una subestación identificada como "Sub Norte", desde donde se distribuye la energía hacia distintas cargas, elementos de compensación y dispositivos de protección.

En cuanto a los elementos principales del sistema, se observa un transformador con relación 13,8/0,48 kV conectado en la barra 5, así como un sistema de generación fotovoltaico instalado en la barra 6. En consecuencia, la totalidad de la demanda de potencia activa y reactiva es cubierta por la generación interna del sistema. La demanda total asciende a 1,77 MW y 1,06 Mvar, lo que corresponde a una potencia aparente de 2,06 MVA. Las pérdidas de la red se mantienen en niveles moderados, registrando 0,15 MW y 0,25 Mvar, equivalentes a aproximadamente el 7% de la potencia activa total. Este nivel de pérdidas indica que la topología de la red es, en general, adecuada para la operación actual.

No obstante, el factor de potencia global del sistema se sitúa en 0,95, lo que refleja una gestión aceptable, aunque aún mejorable, de la potencia reactiva. Este valor sugiere que podrían implementarse ajustes adicionales de compensación, especialmente en las barras con mayor demanda, para optimizar la estabilidad y reducir pérdidas adicionales. En términos de capacidad de carga, a partir de los datos disponibles no se han identificado sobrecargas evidentes en las cuatro líneas de transmisión evaluadas. La Fig. 2.2 muestra los resultados del flujo de carga realizado en el programa DIgSILENT.

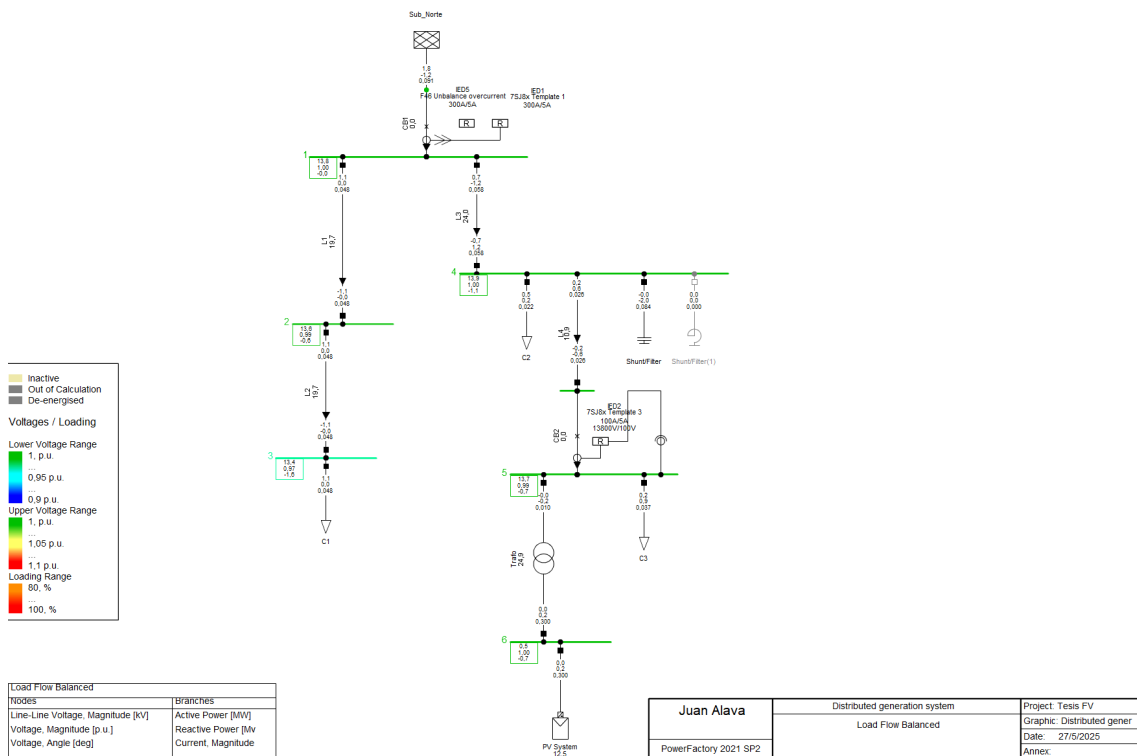


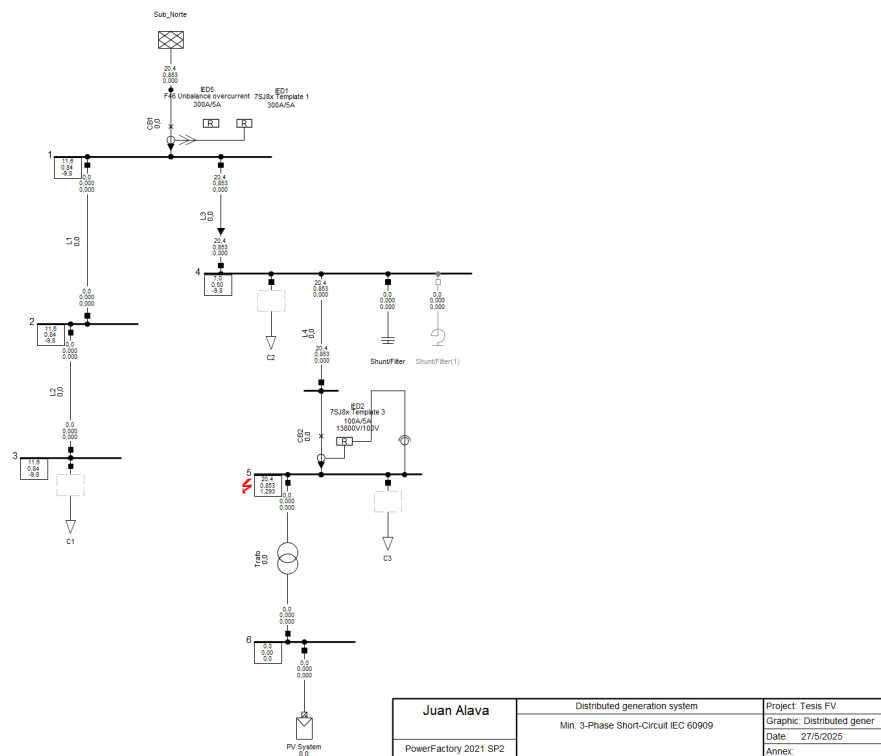
Figura 2.2: Resultados de Flujo de Carga.

## 2.3 Cálculo de corrientes de cortocircuito

En la Tabla 2.1 se presentan los resultados del cálculo de corrientes de cortocircuito, realizado conforme a la metodología establecida por la normativa internacional IEC 60909. Los valores corresponden a las corrientes de cortocircuito subtransitorias en cada barra del sistema bajo análisis. Finalmente, en la Fig. 2.3 se muestra un ejemplo del cálculo de corriente de cortocircuito trifásico en la barra 1, efectuado mediante el programa PowerFactory DIgSILENT.

**Tabla 2.1:** Corriente de cortocircuito en cada barra

Barras	Corriente de Cortocircuito - Ikss - [kA]			
	3F	1F-T	2F	2F-T
Barra 1	3,820	5,146	3,312	5,097
Barra 2	1,672	1,404	1,449	1,585
Barra 3	0,853	0,649	0,739	0,762
Barra 4	1,672	1,410	1,449	1,584
Barra 5	0,853	0,658	0,739	0,759
Barra 6	15,538	12,999	13,459	14,596



**Figura 2.3:** Cálculo de Corriente de Cortocircuito Trifásico mediante programa DIGSILENT en la barra 5.

## 2.4 Cálculo y filosofía de la protección para el sistema

La Tabla 2.2 presenta las funciones de protección implementadas en la cabecera del sistema mediante un relé de sobrecorriente modelo 7SA86, instalado en el punto de ingreso a la barra 1. De manera similar, la Tabla 2.3 detalla las funciones de protección asociadas a la línea 4, mediante un relé de sobrecorriente 7SJ82/85, ubicado en el punto de ingreso a la barra 5.

Ambas tablas incluyen los criterios de ajuste definidos conforme a los lineamientos normativos vigentes, basados en un conjunto de 47 normas activas pertenecientes a las familias IEEE C37, C57 y otras relacionadas. Estas normas comprenden guías, prácticas recomendadas y estándares técnicos aplicables a los sistemas de protección y a los equipos asociados, lo cual garantiza una configuración adecuada y confiable del sistema de protección.

Para la implementación de las funciones de protección se emplean transformadores de corriente (TC) con relaciones de transformación de 300:5 y 100:5, seleccionadas de acuerdo con las características eléctricas del sistema y los niveles estimados de corriente de falla. Esta selección asegura tanto la precisión en la medición como una respuesta eficaz de los dispositivos de protección ante condiciones de falla.

**Tabla 2.2:** Criterios de ajuste para el relé 7SA86

Ubicación	Función de Protección	Ajuste	Criterio	Magnitud
Cabecera	Relé 51	Pick-up	120% de la corriente nominal de restricción. Curva IEEE VI.	1,89 Asec
		Dial	Criterio inicial de ajuste.	0,60 s
	Relé 50	Pick-up	120% de la corriente de cortocircuito trifásica en la barra de bajo voltaje subsiguiente.	33,44 Asec
		Delay	Tiempo de coordinación.	0,03 s
	Relé 51N	Pick-up	30% del ajuste del relé 51. Curva IEEE VI.	0,56 Asec
		Dial	Criterio inicial de ajuste.	0,6 s
	Relé 50N	Pick-up	120% de la corriente de cortocircuito monofásica en la barra de bajo voltaje subsiguiente.	28,08 Asec
		Delay	Tiempo de coordinación.	0,03 s
	Relé 46	Ángulo límite delante $\alpha$	Configuración angular para detección de desequilibrio.	338°
		Ángulo límite delante $\beta$	Configuración angular para detección de desequilibrio.	122°
		Pick-up	30% del ajuste del relé 46.	0,5 A
		Delay	Tiempo de persistencia del desequilibrio.	15 s

**Tabla 2.3:** Criterios de ajuste para el relé 7SJ85

Ubicación	Función de Protección	Ajuste	Criterio	Magnitud
Línea 4	Relé 51	Pick-up	125% de la corriente nominal de restricción. Curva IEEE VI.	1,62 Asec.
		Dial	Criterio inicial de ajuste.	0,40 s
		Dirección de disparo	Disparo en flujo de potencia desde la red hacia la planta de generación fotovoltaica.	Forward
	Relé 50	Pick-up	120% de la corriente de cortocircuito trifásica en la barra de bajo voltaje subsiguiente.	32,4 ASec.
		Delay	Tiempo de coordinación.	0,00 s
		Dirección de disparo	Disparo en flujo de potencia desde la red hacia la planta de generación fotovoltaica.	Forward
	Relé 51N	Pick-up	30% del ajuste del relé 51. Curva IEEE VI.	0,48 ASec.
		Dial	Criterio inicial de ajuste.	0,40 s
		Dirección de disparo	Disparo en flujo de potencia desde la red hacia la planta de generación fotovoltaica.	Forward
	Relé 50N	Pick-up	120% de la corriente de cortocircuito monofásica en la barra de bajo voltaje, subsiguiente.	26,82 ASec.
		Delay	Tiempo de coordinación.	0,00 s
		Dirección de disparo	Disparo en flujo de potencia desde la red hacia la planta de generación fotovoltaica.	Forward

Ubicación	Función de Protección	Ajuste	Criterio	Magnitud
	Relé 50	Pick-up	120% de la corriente en base al flujo de carga.	5,28 ASec.
		Delay	Tiempo de coordinación.	0,00 s
		Dirección de disparo	Disparo en flujo de potencia desde la planta de generación fotovoltaica hacia la red.	Reverse
	Relé 50 N	Pick-up	30% del ajuste del relé 50.	1,58 ASec.
		Delay	Tiempo de coordinación.	0,00 s
		Dirección de disparo	Disparo en flujo de potencia desde la planta de generación fotovoltaica hacia la red.	Reverse
	Relé 46	Ángulo límite delante $\alpha$	Configuración angular para detección de desequilibrio.	338°
		Ángulo límite delante $\beta$	Configuración angular para detección de desequilibrio.	122°
		Pick-up	30% del ajuste del relé 46.	0,5 ASec.
		Delay	Tiempo de persistencia del desequilibrio.	10 s
	Relé 59	Pick-up	110% tensión nominal en base al valor de medida.	62,7 VSec.
		Delay	Tiempo de coordinación.	10 s
		Valor de medida	Se determina si el escalón debe supervisar las tensiones fase-fase o fase-tierra	fase-tierra
		Pick-up	110% tensión nominal en base al valor de medida.	110 VSec.
		Delay	Tiempo de coordinación.	10 s
Valor de medida		Se determina si el escalón debe supervisar las tensiones fase-fase o fase-tierra.	fase-fase	

Ubicación	Función de Protección	Ajuste	Criterio	Magnitud
	Relé 59N	Pick-up	30% de la tensión nominal primaria, representativa de la componente de secuencia cero durante fallas monofásicas a tierra.	30 Vsec
		Delay	Tiempo de coordinación.	3 s
	Relé 59D	Pick-up	Sobrevoltaje del 70% de la tensión nominal primaria en barras o alimentadores auxiliares, asociado a condiciones anormales o desconexión súbita de carga.	71,5 Vsec
		Delay	Tiempo de coordinación.	3 s
	Relé 47	Pick-up	10% de la tensión de secuencia negativa respecto al valor nominal secundario, para identificar desequilibrios significativos entre fases.	5,8 Vsec
		Delay	Tiempo de coordinación.	3 s
	Relé 27	Pick-up	90% tensión nominal en base al valor de medida.	50,6 VSec.
		Delay	Tiempo de coordinación.	10 s
		Valor de medida	Se determina si el escalón debe supervisar las tensiones fase-fase o fase-tierra.	fase-tierra
		Pick-up	90% tensión nominal en base al valor de medida.	88 VSec.
		Delay	Tiempo de coordinación.	10 s
		Valor de medida	Se determina si el escalón debe supervisar las tensiones fase-fase o fase-tierra.	fase-fase

Ubicación	Función de Protección	Ajuste	Criterio	Magnitud
	Relé 81O	Pick-up	0,5 Hz por encima de la frecuencia normal del sistema.	60,50 Hz
		Delay	Tiempo de coordinación.	1 s
		Escalón		1
		Pick-up	0,5 Hz por encima de la frecuencia del escalón subsiguiente.	61 Hz
		Delay	Tiempo de coordinación.	0,50 s
		Escalón		2
		Pick-up	0,5 Hz por encima de la frecuencia del escalón subsiguiente.	61,50 Hz
		Delay	Tiempo de coordinación.	0,30 s
		Escalón		3
	Relé 81U	Pick-up	0,5 Hz por debajo de la frecuencia normal del sistema.	59,50 Hz
		Delay	Tiempo de coordinación.	1 s
		Escalón		1
		Pick-up	0,5 Hz por encima de la frecuencia del escalón subsiguiente.	59 Hz
		Delay	Tiempo de coordinación.	2 s
		Escalón		2
		Pick-up	0,5 Hz por encima de la frecuencia del escalón subsiguiente.	58,50 Hz
		Delay	Tiempo de coordinación.	1 s
		Escalón		3

## 2.5 Curvas

En base a los criterios mencionados en la sección anterior se realizan los ajustes de cada función de protección. El ajuste se realiza teniendo presente las características

de los relés mencionados.

Para el ajuste de los relés de protección 7SA86 y 7SJ85, específicamente en la función de sobre corriente temporizada (funciones 51 y 51N), se optó por la utilización de una curva del tipo IEEE Muy Inversa (VI, por sus siglas en inglés Very Inverse). La ecuación que representa esta característica de operación está especificada en el manual del fabricante, siendo la misma que implementa el programa de análisis de sistemas eléctricos DIgSILENT PowerFactory.

## 2.6 Implementación de los ajustes propuestos

En la Fig. 2.4 se presentan las curvas características de cada elemento del sistema en estudio, obtenidas mediante el programa DIgSILENT en un diagrama tiempo-corriente.

Las curvas correspondientes al relé 7SJ85 se representan en color verde, tanto para fase como para tierra. En ellas se detallan las funciones de protección implementadas, la relación del transformador de corriente (TC), el tipo de curva empleada, la corriente de arranque y los ajustes temporales configurados.

En color rojo se muestran las curvas de fase y tierra del relé 7SA86, con la misma información técnica especificada: funciones de protección activas, relación del TC, tipo de curva, nivel de corriente de arranque y parámetros de tiempo.

Asimismo, en color azul se visualiza la curva de fase del relé 7SJ85, y en color café la curva de fase del relé 7SA86, manteniendo en ambos casos la descripción detallada de las configuraciones mencionadas anteriormente.

El relé identificado con el color rojo opera con una relación de transformador de corriente (TC) de 300/5 y está configurado con una curva de operación tipo IEEE Muy Inversa (VI). Debido a sus tiempos de actuación más prolongados, este dispositivo se clasifica como una protección de respaldo dentro del esquema general de protección.

En contraste, el relé representado en color verde, que emplea una relación TC de 100/5 y utiliza igualmente una curva tipo IEEE Muy Inversa (VI), presenta tiempos de operación más rápidos y niveles de corriente de arranque más bajos. Estas

características permiten que actúe prioritariamente ante fallas localizadas dentro de su zona de protección, desempeñando un rol de protección primaria.

Adicionalmente, la curva representada en color azul corresponde a la función 46 (protección contra desbalance de corriente) del relé 7SJ85, configurada como una protección de tiempo definido. Esta función está diseñada para detectar condiciones anómalas de desequilibrio de fases mediante un umbral de activación fijo y un retardo de tiempo constante. Su posición en el diagrama tiempo-corriente indica que actúa en un rango medio de corrientes con un tiempo de operación mayor, complementando así la protección contra sobrecorrientes para eventos asimétricos o anormales que no superan los umbrales de sobrecorriente convencionales.

Por último, la curva de color café representa también una función 46 de tiempo definido, implementada en el relé 7SA86. Aunque comparte una configuración funcional similar con el dispositivo anterior, está dirigida a una zona distinta del sistema. Su umbral de activación es comparable, pero presenta un tiempo de operación ligeramente superior, lo cual permite una adecuada coordinación temporal entre ambas funciones. Esta secuencialidad de actuación fortalece la selectividad del sistema, asegurando una respuesta escalonada ante condiciones de desequilibrio prolongado o fallas monofásicas, y aumentando así la confiabilidad del esquema de protección global.

La Fig. 2.4 presenta las curvas de coordinación correspondientes al escenario final del sistema bajo estudio. Este gráfico permite visualizar el ajuste óptimo entre las funciones de protección de sobrecorriente, garantizando una operación secuencial y selectiva ante la ocurrencia de fallas.

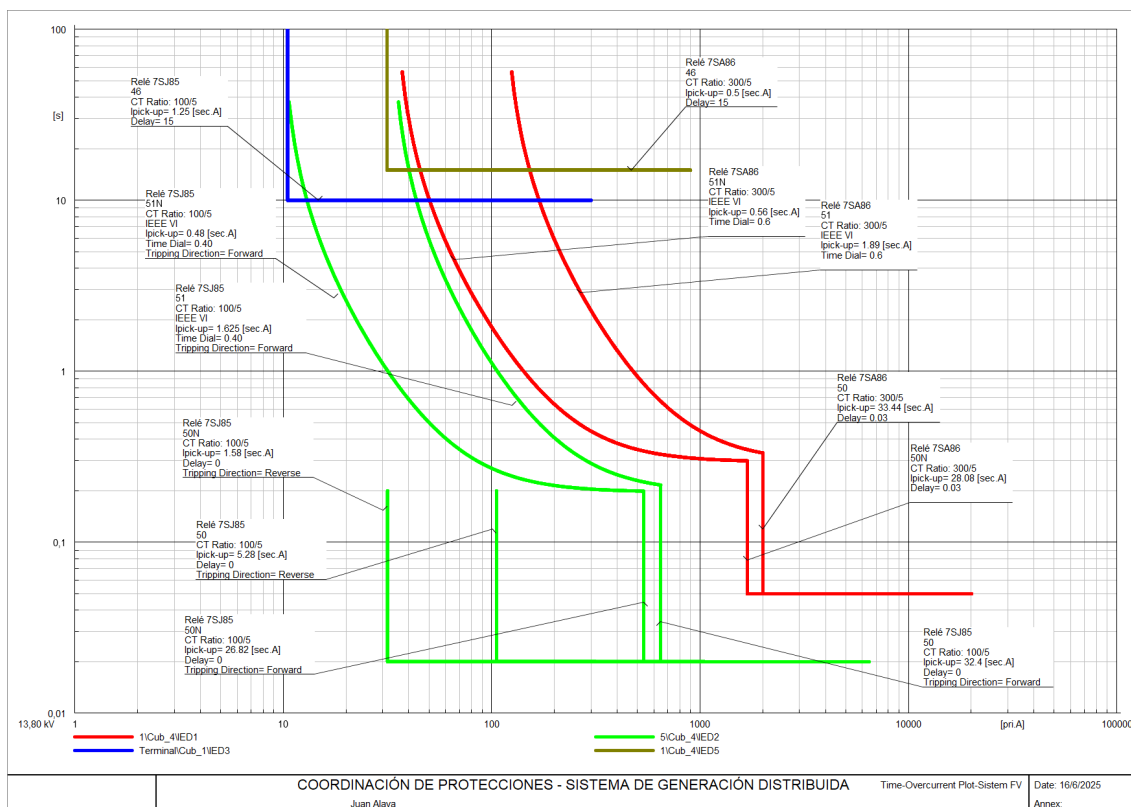


Figura 2.4: Curvas de Coordinación – Escenario Final.

## 2.7 Validación de los ajustes propuestos

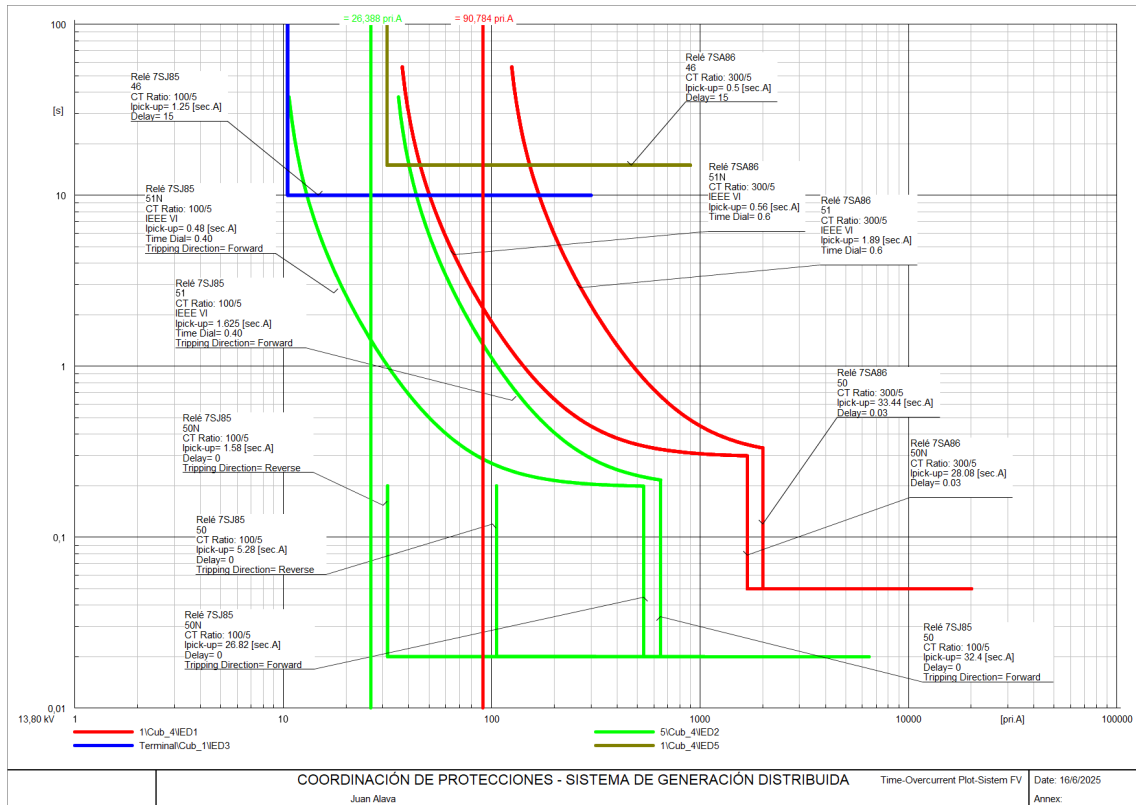
### 2.7.1 Flujo de carga

Las Figuras 2.5, 2.6 y 2.7 presentan los diagramas Tiempo-Corriente correspondientes a los flujos de carga en secuencia positiva bajo condiciones balanceadas. Estos gráficos permiten analizar el comportamiento de la corriente en un sistema con flujo bidireccional de potencia, producto de la conexión de una planta de generación fotovoltaica.

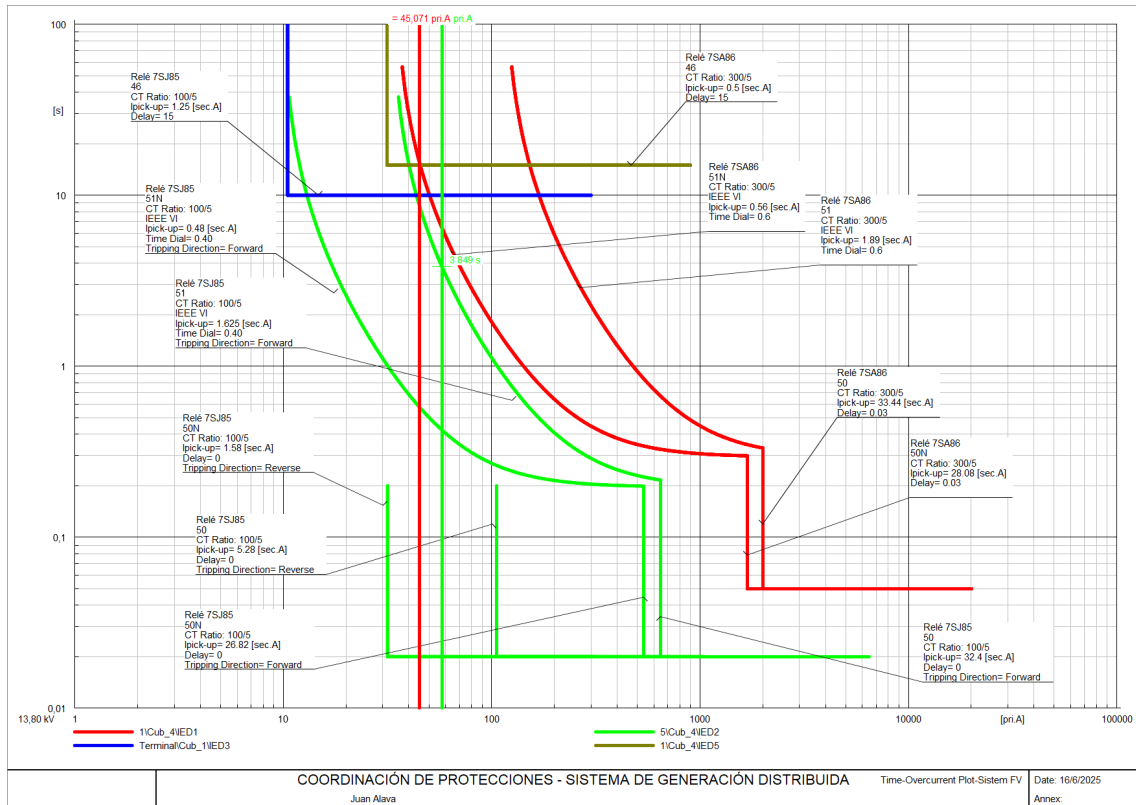
En el modo de consumo, es decir, cuando la planta demanda energía del sistema, se registran corrientes de 26,388 A en condiciones normales de operación, alcanzando hasta 90,784 A en condiciones máximas. Por otro lado, en el modo de generación, con una inyección equivalente al 50% de la capacidad nominal del sistema fotovoltaico, las corrientes observadas son de 45,071 A en operación normal y hasta 57,657 A en su punto máximo. Finalmente, cuando el sistema fotovoltaico opera al 100% de su capacidad nominal, se registran corrientes de 99,968 A bajo condiciones normales,

y de hasta 6,678 A como valor mínimo en el escenario analizado.

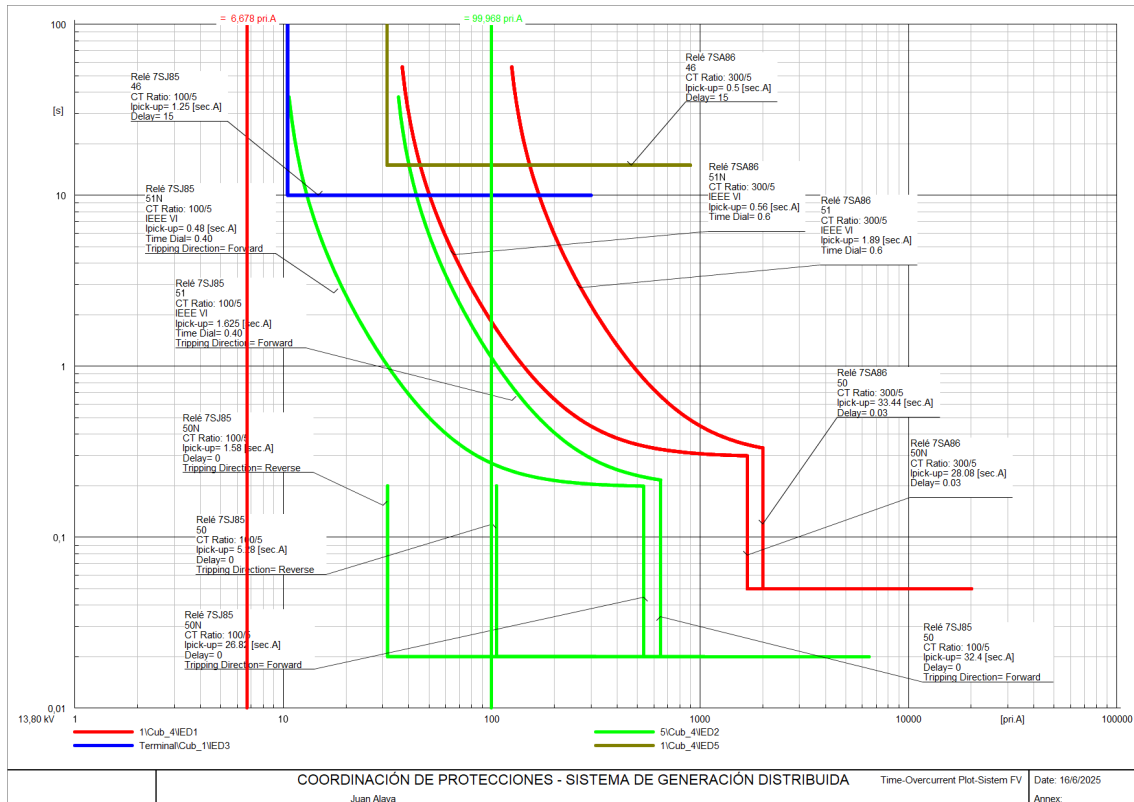
En todos los casos, las corrientes de carga permanecen por debajo de los umbrales de disparo de las funciones de sobrecorriente configuradas en los relés de protección, así como dentro de los límites térmicos del transformador y del conductor instalado (cable 2 AWG). Esto confirma que el sistema opera de manera segura tanto en condiciones de carga como de generación, sin riesgo de disparos indeseados de las protecciones ni sobrecalentamiento de los componentes eléctricos.



