



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**“DISEÑO DE UN ENTORNO DE SIMULACIÓN AUTOMATIZADA PARA EL
CONTROL Y OPERACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: Sheyla Nayeli Bravo Crespín

Moisés Danny Vera Ordoñez

TUTOR: Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas

Guayaquil – Ecuador

2026

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Sheyla Nayeli Bravo Crespín con documento de identificación N° 0928292929 y Moisés Danny Vera Ordoñez con documento de identificación N° 0951150911 manifestamos que:

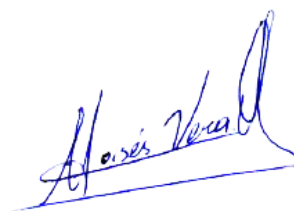
Somos los autores y responsables del presente trabajo y autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 20 de enero del año 2026

Atentamente;



Sheyla Nayeli Bravo Crespín
CI: 0928292929



Moisés Danny Vera Ordoñez
CI: 0951150911

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

Nosotros, Sheyla Nayeli Bravo Crespín con número de identificación N° 0928292929 y Moisés Danny Vera Ordoñez con número de identificación N° 0951150911, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de lo que somos autores del Proyecto Técnico: “DISEÑO DE UN ENTORNO DE SIMULACIÓN AUTOMATIZADA PARA EL CONTROL Y OPERACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Electricidad, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

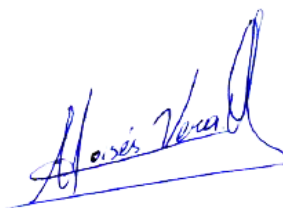
En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en el formato digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 20 de enero del año 2026

Atentamente;



Sheyla Nayeli Bravo Crespín
CI: 0928292929



Moisés Danny Vera Ordoñez
CI: 0951150911

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Ervin Geovanny Solano Villegas con documento de identificación N° 0923481915 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “DISEÑO DE UN ENTORNO DE SIMULACIÓN AUTOMATIZADA PARA EL CONTROL Y OPERACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”, realizado por Sheyla Nayeli Bravo Crespín con número de identificación N° 0928292929 y Moisés Danny Vera Ordoñez con número de identificación N° 0951150911, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 20 de enero del año 2026

Atentamente;



Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, MSc.
CI: 0923481915

DEDICATORIA

En primer lugar, dedico este trabajo a Dios, por su amor infinito, por brindarme salud, sabiduría y constancia para poder terminar esta importante etapa de mi vida.

A mis padres, Maira Crespín y José Bravo, por su amor incondicional, esfuerzo, sacrificio y confianza depositada en mí. Gracias por su apoyo a lo largo de este proceso.

A mis hermanos Miller, Jorman y Kristel, por su paciencia y cariño, siendo este un impulso para seguir adelante.

A mis abuelos, Josefina y Gerardo, por su cariño, consejos, y por ser mi mayor ejemplo de valores y esfuerzo.

A mis tíos y primos, en especial a mi tía Cinthia, por su apoyo, consejos y motivación.

A Daniela y Marshay, por su compañía fiel y amor incondicional.

A todas las personas que son parte de mi vida, y quienes de alguna u otra manera han contribuido significativamente a mi crecimiento personal y profesional.

Sheyla Nayeli Bravo Crespín

Con profunda gratitud dedico este logro a mi amado Dios, quien ha sido mi fortaleza, mi sustento y mi guía.

A mi esposa Alejandra e hija Ema, quienes han sido mi soporte y luz en este tiempo de aprendizaje, cuyo apoyo incondicional ha sido fundamental para alcanzar este objetivo.

A mi madre Maritza por siempre estar a mi lado. Su presencia ha sido mi soporte, su carácter firme y amoroso es mi inspiración para superar los desafíos que la vida me ha presentado.

A mi padre Adig, de quien he aprendido a siempre esforzarme y lograr todas las metas que deseo proponerme.

A mi querido Hermano Jonathan, quien ha sido mi gran ayuda, aunque las distancias nos tengan lejos siempre me ha brindado su apoyo incondicional.

A mi querido sobrino Jonás, a quien siempre acompañaré y apoyaré en cada etapa de su vida, guiándolo con amor para que alcance sus sueños y metas.

A mi hermano Adic, quien ha sido una fuente de inspiración y guía, sus consejos y confianza han sido un impulso importante para no rendirme y seguir adelante.

Dedico este logro a todas las personas que han puesto un grano de arena en mi desarrollo personal y profesional.

Moisés Danny Vera Ordoñez

AGRADECIMIENTO

Agradezco primeramente a Dios por brindarme salud, fortaleza y sabiduría para culminar esta etapa de mi vida profesional.

Agradezco a mi familia por el apoyo incondicional y motivación que me brindaron durante el proceso de mi formación académica.

Mi más sincero agradecimiento a mi tutor de tesis, Ing. Ervin Solano, por su orientación y acompañamiento durante el desarrollo del presente trabajo.

Expreso mi gratitud a la Universidad Politécnica Salesiana por la formación académica que recibí, y a mis docentes de la carrera de Ingeniería eléctrica que contribuyeron con sus conocimientos a mi formación profesional.

A mi compañero de tesis, Moisés Vera, por el esfuerzo conjunto que permitió superar las dificultades que se presentaron y finalizar este trabajo.

A mis compañeros de casa, quienes durante este proceso se convirtieron en una parte de mi familia. Gracias por la convivencia, apoyo y momentos compartidos.

Me agradezco a mí misma por el esfuerzo y la perseverancia para culminar esta etapa, pese a todas las circunstancias presentadas a lo largo de mi camino estudiantil.

Sheyla Nayeli Bravo Crespín

Agradezco en primer lugar a Dios, por darme fortaleza, sabiduría y la perseverancia para terminar esta etapa académica, guiándome en cada decisión que he tomado.

Agradezco a mi familia por su apoyo constante, especialmente a mi esposa Alejandra y a mi hija Ema, quienes han sido la principal fuente de motivación.

Agradezco a mis padres Maritza y Adig, por sus valores, consejos y ejemplo de esfuerzo, quienes han sido pilares fundamentales en mi formación personal y profesional.

Agradezco a mis hermanos Jonathan y Adic, quienes me han brindado su apoyo incondicional, por el esfuerzo que han hecho para que éste logro sea reflejado en mi vida.

Agradezco a mi compañera de tesis Sheyla, por el compromiso y apoyo en el desarrollo de este trabajo, ya que fueron fundamentales para cumplir los objetivos planteados.

Agradezco de manera especial al Ing Ervin Solano, quien con sus conocimientos, experiencia y orientación aportaron de manera significativa a mi formación académica.

Agradezco aquellas personas que de alguna u otra manera formaron parte de este proceso.

Moisés Danny Vera Ordoñez

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.....	iii
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xi
RESUMEN	xii
ABSTRACT	xiii
ACRONIMOS.....	xiv
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 TITULO.....	1
1.2 ANTECEDENTES	1
1.3 INTRODUCCIÓN.....	2
1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.5 JUSTIFICACIÓN	3
1.6 ALCANCE.....	4
1.7 BENEFICIARIOS	5
1.8 OBJETIVOS	6
1.8.1 OBJETIVO GENERAL	6
1.8.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	7
2.1 SISTEMAS SCADA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	7
2.2 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y COMPONENTES DE DISTRIBUCIÓN ..	8
2.2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	8
2.2.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN	9
2.2.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	10
2.2.4 BARRAJE DE UNA SUBESTACIÓN.....	11
2.2.5 INTERRUPTORES DE POTENCIA.....	12

2.2.6	SECCIONADORES	13
2.2.7	CIRCUITOS DE CONTROL.....	14
2.3	CONTROLADORES DE AUTOMATIZACIÓN RTAC	15
2.3.1	RTAC SEL-3530	16
2.3.2	SOFTWARE ACSELERATOR RTAC SEL-5033	17
2.3.3	COMUNICACIÓN RTAC A PC MEDIANTE CABLE ETHERNET	18
2.3.4	COMUNICACIÓN TABLERO DE CONTROL AL RTAC	19
2.4	PLATAFORMA WINCC COMO HERRAMIENTA DE SUPERVISIÓN.....	20
2.4.1	TIA PORTAL - TOTALLY INTEGRATED AUTOMATION.....	21
2.4.2	DESARROLLO DE INTERFACES HMI EN WINCC ADVANCED	22
2.5	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN EN SISTEMAS SCADA	23
2.6	SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 24	
2.7	SIMULACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS EN ENTORNOS ACADÉMICOS.....	26
2.8	TENDENCIAS ACTUALES EN AUTOMATIZACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	27
CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.....		29
3.1	ESCENARIOS.....	29
3.2	DIAGRAMAS UNIFILARES.....	30
3.2.1	ESCENARIO 1: OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	30
3.2.2	ESCENARIO 2: MANIOBRA OPERATIVA POR FALLA DE LÍNEA	32
3.2.3	ESCENARIO 3: DESENERGIZACIÓN DE LA BARRA PRINCIPAL POR MANTENIMIENTO PROGRAMADO.....	34
3.3	IDENTIFICACIÓN DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	36
3.3.1	LEVANTAMIENTO DE SEÑALES DE OPERACIÓN Y MANDO GENERAL DEL SISTEMA.....	36
3.3.2	LEVANTAMIENTO PARA LA OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	38
3.3.3	LEVANTAMIENTO PARA MANIOBRA OPERATIVA POR FALLA DE LÍNEA. 40	
3.3.4	LEVANTAMIENTO PARA DESENERGIZACIÓN DE LA BARRA PRINCIPAL POR MANTENIMIENTO PROGRAMADO.	42

3.4	CIRCUITOS FÍSICOS	44
3.5	ENTRADAS Y SALIDAS DIGITALES A INTEGRAR	45
3.6	ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN DEL PROYECTO.....	46
3.6.1	NIVEL DE CAMPO.....	47
3.6.2	NIVEL DE CONTROL	48
3.6.3	NIVEL DE SUPERVISIÓN.....	48
3.6.4	CIRCUITO DE MANIOBRA OPERATIVA PARA OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	49
3.6.5	CIRCUITO DE MANIOBRA OPERATIVA POR FALLA DE LÍNEA	51
3.6.6	CIRCUITO DE DESENERGIZACIÓN DE LA BARRA PRINCIPAL POR MANTENIMIENTO PROGRAMADO.....	53
3.7	ASIGNACIÓN DE IP A LOS DISPOSITIVOS	55
3.7.1	COMUNICACIÓN CON LA COMPUTADORA.....	56
3.8	AJUSTES DE PARÁMETROS DE LA PC	58
3.9	ACSELERATOR RTAC SEL – 5033	59
3.10	CONFIGURACIÓN EN WINCC – ADVANCED.....	65
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y RESULTADOS		70
4.1	PANTALLA SINÓPTICA PRINCIPAL DEL SISTEMA	70
4.2	PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL ENTORNO DE SIMULACIÓN.....	72
4.2.1	PRUEBA DE MANIOBRA DE OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (ENERGIZACIÓN ESTÁNDAR).....	72
4.2.2	PRUEBA DE MANIOBRA POR OPERACIÓN CON FALLA DE LÍNEA Y TRANSFERENCIA A LÍNEA DE RESPALDO.....	74
4.2.3	PRUEBA DE MANIOBRA OPERATIVA POR DESENERGIZACIÓN DE LA BARRA PRINCIPAL PARA MANTENIMIENTO PROGRAMADO	75
4.3	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	77
4.4	VALIDACIÓN DE OBJETIVOS Y APLICABILIDAD DEL SISTEMA	78
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		80
5.1	CONCLUSIONES	80
5.2	RECOMENDACIONES.....	82
BIBLIOGRAFÍA		85
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		85
ANEXOS		88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistemas SCADA en redes de distribución eléctrica	7
Figura 2. Sistemas de distribución eléctrica	9
Figura 3. Transformadores de potencia	10
Figura 4. Sistema de barraje	11
Figura 5. Interruptores de potencia.....	12
Figura 6. Seccionadores (disconnectors o isolators	13
Figura 7. Circuitos de control de las subestaciones eléctricas	15
Figura 8. Relay Automation Controllers (RTAC)	16
Figura 9. Controlador de Automatización en Tiempo Real (RTAC) SEL-3530.....	17
Figura 10. Software de acSELerator RTAC	18
Figura 11. PLATAFORMA WinCC	21
Figura 12. TIA Portal (Totally Integrated Automation Portal)	22
Figura 13. Desarrollo de pantallas HMI con WinCC Advanced.....	23
Figura 14. Sistemas de protección en redes de distribución eléctrica	25
Figura 15. Operación normal del sistema de distribución.....	31
Figura 16. Escenario 2: Maniobra operativa por falla de línea Fuente: Autores	33
Figura 17. Escenario 3: Desenergización de la barra principal por mantenimiento programado	35
Figura 18. Diseño general	37
Figura 19. Diseño Escenario 1	39
Figura 20. Diseño Escenario 2	41
Figura 21. Diseño Escenario 3	43
Figura 22. Conexión de entradas y salidas del módulo.....	45
Figura 23. Diagrama de señales digitales	46
Figura 24. Arquitectura de comunicación del proyecto.....	47
Figura 25. Circuito de maniobra operativa para operación normal del sistema de distribución.....	51
Figura 26. Circuito de maniobra operativa por falla de línea.....	53
Figura 27. Circuito de desenergización de la barra principal por mantenimiento programado.....	55
Figura 28. Comunicación entre el sistema la PC y el RTAC	57
Figura 29. Configuración de red del sistema de simulación	57
Figura 30. Ajustes de parámetros de la PC.....	58
Figura 31. Iniciar el programa acSELerator RTAC.....	60
Figura 32. La selección del modelo RTAC	60
Figura 33. Configuración de servidores de comunicación.....	61
Figura 34. Comunicación entre el controlador RTAC y el sistema SCADA	62
Figura 35. Configurar la dirección IP.....	62
Figura 36. Asignación de variables dentro del software acSELerator RTAC	63
Figura 37. En línea el controlador RTAC SEL-3530	64
Figura 38. Conexión correctamente con el software acSELerator RTAC	64
Figura 39. Guardar los cambios realizados en la configuración del RTAC	65
Figura 40. Configuración en WINCC – ADVANCED.....	66
Figura 41. Configuraciones iniciales del proyecto SCADA	66
Figura 42. Dirección IP estática asignada al controlador RTAC	67
Figura 43. HMI tags	68
Figura 44. Finalizar la configuración del sistema SCADA.....	69
Figura 45. Pantalla sinóptica principal	71
Figura 46. Prueba de maniobra de operación normal	73
Figura 47. Prueba de maniobra por operación con falla de línea	75
Figura 48. Prueba de maniobra operativa por desenergización de la barra principal	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Maniobra operativa para operación normal del sistema de distribución	50
Tabla 2. Maniobra operativa por falla de línea	52
Tabla 3. Desenergización de la barra principal por mantenimiento programado	54
Tabla 4. Asignación de IP a los dispositivos	56

RESUMEN

El presente trabajo de titulación consiste en el diseño e implementación de un entorno de simulación automatizada para el control y la operación de protecciones en redes de distribución eléctrica, análisis desarrollado en el laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Guayaquil. Este proyecto de investigación surge ante la necesidad que se ha encontrado para poder complementar la formación práctica del estudiante con recursos que simulan condiciones operativas de actualidad de los sistemas eléctricos de potencia. Este sistema logra integrar tecnologías industriales profesionales como el Relay Automation Controller (RTAC) SEL-3530 y la plataforma SCADA WinCC de Siemens, permitiendo reproducir indefinidamente condiciones de operación, maniobra y supervisión de las redes de distribución sin la necesidad de haber energizado cargas físicas reales, evitando así situaciones de riesgo en instalaciones energizadas.

La arquitectura que se implementó está conformada por tres capas jerárquicas: la capa de campo (tablero de control con interruptores y seccionadores), la capa de control (RTAC como controlador funcional y un gateway de comunicaciones) y la capa de supervisión (como interfaz HMI una interfaz desarrollada en el software WinCC). La comunicación entre componentes se establece a través del protocolo de comunicación Modbus TCP/IP en la red Ethernet, de forma que se asegura una transmisión de datos en tiempo real y de forma confiable. De forma experimental se han validado tres escenarios operativos representativos de situaciones típicas en las redes de distribución: la operación normal con alimentación de las barras BUS H1 y BUS H2, luego la maniobra operativa por falla de una línea por lo que se transfiere a una línea de respaldo para la alimentación normal de las barras BUS H1 y BUS 2, y la transferencia a una segunda línea de respaldo para una maniobra operativa por desenergización de barra principal. Los resultados confirman la correcta adquisición de señales digitales, el correcto procesamiento de las lógicas necesarias de automatización y la visualización dinámica del sistema.

Palabras claves: Simulación automatizada, Sistemas SCADA, Redes de distribución eléctrica, RTAC SEL-3530, WinCC, Automatización de subestaciones, Protocolos de comunicación industrial, Modbus TCP/IP, Interfaz HMI

ABSTRACT

The present degree project consists of the design and implementation of an automated simulation environment for the control and operation of protection systems in electrical distribution networks. The analysis was carried out in the Electrical Engineering laboratory of the Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil campus. This research project arises from the identified need to complement students' practical training with resources that simulate current operational conditions of electric power systems. The developed system integrates professional industrial technologies such as the SEL-3530 Relay Automation Controller (RTAC) and the Siemens WinCC SCADA platform, making it possible to indefinitely reproduce operating, switching, and supervision conditions of distribution networks without the need to energize real physical loads, thereby avoiding risk situations in energized installations.

The implemented architecture is composed of three hierarchical layers: the field layer (control panel with circuit breakers and disconnectors), the control layer (RTAC as the functional controller and a communications gateway), and the supervision layer (an HMI interface developed using WinCC software). Communication among components is established through the Modbus TCP/IP communication protocol over an Ethernet network, ensuring real-time and reliable data transmission. Experimentally, three operational scenarios representative of typical situations in distribution networks were validated: normal operation with power supplied to the BUS H1 and BUS H2 busbars, followed by an operational maneuver due to a line failure, resulting in transfer to a backup line for normal power supply to the BUS H1 and BUS 2 busbars, and transfer to a second backup line for the operational maneuver due to de-energization of the main busbar.. The results confirm correct digital signal acquisition, proper processing of the required automation logic, and dynamic system visualization.

