



Diseño e implementación de módulo de simulación para equipos de patio de una subestación eléctrica con niveles de operación local y remota

Modalidad: Planta piloto

Luis Carlos Giraldo González
CC 1096185155
Johan Javier Rincón Cortez
CC 1098822476

UNIDADES TECNOLÓGICAS DE SANTANDER
Facultad de Ciencias Naturales e Ingenierías
Ingeniería Electromecánica
Bucaramanga, 11/09/2026



Diseño e implementación de módulo de simulación para equipos de patio de una subestación eléctrica con niveles de operación local y remota

Modalidad: Planta piloto

Luis Carlos Giraldo González
CC 1096185155
Johan Javier Rincón Cortez
CC 1098822476

Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero Electromecánico

DIRECTOR

MG. Jairo Gómez Tapias

CODIRECTOR

MG. Camilo Leonardo Sandoval

Grupo de investigación – GISEAC

UNIDADES TECNOLÓGICAS DE SANTANDER
Facultad de Ciencias Naturales e Ingenierías
Ingeniería Electromecánica
Bucaramanga, 11/09/2026

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO,
MONOGRAFÍA, EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 2.0

Nota de Aceptación

Este informe final de trabajo de grado, en
modalidad de desarrollo tecnológico, fue
APROBADO en cumplimiento de uno de
los requisitos exigidos por las Unidades
Tecnológicas de Santander para optar el
Título de Ingeniero electromecánico según
acta 30 del 13 de octubre de 2026


Firma Evaluador: Javier Gonzalo Ascanio



Firmado digitalmente por Camilo Leonardo Sandoval Rodríguez
DN: cn=Camilo Leonardo Sandoval Rodríguez, gn=Camilo
Leonardo Sandoval Rodríguez, c=CO, Colombia, l=CO, Colombia,
o=Unidades Tecnológicas de Santander, ou=Ingeniería
Electromecánica, e=csandoval@correo.uts.edu.co
Motivo: Soy el autor de este documento
Ubicación:
Fecha: 2026-10-14 08:52:05:00

Firma del Director: Camilo Leonardo Sandoval

DEDICATORIA

A **Dios**, por ser mi guía constante, la fuerza en mis momentos de debilidad y la luz en los días de mayor incertidumbre. Gracias por bendecirme con salud, paciencia y sabiduría para superar cada obstáculo en este camino, y por poner a las personas correctas en mi vida para hacer posible este sueño.

A **mis padres y a mi familia**, con todo mi corazón. Gracias por haber sido mi cable a tierra cuando el estrés me superaba y por sostener mi mano en cada momento de duda. Sé que no fue fácil aguantar mis noches en vela, mi humor en los días de exámenes complejos y ver la casa invadida por planos, libros y prototipos. Este título universitario lleva el nombre de ustedes en cada página, porque su esfuerzo silencioso, su amor incondicional y sus sacrificios diarios fueron el verdadero motor que me impulsó a llegar hasta el final. No existen palabras suficientes para agradecerles todo lo que han hecho por mí.

A **mis compañeros de estudio y amigos**, aquellos hermanos que me dio la carrera y con quienes compartí este viaje. Gracias por las interminables horas en el laboratorio buscando fallas en un circuito, por los debates armando proyectos que no querían funcionar a la primera y por el café compartido en las madrugadas previas a una entrega. Las risas en medio del cansancio absoluto hicieron que este camino fuera mucho más ligero. Este logro también es de todos nosotros.

A **mis profesores, ingenieros y mentores**, quienes compartieron su conocimiento conmigo no solo desde la teoría, sino desde la experiencia real. Gracias por enseñarme a ver el mundo con la curiosidad de un ingeniero, por exigir de mí más de lo que yo mismo creía capaz de dar y por demostrarme que la

electromecánica cobra verdadero sentido cuando se utiliza para solucionar problemas y transformar nuestro entorno.

Finalmente, me dedico este logro a **mí mismo**. Por los días de frustración que se convirtieron en aprendizaje, por las materias que parecieron imposibles y por cada madrugada en la que elegí no rendirme. Esta tesis es el reflejo de que la perseverancia, la disciplina y la pasión por lo que hacemos pueden superar cualquier obstáculo y poner en marcha el proyecto más importante de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, expreso mi más profundo agradecimiento a las **Universitaria Tecnológica de Santander**, por habernos abierto las puertas y brindado el espacio propicio para nuestra formación profesional y humana durante todos estos años.

De manera especial, agradezco a nuestros directores y evaluador de tesis, por su valioso tiempo, su guía metodológica y su paciencia.

Sus observaciones precisas y su experiencia técnica fueron fundamentales para encauzar este proyecto y llevarla a un término exitoso.

Asimismo, hago extensivo este agradecimiento a todo el cuerpo docente de la carrera de **Ingeniería Electromecánica**, especialmente al personal técnico de los laboratorios, quienes siempre mostraron total disposición para facilitarnos las herramientas, equipos y el espacio necesario para el desarrollo de las pruebas y simulaciones de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO.....	13
INTRODUCCIÓN.....	15
1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	17
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	17
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	19
1.3. OBJETIVOS.....	20
1.3.1. Objetivo general	20
1.3.2. Objetivos específicos.....	20
1.4. ESTADO DEL ARTE.....	21
2. MARCO REFERENCIAL	24
2.1. MARCO CONCEPTUAL	24
2.2. MARCO TEORICO.....	27
2.2.1. Subestaciones eléctricas.....	27
2.2.2. Equipos de patio y sistemas de maniobra	28
2.2.3. Relés de protección y automatización de subestaciones.....	30
2.2.4. Simulación aplicada a sistema eléctricos de potencia	31
2.2.5. Protocolos de comunicación y subestaciones inteligentes.....	33
2.2.6. Simulación y aprendizaje en entornos controlados	35
2.3. MARCO AMBIENTAL.....	37
2.4. MARCO LEGAL.....	39
3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	41
4. DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO	44
4.1. DETERMINACIÓN DE MATERIALES Y TECNOLOGÍAS PARA EL BANCO DE SIMULACIÓN ..	44
4.1.1. Desarrollo de la revisión bibliográfica y técnica sobre sistemas de protección, automatización y control utilizados en subestaciones eléctricas modernas.....	44
4.1.2. Desarrollo de la Identificación y selección de materiales, dispositivos electromecánicos, relés y herramientas virtuales para la implementación del banco de simulación.....	46
4.1.3. Proceso de elaboración de la arquitectura funcional y diagramas conceptuales del sistema de simulación de subestaciones eléctricas.....	49
4.2. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL BANCO DE PRUEBAS	53
4.2.1. Desarrollo del diseño de diagramas eléctricos, esquemas de control y configuraciones operativas del banco de pruebas	53

4.2.2.	Desarrollo de la construcción e integración del banco de simulación mediante dispositivos de protección, automatización y control	62
4.2.3.	Proceso de implementación de sistema de control y automatización del banco 73	
4.3.	VALIDACIÓN OPERATIVA Y ANÁLISIS FUNCIONAL DEL SISTEMA.....	75
4.3.1.	Configuración y parametrización del relé digital GE Multilin F650.....	75
4.3.2.	Proceso de ejecución de pruebas funcionales y simulaciones prácticas para la validación operativa del banco de simulación	81
4.3.3.	Proceso de análisis técnico de resultados y evaluación funcional del sistema implementado	83
5.	<u>RESULTADOS</u>	<u>86</u>
5.1.	DETERMINACIÓN DE MATERIALES Y TECNOLOGÍAS PARA EL BANCO DE SIMULACIÓN ..	86
5.1.1.	Resultados de la revisión bibliográfica y técnica sobre sistemas de protección y automatización.....	86
5.1.2.	Resultados de la selección de materiales, dispositivos y herramientas virtuales 88	
5.1.3.	Resultados de la arquitectura funcional y diagramas conceptuales del sistema 90	
5.2.	DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL BANCO DE PRUEBAS	92
5.2.1.	Resultados del diseño de diagramas eléctricos y esquemas de control	92
5.2.2.	Resultados de la construcción e integración del banco de simulación	94
5.2.3.	Resultados de la implementación del sistema de control y automatización	98
5.3.	VALIDACIÓN OPERATIVA Y ANÁLISIS FUNCIONAL DEL SISTEMA.....	100
5.3.1.	Resultados de la configuración y parametrización de relés de protección	100
5.3.2.	Resultados de las pruebas funcionales y validación operativa	102
5.3.3.	Resultados del análisis técnico y evaluación funcional del sistema implementado 107	
6.	<u>CONCLUSIONES</u>	<u>110</u>
7.	<u>RECOMENDACIONES</u>	<u>112</u>
8.	<u>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>	<u>113</u>
9.	<u>ANEXOS.....</u>	<u>124</u>
10.	<u>ANEXOS.....</u>	<u>125</u>
10.1.	ANEXO A-SECUENCIAS DE MANIOBRA	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estrategia de búsqueda utilizada en Scopus para la identificación de tecnologías aplicables al banco de simulación.....	45
Figura 2. Arquitectura funcional general y lógica de enclavamientos del banco de simulación de subestación eléctrica desarrollada en CADe SIMU.....	52
Figura 3.Lógica de control implementada para el interruptor de potencia (+112)..	54
Figura 4.Lógica de control implementada para el seccionador de barra 1 (+111).	56
Figura 5.Lógica de control implementada para el seccionador de barra 2 (+115).	57
Figura 6.Lógica de control implementada para el seccionador de línea (+117)...	59
Figura 7.Lógica de control implementada para el seccionador de puesta a tierra (+119).....	61
Figura 8. Diseño mecánico de la estructura del banco de simulación. (A) Vista frontal con dimensiones generales. (B) Vista lateral y sistema de soporte móvil mediante rodachinas.....	63
Figura 9. Construcción de la estructura física del banco de simulación. (A) Fabricación y ensamblaje de la estructura metálica. (B) Aplicación de acabados y preparación para la integración de dispositivos eléctricos y electrónicos.....	65
Figura 10.Vista general del banco de simulación de subestaciones eléctricas completamente integrado.....	66
Figura 11. Integración del relé digital GE Multilin F650 Bay Controller en el banco de simulación.....	67
Figura 12. Sistema de barras trifásicas integrado al circuito eléctrico del banco de simulación de la bahía de subestación.....	68
Figura 13. Relés auxiliares utilizados para la implementación de la lógica de control y los enclavamientos operativos del banco de simulación.....	69
Figura 14. Sistema de protección eléctrica implementado mediante interruptores termomagnéticos para los circuitos de alimentación y control.....	70

Figura 15. Dispositivos de mando y operación utilizados para la ejecución de maniobras en el banco de simulación.....	71
Figura 16. Representación física del esquema unifilar de la bahía mediante tiras LED integradas al tablero de simulación.....	71
Figura 17. Interfaz principal del software EnerVista 650 Setup utilizado para la configuración del relé GE Multilin F650.....	76
Figura 18. Parametrización de las entradas digitales del relé mediante el software EnerVista 650 Setup.....	77
Figura 19. Supervisión en tiempo real de las entradas y salidas digitales implementadas en el relé GE Multilin F650.....	78
Figura 20. Configuración del diagrama unifilar de la bahía mediante el editor gráfico del software EnerVista.....	79
Figura 21. Implementación de la lógica digital mediante la herramienta FlexLogic del relé GE Multilin F650.....	80
Figura 22. Banco de simulación de subestaciones eléctricas completamente integrado.....	95
Figura 23. Estados operativos del banco de simulación durante la ejecución de maniobras de control.....	106

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Marco conceptual de tecnologías y sistemas inteligentes aplicados a subestaciones eléctricas	24
Tabla 2. Clasificación de subestaciones eléctricas	28
Tabla 3. Clasificación de subestaciones eléctricas	29
Tabla 4. Funciones principales de los relés digitales modernos	30
Tabla 5. Clasificación de sistemas de simulación aplicados a subestaciones eléctricas	32
Tabla 6. Protocolos de comunicación aplicados a subestaciones inteligentes	34
Tabla 7. Marco ambiental aplicado al diseño e implementación de un banco de simulación para subestaciones eléctricas	37
Tabla 8. Marco legal aplicado al diseño e implementación de bancos de simulación para subestaciones eléctricas	39
Tabla 9. Criterios considerados durante la identificación y selección de materiales, dispositivos y herramientas para el banco de simulación.....	49
Tabla 10. Criterios utilizados para el registro de las pruebas funcionales	83
Tabla 11. Componentes seleccionados para la implementación del banco de simulación de subestaciones eléctricas	87
Tabla 12. Componentes seleccionados para la implementación del banco de simulación de subestaciones eléctricas	89
Tabla 13. Resultados del diseño de la arquitectura funcional del banco de simulación	91
Tabla 14. Indicadores funcionales obtenidos a partir del diseño de la arquitectura del banco de simulación	91
Tabla 15. Resultados obtenidos del diseño de los diagramas eléctricos y esquemas de control.....	93
Tabla 16. Capacidades funcionales obtenidas mediante el diseño de la lógica de control	94

Tabla 17. Componentes integrados en el banco de simulación.....	96
Tabla 18. Capacidades obtenidas a partir de la integración del banco de simulación	97
Tabla 19. Funciones de control y automatización implementadas en el banco de simulación	99
Tabla 20. Funciones de protección parametrizadas en el relé GE Multilin F650	101
Tabla 21. Resultados de las pruebas funcionales del banco de simulación	104
Tabla 22. Condiciones eléctricas establecidas mediante la carga simulada.....	108
Tabla 23. Síntesis de la evaluación funcional del banco de simulación	109

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo tuvo como objetivo diseñar e implementar un banco de simulación para representar los equipos de patio de una bahía de subestación eléctrica doble barra incorporando niveles de operación local y remota para el desarrollo de prácticas relacionadas con maniobras, supervisión, control y protección. La metodología se estructuró en tres fases: selección de componentes y definición de la arquitectura funcional; diseño, construcción e integración del sistema de control y automatización; y configuración del relé digital GE Multilin F650, seguida de la ejecución de pruebas funcionales y del análisis técnico del sistema. El banco integró un interruptor de potencia, seccionadores de barra, línea y puesta a tierra, elementos de mando y señalización, una carga resistiva regulable y el relé F650 como dispositivo de supervisión y control. La programación mediante EnerVista 650 Setup y FlexLogic permitió relacionar las señales físicas con las variables internas del relé e implementar las condiciones de enclavamiento requeridas para las secuencias de maniobra. Los resultados de las pruebas evidenciaron que las órdenes habilitadas fueron ejecutadas cuando se cumplieron las condiciones operativas establecidas, mientras que las maniobras incompatibles fueron bloqueadas por la lógica implementada en los diferentes niveles de operación. Asimismo, se parametrizaron funciones de protección de sobrecorriente, subtensión y sobretensión, y se incorporó una carga regulable para representar diferentes condiciones eléctricas. Se concluye que el banco permite reproducir de manera funcional la interacción entre dispositivos de maniobra, enclavamientos, señalización y control digital de una bahía eléctrica, constituyéndose en una plataforma para el desarrollo de prácticas académicas. Las funciones de protección quedaron parametrizadas, aunque su validación experimental individual constituye una oportunidad de ampliación del sistema.

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO,
MONOGRAFÍA, EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 2.0

PALABRAS CLAVE. Automatización eléctrica, banco de simulación, protección y control, relés de protección y subestaciones eléctricas.

ELABORADO POR:
Docencia

REVISADO POR:
Sistema Integrado de Gestión

APROBADO POR: Líder del Sistema Integrado de Gestión
FECHA APROBACIÓN: Octubre de 2023

INTRODUCCIÓN

El crecimiento y modernización de los sistemas eléctricos de potencia ha generado la necesidad de formar profesionales con mayores competencias en automatización, protección y operación de subestaciones eléctricas. Actualmente, las subestaciones modernas integran sistemas digitales de supervisión, control y protección que requieren conocimientos especializados y habilidades prácticas para comprender su funcionamiento e intervenir adecuadamente en condiciones reales de operación (Raghavendra & Krishna Chaitanya, 2017). Sin embargo, en muchos procesos de formación académica, especialmente en programas de ingeniería, el aprendizaje de estos sistemas suele limitarse al componente teórico debido a la falta de espacios prácticos y bancos de entrenamiento especializados (del Pozo & Segovia, 2026).

Las subestaciones eléctricas representan uno de los elementos más importantes dentro de los sistemas de transmisión y distribución de energía, ya que permiten controlar, proteger y garantizar la continuidad del suministro eléctrico hacia los diferentes sectores económicos e industriales (Sun et al., 2026). Con el avance tecnológico, los sistemas convencionales basados en elementos electromecánicos han evolucionado hacia plataformas digitales integradas mediante dispositivos electrónicos inteligentes (IED), capaces de ejecutar funciones de protección, control y comunicación en tiempo real (Lopez-Lopez et al., 2018). Esta transformación tecnológica exige que los estudiantes y profesionales del área electromecánica desarrollen competencias relacionadas con parametrización de relés, automatización de procesos eléctricos y análisis de fallas operativas.

De acuerdo con Liu et al. (2024), las investigaciones recientes sobre subestaciones eléctricas han estado orientadas hacia la resiliencia, automatización y digitalización de sistemas eléctricos inteligentes, integrando metodologías de

simulación y monitoreo avanzado para mejorar la seguridad y confiabilidad operativa. Asimismo, Xie et al. (2024) destacan que las herramientas de simulación 3D y los sistemas de monitoreo inteligente permiten representar escenarios reales de operación y fortalecer los procesos de análisis y toma de decisiones en infraestructuras eléctricas complejas.

En el ámbito académico, la implementación de bancos de simulación y plataformas didácticas constituye una estrategia fundamental para fortalecer el proceso de enseñanza-aprendizaje, permitiendo que los estudiantes interactúen directamente con dispositivos de protección, automatización y control. Chuan (2021) resalta que las tecnologías inmersivas y los entornos simulados favorecen el aprendizaje práctico y mejoran la comprensión de sistemas eléctricos complejos, reduciendo riesgos asociados a la manipulación de equipos reales en operación.

En este contexto, la presente investigación propone el diseño e implementación de un banco de simulación para replicar el funcionamiento de una subestación eléctrica mediante la interacción física y la interfaz usuario-equipos, adaptable a diferentes configuraciones presentes en los sistemas eléctricos actuales. El sistema permitirá simular condiciones normales de operación y escenarios de falla mediante la configuración de relés de protección y dispositivos de automatización, fortaleciendo las competencias técnicas del personal docente y estudiantil en áreas relacionadas con subestaciones eléctricas, protección y control.

Finalmente, este proyecto busca contribuir al fortalecimiento de la formación práctica en ingeniería electromecánica, integrando herramientas tecnológicas que permitan consolidar los conocimientos teóricos adquiridos durante el proceso académico. Asimismo, se espera que el banco de simulación se convierta en una herramienta de apoyo para procesos de enseñanza, investigación y entrenamiento técnico en sistemas eléctricos de potencia.

1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Con el fin de integrar todos los conocimientos adquiridos durante el proceso de formación como ingenieros electromecánicos, diseñar, evaluar, operar y garantizar el buen funcionamiento de sistemas industriales de alta complejidad, particularmente en subestaciones eléctricas, donde operan múltiples equipos electromecánicos y de automatización esenciales en la operación del sistema energético regional y nacional del cual se abastecen todos los sectores económicos del país (Lopez-Lopez et al., 2018). Unas de las asignaturas vista durante el proceso de formación como subestaciones eléctricas, automatización, sistemas de control, protecciones eléctricas y demás, nos muestra la complejidad de los equipos utilizados y se observa lo difícil que es interactuar con ellos de forma física.

Cabe resaltar, que realizando un previo estudio por los laboratorios del programa ingeniería electromecánica se observa que no existe un banco de pruebas, que nos permita de manera física y específica intervenir equipo de subestaciones, y protecciones eléctricas, generando vacíos en el aprendizaje. La creciente demanda de personal electromecánico capacitado para intervenir en sistemas eléctricos específicamente en subestaciones y la limitada infraestructura adecuada para realizar prácticas, pruebas de operación y/o validación de parámetros en los relés sin comprometer la integridad de una subestación en operación. Históricamente las funciones de protección, control y medida fueron realizadas en un principio por elementos electromecánicos, posteriormente por estáticos y finalmente por equipos digitales capaces de integrar todas las funciones en un solo dispositivo llamado IED, estos son capaces de implementar todas las funciones de protección, control y al mismo tiempo garantizar comunicaciones de alta velocidad compartiendo

información entre ellos y hacia los centros de despachos, reduciendo la cantidad de elementos gracias a los avances tecnológicos de la era digital (Vanfretti et al., 2019).

De manera que, se busca construir un módulo que permita simular parte del sistema energético como lo es una subestación eléctrica, con diferentes configuraciones y a su vez cambiar ajustes en el relé, dispositivo encargado de controlar y monitorear de manera constante los cambios en el sistema, este ofrece de manera real interactuar, parametrizar y aplicar los mandos local/remoto en los diferentes niveles de operación(0 y 1), siendo de esta una práctica eficaz y consolidando la parte teórica con el componente práctico.

La problemática planteada nos con lleva a preguntarnos:

¿Qué impactos positivos tiene, el fomentar espacios prácticos que fortalezcan y afiancen los conceptos teórico-adquiridos durante la formación?

1.2. JUSTIFICACIÓN

Como se ha expresado anteriormente, se busca cerrar la brecha específica entre la teoría y la práctica en el manejo de equipos sensibles en subestaciones eléctricas. Para ello, se propone la implementación de un banco de pruebas que simule parte del sistema eléctrico real, permitiendo modificar parámetros operativos y observar sus efectos en tiempo real. Esta herramienta facilitará la comprensión de los principios fundamentales del funcionamiento de los sistemas de potencia, y permitirá una interacción directa con los dispositivos de protección, automatización y control que forman parte esencial de las subestaciones modernas.

La creciente complejidad de los sistemas eléctricos, junto con la incorporación de tecnologías digitales y protocolos de comunicación avanzados, exige que tanto el personal docente como los estudiantes reciban una formación práctica y actualizada (Chuan, 2021a). En este contexto, el entrenamiento específico en la integración de sistemas de protección, como los relés digitales, esquemas de coordinación, y lógica de disparo, resulta indispensable para garantizar la confiabilidad y seguridad operativa de las redes eléctricas (Siddique et al., 2019). El banco de pruebas propuesto permitirá simular fallas, ajustar parámetros de protección, y evaluar la respuesta del sistema ante diferentes escenarios, lo que fortalecerá significativamente el conocimiento técnico del personal involucrado. Además, facilitará el desarrollo de competencias en la configuración, puesta en marcha y mantenimiento de sistemas de protección, preparando a los futuros profesionales para enfrentar los desafíos reales del sector energético.

Finalmente, esta iniciativa no solo contribuirá al fortalecimiento del proceso de enseñanza aprendizaje, sino que también impulsará el desarrollo profesional de los graduados, alineándolos con las exigencias del mercado laboral y con los

estándares internacionales en el diseño e implementación de sistemas de protección en sistemas de potencia.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo general

Diseñar e Implementar un banco de simulación, para replicar el funcionamiento de una subestación eléctrica, mediante la interacción física y la interfaz usuario-equipo, adaptable a la configuración doble barra presente en el sistema eléctrico actual, para fortalecer los conocimientos del personal docente y estudiantil en la operación de subestaciones

1.3.2. Objetivos específicos

- Determinar los tipos de materiales y tecnologías existente requeridos para la construcción del banco de pruebas, priorizando aquellos que presenten alta disponibilidad para construir el sistema a implementar en la simulación.
- Construir un banco de pruebas utilizando herramientas virtuales que permita la visualización y simulación de condiciones operativas, y fallas en equipos, mediante la configuración, de los relés de protección y control encargados de la automatización de subestaciones eléctricas.
- Realizar la validación operativa del banco de pruebas y del relé a través de simulaciones prácticas, conforme a los protocolos de funcionamiento previamente definidos.

1.4. ESTADO DEL ARTE

En los últimos años, la investigación sobre sistemas eléctricos de potencia, subestaciones inteligentes y sistemas de transmisión ha incorporado enfoques de resiliencia, simulación avanzada, análisis de seguridad y digitalización. En este contexto, Liu et al. (2024) proponen un marco multimodular para evaluar la resiliencia sísmica de subestaciones, considerando tanto la vulnerabilidad estructural como la carga eléctrica de los sistemas. Su aporte principal se centra en integrar simulación de Monte Carlo, índices de vulnerabilidad sísmica y estrategias de recuperación funcional posterior a terremotos, lo que permite identificar componentes críticos y definir estrategias óptimas de restauración para subestaciones típicas de 220 kV.

De manera complementaria, Liu et al. (2023) desarrollan un modelo de evaluación de resiliencia sísmica y reforzamiento para sistemas de subestaciones, combinando simulación sísmica, recuperación funcional y análisis de conectividad estructural. Este estudio resulta relevante porque no solo evalúa el daño posterior al evento sísmico, sino que también propone estrategias de reforzamiento bajo condiciones de limitación de recursos, aspecto clave para sistemas eléctricos expuestos a amenazas naturales.

En el campo de la seguridad operativa de los sistemas de transmisión, Xie et al. (2024) plantean un sistema de evaluación en tiempo real basado en inteligencia artificial, aprendizaje automático y simulación 3D. Este trabajo destaca por integrar monitoreo, procesamiento de datos y visualización virtual para identificar fallas, riesgos operativos y condiciones inseguras en líneas de transmisión y subestaciones. En esta misma línea, El et al. (2022) presentan una tecnología de ensamblaje inteligente para subestaciones tipo banco, incorporando visualización 3D, simulación funcional y diseño modular, lo cual contribuye a optimizar el montaje,

reducir tiempos de construcción y mejorar la eficiencia en el desarrollo de subestaciones inteligentes.

Por su parte, Zeng et al. (2024) abordan el diseño de un sistema micro piezoeléctrico auto generador, orientado a convertir energía mecánica en energía eléctrica mediante dispositivos de autogeneración. Aunque su aplicación se enfoca en interruptores, controles remotos y sistemas de bajo consumo, el estudio aporta una perspectiva importante sobre tecnologías de aprovechamiento energético distribuido, eficiencia de diseño y reducción de dependencia de fuentes externas de alimentación.