**Figura 2.5:** Diagrama Tiempo-Corriente para un flujo de carga de secuencia positiva bajo condiciones balanceadas, en modo de consumo por parte de la planta fotovoltaica.



**Figura 2.6:** Diagrama Tiempo-Corriente correspondiente a un flujo de carga de secuencia positiva bajo condiciones balanceadas, en modo de generación desde la planta fotovoltaica hacia la red, donde el panel fotovoltaico está generando el 50% de su capacidad nominal.



**Figura 2.7:** Diagrama Tiempo-Corriente correspondiente a un flujo de carga de secuencia positiva bajo condiciones balanceadas, en modo de generación desde la planta fotovoltaica hacia la red, donde el panel fotovoltaico está generando el 100% de su capacidad nominal.

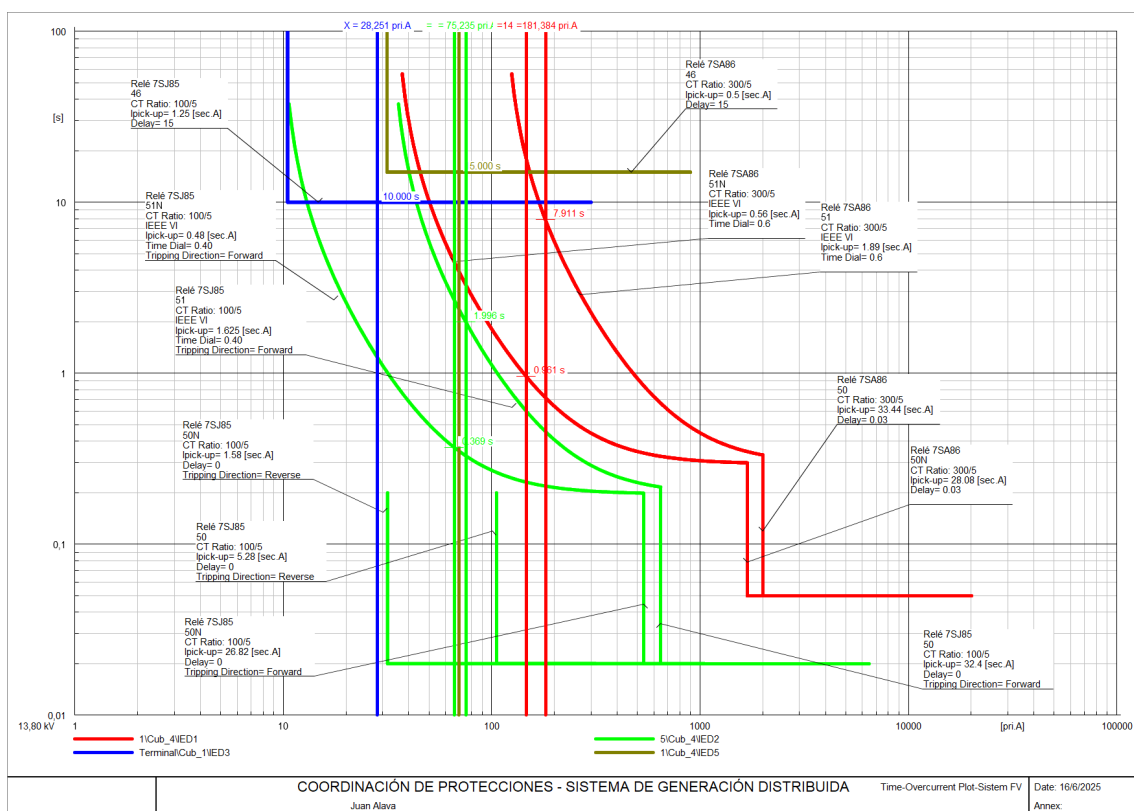
## 2.7.2 Flujo de carga-condiciones desbalanceadas

En la Fig.2.8 se presenta el Diagrama Tiempo-Corriente correspondiente al análisis de flujo de carga en secuencia positiva bajo condiciones desbalanceadas. En este escenario, la Carga 2, ubicada en la Barra 4, presenta un desequilibrio del 250,3% entre fases, lo cual evidencia una marcada disparidad en la magnitud de la carga aparente por fase. Por su parte, la Carga 3, conectada a la Barra 5, muestra un desequilibrio del 213,7%, causado por una elevada concentración de carga reactiva en la fase 1 y una carga casi nula en la fase 3.

Este desbalance en el sistema provoca la circulación de corrientes de secuencia negativa, que son detectadas por diversas funciones de protección en los relés 7SJ85 y 7SA86, de acuerdo con sus características y umbrales configurados. A continuación, se detallan las actuaciones respectivas:

- Una corriente de desequilibrio de 75,235 A es detectada por la función 51 del relé 7SJ85, generando una operación en un tiempo de 1,543 segundos.

- Una corriente de 66,155 A es identificada por la función 51N del mismo relé 7SJ85, con un tiempo de operación de 0,331 segundos.
- La función 46 del relé 7SA86 detecta una corriente de desequilibrio de 28,251 A, con una actuación registrada a los 10 segundos.
- Una corriente de 146,437 A es reconocida por la función 51N del relé 7SA86, activándose en un tiempo de 3,294 segundos.
- Finalmente, la función 46 del relé 7SA86 también responde ante una corriente de 69,512 A, actuando en un tiempo de 15 segundos.



**Figura 2.8:** Diagrama Tiempo-Corriente para un flujo de carga de Secuencia Positiva y Condiciones Desbalanceadas.

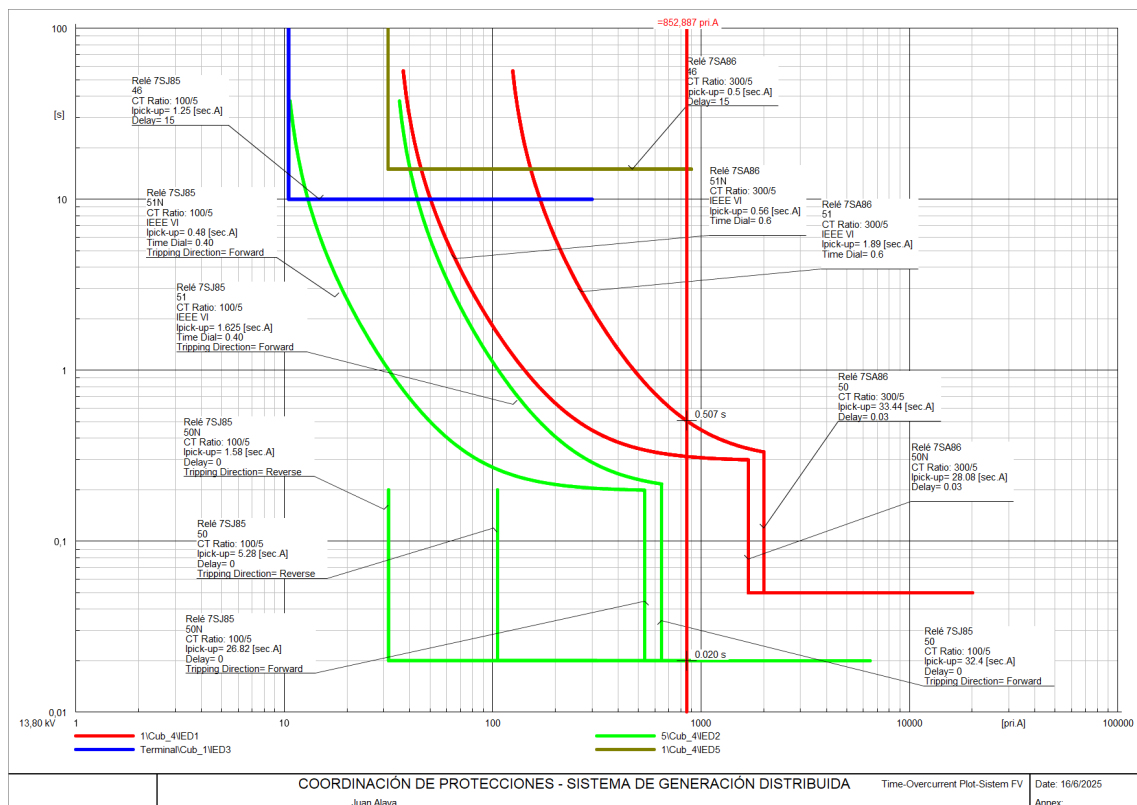
### 2.7.3 Cortocircuitos

En la Fig.2.9 se exponen los tiempos de actuación de cada elemento de protección ante un cortocircuito trifásico franco en la Barra 5, en el cual se registra una corriente de 852,887 amperios. La falla es detectada en un tiempo de 0,020 segundos por la función 51 del relé 7SJ85, correspondiente a la Línea 4. En caso de requerirse

respaldo, la protección es asumida por el relé 7SA86, con un tiempo de operación de 0,507 segundos.

La Fig.2.10 presenta los tiempos de operación de las curvas de protección ante una falla monofásica, donde se registra una corriente de 625,211 A. La función 50/50N del relé 7SJ85, configurada como protección instantánea, detecta la falla en un tiempo de 0,020 segundos. Como esquema de respaldo, el relé 7SA86 actúa mediante las funciones 51N y 51, con tiempos de respuesta de 0,328 segundos y 0,663 segundos, respectivamente, lo cual permite una coordinación adecuada entre protecciones primarias y secundarias.

Adicionalmente, se registra un desequilibrio de corriente de 219,184 A, el cual es detectado por la función 46 del relé 7SJ85, configurada con un tiempo definido de operación de 10 segundos. Como respaldo ante esta condición de desequilibrio, se dispone del mismo relé 7SJ85, ajustado con un tiempo de operación de 15 segundos, garantizando así una actuación selectiva y coordinada frente a este tipo de contingencia.



**Figura 2.9:** Diagrama Tiempo-Corriente para un cortocircuito trifásico franco en la barra 5.

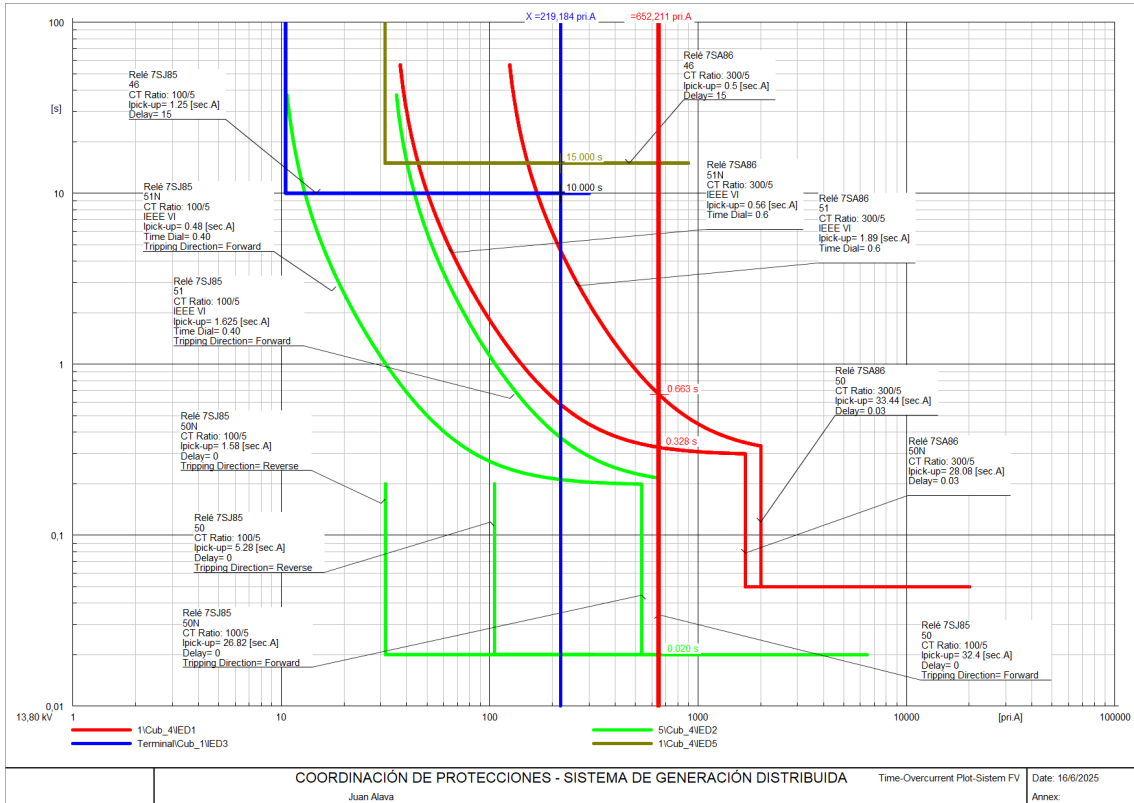


Figura 2.10: Diagrama Tiempo-Corriente para un cortocircuito monofásico a tierra en la barra 5.

## CAPÍTULO 3

# GUÍA EQUIPO UNIVERSAL DE PRUEBAS DE RELÉS CMC 356 OMICRON

### 3.1 Introducción

La maleta de pruebas CMC 356, desarrollada por OMICRON, es un equipo de alta precisión utilizado en la verificación, calibración y validación funcional de relés de protección, transformadores de medida y otros dispositivos asociados a los sistemas eléctricos de potencia. Su diseño portátil y su capacidad para generar señales eléctricas analógicas y digitales con exactitud controlada la convierten en una herramienta fundamental para ingenieros en pruebas de campo, laboratorios y procesos de puesta en servicio [11].

El propósito de esta guía es proporcionar una referencia técnica para su correcta utilización en el contexto de pruebas a dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), específicamente en el ajuste y validación de funciones de protección como sobrecorriente, secuencia negativa y carga desequilibrada, entre otras. A lo largo del capítulo se detallan los aspectos esenciales relacionados con la conexión, configuración mediante el software Test Universe, ejecución de pruebas, análisis de resultados y consideraciones de seguridad [11].

La aplicación práctica de esta guía está orientada al uso del equipo durante el proceso de verificación de los IEDs Siemens 7SJ85 y 7SA86, contribuyendo al cumplimiento de los criterios de protección establecidos para el sistema eléctrico evaluado [11].

## 3.2 Descripción General del Equipo

El equipo de pruebas CMC 356 de OMICRON se destaca por su alta versatilidad y precisión en la simulación de condiciones eléctricas, siendo ideal para la verificación funcional de dispositivos de protección. Entre sus principales características técnicas se detallan las siguientes:

### Características Principales

- Capacidad para generar corriente en hasta seis salidas, con un máximo de 32 A cada una, o tres salidas con hasta 64 A.
- Salidas de voltaje con capacidad máxima de 6 x 300 V.
- Fuente de alimentación auxiliar programable, útil para energizar los equipos bajo prueba.
- Generación simultánea de señales analógicas y digitales.
- Integración con el software especializado Test Universe, que permite una configuración precisa y automatización de las pruebas.

### Conexiones Básicas

Para el correcto funcionamiento del equipo de inyección CMC 356 y la comunicación con el dispositivo electrónico inteligente (IED), se deben considerar las siguientes conexiones básicas:

- Conexión de Alimentación:

Conectar el equipo CMC 356 a una fuente de alimentación de corriente alterna dentro del rango de 110 V a 240 V.

- Interfaz con el Computador:

Establecer la comunicación entre el equipo y el computador mediante un cable Ethernet, asegurando la detección del equipo a través del software Test Universe.

- Conexión al Relé de Protección (IED):

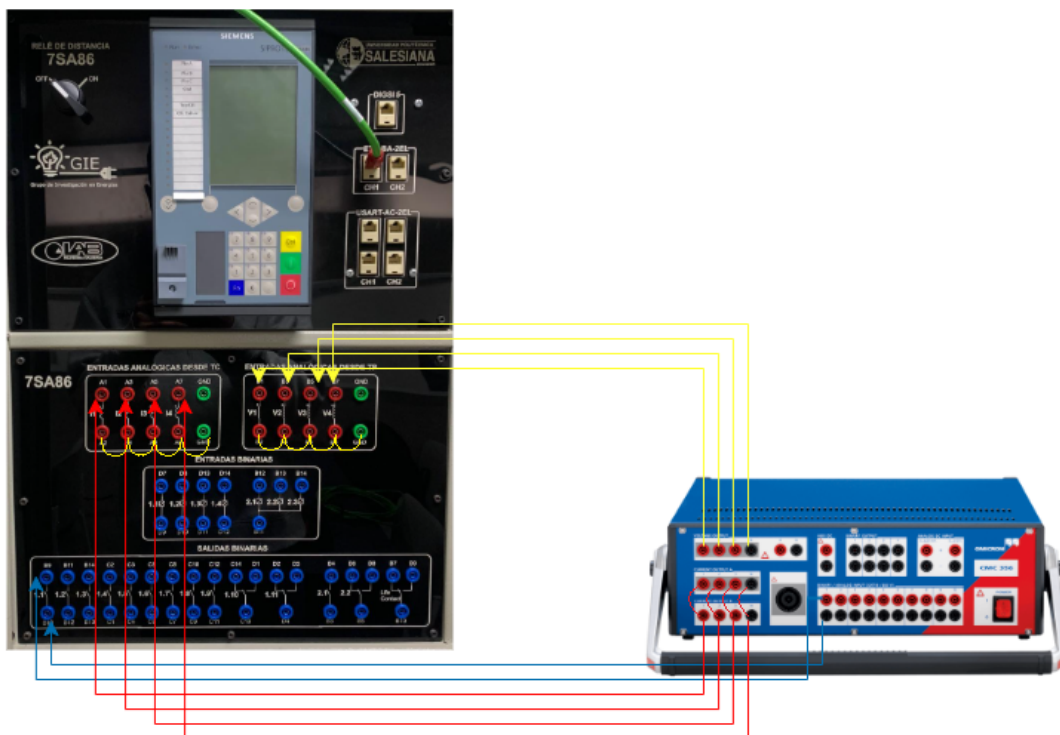
Las salidas de corriente del CMC 356 deben conectarse a las entradas de corriente del relé.

Salidas de voltaje a entradas de voltaje del relé. Las salidas de voltaje se conectan a las respectivas entradas de voltaje del IED.

Las entradas de señal binaria del equipo deben enlazarse a los contactos de salida del relé para el monitoreo de eventos o señales de disparo.

En la Fig. 3.1 se muestra la conexión del equipo de prueba CMC 356 de OMICRON con el relé de protección de distancia Siemens 7SA86. Esta configuración permite la ejecución de ensayos de verificación funcional mediante la inyección controlada de señales de corriente y voltaje desde el CMC 356 hacia las entradas analógicas del relé.

Adicionalmente, se conectan las salidas binarias del equipo a las entradas digitales del relé para evaluar la lógica de disparo bajo condiciones de prueba definidas. La disposición presentada es comúnmente utilizada en laboratorios de protección eléctrica para verificar el correcto funcionamiento de los algoritmos de medición, la coordinación de protecciones y los tiempos de actuación del dispositivo ante eventos de falla simulados.



**Figura 3.1:** Conexión entre el equipo de pruebas OMICRON CMC 356 y el relé de distancia 7SA86

### 3.3 Software de Control: Test Universe

El software especializado Test Universe, desarrollado por OMICRON para su uso con los equipos de prueba CMC, permite aprovechar al máximo el potencial de estos dispositivos. Este entorno de pruebas ofrece una amplia gama de módulos optimizados para aplicaciones específicas, lo que facilita una alta automatización y estandarización en los procesos de verificación y ensayo.

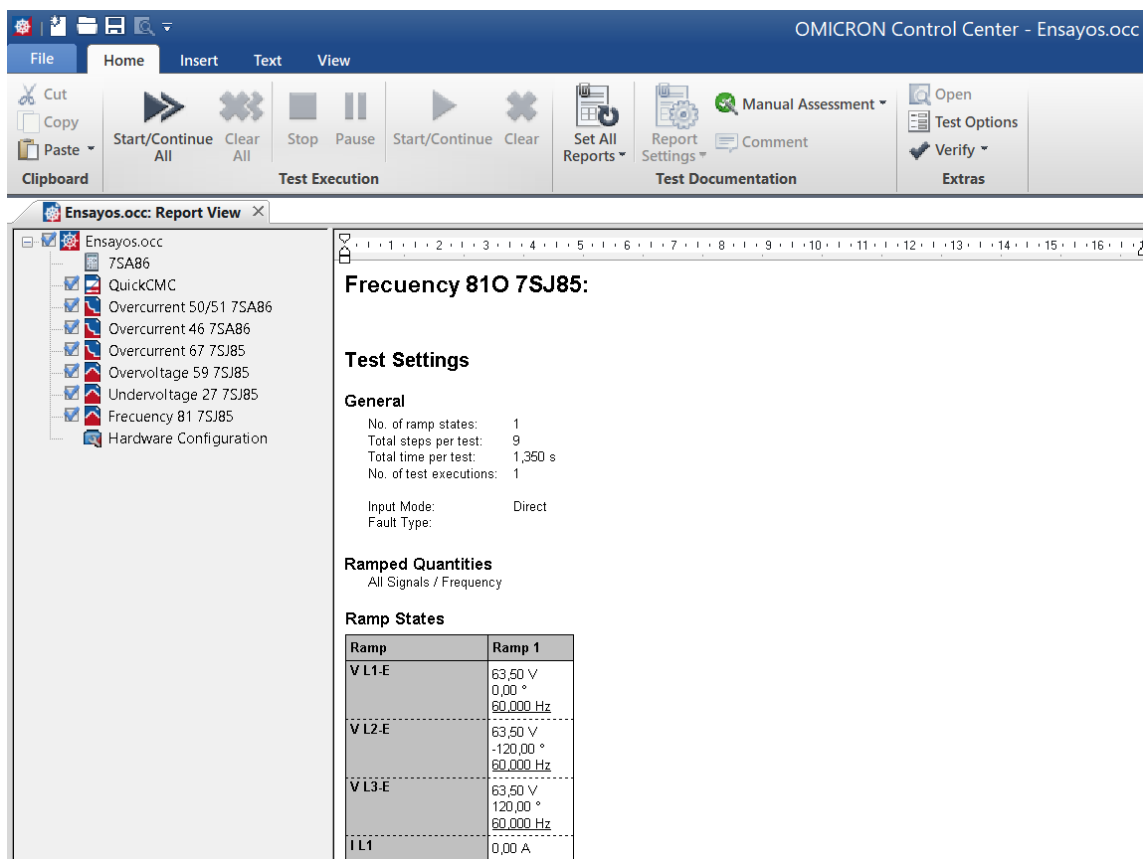
Los usuarios pueden acceder a una extensa biblioteca de plantillas predefinidas proporcionadas por OMICRON o, en su defecto, diseñar planes de prueba personalizados según los requerimientos del sistema. Adicionalmente, es posible solicitar el desarrollo de plantillas específicas adaptadas a necesidades particulares.

Test Universe integra múltiples módulos automatizados enfocados en funciones específicas de los dispositivos bajo prueba, tales como relés de sobrecorriente, distancia y protección diferencial. Estos módulos incluyen representaciones gráficas detalladas, como diagramas I/t o planos de impedancia, que permiten tanto la definición visual de las condiciones de prueba como la interpretación directa de los resultados sobre la misma característica del relé.

Asimismo, el software incorpora módulos adicionales diseñados para la prueba de contadores, transductores y analizadores de calidad de energía, lo cual amplía su campo de aplicación dentro del entorno de pruebas eléctricas avanzadas [38].

Cabe destacar que, para complementar la comprensión del entorno de pruebas, OMICRON pone a disposición recursos audiovisuales como los videos “Interfaz de Test Universe” y “Visión general”, disponibles en el canal oficial de OMICRON Energy en YouTube, los cuales ilustran de manera práctica el funcionamiento del software y sus principales características [39, 40].

En la Fig. 3.2 se presenta el entorno de trabajo del software OMICRON Control Center (OCC) durante la configuración de un ensayo de frecuencia, específicamente orientado al relé de protección 7SJ85.



**Figura 3.2:** Vista del entorno de trabajo en OMICRON Control Center (OCC) durante la configuración de un ensayo de frecuencia para el relé 7SJ85.

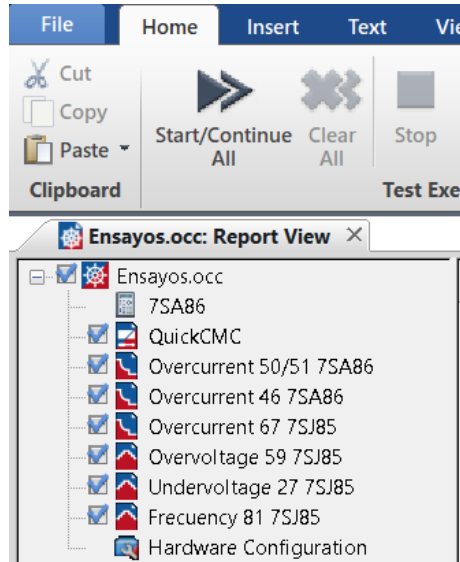
Como complemento visual a esta sección, se recomienda consultar los videos titulados “Introducción al Equipo en Prueba” e “Introducción a la Configuración del Hardware”, disponibles en el canal oficial de OMICRON Energy en YouTube. Estos recursos audiovisuales ilustran de forma clara y práctica los procedimientos iniciales de conexión y preparación del equipo antes de la ejecución de las pruebas [41, 42].

### 3.4 Módulos de pruebas

En esta sección se detallan los distintos módulos de prueba realizados mediante la plataforma OMICRON Test Universe, enfocados en la evaluación del funcionamiento de los relés de protección modelos 7SA86 y 7SJ85. Las pruebas cubren funciones esenciales como sobrecorriente, sobretensión, subtensión y frecuencia, replicando condiciones reales para verificar el correcto disparo y selectividad del sistema de protección. Estos ensayos permiten validar los parámetros configurados, garantizando

la seguridad operativa del sistema eléctrico.

La Fig. 3.3 presenta los módulos activos utilizados para la ejecución de pruebas de sobrecorriente, sobretensión, subtensión y frecuencia en los relés 7SA86 y 7SJ85.



**Figura 3.3:** Se visualizan los distintos módulos activos para pruebas de sobrecorriente, sobretensión, subtensión y frecuencia aplicados a los relés 7SA86 y 7SJ85.

### 3.4.1 QuickCMC

El módulo básico de prueba permite la inyección controlada de señales de corriente y tensión, constituyéndose en una herramienta esencial para la verificación de las funciones de protección, tanto en su etapa de disparo como en la de operación [43].

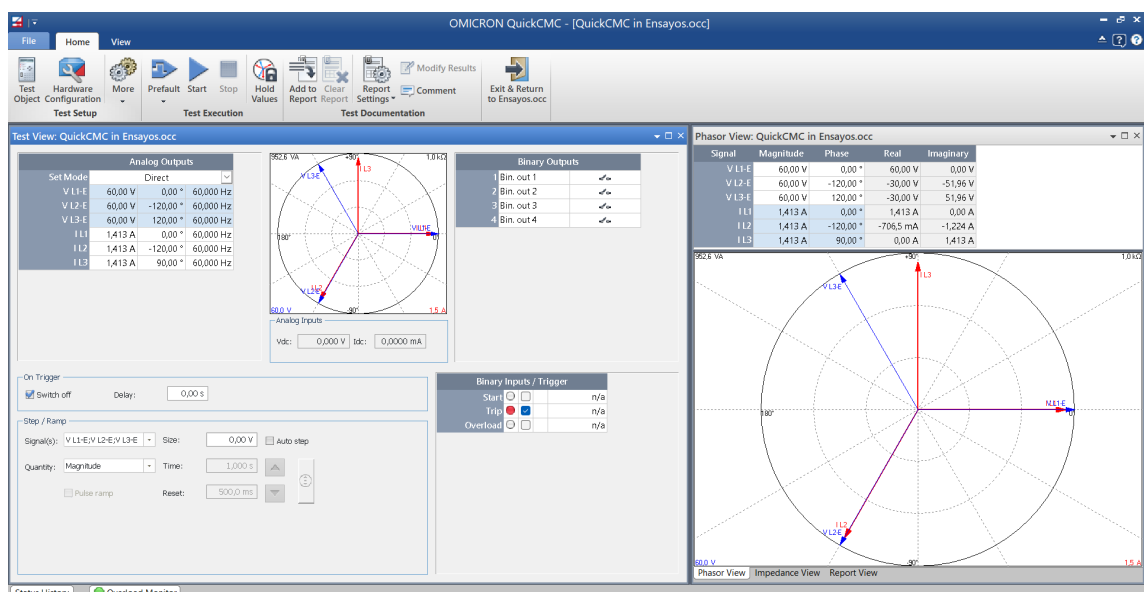
Al acceder a la ventana Test Object, se despliega el configurador RIO, que incluye por defecto las secciones Device y Distance. En Device se definen las características del equipo bajo prueba y se configuran los valores nominales de inyección [43].

Todos los módulos de prueba integran la opción Test Object, desde la cual es posible revisar y ajustar los parámetros de protección y demás valores relevantes.

En la sección Hardware Configuration se establecen las salidas de corriente y tensión, así como las entradas y salidas binarias, adaptándolas a las condiciones de cada prueba. Esta configuración también puede modificarse desde cualquier módulo según la necesidad [43].

En la figura se presenta la interfaz de la ventana del módulo básico de prueba, donde se observa la estructura del configurador RIO y las principales opciones de configuración disponibles [43].

La Fig. 3.4 muestra la interfaz de OMICRON QuickCMC configurada para una prueba trifásica con tensiones y corrientes balanceadas en un sistema de protección eléctrica. Para una mejor comprensión de esta herramienta y su configuración inicial, se recomienda revisar los videos “QuickCMC Parte I” y “QuickCMC Parte II”, disponibles en el canal oficial de OMICRON Energy [44, 45].



**Figura 3.4:** Interfaz del software OMICRON QuickCMC configurada para realizar una prueba trifásica con tensiones y corrientes balanceadas en un sistema de protección eléctrica.

### 3.4.2 Ramping

Este módulo permite verificar funciones de protección mediante la generación de rampas en señales de corriente y tensión, variando magnitudes como la amplitud, frecuencia o fase. Es posible configurar hasta dos rampas independientes, lo que permite simular condiciones específicas de prueba.

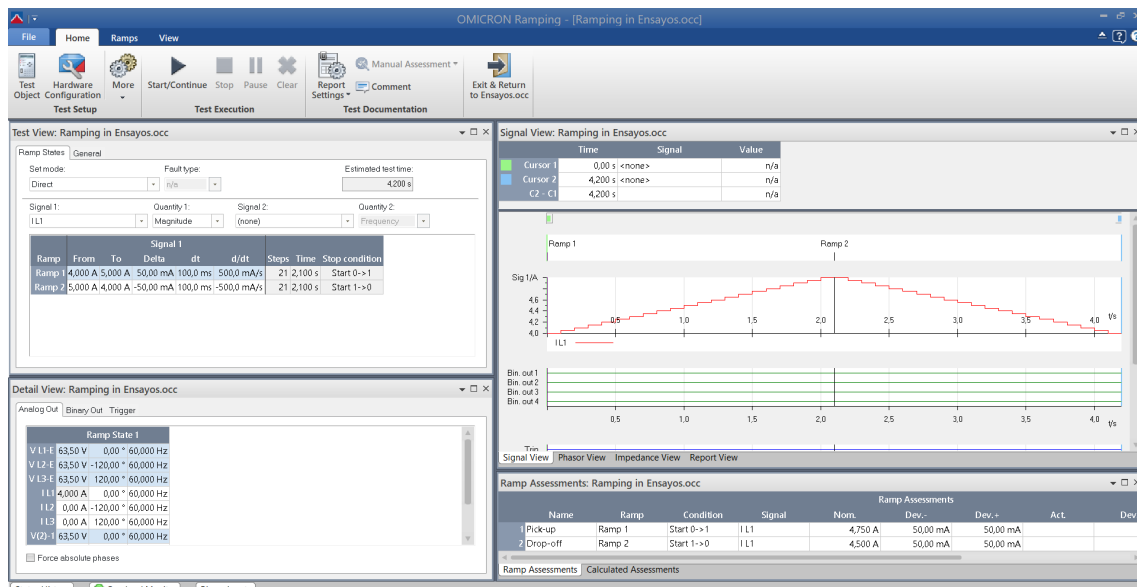
La interfaz incluye herramientas estándar como Test Object, Hardware Configuration, Start/Continue, Stop, Pause, Clear y Report Settings. En la ventana principal, la sección Test View permite ajustar las señales que serán sometidas a rampa.