Keywords: Automated simulation, SCADA systems, Electrical distribution networks, RTAC SEL-3530, WinCC, Substation automation, Industrial communication protocols, Modbus TCP/IP, HMI

ACRONIMOS

- RTAC** - Relay Automation Controller (Controlador de Automatización de Relés)
- SCADA** - Supervisory Control And Data Acquisition (Control Supervisor y Adquisición de Datos)
- WinCC** - Windows Control Center (Centro de Control Windows)
- HMI** - Human Machine Interface (Interfaz Humano-Máquina)
- SEL** - Schweitzer Engineering Laboratories
- TCP/IP** - Transmission Control Protocol/Internet Protocol (Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet)
- DNP3** - Distributed Network Protocol 3 (Protocolo de Red Distribuida 3)
- IED** - Intelligent Electronic Device (Dispositivo Electrónico Inteligente)
- UPS** - Universidad Politécnica Salesiana
- BP** - Barra Principal
- IEC** - International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
- EMS** - Energy Management System (Sistema de Gestión de Energía)
- GOOSE** - Generic Object Oriented Substation Event (Evento de Subestación Orientado a Objetos Genérico)
- DA** - Distribution Automation (Automatización de Distribución)
- FLISR** - Fault Location, Isolation and Service Restoration (Localización de Fallas, Aislamiento y Restauración del Servicio)
- OPC** - OLE for Process Control (OLE para Control de Procesos)
- RTU** - Remote Terminal Unit (Unidad Terminal Remota)
- PLC** - Programmable Logic Controller (Controlador Lógico Programable)
- I/O** - Input/Output (Entrada/Salida)
- IP** - Internet Protocol (Protocolo de Internet)

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 TITULO

Diseño de un entorno de simulación automatizada para el control y operación de protecciones en redes de distribución eléctrica.

1.2 ANTECEDENTES

La transformación de los sistemas eléctricos de distribución ha sufrido una profunda transformación en las últimas décadas por la adopción de tecnologías de automatización, comunicación y control que requieren profesionales con unas competencias técnicas suficientemente fuertes en términos tanto de contenidos teóricos como prácticos [1]. En este contexto, la formación académica de la Ingeniería Eléctrica tiene el reto de proporcionar elementos para la formación de experiencias de aprendizaje que se asemejen a los momentos de operación real de las infraestructuras eléctricas actuales.

Numerosos estudios han demostrado la validez de los entornos de simulación con fines pedagógicos para la enseñanza de los sistemas de potencia. Cárdenas [2] mostraron que los laboratorios basados en simulación SCADA tienen una mejora significativa en cuanto a la comprensión de los conceptos difíciles y en la implicación de los estudiantes mediante aprendizaje experiencial. Igualmente, Kezunovic [3] establece que la integración de sistemas de protección inteligentes junto con plataformas SCADA en un entorno académico ayuda a cerrar la brecha que existe entre la teoría y la práctica.

Las instituciones educativas han comenzado a implementar laboratorios de automatización con tecnologías industriales de verdad a nivel internacional. Los Relay Automation Controller (RTAC) en ámbito académico, que permiten a los alumnos experimentar con protocolos de comunicación estándares como DNP3, Modbus TCP/IP o IEC 61850, deberían preparar a los estudiantes para los problemas que puedan encontrar dentro del sector eléctrico actual [4]. WinCC de Siemens ha sido adoptada en muchas titulaciones de ingeniería como

herramienta de supervisión y control, ofreciendo interfaces que simulan los entornos reales de operación de sistemas eléctricos [5].

Para el caso de Ecuador y en concreto la Universidad Politécnica Salesiana, se ha detectado la necesidad de modernizar los recursos didácticos existentes con la implementación de un laboratorio de Ingeniería Eléctrica, dado que la dotación existente tiene restricciones en los procesos de automatización y protección de redes de distribución modernas y actuales, lo que nos ha llevado a definir el presente proyecto para dar respuesta a la necesidad educacional, a la vez que contamos con la recomendación del IEEE Power & Energy Society para desarrollar sistemas SCADA en el ámbito educativo [6].

1.3 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución eléctrica representan el último escalón en una cadena que comienza con la producción de energía y termina con la entrega a los usuarios, siendo fundamentales a la hora de garantizar la continuidad, la calidad y la seguridad del suministro eléctrico. Ahora bien, la cada vez mayor complejidad de estas redes, a causa de la inclusión de tecnologías de automatización, de sistemas de protección inteligentes y sistemas de explotación de supervisión remota, necesita que los futuros profesionales reciban una formación suficiente que contemple habilidades técnicas a nivel teórico y práctico [6].

En el ámbito académico, la formación de los ingenieros eléctricos debe afrontar el reto de proveer experiencias de aprendizaje que se asemejen lo máximo posible a las condiciones de operación de los sistemas eléctricos actuales. Los entornos de simulación de los sistemas de protección y electrónica de una forma industrial, como son los Relay Automation Controllers (RTAC) y sistemas SCADA son una herramienta pedagógica muy adecuada para poder observar la conexión entre la teoría y la práctica.

El presente trabajo de titulación está centrado en el diseño e implementación de un entorno de simulación automatizada para la operación y control de protecciones en las redes de distribución de electricidad.

1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La formación profesional en Ingeniería Eléctrica es la forma más cercana de desarrollar competencias en torno a la comprensión de la operación, control y protección de los sistemas

eléctricos de la actualidad. En la Universidad Politécnica Salesiana, sede Guayaquil, se tienen laboratorios que permiten realizar prácticas de sistemas eléctricos, pero no son las adecuadas para reproducir los procesos de automatización y protección de las redes actuales de distribución eléctrica.

Los equipos de laboratorio no permiten realizar prácticas de complejidad media o alta, por lo que ni las maniobras operativas se pueden realizar. No es posible reproducir eventos de falla o las respuestas automáticas de los dispositivos de protección, principios fundamentales para entender el funcionamiento de las infraestructuras eléctricas de media tensión. Esta imposibilidad de reproducir eventos de falla o responder a una situación de falla afecta la formación técnica en torno a aspectos de ajuste de protecciones, supervisión de sistemas eléctricos de forma remota, automatización y análisis de fallas, lo que genera una desconexión entre el aprendizaje realizado en el aula y las competencias prácticas que demanda el sector energético actual.

1.5 JUSTIFICACIÓN

La creación de un entorno de simulación automatizada para el control y la puesta en marcha de protecciones en las redes de distribución eléctrica está perfectamente justificada por la necesidad de mejorar la formación técnica en automatización, control y protección en el ámbito de la ingeniería eléctrica. Este sistema responderá a la necesidad de reproducir fielmente las verdaderas condiciones de puesta en marcha de una red de distribución eléctrica y permite el análisis de maniobras, eventos y respuestas de dispositivos de protección en un entorno seguro y controlado.

La elección de tecnologías, como el Relay Automation Controller (RTAC) y la estación de trabajo WinCC, responde a su uso extendido y a su capacidad de soportar sólidos logros en las funciones de control, comunicación y visualización de los procesos en tiempo real. De esta manera, estas herramientas permitirán la configuración de un sistema de simulación con las mismas características que los sistemas SCADA empleados en la operación de redes de media tensión, generando experiencia práctica y acorde con las exigencias del sector eléctrico actual [4].

1.6 ALCANCE

La actual propuesta del trabajo de titulación persigue conseguir el diseño, implementación y validación de un entorno de simulación automatizada para el control y operación de protecciones para redes de distribución de la energía eléctrica, el cual se ha desarrollado en el laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Guayaquil.

El trabajo de titulación tiene un alcance técnico que incluye la caracterización total existente para las señales de entrada y salida que se dispone en el tablero de control del laboratorio, la configuración del controlador RTAC SEL-3530 como dispositivo de automatización central, el desarrollo de interfaces gráficas de supervisión en la plataforma WinCC de Siemens y la comunicación mediante protocolo Modbus TCP/IP entre los elementos de la automatización. Están previstos la implementación de un conjunto de tres escenarios operativos que representan el funcionamiento de redes de distribución de la energía eléctrica: operación normal del sistema de alimentación de la barra principal, maniobra operativa de transferencia de alimentación por falla de una línea, y maniobra operativa de transferencia de alimentación por mantenimiento programado de la barra principal. Cada uno de los escenarios previstos será validado mediante la realización de pruebas funcionales que permitan comprobar de forma correcta la adquisición de las señales, la activación de lógicas de control y la visualización de la salida en tiempo real.

La instalación de cargas eléctricas reales o la modificación de la infraestructura física permanente del laboratorio no son parte de este proyecto, dado que se basa en la interconexión lógica de señales existentes. El entorno que se desarrolla considera solamente fines académicos de formación técnica, sirviendo de plataforma extensible para futuras ampliaciones de funcionalidad conforme se vayan detectando necesidades pedagógicas de la carrera de Ingeniería Eléctrica.

1.7 BENEFICIARIOS

Los beneficiarios del presente proyecto técnico se clasifican en tres grupos principales:

- Universidad Politécnica Salesiana, Sede Guayaquil: La universidad optimiza su infraestructura de laboratorios con un entorno de simulación automatizada que incorpora tecnologías industriales reales (RTAC SEL-3530 y WinCC) que se traduce en este recurso didáctico moderno, con el objetivo de enriquecer la formación práctica de los estudiantes de Ingeniería Eléctrica en los campos de la automatización, la supervisión y el control de sistemas de distribución eléctrica, permitiendo experimentar con escenarios operativos reales sin los peligros asociados a los sistemas de instalaciones eléctricas energizadas. A su vez, la universidad se posiciona como inspiradora de nuevas iniciativas educativas para la formación técnica de excelencia en el sector eléctrico.
- Estudiantes y futuros profesionales de Ingeniería Eléctrica: El entorno que se ha desarrollado proporciona un medio de enseñanza práctico en un entorno seguro que cierra la brecha entre conocimientos teóricos y capacidades técnicas demandadas por el sector eléctrico actual, donde los estudiantes terminan adquiriendo experiencia real sobre sistemas SCADA, protocolos de comunicación industrial (Modbus TCP/IP, DNP3, IEC 61850), controladores de automatización y maniobras operativas capacitivas de redes de distribución reales, lo que mejora notablemente la empleabilidad y la formación profesional de los alumnos.
- Sector eléctrico público y empresas del sector de la distribución eléctrica: El proyecto establece un modelo escalable y replicable de formación técnica que permite formar mejores profesionales para enfrentar los retos de modernización, automatización y operación de redes eléctricas de distribución. Las empresas del sector se benefician de manera indirecta al disponer de ingenieros formados en tecnologías actuales para abordar soluciones sobre confiabilidad del suministro eléctrico, restauración de contingencias y operación de sistemas de distribución eléctrica a alta capacidad de sistema automatizado.

1.8 OBJETIVOS

1.8.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un entorno de simulación basado en las tecnologías Relay Automation Controllers (RTAC) y WinCC, mediante el modelado de funciones de control y supervisión propias de un sistema SCADA, con el fin de reproducir condiciones operativas reales en subestaciones eléctricas y fortalecer la formación técnica de los estudiantes.

1.8.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los fundamentos teóricos y aplicaciones de los sistemas SCADA en el control y supervisión de redes de distribución, mediante la revisión técnica y bibliográfica especializada, para establecer los lineamientos que orienten el diseño del entorno de simulación.
- Identificar los componentes, protocolos de comunicación y parámetros de configuración requeridos para la integración del RTAC con la plataforma WinCC, a través del estudio de sus características funcionales y compatibilidades, con el fin de definir una arquitectura eficiente y adaptable al entorno académico.
- Evaluar el desempeño operativo del entorno diseñado mediante pruebas de simulación controladas y análisis de variables de supervisión y protección, para validar la confiabilidad, operatividad y aplicabilidad del sistema propuesto en el ámbito educativo y técnico.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMAS SCADA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) constituyen una tecnología clave en la operación moderna de la red eléctrica de distribución, brindando la posibilidad de supervisar, controlar y adquirir datos en tiempo real desde centros de control remotos [7]. Los sistemas SCADA incluyen componentes de hardware y software que permiten, por tanto, supervisar variables eléctricas tales como tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia, lo que contribuye a la toma de decisiones operativas y el mantenimiento predictivo de la infraestructura eléctrica.

La estructura de un SCADA para redes de distribución suele estructurarse en tres niveles jerárquicos principales. En primer lugar, el nivel de campo enclava a los sensores, transductores, relés de protección e interruptores que forman parte del sistema eléctrico en sí. El segundo nivel, el nivel de comunicación alberga a los protocolos y los medios de transmisión capaces de transportar la información adquirida entre el campo y el centro de control. Por último, el tercer y último nivel, el nivel de supervisión, incluye las estaciones de trabajo, servidores y aplicaciones correspondientes a la interfaz humano-máquina que permite a los operadores observar el estado del sistema e introducir órdenes de control [8].

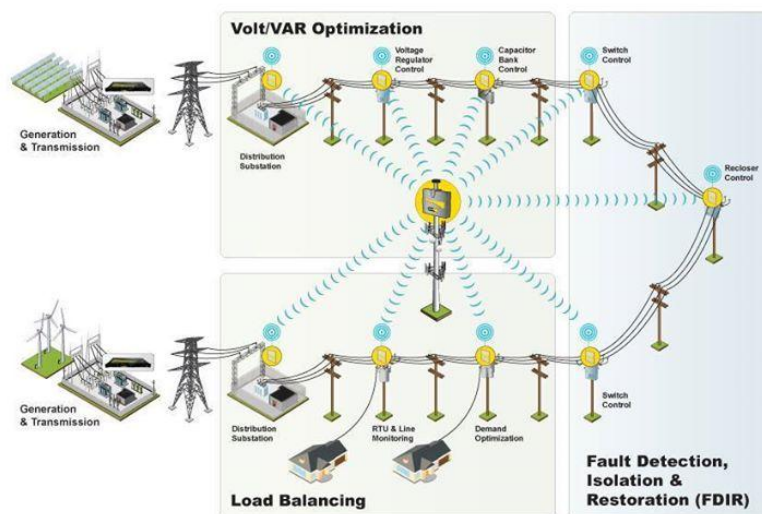


Figura 1. Sistemas SCADA en redes de distribución eléctrica
Fuente: [9]

El área de aplicación a la que pertenezcan los sistemas SCADA referidos también puede relacionarse con las redes inteligentes o Smart Grid, las cuales han sido extensivas en los sistemas SCADA contemporáneos, implicando que los sistemas SCADA tienen la capacidad de incluir algoritmos avanzados de análisis de datos, integración con sistemas de gestión de energía (EMS) y permitir la operación de recursos energéticos distribuidos mediante un SCADA. En el Sistema SCADA moderno, la integración de algoritmos de inteligencia artificial y machine learning permite detectar de forma temprana anomalías, prever fallos o peligrar automáticamente la operación de la red [10].

Los beneficios de sistemas SCADA en los sistemas de distribución, gracias a los alicientes que estos otorgan abarcan desde la reducción de los tiempos de restauración ante un evento de fallo hasta la reducción de las pérdidas técnicas y mejora de la calidad del flujo eléctrico hasta la reducción de costes operativos por inspecciones manuales. La literatura muestra que las empresas distribuidoras que usan algoritmos en una evolución SCADA llegan a rebajar medidas de interrupción (SAIDI) hasta cerca del 40% y logran mejorar notablemente la continuidad del suministro [11].

2.2 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y COMPONENTES DE DISTRIBUCIÓN

2.2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Las subestaciones eléctricas se consideran nodos dentro de los sistemas de potencia de suma importancia, para la transformación de niveles de tensión, la distribución de energía eléctrica, así como para la protección del sistema cuando se está ante condiciones anormales de operación. Una subestación eléctrica, se define como aquella instalación que tiene la finalidad de modificar y regular los parámetros de la energía eléctrica, permitiendo así su transmisión por las líneas desde los centros de generación hasta los puntos de consumo [12]. Las subestaciones pueden ser clasificadas teniendo en cuenta su función: las subestaciones elevadoras (las cuales están en las centrales de generación), subestaciones reductoras (suben el nivel de tensión para la distribución) y subestaciones de maniobra o switcheo (que son aquéllas que permiten conectar líneas, sin transformación de tensión). Por su instalación,

éstas pueden ser del tipo intemperie (outdoor), interior (indoor) o tipo GIS (Gas Insulated Substation) cada una con sus propias características de diseño, protección y operación [13].

2.2.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución eléctrica constituyen la etapa final del proceso de suministro de energía eléctrica, cuyo objetivo es transportar la energía eléctrica desde los centros de transformación hasta los usuarios finales a niveles de media tensión (MT) y baja tensión (BT). Las redes de distribución a partir de la subestación son las redes de media tensión y se dividen en primarias (que operan a niveles de tensión típicos de 13.8 kV y 34.5 kV) y de media tensión a baja tensión (operando a niveles de tensión de baja tensión típica de 220/127 V o 440/220 V) [14].

Las estructuras topológicas de las redes de distribución pueden ser radiales, en anillo o malladas. Las redes radiales son las más vistas en cuanto a su economía y simplicidad, ya que son un único camino de alimentación desde la subestación hasta las cargas; las redes en anillo ofrecen una mayor confiabilidad en la alimentación desde dos direcciones; y, por último, las redes malladas son las más confiables, pero tienen una mayor complejidad tanto a nivel operativo como a nivel de protección. La tendencia actual de las redes de distribución es la implementación de topologías activas que incorporen la generación distribuida, los sistemas de almacenamiento de energía y las capacidades de autoconfiguración y autorecuperación, aspectos centrales del paradigma de las redes inteligentes (Smart Grids) [15].