En relación con la protección y automatización de redes eléctricas, Kulikov et al. (2023) analizan la compresión de datos en dispositivos de protección de relés, especialmente en sistemas basados en microprocesadores compatibles con IEC 61850. Su investigación propone transformar múltiples variables eléctricas en características generalizadas, reduciendo la carga computacional y mejorando la eficiencia de los algoritmos de protección multiparamétrica. Este enfoque es relevante para redes inteligentes, donde el volumen de datos operativos exige métodos de análisis más eficientes.

Desde una perspectiva electromagnética y de seguridad en subestaciones, Koliushko et al. (2023) estudian la intensidad del campo eléctrico en subestaciones de alta tensión. Los autores desarrollan expresiones analíticas para estimar el campo eléctrico generado por barras colectoras complejas y comparan sus resultados con simulaciones por elementos finitos, encontrando errores reducidos. Este trabajo aporta criterios técnicos para garantizar condiciones seguras de operación y protección del personal en instalaciones eléctricas de alta tensión.

En cuanto al diseño de equipos eléctricos para subestaciones inteligentes, Sol et al. (2021) presentan el diseño de un interruptor combinado de tres posiciones para

aparatos eléctricos compuestos. El estudio resalta la importancia de estructuras simples, compactas y confiables, orientadas a facilitar la instalación, operación y mantenimiento de subestaciones de tercera generación. En una línea similar, Gao (2022) realiza un análisis económico e investigativo de transformadores de tracción electrónica utilizados en sistemas flexibles de suministro de energía, considerando aspectos de confiabilidad, costo-beneficio y diseño modular en sistemas ferroviarios.

Finalmente, Chuan (2021) introduce el uso de realidad virtual para la capacitación en subestaciones ubicadas en zonas mineras de carbón. Este estudio evidencia que las herramientas inmersivas permiten mejorar la formación del personal, simular escenarios de falla, fortalecer la seguridad operativa y reducir riesgos asociados a la capacitación en entornos reales. En conjunto, estos trabajos muestran una tendencia clara hacia la digitalización, simulación avanzada, automatización, resiliencia y seguridad integral de los sistemas eléctricos modernos.

2. MARCO REFERENCIAL

2.1. MARCO CONCEPTUAL

La Tabla 1 presenta el marco conceptual de la investigación, en el cual se consolidan los principales conceptos técnicos y teóricos relacionados con resiliencia sísmica, subestaciones inteligentes, simulación digital, protección eléctrica, automatización y tecnologías emergentes aplicadas a sistemas eléctricos de potencia. La construcción de este marco conceptual se realizó a partir del análisis de diez estudios científicos recientes, permitiendo identificar definiciones clave y enfoques utilizados en investigaciones actuales sobre seguridad, monitoreo, recuperación funcional y digitalización de infraestructuras eléctricas. Estos conceptos constituyen la base teórica necesaria para comprender el desarrollo de la investigación y contextualizar las variables y tecnologías abordadas en el proyecto.

Tabla 1. Marco conceptual de tecnologías y sistemas inteligentes aplicados a subestaciones eléctricas

Concepto	Definición conceptual	Fuente
Resiliencia sísmica	Capacidad de una subestación eléctrica para resistir, adaptarse y recuperarse funcionalmente después de un evento sísmico, manteniendo la continuidad del suministro eléctrico y reduciendo pérdidas operativas.	(G. He et al., 2022)
Vulnerabilidad sísmica	Nivel de susceptibilidad que presentan las subestaciones y sus componentes estructurales frente a daños ocasionados por terremotos, afectando la estabilidad y operación del sistema eléctrico.	(X. Gao & He, 2022)
Recuperación funcional	Proceso mediante el cual un sistema eléctrico o subestación restablece gradualmente sus capacidades operativas después de una falla o desastre natural.	(Chuan, 2021b)

Simulación 3D	Herramienta digital que permite modelar y visualizar sistemas eléctricos y subestaciones en entornos virtuales, facilitando análisis operativos, de seguridad y mantenimiento.	(Roch-Dupré et al., 2020)
Subestación inteligente	Infraestructura eléctrica avanzada que integra automatización, monitoreo en tiempo real, inteligencia artificial y comunicación digital para optimizar la operación del sistema eléctrico.	(Sylla et al., 2026)
Inteligencia artificial aplicada a redes eléctricas	Uso de algoritmos de aprendizaje automático y análisis de datos para detectar fallas, optimizar procesos y mejorar la seguridad de sistemas de transmisión y subestaciones.	(Shayer & Mulla, 2026)
Protección multiparamétrica	Estrategia de protección de relés que utiliza múltiples variables eléctricas, como corriente, tensión y ángulo de fase, para identificar condiciones anormales en sistemas eléctricos.	(Shayer & Mulla, 2026)
Compresión de datos	Método utilizado para reducir el volumen de información generada en sistemas eléctricos inteligentes, facilitando el procesamiento y análisis en tiempo real.	(Liu et al., 2024)
Campo eléctrico en subestaciones	Magnitud física generada por las barras colectoras y líneas eléctricas en subestaciones de alta tensión, la cual influye en la seguridad operativa y el funcionamiento de equipos sensibles.	(Liu et al., 2024)
Autogeneración piezoeléctrica	Tecnología que convierte energía mecánica en energía eléctrica mediante materiales piezoeléctricos, aplicada en dispositivos de bajo consumo energético.	(Liu et al., 2023)
Interruptor combinado de tres posiciones	Dispositivo eléctrico diseñado para subestaciones inteligentes que integra funciones de aislamiento, conexión y puesta a tierra en una sola estructura compacta.	(Kulikov et al., 2023)

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO,
MONOGRAFÍA, EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 2.0

Transformador de tracción electrónica	Equipo utilizado en sistemas ferroviarios de suministro eléctrico flexible, diseñado para mejorar la eficiencia energética y la confiabilidad del sistema de tracción.	(Sun et al., 2026)
Realidad virtual aplicada a capacitación	Tecnología inmersiva utilizada para entrenar operadores y técnicos en entornos simulados de subestaciones, permitiendo practicar procedimientos de operación y seguridad.	(Koliushko et al., 2023)
Monitoreo en tiempo real	Supervisión continua de variables operativas y condiciones de funcionamiento de sistemas eléctricos mediante sensores, software y plataformas digitales.	(X. He et al., 2019; Koliushko et al., 2023)

Nota: Elaboración Propia

ELABORADO POR:
Docencia

REVISADO POR:
Sistema Integrado de Gestión

APROBADO POR: Líder del Sistema Integrado de Gestión
FECHA APROBACIÓN: Octubre de 2023

2.2. MARCO TEORICO

2.2.1. Subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas constituyen uno de los componentes más importantes dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), debido a que permiten transformar, controlar, proteger y distribuir la energía eléctrica en diferentes niveles de tensión (H. Zhang et al., 2026a). Estas instalaciones funcionan como nodos estratégicos dentro de las redes de transmisión y distribución, garantizando la continuidad, estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico hacia los diferentes sectores industriales, comerciales y residenciales.

De acuerdo con (Leonardo López-Salamanca et al., 2026), las subestaciones modernas han evolucionado hacia esquemas inteligentes altamente automatizados, integrando sistemas digitales de supervisión, comunicación y protección capaces de operar en tiempo real mediante dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Esta evolución tecnológica ha permitido mejorar la eficiencia operativa, reducir tiempos de respuesta ante fallas y fortalecer la resiliencia de los sistemas eléctricos modernos.

Históricamente, las funciones de protección y control eran realizadas mediante equipos electromecánicos convencionales; sin embargo, el avance tecnológico permitió la incorporación de sistemas digitales que integran múltiples funciones dentro de un mismo dispositivo. Actualmente, las subestaciones inteligentes emplean tecnologías de comunicación industrial, plataformas SCADA y sistemas de monitoreo continuo que optimizan la operación del sistema eléctrico (Shaikh et al., 2026).

Asimismo, la creciente complejidad de las subestaciones modernas ha incrementado la necesidad de implementar estrategias de formación práctica y

simulación técnica, permitiendo que estudiantes y operadores puedan interactuar con sistemas eléctricos en ambientes seguros y controlados sin intervenir directamente infraestructura energizada.

La *Tabla 2* presenta la clasificación general de las subestaciones eléctricas según su función operativa dentro del sistema eléctrico de potencia.

Tabla 2. Clasificación de subestaciones eléctricas

Tipo de subestación	Función principal	Nivel de tensión típico
Subestación elevadora	Incrementar niveles de tensión para transmisión	Alta tensión
Subestación reductora	Disminuir niveles de tensión para distribución	Media tensión
Subestación de maniobra	Interconectar y redistribuir circuitos eléctricos	Alta y media tensión
Subestación de distribución	Suministrar energía a usuarios finales	Baja y media tensión
Subestación encapsulada GIS	Operar en espacios reducidos con aislamiento en gas	Alta tensión
Subestación inteligente	Integrar automatización y monitoreo digital	Variable

Nota. Elaboración propia. Información tomada de (Shaikh et al., 2026)

2.2.2. Equipos de patio y sistemas de maniobra

Los equipos de patio corresponden al conjunto de dispositivos eléctricos encargados de ejecutar funciones de maniobra, aislamiento, protección y medición dentro de una subestación eléctrica. Estos equipos operan generalmente en condiciones de media y alta tensión, permitiendo controlar el flujo de energía y garantizar condiciones seguras de operación (Sadeghian et al., 2026).

Entre los principales equipos de patio se encuentran los interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de tensión,

barras colectoras y pararrayos. Cada uno de estos elementos cumple funciones específicas dentro del sistema eléctrico, interactuando mediante señales eléctricas, enclavamientos lógicos y sistemas de automatización (Grinchenko et al., 2026).

Los interruptores de potencia permiten abrir o cerrar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla, mientras que los seccionadores proporcionan aislamiento visible para labores de mantenimiento (Varma & Affijulla, 2026a). Por otro lado, los transformadores de corriente y tensión suministran señales reducidas a sistemas de medición y protección, permitiendo supervisar variables eléctricas sin exponer directamente los equipos de control a altos niveles de tensión y corriente.

La Tabla 3 presenta los principales equipos de patio y sus funciones operativas dentro de una subestación eléctrica.

Tabla 3. Clasificación de subestaciones eléctricas

Equipo	Función operativa	Aplicación principal
Interruptor de potencia	Apertura y cierre de circuitos bajo carga o falla	Protección del sistema
Seccionador	Aislamiento visible de circuitos	Seguridad y mantenimiento
Transformador de corriente (TC)	Reducción de corriente para medición y protección	Relés y medición
Transformador de tensión (TP)	Reducción de tensión para monitoreo	Protección y control
Pararrayos	Protección contra sobretensiones	Seguridad de equipos
Barras colectoras	Interconexión de circuitos eléctricos	Distribución de energía
Tableros de control	Supervisión y automatización	Operación local y remota

Nota. Elaboración propia. Información tomada de (Varma & Affijulla, 2026a)

2.2.3. Relés de protección y automatización de subestaciones

Los relés de protección son dispositivos encargados de detectar condiciones anormales dentro del sistema eléctrico y generar órdenes de disparo para aislar fallas y proteger equipos. Actualmente, las subestaciones modernas emplean relés digitales inteligentes o IED (Intelligent Electronic Devices), capaces de integrar funciones de protección, monitoreo y comunicación en tiempo real (F. Gao et al., 2026).

Algunos diferentes autores, manifiestan que los sistemas modernos de protección emplean algoritmos avanzados y estrategias multiparamétricas para analizar variables eléctricas como corriente, tensión, frecuencia y ángulo de fase, permitiendo identificar condiciones anormales con mayor precisión y rapidez (F. Gao et al., 2026; Perkins et al., 2026).

La automatización de subestaciones modernas se basa en la integración de relés digitales, PLC, sistemas HMI y plataformas SCADA, permitiendo ejecutar maniobras remotas, supervisar variables operativas y registrar eventos del sistema eléctrico (Alemany & Wenge, 2026). Finalmente, la Tabla 4 presenta las principales funciones implementadas en relés digitales modernos utilizados en subestaciones eléctricas.

Tabla 4. Funciones principales de los relés digitales modernos

Función	Descripción
Protección de sobre corriente	Detecta corrientes superiores a los límites permitidos
Protección diferencial	Compara corrientes de entrada y salida
Protección de distancia	Detecta fallas mediante impedancia
Protección de falla a tierra	Identifica fugas de corriente hacia tierra
Registro de eventos	Almacena eventos y oscilógrafos
Comunicación IEC 61850	Intercambio de información en tiempo real
Lógicas programables	Configuración de enclavamientos y automatización
Monitoreo remoto	Supervisión desde sistemas SCADA

Nota. Elaboración propia. Información tomada de (Alemany & Wenge, 2026; Varma & Affijulla, 2026a)

2.2.4. Simulación aplicada a sistemas eléctricos de potencia

La simulación aplicada a sistemas eléctricos de potencia se ha convertido en una de las herramientas más importantes para el análisis, validación y entrenamiento operativo en infraestructuras energéticas modernas (Fesseha et al., 2026). Su principal objetivo consiste en reproducir el comportamiento dinámico de sistemas eléctricos reales mediante entornos controlados, permitiendo analizar condiciones normales de operación, escenarios de falla y respuestas del sistema sin intervenir directamente sobre instalaciones energizadas (Penaherrera et al., 2026).

El crecimiento de las subestaciones digitales y la incorporación de tecnologías inteligentes han incrementado la necesidad de implementar plataformas de simulación capaces de integrar protección, automatización, monitoreo y comunicación industrial (Chen et al., 2026). Las herramientas de simulación avanzada y modelado tridimensional permiten representar escenarios operativos complejos, fortaleciendo procesos de análisis de riesgos, supervisión y toma de decisiones en sistemas eléctricos inteligentes (Elazab & Salem, 2026).

En ingeniería eléctrica, la simulación puede clasificarse en tres grandes categorías: simulación digital, simulación física y simulación híbrida. La simulación digital utiliza modelos matemáticos desarrollados mediante software especializado para representar el comportamiento eléctrico del sistema, mientras que la simulación física emplea hardware real o módulos funcionales que permiten interactuar directamente con dispositivos eléctricos y sistemas de control (Mohamed et al., 2026). Por otro lado, la simulación híbrida combina ambas metodologías, integrando plataformas virtuales con equipos reales para generar entornos más cercanos a las condiciones operativas de una subestación moderna.

Diversas investigaciones evidencian que los sistemas de simulación permiten reducir significativamente errores operativos durante procesos de comisionamiento y puesta en marcha. Asimismo, estos entornos facilitan la validación de lógicas de protección, pruebas de comunicación industrial y análisis de respuesta ante contingencias eléctricas antes de intervenir infraestructura real (Mohamed et al., 2026; Yip et al., 2026).

Desde el punto de vista académico, los bancos de simulación representan una estrategia fundamental para fortalecer el aprendizaje práctico en programas de ingeniería, debido a que permiten consolidar conocimientos relacionados con maniobras eléctricas, parametrización de relés, análisis de fallas y protocolos de seguridad industrial (Li, Bao, et al., 2026). Según Chuan (2021), los entornos simulados incrementan la comprensión de sistemas eléctricos complejos y mejoran significativamente la capacidad de respuesta operativa de los estudiantes y operadores técnicos.

La Tabla 5 presenta las principales características y aplicaciones de los sistemas de simulación utilizados en subestaciones eléctricas modernas.

Tabla 5. Clasificación de sistemas de simulación aplicados a subestaciones eléctricas

Tipo de simulación	Características	Aplicaciones principales	Ventajas
Simulación digital	Basada en modelos matemáticos y software especializado	Estudios eléctricos, análisis de fallas y coordinación de protecciones	Bajo costo y alta capacidad analítica
Simulación física	Uso de hardware y dispositivos reales	Entrenamiento operativo y validación práctica	Interacción directa con equipos
Simulación híbrida	Integración de software y hardware	Automatización y pruebas de comunicación	Mayor realismo operativo

Simulación inmersiva	Uso de realidad virtual y modelado 3D	Capacitación avanzada y entrenamiento de operadores	Mejora del aprendizaje interactivo
Simulación en tiempo real	Procesamiento dinámico instantáneo	Validación de protecciones y sistemas SCADA	Respuesta inmediata ante eventos

Nota. Elaboración propia. Información tomada de (AbuElwan et al., 2026; Li, Bao, et al., 2026)

2.2.5. *Protocolos de comunicación y subestaciones inteligentes*

La evolución de los sistemas eléctricos convencionales hacia subestaciones inteligentes ha transformado la forma en que se realiza la supervisión, protección y automatización de redes eléctricas modernas. Actualmente, las subestaciones integran sistemas de comunicación industrial que permiten intercambiar información en tiempo real entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED), relés digitales, PLC, sistemas HMI y plataformas SCADA (Zhou et al., 2025).

Las subestaciones inteligentes se caracterizan por incorporar tecnologías digitales orientadas a optimizar la confiabilidad operativa, reducir tiempos de respuesta ante fallas y mejorar la capacidad de supervisión remota (H. Zhang et al., 2026b). Según investigaciones recientes desarrolladas por IEEE e IEC, estas infraestructuras permiten aumentar la eficiencia energética y fortalecer la resiliencia de las redes eléctricas mediante monitoreo continuo, automatización avanzada y procesamiento inteligente de datos (Yunwang et al., 2026).

Uno de los estándares más importantes en automatización de subestaciones es la norma IEC 61850, considerada actualmente el principal referente internacional para comunicación en sistemas eléctricos inteligentes (Singh et al., 2026). Este estándar define modelos de datos, protocolos de intercambio de información y arquitecturas interoperables que permiten integrar dispositivos de diferentes fabricantes dentro de una misma infraestructura operativa (Oinonen & Morsi, 2026).

La implementación de IEC 61850 ha permitido reducir considerablemente el cableado convencional en subestaciones, facilitando la transmisión de señales mediante redes Ethernet industriales. Asimismo, posibilita el intercambio de mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), utilizados para transmitir señales críticas de protección y control en tiempos extremadamente reducidos.

Además de IEC 61850, existen otros protocolos ampliamente utilizados en automatización industrial y sistemas eléctricos, como Modbus y DNP3 (Safari et al., 2026). Modbus se caracteriza por su simplicidad y robustez en aplicaciones industriales básicas, mientras que DNP3 fue desarrollado específicamente para sistemas eléctricos y plataformas SCADA, ofreciendo alta confiabilidad en transmisión de datos y tolerancia frente a interferencias (Zheng et al., 2026).

La integración de estos protocolos dentro de módulos de simulación resulta fundamental para replicar condiciones reales de operación y fortalecer competencias técnicas relacionadas con automatización, monitoreo remoto y configuración de sistemas inteligentes de protección (Varma & Affijulla, 2026b). La Tabla 6 presenta las principales características de los protocolos de comunicación utilizados en subestaciones eléctricas modernas.

Tabla 6. Protocolos de comunicación aplicados a subestaciones inteligentes

Protocolo	Características principales	Aplicación	Ventajas
Modbus	Comunicación serial simple y robusta	Automatización industrial básica	Fácil implementación
DNP3	Protocolo orientado a sistemas eléctricos	Redes SCADA y telecontrol	Alta confiabilidad
IEC 61850	Comunicación interoperable inteligente	Subestaciones digitales	Alta velocidad y reducción de cableado

Profibus	Comunicación rápida entre dispositivos industriales	PLC y automatización	Alta estabilidad industrial
OPC	Integración de plataformas y software	Supervisión y monitoreo	Compatibilidad entre sistemas
Ethernet industrial	Comunicación en redes digitales	Sistemas SCADA e IED	Alta capacidad de transmisión

Nota. Elaboración propia. Información tomada de (Varma & Affijulla, 2026b)

2.2.6. Simulación y aprendizaje en entornos controlados

El aprendizaje basado en simulación se ha consolidado como una de las metodologías más efectivas dentro de la formación técnica y profesional en ingeniería, debido a que permite integrar conocimientos teóricos y prácticos mediante escenarios controlados donde los estudiantes pueden interactuar con sistemas reales o simulados sin comprometer la seguridad operativa (Kniphoff da Cruz et al., 2026).

En sistemas eléctricos de potencia, los entornos controlados permiten reproducir maniobras, condiciones de falla y escenarios críticos que difícilmente podrían ejecutarse directamente sobre subestaciones energizadas (Li, Su, et al., 2026). Esta metodología facilita que los estudiantes desarrollen habilidades relacionadas con análisis operativo, toma de decisiones, configuración de relés, interpretación de señales eléctricas y aplicación de protocolos de seguridad industrial (Wang et al., 2026).

Diversos estudios han demostrado que el aprendizaje mediante simulación incrementa significativamente la retención del conocimiento y mejora la capacidad de respuesta frente a situaciones reales de operación (Giral-Ramírez et al., 2026; Tian et al., 2026). Según Chuan (2021), los sistemas de entrenamiento basados en simulación inmersiva permiten fortalecer competencias técnicas y reducir errores humanos asociados a procedimientos operativos en subestaciones eléctricas.

Uno de los principales beneficios de los entornos controlados consiste en la posibilidad de repetir maniobras múltiples veces bajo diferentes condiciones operativas, permitiendo analizar el comportamiento del sistema frente a distintas configuraciones de protección y automatización (Kesavan et al., 2025). Asimismo, estos entornos facilitan la validación de lógicas de control y reducen riesgos asociados a accidentes eléctricos, daños sobre equipos o interrupciones del servicio (Xie et al., 2025).

Desde el punto de vista pedagógico, la simulación promueve el aprendizaje activo y el desarrollo de competencias prácticas, debido a que el estudiante deja de ser únicamente un observador teórico y participa directamente en procesos de análisis, supervisión y toma de decisiones (Elsadd et al., 2025). Esto resulta especialmente importante en áreas relacionadas con sistemas eléctricos de potencia, donde la seguridad, precisión y capacidad operativa constituyen factores críticos (Fereydouni & Rokrok, 2025).

Adicionalmente, los módulos de simulación permiten fortalecer procesos de investigación aplicada, validación experimental y desarrollo tecnológico dentro de programas de ingeniería electromecánica, convirtiéndose en herramientas estratégicas para modernizar los procesos de formación académica y aproximar al estudiante a condiciones reales de operación industrial (W. Zhang et al., 2025).

2.3. MARCO AMBIENTAL

La Tabla 7 presenta el marco ambiental de la investigación, considerando los posibles impactos asociados al diseño e implementación del banco de simulación para equipos de patio de una subestación eléctrica. Aunque el proyecto se desarrolla a escala académica y de laboratorio, se analizan los posibles efectos sobre los recursos naturales y las medidas orientadas a garantizar un uso responsable de materiales eléctricos, equipos electrónicos y consumo energético. Asimismo, se relacionan las principales normas ambientales colombianas vigentes aplicables al manejo de residuos eléctricos y electrónicos, uso eficiente de la energía y prevención de riesgos ambientales durante el desarrollo del proyecto.

Tabla 7. Marco ambiental aplicado al diseño e implementación de un banco de simulación para subestaciones eléctricas

Componente ambiental	Posible impacto ambiental	Medida de manejo ambiental	Normatividad ambiental aplicable
Aire	Posible generación mínima de calor y emisiones indirectas asociadas al consumo eléctrico de los equipos.	Uso eficiente de energía y operación controlada del sistema de simulación.	Ley 697 de 2001 Uso racional y eficiente de la energía (URE).
Agua	El proyecto no requiere vertimientos ni consumo significativo de agua durante su operación.	Implementar buenas prácticas de limpieza y mantenimiento sin generación de contaminantes líquidos.	Decreto 1076 de 2015 Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente.
Suelo	Posible generación de residuos eléctricos, electrónicos y materiales sobrantes durante el montaje.	Separación y disposición adecuada de residuos eléctricos y electrónicos (RAEE).	Resolución 1362 de 2007 y Política Nacional para la Gestión Integral de RAEE.

Biodiversidad	El proyecto no interviene ecosistemas naturales ni genera afectaciones directas sobre flora y fauna.	Desarrollo del proyecto en ambientes controlados de laboratorio.	Ley 99 de 1993 Sistema Nacional Ambiental (SINA).
Consumo energético	Uso de energía eléctrica para alimentar relés, dispositivos de control y simulación.	Implementación de prácticas de eficiencia energética y apagado controlado de equipos.	Ley 697 de 2001 y Decreto 3683 de 2003.
Residuos electrónicos	Posible generación de componentes electrónicos fuera de servicio o materiales de reemplazo.	Reutilización de componentes funcionales y disposición mediante gestores autorizados.	Resolución 1512 de 2010 Sistemas de recolección selectiva de residuos de computadores y periféricos.
Seguridad ambiental	Riesgos asociados a cortocircuitos o fallas eléctricas durante pruebas operativas.	Implementación de protocolos de seguridad eléctrica y protección de equipos.	RETIE Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.
Ruido electromecánico	Posible generación mínima de ruido por operación de dispositivos eléctricos y relés.	Uso de equipos de laboratorio de baja potencia y operación en espacios adecuados.	Resolución 0627 de 2006 Norma nacional de emisión de ruido.
Formación ambiental	Sensibilización sobre uso responsable de tecnologías eléctricas y electrónicas.	Integración de buenas prácticas ambientales en procesos de formación académica.	Política Nacional de Educación Ambiental SINA.

Nota: Elaboración Propia

2.4. MARCO LEGAL

La Tabla 8 presenta el marco legal de la investigación, en el cual se relacionan las principales normas, reglamentos y lineamientos técnicos colombianos aplicables al diseño, construcción y operación de sistemas eléctricos, automatización y protección en subestaciones eléctricas. Estas disposiciones establecen condiciones de seguridad, calidad, confiabilidad y operación necesarias para el desarrollo adecuado del banco de simulación y su aplicación en ambientes académicos y de formación técnica.

Tabla 8. Marco legal aplicado al diseño e implementación de bancos de simulación para subestaciones eléctricas

Norma o regulación	Descripción	Aplicación en el proyecto
Ley 143 de 1994	Establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en Colombia.	Proporciona el marco general del funcionamiento del sistema eléctrico nacional.
Ley 142 de 1994	Régimen de los servicios públicos domiciliarios en Colombia.	Relacionada con la operación y calidad del servicio eléctrico.
RETIE – Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas	Define requisitos técnicos y medidas de seguridad para instalaciones eléctricas en Colombia.	Aplicable al diseño seguro del banco de simulación y sus conexiones eléctricas.
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano basado en la norma NFPA 70.	Permite establecer criterios técnicos para conductores, protecciones y tableros eléctricos.
Resolución CREG 025 de 1995	Establece el reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional.	Relacionada con criterios operativos y funcionales de subestaciones eléctricas.