Los principales parámetros configurables son:

- Set Mode: define cómo se visualizarán las señales (por defecto Direct, con valores por fase). También se pueden seleccionar representaciones en línea a línea, componentes simétricos, potencia o impedancia.
- Signal 1 y Quantity 1: permiten seleccionar la señal (corriente o tensión, monofásica, bifásica o trifásica) y la magnitud a variar (amplitud, fase o frecuencia). Para variaciones de frecuencia, se recomienda seleccionar todas las señales.
- Signal 2 y Quantity 2: se utilizan si se requiere una segunda rampa simultánea.

Cada rampa se configura con valores iniciales y finales, un delta por paso y un tiempo por paso, lo que define la velocidad de variación ( $d/dt$ ) de la magnitud seleccionada.

La Fig. 3.5 ilustra un ensayo de rampa en OMICRON, empleado para evaluar los valores de pick-up y drop-off de la corriente IL1 en un relé de protección. Para complementar esta información, se recomienda revisar los videos “Módulo Ramping Parte I” y “Módulo Ramping Parte II”, disponibles en el canal oficial de OMICRON Energy [46, 47].



**Figura 3.5:** Ensayo de rampa en OMICRON para evaluar los valores de pick-up y drop-off de la corriente IL1 en un relé de protección.

### 3.4.3 Overcurrent

La respuesta de una protección de sobrecorriente está determinada por curvas características normalizadas según estándares internacionales como IEC, IEEE, ANSI, entre otros. Para la correcta simulación de estas curvas en el entorno de prueba, es necesario configurar el módulo correspondiente mediante el archivo RIO (Relay Interface Omicron), que permite importar o definir curvas desde las librerías del software Omicron CMC, las cuales coinciden con las implementadas en los relés de protección reales.

La configuración de esta prueba se realiza en el módulo Overcurrent, al que se accede desde el entorno del software. Al ingresar, se despliega una ventana con dos pestañas principales. En la primera, denominada Relay Parameters, se especifican los ajustes fundamentales para la prueba, tales como:

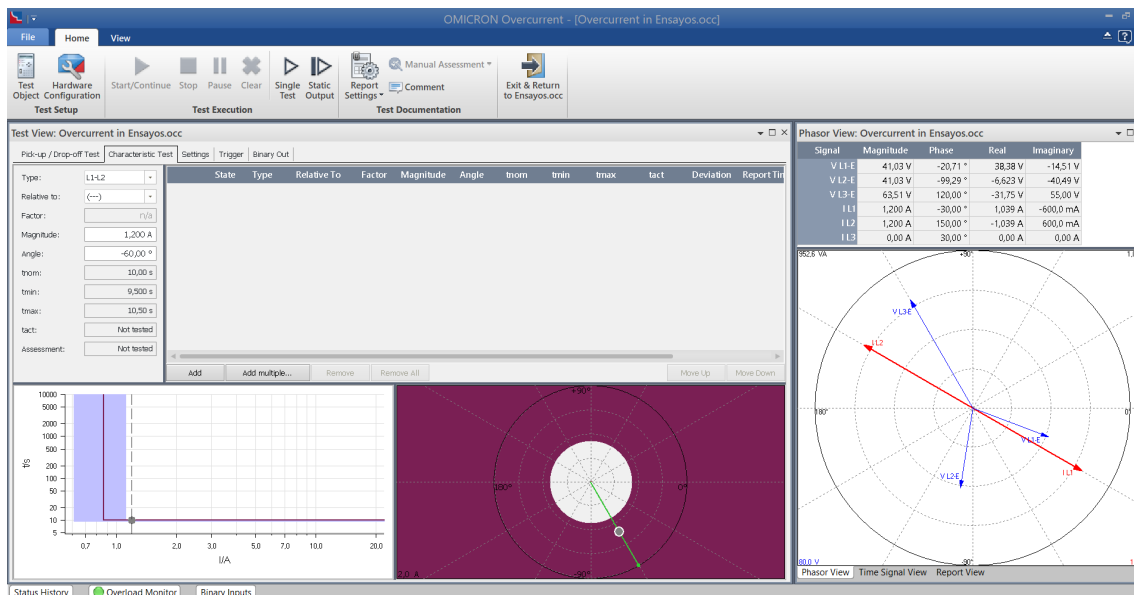
Direccionalidad: se define si la protección es direccional o no. En caso afirmativo, se debe indicar la configuración de los transformadores de tensión (TP) y corriente (TC) para establecer la referencia de dirección.

Los principales parámetros configurables en esta sección son:

- I pick-up: Corresponde al umbral de corriente a partir del cual el relé identifica una condición de falla y se activa la protección. Este valor se define en función de la corriente nominal del sistema.
- Absolute: Representa el valor del pick-up expresado en corriente secundaria. Este campo es de solo lectura y no puede ser editado.
- Time: Establece el retardo de tiempo asociado a la curva de sobre corriente. Su valor permite desplazar verticalmente la curva temporal y no debe ser cero, ya que esto anularía el tiempo resultante en las expresiones que gobiernan su comportamiento.
- Direction: En caso de que la protección opere de forma direccional (función 67), este parámetro permite seleccionar el sentido de actuación, pudiendo ser Forward (adelante) o Reverse (atrás).

La Fig. 3.6 presenta una prueba de sobrecorriente en OMICRON Test Universe, utilizada para verificar la operación del relé mediante la configuración de parámetros

y el análisis fasorial. Para profundizar en este tipo de ensayos, se recomienda revisar los videos “Módulo Overcurrent Parte I” y “Módulo Overcurrent Parte II”, disponibles en el canal oficial de OMICRON Energy [48, 49].



**Figura 3.6:** Prueba de sobrecorriente en OMICRON Test Universe para verificar la operación del relé mediante configuración de parámetros y análisis fasorial.

### 3.5 Conexión al IED bajo prueba

Una vez definidos los parámetros correspondientes a las funciones complementarias de protección, se procede a cargar dichos ajustes en el sistema de prueba. Posteriormente, se verifica la concordancia de estos valores con los obtenidos durante la etapa de simulación, garantizando así la coherencia entre el diseño teórico y la configuración práctica.

#### 1. Establecimiento de comunicación:

Conectar el equipo de inyección de señales OMICRON CMC 356 al computador mediante una red Ethernet. Esta conexión permite el control remoto del equipo desde la interfaz del software Test Universe, facilitando la ejecución de pruebas automatizadas y la supervisión en tiempo real.

#### 2. Conexión de señales de corriente:

Interconectar las salidas de corriente del CMC 356 (IA, IB, IC, IN) con las entradas correspondientes del IED bajo prueba. Esta conexión debe realizarse

a través de los terminales secundarios del transformador de corriente (TC) simulado, reproduciendo las condiciones reales del sistema.

3. Conexión de señales de voltaje:

Conectar las salidas de voltaje del CMC 356 (VA, VB, VC, VN) a las entradas de tensión del IED, simulando la salida secundaria de los transformadores de potencial (TP). Esta configuración permite la inyección de valores de prueba representativos del sistema.

4. Conexión de entradas/salidas binarias:

Establecer las conexiones necesarias entre las salidas binarias del equipo de prueba y las entradas binarias del IED. Estas líneas permiten la supervisión de eventos como señales de disparo, operación o bloqueo, fundamentales para el análisis funcional del relé.

5. Verificación de mediciones y sincronización de fases:

Inyectar valores nominales de corriente y voltaje para validar el correcto funcionamiento del sistema de medición del IED. Esta prueba inicial permite comprobar la correcta lectura de magnitudes eléctricas y confirmar que el orden de fases ha sido establecido adecuadamente.

## **3.6 Procedimiento general para realizar ensayos**

### **3.6.1 Ensayo de Sobre corriente [50/51]**

1. En la interfaz principal del software Test Universe, dentro de la sección Módulos de Pruebas, se selecciona el módulo de prueba Overcurrent, el cual permite realizar simulaciones asociadas a las funciones de protección 50/51.
2. Una vez dentro del módulo, se debe especificar el equipo de prueba a utilizar, tras lo cual se despliega una nueva ventana donde se selecciona nuevamente la opción Overcurrent. Esto habilita el acceso a la ventana de configuración de los parámetros de protección contra sobre corriente. A continuación, se debe hacer clic en el botón Elementos para ingresar los valores de configuración requeridos.
3. En esta sección, se debe establecer el tipo de curva de disparo, la corriente de arranque y el tiempo de operación de la protección. Para la selección de la curva, se debe hacer clic en el cuadro correspondiente a las características

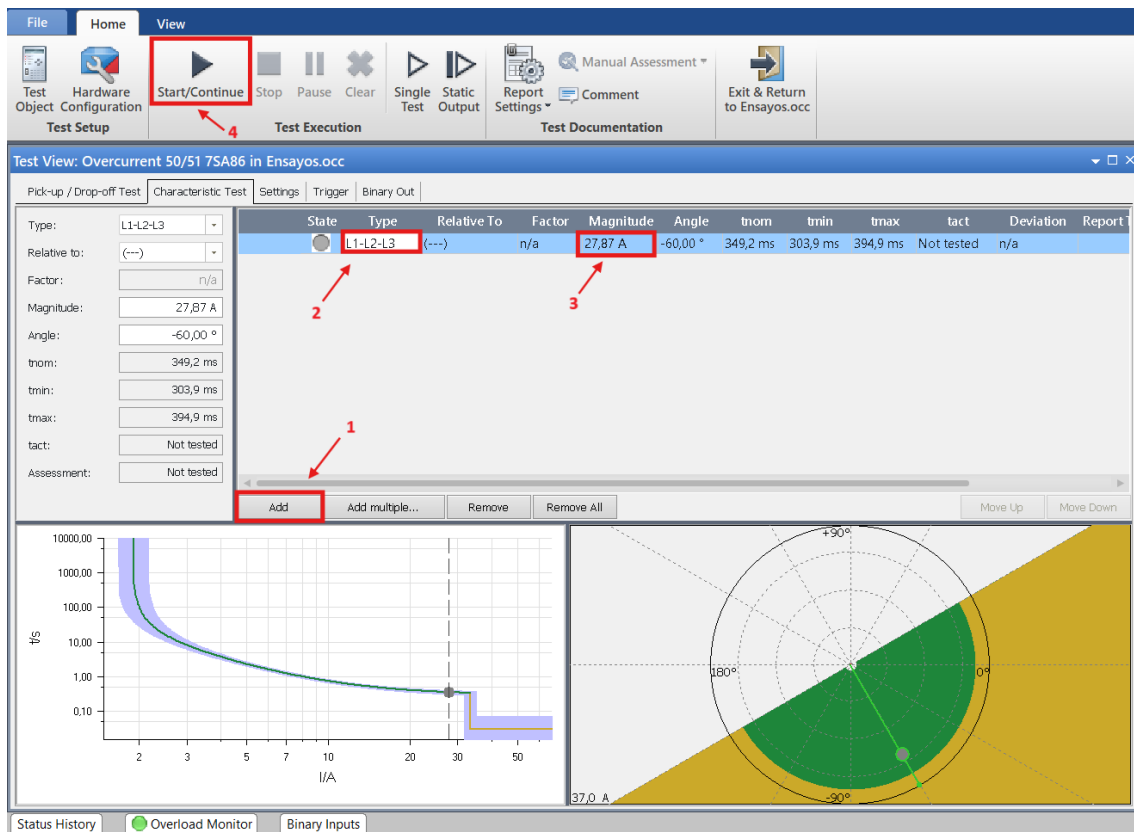
de disparo, lo cual abrirá la ventana Administrar/Seleccionar características. Dentro de esta, se debe navegar a la carpeta Predefinidas → Inverse y seleccionar la curva que corresponda al relé utilizado. En el caso específico de esta prueba, se selecciona la curva IEEE Very Inverse.

4. Posteriormente, se ingresan los valores correspondientes a la corriente de arranque (en valores por unidad) y al tiempo de operación. Una vez completado este procedimiento, se hace clic en Aceptar para aplicar y cargar los ajustes definidos en el sistema.

Para realizar la simulación:

1. Hacer clic en la opción "Añadir" para incorporar nuevos puntos de prueba al escenario de simulación.
2. Seleccionar el tipo de falla que se desea simular, de acuerdo con los criterios de prueba establecidos.
3. Ingresar el valor correspondiente a la magnitud de la falla, considerando los parámetros definidos previamente.
4. Finalmente, hacer clic en "Comenzar" o "Continuar" para ejecutar la prueba conforme a la configuración establecida.

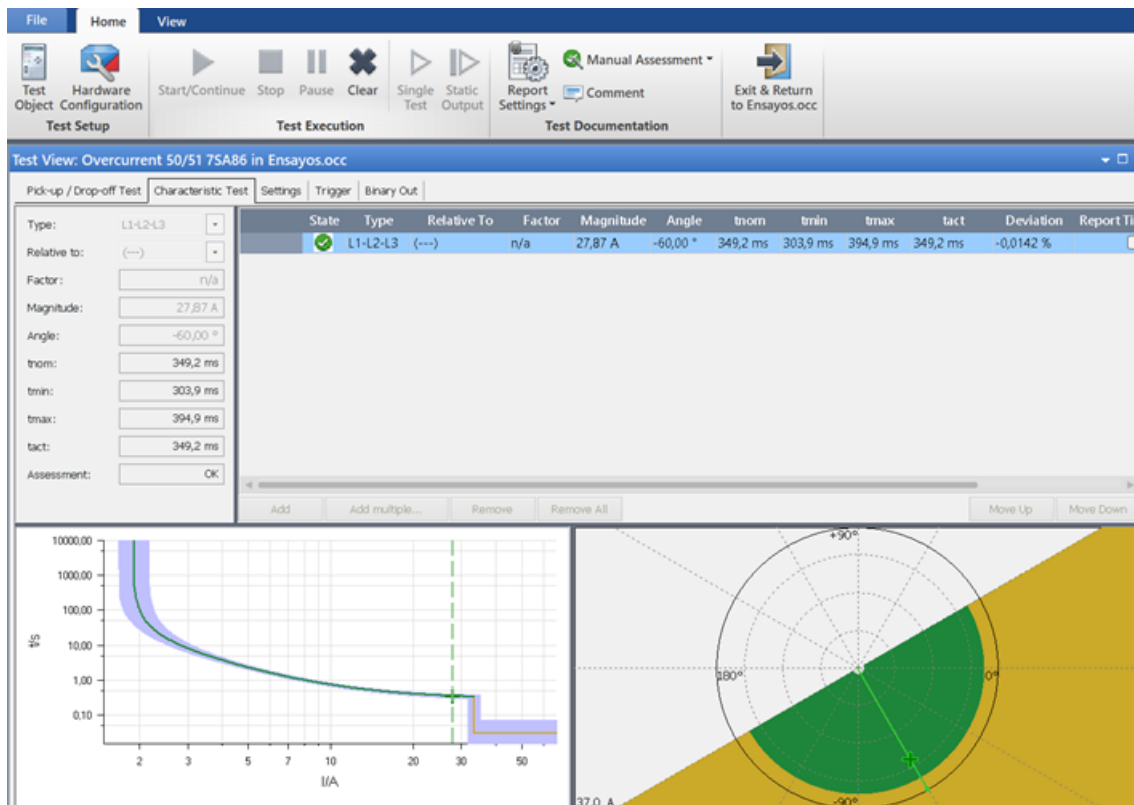
La Fig 3.7. muestra la interfaz de OMICRON Test Universe con los pasos del procedimiento general para la ejecución de pruebas de sobrecorriente, desde la configuración de parámetros hasta la ejecución del ensayo.



**Figura 3.7:** Interfaz del software OMICRON Test Universe indicando los pasos del procedimiento general para realizar pruebas de sobrecorriente, desde la configuración de parámetros hasta la ejecución del ensayo.

- Una vez ejecutada la simulación, se podrá visualizar el estado de los puntos de prueba, permitiendo verificar los resultados obtenidos y su correspondencia con los criterios establecidos previamente.

La Fig. 3.8 presenta el estado de un punto de prueba ejecutado en OMICRON Test Universe, donde se valida la operación del relé ante una corriente trifásica de 27,87 A, obteniéndose un resultado satisfactorio.



**Figura 3.8:** Estado de punto de prueba ejecutado en OMICRON Test Universe, donde se valida correctamente la operación del relé ante una corriente trifásica de 27,87 A con resultado satisfactorio.

### 3.6.2 Ensayo de Secuencia Negativa y Carga Desequilibrada - [46]

1. En la interfaz principal del software OMICRON Test Universe, dentro del apartado Módulos de Prueba, se selecciona el módulo denominado Overcurrent, el cual permite ejecutar simulaciones asociadas a funciones de protección contra sobrecorriente, específicamente la función 46 (protección por corriente de secuencia negativa).
2. Una vez ingresado al módulo, se debe especificar el equipo de prueba a emplear. A continuación, se despliega una nueva ventana en la que se selecciona nuevamente la opción Overcurrent, lo que habilita el acceso a la ventana de configuración de los parámetros de la protección.

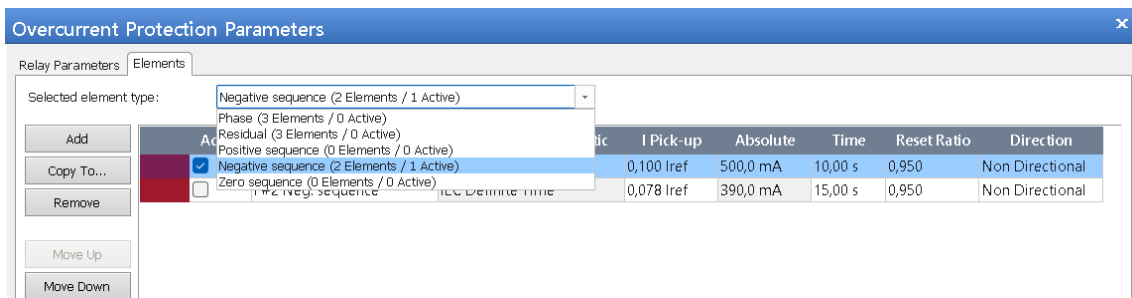
Posteriormente, se hace clic en el botón Elementos para ingresar los valores de configuración requeridos. En esta sección se deben definir los siguientes parámetros:

- Tipo de elemento: secuencia negativa.

- Tipo de curva: IEC de tiempo definido.
- Corriente de arranque: expresada en valores por unidad (pu).
- Tiempo de operación: en segundos.

Una vez establecidos los parámetros mencionados, se selecciona la opción Aceptar para aplicar y cargar los ajustes definidos, dejándolos listos para su ejecución en el sistema de prueba.

En la Fig. 3.9 se muestra la selección del tipo de elemento en el módulo Overcurrent Protection Parameters, donde se activa la protección por secuencia negativa para realizar el ensayo correspondiente. Esta configuración permite evaluar la respuesta del IED ante fallas asimétricas, ajustando parámetros como corriente de disparo, tiempo de operación y direccionalidad.



**Figura 3.9:** Selección del tipo de elemento para ensayo de secuencia negativa.

Para realizar la simulación:

1. Hacer clic en la opción "Añadir" para incorporar nuevos puntos de prueba al escenario de simulación.
2. Seleccionar el tipo de falla que se desea simular, de acuerdo con los criterios de prueba establecidos.
3. Ingresar el valor correspondiente a la magnitud de la falla, considerando los parámetros definidos previamente.
4. Finalmente, hacer clic en "Comenzar" o "Continuar" para ejecutar la prueba conforme a la configuración establecida.

### 3.6.3 Ensayo de Sobre frecuencia - [81O]

En la interfaz principal del software OMICRON Test Universe, dentro del apartado Módulos de Prueba, se selecciona el módulo denominado Ramping, el cual permite realizar pruebas asociadas a funciones de protección frente a desviaciones de la frecuencia nominal del sistema, como las funciones de subfrecuencia (81U) y sobre-frecuencia (81O).

A continuación, se habilita la ventana de configuración denominada Ramp Config, donde se define el comportamiento de la señal de frecuencia durante el ensayo.

En este caso, se genera una rampa de frecuencia que varía desde 60,000 Hz hasta 62,500 Hz, con una pendiente de 1 Hz/s, tal como se observa en la sección “Ramp” del software. Además, se define la condición de parada como “Start D=1”, lo que indica que el ensayo se detiene una vez que el IED genera una señal de disparo.

En la parte inferior izquierda del entorno de configuración, bajo la sección Detail View, se establece la condición de disparo asignando como señal de entrada la activación del contacto binario asociado a la función 81O.

Durante la ejecución de la prueba, se monitorea en tiempo real la variación de la frecuencia a través de la sección Signal View, donde se visualiza la curva generada y los puntos de operación del relé conforme la frecuencia supera el umbral configurado.

Finalmente, en la sección Ramp Assessment, se evalúa el desempeño del IED verificando si la operación ocurrió dentro de los márgenes de tiempo y frecuencia definidos por el fabricante o usuario. En la figura se observa que el relé opera a una frecuencia aproximada de 61,44 Hz, lo que valida su correcto funcionamiento ante una condición de sobrefrecuencia.

1. En la interfaz del módulo Ramping, hacer clic en la opción “Añadir” para incorporar una nueva rampa de señal al escenario de prueba.
2. Seleccionar la señal de frecuencia como variable a aplicar, especificando los valores inicial y final de la rampa (por ejemplo, de 60,000 Hz a 62,500 Hz).
3. Definir los parámetros de rampa tales como:
  - Velocidad de cambio (Hz/s),

- Duración total del ensayo (s),
  - Condición de parada, como puede ser la detección de un disparo lógico (ej. "Start D=1").
4. Verificar que todos los parámetros estén correctamente configurados en el apartado Ramp Config, y que la visualización gráfica en el panel Signal View represente la secuencia de rampa deseada.
  5. Hacer clic en "Comenzar" o "Continuar" para ejecutar la prueba conforme a los ajustes definidos.
  6. Una vez finalizada la prueba, evaluar los resultados en la sección Ramp Assessment, donde se visualiza el punto de operación del IED y se verifica si se encuentra dentro del margen esperado.

### **3.7 Comprobaciones y Validaciones**

Como parte esencial del proceso de verificación de las funciones de protección en sistemas eléctricos, se realizaron comprobaciones y validaciones utilizando el equipo universal de pruebas CMC 356, junto con el software OMICRON Test Universe. Esta herramienta permite la generación controlada de señales eléctricas, como corriente, voltaje y frecuencia, para simular condiciones reales de operación, conforme a los parámetros definidos durante la configuración de las pruebas.

Las validaciones se basaron en la comparación entre los tiempos de operación registrados por el IED y los valores medidos por el software, lo que permitió verificar la precisión y coherencia de la respuesta del dispositivo ante diversas condiciones. Además, Test Universe cuenta con mecanismos de evaluación automática que determinan si la actuación del relé cumple con los umbrales, retardos temporales y lógicas de operación previamente establecidos.

Este procedimiento garantiza una evaluación sistemática, objetiva y reproducible del comportamiento de cada función de protección, contribuyendo a asegurar su fiabilidad, selectividad y conformidad con los criterios técnicos y normativos requeridos.

## 3.8 Recomendaciones de Seguridad

El uso del equipo universal de pruebas de relés CMC 356 implica la manipulación de señales eléctricas que pueden alcanzar niveles elevados de tensión y corriente. Por ello, es fundamental cumplir rigurosamente con las normativas de seguridad eléctrica, con el fin de minimizar riesgos para el personal, evitar daños en los equipos de prueba y preservar la integridad del sistema bajo ensayo.

A continuación, se presentan una serie de recomendaciones generales que deben aplicarse antes, durante y después de la ejecución de cualquier prueba:

- Inspección del entorno de trabajo:  
Verificar que el área destinada a las pruebas se mantenga limpia, seca y libre de elementos conductores que puedan generar cortocircuitos o interferencias no deseadas.
- Revisión de conexiones eléctricas:  
Confirmar que todas las conexiones entre el CMC 356, los dispositivos de protección (IEDs) y los elementos auxiliares estén correctamente establecidas, conforme a los esquemas de prueba previamente definidos.
- Configuración segura de señales de prueba:  
Antes de iniciar cualquier simulación, se debe comprobar que los parámetros de salida estén correctamente ajustados, evitando así la aplicación de señales fuera del rango tolerado por los dispositivos bajo prueba.
- Supervisión continua del proceso de prueba:  
No se debe dejar el equipo en funcionamiento sin supervisión, especialmente durante pruebas automáticas o rampas de larga duración. Ante cualquier comportamiento anómalo, se debe detener inmediatamente la prueba.
- Desconexión y descarga segura:  
Una vez finalizadas las pruebas, se debe proceder a la desenergización del equipo y a la descarga de posibles energías residuales antes de manipular cualquier conexión.

La aplicación rigurosa de estas recomendaciones garantiza condiciones seguras de operación, protege la integridad del personal técnico y asegura un desarrollo confiable y profesional de los procedimientos de prueba.

## CAPÍTULO 4

### IMPLEMENTACIÓN DE LOS CRITERIOS EN POWER FACTORY Y DIGSI 5

#### 4.1 Introducción

En el presente capítulo se detallan las simulaciones correspondientes a los esquemas de control planteados para la ejecución de los ensayos de protección en los IEDs de sobrecorriente modelo 7SJ85 y de distancia modelo 7SA86. Una vez completado el proceso de configuración, se utilizó el inyector de tensión y corriente OMICRON CMC 356, equipo disponible en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca.

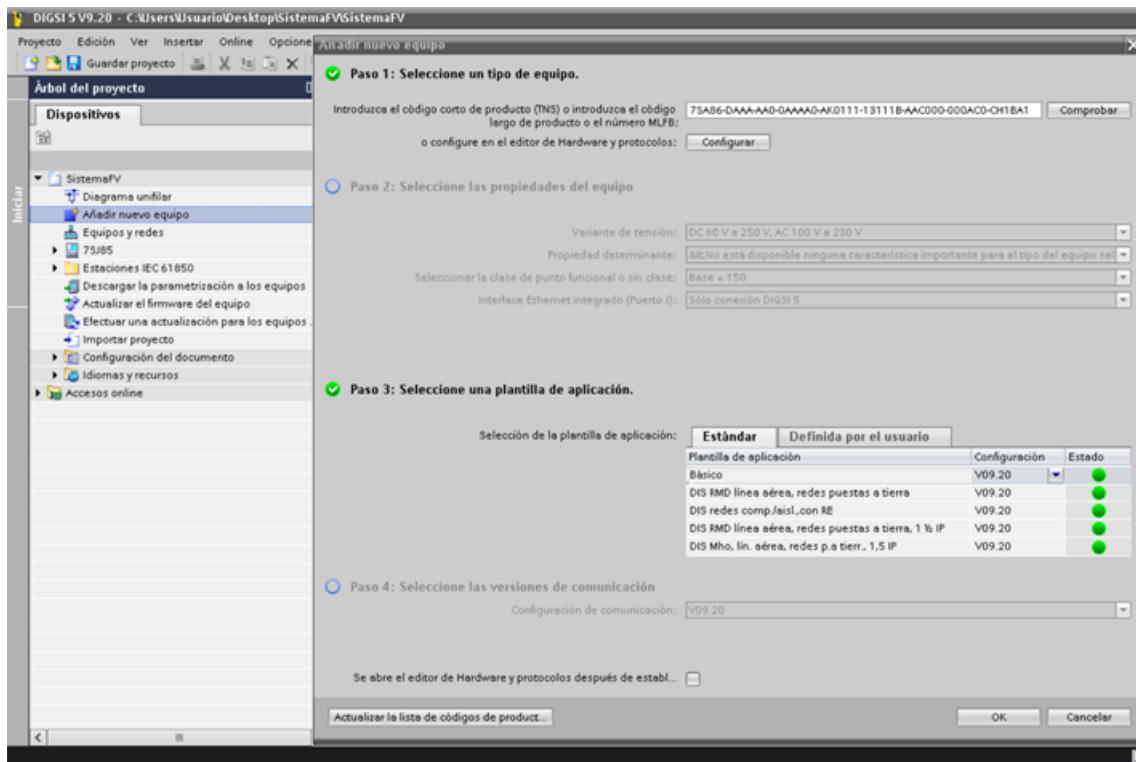
Este instrumento permitió la inyección precisa y controlada de magnitudes de corriente y voltaje, con el objetivo de simular diversas condiciones de falla en el sistema eléctrico. De este modo, fue posible evaluar el desempeño de las funciones de protección implementadas, verificando su respuesta ante situaciones anómalas de operación de forma segura y reproducible.

#### 4.2 Configuración del Dispositivo IED en DIGSI 5 para la Ejecución de Ensayos

Una vez validado el comportamiento funcional de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) y de sus respectivas funciones de protección mediante simulaciones realizadas en el entorno del software DIgSILENT PowerFactory, se procede a la transferencia de las configuraciones definidas a los equipos físicos Siemens modelos 7SJ85 y 7SA86, instalados en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana.

Para llevar a cabo este proceso, se utiliza el software DIGSI 5, versión 9.20, herramienta destinada a la parametrización, configuración y supervisión de la familia SIPROTEC 5. La transferencia se ejecuta siguiendo un procedimiento técnico estandarizado, el cual se detalla en los apartados siguientes.

El proceso comienza con la importación del archivo de configuración del dispositivo IED en la interfaz del software DIGSI 5, como se muestra en la Fig. 4.1. Una vez cargado el proyecto, se accede a la pestaña Hardware y Protocolos, donde se selecciona el Puerto E como canal de comunicación para el protocolo IEC 61850.



**Figura 4.1:** Vista del proceso de importación del archivo de configuración del IED en el entorno de DIGSI 5, donde se integran los datos del dispositivo al proyecto activo, permitiendo su reconocimiento por parte del sistema y habilitando la configuración detallada del equipo.