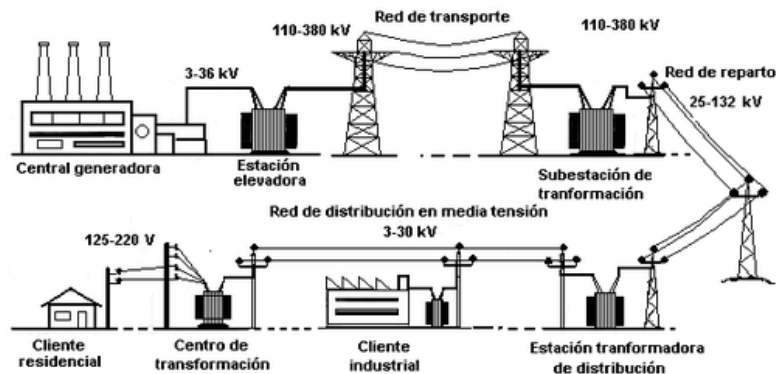


Figura 2. Sistemas de distribución eléctrica
Fuente: [16]

2.2.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los transformadores de potencia son dispositivos estáticos imprescindibles en las subestaciones eléctricas, cuyo objetivo básico se basa en realizar la transformación de los niveles de tensión a partir de inducción electromagnética, permitiendo así que la transmisión de la energía eléctrica se ejecute eficientemente y se adapte a los niveles que se requieren de la misma para su distribución y uso [17].

Los transformadores en las subestaciones de distribución se encuentran en general trabajando con un sistema trifásico de transformadores con relaciones de transformación que permiten que los niveles de media tensión (13.8 kV, 22 kV, 34.5 kV) se reduzcan a niveles de baja tensión adecuados para consumir (220/127 V, 440/220 V). En general, las configuraciones más comunes de las conexiones más usuales son la del tipo de conexión delta-estrella (Δ -Y), estrella-estrella (Y-Y), y delta-delta (Δ - Δ) que posee características distintivas, tanto de operación como de aplicación en subestaciones. Los transformadores de potencia requieren sistemas de protección con dispositivos que incluyan protección diferencial, protección contra sobrecorriente, relés Buchholz para la detección de fallas internas mediante gases, dispositivos de alivio de presión, y sistemas de monitoreo de temperatura del aceite y de los devanados. La correcta selección de estos dispositivos de protección es fundamental para asegurar la vida útil del equipo y la continuidad del servicio eléctrico [18].



*Figura 3. Transformadores de potencia
Fuente: [19]*

2.2.4 BARRAJE DE UNA SUBESTACIÓN

El sistema de barraje viene a ser el sistema conductor principal de la subestación eléctrica, pues en él confluyen las líneas de transmisión o distribución, los transformadores, las celdas de distribución, los interruptores y los demás equipos constitutivos de la subestación, todo ello con el objetivo de asegurar la interconexión, distribución y maniobra de los circuitos eléctricos. Los barrajes pueden ser construidos indistintamente en cobre o en aluminio, eventualmente el material se escoge en base a criterios de conductividad, peso, coste y facilidad de instalación [20].

Las configuraciones de barraje más típicas de los transformadores de distribución son: barra simple (la opción más económica, pero con menos fiabilidad), barra principal y barra de transferencia (que permite realizar mantenimiento de la barra principal sin tener que interrumpir el transcurso del servicio), doble barra (que permite acceder a una mayor flexibilidad operativa), y anillo e interruptor en medio (configuraciones que suelen aparecer en instalaciones que buscan alta fiabilidad). La elección de la configuración del barraje debe sujetarse a múltiples criterios: nivel de tensión, importancia de las cargas servidas, requerimientos de fiabilidad, necesidad de mantenimiento, espacio disponible y criterios económicos. Las tendencias actuales propenden hacia configuraciones que otorguen la máxima flexibilidad operativa y los mínimos tiempos de interrupción mediante esquemas automáticos de transferencia y reconfiguraciones de los circuitos por cuestiones de flexibilidad, nuevas sensaciones de centralidad-generación local que parece que desembocan en la creación y utilización de centrales de generación local [21].



*Figura 4. Sistema de barraje
Fuente: [19]*

2.2.5 INTERRUPTORES DE POTENCIA

Los interruptores de potencia son dispositivos de maniobra y protección que son capaces de establecer, conducir e interrumpir corrientes bajo condiciones normales del circuito eléctrico, así como establecer, conducir durante un tiempo determinado e interrumpir corrientes bajo ciertas condiciones anormales definidas del circuito eléctrico, como es el caso de las del cortocircuito. Los interruptores de potencia se clasifican de acuerdo con el medio de extinción del arco eléctrico en interruptores de aceite (propios de instalaciones obsoletas), interruptores neumáticos (que utilizan el aire comprimido), interruptores en hexafluoruro de azufre SF₆ (ampliamente utilizados gracias a su excelente capacidad dieléctrica), e interruptores en vacío (tecnología predominante en media tensión debido a su bajo mantenimiento y larga vida útil) [22].

Las principales características que definen un interruptor de potencia son: tensión nominal, corriente nominal, capacidad de interrupción simétrica y asimétrica, secuencia de maniobra (O-CO-CO para reconexión), tiempo de apertura y cierre y resistencia al paso de corrientes de cortocircuito. Los interruptores modernos incluyen accionamientos motorizados o por resorte, así como sistemas de monitoreo que registran número de maniobras, corrientes interrumpidas, condiciones del mecanismo, etc [23].



*Figura 5. Interruptores de potencia
Fuente: [19]*

2.2.6 SECCIONADORES

Los seccionadores (disconnectors o isolators) son dispositivos de maniobra que tienen como finalidad aislar eléctricamente equipos o secciones del sistema eléctrico, de forma que garantizan una separación visible que permite realizar trabajos de mantenimiento de forma segura. A diferencia de los interruptores de potencia, los seccionadores no están pensados para interrumpir corrientes de carga y de cortocircuito, por lo que deben ser operados exclusivamente con el circuito desenergizado o conduciendo corrientes mínimas (corrientes capacitivas de líneas sin carga) [16].

Los seccionadores se clasifican según su construcción en seccionadores de cuchillas giratorias, seccionadores de columnas giratorias, seccionadores pantógrafos (en instalaciones de alta tensión) y seccionadores tipo tandem. Según la instalación se puede diferenciar entre seccionadores de intemperie o interiores, y algunos diseños especiales permiten abrirse bajo pequeñas corrientes capacitivas o inductivas que poseen cámaras de extinción de arco auxiliares. Los enclavamientos de seguridad son un elemento crucial en los seccionadores para evitar maniobras equivocadas que pueden producir arcos eléctricos peligrosos o dañar los equipos. Los enclavamientos pueden ser mecánicos, eléctricos o por software (cuando el sistema está automatizado), garantizando que los seccionadores solamente se puedan realizar cuando el interruptor que les corresponde se encuentre en posición abierta y garantizando que el circuito esté desenergizado [24].

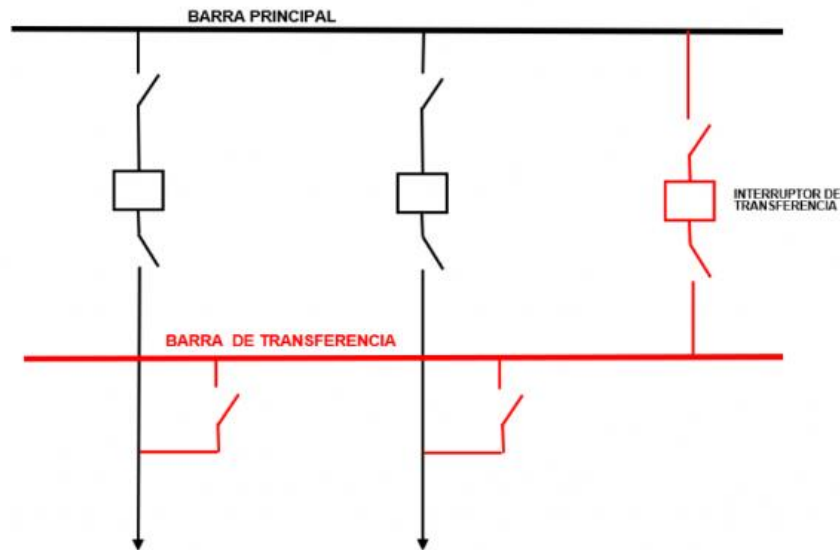


*Figura 6. Seccionadores (disconnectors o isolators)
Fuente: [25]*

2.2.7 CIRCUITOS DE CONTROL

Los circuitos de control de las subestaciones eléctricas abarcan el grupo de elementos, cableados y lógicas que permiten llevar a cabo supervisión, maniobra y protección de los equipos primarios (seccionadores, interruptores, transformadores) por medio de paneles de control locales o por medios remotos mediante SCADA. Estos circuitos suelen funcionar en corriente continua (de 48 VCC, 110 VCC hasta 125 VCC) de la alimentación proveniente de los bancos de baterías que hacen operar correctamente incluso en la situación de fallo del suministro de la corriente alterna (CA) [46].

Los circuitos de control incluyen elementos de señalización (indicadores luminosos de estado), elementos de mando (selectores, pulsadores de apertura/cierre), dispositivos de protección (fusibles, relés auxiliares), y sistemas de alarma que avisan de condiciones anormales. Los circuitos de control deberán diseñarse bajo principios de seguridad que impliquen la supervisión continua de circuitos críticos, encerramientos de las maniobras que impidan la operación inadecuada y va a proporcionar indicación clara e inequívoca del estado de todos los equipos. La interconexión de los circuitos de control en las instalaciones modernas enfoca en el carácter de los controladores programables (RTU, PLC, RTAC) que ejecutan lógicas complejas de automatización, secuencias de maniobras prediseñadas y el concepto de protección adaptativa; estas lógicas y funcionamiento se apoyan en sistemas digitales que suponen la evolución de la lógica cableada convencional, con mayor flexibilidad en el diseño, capacidades de diagnóstico, y facilidad de modificación ante cualquier cambio en los requerimientos de funcionamiento [46].



*Figura 7. Circuitos de control de las subestaciones eléctricas
Fuente: [19]*

2.3 CONTROLADORES DE AUTOMATIZACIÓN RTAC

Los Relay Automation Controllers (RTAC) son dispositivos programables diseñados específicamente para aplicaciones de automatización en subestaciones eléctricas y sistemas de distribución. Desarrollados por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), los RTAC funcionan como una plataforma de integración que centraliza la comunicación entre múltiples dispositivos inteligentes electrónicos (IED), relés de protección, sistemas SCADA y otros equipos de control [26].

La arquitectura interna de un RTAC típico incluye procesadores de alto rendimiento capaces de ejecutar múltiples tareas simultáneamente, puertos de comunicación con soporte para diversos protocolos industriales, módulos de entrada/salida digitales y analógicas, y capacidad de almacenamiento para registro de eventos y programas de automatización. Estos controladores operan con sistemas operativos en tiempo real que garantizan respuestas determinísticas ante eventos críticos, característica esencial para aplicaciones de protección y control eléctrico donde los tiempos de reacción deben ser mínimos. Las funcionalidades principales de los RTAC en sistemas de distribución eléctrica abarcan la automatización de esquemas de restauración del servicio, implementación de lógicas de transferencia

automática entre fuentes de alimentación, coordinación de protecciones adaptativas según las condiciones operativas de la red, y ejecución de algoritmos de control avanzado para optimización de tensión y reducción de pérdidas [27].



*Figura 8. Relay Automation Controllers (RTAC)
Fuente: [28]*

2.3.1 RTAC SEL-3530

El Controlador de Automatización en Tiempo Real (RTAC) SEL-3530 es el miembro más reciente en el desarrollo de la familia de controladores de automatización de Schweitzer Engineering Laboratories; un equipo especialmente concebido para aplicaciones de automatización de subestaciones, integración de protecciones y control de sistemas de distribución eléctrica. Combina en una misma unidad todas las funciones de una unidad terminal remota (RTU), controlador lógico programable (PLC), puerta de comunicaciones y concentrador de datos, todo ello en una única plataforma altamente confiable y robusta.

El RTAC SEL-3530 incluye un procesador de alto rendimiento para ejecutar múltiples tareas a la vez, con tiempos de respuesta determinísticos por debajo de los 4 milisegundos, una característica excluyente en aplicaciones de protección y control en tiempo real. La arquitectura del dispositivo incluye cantidad de puertos de comunicación serial (RS-232, RS-485) y a Ethernet, con soporte nativo para protocolos DNP3, Modbus (RTU y TCP/IP), IEC 61850 (MMS, GOOSE, SV), IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 y protocolos de comunicación propietarios de diferentes fabricantes de relés y equipos de campo [29].

La programación del RTAC SEL-3530 está basada en el software acSELeRator RTAC que ofrece un entorno de desarrollo integrado basado en los estándares IEC 61131-3 y da soporte

a varios lenguajes de programación: Ladder Diagram (LD), Function Block Diagram (FBD), Structured Text (ST), Sequential Function Chart (SFC) e Instruction List (IL). Esta flexibilidad permite a los ingenieros escoger el lenguaje más conveniente dependiendo de la lógica que se desee implementar [30].



*Figura 9. Controlador de Automatización en Tiempo Real (RTAC) SEL-3530
Fuente: [28]*

2.3.2 SOFTWARE ACSELERATOR RTAC SEL-5033

El software de acSELERator RTAC (anteriormente acSELERator RTAC SEL-5033) representa la solución software integrada de configuración, programación, depuración y mantenimiento, de los controladores RTAC de Schweitzer Engineering Laboratories. Nos ofrece un completo entorno de desarrollo que permite implementar aplicaciones de automatización complejas y sofisticadas, mediante interfaces gráficas fáciles de usar y herramientas avanzadas para el diagnóstico. [26].

El software incorpora mecanismos de alta seguridad para la actualización/descarga de la configuración, y para la autenticación de usuario: autenticación de usuarios mediante password, control de acceso basado en roles (operador, ingeniero, administrador), auditoría de cada actividad ejecutada (audit trail) y capacidades de firma digital para garantizar la integridad de las configuraciones. Todas estas características son fundamentales en las aplicaciones críticas para las que la seguridad cibernética es un aspecto clave. Por otro lado, el acSELERator RTAC apoya a la puesta en marcha de los controladores con SCADA al poder

definir servidores de datos que permitan exponer las variables del RTAC mediante protocolos estándares. Al respecto, el software permite establecer señales físicas de entrada/salidas mapeadas a variables lógicas, asignar direcciones de la comunicación, definir los parámetros de polling y definir el tratamiento de alarmas y eventos, permitiendo así una completa conectividad del nivel de campo y el nivel de supervisión [31].



*Figura 10. Software de acSELeRator RTAC
Fuente: [28]*

2.3.3 COMUNICACIÓN RTAC A PC MEDIANTE CABLE ETHERNET

La conexión entre el RTAC SEL-3530 y la estación de supervisión o configuración se encuentra inserta dentro de la conexión Ethernet, la cual utiliza cables de par trenzado categoría 5e o superior y conectores RJ-45 estándares. El RTAC presenta puertos Ethernet 10/100 Mbps con capacidades de auto-negociación, que permite establecer comunicaciones punto a punto de forma directa o la integración en redes de área local ya existentes. La configuración de la comunicación Ethernet requiere que para poder enviar parámetros de red TCP/IP al RTAC. Dirección IP única dentro del segmento de red, máscara de subred apropiada para la dirección utilizada, y opcionalmente puerta de enlace predeterminada si se requiere el acceso mediante routers. La estación de trabajo (PC) deberá configurarse dentro del mismo segmento de red para poder establecer comunicación directa, o alternativamente acceder al RTAC mediante la infraestructura de red existente y si existe el enrutamiento apropiado [32].

Los protocolos de aplicación soportados sobre Ethernet son Modbus TCP/IP (puerto 502), DNP3 sobre TCP (puerto 20000), IEC 61850 MMS (puerto 102), servicios http/https para la interfaz de configuración embebida y el protocolo propietario SEL para la comunicación con acSELerator RTAC. La elección del protocolo a utilizar depende de los requisitos de la aplicación y de la compatibilidad con sistemas existentes. La seguridad de la comunicación Ethernet es un aspecto importante en la instalación de infraestructura crítica. El RTAC SEL-3530 implementa mecanismos de seguridad, incluyendo autenticación de contraseña fuerte, listas de control de acceso (ACL) que auditan las conexiones desde direcciones IP específicas, cifrado de las comunicaciones mediante TLS/SSL, y posibilidad de inclusión en los sistemas de gestión de seguridad de red (firewalls, sistemas de detección de intrusiones) [33].

2.3.4 COMUNICACIÓN TABLERO DE CONTROL AL RTAC

La conexión que posibilita la comunicación entre el gadget de control físico y el RTAC SEL-3530 se materializa a través de conexiones físicas que permiten conectar señales de campo (estados de los interruptores, seccionadores, alarmas) a las entradas digitales del controlador, y las salidas digitales del RTAC a las bobinas de acción de los dispositivos de maniobra. Tal comunicación se suele realizar a través de señales de corriente continua (24 VCC, 48 VCC, 110 VCC, 125 VCC) de sistemas de baterías que garantizan la disponibilidad. Las entradas digitales del RTAC se configuran para tomar el estado de contactos auxiliares de interruptores y seccionadores que indican su estado (abierto/cerrado), señales de alarma de equipos y confirmaciones de operación (por ejemplo, temperatura, presión, nivel). Las entradas digitales se pueden realizar del tipo optoacopladas (es decir, proporcionan un aislamiento galvánico) o de contactos directos en función de cómo sean los módulos de E/S que se instalan en el tablero de control [34].