IEC 61850	Norma internacional para automatización y comunicación en subestaciones eléctricas.	Referencia técnica para integración de relés digitales y sistemas de automatización.
IEC 60255	Norma internacional para dispositivos y relés de protección eléctrica.	Aplicable a la configuración y validación de relés de protección implementados en el banco.
IEC 61439	Norma internacional para tableros eléctricos de baja tensión.	Referencia para diseño y construcción del sistema de control eléctrico del módulo.
Resolución 5018 de 2019	Establece lineamientos de seguridad y salud para trabajos eléctricos en Colombia.	Garantiza condiciones seguras durante montaje y operación del sistema.
ISO 45001	Norma internacional sobre gestión de seguridad y salud en el trabajo.	Apoya la implementación de prácticas seguras durante pruebas y simulaciones.
IEEE C37	Estándares técnicos relacionados con sistemas de protección y maniobra eléctrica.	Sirve como referencia para dispositivos de protección y operación simulada.
Decreto 1073 de 2015	Decreto Único Reglamentario del sector Minas y Energía.	Relacionado con lineamientos regulatorios aplicables al sector eléctrico colombiano.

Nota: Elaboración Propia

3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación se desarrollará bajo un enfoque cualitativo-aplicado, debido a que busca diseñar e implementar un banco de simulación para replicar el funcionamiento de una subestación eléctrica mediante la integración de sistemas de protección, automatización y control. El estudio tendrá un alcance descriptivo y experimental, ya que permitirá identificar los materiales y tecnologías requeridas para el sistema, así como evaluar el comportamiento operativo del banco de pruebas bajo diferentes condiciones de funcionamiento y simulación de fallas.

El método de investigación empleado será el análisis documental y experimental. Inicialmente se realizará una revisión técnica y bibliográfica relacionada con subestaciones eléctricas, sistemas de protección, automatización y relés digitales. Posteriormente, se desarrollará una fase práctica orientada al diseño, construcción y validación operativa del banco de simulación. Como técnicas de investigación se emplearán la revisión bibliográfica, simulación operativa, configuración de relés de protección y pruebas funcionales del sistema implementado.

La metodología se estructurará en tres fases principales, las cuales estarán directamente relacionadas con cada uno de los objetivos específicos planteados en la investigación.

Fase 1. Determinación de materiales y tecnologías para el banco de simulación: esta fase corresponde al desarrollo del primer objetivo específico, orientado a identificar los materiales, equipos y tecnologías necesarias para la construcción del banco de pruebas para subestaciones eléctricas.

Actividad 1.1. Realizar una revisión bibliográfica y técnica sobre sistemas de protección, automatización y control utilizados en subestaciones eléctricas modernas.

Actividad 1.2. Identificar y seleccionar los materiales, dispositivos electromecánicos, relés y herramientas virtuales requeridas para la implementación del banco de simulación.

Actividad 1.3. Elaborar la arquitectura funcional y los diagramas conceptuales del sistema de simulación de subestaciones eléctricas.

Fase 2. Diseño y construcción del banco de pruebas: esta fase corresponde al segundo objetivo específico y estará enfocada en el diseño e implementación física y virtual del banco de simulación para representar condiciones operativas y fallas en sistemas eléctricos.

Actividad 2.1. Diseñar los diagramas eléctricos, esquemas de control y configuraciones operativas del banco de pruebas.

Actividad 2.2. Construir e integrar el banco de simulación mediante la conexión de dispositivos de protección, automatización y control.

Actividad 2.3. Implementar simulaciones operativas y escenarios de falla utilizando herramientas virtuales y configuración de relés digitales.

Fase 3. Validación operativa y análisis funcional del sistema: esta fase corresponde al tercer objetivo específico y permitirá verificar el funcionamiento del banco de simulación mediante pruebas operativas y validación de parámetros eléctricos.

Actividad 3.1. Configurar y parametrizar los relés de protección y control de acuerdo con los protocolos de operación definidos.

Actividad 3.2. Ejecutar pruebas funcionales y simulaciones prácticas para validar el comportamiento operativo del banco de simulación.

Actividad 3.3. Analizar los resultados obtenidos durante las pruebas operativas y elaborar las conclusiones técnicas del sistema implementado.

Finalmente, durante el desarrollo de la investigación se utilizarán herramientas de simulación, software especializado de configuración de relés y plataformas de diseño eléctrico que permitirán representar diferentes configuraciones presentes en subestaciones eléctricas modernas. Este procedimiento metodológico permitirá fortalecer el componente práctico del proceso de enseñanza-aprendizaje y contribuir al desarrollo de competencias técnicas en automatización, protección y operación de sistemas eléctricos de potencia.

4. DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO

4.1. Determinación de materiales y tecnologías para el banco de simulación

4.1.1. Desarrollo de la revisión bibliográfica y técnica sobre sistemas de protección, automatización y control utilizados en subestaciones eléctricas modernas

Con el propósito de identificar las tecnologías más apropiadas para el desarrollo del banco de simulación de subestaciones eléctricas, se realizó una revisión bibliográfica y técnica enfocada en sistemas de protección, automatización y supervisión utilizados en instalaciones eléctricas modernas. Esta actividad permitió establecer los requerimientos funcionales que debía cumplir la plataforma propuesta, así como reconocer las tendencias tecnológicas actualmente implementadas en el sector eléctrico para la operación y gestión de subestaciones.

La búsqueda de información se llevó a cabo utilizando las bases de datos científicas Scopus e IEEE Xplore, seleccionadas debido a su amplia cobertura de publicaciones especializadas en ingeniería eléctrica, sistemas de potencia, automatización industrial y tecnologías de protección digital. La consulta se orientó hacia documentos relacionados con automatización de subestaciones, dispositivos electrónicos inteligentes (IED), relés digitales, protocolos de comunicación y plataformas de entrenamiento utilizadas en procesos de formación académica y capacitación técnica.

Para la recuperación de información se emplearon palabras clave en idioma inglés debido a la predominancia de literatura técnica internacional en esta área del conocimiento. Entre los términos utilizados se incluyeron *substation automation*, *digital relay*, *intelligent electronic device (IED)*, *protection systems*, *electrical substation training*, *IEC 61850*, *SCADA systems* y *power system protection*. Estas

palabras fueron combinadas mediante operadores booleanos para ampliar o restringir los resultados obtenidos según la temática analizada.

La Figura 1 presenta un ejemplo de la estrategia de búsqueda utilizada en las bases de datos consultadas para la identificación de publicaciones relacionadas con sistemas de protección y automatización de subestaciones eléctricas. Esta metodología permitió recuperar información técnica actualizada sobre arquitecturas de control, esquemas de supervisión, funciones de protección y herramientas de simulación empleadas en sistemas eléctricos modernos.

Figura 1. Estrategia de búsqueda utilizada en Scopus para la identificación de tecnologías aplicables al banco de simulación.

Advanced query ☐

Search within: Article title, Abstract, Keywords

Search documents: "substation automation"

AND

Search within: Article title, Abstract, Keywords

Search documents: "power system protection"

OR

Search within: Article title, Abstract, Keywords

Search documents: "substation training"

Save search

Set search alert

+ Add search field

Reset

Search

Documents Preprints Secondary documents

113 documents found

Analyze results

Refine search

Search within results

Filters

Clear all

Year

Clear

Range

Individual

2020 - 2026

Document title	Authors	Source	Year	Citations
1 Modeling and assessment of digital substations based on IEC 61850 standard: An integrated approach to security and industry 4.0 resources using the system-theoretic process analysis method	Cabral E.A., Melo B.V., Tofoli F.L., Sampaio R.F., Leao R.P.S.	Electric Power Systems Research, 259, 113213	2026	0
2 Threat model for IEC 61850 based substation automation system	Marovic M., Derek A., Gros S., Kovacevic I.	International Journal of Critical Infrastructure Protection	2025	3

Una vez obtenidos los resultados iniciales, se realizó un proceso de revisión y clasificación de la información, priorizando artículos científicos, documentos técnicos, manuales de fabricantes y publicaciones relacionadas directamente con la automatización de subestaciones eléctricas. Se excluyeron documentos enfocados en áreas no relacionadas con sistemas de potencia o que presentaran aplicaciones alejadas del alcance del proyecto. Esta depuración permitió concentrar el análisis en tecnologías con aplicación directa al diseño del banco de simulación.

Como parte del proceso de revisión, se definieron criterios para el análisis de la información recopilada, considerando aspectos relacionados con tecnologías de protección, automatización, supervisión, comunicación industrial y plataformas de entrenamiento aplicadas a subestaciones eléctricas. Esta clasificación permitió organizar la literatura consultada y facilitar posteriormente la identificación de las tecnologías con mayor pertinencia para el desarrollo del banco de simulación.

4.1.2. Desarrollo de la Identificación y selección de materiales, dispositivos electromecánicos, relés y herramientas virtuales para la implementación del banco de simulación

Una vez definidos los requerimientos funcionales del banco de simulación a partir del análisis de las necesidades académicas y técnicas del proyecto, se desarrolló el proceso de identificación y selección de los materiales, dispositivos electromecánicos, equipos de protección y herramientas de software necesarios para su implementación. Esta actividad se orientó a determinar los elementos que permitieran representar de manera adecuada las funciones de operación, control, supervisión y protección presentes en una subestación eléctrica, estableciendo las bases para las etapas posteriores de diseño e implementación.

La identificación de los componentes se realizó considerando los requerimientos operativos previamente establecidos para el banco de simulación. Entre ellos se incluyeron la ejecución de maniobras de apertura y cierre, la representación de estados operativos de equipos de patio, la implementación de enclavamientos de seguridad, la supervisión de señales digitales y la integración de funciones de control mediante un relé de protección digital. A partir de estos requerimientos se inició la búsqueda y evaluación de alternativas tecnológicas disponibles.

Como parte de este proceso se analizaron diferentes criterios de selección, entre los que se consideraron la compatibilidad entre dispositivos, la disponibilidad de recursos institucionales, la facilidad de configuración, la capacidad de integración con sistemas de automatización y la pertinencia de cada elemento para fines académicos y de entrenamiento. Estos criterios permitieron establecer una metodología de evaluación orientada a garantizar que los componentes seleccionados respondieran a las necesidades del proyecto.

En relación con los equipos de patio que debían ser representados dentro del banco de simulación, se identificó la necesidad de incorporar elementos que permitieran reproducir las maniobras típicas de una bahía de subestación. Para ello se definió la representación funcional de un interruptor de potencia, dos seccionadores de barra, un seccionador de línea y un seccionador de puesta a tierra. La inclusión de estos equipos se fundamentó en su participación dentro de las secuencias operativas y procedimientos de aislamiento utilizados en sistemas eléctricos de potencia.

Posteriormente se llevó a cabo la evaluación de alternativas para la implementación del sistema de protección y control. Durante esta etapa se analizaron las capacidades de distintos dispositivos de protección digital en cuanto a disponibilidad de entradas y salidas, posibilidades de programación lógica,

funciones de supervisión y herramientas de configuración asociadas. Como resultado del proceso de evaluación se determinó la conveniencia de emplear un relé de la familia GE Multilin serie 650 como plataforma principal para el desarrollo de las funciones de control y automatización requeridas por el banco de simulación.

De manera complementaria, se identificaron los dispositivos electromecánicos auxiliares necesarios para la interacción entre el usuario y el sistema. Dentro de este grupo se consideraron pulsadores de mando, selectores de operación local-remoto, lámparas indicadoras, contactos auxiliares y elementos de alimentación en corriente continua. La selección de estos componentes respondió a la necesidad de representar señales de campo y estados operativos equivalentes a los presentes en instalaciones reales.

En cuanto a las herramientas virtuales de apoyo, se analizaron diferentes alternativas para el diseño y validación de circuitos de control, así como para la configuración de los dispositivos de protección. Como parte de esta evaluación se consideró el uso de software especializado que permitiera desarrollar diagramas eléctricos, verificar secuencias operativas y gestionar la parametrización de los equipos seleccionados. Estas herramientas fueron contempladas como soporte para las actividades de diseño, simulación y configuración que se desarrollarían en etapas posteriores del proyecto.

La información recopilada durante el proceso de identificación permitió estructurar una matriz de selección tecnológica en la que se relacionaron los requerimientos funcionales del banco con los componentes potencialmente aplicables. Esta matriz sirvió como instrumento de análisis para verificar la correspondencia entre las necesidades operativas identificadas y las características técnicas de los dispositivos evaluados, tal como se presenta en la

Tabla 9.

Tabla 9. Criterios considerados durante la identificación y selección de materiales, dispositivos y herramientas para el banco de simulación.

Elemento evaluado	Aspectos considerados
Dispositivos de protección y control	Capacidad de integración, programación lógica, disponibilidad de entradas y salidas
Dispositivos electromecánicos	Funcionalidad operativa, facilidad de instalación y representación de señales de campo
Equipos de patio simulados	Correspondencia con maniobras reales de subestaciones
Herramientas de patio simulados	Compatibilidad con los equipos seleccionados y apoyo al diseño y configuración
Recursos Institucionales	Disponibilidad, acceso a documentación técnica y posibilidades de uso académico

Nota: Elaboración propia

Como se observa en la Tabla 9, los criterios de evaluación abarcaron aspectos técnicos, operativos y académicos, permitiendo establecer una base objetiva para la selección de los componentes requeridos en la implementación del banco de simulación.

4.1.3. Proceso de elaboración de la arquitectura funcional y diagramas conceptuales del sistema de simulación de subestaciones eléctricas

Una vez definidas las características técnicas requeridas para el banco de simulación y seleccionados los dispositivos que conformarían la plataforma de entrenamiento, se procedió al diseño de la arquitectura funcional del sistema. Esta etapa tuvo como finalidad establecer la estructura lógica de operación de la subestación simulada, definiendo las relaciones entre los equipos de maniobra, las señales de control, las condiciones de enclavamiento y los mecanismos de

supervisión requeridos para garantizar una operación segura y coherente con las prácticas empleadas en subestaciones eléctricas reales.

La arquitectura desarrollada se fundamentó en la representación funcional de una bahía típica de subestación, incorporando los principales equipos de patio utilizados en sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Para ello, se consideró la integración de un interruptor de potencia (+112), dos seccionadores de barra (+111 y +115), un seccionador de línea (+117) y un seccionador de puesta a tierra (+119). Esta configuración permite reproducir los procedimientos operativos más comunes asociados a la conexión, desconexión, transferencia de carga y puesta a tierra de circuitos eléctricos, constituyendo un entorno adecuado para la formación práctica en protección, control y automatización de subestaciones.

Con el propósito de validar previamente la filosofía de operación antes de su implementación física, se empleó el software CAdE SIMU para el desarrollo de los diagramas de control y enclavamiento. Esta herramienta permitió representar gráficamente los circuitos eléctricos asociados a cada equipo, simular diferentes condiciones operativas y verificar el cumplimiento de las restricciones de seguridad definidas durante la etapa de diseño. Asimismo, facilitó la identificación temprana de posibles conflictos lógicos y la optimización de las secuencias de maniobra antes de su integración con el sistema de protección digital.

La arquitectura funcional fue concebida bajo un esquema de operación local-remota, reproduciendo una de las principales características presentes en las subestaciones modernas. En el modo local, las órdenes de apertura y cierre son ejecutadas directamente por el operador mediante dispositivos de mando instalados en el banco de simulación. Por su parte, el modo remoto permite que las maniobras sean gestionadas a través del sistema de protección y automatización, simulando las condiciones existentes en centros de control, sistemas SCADA o plataformas de

supervisión remota. Esta característica incrementa significativamente el valor académico del prototipo al permitir que los estudiantes comprendan las diferencias operativas entre ambos niveles de control.

La lógica de control implementada incorpora señales de mando, contactos auxiliares de posición y condiciones de realimentación que permiten conocer en todo momento el estado de cada uno de los equipos simulados. Estas señales son utilizadas tanto para la ejecución de maniobras como para la supervisión de estados dentro del sistema de protección. De esta manera, el banco no solo reproduce el comportamiento físico de los equipos de patio, sino también la filosofía de supervisión empleada en instalaciones eléctricas reales, donde cada operación debe ser confirmada mediante señales de retorno antes de habilitar nuevas maniobras.

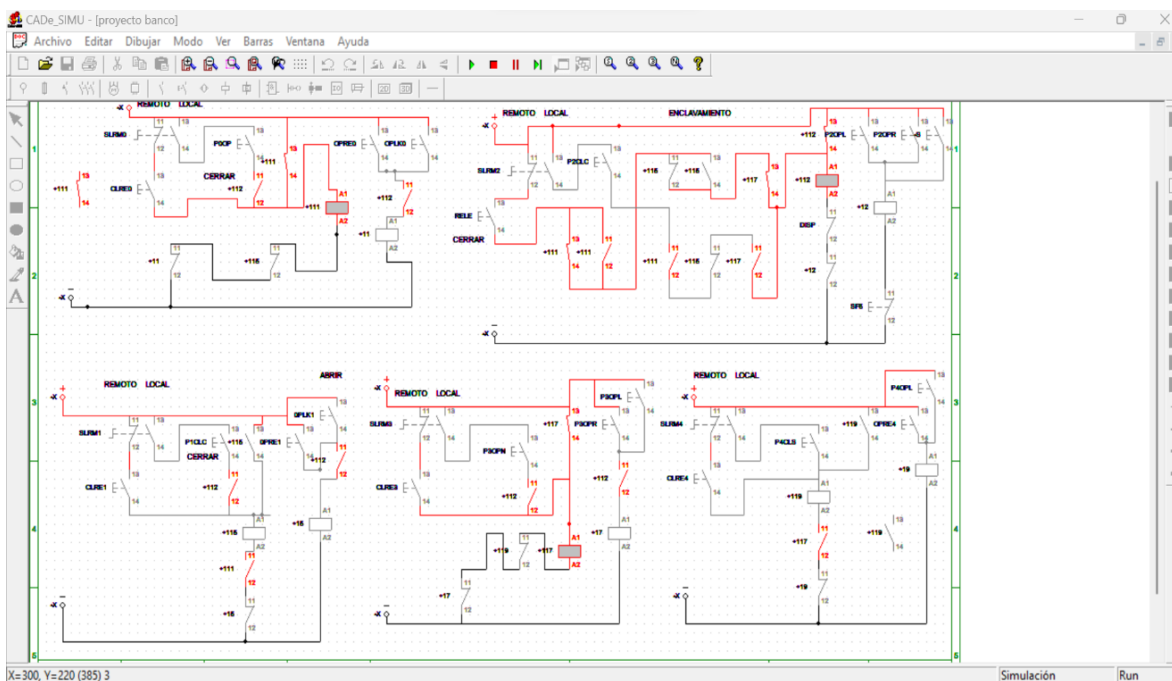
Uno de los aspectos más importantes considerados durante el diseño corresponde a la implementación de enclavamientos operativos. Los enclavamientos constituyen mecanismos de seguridad cuya función es impedir la ejecución de maniobras incompatibles o potencialmente peligrosas para el sistema. En el banco desarrollado, estas condiciones fueron incorporadas mediante contactos auxiliares y lógicas de autorización que verifican continuamente el estado de los diferentes equipos antes de permitir una operación determinada. Gracias a esta estrategia, el sistema reproduce los procedimientos de seguridad establecidos en subestaciones reales, evitando configuraciones operativas incorrectas que puedan comprometer la integridad de los equipos o la seguridad de los operadores.

Adicionalmente, la arquitectura fue diseñada para interactuar con un relé digital GE Multilin 650, el cual actúa como núcleo de protección, automatización y supervisión del sistema. Este dispositivo recibe las señales provenientes de los diferentes elementos simulados, procesa la lógica programada y genera las órdenes

necesarias para ejecutar las maniobras correspondientes. La integración entre los diagramas de control desarrollados y el sistema de protección digital permitió construir una plataforma de entrenamiento capaz de representar tanto los aspectos convencionales de una subestación como las tecnologías digitales actualmente utilizadas en redes eléctricas inteligentes.

La Figura 2 presenta la arquitectura funcional general desarrollada para el banco de simulación. En ella se observa la integración de los cinco equipos principales de la bahía simulada, así como las señales de control, realimentación y enclavamiento que permiten coordinar las diferentes maniobras operativas. Esta representación constituye la base conceptual sobre la cual se desarrollaron posteriormente los diagramas individuales de cada equipo y las funciones de automatización implementadas en el relé digital.

Figura 2. Arquitectura funcional general y lógica de enclavamientos del banco de simulación de subestación eléctrica desarrollada en CADe SIMU.



Nota: La figura muestra la arquitectura global del sistema de simulación, integrada por el interruptor de potencia (+112), los seccionadores de barra (+111 y +115), el seccionador de línea (+117) y el seccionador de puesta a tierra (+119). Asimismo, se observan las lógicas de operación local-remota, las señales de realimentación y las condiciones de enclavamiento implementadas para garantizar una operación segura y consistente con los procedimientos utilizados en subestaciones eléctricas modernas.

Por último, la arquitectura funcional desarrollada permitió establecer una estructura modular y escalable para la implementación del banco de simulación. Esta característica facilita la incorporación futura de nuevos equipos, funciones avanzadas de protección, protocolos de comunicación industrial y sistemas SCADA, ampliando las capacidades del prototipo como herramienta de formación, investigación y desarrollo tecnológico en el área de sistemas eléctricos de potencia.

4.2. Diseño y construcción del banco de pruebas

4.2.1. Desarrollo del diseño de diagramas eléctricos, esquemas de control y configuraciones operativas del banco de pruebas

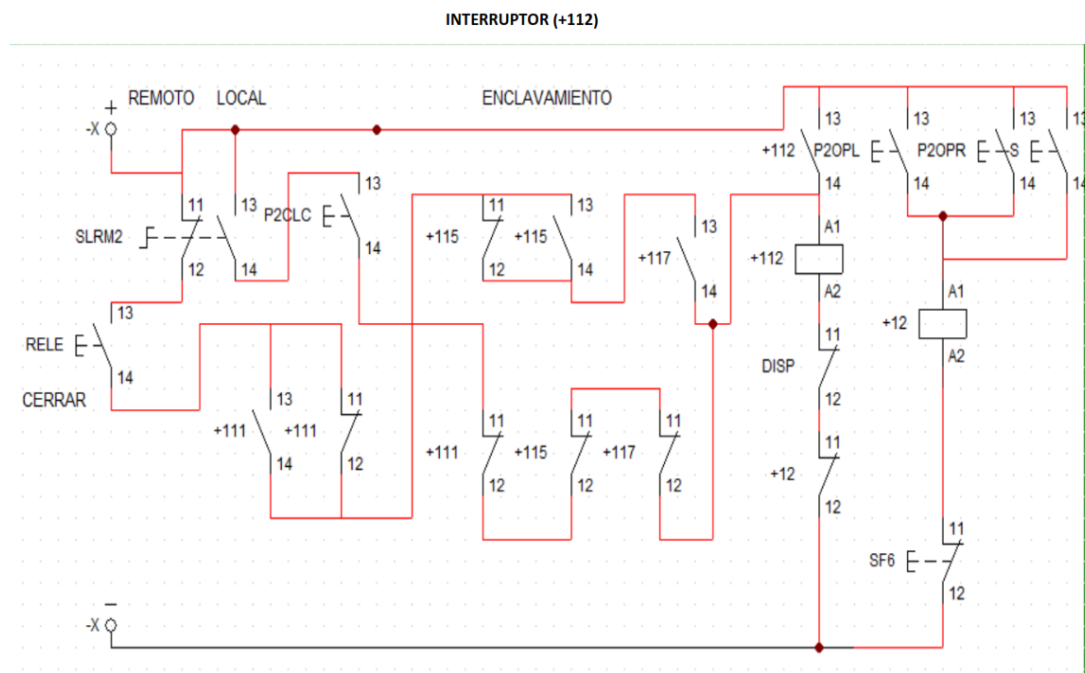
4.2.1.1 Diseño de la lógica de control del interruptor de potencia (+112)

El interruptor de potencia constituye el principal elemento de maniobra dentro de la bahía simulada, debido a que es el encargado de establecer o interrumpir la continuidad eléctrica entre las barras y la línea asociada. Por esta razón, su lógica de control fue desarrollada considerando criterios de seguridad, supervisión y coordinación operativa similares a los empleados en subestaciones eléctricas reales.

Como se observa en la Figura 3, la lógica implementada incorpora un esquema de operación local-remota mediante las señales SLRM0, permitiendo que las maniobras puedan ejecutarse desde el banco de simulación o desde el sistema de control asociado al relé digital. Una vez habilitado el modo de operación correspondiente, las señales de cierre y apertura son procesadas por el circuito de

control, el cual verifica previamente las condiciones de autorización necesarias para ejecutar la maniobra solicitada.

Figura 3. Lógica de control implementada para el interruptor de potencia (+112).



A su vez, la Figura 3 evidencia la incorporación de señales de supervisión y realimentación encargadas de confirmar el estado alcanzado por el interruptor después de cada operación. Estas señales permiten verificar si el equipo se encuentra abierto o cerrado, condición indispensable para habilitar o bloquear maniobras posteriores sobre los seccionadores asociados. De esta manera, se evita la ejecución de secuencias incompatibles que puedan generar condiciones inseguras dentro de la bahía simulada.

Adicionalmente, el circuito incorpora enclavamientos asociados a los diferentes equipos de patio, garantizando que la operación del interruptor se encuentre condicionada al estado de los seccionadores y dispositivos de puesta a tierra. Esta

filosofía de diseño reproduce fielmente las prácticas utilizadas en instalaciones reales, donde toda maniobra debe realizarse bajo condiciones previamente verificadas para garantizar la seguridad del sistema y de los operadores.

4.2.1.2 Diseño de la lógica de control del seccionador de barra 1 (+111)

El seccionador de barra 1 fue diseñado para representar las operaciones de conexión y desconexión asociadas a una de las barras principales de la subestación simulada. Debido a que este equipo no posee capacidad para interrumpir corrientes de carga, su operación debe realizarse bajo condiciones específicas de seguridad, las cuales fueron implementadas mediante diferentes mecanismos de enclavamiento.