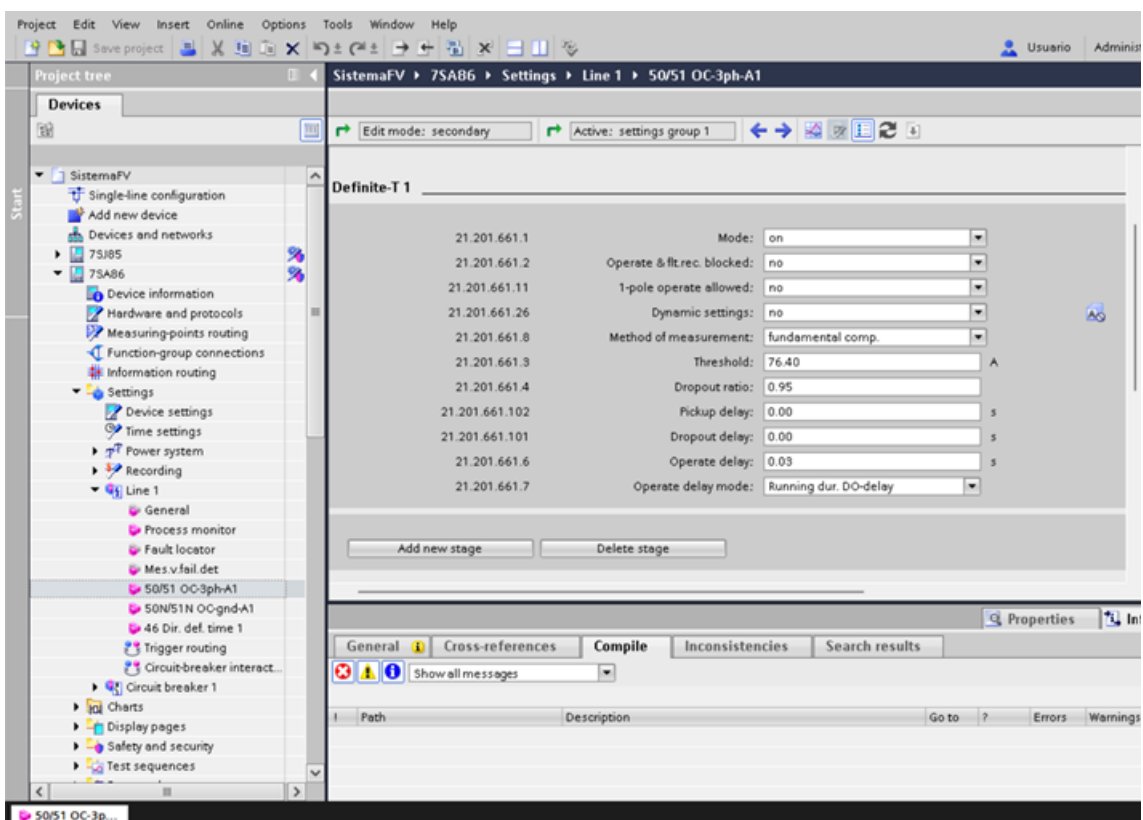
A continuación, se procede a la configuración de los canales de medición, tanto para las señales de corriente como para las de tensión, garantizando su correcta asignación dentro del sistema de protección.

Posteriormente, se ingresan los parámetros de ajuste específicos de las funciones de protección en la sección correspondiente del entorno DIGSI 5, conforme a los valores calculados previamente durante la etapa de simulación.

Finalmente, se parametrizan los datos eléctricos del transformador de corriente

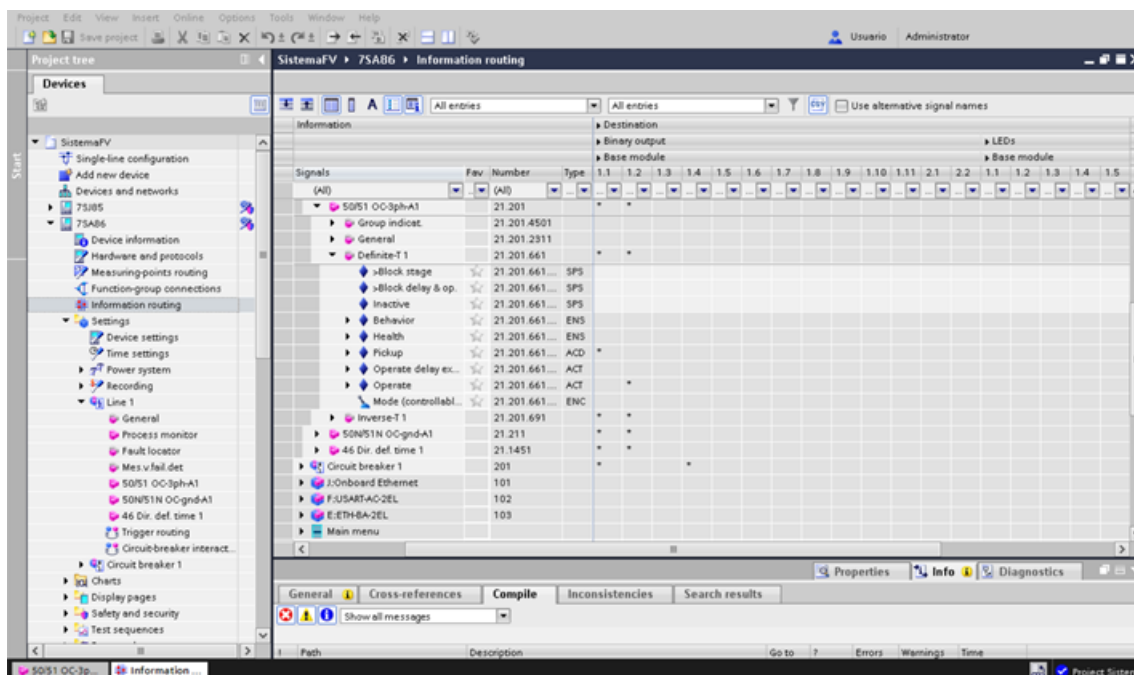
(TC) y del transformador de tensión (TP), con el objetivo de asegurar el adecuado escalamiento de las magnitudes medidas por el IED, aspecto fundamental para el correcto funcionamiento del esquema de protección.

Una vez que el dispositivo ha sido cargado correctamente en el entorno del software, se procede con la parametrización de las funciones de protección correspondientes. En esta etapa, se ingresan los valores de pick-up y del TMS (Time Multiplier Setting), conforme a los criterios definidos en el estudio de coordinación de protecciones. La Fig. 4.2 ilustra el proceso de configuración de estos parámetros en la interfaz del software.



**Figura 4.2:** Incorporación del archivo de configuración del dispositivo IED 1 en el entorno del software DIGSI 5, donde se visualiza la estructura del proyecto, permitiendo la edición de parámetros, funciones de protección y configuraciones asociadas al equipo.

Posteriormente, en la sección correspondiente a la configuración de la información, se asignan las señales binarias dentro del bloque de enrutamiento. Específicamente, se definen las entradas/salidas binarias 1.1 para la condición de pick-up y 1.2 para la condición de operate, asegurando así la correcta señalización del estado operativo del relé. Este procedimiento se muestra detalladamente en la Fig. 4.3.



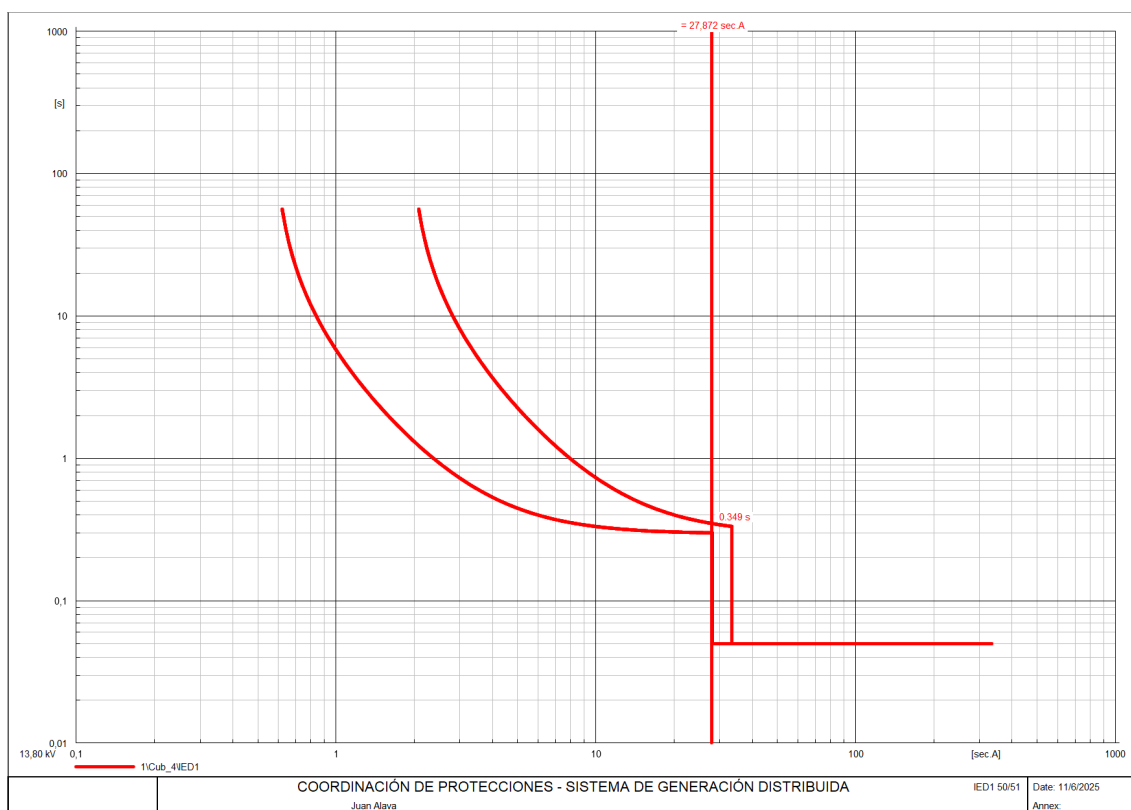
**Figura 4.3:** Configuración de las salidas binarias asociadas a las funciones de protección en el entorno del software DIGSI 5, donde se asignan las señales lógicas de operación a los contactos físicos del dispositivo IED, permitiendo la interacción con sistemas externos de control y señalización.

Finalmente, una vez completada la parametrización de las funciones de protección, esta debe ser cargada al dispositivo electrónico inteligente (IED). Para ello, se selecciona el equipo correspondiente dentro del entorno del software y se accede a la opción “Cargar configuración al equipo”. Durante este proceso, el sistema solicitará un código de confirmación, el cual debe ser ingresado para continuar con la transferencia de datos.

Una vez finalizada la carga de la configuración, el IED se reiniciará automáticamente para aplicar los ajustes establecidos. A partir de ese momento, el equipo estará listo para la ejecución de los ensayos de comprobación y validación, permitiendo evaluar el desempeño de cada función de protección configurada.

En la Fig. 4.4 se muestra el relé de protección Siemens SIPROTEC 7SJ85 durante el proceso de verificación de la correspondencia y polaridad de los transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP). Para esta comprobación se utilizó la herramienta QuickCMC del software OMICRON Test Universe, que permite realizar una inyección rápida de señales monofásicas o trifásicas a niveles definidos de tensión y corriente. Este procedimiento es fundamental para asegurar que las señales medidas por el relé corresponden correctamente con las conexiones físicas del sistema de pruebas, garantizando así la fiabilidad del comportamiento del

equipo ante condiciones de falla reales o simuladas.



**Figura 4.4:** Comprobación de TC y TP con QuickCMC.

## 4.3 IED 7SA86

### 4.3.1 Ensayos de laboratorio

En las siguientes secciones se describen las funciones de protección configuradas en el IED 7SA86, mediante la simulación de distintos tipos de fallas en el sistema eléctrico, con el objetivo de verificar la correcta parametrización y el comportamiento operativo del dispositivo frente a cada escenario planteado.

Asimismo, se presentan los resultados obtenidos durante los ensayos realizados con el software OMICRON Test Universe, complementados con las respectivas verificaciones visuales en la interfaz HMI del IED, lo que permite validar la actuación de las funciones bajo condiciones reales de prueba.

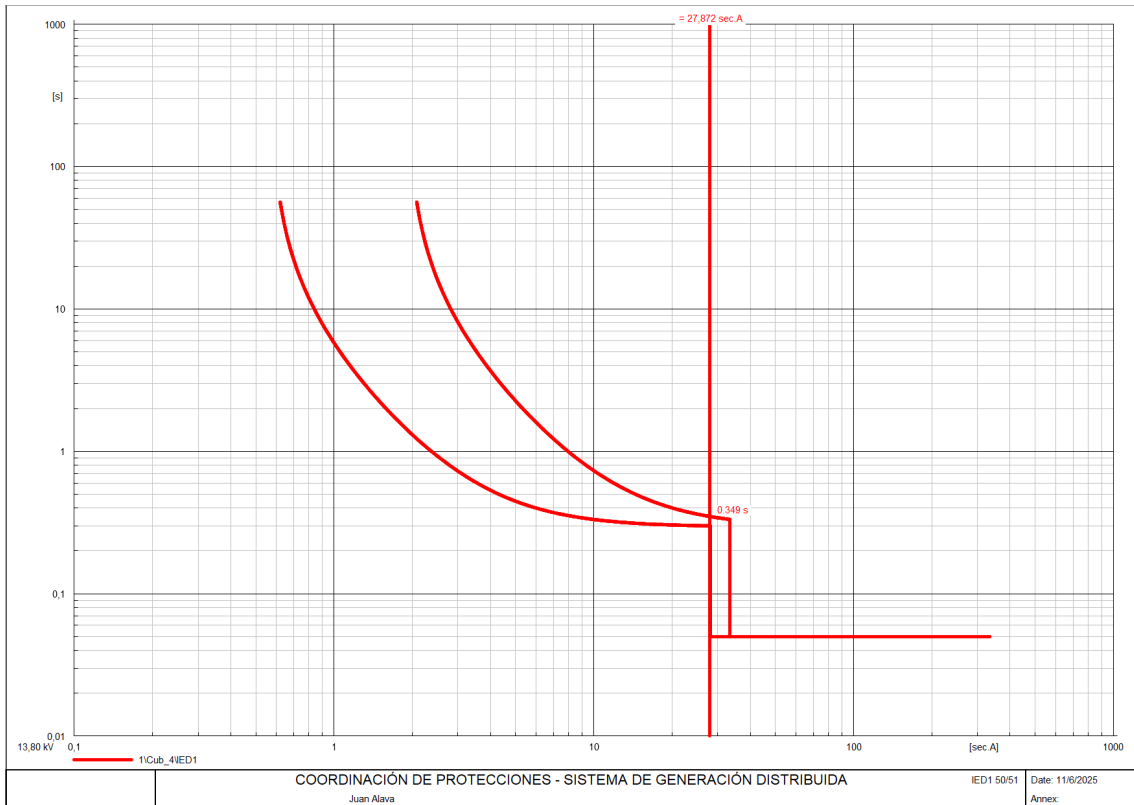
Finalmente, se incluye una tabla comparativa que detalla las corrientes de cortocircuito aplicadas para cada tipo de falla, junto con los tiempos de operación

registrados en tres plataformas: el software PowerFactory, el sistema de pruebas CMC 356 (Test Universe) y la pantalla HMI del IED, facilitando un análisis preciso y contrastado de la respuesta del sistema de protección.

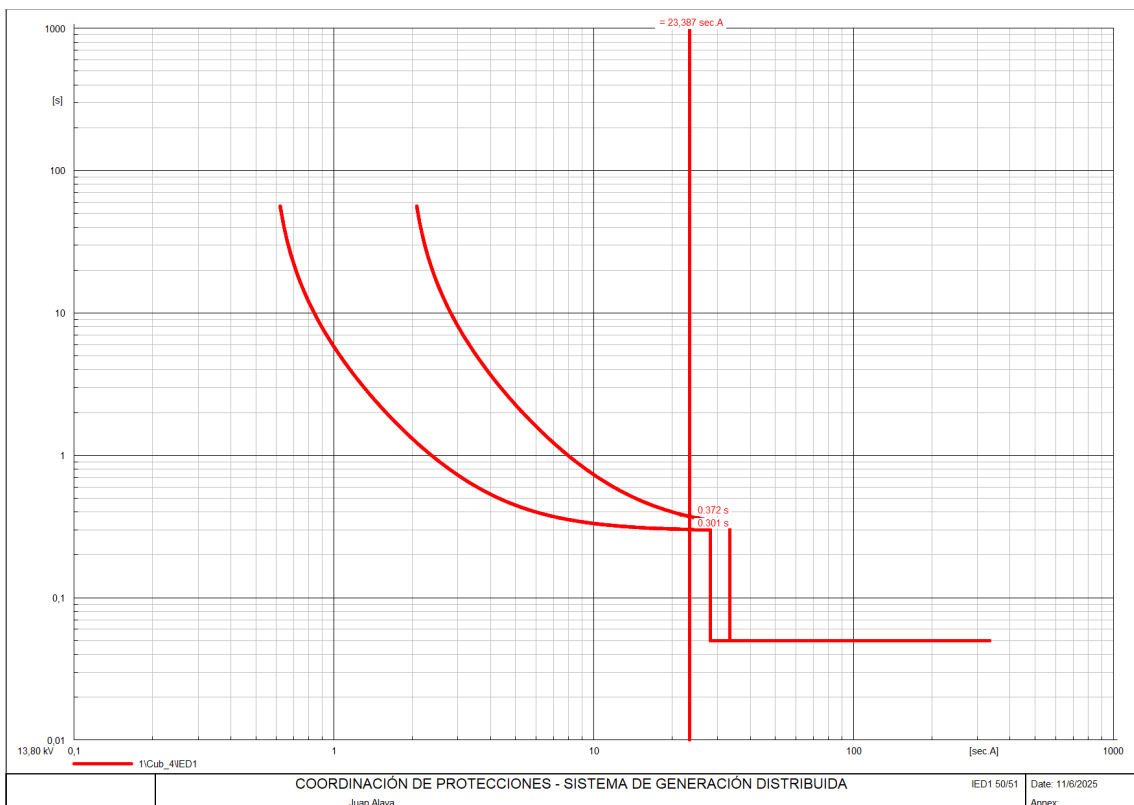
#### **4.3.1.1 Protección de sobre intensidad - [50/51/50N/51N]**

En primer lugar, se utilizó el software DIgSILENT PowerFactory para modelar el sistema eléctrico bajo análisis, en el cual el IED 7SA86 fue configurado con los parámetros previamente definidos conforme a los requerimientos de protección. Sobre este modelo, se ejecutaron simulaciones de diferentes tipos de falla para evaluar la respuesta del dispositivo. Se consideraron dos escenarios específicos: una falla trifásica y una falla monofásica a tierra, ambas aplicadas en la barra 2 del sistema, dada su pertenencia a la zona bajo responsabilidad de protección del IED.

Durante la simulación, se analizaron las señales de corriente y tensión que ingresarían al relé, así como los tiempos de operación y disparo generados por la función de protección diferencial. La Fig. 4.5 muestra la respuesta del IED ante la condición de falla trifásica, mientras que la Fig. 4.6 presenta su comportamiento bajo la falla monofásica. En ambos casos, se evidenció que el relé emitió la señal de disparo dentro del margen de tiempo estipulado, sin registrar bloqueos ni errores en la lógica de operación.



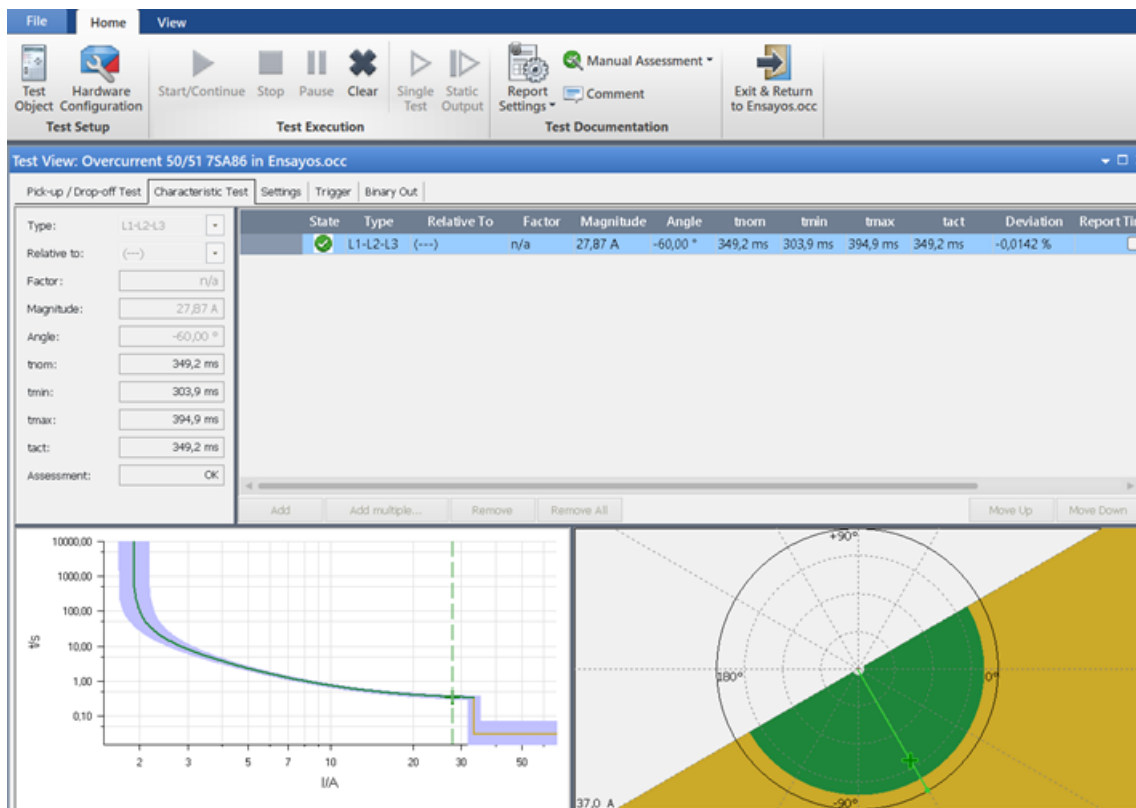
**Figura 4.5:** Tiempo de actuación del IED-7SA86 en el software PowerFactory.



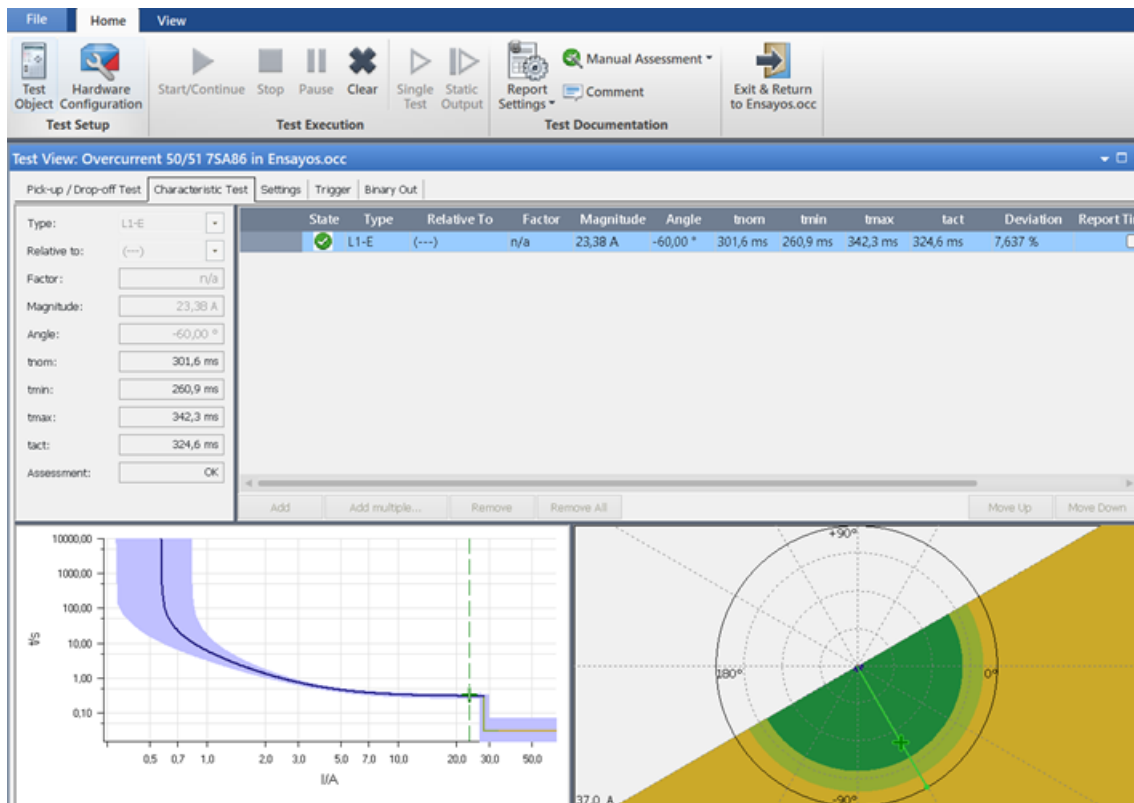
**Figura 4.6:** Tiempo de actuación del IED-7SA86 en el software PowerFactory.

Posteriormente, se trasladaron las condiciones simuladas al laboratorio de pruebas utilizando el equipo OMICRON CMC 356 junto con el software Test Universe. Para ello, se recrearon los escenarios de inyección con las magnitudes y ángulos de tensión y corriente equivalentes a los obtenidos en PowerFactory. Durante la ejecución de las pruebas, se monitoreó en tiempo real el comportamiento del relé, verificando la activación de las señales binarias de arranque y disparo.

Las Figuras 4.7 y 4.8 presentan la respuesta del relé bajo cada una de las condiciones de prueba. Los resultados obtenidos permitieron validar la coherencia entre el entorno simulado y la prueba física, confirmando que la configuración del IED era adecuada para las condiciones de operación evaluadas.

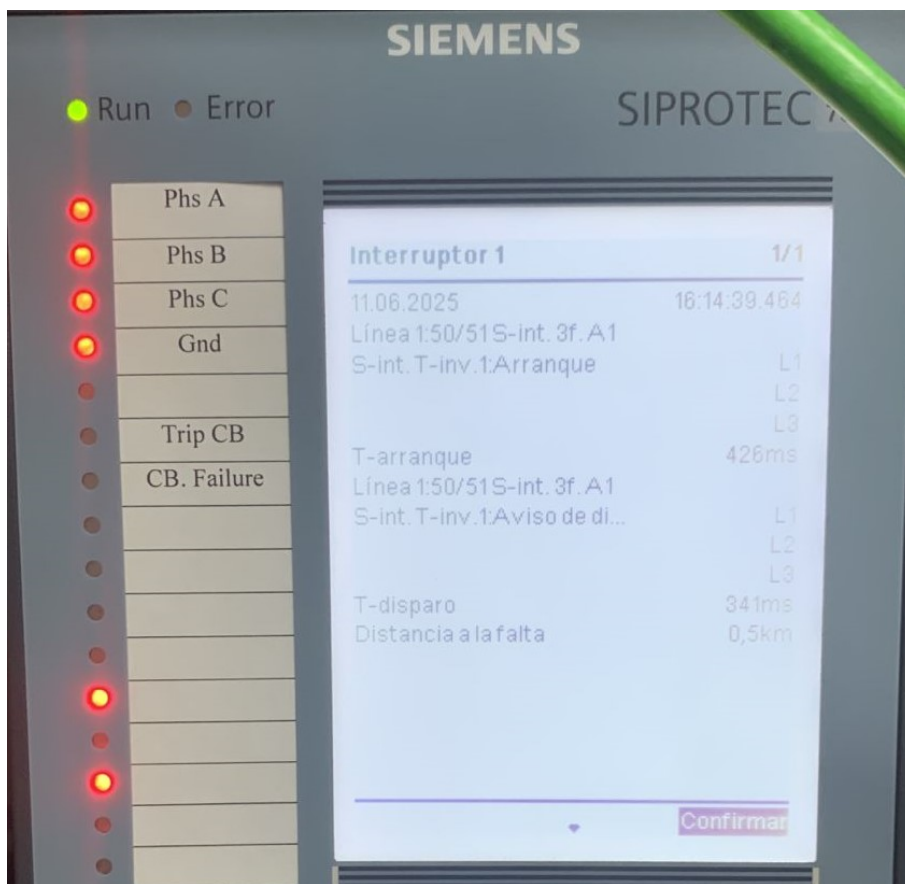


**Figura 4.7:** Prueba del IED-7SA86 en el Test Universe.

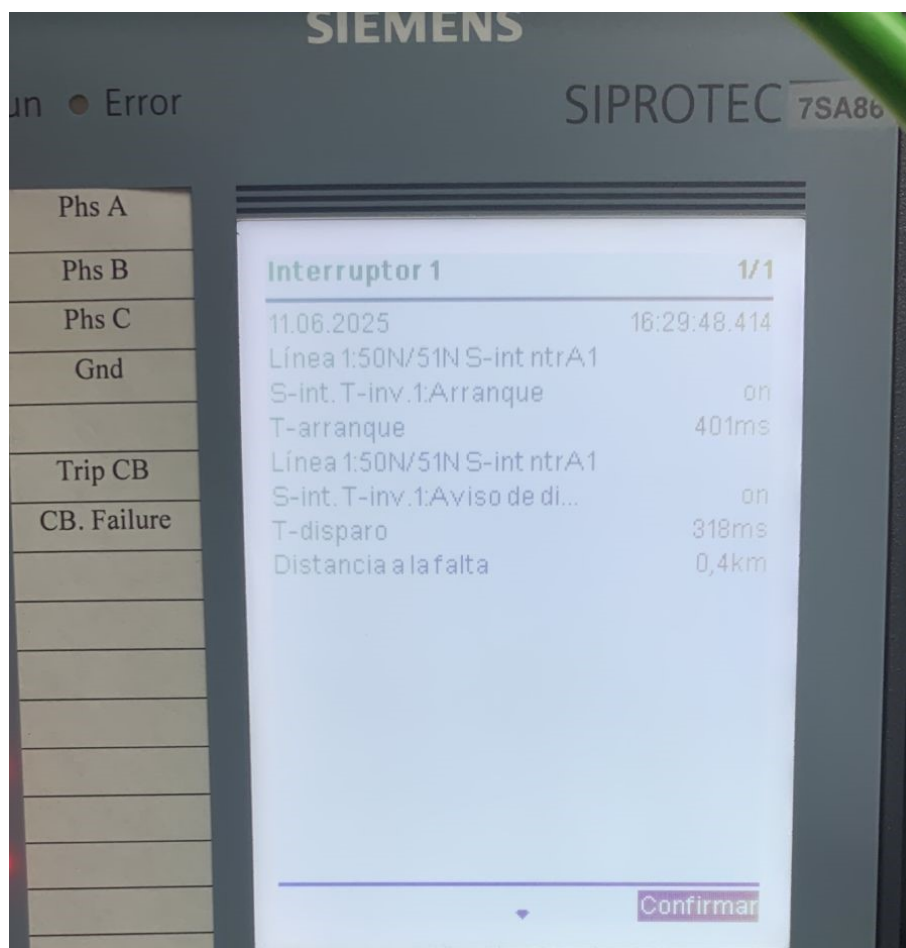


**Figura 4.8:** Prueba del IED-7SA86 en el Test Universe.

Finalmente, se registró la información visual proveniente de la interfaz HMI del dispositivo. Las Figuras 4.9 y 4.10 muestran los tiempos de operación registrados. Estos datos permitieron realizar una verificación funcional y visual del desempeño del relé, confirmando que las condiciones de falla fueron correctamente detectadas y procesadas, cumpliendo con los criterios de selectividad, sensibilidad y velocidad de respuesta requeridos para este tipo de protecciones.