Las salidas del RTAC emiten señales que controlan la operación de los equipos por activación de las bobinas de cierre y apertura de interruptores, actuación de seccionadores motorizados, reset de alarmas y activación de señalización. Las salidas pueden ser de tipo relé electromecánico (para aplicaciones de alta potencia de conmutación) o de tipo estado

sólido (para aplicaciones que requieran más velocidad de conmutación y que garanticen más tiempo de vida útil). El cableado entre tablero y RTAC debe cumplir con las prácticas de la ingeniería de manera tal de minimizar la interferencia electromagnética, que incluye: segregación de cables de control y potencia, uso de cables blindados con señales críticas, aterrizaje de los blindajes por un solo lado, comprobación de continuidad y aislamiento antes de energizar la instalación. La documentación completa mediante los diagramas de cableado y listas de señales es muy relevante para el mantenimiento y el diagnóstico [35].

2.4 PLATAFORMA WINCC COMO HERRAMIENTA DE SUPERVISIÓN

El WinCC (Windows Control Center) constituye una plataforma SCADA creada por Siemens que posee todas las funcionalidades que un sistema de control SCADA puede ofrecer: supervisión, control y visualización de procesos industriales, la cual incluye sistemas eléctricos de potencia [5].

El WinCC se caracteriza por su arquitectura escalable que admite implementaciones que van desde una aplicación pequeña de un solo puesto hasta sistemas de gran escala distribuidos, redundantes y con disponibilidad continua. La HMI (interfaz humano-máquina) permite diseñar pantallas gráficas que representan diagramas unifilares de redes eléctricas, estados operativos de interruptores y seccionadores, mediciones en tiempo real de variables eléctricas, curvas de tendencias históricas y sistemas de alarmas jerárquicas. El editor gráfico que incorpora WinCC incluye bibliotecas de símbolos predefinidos para componentes eléctricos y la creación de objetos personalizados con un comportamiento dinámico enlazado a tags de proceso [36].



*Figura 11. PLATAFORMA WinCC
Fuente: [37]*

2.4.1 TIA PORTAL - TOTALLY INTEGRATED AUTOMATION

La TIA Portal (Totally Integrated Automation Portal) constituye el entorno unificado de ingeniería de Siemens que integra en el mismo entorno las herramientas de configuración, programación y puesta en marcha de todo el rango de productos de automatización: controladores SIMATIC, sistemas HMI WinCC, redes de comunicación industrial y dispositivos de campo. La TIA Portal significa un cambio revolucionario de la ingeniería de automatización, dando lugar a un entorno de trabajo homogéneo que contribuye a disminuir el tiempo de desarrollo, a facilitar la integración en sistemas heterogéneos. La TIA Portal tiene funcionalidades avanzadas que incluyen: biblioteca centralizada del hardware, incluyendo especificaciones técnicas de todos los dispositivos Siemens, gestor de proyectos que permite organizar múltiples controladores, paneles HMI y redes en una jerarquía estructural, editor de programas con soporte de lenguajes IEC 61131-3 (LAD, FBD, SCL, GRAPH), herramienta de simulación para validar las aplicaciones implementadas en hardware físico [38].

Las ventajas que se obtienen con la integración de la herramienta WinCC dentro de la plataforma de programación TIA Portal sobre el desarrollo de sistemas SCADA son significativamente altas, ya que existe una configuración homogénea de las comunicaciones entre PLC y HMI con el drag-and-drop, una configuración automática de los tags entre el controlador de campos y el visualizador de supervisión, la definición de librerías gráficas en forma estandarizada para aplicaciones industriales y la reutilización de objetos entre proyectos con el uso de importación - exportación. Las versiones más recientes de TIA Portal

(V15, V16, V17, V18, V19) han incorporado una serie de mejoras en cuanto la usabilidad, rendimiento y funcionalidad, entre las que se cuentan: soporte para los controladores más recientes (S7-1500, S7-1200), capacidades de diagnóstico y mantenimiento predictivo mejoradas, integración de servicios cloud en el almacenamiento de proyectos y para la colaboración, así como las características mejoradas que presentan funcionalidades de ciberseguridad, cumpliendo estándares de la IEC 62443 [39].

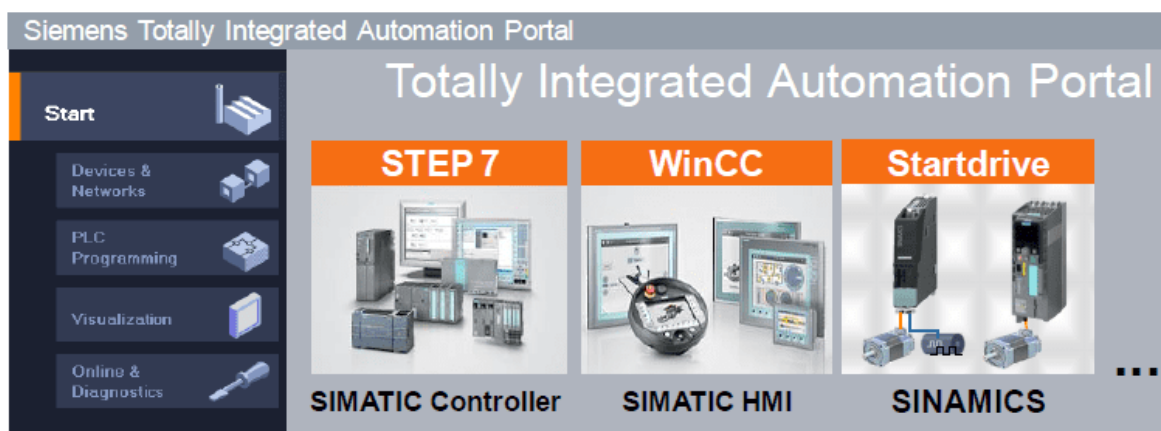
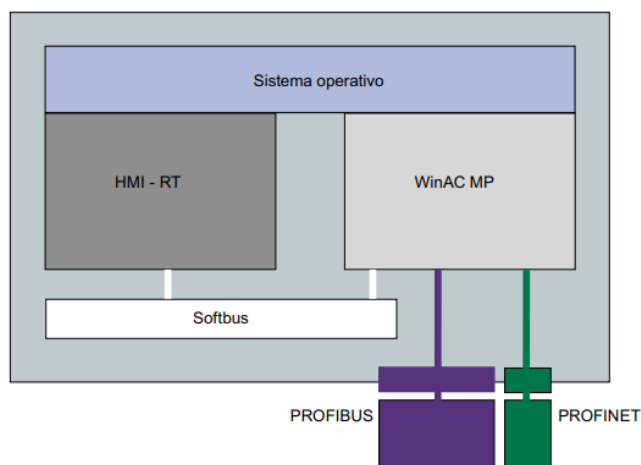


Figura 12. TIA Portal (Totally Integrated Automation Portal)
Fuente: [5]

2.4.2 DESARROLLO DE INTERFACES HMI EN WINCC ADVANCED

WinCC Advanced es la herramienta de desarrollo en el entorno de TIA Portal para la creación de interfaces humano-máquina en sistemas de control sobre PC hasta una escala pequeña y media en sistemas SCADA [58]. Esta herramienta permite la creación de pantallas gráficas interactuando con las que es posible supervisar el proceso, manejar comandos de control, visualizar tipos de alarmas y tendencias y generar una serie de reportes sobre la operación de un sistema [59]. El desarrollo de pantallas HMI con WinCC Advanced se lleva a cabo con medio de un editor gráfico que proporciona: una amplia biblioteca de objetos predefinidos (botones, indicadores, gráficos de tendencia, visores de alarmas), la posibilidad de importar gráficos vectoriales y bitmaps, herramientas de animación que relacionan propiedades gráficas con variables de proceso, soporta scripts en VB Script o C# que permiten la implementación de lógicas de presentación complejas [40].

La administración de variables (tags HMI) representa un aspecto central del desarrollo en WinCC Advanced. El sistema permite tener tags internos (tags calculados dentro del HMI), tags externos (tags que se conectan a controladores de geolocalización a través de información), y tags del sistema (tags aportados por el runtime). Fabrica alarmas que permiten asociar a eventos discretos o analógicos mensajes con diferentes niveles de severidad, requirente del operador el reconocimiento, y registra toda la secuencia temporal completa. Las capacidades de runtime de WinCC Advanced contienen: administración de usuarios con distintos niveles de privilegio, registro de eventos de operador en bases de datos internas, reportes configurables, recetas para la transferencia de los parámetros a los controladores, y archivado de variables para análisis histórico de tendencias.) [41].



*Figura 13. Desarrollo de pantallas HMI con WinCC Advanced
Fuente: [5]*

2.5 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN EN SISTEMAS SCADA

Los protocolos de comunicación constituyen el aspecto primordial que permite el intercambio de información entre los diferentes elementos de un sistema SCADA. La utilización correcta de los protocolos provoca un efecto positivo en la parte general de un sistema SCADA, con respecto a los requisitos de confiabilidad, capacidad de respuesta, seguridad y escalabilidad [42].

El DNP3 (Distributed Network Protocol 3) fue elaborado de manera específica para las aplicaciones de servicios públicos eléctricos y se ha convertido en un estándar de facto en

Norteamérica y otras partes. El DNP3 establece mecanismos robustos de detección y corrección de errores, compatibilidad con sincronismo temporal, transmisión de eventos, operación bajo distintos medios físicos (serial, radio, fibra óptica, redes IP) y extensión de seguridad DNP3 Secure Authentication que proporciona encriptación y autenticación, siendo una defensa contra atacantes web [43].

La norma de calidad IEC 61850 especificada a través de la International Electrotechnical Commission traza un modelo de datos basado en objetos creado específicamente para la automatización de subestaciones. En el marco de este estándar se incorporan nuevos conceptos, tales como nodos lógicos (Logical Nodes) que representan funcionalidades específicas de equipos, servicios de comunicación abstractos que no dependen del medio físico o mensajes de tipo GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) para la transmisión de eventos críticos con latencias inferiores a 4 milisegundos [44].

La implementación de IEC 61850 potencia la interoperabilidad de equipos de distintos fabricantes y permite simplificar la ingeniería de los proyectos mediante la presencia de archivos de configuración estándar de tipo SCD (Substation Configuration Description). El protocolo Modbus TCP/IP puede considerarse una evolución del protocolo Modbus dándose el caso de que se encuentra implementado con redes de tipo Ethernet. Amplia disponibilidad de dispositivos, simplicidad de uso y la consideración de ser un protocolo abierto lo han convertido en una opción muy utilizada en la automatización industrial. El protocolo IEC 60870-5-104 es ampliamente utilizado para la comunicación entre centros de control SCADA y RTU en sistemas de potencia en Europa y Asia, operando también sobre TCP/IP y con mecanismos de transmisión de mediciones, comandos de control o transferencias de archivos [45].

2.6 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Los sistemas de protección eléctrica tienen como objetivo último detectar las condiciones anómalas que aparecen en la red para aislar rápidamente las partes de la misma que se han

visto afectadas, de forma que se minimice el daño que pueden sufrir los equipos, las personas y garantizando la continuidad del servicio en las partes no afectadas de la misma [46].

En el caso de las redes de distribución la protección se presenta como un problema muy complejo por la topología radial o mallada de las mismas, las ramificaciones múltiples, la generación distribuida y la variabilidad de las corrientes de cortocircuito en función de la operativa. Los relés de protección actuales son dispositivos microprocesados multifuncionales que agrupan muchas funciones de protección en el mismo dispositivo, así, por ejemplo, incluyen protección sobre corriente direccional y no direccional (50/51), protección de distancia (21), protección diferencial (87), protección de sobretensión y subtensión (27/59) y protección de frecuencia (81). Estos relés ejecutan algoritmos digitales avanzados de procesamiento de señales que analizan las formas de onda de tensión y corriente para determinar con solvencia el tipo, la presencia y la localización de las fallas [47].



*Figura 14. Sistemas de protección en redes de distribución eléctrica
Fuente: [48]*

La coordinación de protecciones es el procedimiento por el cual se definen los parámetros de los dispositivos de protección de forma que actúen de forma selectiva, es decir, que únicamente actúe el dispositivo que se encuentra más próximo a la falla y de forma que los dispositivos que son aguas arriba queden en espera como respaldo. En redes con generación distribuida, la coordinación es más compleja, ya que las corrientes de cortocircuito pueden tener sentidos no convencionales, lo que obliga a utilizar esquemas de protección adaptativa que modifiquen los ajustes de protección en función de la topología y de las condiciones operacionales instantáneas [49].

Los esquemas de automatización de distribución (Distribution Automation - DA) incluyen funciones inteligentes como la restauración automática ahora mediante la técnica de la reconfiguración de red, la localización automática de la falla donde se aíslen las zonas averiadas y restablecer los circuitos de servicio a los partes de la red no averiadas (Fault Location, Isolation and Service Restoration - FLISR), o la tensión del circuito mediante reguladores automáticos o bancos de condensadores [28]. Estos esquemas se realizan mediante la coordinación de RTAC, relés inteligentes y sistemas SCADA, donde los tiempos de restauración del servicio son inexplicablemente menores a los que se obtienen utilizando la operación manual.

2.7 SIMULACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS EN ENTORNOS ACADÉMICOS

La simulación se plantea como un recurso didáctico de gran significado en la educación de la ingeniería eléctrica que posibilita la experimentación con sistemas complejos sin los riesgos, costes y limitaciones inherentes a las instalaciones reales [2].

Los entornos de simulación efectivos deben equilibrar la fidelity técnica, que hace equivalentes el comportamiento de sistemas reales, con la usabilidad pedagógica que favorezca un aprendizaje progresivo de los conceptos desde fundamentos hasta aplicaciones avanzadas. Las plataformas de simulación para sistemas SCADA en aplicaciones educativas pueden ser categorizadas en tres grupos de forma preferente. Los simuladores basados en software puro son aquéllos que realizan los modelos matemáticos enteramente en computadora para el comportamiento de redes eléctricas, dispositivos de protección y sistemas de control. Los simuladores de hardware en el bucle (HIL - Hardware-in-the-Loop) son aquéllos que incorporan componentes reales como relés, controladores o interfaces HMI que interaccionan con los modelos simulados del sistema eléctrico, obteniendo experiencia manifiesta con elementos industriales reales [50].

Las ventajas comprobadas de los entornos de simulación SCADA en educación son una considerable mejora en la comprensión de conceptos abstractos mediante visualización interactiva; mejora de las habilidades de resolución de problemas por medio de

experimentación guiada; aumento de la motivación y el compromiso en los estudiantes por medio del aprendizaje activo; y preparación efectiva para prácticas industriales mediante la familiarización con herramientas profesionales [3].

Existen estudios comparativos que muestran que los estudiantes que se exponen a laboratorios de simulación SCADA obtienen calificaciones más altas y una retención del conocimiento más duradera en comparación con una metodología de enseñanza únicamente teórica. La implementación de laboratorios de simulación SCADA es el resultado de la consideración de aspectos técnicos (actualización continua del software para reflejar las tecnologías actuales del sector, escalabilidad para poder atender a varios usuarios de manera simultánea, documentación completa para todo el software del laboratorio incluyendo guías de práctica, manuales técnicos, recursos para auto-aprendizaje, etc.); así como igualmente deben ser tenidos en cuenta los aspectos pedagógicos (el diseño de prácticas en función de la complejidad, integración con los cursos teóricos del currículum, evaluación objetiva de lo aprendido, capacitación continua para el personal docente en las tecnologías implementadas, etc.) [51].

2.8 TENDENCIAS ACTUALES EN AUTOMATIZACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

La digitalización del sector eléctrico está logrando una iniciativa por la implantación de tecnologías emergentes para la automatización de redes de distribución. La convergencia de las comunicaciones 5G, Edge Computing, Industrial Internet of Things (IIoT) y Big Data están redefiniendo las capacidades de los sistemas SCADA tradicionales [52].

Las arquitecturas SCADA basadas en la nube (Cloud-based SCADA) representan un cambio de paradigma que permite beneficios como la elasticidad del sistema, menos inversiones en infraestructura TI, acceso ubicuo por medio de dispositivos móviles y el acceso a analítica avanzada mediante la integración con plataformas Big Data. Sin embargo, persisten desafíos relacionados como la latencia en la transmisión de comunicaciones críticas, la seguridad de los datos sensibles en la infraestructura compartida y la dependencia de la conectividad de internet [53] .

La utilización de la inteligencia artificial y el aprendizaje automático en la operación de redes de distribución de la electricidad permite lograr capacidades antes imposibles, por ejemplo, la predicción de la demanda eléctrica con un alto grado de precisión; el diagnóstico automático de fallas a través de la clasificación por patrones; el mantenimiento predictivo de equipos en función de su supervisión condicionada, y la optimización multi-objetivo en tiempo real de la red eléctrica, atendiendo restricciones operativas, económicas y ambientales. Cuando los algoritmos de aprendizaje profundo procesan datos adquiridos por medio de medidores inteligentes, de sensores distribuidos y de las condiciones meteorológicas, pueden anticipar eventos antes de que sucedan, e incluso iniciar acciones preventivas automáticamente [54].

La ciberseguridad ha dejado de ser una consideración segunda para pasar a ser una de las características fundamentales de los sistemas de automatización de las infraestructuras críticas; las regulaciones como el NIST Cybersecurity Framework y las exigencias del NERC CIP (Critical Infrastructure Protection) definen desde lo reglamentario lo exigido para proteger los sistemas SCADA por parte de la industria eléctrica [55]. La convergencia de los sistemas de tecnología operacional (OT) con los sistemas de tecnología de información (IT) de la empresa genera oportunidades de analítica integrada, de optimización holística y de una toma de decisiones fundamentada en datos, aunque por otro lado también incrementa la superficie ataque, requiriendo nuevas formas de asegurar la conectividad y la protección.

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO

3.1 ESCENARIOS

El sistema de simulación automatizada se basa en la caracterización técnica profunda de los elementos de equipamiento que se dispone en el laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Esta caracterización implica el registro y clasificación de todas las entradas y salidas del tablero de control, donde se fundamentaron las variables de proceso, las señales binarias de estado y los comandos de maniobra que pueden incorporarse al Relay Automation Controller (RTAC), todo ello con vistas a reproducir las funciones de supervisión, control y protección que caracterizan a las redes de distribución eléctrica actuales.