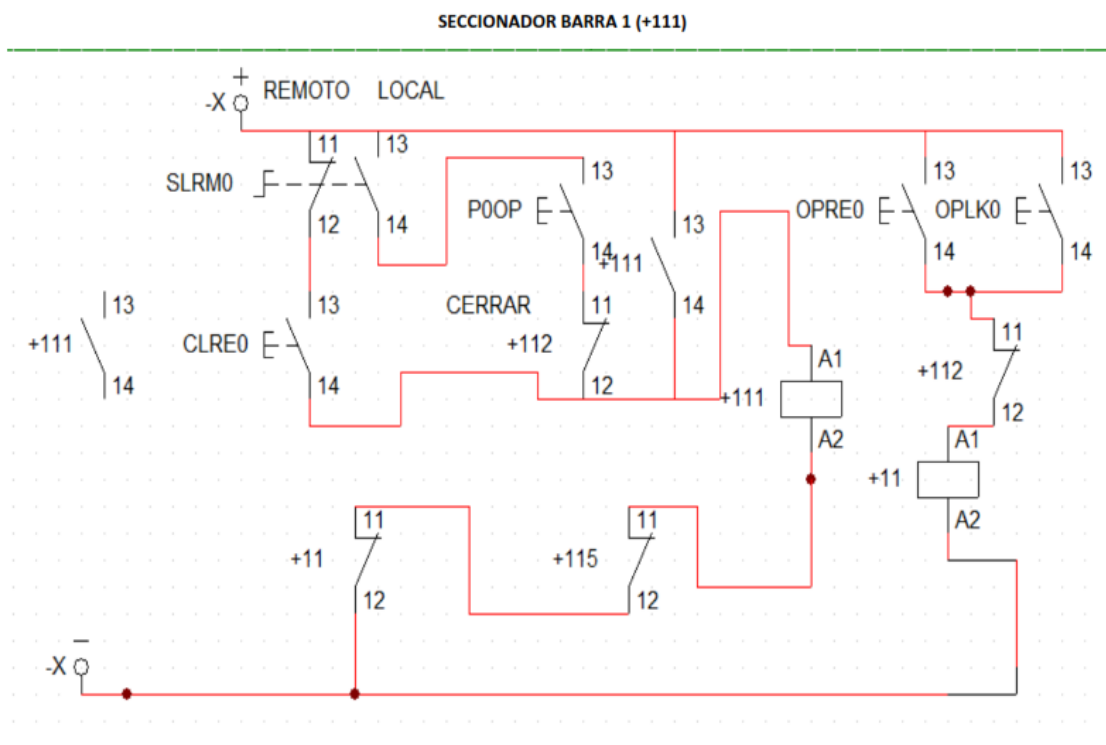
Tal como se presenta en la Figura 4, la lógica desarrollada contempla señales independientes para apertura y cierre, las cuales son habilitadas únicamente cuando se cumplen las condiciones operativas previamente definidas. Estas verificaciones incluyen el estado del interruptor principal y las condiciones de los demás equipos asociados a la bahía, evitando la ejecución de maniobras que puedan comprometer la estabilidad operativa del sistema.

La Figura 4 muestra además la utilización de contactos auxiliares que permiten supervisar continuamente la posición del seccionador. Esta información es utilizada posteriormente por el relé digital para validar nuevas secuencias de operación y actualizar el estado visualizado en las interfaces de supervisión del banco de simulación.

Gracias a la implementación de esta lógica fue posible reproducir las condiciones operativas presentes durante procedimientos de transferencia de carga, mantenimiento o reconfiguración de barras, permitiendo que los estudiantes

comprendan la importancia de los enclavamientos y de la coordinación entre equipos de maniobra dentro de una subestación eléctrica.

Figura 4. Lógica de control implementada para el seccionador de barra 1 (+111).

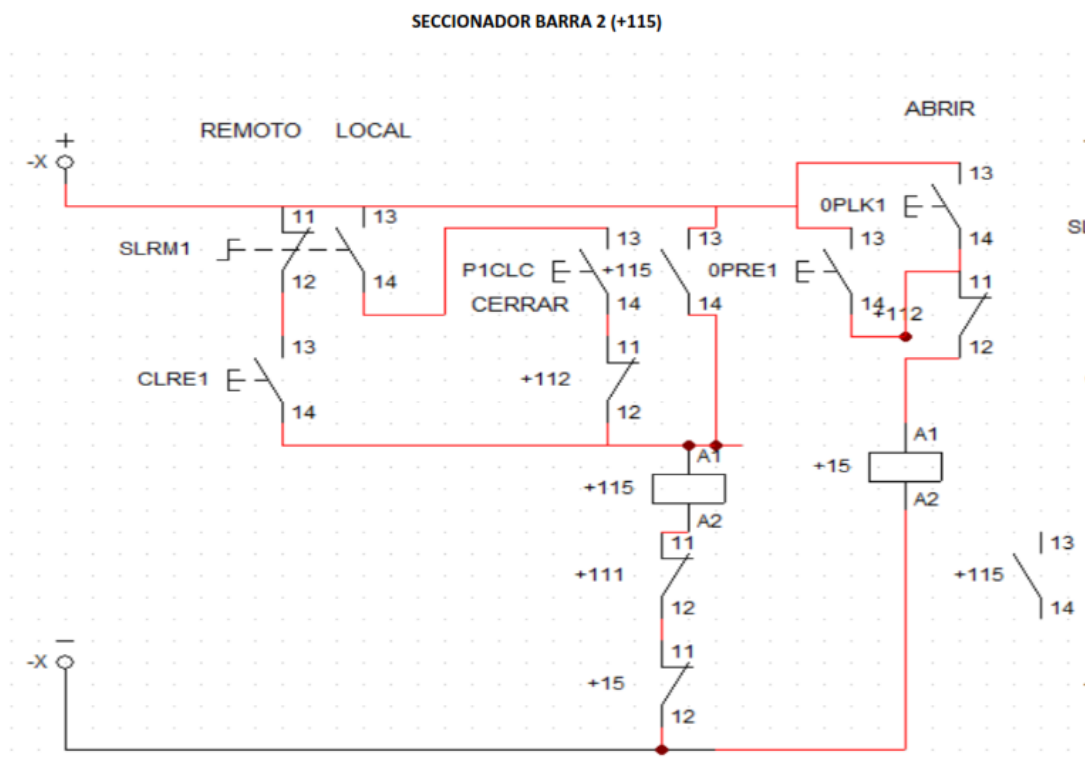


4.2.1.3 Diseño de la lógica de control del seccionador de barra 2 (+115)

La lógica de control asociada al seccionador de barra 2 fue desarrollada con el propósito de representar una configuración típica de doble barra utilizada en numerosas subestaciones eléctricas para incrementar la flexibilidad operativa y facilitar actividades de mantenimiento sin afectar la continuidad del servicio. Como se aprecia en la Figura 5, el circuito implementado incorpora señales de mando para apertura y cierre, así como contactos auxiliares destinados a verificar el estado operativo del equipo antes de autorizar cualquier maniobra. Estas condiciones

permiten garantizar que las operaciones se ejecuten de manera coordinada con el interruptor principal y con los demás seccionadores presentes en la bahía.

Figura 5. Lógica de control implementada para el seccionador de barra 2 (+115).



La Figura 5 también evidencia la incorporación de señales de realimentación encargadas de informar la posición del seccionador al sistema de control. Esta información resulta fundamental para la correcta ejecución de las secuencias operativas y para la validación de los enclavamientos implementados dentro del banco de simulación.

La utilización de una segunda barra permite recrear escenarios operativos más complejos y cercanos a los encontrados en instalaciones reales, proporcionando

una herramienta didáctica que facilita el aprendizaje de procedimientos de maniobra, transferencia y configuración de sistemas eléctricos de potencia.

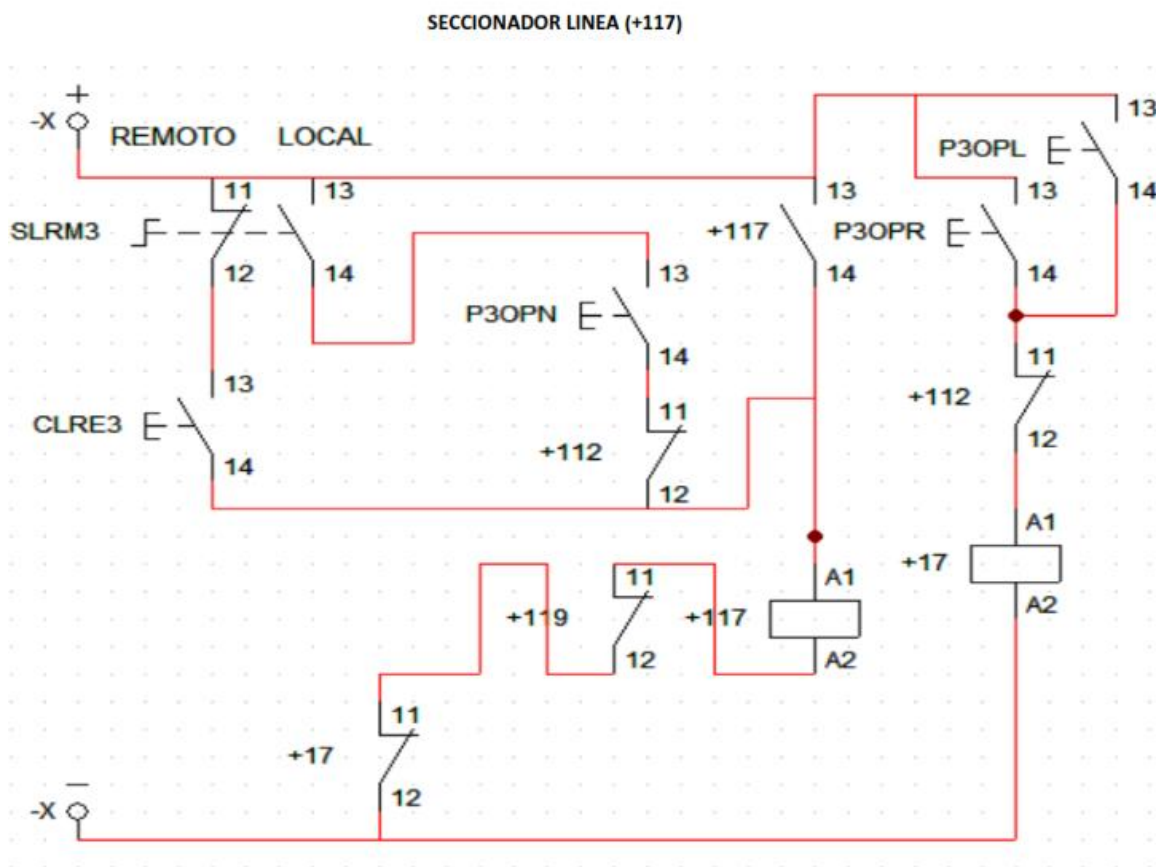
4.2.1.4 Diseño de la lógica de control del seccionador de línea (+117)

El seccionador de línea constituye el elemento encargado de conectar o aislar la línea asociada a la bahía simulada, permitiendo representar las maniobras que normalmente se realizan durante procesos de mantenimiento, transferencia operativa o aislamiento de circuitos dentro de una subestación eléctrica. Debido a la función que desempeña dentro de la configuración general del sistema, su lógica de control fue diseñada incorporando múltiples condiciones de autorización y enclavamiento destinadas a garantizar una operación segura.

Como se observa en la Figura 6, la lógica implementada contempla señales específicas para apertura y cierre, las cuales son procesadas únicamente cuando se cumplen las condiciones operativas definidas para el sistema. Antes de autorizar cualquier maniobra, el circuito verifica continuamente el estado del interruptor principal y de los demás seccionadores asociados a la bahía, evitando la ejecución de operaciones incompatibles que puedan generar configuraciones eléctricas inseguras.

La Figura 6 evidencia además la utilización de contactos auxiliares destinados a supervisar permanentemente la posición del seccionador. Estas señales de realimentación permiten confirmar la ejecución efectiva de cada maniobra y suministran información al sistema de protección y automatización para habilitar o bloquear operaciones posteriores. De esta manera, se garantiza que las secuencias de operación se desarrollen de forma coordinada y conforme a los criterios de seguridad establecidos durante el diseño del banco de simulación.

Figura 6. Lógica de control implementada para el seccionador de línea (+117).



Otro aspecto relevante de la lógica desarrollada corresponde a la coordinación entre el seccionador de línea y los dispositivos de puesta a tierra. Esta condición resulta fundamental en instalaciones reales, ya que evita la posibilidad de conectar accidentalmente a tierra un circuito que aún permanezca energizado. Gracias a estas verificaciones, el sistema reproduce las restricciones operativas utilizadas en subestaciones eléctricas convencionales y fortalece el aprendizaje relacionado con procedimientos seguros de maniobra.

4.2.1.5 Diseño de la lógica de control del seccionador de puesta a tierra (+119)

El seccionador de puesta a tierra representa uno de los dispositivos más importantes desde el punto de vista de la seguridad operativa, debido a que su función consiste en garantizar que determinados tramos del sistema permanezcan conectados a tierra durante actividades de mantenimiento, inspección o intervención técnica. Por esta razón, la lógica de control asociada a este equipo fue desarrollada incorporando los niveles más altos de restricción y supervisión dentro de toda la arquitectura funcional del banco de simulación.

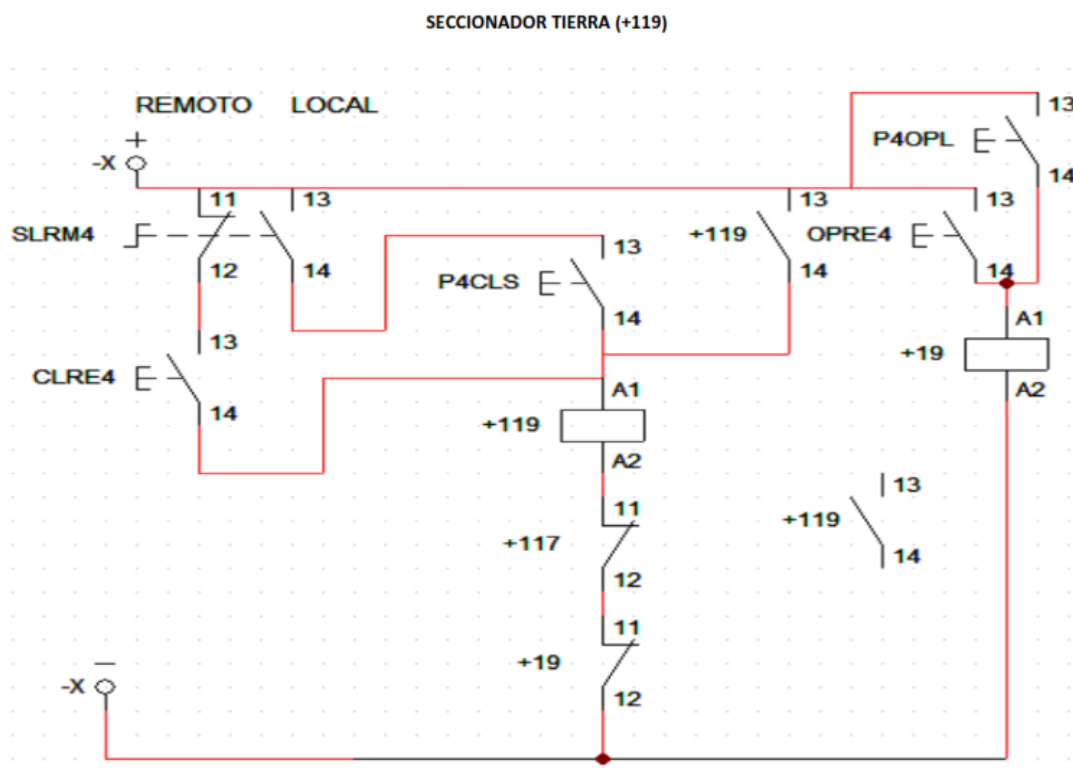
Tal como se aprecia en la Figura 7, el circuito implementado establece múltiples condiciones de autorización antes de permitir el cierre del seccionador de puesta a tierra. Estas verificaciones incluyen el estado del interruptor principal, la posición del seccionador de línea y la condición operativa de los demás elementos involucrados en la bahía. Solamente cuando todos los equipos se encuentran en una configuración segura de aislamiento, el sistema habilita la ejecución de la maniobra correspondiente.

La Figura 7 muestra además la presencia de contactos auxiliares y señales de realimentación encargadas de confirmar la posición alcanzada por el seccionador después de cada operación. Esta información es utilizada tanto por el sistema de automatización como por las demás lógicas de enclavamiento implementadas dentro del banco, garantizando que el estado operativo reportado coincida efectivamente con la condición física del dispositivo.

Uno de los aspectos más importantes de esta lógica corresponde a la prevención de maniobras incompatibles entre el seccionador de puesta a tierra y los demás equipos de la bahía. En una subestación real, la conexión accidental de un circuito energizado a tierra puede generar fallas severas, daños en equipos e incluso

riesgos para el personal operativo. Por este motivo, el diseño desarrollado incorpora mecanismos que bloquean automáticamente cualquier intento de operación que pueda comprometer la integridad del sistema.

Figura 7. Lógica de control implementada para el seccionador de puesta a tierra (+119).



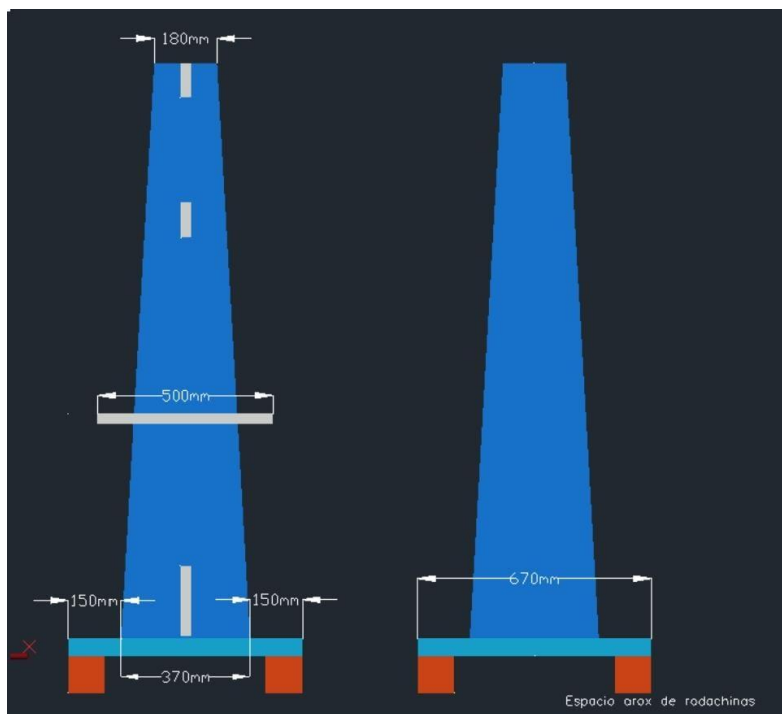
Finalmente, el seccionador de puesta a tierra se convierte en un elemento fundamental dentro de la estrategia global de enclavamientos del banco de simulación, ya que su estado influye directamente sobre las condiciones de operación del resto de los equipos. Esto permite fortalecer la formación práctica de los estudiantes en aspectos relacionados con seguridad eléctrica, coordinación operativa y aplicación de procedimientos normalizados de maniobra.

4.2.2. Desarrollo de la construcción e integración del banco de simulación mediante dispositivos de protección, automatización y control

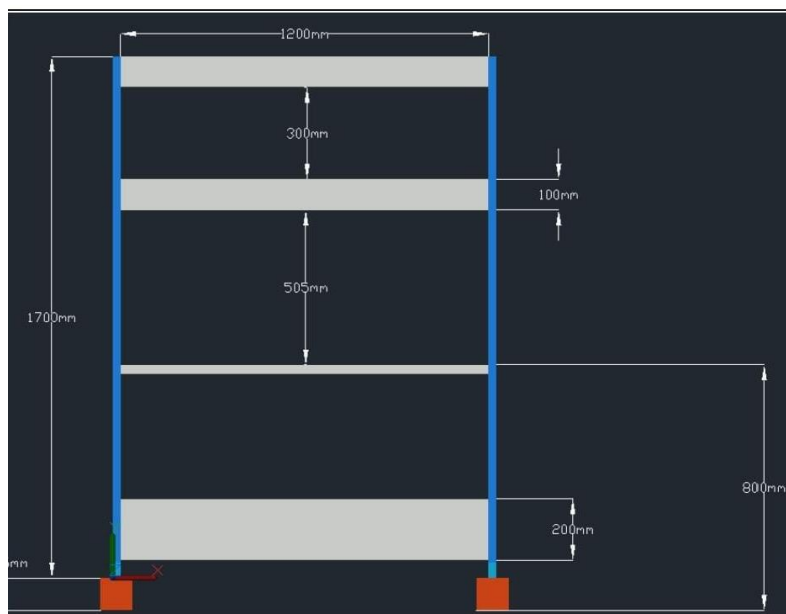
Una vez definida la arquitectura funcional del sistema y desarrollados los diagramas eléctricos de control para cada uno de los equipos de patio simulados, se procedió a la construcción física del banco de simulación. Esta etapa tuvo como objetivo materializar la plataforma de entrenamiento propuesta, proporcionando una estructura robusta y adaptable para la instalación de los dispositivos de protección, automatización y supervisión requeridos para reproducir el comportamiento operativo de una subestación eléctrica. El proceso constructivo se desarrolló de manera progresiva, iniciando con el diseño mecánico de la estructura de soporte y finalizando con la fabricación de los módulos que servirían como base para la integración de los equipos eléctricos y electrónicos.

Como primera actividad, se elaboró el diseño mecánico de la estructura principal utilizando herramientas de diseño asistido por computador (CAD), definiendo las dimensiones generales, puntos de soporte y espacios destinados a la instalación de los diferentes dispositivos de control. La propuesta contempló una estructura con una altura aproximada de 1700 mm y un ancho de 1200 mm, dimensiones seleccionadas para garantizar una adecuada visualización y accesibilidad de los elementos que conforman el banco de simulación. Adicionalmente, se diseñó un sistema de soporte móvil equipado con rodachinas industriales que permitiera el desplazamiento seguro del módulo dentro de los laboratorios y espacios académicos. La Figura 8 A presenta la vista frontal de la estructura propuesta, mientras que la Figura 8 B muestra la vista lateral y los elementos de movilidad incorporados al diseño.

Figura 8. Diseño mecánico de la estructura del banco de simulación. (A) Vista frontal con dimensiones generales. (B) Vista lateral y sistema de soporte móvil mediante rodachinas.



A



B

Posteriormente, se inició la fase de fabricación de la estructura metálica empleando perfiles estructurales de acero al carbono, seleccionados por su resistencia mecánica, disponibilidad comercial y facilidad de manufactura. Durante esta etapa se realizaron actividades de trazado, corte, conformado y soldadura de los diferentes componentes estructurales, garantizando el cumplimiento de las dimensiones establecidas en los planos de diseño. Asimismo, se efectuaron verificaciones dimensionales y de alineación con el fin de asegurar la estabilidad del conjunto antes de continuar con las etapas de acabado superficial y ensamblaje final.

La Figura 9 A muestra algunas de las actividades desarrolladas durante el proceso de fabricación de la estructura metálica, donde se observan los perfiles soldados y el sistema de desplazamiento instalado en la base del módulo. Posteriormente, una vez finalizadas las operaciones de manufactura, se realizaron labores de limpieza superficial, aplicación de recubrimientos anticorrosivos y pintura de acabado, con el propósito de proteger los componentes metálicos frente a la degradación ambiental y mejorar la presentación general del banco de simulación. El resultado de estas actividades puede observarse en la Figura 9 B, donde se aprecia la estructura terminada y preparada para la instalación de los sistemas de protección, automatización y control.

Figura 9. Construcción de la estructura física del banco de simulación. (A) Fabricación y ensamblaje de la estructura metálica. (B) Aplicación de acabados y preparación para la integración de dispositivos eléctricos y electrónicos.



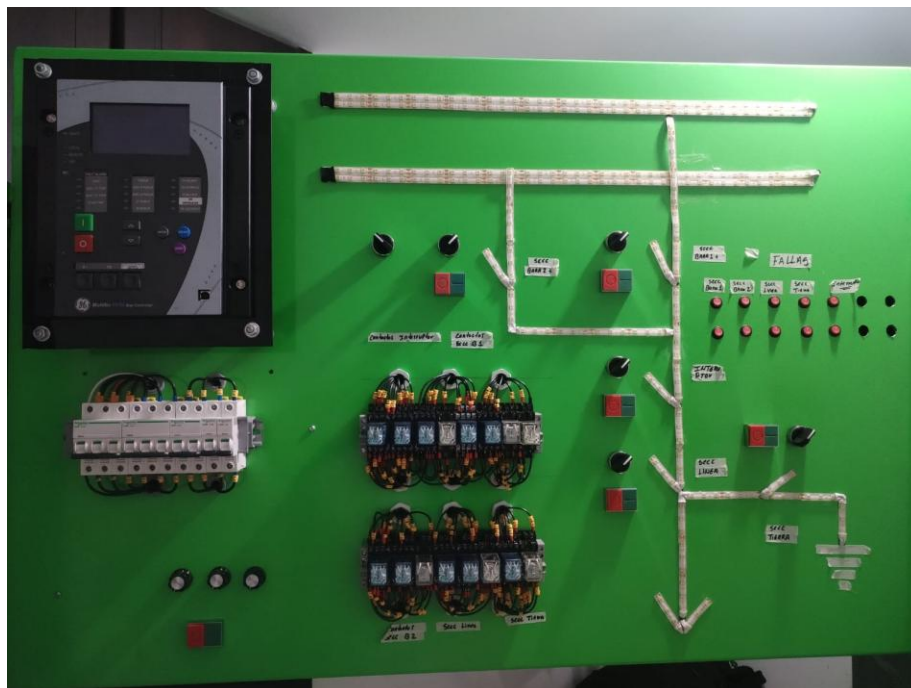
A



B

Una vez concluida la fabricación de la estructura metálica y verificada su estabilidad mecánica, se dio inicio a la etapa de integración de los diferentes dispositivos eléctricos y electrónicos que conforman el banco de simulación. Durante esta fase se realizó la instalación progresiva de los elementos de protección, automatización, supervisión y mando, procurando una distribución organizada que facilitara la operación del sistema, el acceso para actividades de mantenimiento y la identificación visual de cada uno de los equipos representados. La disposición de los componentes se desarrolló siguiendo la arquitectura funcional definida en la etapa de diseño, permitiendo conservar la correspondencia entre la representación física del banco y la configuración típica de una bahía de subestación eléctrica.