**Figura 4.9:** HMI del IED-7SA86 al momento de ver la falla trifásica.



**Figura 4.10:** HMI del IED-7SA86 al momento de ver la falla monofásica a tierra

#### 4.3.1.2 Protección de Secuencia Negativa y Carga Desequilibrada - [46]

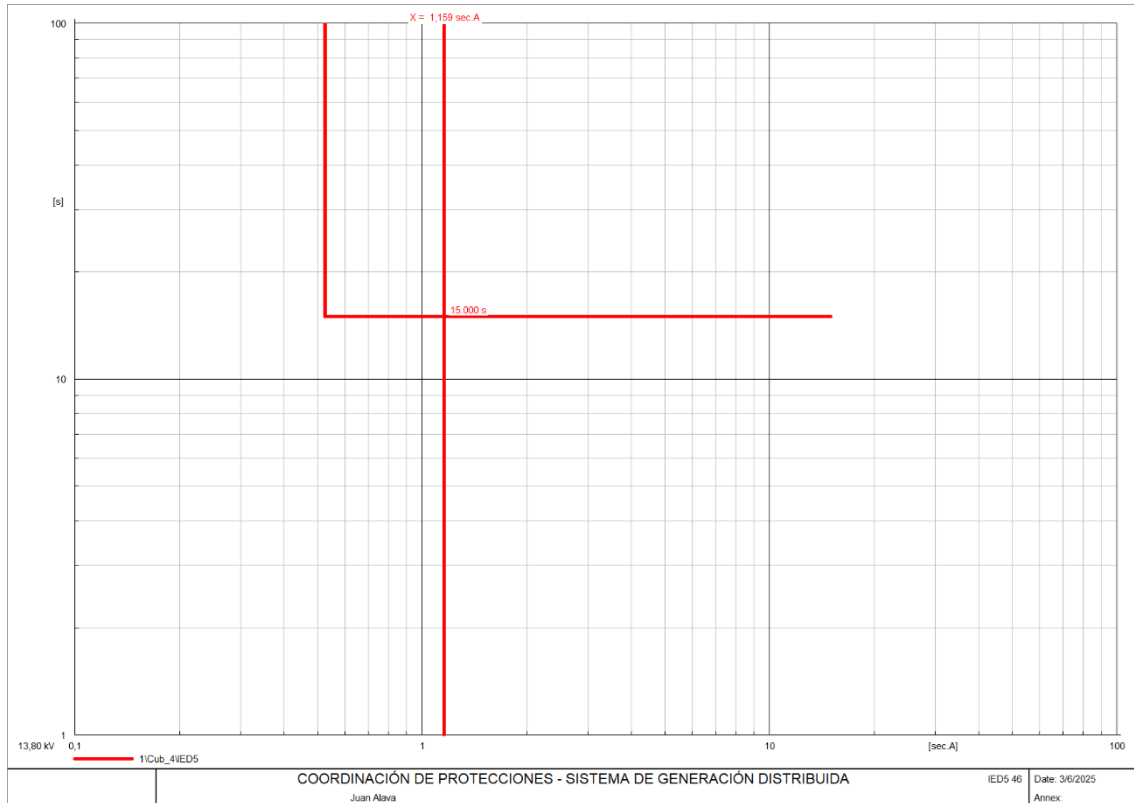
En primer lugar, se utilizó el software DIGSILENT PowerFactory para modelar el sistema eléctrico bajo análisis, incorporando el IED Siemens 7SA86 debidamente configurado con los parámetros específicos de la función de protección 46, en cumplimiento con los criterios técnicos definidos para la detección de componentes de secuencia negativa y desequilibrio de carga.

Sobre este modelo, se realizaron simulaciones enfocadas en representar condiciones anormales de operación asociadas a desbalances entre las corrientes de línea, típicos en situaciones como pérdida de fase, cargas monofásicas desproporcionadas o asimetría en impedancias.

Durante las simulaciones, se analizaron las señales de corriente de secuencia negativa ( $I_2$ ) calculadas internamente por el relé, comparándolas con el umbral con-

figurado para la función 46, así como los tiempos de retardo y disparo generados.

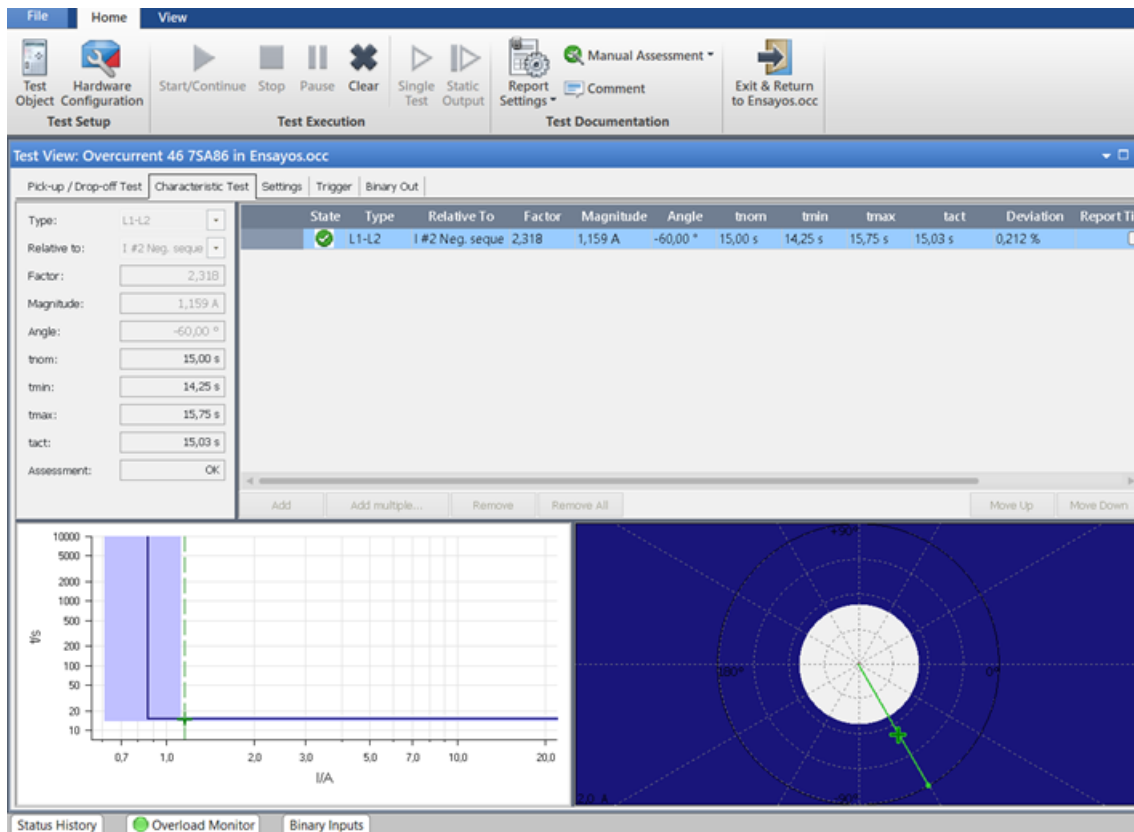
La Fig. 4.11 presenta la respuesta del relé ante el escenario de desequilibrio. Se observó que el IED detectó adecuadamente el componente de secuencia negativa y que la lógica de disparo operó conforme a los tiempos establecidos, sin bloqueos ni falsas alarmas.



**Figura 4.11:** Tiempo de actuación del IED-7SA86 en el software PowerFactory.

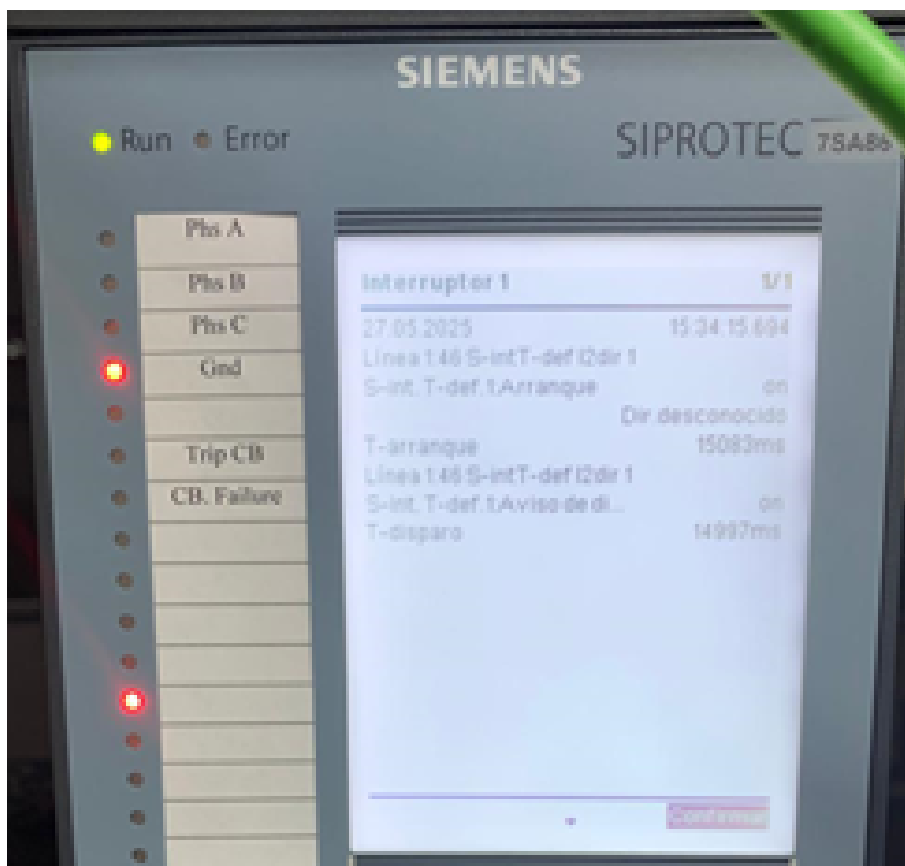
Posteriormente, estas condiciones simuladas fueron trasladadas al laboratorio de pruebas, empleando el equipo OMICRON CMC 356 junto con el software Test Universe. Se programaron escenarios de inyección con magnitudes de corriente desequilibradas, replicando los niveles de secuencia negativa obtenidos en las simulaciones realizadas en PowerFactory. Para inducir el estado de desequilibrio, se inyectaron corrientes con desfases y amplitudes asimétricas entre las fases.

Durante el ensayo, se monitoreó el comportamiento del IED en tiempo real, registrando la activación de las señales binarias de arranque (Start) y disparo (Trip) correspondientes a la función 46. La Fig. 4.12 ilustra la respuesta capturada desde el software Test Universe, validando la correcta detección de la condición anómala por parte del relé.



**Figura 4.12:** Prueba del IED-7SA86 en el Test Universe.

Finalmente, en la Fig. 4.13 se documenta el comportamiento visual en la interfaz HMI del IED, donde se reflejan los eventos registrados y los tiempos de operación correspondientes a cada escenario.



**Figura 4.13:** HMI del IED-7SA86 al momento de ver el desbalance.

La Tabla 4.1 muestra las corrientes de cortocircuito aplicadas para cada tipo de falla, junto con los tiempos de actuación registrados en tres plataformas diferentes: el entorno de simulación PowerFactory, el software de pruebas Test Universe y la interfaz HMI del IED físico. Esto permite una comparación precisa del desempeño del sistema de protección en diversos escenarios de validación.

**Tabla 4.1:** Corrientes de falla y tiempos de actuación del IED-7SA86.

IED 7SA86					
Tipo de Falla	Icc [A.sec]	Función de Protección	Tiempo PF [ms]	Tiempo CMC356 [ms]	Tiempo IED [ms]
<b>3F</b>	39,940	50	50	47,20	35
	27,872	51	349	349,2	341
<b>1FT</b>	28,08	50N	300	324,8	308
	23,387	51N	301	324,6	318
<b>Desbalance</b>	1,159	46	15000	15030	14997

## 4.4 IED 7SJ85

### 4.4.1 Ensayos de laboratorio

En las siguientes secciones se describen las funciones de protección configuradas en el IED 7SJ85, mediante la simulación de diferentes tipos de fallas en el sistema eléctrico, con el objetivo de verificar la correcta parametrización y el comportamiento operativo del dispositivo frente a cada escenario planteado.

Asimismo, se presentan los resultados obtenidos durante los ensayos realizados con el software OMICRON Test Universe, complementados con las respectivas verificaciones visuales en la interfaz HMI del IED, lo que permite validar la actuación de las funciones en condiciones reales de prueba.

Finalmente, se incluye una tabla comparativa que detalla las corrientes de cortocircuito aplicadas para cada tipo de falla, junto con los tiempos de operación registrados en tres plataformas: el software PowerFactory, el sistema de pruebas CMC 356 (Test Universe) y la pantalla HMI del IED, facilitando así un análisis preciso y contrastado de la respuesta del sistema de protección.

#### 4.4.1.1 Protección de sobre intensidad - [50/51/50N/51N]

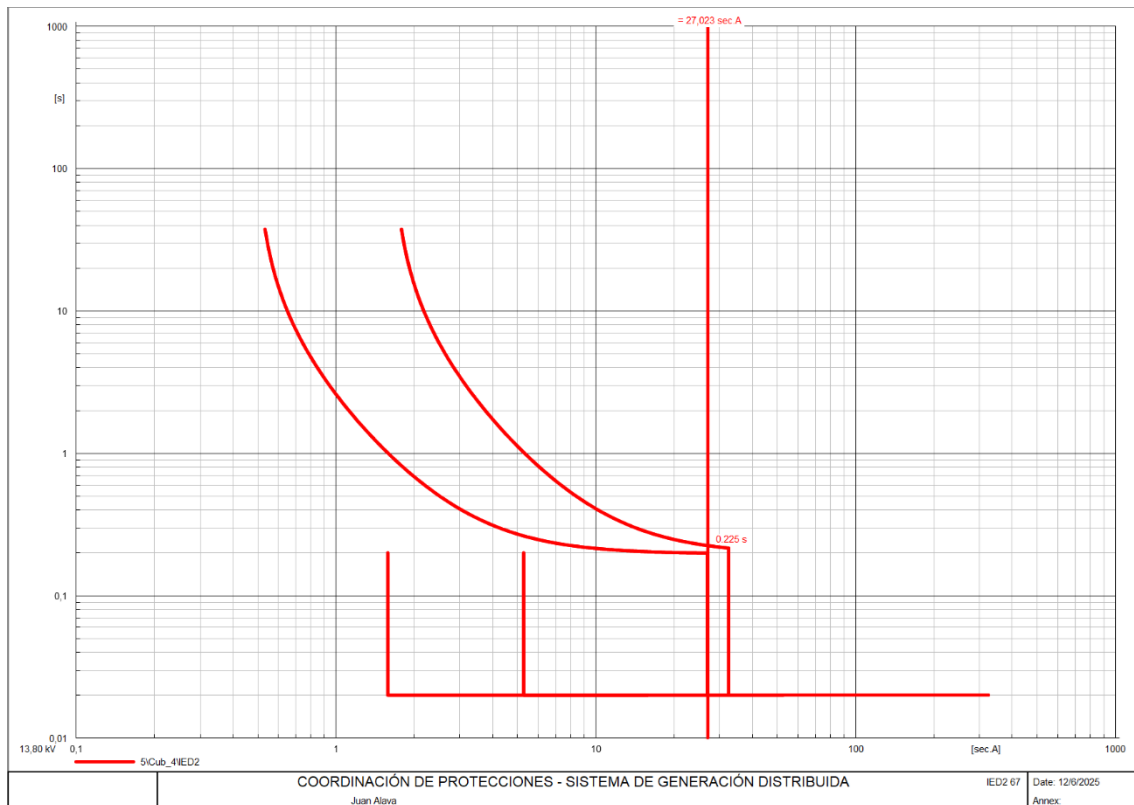
En primera instancia, se desarrollaron simulaciones en el entorno de DIGSILENT PowerFactory, modelando distintos escenarios de falla en puntos críticos de la red. Los eventos simulados incluyeron:

- Falla trifásica en el extremo de una línea de transmisión.
- Falla monofásica a tierra, representando un escenario común de desbalance en redes de media tensión.

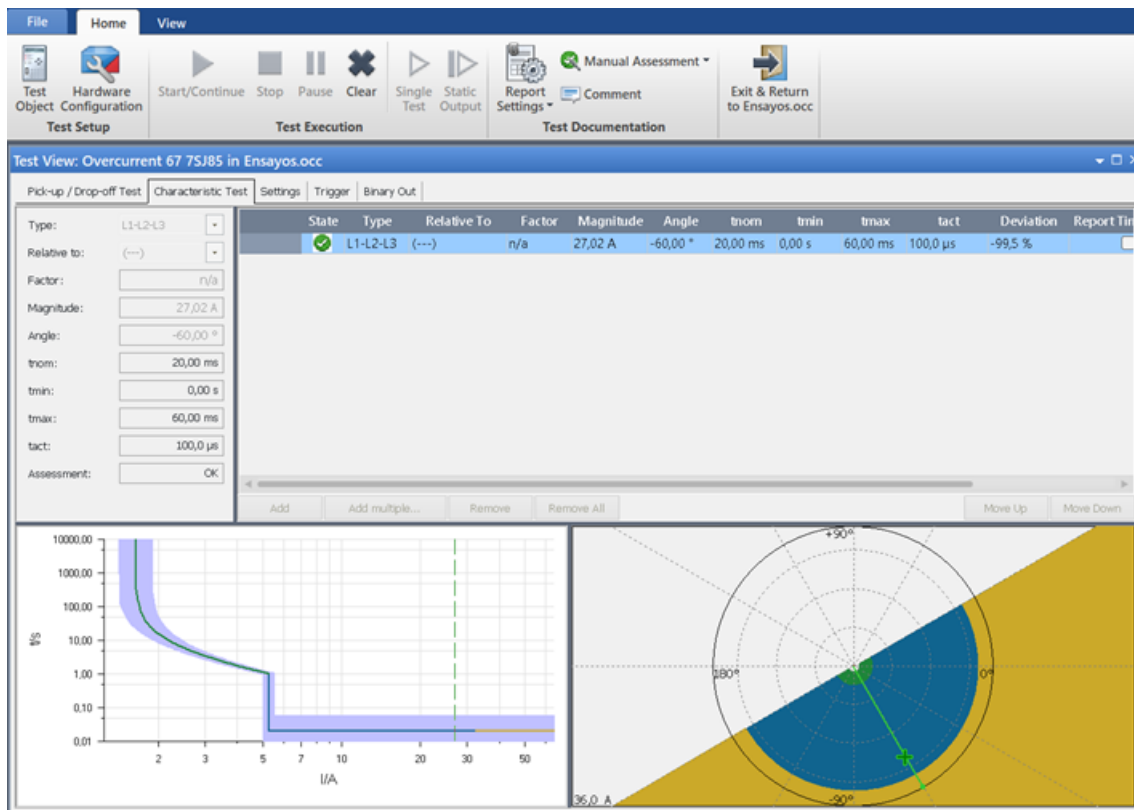
Se procedió a configurar el IED Siemens 7SJ85 en el software DIGSI 5, definiendo los parámetros operativos de las funciones de protección instantánea y temporizada de sobrecorriente (50/51) y sobrecorriente de neutro (50N/51N), conforme a los requerimientos de coordinación y sensibilidad establecidos para el sistema bajo análisis.

Durante estas simulaciones, se observaron los valores de corriente de falla, los tiempos de disparo obtenidos y la secuencia de activación de las funciones 50/51 y 50N/51N. La Fig. 4.14 muestra el comportamiento del IED ante la falla trifásica simulada, evidenciando la detección rápida por parte de la función 50 (sobrecorriente instantánea) y el disparo inmediato según la lógica configurada.

Posteriormente, las mismas condiciones se trasladaron a un entorno físico de laboratorio mediante el equipo de pruebas OMICRON CMC 356 y el software Test Universe. Para ello, se programaron escenarios de inyección de corriente trifásica con magnitudes superiores al umbral de disparo configurado. Durante la prueba, se registró el tiempo de respuesta del relé, evidenciado en la Fig. 4.15, donde se presenta el tiempo de actuación del IED.

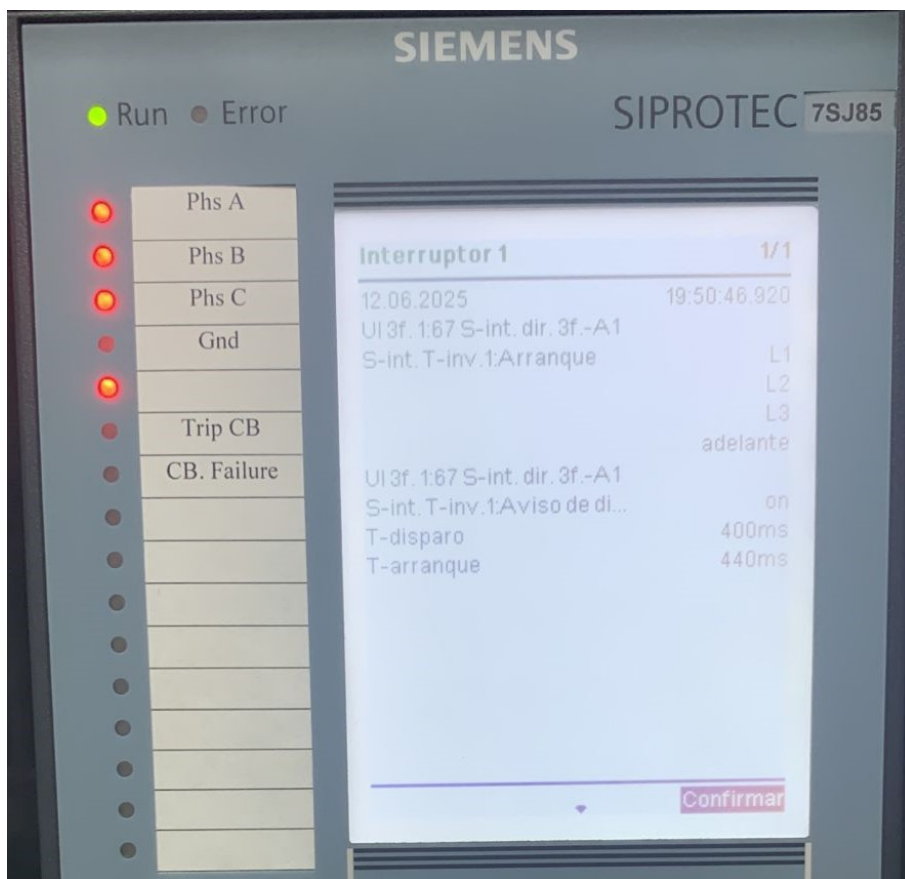


**Figura 4.14:** Tiempo de actuación del IED-7SJ85 en el software PowerFactory.



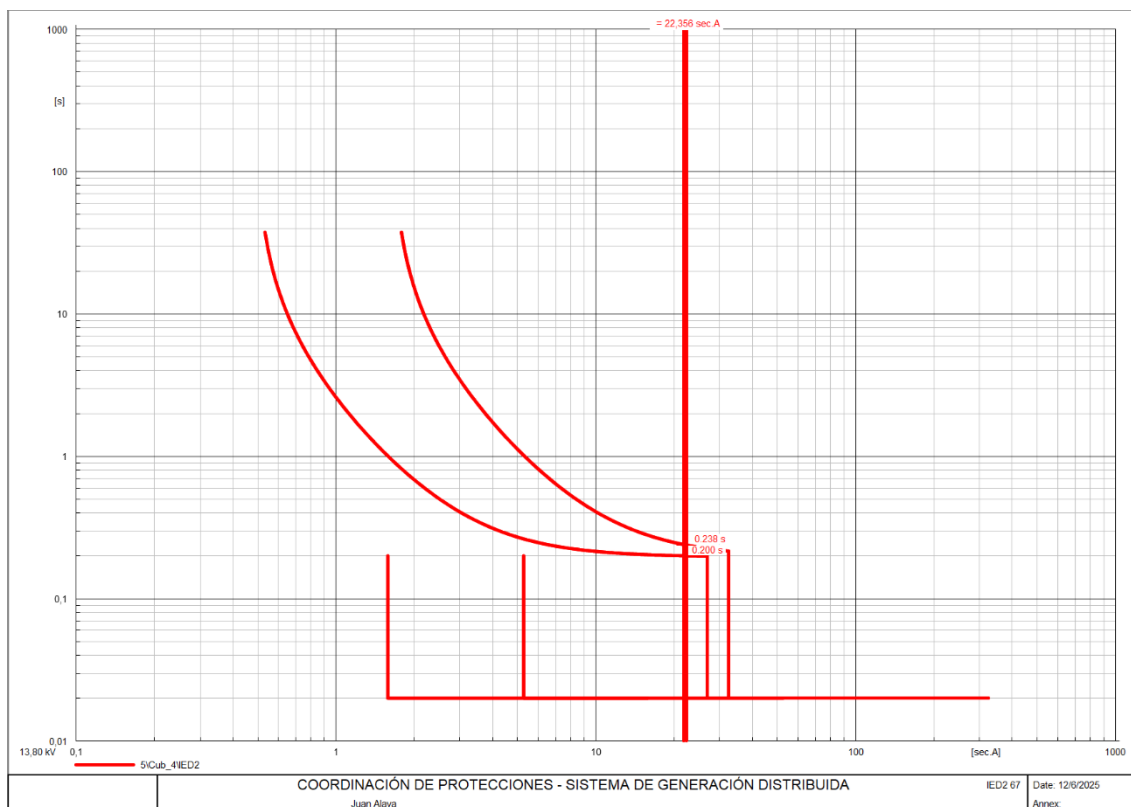
**Figura 4.15:** Tiempo de actuación del IED-7SJ85 en el Test Universe.

Durante esta prueba, también se monitoreó la interfaz HMI del IED. La Fig. 4.16 muestra la visualización en el HMI del disparo correspondiente a la falla trifásica, confirmando la correcta operación del sistema de señalización del relé.



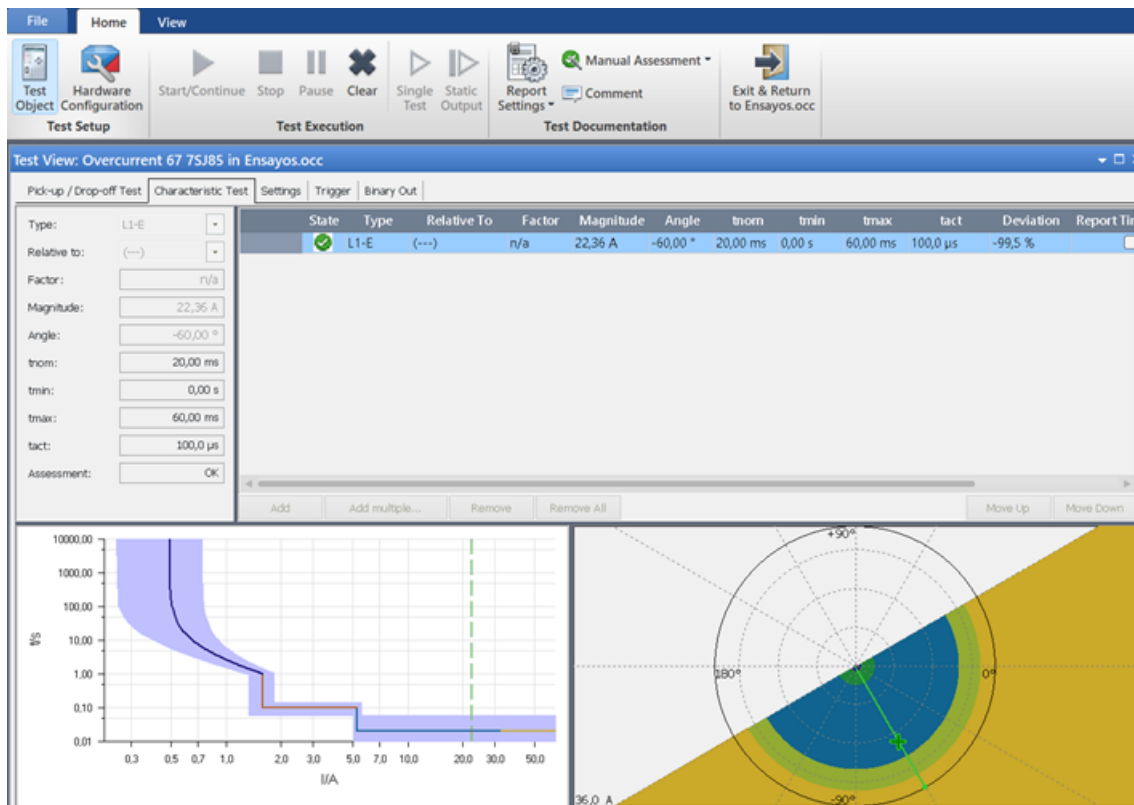
**Figura 4.16:** HMI del IED-7SA86 al momento de ver la falla trifásica.

Asimismo, se observó el desempeño de las funciones 50N/51N. La Fig. 4.17 representa el tiempo de actuación del IED 7SJ85 en este escenario,



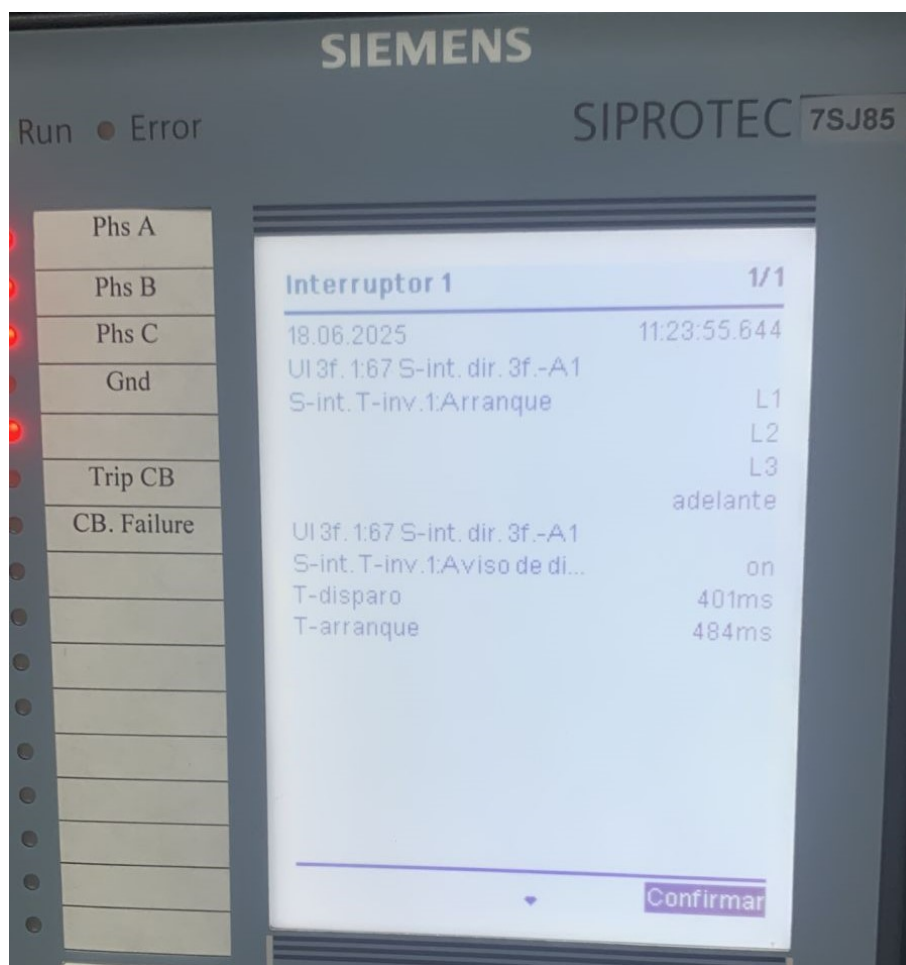
**Figura 4.17:** Tiempo de actuación del IED-7SJ85 en el software PowerFactory.

Este evento fue replicado en laboratorio utilizando el equipo CMC 356, inyectando corriente de falla únicamente en la fase A, con magnitudes diseñadas para superar el umbral de activación de la función 50N. Durante la prueba, se evaluaron la sensibilidad, selectividad y el tiempo de operación de las funciones 50N y 51N. Los resultados se presentan en la Fig. 4.18, donde se evidencia la respuesta efectiva del IED bajo condiciones reales.