La estrategia metodológica llevada a cabo no contempla la utilización de cargas físicas eléctricas, de forma deliberada, y se apoya en el uso lógico de las señales de carácter real del tablero de control y del controlador RTAC. La correspondencia entre estos dos documentos permite reproducir situaciones operativas, las secuencias de maniobra, así como las respuestas de los dispositivos de protección que le son propios a los sistemas de distribución eléctrica. El tratamiento global de estas señales es enunciado a través del RTAC, la supervisión del sistema y el control de lo que sucede en el mismo se lleva a cabo mediante la plataforma SCADA desarrollada sobre WinCC, la cual ofrece capacidades completas de visualización y de control mediante interfaz HMI.

Los resultados obtenidos a partir de la caracterización técnica permitieron definir tres escenarios de simulación; simulaciones que representan situaciones operacionales típicas en redes de distribución eléctrica que incluyen transiciones de estado en equipos de maniobra, actuaciones de dispositivos de protección y eventos de operación normal y anómala del sistema. Cada escenario permite contrastar la correcta adquisición de señales en tiempo real, la lógica de la automatización implementada en el RTAC y la correcta representación gráfica en tiempo real de estados operativos y alarmas en la pantalla de Supervisión, constituyendo de este modelo el fundamento metodológico para la validación técnica del entorno una vez propuesto.

3.2 DIAGRAMAS UNIFILARES

3.2.1 ESCENARIO 1: OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

En este contexto, el escenario operativo mencionado corresponde a la energización total del sistema, en el que los interruptores y seccionadores se encuentran en sus posiciones nominales de operación, permitiendo el paso de energía desde la alimentación hacia la barra principal y la barra de transferencia. Este sistema opera bajo condiciones normales, sin fallas ni maniobras correctivas, asegurando la continuidad del servicio eléctrico hacia todas las cargas.

En el transcurso de la simulación, el RTAC interpreta y procesa las señales de cambio de estados los equipos de maniobra, comprobando la correcta energización de barras y alimentadores.

Toda esta información recibida es enviada a WinCC, donde la interfaz HMI va reflejando el estado operativo del sistema mediante la representación del diagrama unifilar, cambio de color y señalización de equipos.

Este escenario permite verificar el funcionamiento normal del sistema Scada, la correcta adquisición de las transiciones de estado, contrastar los tiempos de actualización de las señales, y evidenciar la correcta transmisión de las señales en tiempo real como se observa en la Figura 15.

Características:

- Flujo de energía continuo y estable
- Operación normal de interruptores y seccionadores
- Barras y cargas totalmente energizadas
- Evaluación de estados y señalización en RTAC–WinCC
- Verificación del estado operativo normal del sistema

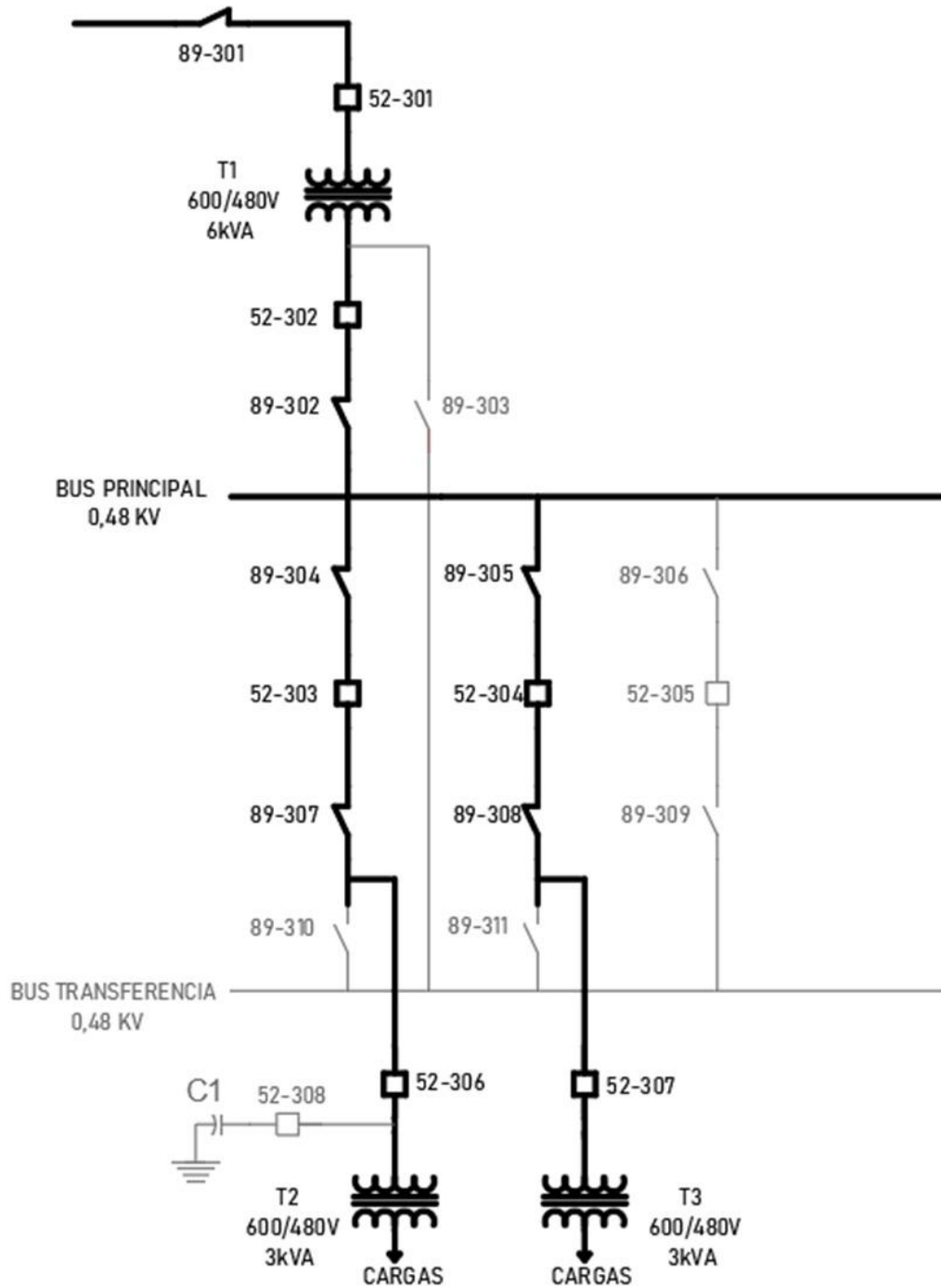


Figura 15. Operación normal del sistema de distribución
Fuente: Autores

3.2.2 ESCENARIO 2: MANIOBRA OPERATIVA POR FALLA DE LÍNEA

En el escenario presentado, se simula la falla de una de las líneas principales de alimentación, aperturando los interruptores asociados a esta, para aislar el tramo que se encuentra afectado. Por esta condición, el sistema recurre a utilizar una línea de respaldo permitiendo reconfigurar el flujo de energía para garantizar la alimentación de las barras y de las cargas prioritarias.

El RTAC identifica los cambios de estados generados por la apertura de interruptores y seccionadores en la línea afectada, así mismo el cierre de los equipos de la línea de respaldo. Estos cambios son visualizados en el HMI de WinCC a través de cambios en el diagrama unifilar de nuestro sistema donde se identifica la nueva ruta de alimentación.

La representación de este escenario es una condición habitual de operación en redes de distribución, y contribuye a mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico, reduciendo tiempos de interrupción ante fallas imprevistas que se observa en la Figura 16.

Características:

- Aislar una de las líneas por falla
- Derivar la carga hacia una línea de respaldo
- Reconfiguración del flujo de energía
- Visualización en tiempo real del estado del sistema en HMI
- Evaluación de continuidad del servicio y respuesta del SCADA

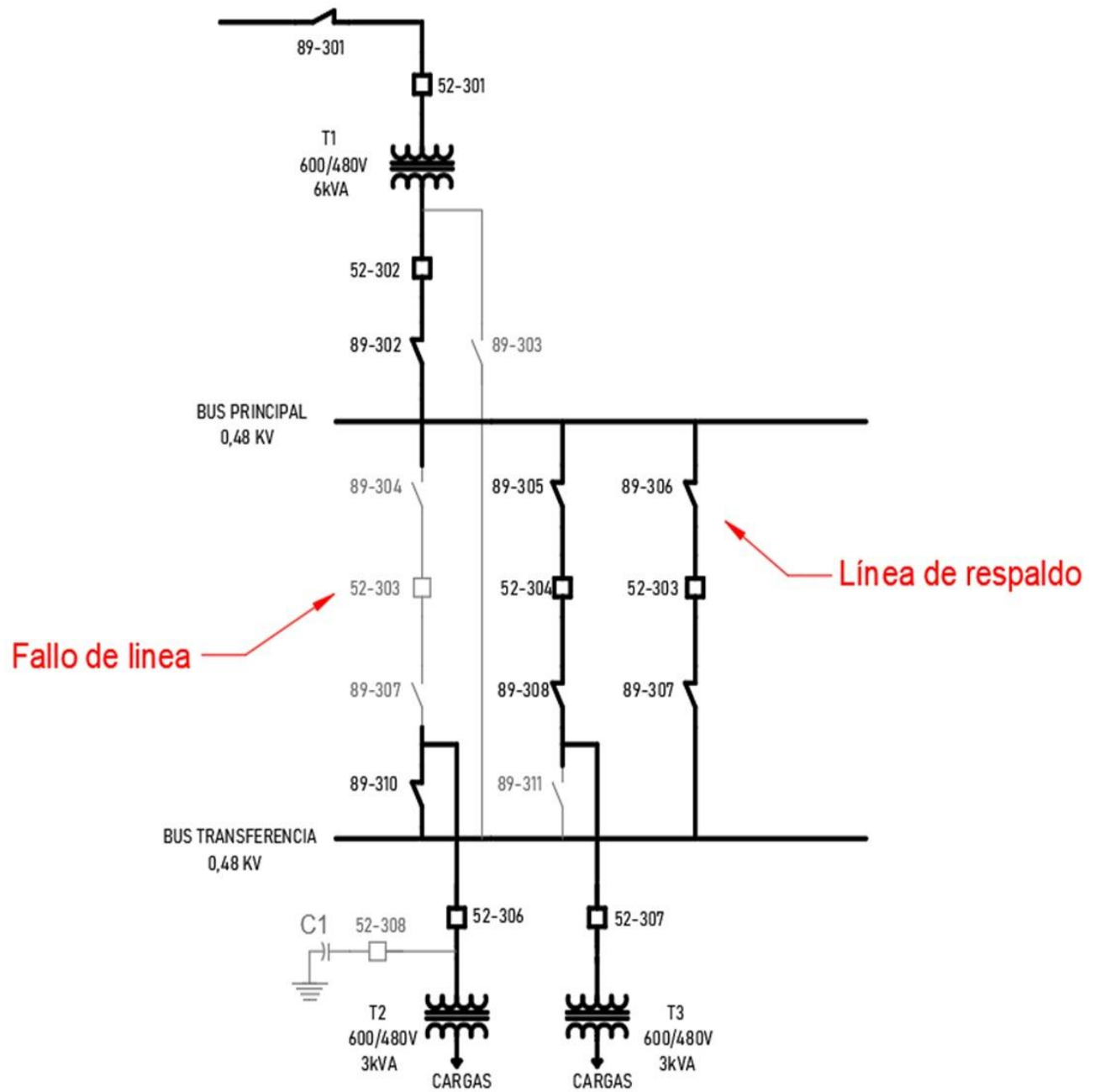


Figura 16. Escenario 2: Maniobra operativa por falla de línea
Fuente: Autores

3.2.3 ESCENARIO 3: DESENERGIZACIÓN DE LA BARRA PRINCIPAL POR MANTENIMIENTO PROGRAMADO

Este escenario contempla de desenergización programada de la barra principal, con el fin de realizar trabajos de mantenimiento preventivo, correctivo u otras ampliaciones al sistema eléctrico.

La maniobra consiste en la apertura de los interruptores y seccionadores correspondientes a la barra principal, asegurando el aislamiento del área intervenida. Durante la simulación, el RTAC procesa los cambios de estado de los equipos, transmitiendo estos datos a WinCC, en el cual el HMI refleja visualmente el estado desenergizado de la barra.

El escenario propuesto permite comprobar la adecuada gestión de las maniobras de seguridad, la identificación de los estados desenergizados y la efectiva comunicación entre los equipos y el sistema SCADA, asegurando una operación segura durante los trabajos de mantenimiento evidenciado en la Figura 17.

Características:

- Desenergización controlada de la barra principal
- Seguridad en las labores de mantenimiento
- Maniobra de apertura secuencial de interruptores y seccionadores
- Supervisión en tiempo real de los estados mediante RTAC–WinCC
- Validación de señalización, alarmas y seguridad operativa

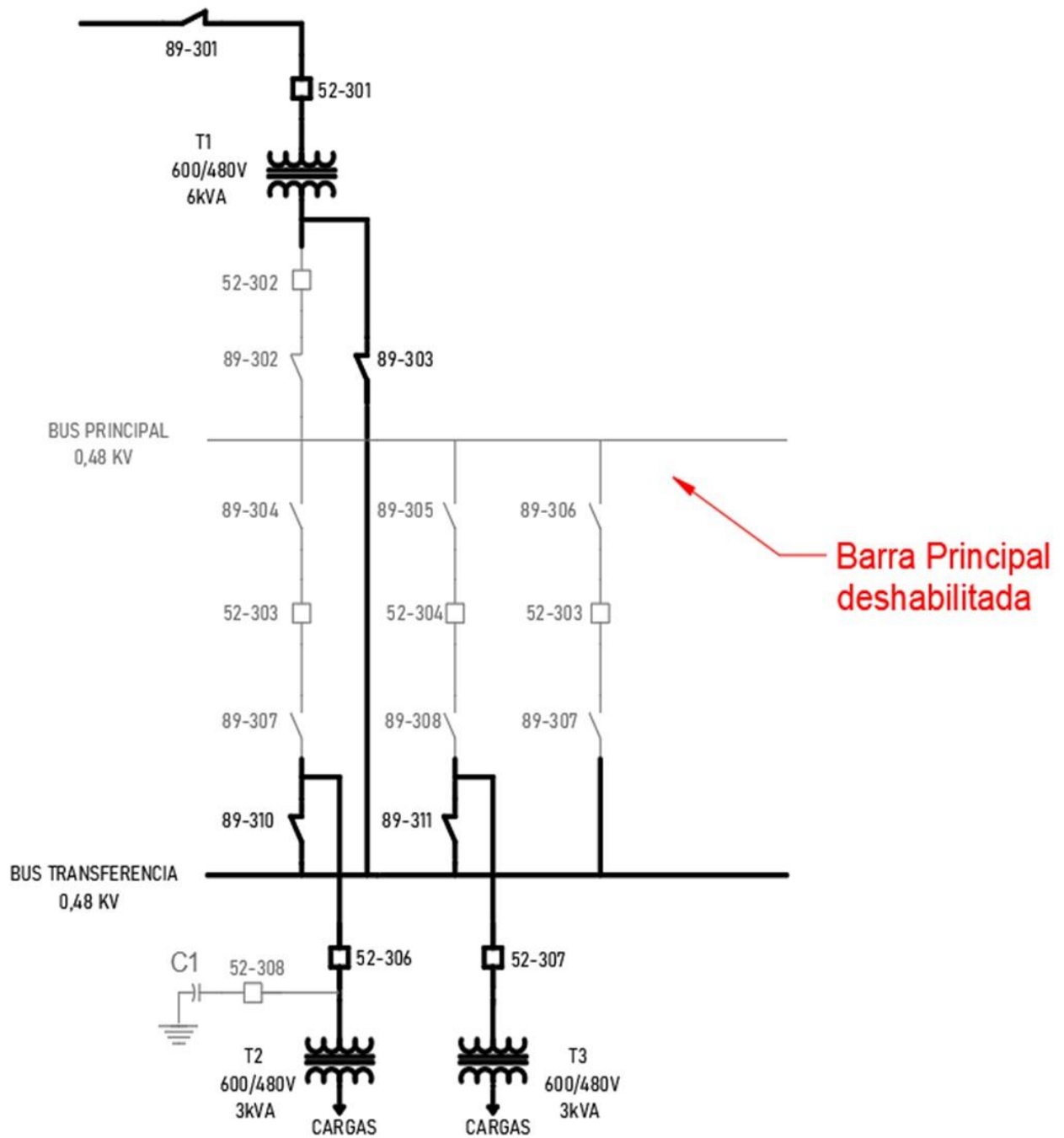


Figura 17. Escenario 3: Desenergización de la barra principal por mantenimiento programado
Fuente: Autores

3.3 IDENTIFICACIÓN DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.

3.3.1 Levantamiento de señales de operación y mando general del sistema

La presente Figura 18 representa el esquema eléctrico de conjunto global del módulo de protección, que incluye la lógica de control, supervisión y mando que se ha definido para el sistema de distribución realizado. En el mencionado esquema se agrupan todas las señales eléctricas vinculadas, pues éstas identificarán las funciones de operación del sistema, e incluyen señales de mando y de supervisión, realimentación, estados de relés de protección, interruptores de potencia, seccionadores que forman parte del diseño de la arquitectura del módulo.

El citado esquema eléctrico de conjunto provee de información a los usuarios del sistema de automatización sobre la interacción funcional entre los dispositivos de campo y el sistema de control: las señales eléctricas, o bien la interacción funcional entre la entrada y salida de un RTAC, contactos auxiliares de los equipos de maniobra y los circuitos de alimentación de control, por ejemplo. De esta forma, el esquema eléctrico de conjunto constituye una herramienta para comprender cómo se llevan a cabo las maniobras operativas, cómo se adquieren los estados de los equipos operativos; así como se asegura la correcta información de realimentación de las señales hacia el sistema de automatización.