Figura 10. Vista general del banco de simulación de subestaciones eléctricas completamente integrado.



La Figura 10 presenta la vista general del banco de simulación completamente ensamblado. En ella se observa la integración del relé digital de protección, los

dispositivos de maniobra, el sistema de protección eléctrica, los relés auxiliares, el panel para simulación de fallas y la representación gráfica del esquema unifilar de la bahía. Esta configuración proporciona una plataforma didáctica que permite al estudiante identificar fácilmente la ubicación y función de cada uno de los elementos que intervienen en las operaciones de una subestación eléctrica.

Como núcleo del sistema de automatización se instaló el relé digital GE Multilin F650 Bay Controller, encargado de ejecutar las funciones de protección, supervisión y control de la bahía simulada. Su ubicación en la parte superior izquierda del tablero facilita el acceso del operador a la pantalla de visualización, al teclado de configuración y a los controles locales del equipo. La selección de este dispositivo obedeció a su capacidad para integrar múltiples entradas y salidas digitales, implementar lógica programable mediante FlexLogic y reproducir funciones de automatización utilizadas en subestaciones modernas. La Figura 11 presenta la integración física del relé dentro del banco de simulación.

Figura 11. Integración del relé digital GE Multilin F650 Bay Controller en el banco de simulación.



Como complemento de la representación funcional de la bahía, se incorporó un sistema de barras trifásicas ubicado en la parte posterior del banco, conformado por un elemento resistivo asociado a cada fase. Además de reproducir físicamente la disposición de las tres fases presentes en una subestación eléctrica, este sistema cumple una función eléctrica dentro del banco, al permitir la circulación de corriente durante las pruebas operativas. La corriente asociada a cada fase es supervisada por el relé digital GE Multilin F650, permitiendo evaluar su respuesta ante las condiciones configuradas para las funciones de protección por sobrecorriente temporizada e instantánea. De esta manera, las barras no constituyen únicamente un elemento de representación visual, sino que participan en la simulación de condiciones eléctricas necesarias para las pruebas de protección implementadas en el banco. La Figura 12 muestra el sistema de barras trifásicas instalado.

Figura 12. Sistema de barras trifásicas integrado al circuito eléctrico del banco de simulación de la bahía de subestación.



Para reproducir la lógica de enclavamientos y los contactos auxiliares requeridos durante las maniobras de operación se instalaron bancos de relés electromecánicos auxiliares. Estos dispositivos permiten aislar las señales provenientes del relé digital, ampliar la capacidad de maniobra del sistema y simular el comportamiento de los contactos auxiliares asociados al interruptor de potencia y a los diferentes seccionadores. La disposición modular adoptada facilita la identificación de los circuitos, simplifica las actividades de mantenimiento y posibilita futuras ampliaciones del banco de simulación. La Figura 13 presenta el conjunto de relés auxiliares instalado para la implementación de la lógica de control.

Figura 13. Relés auxiliares utilizados para la implementación de la lógica de control y los enclavamientos operativos del banco de simulación.



Con el propósito de garantizar la protección de los circuitos eléctricos del banco se incorporó un conjunto de interruptores termomagnéticos encargados de proteger

tanto los circuitos de alimentación como los sistemas de control. La distribución independiente de estos dispositivos permite aislar cada circuito durante actividades de mantenimiento o en presencia de fallas, incrementando la seguridad operativa y la confiabilidad del sistema. La Figura 14 muestra el sistema de protección eléctrica implementado mediante interruptores termomagnéticos.

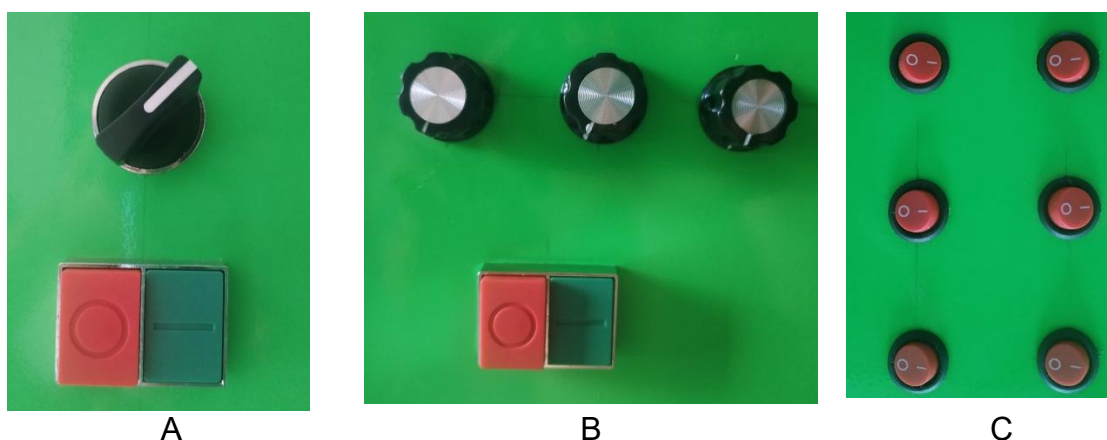
Figura 14. Sistema de protección eléctrica implementado mediante interruptores termomagnéticos para los circuitos de alimentación y control.



La interacción entre el operador y el banco de simulación se realiza mediante una interfaz física compuesta por pulsadores de apertura y cierre, selectores rotativos para la habilitación de maniobras y dispositivos indicadores asociados a los diferentes equipos de patio. Cada interruptor y seccionador dispone de sus respectivos elementos de mando, permitiendo ejecutar secuencias operativas similares a las utilizadas en una subestación convencional. Esta disposición facilita el aprendizaje de los procedimientos de operación y contribuye al desarrollo de

competencias prácticas relacionadas con la ejecución segura de maniobras eléctricas. La Figura 15 presenta los principales dispositivos de mando incorporados al banco.

Figura 15. Dispositivos de mando y operación utilizados para la ejecución de maniobras en el banco de simulación.



Finalmente, la representación gráfica de la bahía fue implementada mediante tiras LED de alta luminosidad distribuidas sobre el tablero siguiendo el esquema unifilar desarrollado durante la etapa de diseño. Cada tramo iluminado representa el estado operativo de las barras, el interruptor de potencia, los seccionadores y la línea, proporcionando al operador una referencia visual inmediata sobre la configuración del sistema durante la ejecución de las diferentes maniobras. Esta representación incrementa significativamente el valor didáctico del banco al permitir visualizar en tiempo real la configuración eléctrica de la bahía simulada. La Figura 16 presenta el esquema unifilar implementado mediante este sistema de iluminación.

Figura 16. Representación física del esquema unifilar de la bahía mediante tiras LED integradas al tablero de simulación.



Con la integración de los diferentes subsistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos fue posible consolidar una plataforma de entrenamiento capaz de reproducir las funciones básicas de protección, control, supervisión y operación de una bahía de subestación eléctrica. La implementación desarrollada constituye la base experimental para las etapas posteriores de parametrización del relé digital, configuración de la lógica de automatización y validación funcional del banco de simulación.

4.2.3. Proceso de implementación de sistema de control y automatización del banco

Una vez finalizada la integración física de los componentes eléctricos y electrónicos del banco de simulación, se procedió a la implementación del sistema de control y automatización encargado de coordinar la interacción entre los dispositivos de campo y el relé digital de protección. Esta etapa tuvo como propósito establecer la arquitectura lógica necesaria para que las señales generadas por los elementos de mando fueran procesadas por el sistema de protección, permitiendo reproducir las condiciones de operación de una bahía de subestación eléctrica bajo criterios similares a los utilizados en instalaciones reales.

Como primera actividad se realizó la identificación y asignación de todas las señales de entrada y salida requeridas por el banco de simulación. Para ello, se definió la correspondencia entre los pulsadores de apertura y cierre, los selectores de operación, los indicadores luminosos, los contactos auxiliares implementados mediante relés electromecánicos y las entradas digitales disponibles en el relé GE Multilin F650. De manera similar, se estableció la asignación de las salidas digitales responsables de ejecutar las maniobras sobre el interruptor de potencia, los seccionadores y los dispositivos de señalización incorporados en el tablero.

Posteriormente, se implementó la estructura lógica que gobierna la secuencia de operación del banco de simulación. Dicha estructura contempló la definición de las condiciones de habilitación para cada maniobra, la supervisión permanente del estado de los equipos de patio y la incorporación de enclavamientos eléctricos destinados a impedir operaciones incompatibles con la filosofía de operación de una subestación eléctrica. Estas restricciones permiten evitar, por ejemplo, el cierre de un seccionador bajo carga, la operación simultánea de equipos incompatibles o la ejecución de maniobras que comprometan la seguridad del sistema.

Con el fin de reproducir un comportamiento operativo similar al de una bahía real, la lógica de control fue diseñada siguiendo una arquitectura basada en señales digitales de estado, autorización y operación. Cada maniobra ejecutada por el operador genera una secuencia de procesamiento que involucra la verificación de las condiciones de seguridad, la validación de los enclavamientos definidos y, finalmente, la autorización de la operación correspondiente. Este procedimiento garantiza que las acciones ejecutadas desde el banco respondan a una lógica de funcionamiento coherente con los procedimientos utilizados en subestaciones automatizadas.

Adicionalmente, se definió la estructura de supervisión necesaria para el seguimiento del estado de cada uno de los dispositivos implementados en el banco. Esta estructura permite identificar en todo momento la posición de los equipos de maniobra, el estado de las señales provenientes de los contactos auxiliares y la disponibilidad de los circuitos de control, proporcionando la información requerida para la ejecución segura de las maniobras y la posterior validación funcional del sistema.

Como parte de esta etapa también se preparó el entorno para la simulación de condiciones normales de operación y escenarios de falla. Para ello se establecieron las señales que representarían eventos asociados a sobrecorrientes, fallas de fase, fallas a tierra y demás condiciones anormales contempladas dentro de la arquitectura del banco. Estas señales serían posteriormente utilizadas durante la parametrización del relé y las pruebas funcionales para verificar la correcta actuación de las funciones de protección implementadas.

Finalmente, una vez completada la integración entre el hardware del banco y la arquitectura lógica de control, se verificó la continuidad de las señales, la correspondencia entre las entradas y salidas definidas y la correcta comunicación

entre los dispositivos instalados. Esta etapa permitió garantizar que el sistema se encontraba en condiciones adecuadas para iniciar el proceso de configuración y parametrización del relé digital GE Multilin F650, así como la ejecución de las pruebas operativas y de validación funcional desarrolladas en las siguientes secciones del presente trabajo.

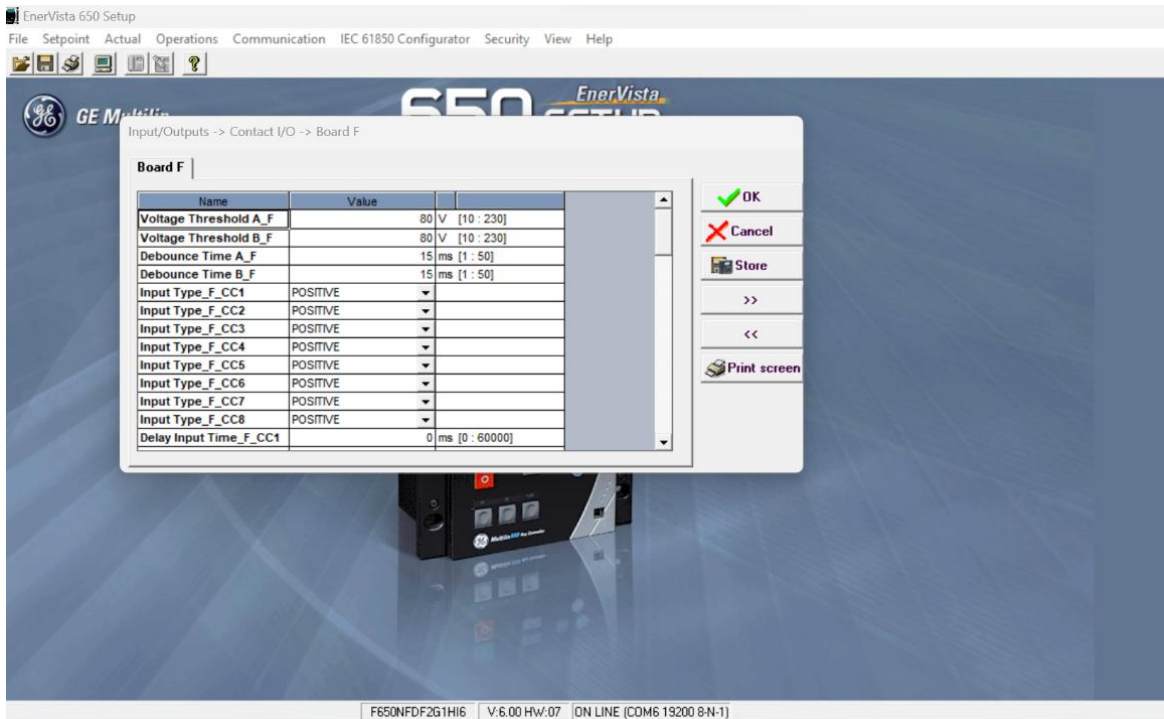
4.3. Validación operativa y análisis funcional del sistema

4.3.1. Configuración y parametrización del relé digital GE Multilin F650

Una vez implementado el sistema de control e integrada la totalidad de los dispositivos que conforman el banco de simulación, se inició el proceso de configuración y parametrización del relé digital GE Multilin F650 Bay Controller, dispositivo encargado de ejecutar las funciones de protección, supervisión, automatización y control de la bahía eléctrica simulada. Esta etapa tuvo como propósito adaptar el funcionamiento del relé a las características particulares del banco desarrollado, estableciendo la correspondencia entre las señales físicas provenientes de los dispositivos de campo y las funciones internas del equipo.

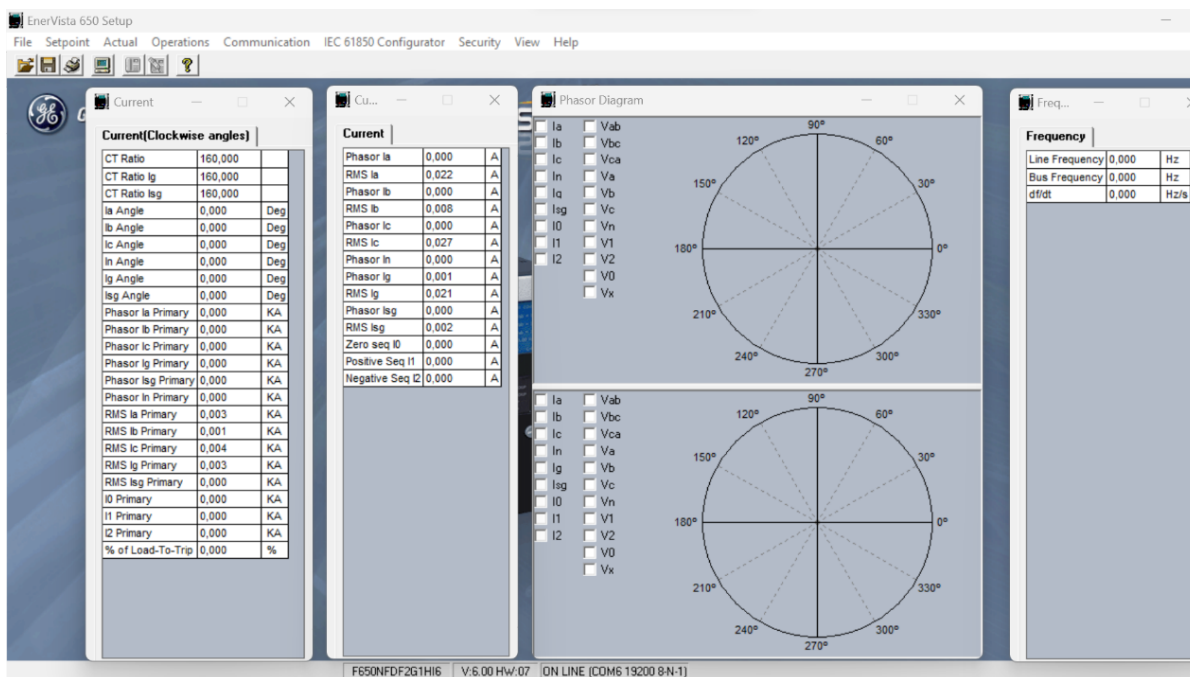
Para el desarrollo de esta actividad se utilizó el software EnerVista 650 Setup, suministrado por el fabricante, el cual permite establecer comunicación directa con el relé mediante su interfaz de programación y acceder a la totalidad de los parámetros de configuración, funciones de protección, lógica programable, supervisión de señales y herramientas de diagnóstico. A través de esta plataforma fue posible parametrizar cada uno de los módulos requeridos para el correcto funcionamiento del banco de simulación. La Figura 17 presenta la interfaz principal del software empleado durante el proceso de configuración.

Figura 17. Interfaz principal del software EnerVista 650 Setup utilizado para la configuración del relé GE Multilin F650.



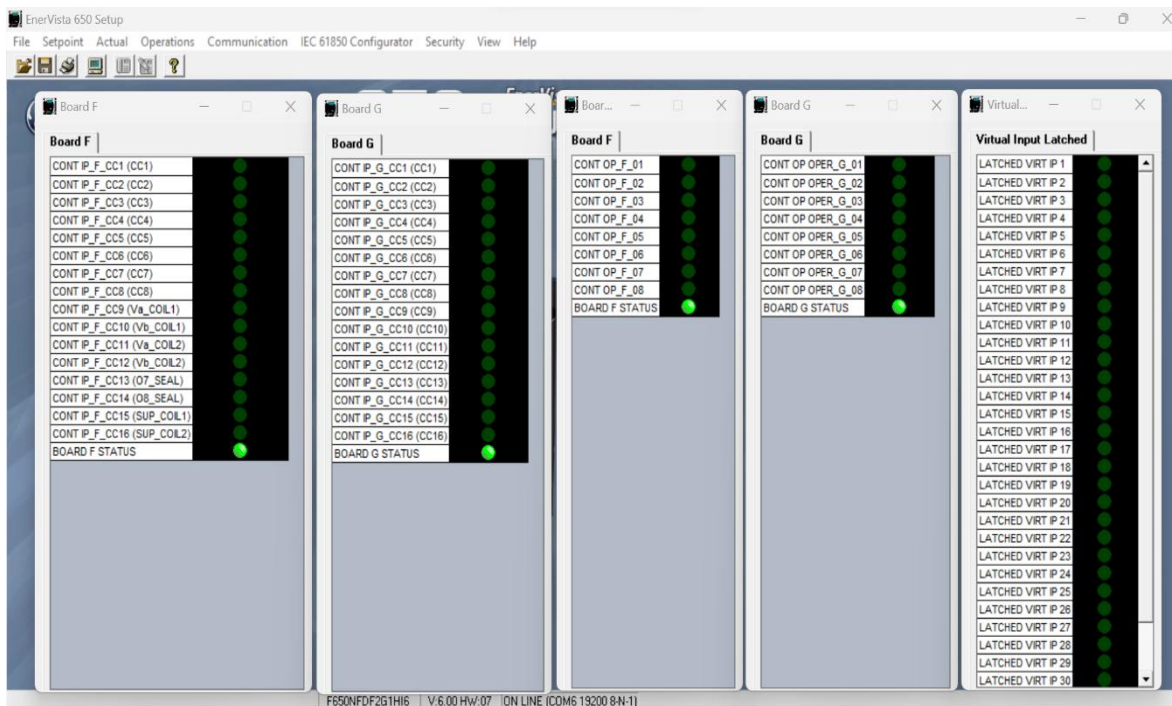
Como primera actividad se configuraron las entradas digitales asociadas a los diferentes dispositivos instalados en el banco de simulación. Durante este procedimiento se definieron los niveles de tensión de operación, la polaridad de las señales, los tiempos de filtrado (debounce) y la asignación correspondiente a cada una de las tarjetas de entradas digitales disponibles en el relé. Esta parametrización permitió garantizar una adecuada adquisición de las señales provenientes de pulsadores, selectores, contactos auxiliares y demás dispositivos de mando, minimizando la posibilidad de falsas detecciones ocasionadas por rebotes mecánicos o perturbaciones eléctricas. La Figura 18 presenta parte de la configuración realizada sobre las entradas digitales del sistema.

Figura 18. Parametrización de las entradas digitales del relé mediante el software EnerVista 650 Setup.



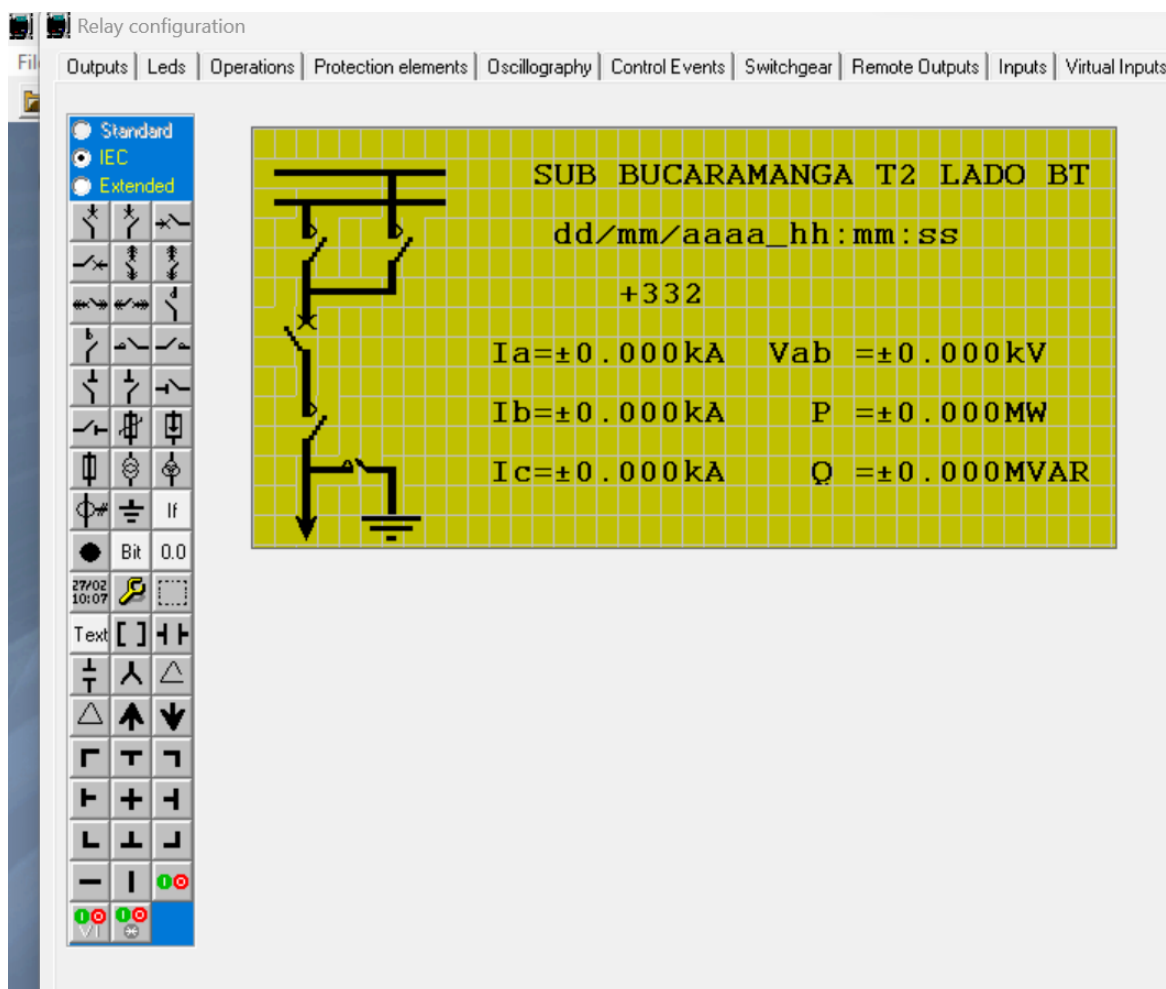
Una vez configuradas las entradas y salidas, se verificó el comportamiento de cada una de las señales utilizando las herramientas de monitoreo incorporadas en el software. Esta funcionalidad permitió visualizar en tiempo real el estado lógico de las entradas, salidas y variables internas del relé, facilitando la validación del cableado implementado y comprobando la correcta respuesta del sistema frente a las diferentes acciones ejecutadas desde el tablero de simulación. Asimismo, esta herramienta constituyó un mecanismo de diagnóstico durante el proceso de puesta en marcha del banco. La Figura 19 muestra la ventana de supervisión empleada para esta verificación.

Figura 19. Supervisión en tiempo real de las entradas y salidas digitales implementadas en el relé GE Multilin F650.



Posteriormente se configuró la representación gráfica de la bahía mediante el editor del diagrama unifilar disponible en EnerVista. Esta herramienta permitió reproducir la disposición del interruptor de potencia, los seccionadores, las barras principales y el seccionador de puesta a tierra implementados físicamente en el banco de simulación. De esta manera, el operador dispone de una representación gráfica del estado operativo del sistema similar a la utilizada en plataformas de supervisión y control de subestaciones eléctricas, facilitando la interpretación de las maniobras y el seguimiento de la operación del banco. La Figura 20 presenta el diagrama unifilar desarrollado para este proyecto.