**Figura 4.18:** Tiempo de actuación del IED-7SJ85 en el Test Universe.

Finalmente, la Fig. 4.19 muestra la interfaz HMI del IED durante la falla monofásica, donde se confirma visualmente la actuación de las protecciones mediante la activación de LEDs y la correspondiente grabación del evento, validando la coherencia entre la simulación y la prueba física.

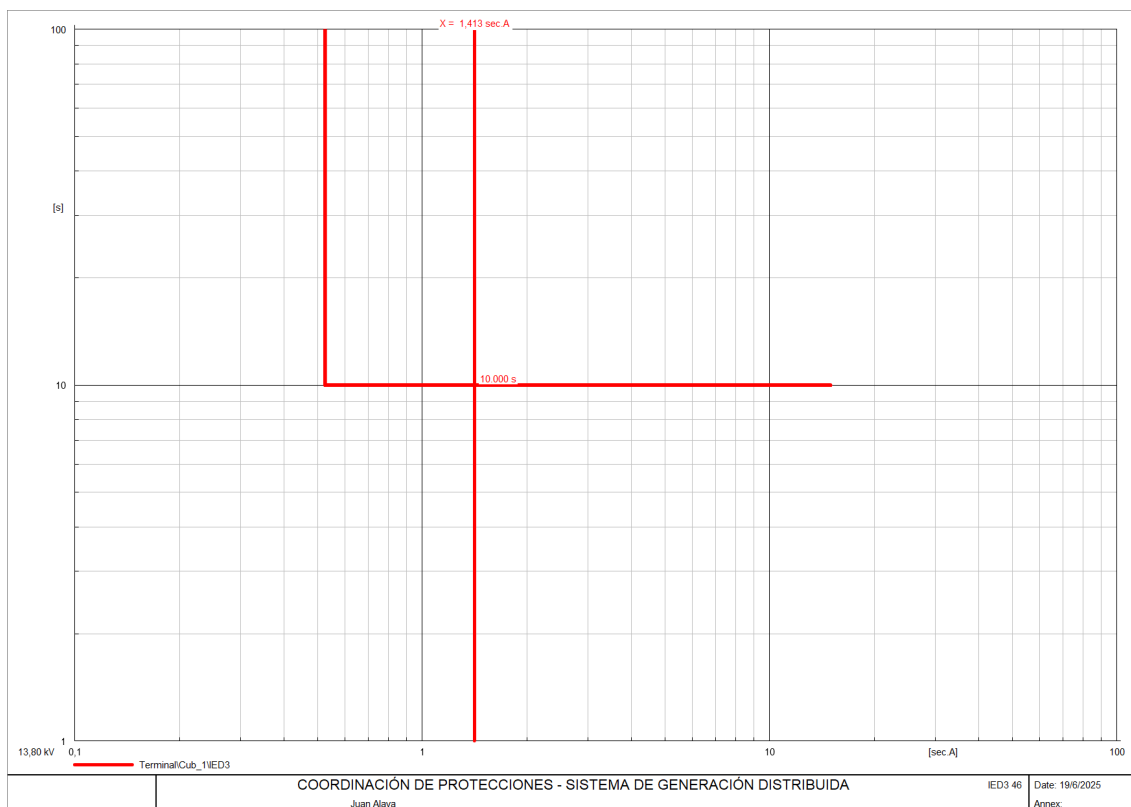


**Figura 4.19:** HMI del IED-7SA86 al momento de ver la falla monofásica.

#### 4.4.1.2 Protección de Secuencia Negativa y Carga Desequilibrada - [46]

En primera instancia, se desarrolló una simulación en el entorno DIGSILENT PowerFactory, modelando un escenario de desequilibrio originado por cargas asimétricas, con el objetivo de inducir niveles significativos de corriente de secuencia negativa. Para ello, se configuró un sistema con cargas de magnitudes variables en cada fase, representando condiciones reales de distribución desigual de carga trifásica, típicas en redes de baja y media tensión.

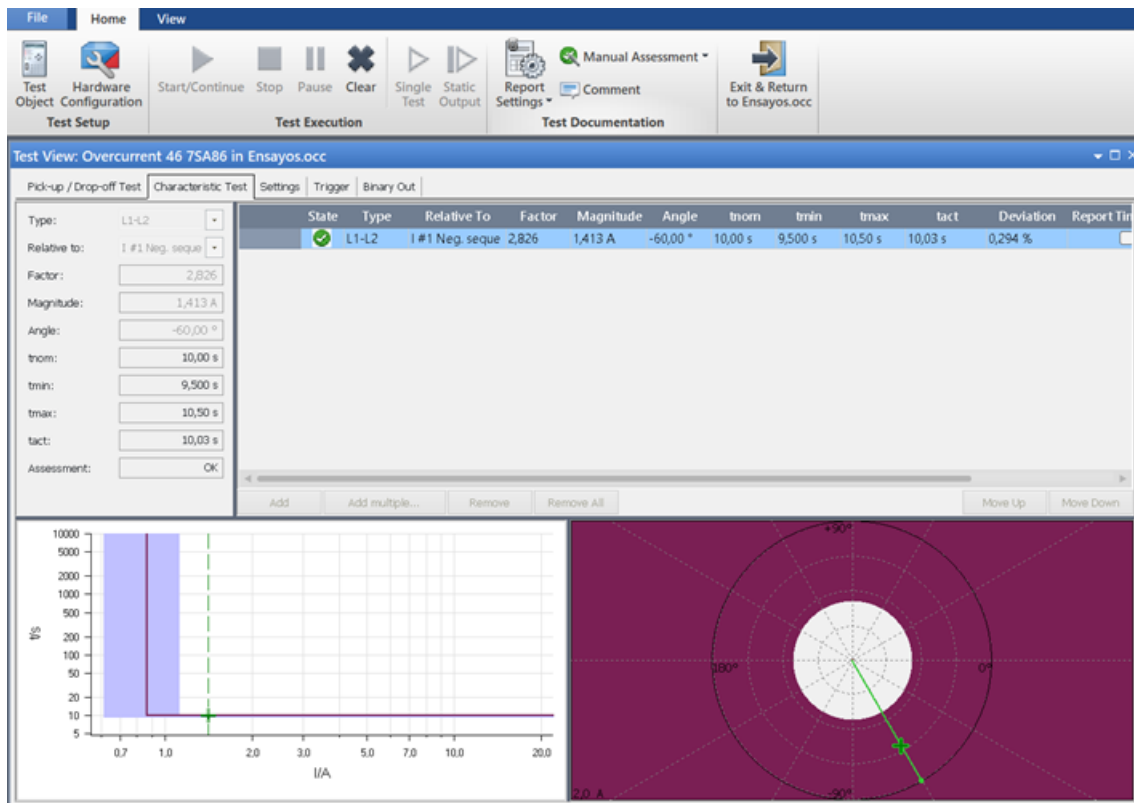
Durante la simulación, el IED Siemens 7SJ85, previamente parametrizado con los umbrales y tiempos característicos de la función 46, detectó correctamente el componente de secuencia negativa, generando la señal de actuación correspondiente. La Fig. 4.20 muestra el tiempo de respuesta del relé ante esta condición simulada, evidenciando el correcto funcionamiento de la lógica de detección configurada.



**Figura 4.20:** Tiempo de actuación del IED-7SJ85 en el software PowerFactory.

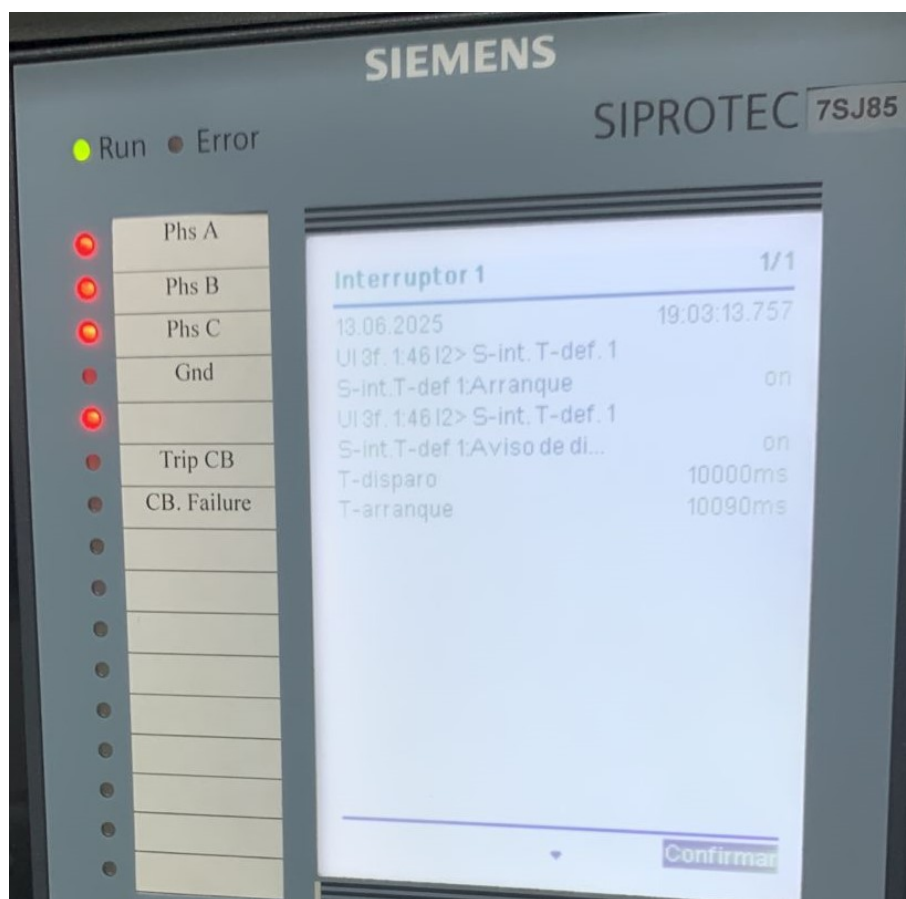
Posteriormente, se trasladaron las condiciones de desequilibrio al entorno físico de laboratorio mediante el equipo de pruebas OMICRON CMC 356 y el software Test Universe. En esta fase, se programaron señales de corriente con magnitudes desiguales por fase, replicando el mismo nivel de desbalance registrado en la simulación. Este procedimiento permitió generar un sistema con un componente significativo de secuencia negativa, evaluando así la respuesta del relé bajo condiciones reales de operación.

Durante la prueba física, el IED 7SJ85 mostró una respuesta coherente con la obtenida en la simulación, registrando los tiempos de actuación correspondientes a la función 46, tal como se ilustra en la Fig. 4.21. Esta correspondencia entre ambos entornos confirmó la validez del modelo digital y la adecuada parametrización de la función de protección.



**Figura 4.21:** Tiempo de operación de la función 46 del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe.

Finalmente, se monitoreó la interfaz HMI del IED para confirmar la activación de la función durante la condición de prueba. La Fig. 4.22 muestra la pantalla del IED en el momento de la actuación, proporcionando evidencia visual del evento detectado y permitiendo validar de manera integral el correcto funcionamiento de la función 46 tanto en el entorno simulado como en el entorno físico.

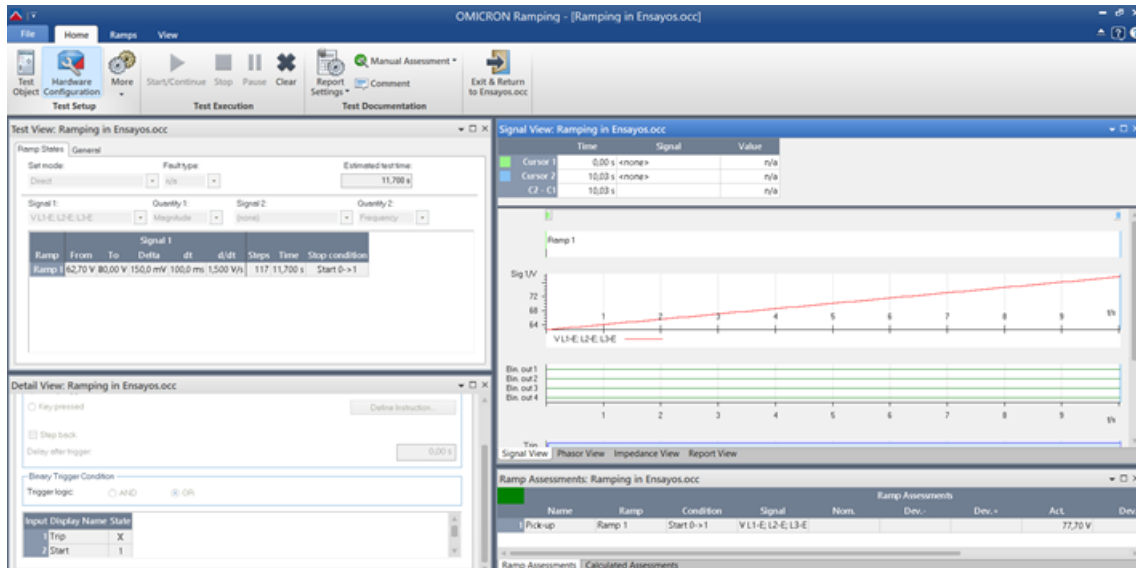


**Figura 4.22:** HMI del IED-7SJ85 al momento de ver el desbalance.

#### 4.4.1.3 Protección de sobre tensión con tensión trifásica - [59]

Durante el ensayo, se inyectó una señal de tensión trifásica con magnitud superior al valor nominal, ajustada específicamente para superar el umbral definido para la activación de la función 59. Esta condición simuló un evento de sobretensión sostenida en el sistema, similar a los que pueden presentarse por fallas en la regulación del transformador o desconexiones abruptas de carga.

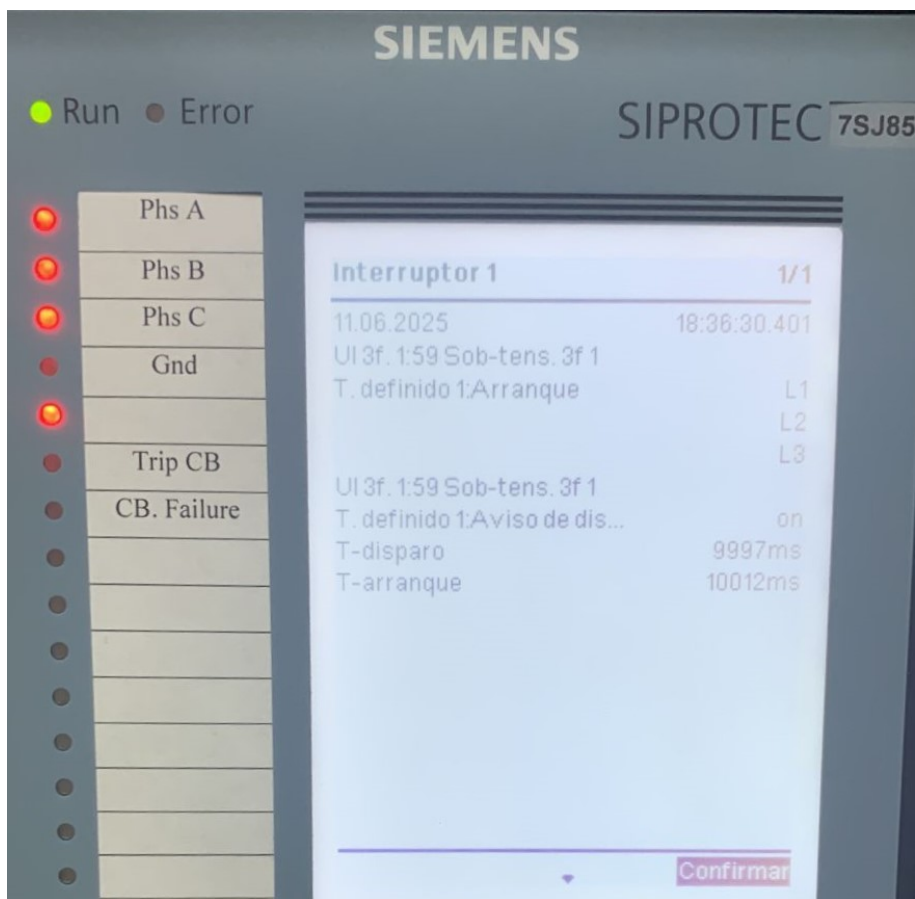
La Fig. 4.23 muestra el tiempo de actuación del IED frente a esta condición anómala, evidenciando que la función 59 respondió correctamente dentro del tiempo configurado y sin retardos indebidos, validando así la coherencia entre el comportamiento del relé y los parámetros establecidos.



**Figura 4.23:** Tiempo de operación de la función 59 del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe.

Simultáneamente, se monitoreó la interfaz HMI del IED, donde se observaron los indicadores LED correspondientes a eventos de sobretensión. Estos indicadores proporcionan una señalización clara y precisa sobre la activación de la función. La Fig. 4.24 muestra el estado de la HMI en el momento del disparo, confirmando visualmente la correcta operación del dispositivo frente al evento inducido.

Esta prueba permitió validar integralmente el comportamiento de la función 59, tanto desde el punto de vista funcional considerando los tiempos de respuesta y la lógica de actuación como operacional, mediante la visualización en la HMI y el registro de eventos. De esta manera, se confirmó que el IED responde de forma oportuna ante condiciones de sobretensión trifásica sostenida.



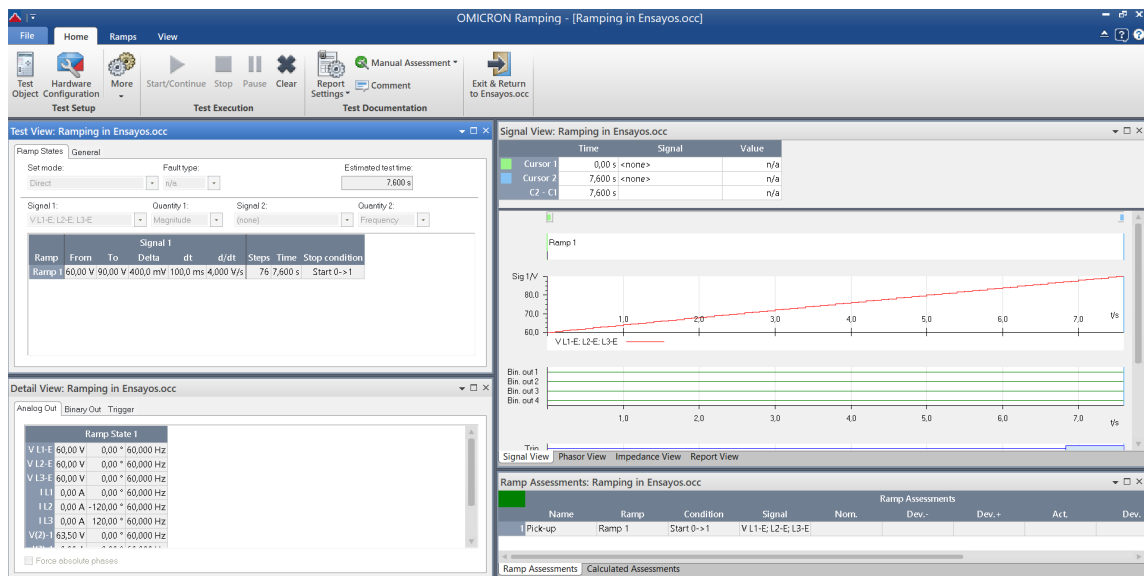
**Figura 4.24:** HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 59.

#### 4.4.1.4 Protección de sobre tensión con tensión homopolar/desplazamiento - [59N]

Para evaluar el comportamiento de la función de protección contra sobretensión homopolar [59N], se realizó una prueba física utilizando el equipo OMICRON CMC 356 en conjunto con el software Test Universe, una vez configurado el IED Siemens 7SJ85 con los parámetros adecuados para la detección de sobretensión en el componente homopolar de tensión.

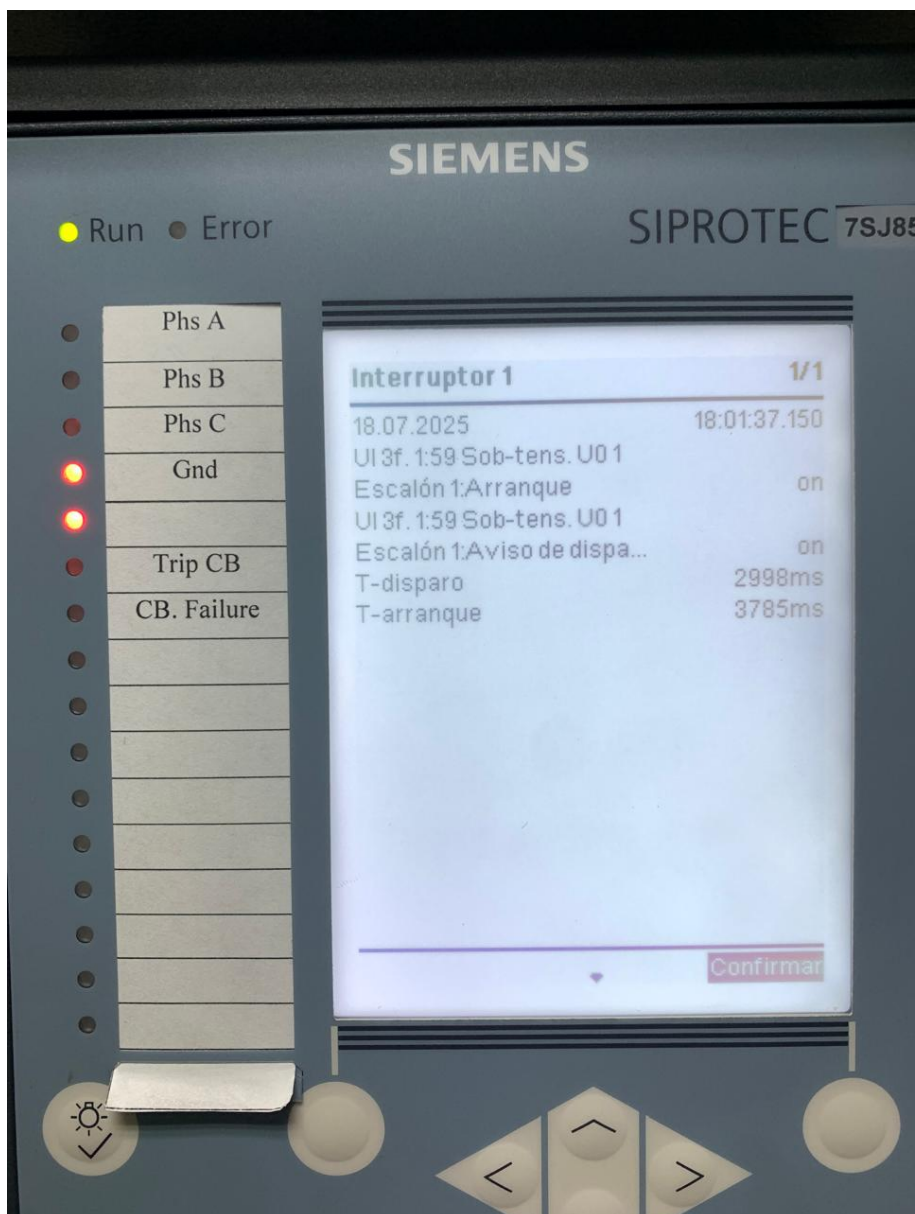
La prueba consistió en la inyección de una señal de tensión homopolar cuya magnitud superó el umbral de activación definido para la función 59N. Esta condición representa un desplazamiento del neutro respecto a tierra, característico en redes aisladas o en presencia de una falla monofásica a tierra no detectada por protecciones convencionales. La inyección se efectuó generando un desbalance controlado de tensiones en las fases, lo que permitió provocar la elevación del voltaje homopolar.

La Fig. 4.25 muestra el tiempo de actuación del IED 7SJ85 ante la condición de sobretensión homopolar, validando la capacidad del dispositivo para detectar y actuar frente a este tipo de anomalías dentro del margen temporal configurado.



**Figura 4.25:** Tiempo de operación de la función 59N del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe.

La Fig. 4.26 ilustra el estado del IED en el momento del disparo, confirmando visualmente la activación de la función 59N.



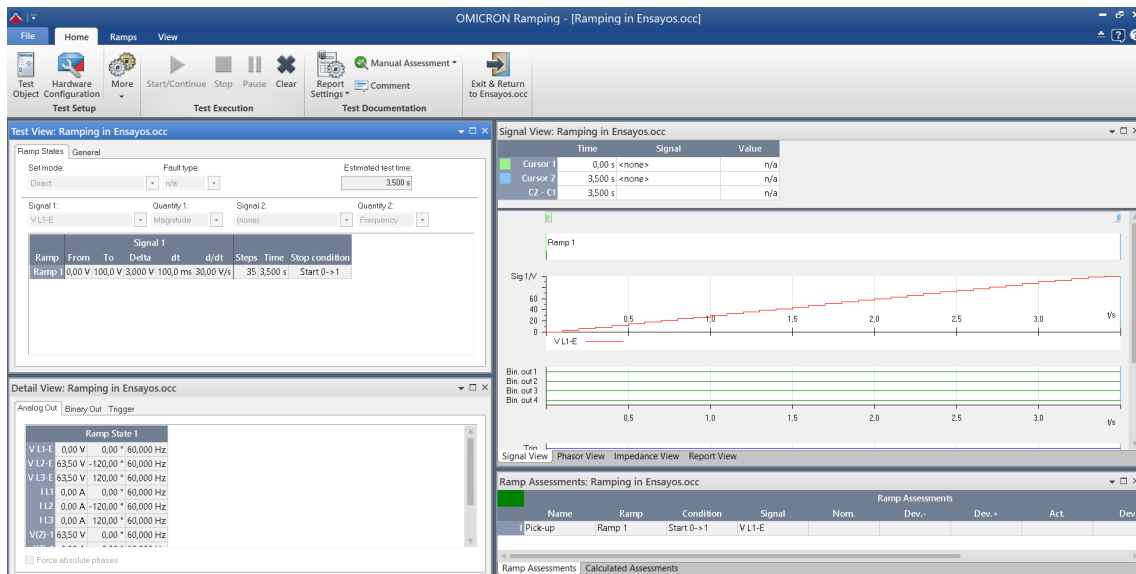
**Figura 4.26:** HMI del IED-7SJ85 al momento de ver el Sobre voltajeHMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 59N.

#### 4.4.1.5 Protección de sobre tensión con tensión de secuencia positiva - [59D]

Para comprobar el correcto funcionamiento de la función de protección contra sobretensión de secuencia positiva [59D], se realizó una prueba física utilizando el equipo OMICRON CMC 356 junto con el software Test Universe, tras configurar el IED Siemens 7SJ85 con los parámetros adecuados para la detección de tensión de secuencia positiva por encima del umbral nominal.

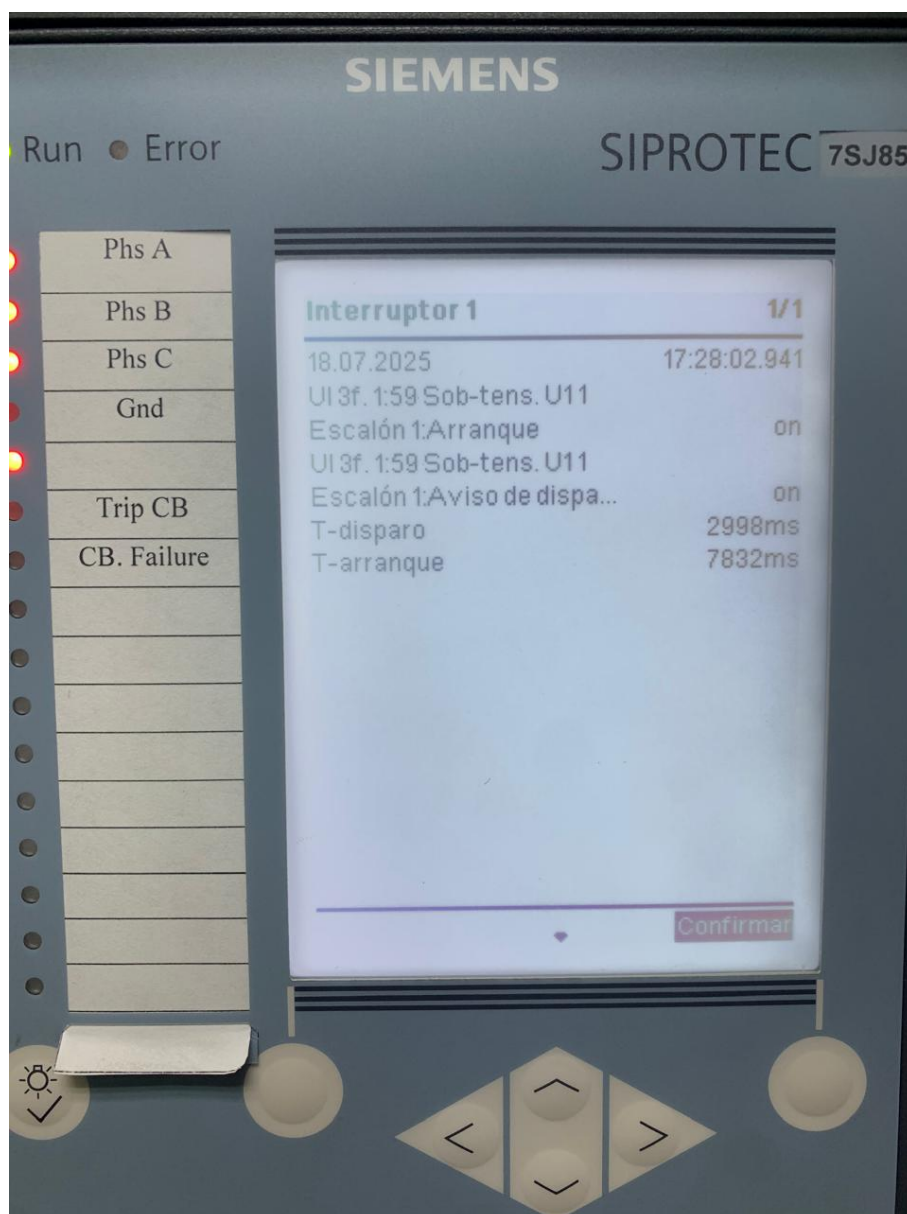
Durante el ensayo, se inyectó una señal trifásica balanceada cuya magnitud se incrementó progresivamente hasta superar el umbral de disparo configurado para la función 59D. Esta condición buscó emular una sobretensión sostenida en condiciones normales de simetría fasorial, es decir, sin desbalance, pero con una elevación significativa de la componente de secuencia positiva.

La Fig. 4.27 muestra el tiempo de actuación del IED ante la condición inducida, confirmando que la función 59D respondió adecuadamente según los parámetros establecidos y dentro del retardo configurado.



**Figura 4.27:** Tiempo de operación de la función 59D del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe.

Durante la prueba, se monitoreó también la interfaz HMI del IED, donde se registró la activación del indicador LED correspondiente a la función 59D, confirmando visualmente la detección del evento de sobretensión de secuencia positiva. La Fig. 4.28 muestra la pantalla del IED en el momento del disparo, validando la correcta operación tanto de la lógica interna del relé como de su señalización externa.