Por otro lado, el diagrama en cuestión también actúa como diagramas principales para la validación/ verificación del sistema correspondiente, pues representa la correcta asignación de entradas digitales, salidas de mando y señales de estado, garantizando la compatibilidad/ concordancia entre el diseño lógico y la implementación física del cuadro de mando. A partir del plano de levantamiento eléctrico del módulo se elaboró el diagrama general, lo cual ayudó a localizar y organizar cada uno de los grupos de cables, permitiendo su clasificación según funciones determinadas (operación normal, maniobras de transferencia, condiciones de seguridad, etcétera).

Con todo esto, la representación global ayuda a mejorar la trazabilidad de las señales, realizar las tareas de diagnóstico y mantenimiento, y a cumplir con la fiabilidad, seguridad y principios de la automatización aplicados a las redes de distribución eléctrica por las que discurren.

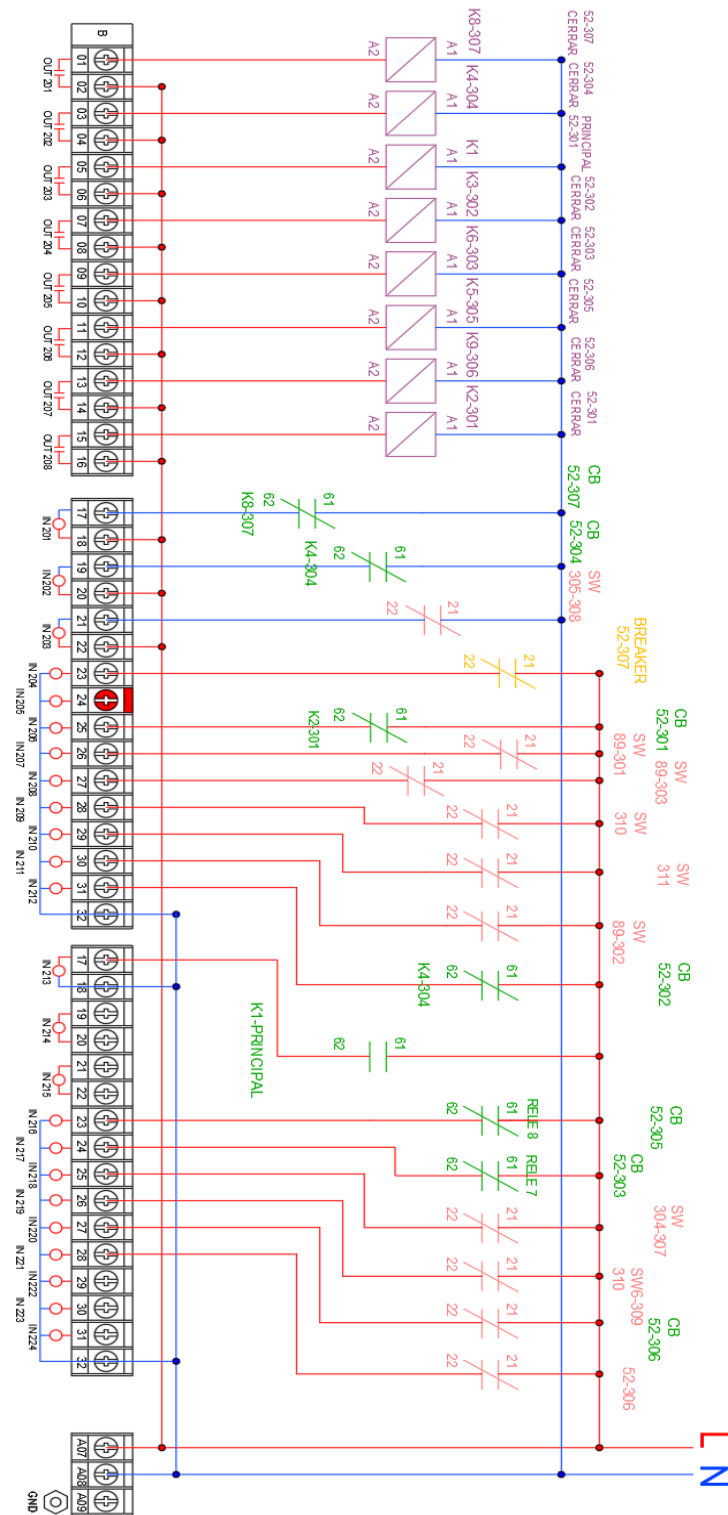


Figura 18. Diseño general
Fuente: Autores

3.3.2 Levantamiento para la operación normal del sistema de distribución.

El diagrama que se presenta en la Figura 19 corresponde al levantamiento eléctrico del grupo de cables que se utiliza para la operación normal del sistema de distribución, concretamente el grupo de cables que se adjunta al mando principal de los interruptores de potencia. En este diagrama también se agrupan sobre las señales de las órdenes de apertura y cierre de los interruptores principales, las señales con las que se establece la configuración operativa normal del sistema en su régimen normal de funcionamiento.

Este apartado del diagrama fue representado de forma independiente para lograr un reconocimiento físico de las conexiones reales que se hacen dentro del módulo, de modo que los cables del tablero, los bornes de conexión y las señales lógicas definidas en el RTAC fuesen mejor correlacionables. Esta separación resulta decisiva para conseguir un mejor análisis del contenido y disminuir los errores ajenos en los trabajos de verificación, diagnóstico y puesta en servicio del sistema.

Durante el despegue eléctrico se valida que esta agrupación de cables se destina directamente a las órdenes de mando emitidas desde el RTAC hacia los equipos de maniobras, tal como los interruptores de potencia, como así también a las señales de habilitación necesarias de manera de permitir ejecutar maniobras de forma segura. En efecto, estas señales de habilitación previas constituyen ciertas condiciones lógicas previas sólo permitiendo operar las maniobras cuando el sistema se encuentra en un estado de funcionamiento adecuado.

La simplificación del diagrama permite observar con más claridad el recorrido de las señales de las órdenes de mando junto con su interconexión con las señales provenientes de los dispositivos y su relación directa con los bornes situados en la cara de los tableros de control según se encuentran asociadas para cada una de las salidas del RTAC, asegurando así que cada salida se encuentre correctamente cableada y asociada al equipo correspondiente. De este modo se afianza la confianza en el sistema, se permite llegar a la comprensión de la lógica de funcionamiento normal y se establece una base fundamental para el análisis de los escenarios operativos y las maniobras controladas en las redes de distribución eléctrica.

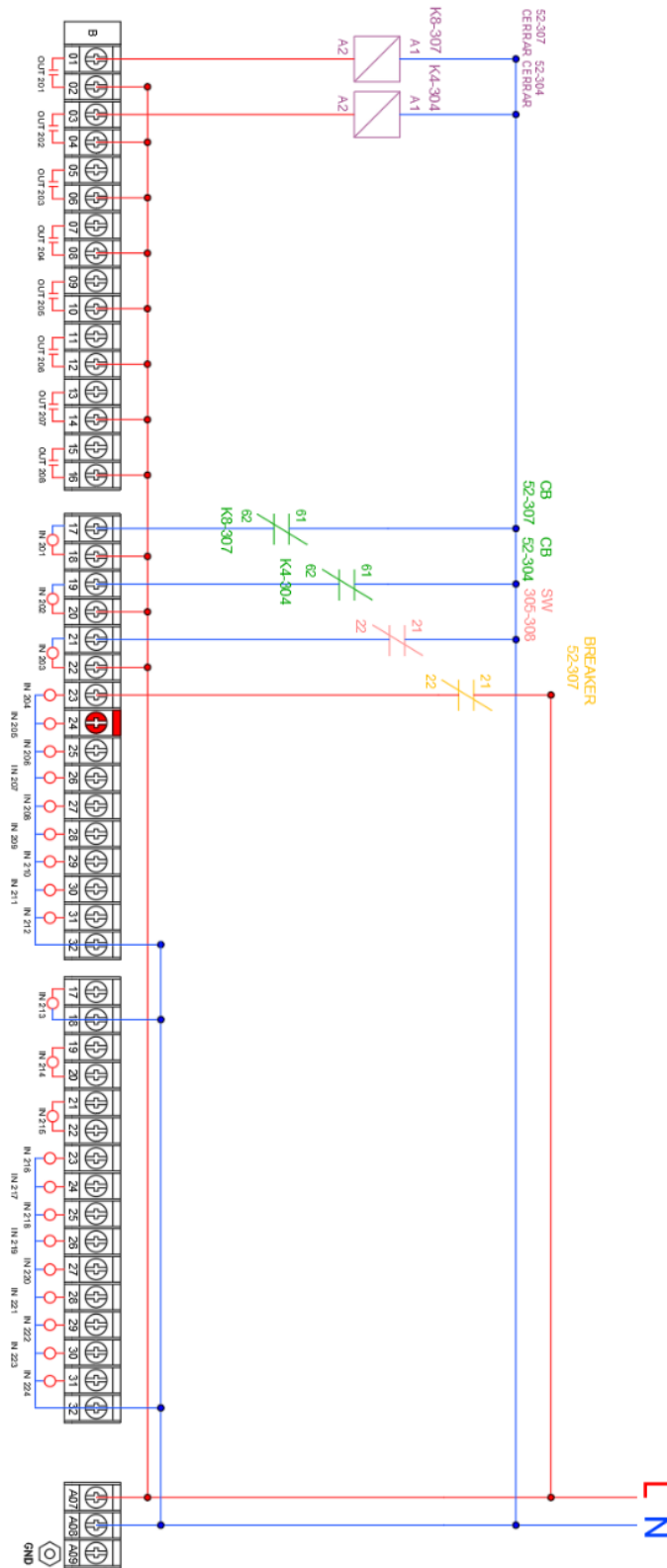


Figura 19. Diseño Escenario 1
Fuente: Autores

3.3.3 Levantamiento para maniobra operativa por falla de línea.

El diagrama de la Figura 20 muestra uno de los levantamientos eléctricos del grupo de cables de la maniobra operativa por falla de línea integrado a la lógica de transferencia y respaldo del sistema de distribución. Este grupo de señales tiene como objetivo permitir que el sistema se reconfigure automáticamente o con asistencia, para asegurar la continuidad del servicio reconfigurando la graduación de la alimentación desde la línea de suministro principal hacia una línea alterna o de respaldo ante condiciones anormales o fallas de la red.

Este diagrama muestra las señales que entran en operación ante una condición de falla, órdenes de apertura de interruptores asociados a la línea que se han puesto en fallo, señales permitiendo la transferencia, comandos de cierre hacia los interruptores de la línea de respaldo, entre otras. Estas señales son procesadas por el RTAC de manera que se pone en operación la lógica de control, cuidando evitar paralelismos no deseados o energizaciones no deseadas y condiciones inseguras durante la maniobra.

La producción de este diagrama se realizó mediante la separación del diagrama eléctrico general para hacer un diagrama que pueda captar exclusivamente las señales de transferencia de la alimentación. Este planteamiento sirvió para verificar en campo la correcta conexión de los contactos auxiliares, de los relés intermedios y de las entradas digitales del RTAC, y la concordancia entre el diseño lógico realizado y el que se encuentra físicamente conformado en el tablero de control.

La versión simplificada del diagrama sirve para que se pueda entender la secuencia de maniobras que hay que ejecutar, permitiendo visualizar muy bien las señales que transitan desde la detección de la falla hasta la ejecución de la transferencia. También con este planteamiento se mejora el análisis en las pruebas funcionales y en las simulaciones, ayudando a validar que se está ejecutando correctamente el sistema de respaldo, así como a aumentar la confiabilidad y la seguridad operativa del sistema de la distribución ante eventos de falla de línea.

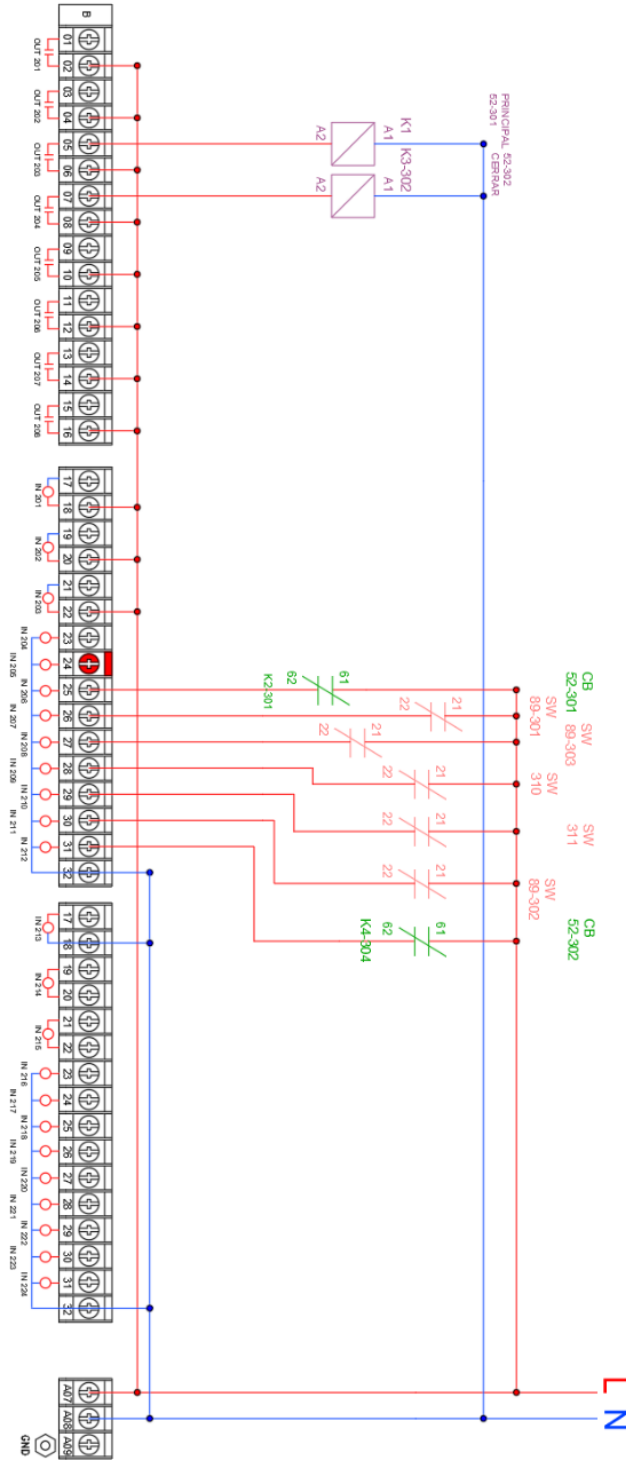


Figura 20. Diseño Escenario 2
Fuente: Autores

3.3.4 Levantamiento para desenergización de la barra principal por mantenimiento programado.

En el diagrama simplificado de la Figura 21 corresponde al levantamiento eléctrico del bloque de cables destinado para el desenergizado de la barra principal y para la ejecución de las funciones de seguridad asociadas al aislamiento del sistema; ello constituye un bloque crítico dentro de la arquitectura de control y protección del sistema de distribución. A través de este conjunto integrado de señales se pretende crear las condiciones operativas seguras que habiliten la intervención planificada del sistema y que garanticen la protección del personal, de los equipos y de la infraestructura eléctrica en cuestión.

Este levantamiento incluye las señales responsables del control de la apertura de los interruptores de potencia, de inhibición de órdenes de cierre durante el mantenimiento o del control del estado eléctrico seguro: interruptores abiertos, seccionadores en posición de aislamiento y ausencia de tensión en la barra principal. Este conjunto de señales es necesario para operar en condiciones de asegurar que los trabajos de mantenimiento programados, pruebas operativas, intervenciones técnicas y, en general, cualquier actividad relacionada con la seguridad del sistema de distribución se puedan ejecutar sin ningún riesgo de energización de forma accidental.

Durante el levantamiento del equipo eléctrico se detectó que el presente conjunto de cables iba directamente asociado a las entradas digitales y a las entradas lógicas del RTAC, el que obtiene y procesa dichas señales de manera secuencial y determinística. El RTAC analiza si se satisfacen las condiciones de seguridad instauradas previamente en la lógica de control, evitando que la ejecución de maniobras erróneas, de paralelismos no deseados o de energizaciones inesperadas en las actividades de mantenimiento, se lleve a cabo.

La simplificación del diagrama juega un rol fundamental a la hora de la validación funcional del sistema de automatización, puesto que permite de forma rápida y estructurada obtener las señales críticas que garantizan la seguridad del proceso. Esta estructura permite auditar que la correcta cableación de las señales, la relación que tienen las entradas digitales con el estado efectivo de los equipos de maniobra y la interpretación de la información tanto del controlador RTAC como del visor HMI son correctas.