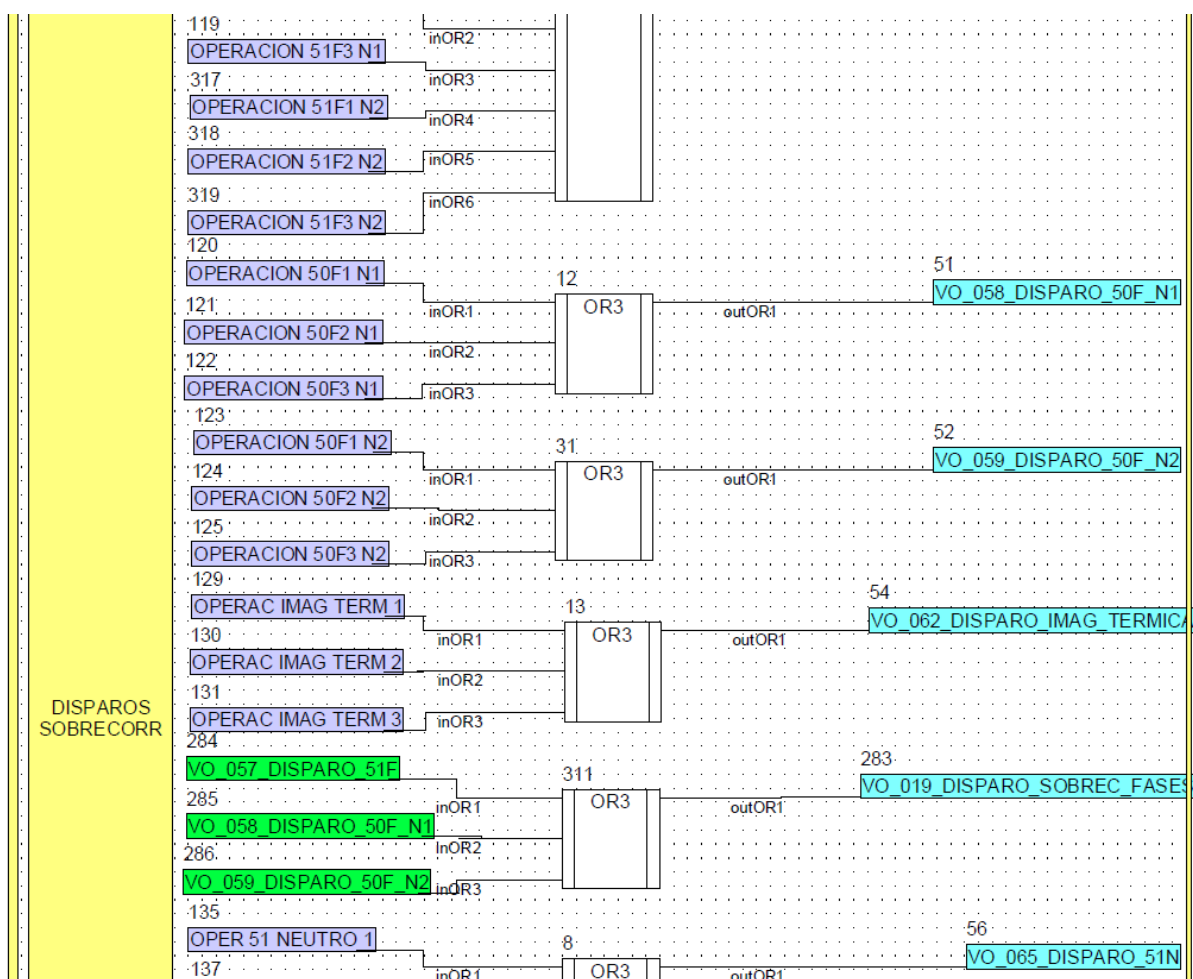
Figura 20. Configuración del diagrama unifilar de la bahía mediante el editor gráfico del software EnerVista.



La implementación de la lógica de automatización se desarrolló utilizando la herramienta FlexLogic, incorporada en el relé GE Multilin F650. Esta plataforma permite construir funciones lógicas mediante operadores booleanos, temporizadores, señales virtuales y bloques funcionales, posibilitando la implementación de enclavamientos eléctricos, autorizaciones de maniobra, condiciones de disparo y secuencias de operación. La lógica desarrollada fue estructurada siguiendo la filosofía operativa definida durante el diseño del banco,

garantizando que las órdenes de apertura, cierre y actuación de las funciones de protección únicamente fueran ejecutadas cuando se cumplieran las condiciones de seguridad previamente establecidas. La Figura 21 presenta un fragmento de la lógica digital implementada mediante FlexLogic.

Figura 21. Implementación de la lógica digital mediante la herramienta FlexLogic del relé GE Multilin F650.



La parametrización realizada permitió establecer la correspondencia entre las señales físicas del banco de simulación y las funciones internas del relé digital, asegurando la correcta interacción entre el hardware desarrollado y el sistema de

protección. Esta configuración constituyó la base para la ejecución de las pruebas funcionales, la simulación de condiciones normales de operación y la validación de las funciones de protección desarrolladas durante las etapas posteriores del proyecto.

4.3.2. Proceso de ejecución de pruebas funcionales y simulaciones prácticas para la validación operativa del banco de simulación

Una vez finalizada la configuración del relé digital GE Multilin F650 y establecida la integración de las señales de entrada y salida con los dispositivos del banco, se desarrolló el proceso de validación operativa mediante pruebas funcionales orientadas a comprobar las secuencias de maniobra, los niveles de operación y las condiciones de enclavamiento implementadas.

Para la ejecución de las pruebas se estableció un protocolo de verificación basado en el estado inicial de los equipos, el nivel de operación seleccionado, la orden de mando aplicada y la respuesta esperada del sistema. Se consideraron los cinco elementos principales representados en la bahía: interruptor de potencia +112, seccionador de barra 1 +111, seccionador de barra 2 +115, seccionador de línea +117 y seccionador de puesta a tierra +119.

Las pruebas fueron organizadas considerando los niveles 0 y 1 implementados en el banco. En el nivel 0 se evaluaron las maniobras ejecutadas desde los dispositivos físicos de mando, mientras que en el nivel 1 se comprobaron las órdenes gestionadas mediante el sistema asociado al relé GE Multilin F650. Para cada nivel se establecieron previamente las posiciones de los equipos involucrados y posteriormente se aplicaron órdenes de apertura o cierre con el propósito de comprobar tanto la ejecución de maniobras permitidas como el bloqueo de aquellas que no cumplían las condiciones de enclavamiento.

Para el interruptor de potencia +112 se realizaron pruebas de apertura y cierre modificando la posición de los seccionadores asociados. El procedimiento permitió evaluar diferentes combinaciones operativas de los seccionadores de barra +111 y +115, el seccionador de línea +117 y el seccionador de puesta a tierra +119. En cada condición se aplicó la orden correspondiente y se verificó si esta era autorizada o negada por la lógica implementada. Los registros contemplaron explícitamente escenarios de cierre permitido y de bloqueo por condiciones incompatibles.

De manera similar, para los seccionadores de barra +111 y +115 se realizaron maniobras de apertura y cierre considerando la posición del interruptor y la condición del seccionador de barra complementario. El procedimiento permitió comprobar las restricciones establecidas para la operación entre barras y la ejecución consecutiva de las maniobras.

La validación del seccionador de línea +117 y del seccionador de puesta a tierra +119 se realizó considerando el enclavamiento existente entre ambos dispositivos. Para +117 se verificó la autorización de cierre bajo la condición de interruptor abierto y seccionador de tierra abierto. Para +119 se estableció como condición de prueba la posición abierta del seccionador de línea, verificando de esta forma la lógica destinada a impedir configuraciones incompatibles entre la conexión de la línea y su puesta a tierra.

Posteriormente se repitieron las maniobras previstas para el nivel 1, empleando el relé como parte del sistema de control. En estas pruebas se evaluaron órdenes de cierre del interruptor, maniobras de los seccionadores de barra, cierre del seccionador de línea, cierre del seccionador de tierra y apertura de los dispositivos, conservando las condiciones de enclavamiento establecidas en el nivel de operación anterior.

Para cada ensayo se registraron la condición inicial de los equipos, el nivel de operación, la posición abierta o cerrada de cada elemento, la orden aplicada, el estado final de la maniobra y el concepto funcional obtenido. La Tabla 10 presenta la estructura utilizada para documentar el procedimiento de validación.

Tabla 10. Criterios utilizados para el registro de las pruebas funcionales

Parámetro	Descripción
Nivel de operación	Nivel 0 o nivel 1
Equipo evaluado	+112, +111, +115, +117 o +119
Posición inicial	Estado abierto o cerrado de los equipos involucrados
Orden de mando	Apertura o cierre
Respuesta esperada	Autorización o bloqueo de la maniobra según la lógica
Estado final	Resultado obtenido después de aplicar la orden
Concepto	Verificación del comportamiento funcional

Fuente: elaboración propia.

La respuesta del sistema fue comprobada mediante la actuación física de los elementos de control, la señalización del diagrama unifilar luminoso y la supervisión de los estados asociados al sistema implementado. Las diferentes configuraciones obtenidas fueron registradas fotográficamente como evidencia de las pruebas realizadas. El protocolo completo con las combinaciones de estados y órdenes de mando se presenta en el Anexo A.

4.3.3. Proceso de análisis técnico de resultados y evaluación funcional del sistema implementado

Una vez finalizadas las pruebas funcionales, se realizó el análisis técnico de los registros obtenidos con el propósito de evaluar el comportamiento integral del banco de simulación. Para ello, se contrastaron las respuestas observadas durante las

maniobras con las condiciones de operación establecidas previamente en la lógica de control, considerando como criterios de análisis la ejecución de órdenes permitidas, el bloqueo de maniobras incompatibles, la respuesta de los enclavamientos y la correspondencia entre los estados físicos de los equipos y su representación en el sistema de supervisión.

El análisis se realizó a partir de la matriz de pruebas desarrollada para los niveles 0 y 1. Para cada secuencia se revisó la posición inicial del interruptor de potencia +112, los seccionadores de barra +111 y +115, el seccionador de línea +117 y el seccionador de puesta a tierra +119; posteriormente, se contrastó la orden aplicada con el estado final registrado. De esta forma, una respuesta fue considerada funcionalmente correcta cuando una maniobra habilitada fue ejecutada o cuando una orden incompatible fue bloqueada por la lógica de enclavamiento. Los registros experimentales incluyeron ambos tipos de comportamiento.

La evaluación también consideró la conservación de las restricciones operativas entre los diferentes niveles de control. En particular, se verificó que las maniobras realizadas en el nivel 1 mantuvieran las condiciones de enclavamiento definidas para la operación de los equipos, de manera que el cambio en el nivel de mando no eliminara las restricciones de seguridad incorporadas en la lógica.

Como parte del análisis funcional se consideró además el comportamiento de la carga resistiva incorporada al banco. El sistema dispone de una resistencia equivalente de 48Ω y una potencia máxima de 300 W, cuya condición de operación puede modificarse mediante el sistema de regulación instalado. Para establecer los valores eléctricos correspondientes a cada condición se emplearon las relaciones:

$$V = \frac{\%}{100} V_n \quad \text{Ec1.}$$

$$I = \frac{V}{R} \quad \text{Ec2.}$$

$$P = VI = \frac{V^2}{R} \quad \text{Ec3.}$$

donde V_n corresponde a la tensión nominal de 120 V y R a la resistencia equivalente de 48 Ω . Este procedimiento permitió establecer condiciones de carga desde 0 hasta 300 W para su utilización en la evaluación del sistema de protección.

Finalmente, se analizaron los parámetros establecidos para las funciones de protección configuradas en el relé GE Multilin F650, considerando las relaciones de transformación definidas para corriente y tensión. La evaluación contempló las funciones de sobrecorriente temporizada e instantánea de fase y neutro, así como las funciones de subtensión y sobretensiones configuradas durante la parametrización.

5. RESULTADOS

5.1. Determinación de materiales y tecnologías para el banco de simulación

5.1.1. Resultados de la revisión bibliográfica y técnica sobre sistemas de protección y automatización

La revisión bibliográfica realizada en las bases de datos Scopus e IEEE Xplore permitió identificar las principales tendencias tecnológicas asociadas a la protección, automatización y supervisión de subestaciones eléctricas modernas. El análisis de los 113 documentos seleccionados evidenció una transición desde sistemas convencionales basados en equipos electromecánicos hacia arquitecturas digitales integradas, capaces de combinar funciones de protección, monitoreo, comunicación y control dentro de una misma plataforma tecnológica.

Entre los temas más recurrentes encontrados en la literatura destacan los sistemas de automatización de subestaciones (SAS) y el estándar IEC 61850, los cuales son considerados elementos fundamentales para mejorar la confiabilidad operativa, la interoperabilidad entre dispositivos y la supervisión en tiempo real de los procesos eléctricos. La frecuencia con la que estos conceptos aparecen en las publicaciones analizadas demuestra su relevancia dentro de las tendencias actuales de modernización de subestaciones.

Otro aspecto ampliamente reportado corresponde al uso de dispositivos electrónicos inteligentes (IED), capaces de integrar funciones de protección, medición, supervisión y control en un único equipo. Esta tendencia respaldó la selección del relé digital GE Multilin 650 como elemento central del banco de simulación, debido a que sus características funcionales se alinean con las capacidades descritas en la literatura especializada para este tipo de dispositivos.

Finalmente, la revisión identificó una creciente utilización de plataformas de prueba, simulación y entrenamiento para la validación de sistemas de protección y automatización. Estos entornos permiten reproducir condiciones operativas reales de manera segura, facilitando el estudio de maniobras, enclavamientos y estrategias de control. Los resultados obtenidos sirvieron como base para la selección de los componentes y tecnologías implementados en el proyecto, tal como se resume en la Tabla 11.

Tabla 11. *Componentes seleccionados para la implementación del banco de simulación de subestaciones eléctricas*

Tendencia identificada	Evidencia encontrada en la literatura	Aplicación en el banco de simulación
Automatización de subestaciones (SAS)	Presencia recurrente de sistemas de automatización y control de bahías	Diseño de una arquitectura de operación local-remota
IEC 61850 e interoperabilidad	Uso de GOOSE, Process Bus e intercambio digital de información	Base para futuras ampliaciones del sistema
Dispositivos IED	Integración de protección, supervisión y control en un único equipo	Selección del relé GE Multilin 650
Supervisión digital	Monitoreo de estados y variables eléctricas en tiempo real	Implementación de EnerVista UR Setup
Plataformas de prueba y entrenamiento	Desarrollo de <i>test-bed</i> y bancos de simulación para capacitación	Construcción del banco de simulación propuesto
Lógicas programables	Uso de automatización y enclavamientos digitales	Implementación de FlexLogic y secuencias de maniobra

Nota: Elaboración propia a partir de la revisión bibliográfica realizada en Scopus e IEEE Xplore sobre sistemas de protección, automatización y control de subestaciones eléctricas.

Como se observa en la Tabla 11, las tecnologías identificadas durante la revisión bibliográfica presentan una relación directa con los componentes y funcionalidades incorporadas en el banco de simulación desarrollado. Esto evidencia que la

arquitectura implementada se encuentra alineada con las tendencias actuales en protección y automatización de subestaciones eléctricas, fortaleciendo la pertinencia técnica y académica del proyecto.

5.1.2. Resultados de la selección de materiales, dispositivos y herramientas virtuales

Con base en el proceso de evaluación realizado en la sección 4.1.2, se seleccionaron los componentes necesarios para el banco de simulación de subestaciones eléctricas. La elección se realizó considerando criterios técnicos, operativos y académicos.

El relé GE Multilin 650 fue seleccionado como elemento principal de protección y control, debido a sus capacidades de supervisión, automatización y lógica programable. Para representar los equipos de patio se definió una configuración compuesta por un interruptor de potencia, dos seccionadores de barra, un seccionador de línea y un seccionador de puesta a tierra, permitiendo simular las maniobras básicas de una bahía de subestación.

Adicionalmente, se incorporaron pulsadores, selectores local-remoto, contactos auxiliares y dispositivos de señalización para representar las señales de campo y facilitar la interacción con el sistema. En cuanto al software, se seleccionó CAdE SIMU para el diseño y validación de circuitos de control, y EnerVista UR Setup para la configuración y supervisión del relé.

La integración de estos elementos permitió cubrir los requerimientos funcionales del banco de simulación y disponer de una plataforma adecuada para actividades de formación y experimentación.

La Tabla 12 presenta los principales componentes seleccionados y su función dentro del sistema. En esta se observa que la selección realizada permitió integrar dispositivos de protección, elementos de maniobra y herramientas de software dentro de una arquitectura tecnológica coherente con los objetivos del proyecto. La combinación de estos componentes hizo posible el desarrollo de una plataforma capaz de reproducir las condiciones operativas de una subestación eléctrica, proporcionando una herramienta de apoyo para actividades de formación, experimentación y validación de estrategias de protección y control.

Tabla 12. Componentes seleccionados para la implementación del banco de simulación de subestaciones eléctricas

Categoría	Componente seleccionado	Función dentro del sistema
Protección y control	Relé GE Multilin 650	Protección, supervisión, automatización y lógica programable
Equipo de patio simulado	Interruptor de potencia (+112)	Maniobra principal de conexión y desconexión
Equipo de patio simulado	Seccionador barra 1 (+111)	Conexión operativa a barra principal
Equipo de patio simulado	Seccionador barra 2 (+115)	Transferencia y configuración de barra
Equipo de patio simulado	Seccionador de línea (+117)	Conexión y aislamiento de línea
Equipo de patio simulado	Seccionador de puesta a tierra (+119)	Seguridad y aislamiento para mantenimiento
Dispositivos electromecánicos	Pulsadores de mando	Ejecución de órdenes de apertura y cierre
Dispositivos electromecánicos	Selector local-remoto	Selección del modo operativo
Dispositivos electromecánicos	Contactos auxiliares	Realimentación y supervisión de estados

Herramienta de diseño	CADe SIMU	Diseño y validación de circuitos eléctricos
Herramienta de configuración	EnerVista UR Setup	Parametrización y supervisión del relé

Nota: Elaboración propia

5.1.3. Resultados de la arquitectura funcional y diagramas conceptuales del sistema

El diseño de la arquitectura funcional permitió establecer una estructura organizada para la integración de los sistemas de protección, automatización y supervisión implementados en el banco de simulación. Como resultado de esta etapa se obtuvo un modelo funcional que sirvió como base para la construcción física del prototipo, la implementación de la lógica de control y la parametrización del relé digital GE Multilin F650.

La arquitectura desarrollada permitió representar la filosofía de operación de una bahía de subestación eléctrica mediante la integración coordinada del interruptor de potencia, los seccionadores, el sistema de supervisión y las funciones de enclavamiento. Asimismo, el diseño estableció la interacción entre los dispositivos físicos del banco y el sistema digital de protección, garantizando una estructura coherente para la ejecución de maniobras y la posterior validación funcional.

Como resultado del proceso de diseño se obtuvo una arquitectura modular, escalable y compatible con plataformas modernas de automatización de subestaciones, permitiendo la incorporación de funciones de supervisión, operación local-remota y lógica programable para la coordinación de los equipos de maniobra. Las principales características obtenidas se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. Resultados del diseño de la arquitectura funcional del banco de simulación

Característica desarrollada	Resultado obtenido
Configuración de la bahía simulada	Interruptor de potencia (+112), dos seccionadores de barra (+111 y +115), seccionador de línea (+117) y seccionador de puesta a tierra (+119)
Filosofía de operación	Operación local y remota
Estrategia de supervisión	Señales digitales de mando, estado y realimentación
Estrategia de control	Lógica secuencial con enclavamientos operativos
Plataforma de protección y automatización	Relé digital GE Multilin F650
Herramientas empleadas	CADe SIMU para el diseño lógico y EnerVista 650 Setup para configuración y supervisión
Escalabilidad	Preparada para incorporar nuevas funciones de protección, protocolos IEC 61850 y sistemas SCADA

Además de las características técnicas obtenidas, la arquitectura funcional permitió consolidar un conjunto de capacidades operativas que servirían como base para las etapas de construcción, configuración y validación del banco de simulación. Estos indicadores evidencian el alcance funcional alcanzado durante el proceso de diseño y se resumen en la Tabla 14.

Tabla 14. Indicadores funcionales obtenidos a partir del diseño de la arquitectura del banco de simulación

Indicador funcional	Valor obtenido
Equipos de maniobra representados	5
Interruptores de potencia	1
Seccionadores implementados	4
Modos de operación	2 (Local y Remoto)
Tipos de señales implementadas	3 (Mando, Estado y Realimentación)
Sistema de enclavamientos	Implementado
Integración con relé digital (IED)	Sí

Compatibilidad con software de configuración	Sí
Posibilidad de ampliación hacia sistemas SCADA	Sí

Los resultados obtenidos evidencian que la arquitectura funcional satisface los requerimientos establecidos durante la etapa de diseño y proporciona una base sólida para la implementación física del banco de simulación. La estructura desarrollada permitió integrar de manera coherente los dispositivos de protección, automatización y control, facilitando posteriormente las actividades de construcción, parametrización y validación operativa del sistema.

5.2. Diseño y construcción del banco de pruebas

5.2.1. Resultados del diseño de diagramas eléctricos y esquemas de control

El proceso de diseño de los diagramas eléctricos permitió establecer la lógica de operación necesaria para representar el comportamiento funcional de una bahía de subestación eléctrica dentro del banco de simulación. Como resultado de esta etapa se obtuvo un conjunto de esquemas de control capaces de coordinar las maniobras de apertura, cierre, supervisión y enclavamiento de los equipos de patio simulados, constituyendo la base para la implementación física del sistema.

Los diagramas desarrollados incorporaron la filosofía de operación utilizada en subestaciones eléctricas modernas, definiendo las condiciones de autorización para cada maniobra, la supervisión permanente del estado de los dispositivos y la interacción entre el interruptor de potencia y los diferentes seccionadores. De esta manera, fue posible estructurar una lógica secuencial que garantiza la ejecución segura de las operaciones y evita la realización de maniobras incompatibles mediante la implementación de enclavamientos eléctricos.

Como resultado del proceso de diseño se desarrollaron cinco esquemas de control independientes, correspondientes al interruptor de potencia, los dos

seccionadores de barra, el seccionador de línea y el seccionador de puesta a tierra. Cada uno de estos diagramas fue validado previamente mediante simulación utilizando el software CAdE SIMU, verificando la secuencia de operación antes de su implementación en el banco de simulación. La Tabla 15 resume los principales resultados obtenidos durante el diseño de la lógica de control implementada.

Tabla 15. Resultados obtenidos del diseño de los diagramas eléctricos y esquemas de control

Elemento diseñado	Resultado obtenido
Diagramas eléctricos desarrollados	5
Equipos de maniobra modelados	Interruptor de potencia, dos seccionadores de barra, un seccionador de línea y un seccionador de puesta a tierra
Filosofía de operación implementada	Operación local y remota
Estrategia de control	Lógica secuencial mediante señales digitales
Sistema de supervisión	Señales de mando, estado y realimentación
Enclavamientos eléctricos	Implementados para todos los equipos de maniobra
Herramienta de validación previa	CAdE SIMU

La implementación de los diagramas (ver sección 4.2) permitió establecer una secuencia lógica de operación para cada uno de los dispositivos representados en la bahía simulada. En conjunto, los esquemas desarrollados garantizan que las maniobras sean ejecutadas únicamente cuando se cumplen las condiciones operativas previamente definidas, reproduciendo las restricciones de seguridad empleadas en subestaciones eléctricas reales.

Con el propósito de evaluar el alcance funcional de la lógica desarrollada, se identificaron las principales capacidades incorporadas al sistema de control, las cuales se presentan en la Tabla 16.

Tabla 16. Capacidades funcionales obtenidas mediante el diseño de la lógica de control

Capacidad implementada	Resultado
Control independiente de cada equipo de maniobra	Disponible
Operación local	Implementada
Operación remota	Implementada
Supervisión del estado de los equipos	Implementada
Realimentación mediante contactos auxiliares	Implementada
Prevención de maniobras incompatibles mediante enclavamientos	Implementada
Base para la integración con el relé GE Multilin F650	Disponible

Los resultados obtenidos evidencian que el diseño de los diagramas eléctricos permitió establecer una estructura de control robusta y coherente con la filosofía de operación de una subestación eléctrica. La lógica desarrollada constituye la base sobre la cual se implementó posteriormente el banco de simulación, facilitando la integración de los dispositivos físicos, la parametrización del relé digital y la ejecución de las pruebas funcionales descritas en las siguientes secciones del presente trabajo.

5.2.2. Resultados de la construcción e integración del banco de simulación

La construcción e integración del banco de simulación permitió materializar la arquitectura funcional desarrollada durante la etapa de diseño, consolidando una plataforma física capaz de reproducir las principales funciones de operación, supervisión, protección y automatización de una bahía de subestación eléctrica. El prototipo obtenido integra dispositivos electromecánicos, elementos de protección, sistemas de señalización y un relé digital de protección dentro de una estructura modular diseñada para actividades de formación, experimentación y validación de estrategias de control.

Como resultado del proceso de integración fue posible disponer de un banco de simulación completamente funcional, en el cual se incorporaron los equipos de maniobra representativos de una bahía convencional, el sistema de protección basado en un relé digital GE Multilin F650, los dispositivos de mando local, los sistemas de señalización y los elementos auxiliares necesarios para reproducir las diferentes secuencias operativas definidas durante el diseño del sistema.

La Figura 22 presenta la vista general del banco de simulación completamente ensamblado, donde se observa la distribución organizada de los diferentes subsistemas que conforman la plataforma desarrollada.

Figura 22. Banco de simulación de subestaciones eléctricas completamente integrado.



El resultado obtenido evidencia una adecuada distribución de los dispositivos de protección, automatización y control, permitiendo una interacción intuitiva entre el operador y el sistema. La organización del tablero facilita la identificación de cada uno de los equipos de maniobra y reproduce una disposición similar a la empleada en paneles de control utilizados en subestaciones eléctricas, fortaleciendo el carácter didáctico del prototipo.

La integración del relé digital GE Multilin F650 permitió incorporar funciones de protección, supervisión y automatización dentro del banco de simulación, constituyéndose en el elemento central del sistema de control. Asimismo, la incorporación de relés auxiliares, dispositivos de mando, interruptores termomagnéticos y sistemas de señalización permitió establecer una plataforma completamente integrada para el desarrollo de prácticas relacionadas con la operación de subestaciones eléctricas.

Los principales componentes integrados durante la construcción del banco se resumen en la Tabla 17.