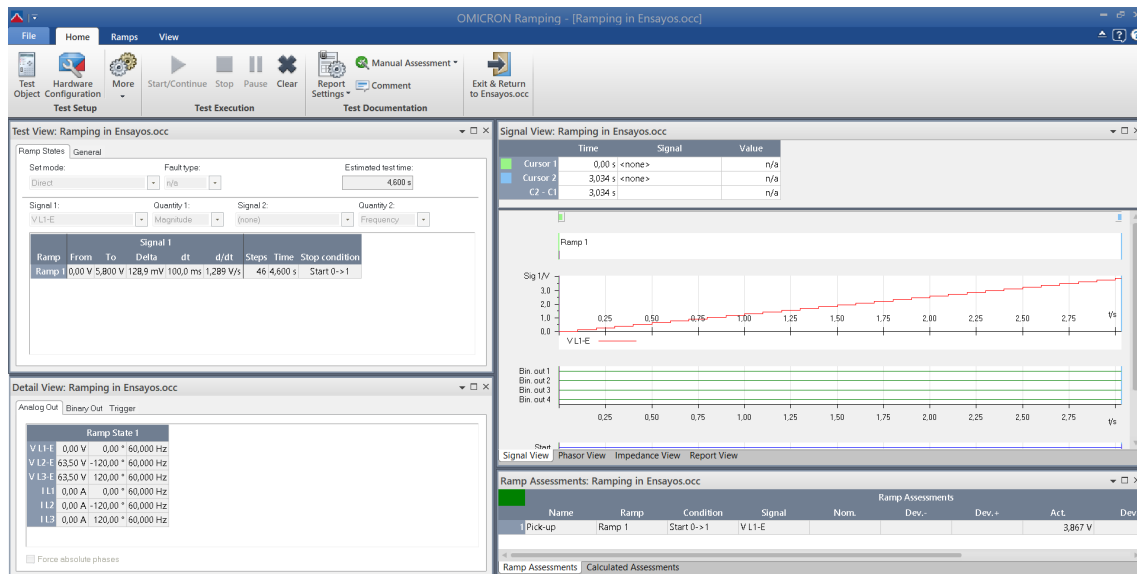


**Figura 4.28:** HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 59D.

#### 4.4.1.6 Protección de sobre tensión con tensión de secuencia negativa - [47]

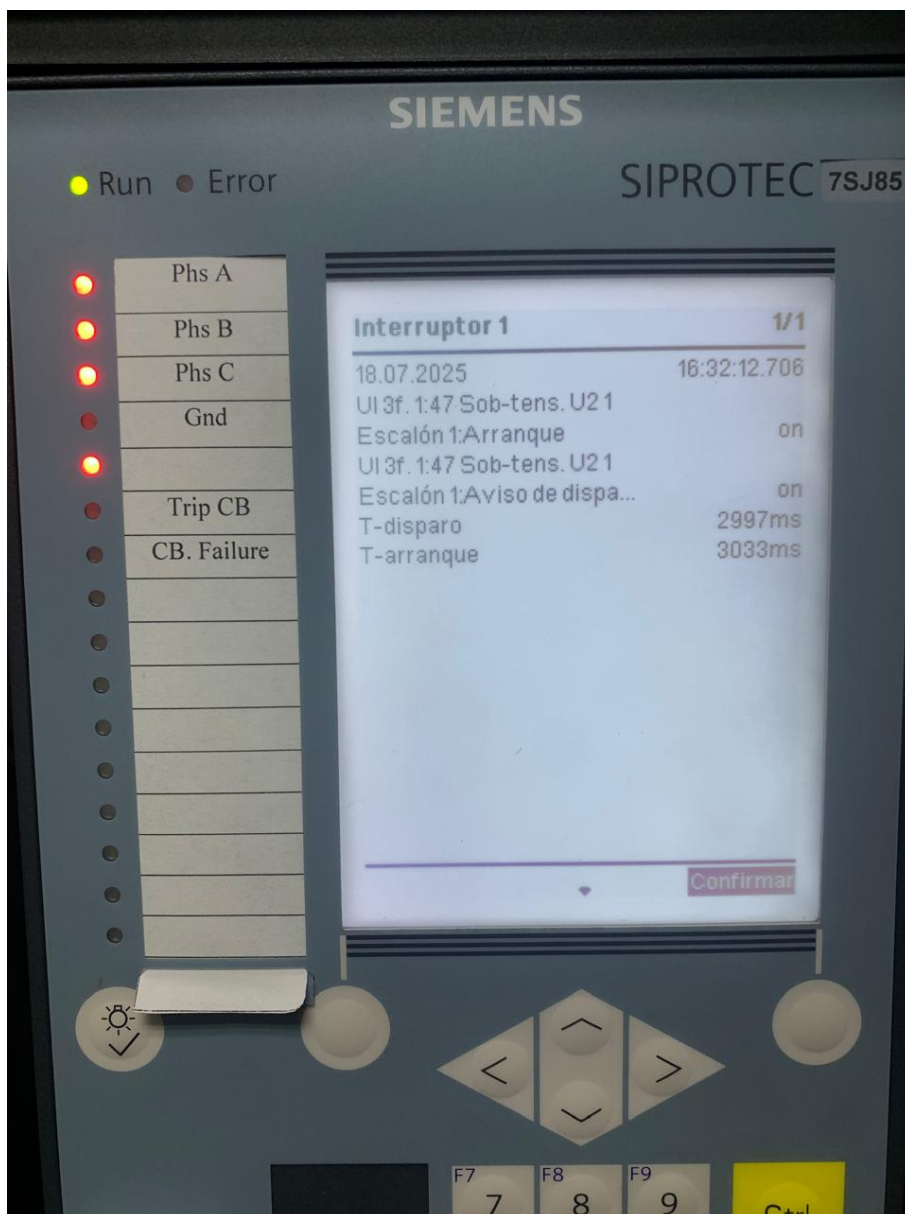
La prueba consistió en la inyección de una condición de desbalance de tensiones entre fases, generando un incremento en la componente de secuencia negativa de la tensión. Esta situación simula escenarios como la operación de cargas monofásicas desiguales, conexiones defectuosas o fallas asimétricas que afectan la simetría del sistema. La magnitud de la tensión de secuencia negativa fue aumentada de forma controlada hasta superar el umbral configurado, lo que provocó la activación de la función 47.

La Fig. 4.29 presenta el tiempo de actuación del IED 7SJ85 ante esta condición de sobretensión de secuencia negativa, validando la respuesta del dispositivo dentro del margen temporal programado.



**Figura 4.29:** Tiempo de operación de la función 47 del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe.

Simultáneamente, se supervisó la interfaz HMI del IED, observándose los LEDs indicadores correspondientes a la función 47, lo que permitió confirmar visualmente la detección del evento. La Fig. 4.30 muestra el estado de la HMI en el momento del disparo, evidenciando la correcta activación de la protección y el registro del evento por parte del relé.



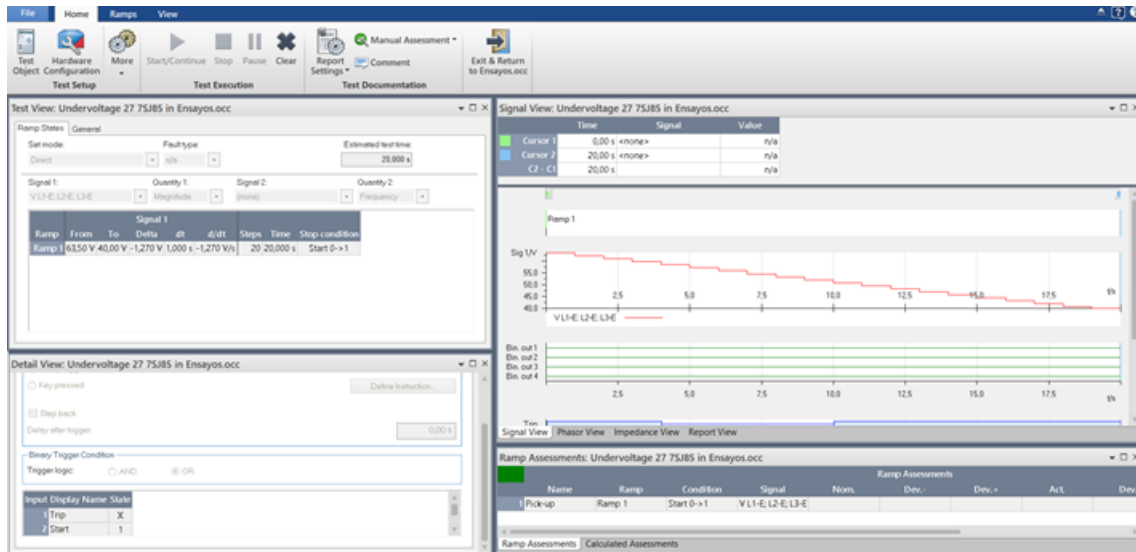
**Figura 4.30:** HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 47.

#### 4.4.1.7 Protección de sub tensión con tensión trifásica - [27]

Durante la prueba, se inyectaron señales de tensión trifásica con valores inferiores al nivel nominal, diseñadas específicamente para mantenerse por debajo del umbral de activación configurado para la función 27. Esta condición simuló un escenario de subtensión sostenida, que puede ser causado por sobrecargas, dimensionamiento inadecuado de transformadores o situaciones anómalas en la red eléctrica.

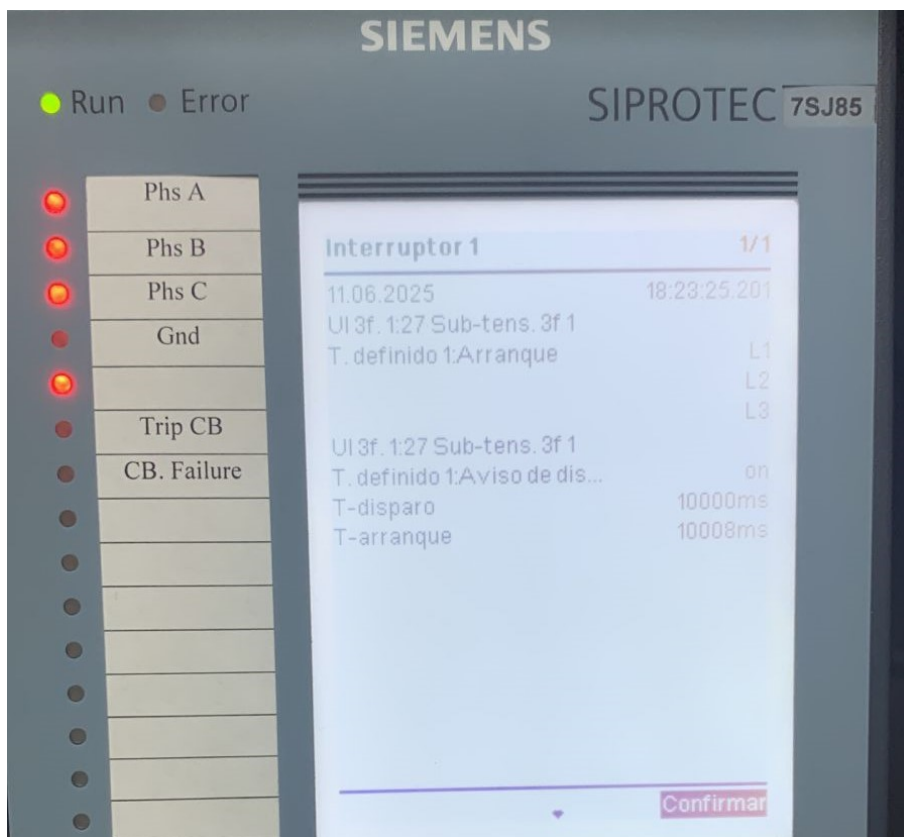
La Fig. 4.31 presenta el tiempo de actuación registrado en el software Test Universe durante esta condición, evidenciando que la función 27 se activó correctamente

dentro del retardo establecido, y que el comportamiento del dispositivo fue acorde a los parámetros configurados.



**Figura 4.31:** Tiempo de operación de la función 27 del IED 75J85 durante la prueba realizada en Test Universe.

Adicionalmente, se monitoreó la interfaz HMI del IED, observándose la señalización mediante LEDs en el momento de la detección del evento. La Fig. 4.32 ilustra el estado del panel del IED durante el disparo, confirmando visualmente la activación de la función 27 y validando su correcto desempeño en condiciones reales de operación.

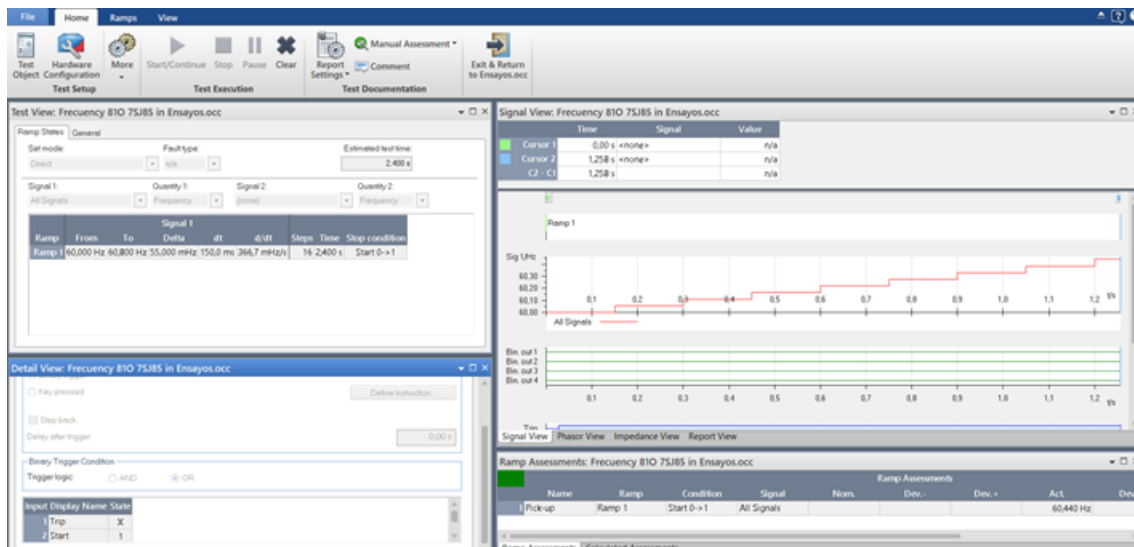


**Figura 4.32:** HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 27.

#### 4.4.1.8 Protección de sobre frecuencia - [81O]

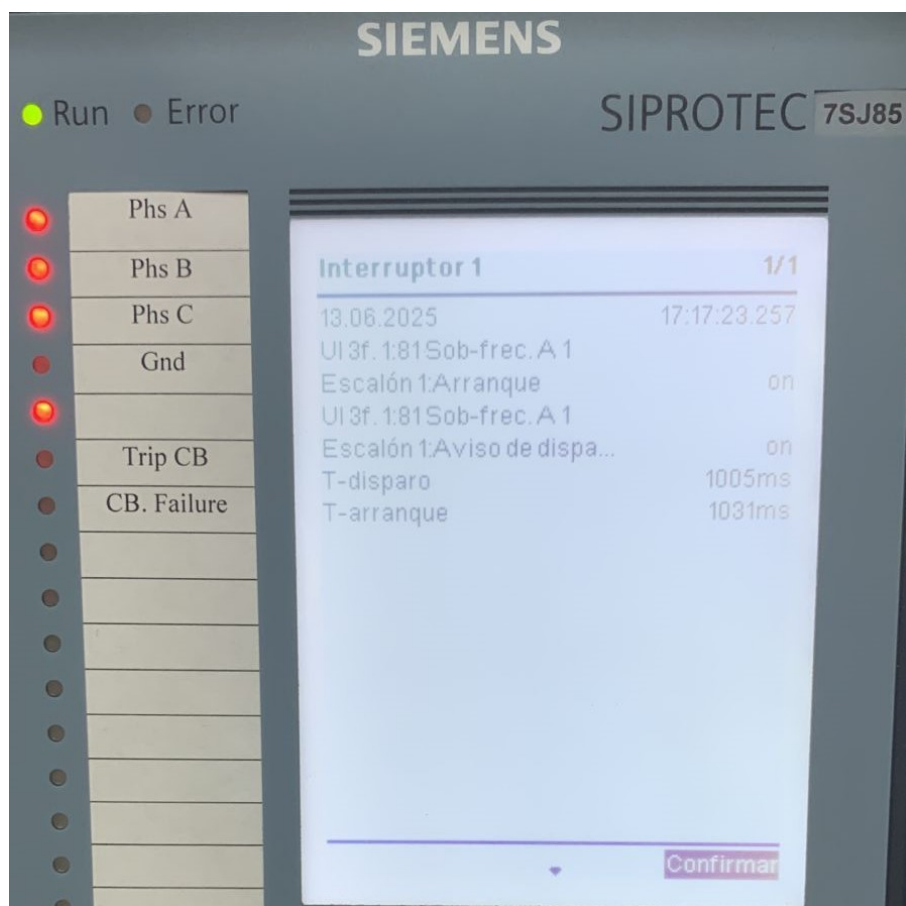
Durante la prueba, se inyectó una señal trifásica con una frecuencia superior al valor nominal, superando deliberadamente el umbral de activación establecido para la función 81O. Esta condición simuló un escenario típico de sobrefrecuencia en el sistema eléctrico, como podría ocurrir ante una reducción abrupta de carga o una regulación inadecuada en la generación.

La Fig. 4.33 presenta el tiempo de actuación registrado por el IED frente a esta condición de frecuencia anómala, evidenciando una respuesta inmediata y acorde con los parámetros configurados previamente. El comportamiento del relé confirmó la correcta operación de la lógica interna de disparo para eventos de sobrefrecuencia.



**Figura 4.33:** Tiempo de operación de la función 81O del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe.

Simultáneamente, se monitoreó la interfaz HMI del IED, observándose la activación de los indicadores LED correspondientes a la función 81O. Esta señalización local permitió una verificación visual y operativa del evento detectado. La Fig. 4.34 muestra el estado del panel del IED en el momento del disparo, confirmando el correcto funcionamiento de la función tanto desde el punto de vista lógico como visual.



**Figura 4.34:** HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 81O.

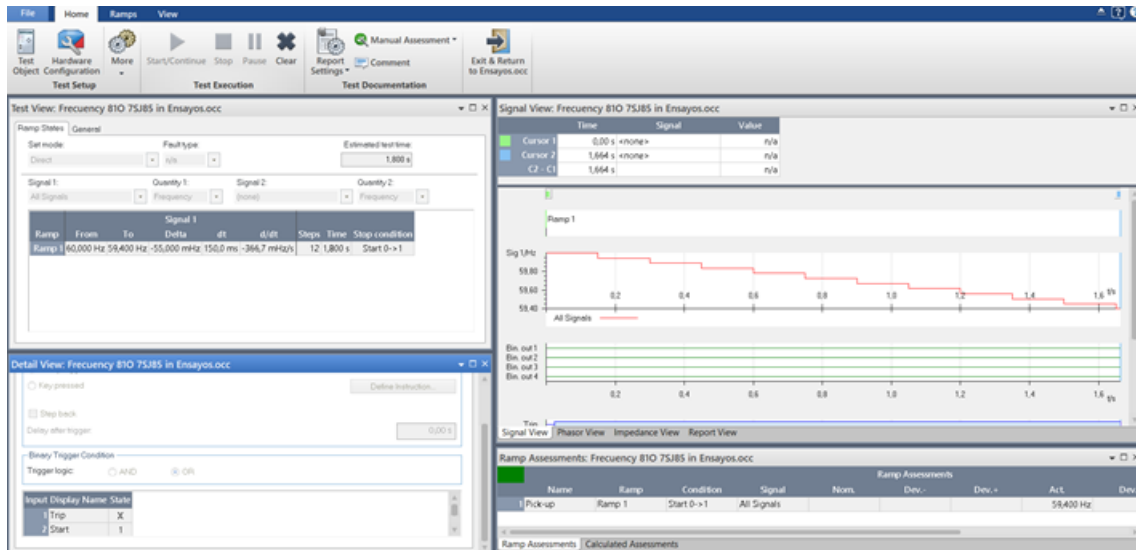
La prueba demostró que la protección 81O responde con precisión y dentro de los márgenes temporales establecidos, validando su eficacia para proteger el sistema frente a eventos de frecuencia elevada que puedan comprometer la estabilidad de los equipos conectados o de la red eléctrica en general.

#### 4.4.1.9 Protección de sub frecuencia - [81U]

Durante el ensayo, se inyectó una señal trifásica con frecuencia decreciente, la cual descendió de manera controlada hasta situarse por debajo del umbral establecido para la activación de la función 81U. Esta condición simuló escenarios típicos de pérdida de generación o exceso de demanda, donde la frecuencia del sistema disminuye peligrosamente por debajo de su valor nominal.

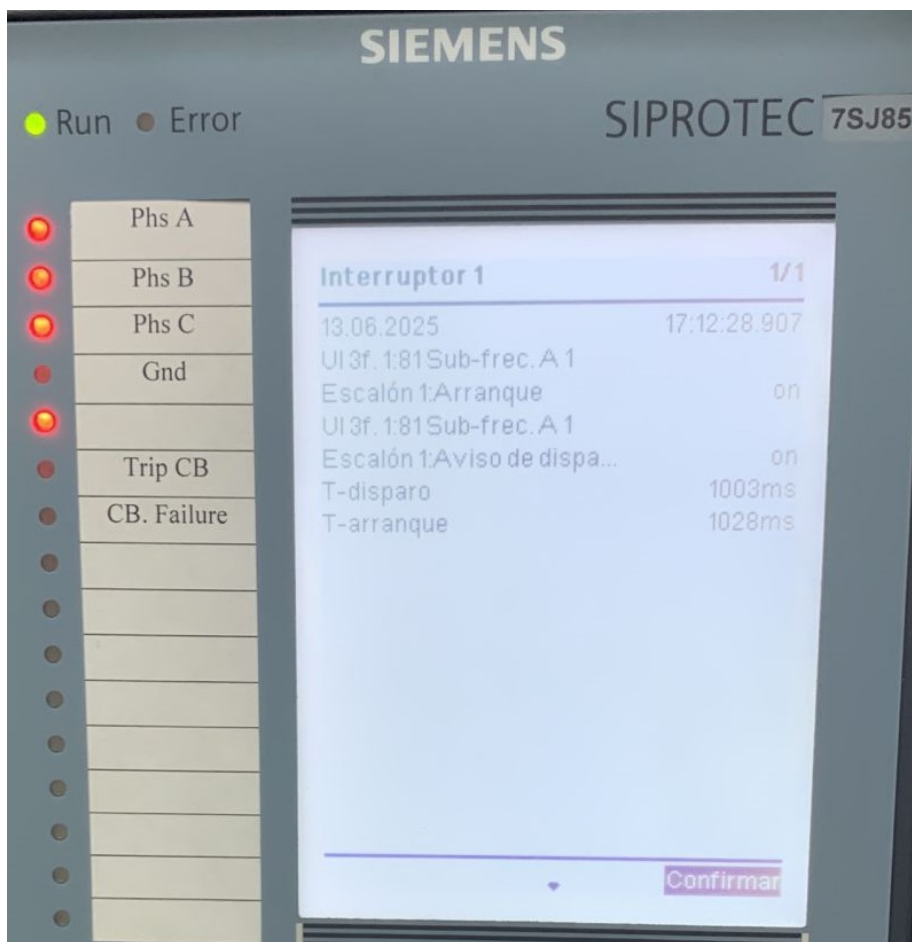
La Fig. 4.35 muestra el tiempo de actuación registrado por el IED 7SJ85 ante esta condición de subfrecuencia, evidenciando una respuesta rápida y dentro de los

márgenes temporales definidos en la parametrización, lo que confirma el correcto funcionamiento de la lógica interna del relé.



**Figura 4.35:** Tiempo de operación de la función 81U del IED 7SJ85 durante la prueba realizada en Test Universe.

Simultáneamente, se supervisó la interfaz HMI del IED, donde se observó la activación de los LEDs correspondientes a la función 81U, confirmando visualmente la detección del evento de frecuencia anormal. La Fig. 4.36 muestra el estado del panel del IED en el momento del disparo, proporcionando evidencia visual y operativa de la actuación de la protección.



**Figura 4.36:** HMI del IED-7SJ85 al momento de operar la función 81U.

Esta prueba validó la eficiencia y precisión de la función 81U para detectar eventos de frecuencia baja sostenida, fundamentales para evitar inestabilidad en el sistema eléctrico y preservar la operación segura de los equipos conectados a la red.

La Tabla 4.2 presenta las corrientes de cortocircuito utilizadas para evaluar el desempeño del IED 7SJ85 frente a diferentes tipos de falla: trifásica, monofásica a tierra y desbalanceada. Se incluyen los tiempos de operación configurados en la función de protección, así como los tiempos medidos a través del equipo de pruebas CMC356 y la interfaz HMI del dispositivo. Esta información permite analizar la precisión de actuación del relé y validar su comportamiento ante eventos de falla simulados, considerando la naturaleza de cada perturbación.

**Tabla 4.2:** Corrientes de cortocircuito y tiempos de actuación en el IED 7SJ85

<b>IED 7SJ85</b>					
<b>Tipo de falla</b>	<b>Icc [A·sec]</b>	<b>Función de protección</b>	<b>Tiempo PF [ms]</b>	<b>Tiempo CMC356 [ms]</b>	<b>Tiempo IED [ms]</b>
<b>3F</b>	27,023	50	225	0.1	400
	42,644	51	20	0.1	201
<b>1FT</b>	22,356	50N	300	0.1	400
	32,609	51N	20	0.1	201
<b>Desbalance</b>	1,413	46	10000	10030	10000

Por otro lado, la Tabla 4.3 presenta los valores de tensión y frecuencia aplicados para la verificación de las funciones de protección del IED 7SJ85 frente a condiciones de sobrevoltaje, subvoltaje, sobrefrecuencia y subfrecuencia. Se incluyen los tiempos de actuación registrados tanto en el equipo de pruebas CMC 356 como en la interfaz HMI del dispositivo, lo que permite contrastar la respuesta del IED con los parámetros configurados. Esta información resulta fundamental para validar el correcto funcionamiento del sistema de protección ante variaciones en las variables eléctricas del sistema.

**Tabla 4.3:** Rangos de evaluación IED 7SJ85

<b>IED 7SJ85</b>				
<b>Tipo de falla</b>	<b>Rango de evaluación</b>	<b>Función de protección</b>	<b>Tiempo CMC356 [ms]</b>	<b>Tiempo IED [ms]</b>
Sobrevoltaje	62,5 V a 80 V	59	10000	9997
Sobre tensión con tensión homopolar	60 V a 90 V	59N	3	2998
Sobre tensión con tensión de secuencia positiva	0 V a 100 V	59D	3	2998
Sobre tensión con tensión de secuencia negativa	0 V a 5,8 V	47	3	2997
Subvoltaje	63,5 V a 40 V	27	10000	10000
Sobrefrecuencia	60 Hz a 60,8 Hz	81O	1000	1005
Subfrecuencia	60 Hz a 59,4 Hz	81U	1000	1003

## CAPÍTULO 5

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se exponen y analizan los resultados experimentales obtenidos a partir de los casos simulados en el Capítulo 4, ejecutados mediante la inyección controlada de señales eléctricas utilizando el equipo OMICRON CMC 356. Estos ensayos se aplicaron a los dispositivos de protección 7SJ85, correspondiente a la función de sobrecorriente, y 7SA86, asociado a la función de distancia.

El análisis se enfoca en la comparación de los tiempos de operación registrados en tres plataformas distintas: el software de simulación PowerFactory, el entorno de pruebas OMICRON Test Universe, y la interfaz HMI de los IEDs. Esta comparación permite evaluar la precisión, coherencia y selectividad de las funciones de protección frente a las diversas condiciones de falla simuladas.

Asimismo, se estudia la correspondencia entre los valores configurados y el comportamiento real de cada función, validando la efectividad de la parametrización aplicada. Se identifican posibles desviaciones temporales, inconsistencias entre plataformas y variaciones fuera de los rangos esperados, con el objetivo de comprender su origen y su impacto en el desempeño del sistema de protección.

En conjunto, este análisis representa una fase fundamental para verificar el cumplimiento de los criterios técnicos y normativos establecidos, así como para confirmar la correcta operación de los IEDs en condiciones de servicio simuladas.

A continuación, se presenta el análisis detallado de los resultados obtenidos:

El análisis de las tablas correspondientes a los IEDs 7SJ85 y 7SA86 permite identificar un comportamiento coherente y confiable en la actuación de las funciones de protección configuradas frente a diversas condiciones de falla. En cada ensayo, se contrastaron los tiempos de operación registrados por el equipo de pruebas CMC

356 y la interfaz HMI del IED físico con los tiempos previamente configurados en PowerFactory. Esta comparación valida tanto la precisión de las funciones de protección como la consistencia de respuesta del sistema en entornos controlados de prueba.

En primer lugar, la Tabla 4.1 presenta los resultados del IED 7SA86 ante fallas trifásicas, monofásicas a tierra y condiciones de desbalance. Se observa una alta correlación entre los tiempos registrados por el CMC 356 y los valores configurados, con variaciones inferiores al 1%. En particular, para fallas instantáneas como la trifásica (función 50), el IED físico muestra un tiempo de actuación de 35 ms frente a los 50 ms programados, lo cual se mantiene dentro de un margen técnico aceptable. Esta diferencia puede atribuirse a la lógica de disparo anticipada del relé, que responde a condiciones de red específicas mediante algoritmos internos optimizados.

Respecto a las fallas temporizadas (funciones 51, 51N y 46), tanto el CMC 356 como el IED físico mantienen una excelente correspondencia con los tiempos esperados. Cabe destacar la función de desbalance (función 46), cuyo tiempo programado de 15 000 ms fue registrado como 15 030 ms en el equipo de pruebas y 14 997 ms en el IED, reflejando una desviación inferior al 0,3%, lo cual evidencia una alta fidelidad del sistema de protección incluso en pruebas de larga duración.

De forma similar, la Tabla 4.2 presenta los resultados del IED 7SJ85 para fallas por sobrecorriente, confirmando esta tendencia. Las pruebas ejecutadas para fallas trifásicas (3F), monofásicas a tierra (1FT) y desbalances indican que los tiempos de actuación medidos por el CMC 356 se mantienen muy próximos a los valores configurados. No obstante, el IED físico presenta ligeras variaciones superiores, como en el caso de la función 50 donde se registran 400 ms frente a un valor configurado de 225 ms. Esta diferencia puede justificarse considerando el retardo interno del equipo, que, según el manual del fabricante Siemens, puede alcanzar hasta 20 ms debido a los procesos de muestreo, análisis y conmutación de salidas binarias, los cuales deben contemplarse al interpretar los resultados obtenidos en pruebas físicas.

Por último, los resultados relacionados con las funciones de protección por tensión y frecuencia del IED 7SJ85 muestran también un comportamiento adecuado. Las funciones 59 (sobrevoltaje) y 27 (subvoltaje) presentan tiempos de actuación prácticamente idénticos entre el CMC 356 y el IED, indicando una respuesta inmediata y precisa ante variaciones de tensión. En cuanto a las funciones de frecuencia (81O para sobrefrecuencia y 81U para subfrecuencia), las diferencias observadas se encuentran en el rango de 3 a 5 milisegundos, lo cual está dentro del margen

operativo aceptado para este tipo de funciones.

Adicionalmente, las funciones 59N (sobretensión homopolar) y 59D (sobretensión con componente de secuencia positiva) muestran un desempeño igualmente satisfactorio, con tiempos de actuación del IED de 2998 ms frente a los 3000 ms inyectados por el CMC 356. Esta mínima diferencia de apenas 2 milisegundos confirma una respuesta confiable del equipo ante desequilibrios de tensión.

Por su parte, la función 47 (sobretensión con componente de secuencia negativa) también evidencia una operación eficaz, con una diferencia de solo 3 milisegundos entre el tiempo inyectado (3000 ms) y el tiempo medido por el IED (2997 ms). Esta concordancia valida la sensibilidad del relé ante condiciones de desbalance de fase.