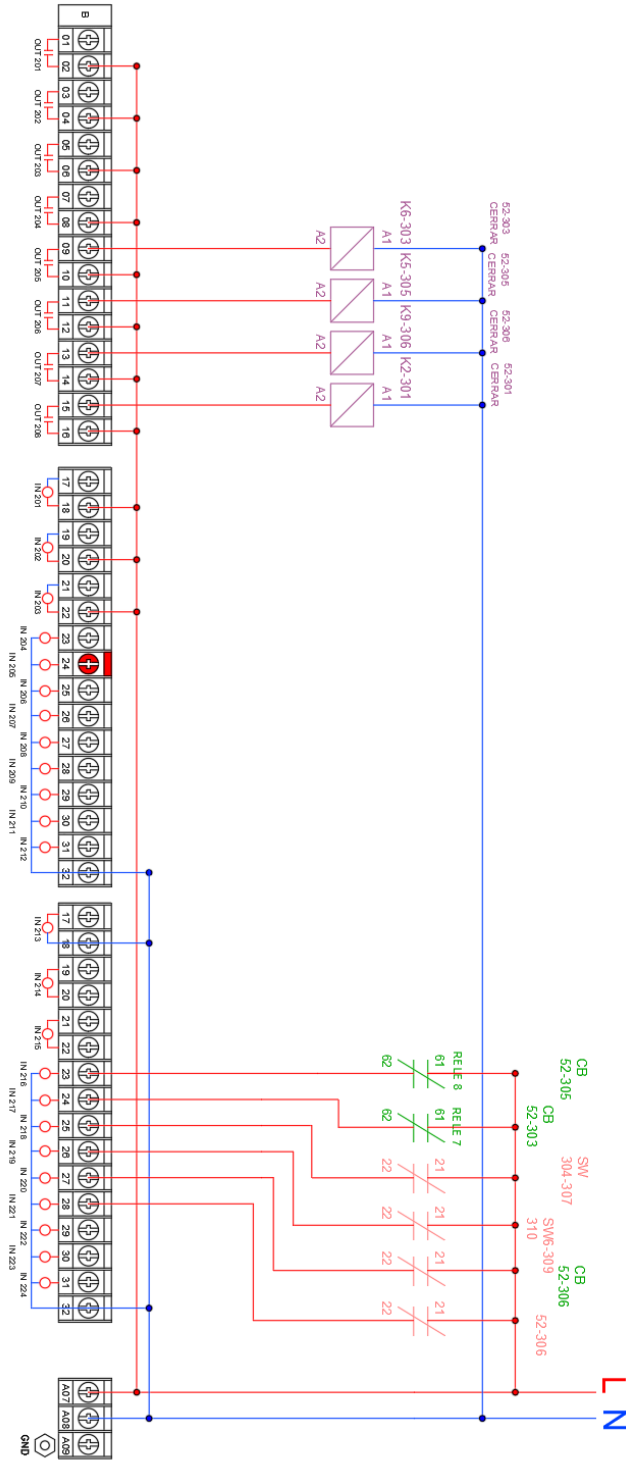


Figura 21. Diseño Escenario 3
Fuente: Autores

3.4 CIRCUITOS FÍSICOS

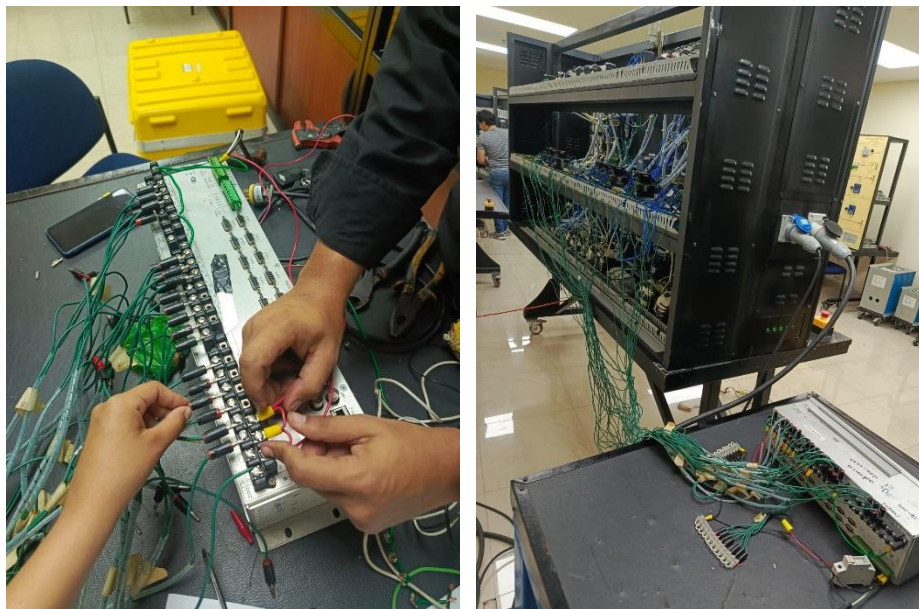
Se llevó a cabo con precisión el proceso de conexión física de los elementos que integran el sistema de distribución del cuadro de control del laboratorio correspondiente a cada una de las configuraciones de prueba que fueron definidas metodológicamente: operación del sistema con alimentación en condiciones normales en la barra principal, maniobra operativa con apertura de los interruptores y transferencia de la energía hacia la barra BUS H1, maniobra operativa con apertura de los interruptores y transferencia de la energía hacia la barra BUS H2 como se observa en la Figura 22.

Para cada una de las configuraciones definidas las señales de los estados operativos de los interruptores, de los seccionadores y de las trayectorias del flujo energético fueron interconectadas físicamente hacia el Relay Automation Controller (RTAC) permitiendo la adquisición y el tratamiento de las entradas y salidas digitales que hacen falta para lograr la emulación del control, de la supervisión y de la operación de las protecciones propias de las redes de distribución eléctrica reales.

Las interconexiones se ejecutaron utilizando los recursos técnicos disponibles en el laboratorio de sistemas eléctricos de potencia, garantizando condiciones óptimas de seguridad eléctrica, de organización espacial y de operatividad funcional en todo el proceso de ejecución y de las pruebas. El cableado se realizó con conductores de cobre de calibre AWG #14, dimensiones adecuadas para aplicaciones de control en baja tensión, cada uno de ellos provisto de conectores tipo banana que proporcionan conexiones rápidas, seguras y reproducibles en funciones académicas que requieren flexibilidad para modificaciones y reconfiguraciones del sistema. Complementariamente, el cableado de los puntos de conexión del RTAC se recogió con terminales aislados tipo uña, garantizando una fijación mecánica robusta y continuidad eléctrica confiable, reduciendo drásticamente el riesgo de falsos contactos o desconexiones accidentales en la manipulación del sistema.

Este esquema de interconexión física específicamente proporcionó una conexión fiable y funcional entre el tablero de distribución y el controlador RTAC, otorgando el fundamento para llevar a cabo la supervisión en tiempo real y la visualización del sistema a través de la

aplicación SCADA WinCC, de acuerdo a los objetivos técnicos y pedagógicos estipulados en el presente trabajo de titulación.



*Figura 22. Conexión de entradas y salidas del módulo.
Fuente: Autores*

3.5 ENTRADAS Y SALIDAS DIGITALES A INTEGRAR

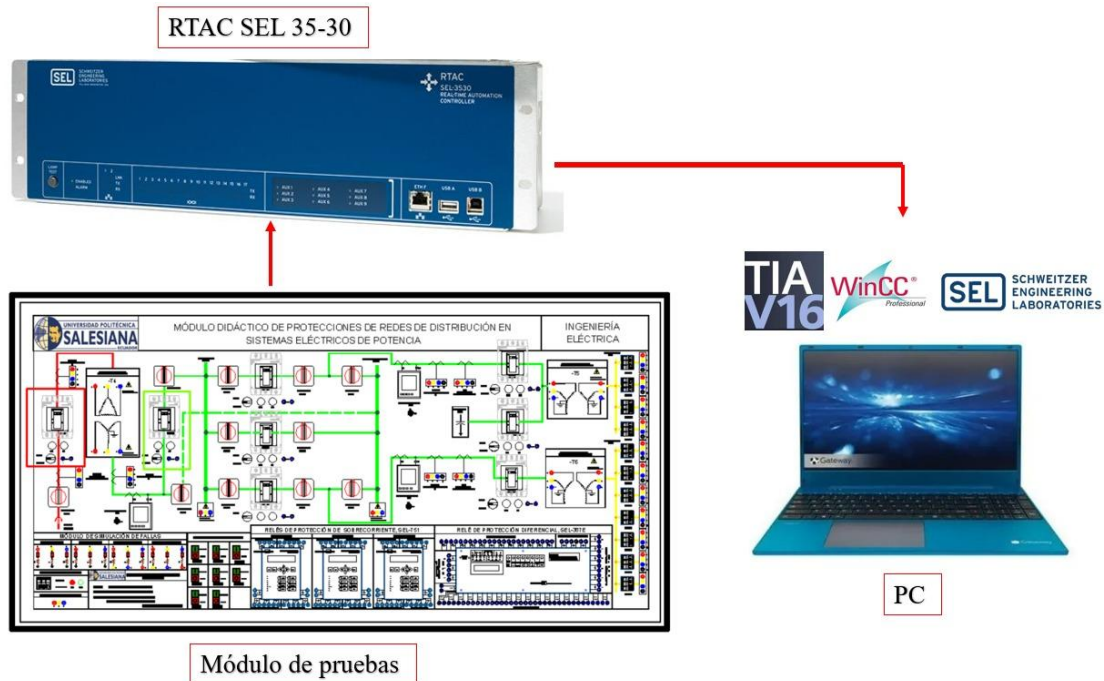
Las entradas/salidas digitales constituyen un elemento esencial para que el sistema de control que se ha puesto en funcionamiento pueda realizar sus funciones. Por un lado, mediante las entradas, el RTAC recibe información en tiempo real sobre el estado de los interruptores y demás equipos del sistema, permitiéndole estar al tanto de las condiciones operativas del tablero. Por otro lado, las salidas digitales permiten que el RTAC emita órdenes para activar relés y/o dispositivos de maniobra y, de tal forma, facilitar el control seguro y automático del sistema. La interacción de las entradas/salidas digitales hace posible una operación confiable y una respuesta rápida ante un evento, interaccionando así correctamente el sistema de control con la supervisión SCADA como se evidencia en la Figura 23.



*Figura 23. Diagrama de señales digitales
Fuente: Autores*

3.6 ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto ejecuta un entorno de simulación automatizada para la supervisión y el control de protecciones en un sistema de distribución eléctrica de baja tensión, formado por una barra principal BP, una barra de transferencia y dos barras de carga BUS H1 y BUS H2, aplicado como plataforma educativa para prácticas académicas y como validación de operaciones en el laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. La arquitectura de comunicación aplicada se establece conforme a tres niveles jerárquicos característicos de sistemas SCADA industriales, garantizando una operación fiable, escalable y representativa de las infraestructuras equiparables en el sector eléctrico actual, facilitando a la vez la instrucción técnica de los estudiantes mediante experimentación con formas profesionales tal como se ve en la Figura 24.



*Figura 24. Arquitectura de comunicación del proyecto
Fuente: Autores*

3.6.1 NIVEL DE CAMPO

El nivel del campo está constituido por los dispositivos eléctricos que desarrollan las funciones de medida, control y maniobra del grupo de maniobras que se encuentran instalados en el panel de control del laboratorio (interruptores de potencia, seccionadores, relés de protección, etc.) incluyendo los elementos de señalización adyacentes a las barras principal, de transferencia y de carga (BUS H1 y BUS H2). Las señales del nivel del campo son, principalmente, variables binarias que indican el estado de un actuador (abierto/cerrado, energizado/desenergizado) así como también comandos de control de las maniobras, lo que constituye una imagen fiel del estado real del sistema de distribución eléctrica, y a la vez la interfaz física que permite enlazar un proceso eléctrico con el sistema implementado con la ayuda del RTAC.

3.6.2 NIVEL DE CONTROL

El nivel de control está compuesto por un RTAC SEL-3530, que funge como controlador central y como puerta de enlace de las comunicaciones del sistema de simulación. Este dispositivo realiza las siguientes funciones básicas: lectura de señales digitales de los interruptores, seccionadores y dispositivos de protección ubicados en el tablero; la realización de lógicas de automatización mecánicas para maniobras de operación normal, transfiriendo entre barras y lógicas de control definidas; el envío de salidas digitales para el control de los equipos de maniobra; el concentrado, procesamiento y estructuras de envío de la información operativa hacia el sistema SCADA. La conexión cableada del nivel de campo y el RTAC se basa en conexiones físicas de entradas y salidas tipo digital, replicando a la perfección la tipología de tableros utilizados en las subestaciones y los sistemas de distribución industrial reales.

3.6.3 NIVEL DE SUPERVISIÓN

El nivel de supervisión está conformado por una estación de operación en PC donde se ejecuta la plataforma SCADA/HMI WinCC. Esta estación se comunica con el controlador RTAC SEL-3530 a través de la red Ethernet TCP/IP y hace uso de los protocolos de comunicación industrial estandarizados Modbus TCP/IP o DNP3, dependiendo de la red utilizada en la instalación del sistema. La interfaz HMI desarrollada proporciona al operador las siguientes capacidades funcionales: visualización en tiempo real del estado operativo de interruptores y seccionadores a través de la representación gráfica del diagrama unifilar; supervisión del estado de energización de la barra principal, barra de transferencia y barras de carga BUS H1 y BUS H2; monitoreo de alarmas y eventos del sistema; y verificación de la configuración de la red de distribución activa, lo que permite obtener una visión global del comportamiento de la simulación del sistema eléctrico y el análisis de los escenarios de operación para fines académicos o de entrenamiento técnico.

3.6.4 CIRCUITO DE MANIOBRA OPERATIVA PARA OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Objetivo:

Energizar el sistema de distribución desde la Entrada Línea 1, alimentando la Barra Principal (0,48 kV) y distribuyendo energía de forma normal hacia BUS H1 y BUS H2, manteniendo el Bus de Transferencia fuera de servicio como se describe en la Tabla 1.

Equipos involucrados:

Seccionadores: 89-301, 89-302, 89-304, 89-305, 89-307, 89-308

Interruptores: 52-301, 52-302, 52-303, 52-304, 52-306, 52-307

Aperturas (condiciones de seguridad previas)

Mantener 89-310 ABIERTO

Mantener 89-311 ABIERTO

Mantener 89-306 / 52-305 / 89-309 ABIERTOS

Cierres (energización estándar del sistema)

Cerrar 89-301

Cerrar 52-301

Cerrar 52-302

Cerrar 89-302 Barra Principal energizada

Cerrar 89-304

Cerrar 52-303

Cerrar 89-307

Cerrar 52-306 BUS H1 energizado

Cerrar 89-305

Cerrar 52-304

Cerrar 89-308

Cerrar 52-307 BUS H2 energizado

Paso	Acción	Equipo	Resultado / Comentario
1	CERRAR	89-301	Habilita entrada de Línea 1
2	CERRAR	52-301	Energiza T1
3	CERRAR	52-302	Permite salida hacia BP
4	CERRAR	89-302	Barra Principal energizada
5	CERRAR	89-304	Habilita ruta superior
6	CERRAR	52-303	Energiza salida a H1
7	CERRAR	89-307	Conecta BUS H1
8	CERRAR	52-306	BUS H1 energizado
9	CERRAR	89-305	Habilita ruta inferior
10	CERRAR	52-304	Energiza salida a H2
11	CERRAR	89-308	Conecta BUS H2
12	CERRAR	52-307	BUS H2 energizado

*Tabla 1. Maniobra operativa para operación normal del sistema de distribución
Fuente: Autores*

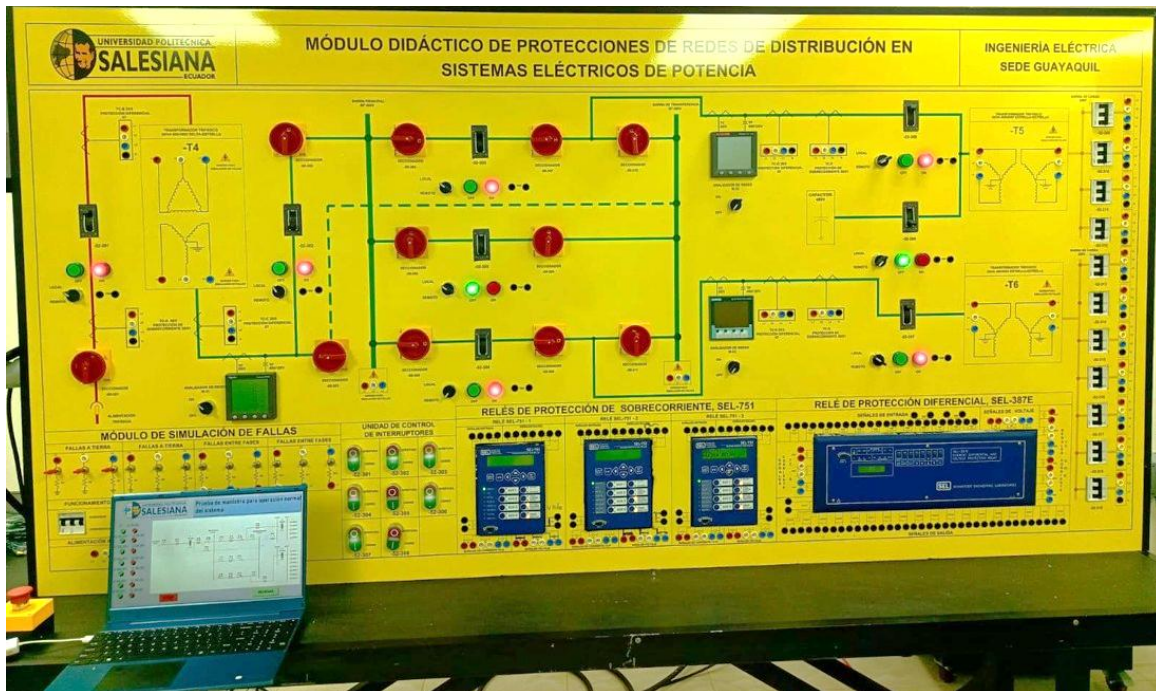


Figura 25. Circuito de maniobra operativa para operación normal del sistema de distribución.

Fuente: Autores

3.6.5 CIRCUITO DE MANIOBRA OPERATIVA POR FALLA DE LÍNEA

Objetivo:

Mantener la continuidad del servicio ante una falla en la ruta directa desde la Barra Principal, alimentando BUS H1 a través del Bus de Transferencia, evitando energización simultánea de rutas alternativas como se observa en la Tabla 2.