Tabla 17. Componentes integrados en el banco de simulación

Subsistema	Resultado obtenido
Sistema de protección	Relé digital GE Multilin F650 integrado
Sistema de automatización	Implementado mediante lógica digital
Sistema de supervisión	Integrado mediante señales digitales y dispositivos de indicación
Operación local	Disponible mediante pulsadores y selectores
Representación de la bahía	Implementada mediante esquema unifilar iluminado
Sistema de alimentación y protección	Implementado mediante interruptores termomagnéticos

Relés auxiliares	Integrados para la implementación de enclavamientos
Barras trifásicas	Implementadas como representación física del sistema eléctrico

La construcción del banco permitió además integrar una interfaz de operación compuesta por pulsadores, selectores, indicadores luminosos y un esquema unifilar iluminado, facilitando la ejecución de maniobras y la interpretación del estado operativo de los diferentes equipos de patio. Esta configuración proporciona al usuario una experiencia de operación similar a la encontrada en sistemas reales de supervisión y control de subestaciones.

Con el propósito de evaluar el alcance de la integración realizada, se identificaron las principales capacidades funcionales obtenidas una vez finalizada la construcción del banco. Estos resultados se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18. Capacidades obtenidas a partir de la integración del banco de simulación

Capacidad funcional	Estado
Representación física de una bahía de subestación	Disponible
Integración del sistema de protección digital	Implementada
Operación local	Disponible
Operación remota	Preparada para configuración
Supervisión de estados operativos	Implementada
Representación visual mediante esquema unifilar	Implementada
Integración de enclavamientos eléctricos	Implementada
Plataforma para prácticas de laboratorio	Disponible
Posibilidad de ampliación	Disponible

Los resultados obtenidos demuestran que la construcción e integración del banco permitieron consolidar una plataforma experimental que reúne los principales elementos presentes en una subestación eléctrica moderna. La integración alcanzada proporciona una base sólida para la configuración del sistema de

protección, la ejecución de maniobras operativas y el desarrollo de las pruebas funcionales realizadas durante la etapa de validación del proyecto.

5.2.3. Resultados de la implementación del sistema de control y automatización

La implementación del sistema de control y automatización permitió integrar los dispositivos de maniobra del banco con el relé digital GE Multilin F650, estableciendo una arquitectura funcional para la ejecución, supervisión y realimentación de las órdenes de apertura y cierre. Como resultado, se obtuvo un sistema capaz de representar las condiciones operativas de una bahía eléctrica mediante cinco equipos principales: el interruptor de potencia +112, los seccionadores de barra +111 y +115, el seccionador de línea +117 y el seccionador de puesta a tierra +119.

La integración de las señales digitales permitió establecer una correspondencia entre los elementos físicos de mando, los estados de los equipos y las variables procesadas por el sistema de control. De esta manera, las órdenes generadas desde los dispositivos de operación fueron procesadas de acuerdo con las condiciones lógicas definidas para cada equipo, mientras que las señales de realimentación permitieron identificar su posición y representar visualmente el estado operativo de la bahía en el diagrama unifilar del tablero.

Uno de los principales resultados de esta etapa fue la implementación de los enclavamientos asociados a las maniobras de los equipos. Para el interruptor de potencia +112, la lógica implementada condicionó la autorización de cierre al estado de los seccionadores asociados. Los registros de operación muestran que la orden fue negada ante condiciones incompatibles relacionadas con los seccionadores de barra +111 y +115 y el seccionador de línea +117, mientras que fue autorizada cuando se cumplieron las condiciones establecidas por la lógica de control.

De manera complementaria, los seccionadores de barra +111 y +115 quedaron integrados mediante una lógica que condiciona sus maniobras al estado del interruptor y a la posición relativa de ambos seccionadores. La implementación permite realizar las secuencias de transferencia previstas evitando condiciones incompatibles entre las dos barras. Asimismo, para las operaciones de apertura se estableció como condición el estado abierto del interruptor de potencia.

Para el seccionador de línea +117 y el seccionador de puesta a tierra +119 se obtuvo un enclavamiento directo entre ambos elementos. El cierre del seccionador de línea quedó condicionado al estado abierto del interruptor y del seccionador de tierra, mientras que el cierre de +119 requiere que +117 se encuentre abierto. Esta relación lógica impide establecer simultáneamente configuraciones incompatibles entre la conexión de la línea y su puesta a tierra. Los resultados de la integración funcional se resumen en la Tabla 19.

Tabla 19. Funciones de control y automatización implementadas en el banco de simulación

Equipo	Código	Funciones implementadas	Condiciones principales de enclavamiento
Interruptor de potencia	+112	Apertura, cierre y realimentación de estado	Cierre condicionado por el estado de los seccionadores asociados
Seccionador de barra 1	+111	Apertura, cierre y realimentación	Coordinación con +115 y condición del interruptor
Seccionador de barra 2	+115	Apertura, cierre y realimentación	Coordinación con +111 y condición del interruptor
Seccionador de línea	+117	Apertura, cierre y realimentación	Enclavamiento con +112 y +119
Seccionador de puesta a tierra	+119	Apertura, cierre y realimentación	Cierre condicionado al estado abierto de +117

Fuente: elaboración propia.

La integración del sistema también permitió establecer dos niveles de operación. En el nivel 0, las maniobras se ejecutan desde los elementos físicos de mando instalados en el tablero, manteniendo activas las restricciones definidas para cada equipo. En el nivel 1, las órdenes se gestionan mediante el sistema asociado al relé F650, conservando las condiciones de enclavamiento establecidas en la lógica de control. Los registros obtenidos muestran que las maniobras de nivel 1 mantienen las restricciones funcionales establecidas en el nivel inferior, incluyendo la autorización y el bloqueo de órdenes según la condición de los equipos.

5.3. Validación operativa y análisis funcional del sistema

5.3.1. Resultados de la configuración y parametrización de relés de protección

La configuración desarrollada en el relé digital GE Multilin F650 permitió integrar las señales de control, supervisión y protección del banco de simulación con la lógica operativa de la bahía. Como resultado de la parametrización realizada mediante EnerVista 650 Setup, se establecieron las condiciones necesarias para la adquisición de señales, ejecución de órdenes de maniobra, supervisión de estados y actuación de las funciones de protección seleccionadas.

Para establecer los valores de referencia utilizados en la parametrización del relé se consideraron las relaciones de transformación de los transformadores de corriente (CT) y de potencial (PT) definidos para la simulación. Para los CT se estableció una relación primaria/secundaria de 100/1 A, obteniéndose una relación de transformación de corriente (RTC) de 100, mientras que para los PT se consideró una relación de 115 000/130 V, correspondiente a una relación de transformación de tensión (RTV) de 884,62. Estos factores permitieron relacionar las magnitudes manejadas por el relé con las condiciones eléctricas representadas en el banco.

$$RTC = \frac{I_P}{I_S} = \frac{100}{1} = 100 \quad \text{Ec4.}$$

$$RTV = \frac{V_P}{V_S} = \frac{11500}{1130} = 884.62 \quad \text{Ec5.}$$

A partir de estas relaciones y de las condiciones establecidas para la operación del módulo, se parametrizaron seis funciones de protección en el F650: sobrecorriente temporizada de fase (51P), sobrecorriente temporizada de neutro (51N), sobrecorriente instantánea de fase (50P), sobrecorriente instantánea de neutro (50N), subtensión (27P) y sobretensión (59P). Los ajustes implementados se presentan en la Tabla 20.

Tabla 20. Funciones de protección parametrizadas en el relé GE Multilin F650

Función de protección	Código en el F650	ANSI	Valor de ajuste	Valor referido mediante RTC
Sobrecorriente temporizada de fase	PH TOC1 HIGH	51P	1,8 A	180 A
Sobrecorriente temporizada de neutro	NEUTRAL TOC1	51N	1,2 A	120 A
Sobrecorriente instantánea de fase	PH IOC1 HIGH	50P	2,4 A	240 A
Sobrecorriente instantánea de neutro	NEUTRAL IOC1	50N	2,0 A	200 A
Subtensión	PH UV1 PKP	27P	97–98 %	No aplica
Sobretensión	PH OV1 PKP	59P	102–103 %	No aplica

Nota: elaboración propia a partir de la parametrización realizada en EnerVista 650 Setup.

Los ajustes de sobrecorriente permitieron establecer diferentes umbrales de actuación para las funciones temporizadas e instantáneas. En las funciones de fase se configuraron valores de 1,8 A para 51P y 2,4 A para 50P, equivalentes a 180 A

y 240 A respectivamente al considerar la RTC de 100. Para las funciones asociadas al neutro se establecieron 1,2 A para 51N y 2,0 A para 50N, correspondientes a 120 A y 200 A referidos mediante la misma relación de transformación. Esta diferenciación permitió disponer de distintos niveles de detección dentro de la estrategia de protección configurada en el relé.

Para la supervisión de tensión se configuraron las funciones ANSI 27P y 59P. La función de subtensión se estableció con un umbral de actuación entre el 97 % y el 98 % de la tensión de referencia, mientras que la función de sobretensión se ajustó entre el 102 % y el 103 %. De esta forma, la parametrización incorporó tanto condiciones asociadas a variaciones de corriente como desviaciones de tensión respecto al valor establecido para la operación del sistema.

Adicionalmente, la integración de las entradas y salidas digitales con la lógica desarrollada en FlexLogic permitió relacionar las órdenes de mando con los estados de los cinco equipos representados en la bahía: interruptor de potencia +112, seccionadores de barra +111 y +115, seccionador de línea +117 y seccionador de puesta a tierra +119. La configuración obtenida permitió conservar las condiciones de enclavamiento definidas para cada dispositivo y habilitar posteriormente su comprobación mediante las secuencias de maniobra ejecutadas en los niveles de operación establecidos.

5.3.2. Resultados de las pruebas funcionales y validación operativa

Las pruebas funcionales realizadas permitieron verificar la respuesta del banco de simulación frente a diferentes secuencias de apertura y cierre de los equipos representados en la bahía. La validación consideró el interruptor de potencia +112, los seccionadores de barra +111 y +115, el seccionador de línea +117 y el seccionador de puesta a tierra +119, evaluando tanto la ejecución de maniobras

autorizadas como el bloqueo de órdenes ante condiciones incompatibles con la lógica de enclavamiento implementada.

En las pruebas correspondientes al nivel 0 se verificó inicialmente el comportamiento del interruptor de potencia +112. Los resultados mostraron que la orden de cierre fue bloqueada cuando los estados de los seccionadores de barra +111 y +115 o del seccionador de línea +117 no cumplían las condiciones establecidas por la lógica de control. Por el contrario, cuando se presentaron las condiciones habilitantes, la orden fue aceptada. Asimismo, la apertura del interruptor presentó una respuesta positiva bajo las condiciones evaluadas, debido a que esta maniobra no fue condicionada por una lógica de bloqueo.

Para los seccionadores de barra +111 y +115, las pruebas confirmaron el comportamiento previsto para las maniobras de cierre y apertura. El cierre quedó condicionado por el estado relativo de ambos seccionadores y por la secuencia establecida para su operación, mientras que la apertura fue permitida cuando el interruptor de potencia se encontraba abierto. En las condiciones incluidas en el protocolo, las maniobras ejecutadas fueron registradas como correctas.

La evaluación del seccionador de línea +117 evidenció que la orden de cierre fue autorizada cuando el interruptor de potencia y el seccionador de puesta a tierra se encontraban abiertos. De manera complementaria, el cierre del seccionador de tierra +119 fue permitido cuando +117 se encontraba abierto. Estos resultados comprobaron el funcionamiento del enclavamiento implementado entre ambos dispositivos, mediante el cual se restringen configuraciones incompatibles entre la conexión de la línea y su puesta a tierra.

Las pruebas efectuadas en el nivel 1 permitieron comprobar el comportamiento de las maniobras gestionadas mediante el sistema asociado al relé GE Multilin F650. Para el interruptor +112 se obtuvo una respuesta positiva cuando se

cumplieron las condiciones establecidas para el cierre y una respuesta negativa cuando la configuración de los equipos no satisfizo los enclavamientos programados. De igual manera, las órdenes aplicadas sobre los seccionadores de barra, línea y puesta a tierra conservaron las restricciones funcionales establecidas en la lógica de control. La Tabla 21 sintetiza los principales resultados obtenidos durante las pruebas funcionales en los dos niveles de operación.

Tabla 21. Resultados de las pruebas funcionales del banco de simulación

Equipo evaluado	Nivel	Maniobra	Condición funcional evaluada	Respuesta obtenida
Interruptor +112	0	Cierre	Condiciones habilitantes satisfechas	Orden autorizada
Interruptor +112	0	Cierre	+111 cerrado	Orden negada
Interruptor +112	0	Cierre	+115 cerrado	Orden negada
Interruptor +112	0	Cierre	+117 cerrado	Orden negada
Interruptor +112	0	Apertura	Condiciones ensayadas	Orden autorizada
Seccionador +111	0	Cierre/apertura	Enclavamientos correspondientes satisfechos	Operación correcta
Seccionador +115	0	Cierre/apertura	Enclavamientos correspondientes satisfechos	Operación correcta
Seccionador +117	0	Cierre	+112 y +119 abiertos	Orden autorizada
Seccionador +119	0	Cierre	+117 abierto	Orden autorizada
Interruptor +112	1	Cierre	Condiciones habilitantes satisfechas	Orden autorizada
Interruptor +112	1	Cierre	Condiciones de enclavamiento no satisfechas	Orden negada
Seccionadores +111/+115	1	Cierre	Condiciones de enclavamiento satisfechas	Orden autorizada

Seccionador +117	1	Cierre	Condiciones de enclavamiento satisfechas	Orden autorizada
Seccionador +119	1	Cierre	Condiciones de enclavamiento satisfechas	Orden autorizada
Seccionadores	1	Apertura	Condiciones establecidas satisfechas	Orden autorizada

Nota: elaboración propia a partir de las pruebas realizadas.

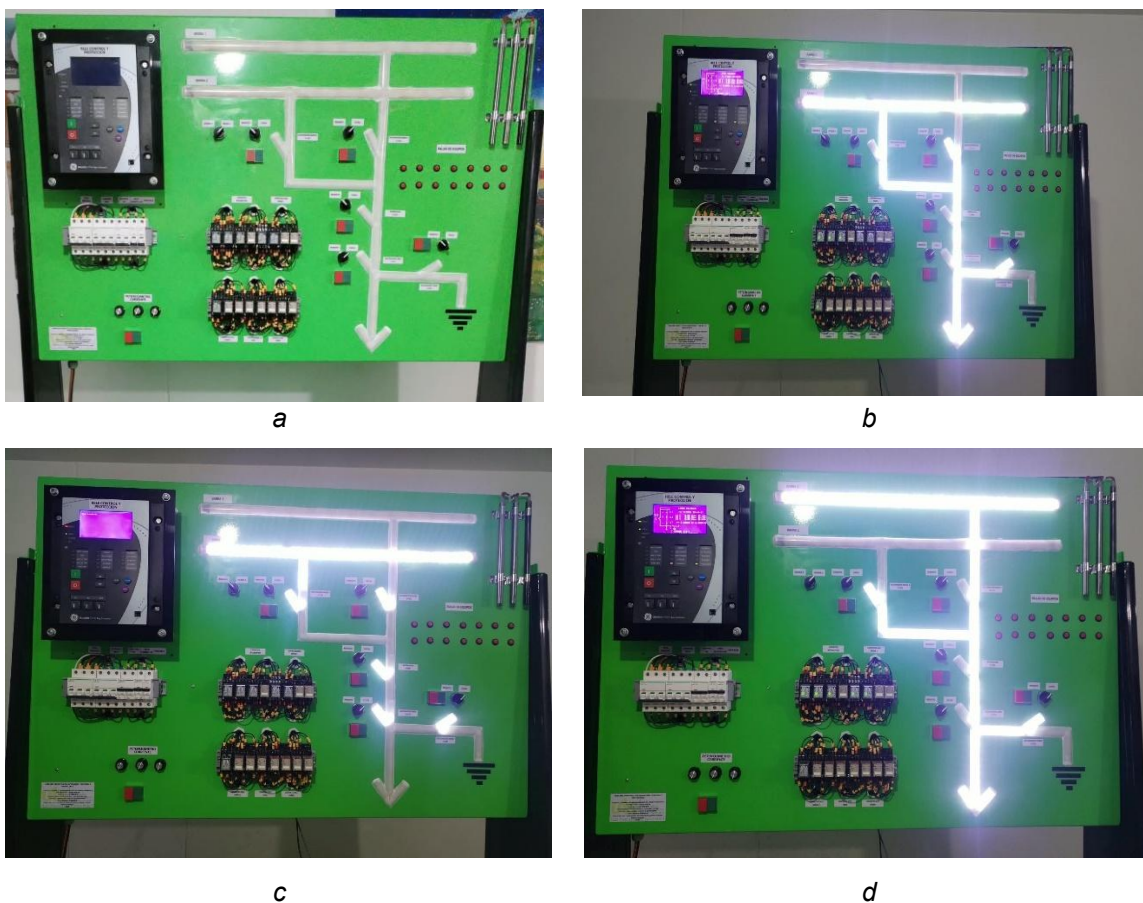
Los resultados muestran que la respuesta correcta del banco no correspondió únicamente a la actuación física de los equipos ante una orden de mando. En los escenarios asociados a condiciones incompatibles, el resultado esperado consistió en impedir la ejecución de la maniobra. Este comportamiento se evidenció particularmente en las pruebas de cierre del interruptor +112, en las cuales las órdenes fueron negadas cuando determinados seccionadores se encontraban en estados incompatibles con las condiciones programadas. En consecuencia, el bloqueo de una orden bajo estas condiciones se consideró una respuesta funcional satisfactoria y no una falla del sistema.

La respuesta del banco se verificó adicionalmente mediante la señalización luminosa integrada al diagrama unifilar. Durante las pruebas, los cambios en la posición de los equipos modificaron la continuidad de los segmentos luminosos, proporcionando una representación visual del estado operativo alcanzado después de las secuencias de maniobra. La Figura 23 presenta diferentes configuraciones registradas durante la ejecución de las pruebas funcionales.

En general, los registros experimentales evidenciaron correspondencia entre las condiciones definidas por la lógica de control y las respuestas obtenidas durante las maniobras evaluadas. Las órdenes permitidas fueron ejecutadas cuando se cumplieron las condiciones habilitantes, mientras que las órdenes incompatibles fueron bloqueadas por los enclavamientos. Este comportamiento se presentó tanto

en las pruebas correspondientes al nivel 0 como en las desarrolladas en el nivel 1, evidenciando la coordinación entre los dispositivos físicos de maniobra y el sistema de control asociado al relé GE Multilin F650.

Figura 23. Estados operativos del banco de simulación durante la ejecución de maniobras de control.



Nota. (a–d) Diferentes configuraciones operativas registradas durante la ejecución de las secuencias de maniobra y la verificación de los estados del banco mediante la representación luminosa del diagrama unifilar. Fuente: elaboración propia.

5.3.3. Resultados del análisis técnico y evaluación funcional del sistema implementado

El análisis de los registros obtenidos durante las pruebas permitió establecer que las secuencias de maniobra evaluadas presentaron correspondencia entre las condiciones definidas en la lógica de control y la respuesta observada en el banco. Las órdenes habilitadas fueron ejecutadas cuando se cumplieron las condiciones establecidas, mientras que las órdenes asociadas a configuraciones incompatibles fueron bloqueadas por los enclavamientos implementados.

Para el interruptor de potencia +112, los resultados evidenciaron que la lógica permitió diferenciar entre condiciones habilitantes y restrictivas para el cierre. Las pruebas registraron el bloqueo de la orden ante configuraciones incompatibles de los seccionadores de barra +111 y +115 y del seccionador de línea +117, así como la autorización de la maniobra cuando se cumplieron las condiciones programadas. De esta manera, la respuesta funcional del interruptor estuvo determinada por el estado previo de los elementos asociados y no únicamente por la presencia de una orden de mando.

El comportamiento de los seccionadores también mostró correspondencia con la lógica implementada. Los seccionadores de barra +111 y +115 conservaron las restricciones establecidas para sus maniobras de apertura y cierre, mientras que el seccionador de línea +117 y el seccionador de puesta a tierra +119 respondieron al enclavamiento definido entre ambos elementos. Particularmente, el cierre de +119 quedó condicionado al estado abierto de +117, evitando una condición incompatible entre la conexión de la línea y su puesta a tierra.

La evaluación de las pruebas realizadas en el nivel 1 mostró que la incorporación del GE Multilin F650 al sistema de mando mantuvo las restricciones operativas definidas para los equipos. Se registraron órdenes autorizadas cuando se

cumplieron las condiciones de enclavamiento y órdenes negadas cuando estas no fueron satisfechas. Por tanto, el cambio del nivel de operación no eliminó las restricciones incorporadas en la lógica de control de la bahía.

De forma complementaria, el módulo de carga permitió establecer cinco condiciones eléctricas mediante la variación de la tensión aplicada a una resistencia equivalente de 48Ω . Como se presenta en la Tabla 22, la regulación desde 0 hasta 120 V produjo corrientes entre 0 y 2,5 A y potencias entre 0 y 300 W.

Tabla 22. Condiciones eléctricas establecidas mediante la carga simulada

Regulación	Tensión (V)	Resistencia (Ω)	Corriente (A)	Potencia (W)
0 %	0	48	0	0
25 %	30	48	0,625	18,75
50 %	60	48	1,250	75,00
75 %	90	48	1,875	168,75
100 %	120	48	2,500	300,00

Nota: elaboración propia.

Los valores obtenidos muestran que, al mantenerse constante la resistencia, la corriente presentó una variación proporcional con la tensión aplicada, mientras que la potencia aumentó de acuerdo con la relación $P=V^2/R$. Así, al pasar de 30 V a 60 V la corriente aumentó de 0,625 A 1,25 A, mientras que la potencia pasó de 18,75 W a 75 W. Para la condición máxima de operación se alcanzaron 120 V, 2,5 A y 300 W. Estos valores establecen el intervalo de carga disponible en el banco para la generación controlada de diferentes condiciones eléctricas.

En cuanto al sistema de protección, la configuración final del GE Multilin F650 incorporó las funciones de sobrecorriente temporizada de fase 51P y neutro 51N, sobrecorriente instantánea de fase 50P y neutro 50N, subtensión 27P y

sobretensión 59P. Los ajustes establecidos fueron de 1,8 A para 51P, 1,2 A para 51N, 2,4 A para 50P y 2,0 A para 50N; para las funciones de tensión se definieron intervalos de 97–98 % para 27P y 102–103 % para 59P. Estos parámetros complementaron la funcionalidad del banco al incorporar al relé las condiciones de protección previstas para posteriores ejercicios de simulación. La evaluación global de los componentes implementados se sintetiza en la Tabla 23.

Tabla 23. Síntesis de la evaluación funcional del banco de simulación

Aspecto evaluado	Evidencia analizada	Resultado
Maniobras del interruptor +112	Órdenes de apertura y cierre	Respuesta acorde con las condiciones programadas
Seccionadores +111 y +115	Secuencias de apertura y cierre	Conservación de los enclavamientos establecidos
Seccionador de línea +117	Maniobras condicionadas	Coordinación funcional con +112 y +119
Seccionador de tierra +119	Maniobras condicionadas	Enclavamiento funcional con +117
Nivel 0	Secuencias de maniobra	Respuesta acorde con la lógica implementada
Nivel 1	Secuencias mediante el sistema asociado al F650	Conservación de las restricciones de operación
Señalización del unifilar	Estados observados durante las pruebas	Representación visual de las configuraciones operativas
Módulo de carga	Condiciones entre 0 y 300 W	Variación controlada de la condición eléctrica
GE Multilin F650	Parámetros configurados	Integración de funciones ANSI 50P, 50N, 51P, 51N, 27P y 59P

6. CONCLUSIONES

La definición de la arquitectura funcional y la selección de los componentes permitieron integrar los equipos de maniobra, señalización, mando y protección en una representación física de una bahía eléctrica. La correspondencia establecida entre los dispositivos de campo y las señales de control permitió superar una representación únicamente visual del sistema, incorporando funciones de supervisión, operación y realimentación necesarias para reproducir diferentes condiciones operativas.

Asimismo, la implementación de los circuitos de mando y de la lógica de control evidenció la importancia de establecer condiciones de enclavamiento para coordinar la operación del interruptor de potencia y los seccionadores. La lógica desarrollada permitió autorizar las maniobras compatibles y bloquear aquellas asociadas a configuraciones operativas no permitidas, especialmente en la interacción entre los seccionadores de barra, línea y puesta a tierra, fortaleciendo la representación de las secuencias de operación dentro del banco.

De igual manera, la integración del relé GE Multilin F650 permitió centralizar la adquisición de señales, la supervisión de estados y la ejecución de la lógica de control. La configuración mediante EnerVista y FlexLogic facilitó la correspondencia entre las señales físicas y las variables internas del relé; además, la supervisión en tiempo real permitió identificar y corregir inconsistencias relacionadas con el cableado, la asignación de señales y la programación durante la puesta en marcha del sistema.

Por otra parte, las pruebas funcionales demostraron que una respuesta operativa satisfactoria comprende tanto la ejecución de una maniobra autorizada como el bloqueo de una orden cuando no se cumplen las condiciones de enclavamiento. La correspondencia observada entre los estados iniciales, las órdenes aplicadas y las respuestas obtenidas en los diferentes niveles de operación evidenció que las restricciones programadas se conservaron durante la interacción entre los dispositivos físicos y el sistema de control.

Finalmente, la incorporación de una carga regulable y la parametrización de funciones de sobrecorriente, subtensión y sobretensión ampliaron las posibilidades de utilización del banco para el estudio de diferentes condiciones eléctricas y sistemas de protección. Sin embargo, mientras las secuencias de maniobra y los enclavamientos fueron comprobados mediante las pruebas funcionales realizadas, los registros obtenidos sustentan la parametrización de las funciones de protección, pero no su validación experimental individual. Esta condición delimita el alcance técnico alcanzado y establece una posibilidad de ampliación mediante futuras pruebas de actuación, disparo y coordinación de protecciones.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda ampliar la validación experimental del banco mediante pruebas específicas de las funciones de protección parametrizadas en el relé GE Multilin F650, incorporando equipos de inyección secundaria que permitan generar condiciones controladas de corriente y tensión. Estas pruebas permitirían evaluar los umbrales de actuación, tiempos de respuesta y señales de disparo de las funciones de sobrecorriente de fase y neutro, subtensión y sobretensión, complementando la validación de maniobras y enclavamientos desarrollada en el presente trabajo.