En conjunto, los tres bloques de resultados demuestran que la configuración de las funciones de protección ha sido correctamente implementada tanto en el IED 7SJ85 como en el 7SA86. Además, los tiempos de actuación medidos en las distintas plataformas simulación en PowerFactory, pruebas con el equipo CMC 356 y mediciones en la HMI del IED presentan una variación global inferior al 5%, validando así la precisión, consistencia y confiabilidad del sistema de protección frente a distintos escenarios de falla. Esto garantiza una respuesta segura y oportuna del sistema eléctrico, conforme a los estándares recomendados por el fabricante y las exigencias del entorno operativo.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 Conclusiones

En el desarrollo del trabajo, se analizaron y seleccionaron normativas técnicas internacionales emitidas por el IEEE, que proporcionaron directrices claras para el diseño, ajuste y evaluación de funciones de protección. Entre estas se destacan las normas IEEE C37.90, C37.96, C37.102, C37.98, C37.105, C37.101, C37.95 y C37.106, las cuales establecen criterios específicos aplicables a la protección de generadores, motores, interconexiones, y condiciones anómalas como frecuencias fuera de rango. La incorporación de estas normativas permitió asegurar la trazabilidad técnica de los criterios adoptados, garantizando la conformidad con estándares reconocidos internacionalmente.

La implementación y validación de funciones complementarias de protección en los dispositivos electrónicos inteligentes Siemens 7SJ85 y 7SA86 permitió establecer parámetros de ajuste confiables, consistentes y alineados con normativas internacionales como las del IEEE, adaptándose a las condiciones reales de operación de sistemas eléctricos con generación distribuida.

La metodología aplicada, basada en simulaciones en DIGSILENT PowerFactory, implementación de parámetros en laboratorio y verificación mediante inyección de señales con el equipo OMICRON CMC 356, resultó eficaz para evaluar el comportamiento real de los IEDs frente a diversos escenarios de falla.

Los resultados evidencian una alta precisión en la actuación de las funciones de protección, con variaciones inferiores al 5% entre los tiempos configurados, los obtenidos en simulación y los registrados en pruebas físicas. Esta correspondencia valida la coherencia del sistema de protección, garantizando una respuesta selectiva

y oportuna. En particular, las funciones instantáneas y temporizadas mostraron un desempeño adecuado, con tiempos de operación que se mantuvieron dentro de márgenes técnicos aceptables. Las ligeras diferencias observadas, como en la función 50 del IED 7SJ85, pueden atribuirse a los retardos internos del equipo, derivados de los procesos de muestreo y conmutación, los cuales fueron considerados conforme a la documentación técnica del fabricante.

Se recomienda considerar los retardos internos propios de los IEDs al momento de interpretar los resultados de las pruebas físicas, especialmente en funciones de operación instantánea, con el fin de realizar una evaluación precisa y objetiva del desempeño del sistema de protección. Asimismo, se sugiere revisar y actualizar periódicamente los parámetros de ajuste conforme a los cambios en la operación del sistema eléctrico y a la integración de nuevas fuentes de generación o cargas, manteniendo siempre la conformidad con las normativas vigentes.

Además, el desarrollo de una guía técnica replicable para la parametrización y validación de funciones complementarias representa una herramienta de valor práctico para aplicaciones académicas, industriales y en entornos de generación distribuida. Su estructura metodológica permite su aplicación en distintos contextos operativos, contribuyendo a mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico y optimizando el uso de las plataformas de simulación y prueba disponibles en el laboratorio de protecciones eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana.

Finalmente, se sugiere implementar la guía técnica desarrollada en sistemas reales de operación, como subestaciones o redes de distribución que utilicen IEDs Siemens, bajo supervisión técnica especializada. Esta implementación permitirá validar su aplicabilidad en condiciones de campo, optimizar los procesos de ajuste y mantenimiento de protecciones, y contribuir a elevar los estándares de confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

## **6.2 Recomendaciones y trabajos futuros**

Es recomendable extender la metodología de validación propuesta en este estudio a un conjunto más amplio de funciones de protección no abordadas en el presente trabajo, tales como las funciones diferenciales y direccionales, dado que su correcta operación es fundamental en sistemas de protección de transformadores, líneas de transmisión y redes con múltiples fuentes de generación. Asimismo, se sugiere aplicar

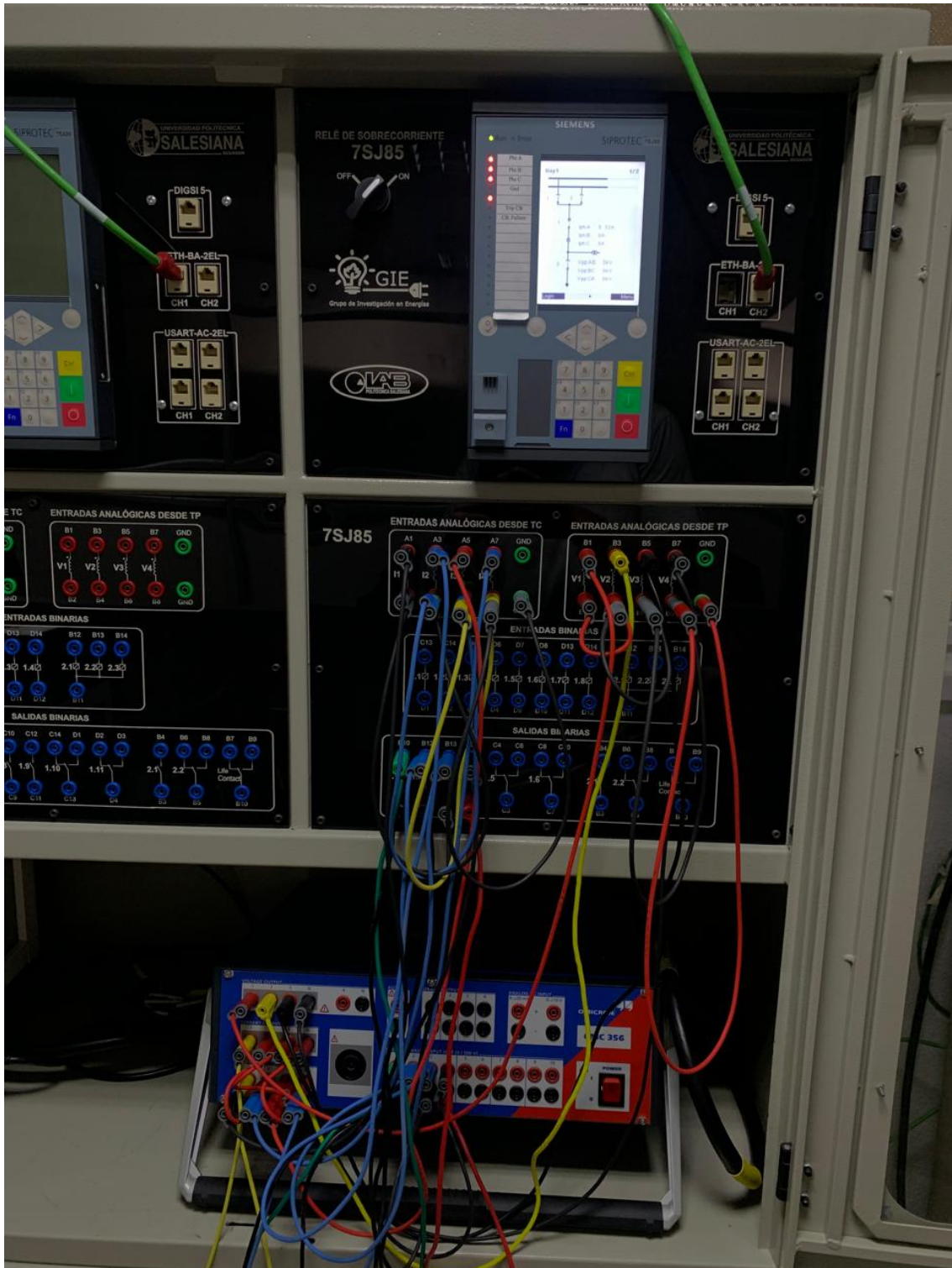
la metodología a otros modelos y marcas de IEDs con el fin de ampliar el alcance de aplicación de la guía técnica y fomentar la estandarización de criterios en distintos entornos operativos. Desde el ámbito académico, se propone incorporar de manera sistemática el uso de herramientas como DIgSILENT PowerFactory y el equipo OMICRON CMC 356 en los procesos de formación profesional, ya que fortalecen habilidades prácticas en el ajuste, prueba y diagnóstico de sistemas de protección. Además, como línea futura de trabajo, se recomienda la recopilación y análisis de datos reales provenientes de plantas de generación distribuida, lo cual permitiría verificar la efectividad de los parámetros de ajuste en condiciones reales de operación y adaptar los esquemas de protección a fenómenos típicos de estas instalaciones, como la variabilidad de generación o la presencia de armónicos. Finalmente, se considera pertinente explorar la integración de algoritmos adaptativos o enfoques basados en inteligencia artificial en los sistemas de protección, con el objetivo de mejorar la capacidad de respuesta de los IEDs frente a condiciones dinámicas y no previstas, avanzando así hacia esquemas más inteligentes, resilientes y alineados con los principios de las redes eléctricas inteligentes.

## Anexos

## Conexión del equipo de inyección de corriente y tensión OMICRON CMC 356 al IED 7SA86



## Conexión del equipo de inyección de corriente y tensión OMICRON CMC 356 al IED 7SJ85



## Anexo análisis del Criterio SO2 en el Proyecto de Titulación

- **SO2-1: Capacidad de integrar en el diseño aspectos de salud pública**

El diseño, ajuste y validación de funciones de protección eléctrica mediante los dispositivos IED Siemens 7SJ85 y 7SA86 no aborda directamente variables propias del ámbito de salud pública, como control de enfermedades o acceso a servicios médicos. Sin embargo, de forma indirecta, la correcta operación de estos sistemas de protección garantiza la continuidad del suministro eléctrico hacia infraestructuras críticas como hospitales, centros de salud y servicios de emergencia. De este modo, se preserva el funcionamiento estable de sistemas sanitarios en contextos donde los fallos eléctricos podrían poner en riesgo la atención médica. Aunque el proyecto no se enfoca en salud pública de manera explícita, su impacto técnico contribuye al sostenimiento de condiciones esenciales para su funcionamiento.

- **SO2-2: Capacidad de integrar en el diseño aspectos de seguridad**

El núcleo del trabajo gira en torno al ajuste de funciones complementarias de protección como sobrecorriente direccional (67), subtensión (27), sobrefrecuencia/subfrecuencia (81O/U) y funciones de corriente homopolar direccional (67N), cuyo objetivo principal es garantizar la operación segura y confiable del sistema eléctrico. Estas funciones actúan ante condiciones anormales para desconectar sectores afectados, minimizando riesgos eléctricos como cortocircuitos, incendios, choques eléctricos y fallas en cascada. La correcta configuración de los parámetros y su validación mediante inyecciones secundarias en un entorno como OMICRON Test Universe asegura el cumplimiento de márgenes de seguridad operativa, tanto para los equipos como para el personal técnico.

- **SO2-3: Capacidad de integrar en el diseño aspectos de bienestar**

Aunque el proyecto no está directamente enfocado en mejorar el bienestar emocional o personal, sí impacta en el bienestar colectivo desde una perspectiva funcional. Una red eléctrica protegida y estable garantiza el suministro continuo en sectores residenciales, industriales, educativos o de servicios, evitando interrupciones prolongadas que puedan afectar el confort, la productividad o la seguridad de las personas. El ajuste adecuado de funciones como 27/59 (sub/sobretensión) y 81U/81O (sub/sobrefrecuencia) permite detectar anomalías antes de comprometer la calidad del servicio, beneficiando así la continuidad de la energía, esencial para el desarrollo y la calidad de vida, especialmente en comunidades dependientes de la infraestructura eléctrica.

- **SO2-4: Capacidad de diseño considerando factores globales**

El trabajo considera el uso de normativas técnicas internacionales como las normas IEEE C37 y las guías de configuración IEC 60255, las cuales regulan la coordinación y ajuste de protecciones. Asimismo, el software de validación OMICRON Test Universe y los relés 7SJ85 y 7SA86 de Siemens son herramientas y dispositivos utilizados globalmente en sistemas eléctricos interconectados. Esto demuestra que el diseño y validación de funciones de protección se enmarca dentro de un enfoque estandarizado que trasciende contextos locales y puede ser replicado o adaptado a realidades técnicas de otros países.

- **SO2-5: Capacidad de diseño considerando factores culturales**

El ajuste de protecciones eléctricas es un proceso altamente técnico, basado en parámetros de magnitudes físicas como voltaje, frecuencia, impedancia y corriente. No existen variables o restricciones de índole cultural que influyan en la lógica de operación de los relés ni en su validación funcional. Por tanto, no es necesario considerar aspectos culturales como idioma, religiosidad, costumbres o valores comunitarios dentro de la metodología o diseño del proyecto.

- **SO2-6: Capacidad de diseño considerando factores sociales**

El diseño y ajuste de protecciones en redes que incorporan generación distribuida (como solar fotovoltaica o biomasa) tiene implicaciones sociales importantes, especialmente en zonas rurales o sectores no interconectados donde la energía es un recurso para el desarrollo económico, educativo y tecnológico. Al garantizar que los IED funcionen adecuadamente ante eventos anómalos y que no se desconecten por errores de ajuste, se protege el acceso continuo a la electricidad para comunidades que podrían depender de esas instalaciones. Esto conecta el diseño técnico con la dimensión social de la energía.

- **SO2-7: Capacidad de diseño considerando factores ambientales**

Las protecciones adaptadas y validadas para redes con generación distribuida permiten integrar energías renovables al sistema eléctrico sin comprometer la estabilidad, reduciendo así la dependencia de fuentes fósiles. Además, una coordinación incorrecta puede generar fallas en equipos como transformadores o líneas, generando fugas de aceites dieléctricos o incendios eléctricos que tienen un impacto negativo sobre el medioambiente. Ajustar y validar funciones como 67N reverse y 81O permite que las fuentes limpias sean manejadas con criterios de selectividad, confiabilidad y mínima intervención ambiental.

- **SO2-8: Capacidad de diseño considerando factores económicos**

Un sistema de protección mal ajustado puede generar desconexiones intempestivas, reposición de equipos costosos, y fallas operativas con consecuencias económicas significativas. El ajuste técnico de funciones complementarias reduce los costos asociados al mantenimiento correctivo, tiempos de parada y reemplazo de componentes. Además, mejora la eficiencia energética del sistema al minimizar pérdidas y facilitar la integración de generación distribuida, lo cual puede reducir tarifas eléctricas o fomentar modelos de autogestión energética económicamente sostenibles.

# Categorización del Trabajo de Titulación según Criterios ABET

**Tabla 6.1:** Áreas del Trabajo de Grado

Título del Trabajo:	Accesibilidad	Estética
Restricciones Múltiples (dos o más)	Códigos	Constructibilidad
	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)	242-2001 - IEEE	pp.21
	C37.2-2022 - IEEE	pp.21
	C37.98-2013 - IEEE	pp.21
Elementos del Proceso	C37.104-2012 - IEEE	pp.21
	Identificación de Oportunidades	Generación de Soluciones Múltiples
	Desarrollo de Requerimientos	Evaluación de Soluciones
	Procesos Iterativos	Consideración de Riesgos
Basado en Trabajos Anteriores	Realizar Compromisos o Tratos	
	Protecciones	Iluminación
	Optimización de Sistemas	Alta Tensión
	Energías Alternativas	Distribución
	Máquinas Eléctricas	Otros Temas

De la Tabla 6.1 se desprende que las restricciones múltiples aplicables a este trabajo incluye los siguientes aspectos:

- **Códigos:** En el capítulo 4, los registros obtenidos son utilizados como evidencia técnica para verificar el comportamiento de las funciones de protección complementarias. Esto permite realizar un análisis detallado de parámetros críticos como el tiempo de operación, la selectividad y la coordinación con otros elementos del sistema eléctrico.
- **Interoperabilidad:** En el capítulo 3, sección 3.2, se describe el entorno de configuración y prueba empleado, así como los protocolos y formatos estándar que facilitan la comunicación entre las plataformas utilizadas. Asimismo, en el capítulo 4 se demuestra esta interoperabilidad mediante la transferencia de configuraciones, la ejecución de pruebas automatizadas y el análisis de los registros generados.
- **Regulaciones:** En la sección 2.4 se abordan las regulaciones aplicables al sistema eléctrico, las cuales se consideran en el cálculo y la filosofía de protección implementada. Normativas como las establecidas por la IEEE sirven de referencia para definir criterios de ajuste, márgenes de operación y principios de coordinación entre dispositivos de protección.
- **Normativas:** En la sección 1.2 se mencionan las normativas consideradas para la definición de criterios, mientras que en el capítulo 2, sección 2.4, se presentan tablas que incluyen los criterios de ajuste establecidos conforme a los lineamientos normativos vigentes. Estos están basados en un conjunto de 47 normas activas pertenecientes a las familias IEEE C37, C57, entre otras relacionadas.
- **Usabilidad:** La guía técnica desarrollada en el capítulo 3 presenta una estructura clara y orientada a la usabilidad, lo que facilita su aplicación tanto en entornos académicos como en prácticas profesionales vinculadas al mantenimiento y prueba de sistemas de protección.
- **Funcionabilidad:** En el capítulo 4 se expone el funcionamiento del sistema de pruebas implementado. Los resultados obtenidos evidencian la eficacia y confiabilidad de las funciones de protección evaluadas, confirmando que operan conforme a los parámetros técnicos establecidos y responden adecuadamente frente a escenarios simulados de falla.

Así como también se identifica algunos elementos del proceso:

- **Desarrollo de requerimientos:** En el capítulo 2 se definen los requerimientos técnicos fundamentales del sistema eléctrico en estudio, interruptores automáticos (CB1 y CB2), dispositivos electrónicos inteligentes (IED1 a IED9), transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP) para funciones de medición y protección. Asimismo, se incluyen las líneas de distribución con conductores tipo ACSR, cargas desbalanceadas conectadas en configuración estrella con neutro aterrizado (Y-GND), dispositivos shunt destinados a la compensación de potencia reactiva y al filtrado de armónicos, un transformador trifásico de 1 MVA con conexión YNyn0 y una planta fotovoltaica que integra paneles solares e inversores para generación distribuida. Estos elementos conforman la base técnica para el análisis, ajuste y validación de las funciones de protección implementadas en el sistema.
- **Procesos iterativos:** El capítulo 4 utiliza las plataformas de simulación PowerFactory y DIGSI 5. Dicho procedimiento permitió programar, verificar y optimizar el desempeño de los IEDs empleados, mediante un enfoque basado en retroalimentación continua. Durante esta fase, se realizaron ensayos experimentales en laboratorio, donde se evaluaron diversas funciones de protección, entre ellas: sobrecorriente, secuencia negativa, sobretensión, subtensión, sobre-frecuencia y subfrecuencia. Cada iteración facilitó la afinación de parámetros, la identificación de desviaciones y la mejora de la coordinación entre dispositivos, asegurando una respuesta efectiva conforme a los requerimientos técnicos establecidos.
- **Generación de soluciones múltiples:** La formulación de soluciones múltiples se evidencia a lo largo de los capítulos 2, 4 y 5. En el capítulo 2, se establece una filosofía de protección flexible, que contempla diversas configuraciones y estrategias de ajuste, adaptadas a las características operativas del sistema eléctrico y a las exigencias de coordinación. En el capítulo 4, se implementan y prueban diferentes esquemas de protección mediante los entornos PowerFactory y DIGSI 5, complementando estas actividades con pruebas físicas utilizando el equipo CMC 356. Finalmente, el capítulo 5 presenta un análisis comparativo de los resultados, permitiendo seleccionar aquellas configuraciones que demostraron mayor eficacia en términos de tiempo de respuesta, exactitud y cumplimiento normativo, lo que sustenta la pertinencia de un enfoque basado en soluciones múltiples.
- **Evaluación de soluciones:** La evaluación de soluciones se lleva a cabo principalmente en los capítulos 4 y 5. En el capítulo 4, se implementan diversas configuraciones de funciones de protección utilizando los entornos PowerFactory y DIGSI 5, y se verifica su desempeño mediante pruebas experimentales

con el equipo de pruebas CMC 356. Posteriormente, en el capítulo 5, se realiza un análisis detallado de los resultados obtenidos, comparando parámetros como tiempos de actuación, precisión de disparo y cumplimiento de los criterios de coordinación.

**Adicional se tiene basados en trabajos anteriores:**

- **Protecciones:** Se han realizado estudios que detallan procesos de parametrización y ajuste de funciones básicas de protección en IED's, así como la implementación de protocolos de comunicación entre dispositivos, según [9]. También se han analizado comportamientos de relés digitales ante diversas condiciones de falla, con énfasis en tiempos de actuación y precisión de disparo, según [2]. Sin embargo, las funciones complementarias en IED's son áreas menos exploradas en investigaciones previas. Por ello, en el capítulo 3 se realiza una guía técnica enfocada en dichas funciones complementarias, respondiendo a esta necesidad.
- **Distribución:** En investigaciones relacionadas con sistemas eléctricos de distribución, se destaca la importancia de ajustar las protecciones según los niveles de tensión y las condiciones operativas, tal como se plantea en el presente estudio orientado a sistemas con generación distribuida [4]. Además, se proponen estrategias para la coordinación eficiente de protecciones ante fallas típicas en redes de media tensión [5]. En el capítulo 2, se aplican criterios normativos, simulaciones de contingencias y validaciones prácticas, que refuerzan la necesidad de garantizar una adecuada coordinación y ajuste de las protecciones en estos sistemas.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Abdelkader Abdelmoumene and Hamid Bentarzi. A review on protective relays' developments and trends. *Journal of Energy in Southern Africa*, 25(2):91–95, 2014.
- [2] Joel Alcivar Agila Rios and Juan Fernando Piña Tapia. Análisis en laboratorio de respuesta de acción en zona 1 de protección de ieds de distancia. B.S. thesis, Universidad Politecnica Salesiana, 2021.
- [3] Jorge Enrique Carrión González and Diego Fernando Macas Díaz. Guía técnica de mantenimiento para gabinete de protección 81a4 y plan de ejecución de pruebas a dispositivo electrónico inteligente (ied) en la bahía de línea “reserva” de la subestación gis 138 kv de la central delsitanisagua. Technical report, Universidad Nacional de Loja, 2023. Accedido: 7 de abril de 2025.
- [4] Jorge Leonardo Córdova Pazmiño. Estudio de ajuste y coordinación de protecciones con relés digitales (ied) del sistema eléctrico quito en niveles devoltaje de 138kv y 46kv. B.S. thesis, ESCUELA POLITECNICA NACIONAL, 2008.
- [5] Karla Naomy Encala Pihuave and Melany Nohemi Tonato Guerrero. Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución, mediante el uso de relés sel-751. B.S. thesis, Universidad Politecnica Salesiana, 2023.
- [6] Espol. Conferencia-1.-generalidades-de-las-protecciones. <https://blog.espol.edu.ec/econde/files/2012/08/Conferencia-1.-Generalidades-de-las-Protecciones.pdf>, 2012. Recuperado el 30 de marzo de 2025.
- [7] Christian Javier Flores Naranjo and Luis Ronaldo Marca Fajardo. Análisis de respuesta de los relés de sobrecorriente en régimen permanente. B.S. thesis, Universidad Politecnica Salesiana, 2022.
- [8] Juan Carlos Gómez Targarona and Medhat M. Morcos. *Generación Distribuida*. Springer, 2007. Accedido: 7 de abril de 2025.

- [9] Antony Eduardo Jácome Barrionuevo. Ajuste y comunicación de ieds siemens 7sj85 y 7sa86 en sistemas eléctricos de potencia en anillo. B.S. thesis, Universidad Politecnica Salesiana, 2024.
- [10] Carlos Laura. Relé de protecciones eléctricas: El guardián de los sistemas energéticos, 2024. Accedido: 7 de abril de 2025.
- [11] OMICRON. Cmc 356 - equipo universal de prueba de relés y herramienta de puesta en servicio, 2025. Accedido: 7 de abril de 2025.
- [12] Nicolas Daniel Peñafiel Ojeda. Diseño e implementación de banco de pruebas para validación de protecciones eléctricas ante fallas en sistemas de distribución mediante simulación en tiempo real. Technical report, UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, 2014.
- [13] Siemens. Siprotec 5 protección de sobrecorriente 7sj82/7sj85, 2023. Accedido: 7 de abril de 2025.
- [14] Siemens. Siprotec 5 protección de distancia, diferencial de línea y protección de línea 7sa82/7sa84/7sl86/7sj86, 2023. Accedido: 7 de abril de 2025.
- [15] Power System Relaying, Control Committee of the IEEE Power, and Energy Society. 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)*, pages 1–63, 2022.
- [16] IEEE Power & Energy Society. Colección de estándares de relés de sistemas de potencia de ieee, 2025. Accedido: 7 de abril de 2025.
- [17] Jeimy Daniel Rosero Villota and Kevin Gómez Jiménez. Modelado y diagnóstico en estado estable del sistema eléctrico de potencia de la universidad autónoma de occidente. Technical report, Universidad Autónoma de Occidente, 2024.
- [18] Luis Fernando Molina Antequera et al. Air: Desarrollo de un dispositivo de protección basado en inteligencia artificial. Technical report, Universidad del Norte, 2024.
- [19] Chicaiza Santafe Cristian Stalin. Ubicación de los elementos de protecciones en sistemas eléctricos de distribución considerando la confiabilidad del sistema. Technical report, Universidad Técnica de Cotopaxi, 2024.
- [20] Silvia Virginia Taipe Quilligana and Darwin Vinicio Paredes Moran. Análisis de estabilidad transitoria con fuentes de energía renovable aplicado a un sistema

- eléctrico de potencia de nueve barras, mediante el software digilent power factory. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 6(4):1569–1590, 2022.
- [21] Alexander Emanuel Torres Romero, David Humberto Cardenas Villacres, and Raquel de los Angeles Salas Ibarra. Análisis de flujo ac aplicados a un sistema eléctrico de potencia. *INGENIO*, 7(1):47–56, 2024.
- [22] Wendy Almeida. Generación distribuida y su potencial aplicación en ecuador. *Revista Técnica” energía”*, 2(1):83–86, 2006.
- [23] James Paul Valencia Quintero. Generación distribuida: Democratización de la energía eléctrica. *Criterio Libre*, 6(8):105–112, 2008.
- [24] Judit García Ferrero. Concentrating thermosolar systems for distributed energy generation. Technical report, Universidad de Salamanca, 2023.
- [25] Luis Humberto Berrío Valencia and Carlos Alejandro Zuluaga Toro. Smart grid and solar energy as renewable energy source for the distributed generation in the global energy context. *Ingeniería y Desarrollo*, 32(2), 2014.
- [26] Juan C. Gomez, Jorge Vaschetti, Carlos Coyos, and C. Ibarlucea. Distributed generation: impact on protections and power quality. *IEEE Latin America Transactions*, 11(1):460–465, 2013.
- [27] Luisa Fernanda Buitrago Arroyave and Jesús María López Lezama. Valoración de los impactos técnicos de la generación distribuida en sistemas de energía eléctrica. *Tecnura*, 17(36):50–60, 2013.
- [28] Isabel Moreno. Técnicas avanzadas de protección de redes eléctricas inteligentes. Technical report, Universidad de Córdoba, 2015.
- [29] Edwin Wladimir Quisilema Carrera. Metodología para pruebas dinámicas de la protección de distancia en dispositivos electrónicos inteligentes, aplicación al sistema nacional de transmisión. Technical report, Escuela Politécnica Nacional, 2022.
- [30] Jesús Javier Ferro Vázquez, Armando Ferro Vázquez, and José Ramón Otegi Olaso. Gestión integral del conocimiento en una infraestructura basada en dispositivos electrónicos inteligentes. In *Proceedings from the 18th International Congress on Project Management and Engineering:(Alcañiz, July 2014)*, pages 1852–1861. Asociación Española de Ingeniería de Proyectos (AEIPRO), 2014.
- [31] J Cepeda. Real time vulnerability assessment of electric power systems using synchronized phasor measurement technology. *Universidad Nacional de San Juan*, 2013.

- [32] Edwin Quisilema, Antonio Fonseca, and Fabián Pérez. Dynamic testing methodology of distance protection on intelligent electronic devices. In *2023 IEEE Seventh Ecuador Technical Chapters Meeting (ECTM)*, pages 1–6, 2023.
- [33] Francisco Antonio Araujo Vazquez and Cristian Gabriel Bermeo Calle. Diseño e implementación de tablero de pruebas para dispositivos electrónicos inteligentes (ied's) de control y protección del laboratorio de control, automatización y protecciones de la empresa eléctrica regional centrosur ca. B.S. thesis, Universidad Politecnica Salesiana, 2018.
- [34] Sergio Iván MORGA-BONILLA, Pedro TELLEZ-CUEVAS, and Juan HERNÁNDEZ-SANCHEZ. Matlab gui application for failure analysis of electrical power system faults aplicación con matlab gui para el análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia. *Computational Technologies*, page 6, 2023.
- [35] Luis Franklin Casa Chancusig, Jose Efren Barbosa Galarza, and Carlos Ivan Quinatoa Caiza. Study and simulation of the coordination of electrical protections. *Minerva*, 5(15):32–41, 2024.
- [36] Luis Franklin Casa Chancusig. Estudio y simulación de coordinación de protecciones para mejorar la continuidad de servicio en la empresa aglomerados cotopaxi sa. Technical report, Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC), 2024.
- [37] Santiago Arias Guzmán. Coordinación de protecciones: Una solución desde la calidad de la potencia. Technical report, Universidad Nacional de Colombia, 2023.
- [38] OMICRON electronics GmbH. Test universe - omicron, 2025. Último acceso: 25 de junio de 2025.
- [39] OMICRONenergy. Interfaz de test universe. <https://youtu.be/g1NklehMqns>, July 2018. [Video]. YouTube.
- [40] OMICRONenergy. Visión general. <https://www.youtube.com/watch?v=5SHrNWN5y7Y>, June 2018. [Video]. YouTube.
- [41] OMICRONenergy. Introducción al equipo en prueba. <https://www.youtube.com/watch?v=VqF9pTFowj0>, June 2018. [Video]. YouTube.
- [42] OMICRONenergy. Introducción a la configuración del hardware. <https://www.youtube.com/watch?v=9NWjqKhOsBc>, June 2018. [Video]. YouTube.

- [43] Fredy Wilson Arévalo Moreno. Guía metodológica para pruebas de relés de protección multifuncional con el equipo de inyección omicron cmc. *Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas*, 2015.
- [44] OMICRONenergy. Quickcmc parte i. <https://www.youtube.com/watch?v=U19Y8x8sh2w>, June 2018. [Video]. YouTube.
- [45] OMICRONenergy. Quickcmc parte ii. <https://www.youtube.com/watch?v=bABHRnfzYUI>, June 2018. [Video]. YouTube.
- [46] OMICRONenergy. Módulo ramping parte i. <https://www.youtube.com/watch?v=YK14fY89Fyo>, June 2018. [Video]. YouTube.
- [47] OMICRONenergy. Módulo ramping parte ii. <https://www.youtube.com/watch?v=bCxfT4QbMQQ>, June 2018. [Video]. YouTube.
- [48] OMICRONenergy. Módulo overcurrent parte i. <https://www.youtube.com/watch?v=swEhiwpKK8w>, June 2018. [Video]. YouTube.
- [49] OMICRONenergy. Módulo overcurrent parte ii. <https://www.youtube.com/watch?v=JvVHaLTpmJI>, June 2018. [Video]. YouTube.