Asimismo, se propone incorporar un sistema de supervisión de nivel superior mediante una interfaz HMI o una plataforma SCADA que permita visualizar estados, generar órdenes de mando, gestionar alarmas y registrar tendencias y eventos. Esta ampliación permitiría evolucionar desde los niveles de operación implementados hacia una arquitectura de supervisión más cercana a la utilizada en sistemas de automatización de subestaciones eléctricas y facilitaría el análisis de la secuencia temporal de los eventos producidos durante las prácticas.

De igual manera, se recomienda ampliar las capacidades de comunicación del banco mediante la implementación y evaluación de protocolos utilizados en automatización de subestaciones, particularmente IEC 61850. La incorporación de comunicaciones entre dispositivos electrónicos inteligentes permitiría desarrollar futuras prácticas relacionadas con intercambio de información, señales GOOSE, interoperabilidad y arquitecturas de control distribuido, aprovechando la infraestructura física y la lógica de operación ya implementadas.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AbuElwan, A., Mansour, H., & Fouda, Y. M. (2026). Modelling and simulation of a wind-driven pumping system for water distribution networks. *Energy, Sustainability and Society*, 16(1), 21. <https://doi.org/10.1186/s13705-026-00575-x>
- Aleman, J. M., & Wenge, C. (2026). Evaluation of load scenarios with the massive deployment of electric vehicles in distribution substations. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 46, 102196. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2026.102196>
- Chen, X., He, Q., Liu, C., Peng, F., & Tian, H. (2026). Research and application of the impact of distributed photovoltaic power supply access on distribution network automation technology. *Discover Artificial Intelligence*, 6(1), 353. <https://doi.org/10.1007/s44163-026-00971-4>
- Chuan, Y. (2021a). Application of Virtual Reality Technology in Training of Substation in Coal Mining Area. En J. Abawajy, Z. Xu, M. Atiquzzaman, & X. Zhang (Eds.), *2021 International Conference on Applications and Techniques in Cyber Intelligence* (pp. 117-123). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-79197-1_15
- Chuan, Y. (2021b). Application of Virtual Reality Technology in Training of Substation in Coal Mining Area. En J. Abawajy, Z. Xu, M. Atiquzzaman, & X. Zhang (Eds.), *2021 International Conference on Applications and Techniques*

in Cyber Intelligence (pp. 117-123). Springer International Publishing.

https://doi.org/10.1007/978-3-030-79197-1_15

del Pozo, J. M. G., & Segovia, E. R. (2026). Virtual reality to enhance risk management and safety in electrical substations. *Scientific Reports*, 16(1), 8024. <https://doi.org/10.1038/s41598-026-35534-1>

Elazab, R., & Salem, A. (2026). New classification-based global optimization approach for sustainable active power distribution networks. *Scientific Reports*, 16(1), 13648. <https://doi.org/10.1038/s41598-026-48973-7>

Elsadd, M. A., Elezzawy, A. I., Kawady, T. A., Elkalashy, N. I., & Elgamasy, M. M. (2025). A novel traveling-wave-based detection and self-healing approach for series faults in smart grids under renewable energy uncertainty. *Scientific Reports*, 15(1), 43287. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-27858-1>

Fereydouni, M., & Rokrok, E. (2025). Controlling hybrid transformers by Lyapunov method for application in smart distribution network. *Electrical Engineering*, 107(10), 12821-12831. <https://doi.org/10.1007/s00202-025-03180-x>

Fesseha, S. B., Li, B., Qi, B., Chen, S., & Gong, F. (2026). Load flexibility profiling and power quality assessment in industrial substations: A case study from silicon smelting operations. *Energy Reports*, 15, 109266. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2026.109266>

Gao, F., Liu, J., Feng, Q., Feng, R., & Yu, B. (2026). Task allocation and route planning for UAV-based hybrid inspection of transmission towers,

- substations, and distribution poles from a fixed nest. *Expert Systems with Applications*, 313, 131625. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2026.131625>
- Gao, X., & He, X. (2022). Economic Analysis and Research of Electronic Traction Transformer used in Flexible Traction Power Supply System. *2022 IEEE 17th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, 678-683. <https://doi.org/10.1109/ICIEA54703.2022.10006332>
- Giral-Ramírez, D., Noguera-Vega, L., & Fernando, F. (2026). Analysis of Communication Protocols in Electrical Substations: Trends, Standards, and Simulation Tools with an Emphasis on IEC 61850. *Journal of Communications*, 21(1), 70-88. <https://doi.org/10.12720/jcm.21.1.70-88>
- Grinchenko, V., Tazowski, P., Perehuda, O., & Blachowski, B. (2026). Energy-efficient active shield for substation magnetic field mitigation. *Electric Power Systems Research*, 256, 112828. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2026.112828>
- He, G., Hu, B., Ma, W., Lu, Y., & Wu, X. (2022). Research on Intelligent Assembly Integration Device for Lead Wire of Bench-Type Transformer. *2022 4th International Conference on Artificial Intelligence and Advanced Manufacturing (AIAM)*, 361-366. <https://doi.org/10.1109/AIAM57466.2022.00075>
- He, X., Feng, K., Li, X., Craft, A. B., Wada, Y., Burek, P., Wood, E. F., & Sheffield, J. (2019). Solar and wind energy enhances drought resilience and

groundwater sustainability. *Nature Communications*, 10(1), 4893.

<https://doi.org/10.1038/s41467-019-12810-5>

Kesavan, V. T., Hossen, M. J., Gopi, R., & Joseph, E. R. (2025). Anomaly detection

with grid sentinel framework for electric vehicle charging stations in a smart

grid environment. *Scientific Reports*, 15(1), 15774.

<https://doi.org/10.1038/s41598-025-00400-z>

Kniphoff da Cruz, A., Hackenhaar Kellermann, A. C., da Silva, I. C., Fernandes de

Oliveira, J. M., Jochims Kniphoff da Cruz, M. E., & Däubler, L. (2026). IEC

61850 GOOSE: A Systematic Literature Review on the State of the Art and

Current Applications. *Automation*, 7(2), 62.

<https://doi.org/10.3390/automation7020062>

Koliushko, D. G., Rudenko, S. S., Tyutyuma, S. O., & Vorobiov, B. V. (2023).

Determination of the electric field strength of high-voltage substations.

Electrical Engineering & Electromechanics, (5), 63-68.

<https://doi.org/10.20998/2074-272X.2023.5.09>

Kulikov, A., Ilyushin, P., & Loskutov, A. (2023). Enhanced Readability of Electrical

Network Complex Emergency Modes Provided by Data Compression

Methods. *Information*, 14(4), 230. <https://doi.org/10.3390/info14040230>

Leonardo López-Salamanca, H., Kotryk, A. F., Dahlke, D. B., Fuchs, L., Tonolo, É.

A., & Ricardo Alfaro Gamboa, L. (2026). Residual current method: A proposal

for grounding resistance measurement of electrical systems on operational

normal conditions. *Electric Power Systems Research*, 258, 113129.

<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2026.113129>

Li, W., Bao, Z., Wang, D., Wang, Y., Yu, Y., Li, H., Du, Q., Jin, Z., & Jiao, K. (2026).

Multi-Scenario Digital Modeling and Simulation of Lithium-Ion Batteries.

Electrochemical Energy Reviews, 9(1), 9. <https://doi.org/10.1007/s41918-026-00284-1>

Li, W., Su, W., & Zhang, X. (2026). Design of test method and test platform for

substation auxiliary control system based on CMS protocol. *Fourth*

International Conference on Electrical, Electronics, and Information

Engineering (EEIE 2025), 14130, 21. <https://doi.org/10.1117/12.3106980>

Liu, X., Wu, S., Xie, Q., & Li, Q. (2024). Vulnerability-based seismic resilience and

post-earthquake recovery assessment for substation systems. *Structures*, 69,

107387. <https://doi.org/10.1016/j.istruc.2024.107387>

Liu, X., Xie, Q., Liang, H., & Zhu, W. (2023). Seismic resilience evaluation and

retrofitting strategy for substation system. *International Journal of Electrical*

Power & Energy Systems, 153, 109359.

<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109359>

Lopez-Lopez, A. J., Pecharroman, R. R., Fernandez-Cardador, A., & Cucala, A. P.

(2018). Improvement of a DC electrical railway simulator using artificial

intelligence. *2018 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata*

2018 -ECCE Asia), 2534-2539. <https://doi.org/10.23919/IPEC.2018.8507568>

- Mohamed, S. A., Mageed, H. M. A., Arafa, O. M., Merzban, M. H., Eteiba, M. B., & Haiba, A. S. (2026). Design and implementation of a phasor measurement unit using a new measurement technique. *Scientific Reports*, 16(1), 14281. <https://doi.org/10.1038/s41598-026-49889-y>
- Oinonen, M., & Morsi, W. G. (2026). Interpretable intelligent intrusion detection systems for cybersecurity in smart digital substations. *Electric Power Systems Research*, 258, 113087. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2026.113087>
- Penaherrera, F., Ünal, I., Köhl, L., & Nieße, A. (2026). Evaluation of energy demands in future scenarios for a residential district via co-simulation of heat, electricity, and mobility: The case of the district “Am Ölper Berge”. *Energy Informatics*, 9(1), 44. <https://doi.org/10.1186/s42162-026-00658-1>
- Perkins, M. S., Bakker, J. D., & Arkema, K. K. (2026). Exploring the disaster risk reduction and energy resilience benefits of coastal ecosystems and protected areas in Puerto Rico. *Ecosystem Services*, 79, 101847. <https://doi.org/10.1016/j.ecoser.2026.101847>
- Raghavendra, B., & Krishna Chaitanya, M. (2017). Comparative analysis and optimal wavelet selection of partial discharge de-noising methods in Gas-insulated Substation. *2017 Third International Conference on Advances in Electrical, Electronics, Information, Communication and Bio-Informatics (AEEICB)*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/AEEICB.2017.7972397>

- Roch-Dupré, D., Cucala, A. P., Pecharromán, R. R., López-López, Á. J., & Fernández-Cardador, A. (2020). Simulation-based assessment of the installation of a Reversible Substation in a railway line, including a realistic model of large traffic perturbations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 115, 105476.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105476>
- Sadeghian, O., Mohammadi-ivatloo, B., Abapour, M., & Aghaei, J. (2026). Resilience of diverse power system components against random and intelligent attacks for sustainable security: A review. *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, 53, 100832.
<https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2026.100832>
- Safari, A., Shahbazzadeh, M. J., Eslami, M., & Rahbarimagham, H. (2026). Integrated wavelet-attention convolutional framework for real-time cyber-physical anomaly detection and explainability in smart digital substations. *Results in Engineering*, 30, 110906.
<https://doi.org/10.1016/j.rineng.2026.110906>
- Shaikh, A. J., Aiman, Abro, A. G., & Baig, M. M. A. (2026). Optimization methodology of grounding grid based on all stipulated design variables as per IEEE Std. 80. *Electric Power Systems Research*, 257, 113014.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2026.113014>

- Shayer, A. P., & Mulla, M. A. (2026). Power flow management of a traction substation using a TCLC coupled three-leg four-wire VSC. *Progress in Engineering Science*, 3(1), 100230. <https://doi.org/10.1016/j.pes.2026.100230>
- Siddique, A., XU, Y., Aslam, W., Hanan, M., Azhar, A., & Munir, H. M. (2019). Load Flow Analysis of 132/11 KV Grid Station Bahawalpur region Pakistan and its Voltage Improvement through FACTS Devices using ETAP. *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 922-927. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8881482>
- Singh, S. P., Sharma, A., Jayatilleke, S., Battula, S., & Alahakoon, D. (2026). Securing sustainable digital substations: A survey on cyber vulnerabilities and defenses. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 237, 117014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2026.117014>
- Sun, Q., Song, Z., Lv, Z., Xiao, Q., & Lu, Y. (2026). Intelligent detection of topological relationships of substation electrical main wiring diagram based on CIM/SVG. *Energy Informatics*, 9(1), 50. <https://doi.org/10.1186/s42162-026-00657-2>
- Sylla, A., Volat, C., Aminabadi, R. J., & Simard, G. (2026). Transient Lightning Response of a New Substation Grounding Method Using General FEM Software. *Applied Sciences*, 16(5), 2182. <https://doi.org/10.3390/app16052182>
- Tian, Y., Wang, Y., Guo, L., Su, Y., Zuo, M., Shi, L., & Ma, Z. (2026). Communication Efficiency of Asynchronous Federated Learning with Proportional Fairness in

Smart Substations. *KSII Transactions on Internet and Information Systems*, 20(3), 1300-1318. <https://itiis.org/digital-library/106119>

Vanfretti, L., Mukherjee, B., Moudgalya, K. M., & Gómez, F. J. (2019). Automatic Re-synchronization Controller Analysis within a Multi-Domain Gas Turbine and Power System Model. *2019 7th Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES)*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/MSCPES.2019.8738797>

Varma, P. V. R., & Affijulla, S. (2026a). Unified rigid factor based reliability assessment towards reinforcement of electrical substations. *Results in Engineering*, 30, 110093. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2026.110093>

Varma, P. V. R., & Affijulla, S. (2026b). Unified rigid factor based reliability assessment towards reinforcement of electrical substations. *Results in Engineering*, 30, 110093. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2026.110093>

Wang, S., Zhou, M., Guo, M., Li, J., & Zhou, N. (2026). Design of anomaly signal recognition algorithm in IPv6 network architecture for smart substations. *International Conference on Signal Processing and Virtual Reality Technology (SPVRT 2025)*, 14061, 478. <https://doi.org/10.1117/12.3107949>

Xie, Z., Wang, H., Hua, P., & Lahdelma, R. (2025). Hydraulic–thermal dynamic model of meshed district heating network based on discrete event simulation. *Energy*, 339, 138895. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.138895>

- Yip, J. J., Santoso, S., & Strank, S. M. (2026). Optimal placement of fault indicators to expedite restoration in distribution feeders. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 46, 102160. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2026.102160>
- Yunwang, L., Anqi, R., Changbo, L., Qiang, S., Qiang, G., & Jiang, L. (2026). Multi-modal deep fusion framework for robust ground fault identification and localization in hybrid distribution networks. *Discover Artificial Intelligence*, 6(1), 274. <https://doi.org/10.1007/s44163-026-00947-4>
- Zhang, H., Xing, H., & Duan, S. (2026a). Equipment protection and anomaly warning method of intelligent substation based on homologous recording and multi-source data. *Energy Informatics*, 9(1), 23. <https://doi.org/10.1186/s42162-026-00631-y>
- Zhang, H., Xing, H., & Duan, S. (2026b). Equipment protection and anomaly warning method of intelligent substation based on homologous recording and multi-source data. *Energy Informatics*, 9(1), 23. <https://doi.org/10.1186/s42162-026-00631-y>
- Zhang, W., Han, F., & Zuo, D. (2025). Collaborative path planning for multi-robot multi-target inspection using the GBNN algorithm. *Intelligent Decision Technologies*, 19(5), 3172-3184. <https://doi.org/10.1177/18724981251353205>
- Zheng, H., Li, X., & Li, F. (2026). Risk-aware unsupervised cyberattack detection via contrastive autoencoding and adversarial training in smart grid substations.

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO,
MONOGRAFÍA, EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 2.0

Reliability Engineering & System Safety, 272, 112529.

<https://doi.org/10.1016/j.ress.2026.112529>

Zhou, L., Gao, Z.-T., Zhai, P.-F., & Zeng, Y.-H. (2025). Intelligent parameter recommendation for substation design using knowledge graph and graph

neural networks. *Energy Informatics*, 9(1), 11.

<https://doi.org/10.1186/s42162-025-00605-6>

9. ANEXOS

A continuación, se relacionan los entregables de soporte desarrollados y se adjunta en su totalidad dentro de un archivo digital independiente estructurado de la siguiente manera:

- Archivo digital con software ENERVISTA.
- Manual de operación del banco de pruebas.
- Manual de operación del fabricante del RELÉ.
- Secuencia de maniobras.

10. ANEXOS

10.1. Anexo A-Secuencias de Maniobra

SECUENCIA DE MANIBRAS CIERRE INTERRUPTOR								
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		El interruptor solo permite cerrar de forma manual, solo si los seccionadores de barra 1 o 2 y línea se encuentran abiertos, el de tierra no depende del interruptor.
	Remoto		X	X	X	X		
Posición	Abierto	X	X	X	X	X		
	Cerrado					X	X	
Orden de mando	Cerrar	X					Positiva	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador a línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		El interruptor NO permite orden se cierre si el seccionador barra 1 está cerrado.
	Remoto		X	X	X	X		
Posición	Abierto	X		X	X	X	X	
	Cerrado		X					
	Cerrar	X					Negada	

ELABORADO POR:
Docencia

REVISADO POR:
Sistema Integrado de Gestión

APROBADO POR: Líder del Sistema Integrado de Gestión
FECHA APROBACIÓN: Octubre de 2023

Orden de mando	Abrir							
Operación	Correcta						X	
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		El interruptor NO permite orden se cierre si el seccionador barra 2 está cerrado.
	Remoto		X	X	X	X		
Posición	Abierto	X	X		X	X	X	
	Cerrado			X				
Orden de mando	Cerrar	X					Negada	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		El interruptor NO permite orden se cierre si el seccionador línea está cerrado.
	Remoto		X	X	X	X		
Posición	Abierto	X	X	X		X	X	
	Cerrado				X			
Orden de mando	Cerrar	X					Negada	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
Prueba de equipos nivel 0								

	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		El interruptor permite orden de cierre ya que no depende del seccionador de tierra.
	Remoto		X	X	X	X		
Posición	Abierto	X	X	X	X			
	Cerrado					X	X	
Orden de mando	Cerrar	X					Positiva	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		El interruptor NO permite orden de cierre local así los seccionadores de barra y línea se encuentren cerrados y en condición operativa ya que esta operación pone en riesgo al operario.
	Remoto		X	X	X	X		
Posición	Abierto	X		X		X	X	
	Cerrado		X		X			
Orden de mando	Cerrar	X					Negada	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS APERTURA INTERRUPTOR								
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto

Estado	Local	X	X	X	X	X		El interruptor permite orden de apertura local o remota, en cualquiera de los casos ya que no presenta lógica de apertura.
	Remoto	X	X	X	X	X		
Posición	Abierto			X		X	X	
	Cerrado	X	X		X			
Orden de mando	Cerrar							
	Abrir	X					Positiva	
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS CIERRE SECCIONADORES BARRA								
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		Los seccionadores de barra permite orden de cierre local solo cumpliendo dos condiciones: 1-Que los dos estén abiertos 2-Maniobras consecutivas abro uno y cierro el otro
	Remoto	X		X	X	X		
Posición	Abierto	X	X	X	X	X		
	Cerrado				X	X	X	
Orden de mando	Cerrar		X				Positiva	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS CIERRE SECCIONADORES BARRA								
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		

	Remoto	X	X		X	X		Los seccionadores de barra permite orden de cierre local solo cumpliendo dos condiciones: 1-Que los dos estén abiertos 2-Maniobras consecutivas abro uno y cierre el otro
Posición	Abierto	X	X	X	X	X		
	Cerrado				X	X	X	
Orden de mando	Cerrar			X			Positiva	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS APERTURA SECCIONADORES BARRA								
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		Los seccionadores de barra permite orden de apertura en local o remoto siempre y cuando el interruptor este abierto.
	Remoto	X		X	X	X		
Posición	Abierto	X		X	X	X	X	
	Cerrado		X		X	X		
Orden de mando	Cerrar							
	Abrir		X				Positiva	
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS APERTURA SECCIONADORES BARRA								
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		

	Remoto	X	X		X	X		Los seccionadores de barra permite orden de apertura en local o remoto siempre y cuando el interruptor este abierto.
Posición	Abierto	X	X		X	X	X	
	Cerrado			X	X	X		
Orden de mando	Cerrar							
	Abrir			X			Positiva	
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS CIERRE SECCIONADOR LINEA								
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X	X		el seccionador de línea permite orden de cierre siempre y cuando el interruptor este abierto, además también el seccionador de tierra debe estar abierto, este seccionador comparte lógica de enclavamiento con los dos equipos.
	Remoto	X	X	X		X		
Posición	Abierto	X	X	X	X	X		
	Cerrado		X	X			X	
Orden de mando	Cerrar				X		Positiva	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS CIERRE SECCIONADOR TIERRA								
Prueba de equipos nivel 0								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO,
MONOGRAFÍA, EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 2.0

Estado	Local	X	X	X	X	X		el seccionador de tierra permite orden de cierre siempre y cuando el seccionador de línea este abierto ya que estos dos equipos comparten lógica directa con posición inversa o los dos abiertos.	
	Remoto	X	X	X	X				
Posición	Abierto	X	X	X	X	X			
	Cerrado	X	X	X			X		
Orden de mando	Cerrar					X	Positiva		
	Abrir								
Operación							X		
	Correcta								
SECUENCIA DE MANIBRAS CIERRE INTERRUPTOR									
Prueba de equipos nivel 1 /En nivel 1 el relé debe estar en local									
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto	
Estado	Local		X	X	X	X		El interruptor solo permite cerrar de forma remota siempre y cuando uno de los dos seccionadores de barra este cerrado, el de línea debe estar cerrado por ende el de tierra está abierto	
	Remoto	X	X	X	X	X			
Posición	Abierto	X		X		X			
	Cerrado		X		X		X		
Orden de mando	Cerrar	X					Positiva		
	Abrir								
Operación							X		
	Correcta								
SECUENCIA DE MANIBRAS CIERRE INTERRUPTOR									
Prueba de equipos nivel 1 /En nivel 1 el relé debe estar en local									
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto	

ELABORADO POR:
Docencia

REVISADO POR:
Sistema Integrado de Gestión

APROBADO POR: Líder del Sistema Integrado de Gestión
FECHA APROBACIÓN: Octubre de 2023

Estado	Local		X	X	X	X		El interruptor NO permite orden de cierre en nivel 1 siempre y cuando no cumpla las condiciones de nivel cero
	Remoto	X	X	X	X	X		
Posición	Abierto	X	X	X	X	X	X	
	Cerrado		X	X	X	X		
Orden de mando	Cerrar	X					Negada	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS CIERRE SECCIONADORES BARRA								
Prueba de equipos nivel 1 /En nivel 1 el relé debe estar en local								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X			X	X		Los seccionadores de barra permiten orden de cierre siempre y cuando estén en remoto y cumplan con el enclavamiento del interruptor abierto y de nivel cero
	Remoto	X	X	X	X	X		
Posición	Abierto	X	X	X	X	X		
	Cerrado				X	X	X	
Orden de mando	Cerrar		X	X			Positiva	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS CIERRE SECCIONADOR LINEA								
Prueba de equipos nivel 1 /En nivel 1 el relé debe estar en local								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X		X		el seccionador de línea permite orden de cierre siempre y
	Remoto	X	X	X	X	X		
Posición	Abierto	X	X	X	X	X		

	Cerrado		X	X			X	cuando estén en remoto y cumplan con el enclavamiento del interruptor abierto y de nivel cero
Orden de mando	Cerrar				X		Positiva	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS CIERRE SECCIONADOR TIERRA								
Prueba de equipos nivel 1 /En nivel 1 el relé debe estar en local								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local	X	X	X	X			el seccionador de tierra permite orden de cierre siempre y cuando este en remoto y cumpla condiciones de nivel cero.
	Remoto	X	X	X	X	X		
Posición	Abierto	X	X	X	X	X		
	Cerrado	X	X	X			X	
Orden de mando	Cerrar					X	Positiva	
	Abrir							
Operación	Correcta						X	
SECUENCIA DE MANIBRAS APERTURA SECCIONADORES								
Prueba de equipos nivel 1 /En nivel 1 el relé debe estar en local								
	Equipos de operación	Interruptor potencia +112	Seccionador barra 1 +111	Seccionador barra 2 +115	Seccionador línea +117	Seccionador tierra +119	Estado final	Concepto
Estado	Local							el seccionadores permite orden de apertura siempre y cuando este en remoto y cumpla
	Remoto	X	X	X	X	X		
Posición	Abierto	X						
	Cerrado	X	X	X	X	X	X	
	Cerrar		X	X	X	X	Positiva	

Orden de mando	Abrir							condiciones de nivel cero.
Operación	Correcta						X	
CALCULOS A TENER EN CUENTA AL AJUSTAR EL RELÉ								
			Primario	Secundario		RTC	RTV	Los valores de RTC y RTV se deben tener en cuenta para los ajustes de protección en el relé, ya que se consideran factores multiplicadores
La relación de transformación de los Dt			100	1		100		
La relación de transformación de los Pt			115000	130			884,6153 85	
CARGA SIMULADA								
Resistencia instaladas			300 W					Estos dos elementos se combinan y aplicando ley de watt y variando el voltaje se genera un consumo de corriente en la resistencia.
Relé estado sólido con Potenciómetro			15 A					
Tabla de datos		V = %*120	I = V²/P	I = V/R	P = V*I			
Potenciómetro	Voltaje Red	Voltaje calculado	Resistencia fija	Corriente calculada	Potencia calculada			P =V²/R V=I*R
0%	120	0	48	0	0			El valor de la R es fijo y es igual a 48 ohm
25%	120	30	48	0,625	18,75			El valor de la I máx. es igual a 2.5 A

ELABORADO POR:
Docencia

REVISADO POR:
Sistema Integrado de Gestión

APROBADO POR: Líder del Sistema Integrado de Gestión
FECHA APROBACIÓN: Octubre de 2023

50%	120	60	48	1,25	75			
75%	120	90	48	1,875	168,75			
100%	120	120	48	2,5	300			
PROTECCIONES AJUSTADAS EN EL RELE								
Función	Abreviatura	ANSI	I cal * RTC	F. Multiplicador	Parámetros visibles en relé		Estos valores se establecen de acuerdo a la corriente nominal, por ende, se realiza un aproximado para que cada función actúe, algunas de estas funciones pueden ser más rápida que la otra por lo que se recomienda desactivar a conveniencia.	
		Código	Pickup	RTC	On line			
Temporizado de fase	PH TOC1 HIGH	51 P	1,8	100	180			
Temporizado de neutro	NEUTRAL TOC1	51N	1,2	100	120			
Instantáneo de fase	PH IOC1 HIGH	50 P	2,4	100	240			
Instantáneo de neutro	NEUTRAL IOC1	50N	2	100	200			
Sub tensión	PH UV1 PKP	27P	97 al 98%					
Sobretensión	PH OV1 PKP	59P	102 al 103%					