Equipos involucrados:

Seccionadores: 89-304, 89-307, 89-310

Interruptores: 52-303, 52-306, 52-304, 52-307

Aperturas (aislamiento por seguridad)

Se aísla BUS H2 y la ruta directa para evitar choque de energía

Abrir 52-304

Abrir 52-307

Abrir 89-304

Abrir 89-307

Cierres (transferencia segura hacia BUS H1)

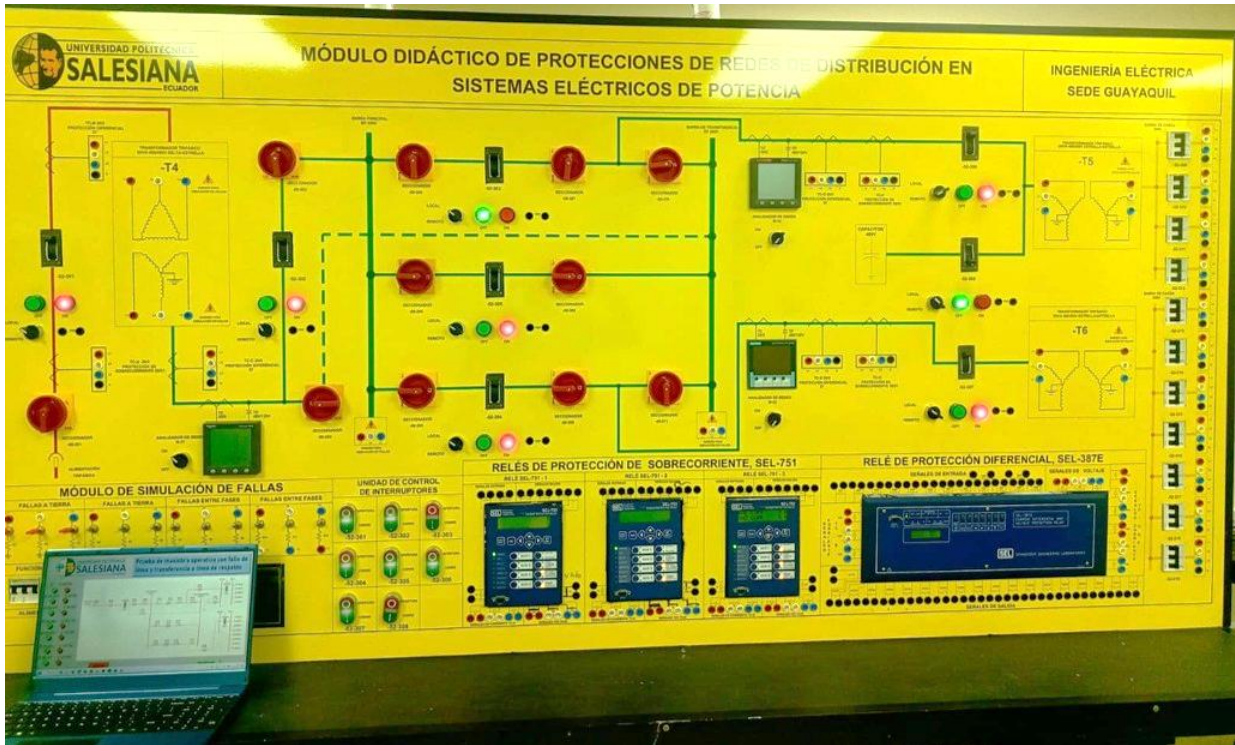
Cerrar 52-303 energiza Bus Transferencia

Cerrar 89-310

Cerrar 52-306 BUS H1 energizado desde línea de respaldo

Paso	Acción	Equipo	Resultado / Comentario
1	ABRIR	52-304	Aísla alternativa hacia BUS H2
2	ABRIR	52-307	Evita energización de BUS H2
3	ABRIR	89-304	Aísla ruta directa desde BP
4	ABRIR	89-307	Evita retorno de energía
5	CERRAR	52-303	Energiza Bus Transferencia
6	CERRAR	89-310	Completa ruta hacia H1
7	CERRAR	52-306	BUS H1 energizado por respaldo

*Tabla 2. Maniobra operativa por falla de línea
Fuente: Autores*



*Figura 26. Circuito de maniobra operativa por falla de línea
Fuente: Autores*

3.6.6 CIRCUITO DE DESENERGIZACIÓN DE LA BARRA PRINCIPAL POR MANTENIMIENTO PROGRAMADO

Objetivo:

Desenergizar completamente la Barra Principal para mantenimiento, manteniendo el suministro eléctrico a BUS H1 y BUS H2 mediante alimentación alternativa a través del Bus de Transferencia como se ve en la Tabla 3.

Equipos involucrados:

Seccionadores: 89-302, 89-303, 89-310, 89-311

Interruptores: 52-302, 52-306, 52-307

Aperturas (pasos críticos de seguridad)

Se garantiza aislamiento total de la Barra Principal

Abrir 52-302

Abrir 89-302

Abrir 52-303

Abrir 89-304

Abrir 89-307

Cierres (alimentación alternativa durante mantenimiento)

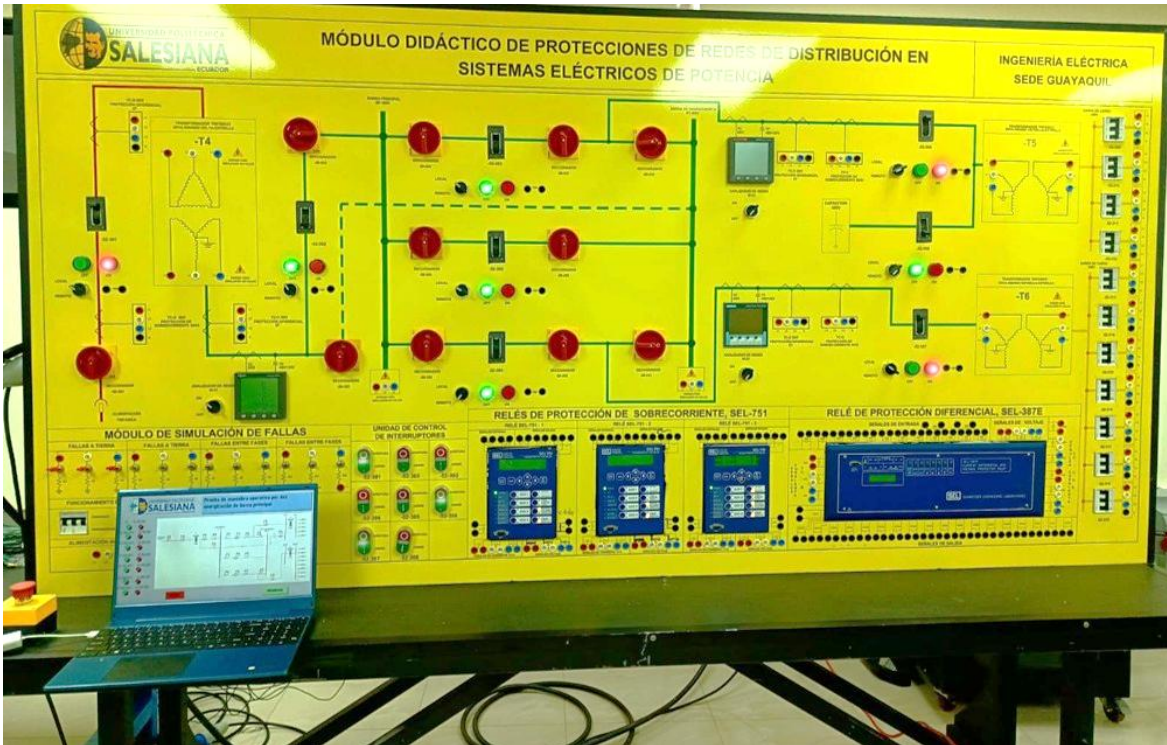
Cerrar 52-303 energiza Bus Transferencia

Cerrar 89-310

Cerrar 52-306 BUS H1 energizado desde línea de respaldo

Paso	Acción	Equipo	Resultado / Comentario
1	ABRIR	52-302	Interrumpe alimentación a BP
2	ABRIR	89-302	Aísla físicamente la Barra Principal
3	ABRIR	52-303	Evita paralelismo
4	ABRIR	89-304	Aísla ruta superior
5	ABRIR	89-307	Evita retorno de energía
6	CERRAR	89-303	Habilita bypass
7	CERRAR	89-310	Energiza Bus Transferencia
8	CERRAR	52-306	Energiza BUS H1
9	CERRAR	89-311	Habilita salida a H2
10	CERRAR	52-307	Energiza BUS H2

*Tabla 3. Desenergización de la barra principal por mantenimiento programado.
Fuente: Autores*



*Figura 27. Circuito de desenergización de la barra principal por mantenimiento programado.
Fuente: Autores*

3.7 ASIGNACIÓN DE IP A LOS DISPOSITIVOS

La determinación estratégica de las direcciones IP a todas las piezas que forman parte del sistema de simulación, como por ejemplo el RTAC SEL-3530, la estación SCADA de control y los equipos de ayuda a la comunicación, en el seno de un mismo segmento de red configurado directamente con el switch Ethernet como el nodo que centraliza la interconexión entre dispositivos, es un aspecto crítico para el correcto funcionamiento del entorno que se distribuye.

Esta configuración de red permite la centralización de la gestión de las comunicaciones y una transmisión eficiente de los datos que se intercambian entre la parte de control y la parte SCADA de supervisión del sistema SCADA.

La documentación específica de las direcciones IP asignadas a cada uno de los dispositivos, que puede ser consultada en la Tabla 4, garantiza poder discriminar y diferenciar en forma

clara y unívoca los elementos de red, que quedan por tanto libres de problemas relativos a la dirección IP, y garantiza además la posibilidad de poder rastrear la arquitectura de comunicaciones implementada, constituyendo también una base documental importante para las actividades a realizar a futuro, en el ámbito del mantenimiento, del diagnóstico de fallos, de la reconfiguración del sistema o de la adición de nuevas funcionalidades a los entornos de simulación que se han desarrollado en la práctica.

EQUIPO	DIRECCIÓN IP	MÁSCARA DE SUBRED	PUERTA DE ENLACE
RTAC SEL 3530	192.168.0.7	255.255.255.0	192.168.0.1
WINCC (PC SCADA)	192.168.0.7	255.255.255.0	192.168.0.7
PC	192.168.100.14	255.255.255.0	192.168.100.1

*Tabla 4. Asignación de IP a los dispositivos
Fuente: Autores*

3.7.1 COMUNICACIÓN CON LA COMPUTADORA

Esta configuración establece una red punto a punto dedicada exclusivamente a la comunicación entre el sistema SCADA y el RTAC, garantizando la independencia operativa del sistema de simulación respecto a la red corporativa de la universidad. El esquema de direccionamiento implementado asegura latencias mínimas en la transmisión de datos, elimina interferencias de tráfico externo y proporciona las condiciones óptimas de comunicación requeridas para la supervisión en tiempo real de las variables operativas y señales de control del sistema de distribución eléctrica simulado como se ve en la Figura 28.

```

Microsoft Windows [Versión 10.0.26200.7462]
(c) Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.

C:\Users\Gateway>ping 192.168.0.7

Haciendo ping a 192.168.0.7 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo<1m TTL=64

Estadísticas de ping para 192.168.0.7:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
              (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 0ms, Máximo = 0ms, Media = 0ms

C:\Users\Gateway>

```

*Figura 28. Comunicación entre el sistema la PC y el RTAC
Fuente: Autores*

La Figura 29 presenta la configuración de red del sistema de simulación, obtenida mediante el comando ipconfig ejecutado en la estación de supervisión SCADA. Esta captura evidencia los parámetros de comunicación establecidos para la interfaz de red Ethernet que interconecta la estación de operación con el controlador RTAC SEL-3530.

```

Estado de los medios. . . . . : medios desconectados
Sufijo DNS específico para la conexión. . . :

Adaptador de Ethernet Ethernet:

Estado de los medios. . . . . : medios desconectados
Sufijo DNS específico para la conexión. . . :

Adaptador de Ethernet Ethernet 5:

Sufijo DNS específico para la conexión. . . :
Dirección IPv4 de configuración automática: 169.254.201.30
Máscara de subred . . . . . : 255.255.0.0
Puerta de enlace predeterminada . . . . . :

Adaptador de LAN inalámbrica Wi-Fi:

Sufijo DNS específico para la conexión. . . :
Vínculo: dirección IPv6 local. . . : fe80::9acc:5afa:6b6:9a98%9
Dirección IPv4. . . . . : 192.168.100.14
Máscara de subred . . . . . : 255.255.255.0
Puerta de enlace predeterminada . . . . . : 192.168.100.1

Adaptador de Ethernet Conexión de red Bluetooth 2:

Estado de los medios. . . . . : medios desconectados
Sufijo DNS específico para la conexión. . . :

C:\Users\Gateway>

```

*Figura 29. Configuración de red del sistema de simulación
Fuente: Autores*

3.8 AJUSTES DE PARÁMETROS DE LA PC

Para la configuración de la estación de supervisión SCADA utilizada en el sistema de simulación, se estableció una dirección IP estática conforme a los parámetros especificados en la Tabla 4. Asignación de IP a los dispositivos, dentro del segmento de red definido para la arquitectura de comunicaciones del proyecto. Esta configuración se implementó con el propósito de garantizar una comunicación estable, predecible y confiable entre la estación de operación que ejecuta la plataforma WinCC y el controlador RTAC SEL-3530, evitando posibles conflictos de direccionamiento o cambios automáticos de IP que podrían interrumpir la supervisión del sistema.

El procedimiento de configuración incluyó el acceso al Panel de Control del sistema operativo Windows, seguido de la navegación hacia la sección Redes e Internet, donde se ingresó a los parámetros de configuración del adaptador de red Ethernet. En este apartado se procedió a modificar manualmente la dirección IP, máscara de subred y demás parámetros de red, deshabilitando la configuración automática mediante DHCP, según el procedimiento ilustrado en la Figura 30. Esta configuración manual asegura la correcta integración de la estación de supervisión dentro de la arquitectura de comunicación del sistema SCADA, estableciendo una conectividad permanente y determinística esencial para las operaciones de monitoreo en tiempo real y ejecución de comandos de control hacia los dispositivos de campo a través del RTAC.

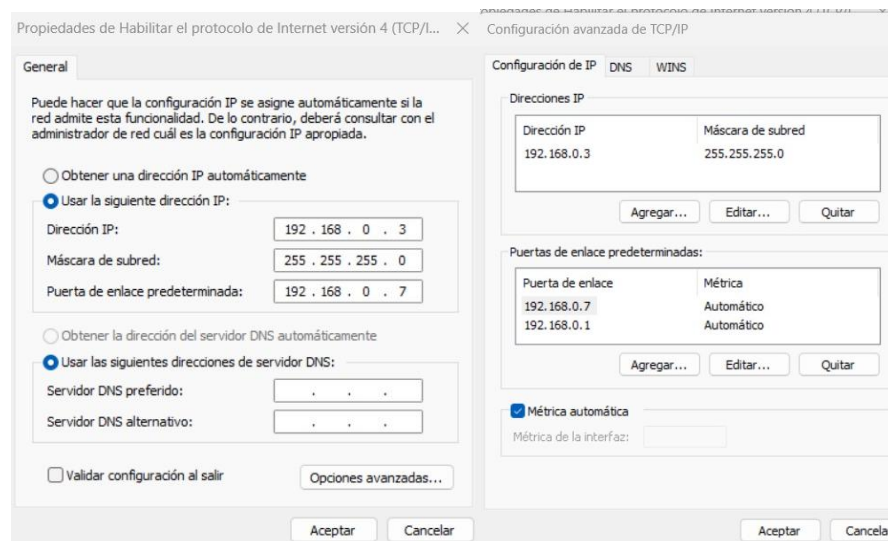


Figura 30. Ajustes de parámetros de la PC
Fuente: Autores

3.9 ACSELERATOR RTAC SEL – 5033

Dentro del sistema de simulación desarrollado, el software acSELerator RTAC desempeña un rol fundamental como plataforma de programación, configuración y gestión del controlador RTAC SEL-3530. Este software proporciona las herramientas necesarias para la implementación de lógicas de automatización, configuración de protocolos de comunicación y administración de entradas y salidas digitales que permiten la integración entre el tablero de control y el sistema SCADA de supervisión.

La característica distintiva de acSELerator RTAC radica en su capacidad para configurar el controlador como gateway de comunicaciones, facilitando la traducción de datos entre diferentes protocolos industriales integrados en el sistema, tales como Modbus TCP/IP, DNP3 e IEC 61850. Adicionalmente, incorpora mecanismos robustos de seguridad que protegen el acceso a la configuración del controlador mediante autenticación de usuarios, control de permisos y registro de eventos, añadiendo un nivel adicional de confiabilidad y trazabilidad al sistema implementado.

Al iniciar el programa acSELerator RTAC, el sistema presenta una pantalla de autenticación de seguridad donde se solicita las credenciales de acceso configuradas para el proyecto. En este caso, se ingresa la contraseña establecida "Ups_2025" en el campo correspondiente y se procede a acceder al entorno de configuración mediante el botón "Login", tal como se ilustra en la Figura 31, garantizando así el acceso controlado y documentado a los parámetros operativos del controlador RTAC.

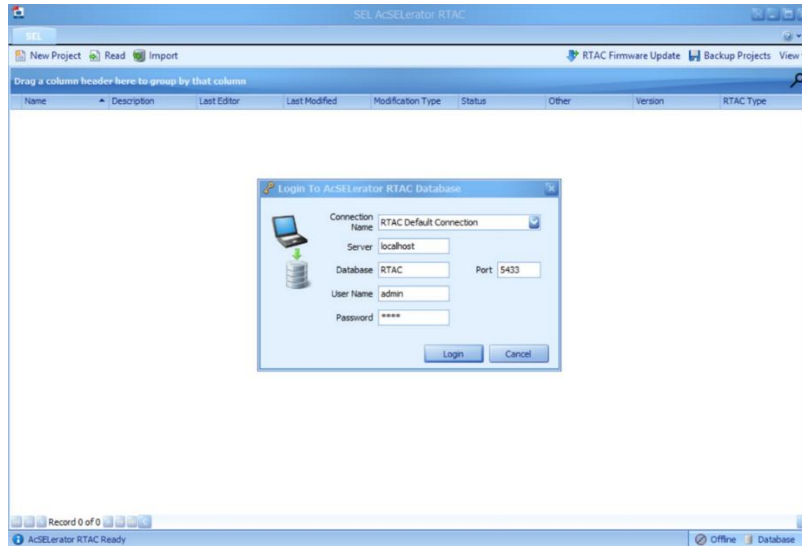


Figura 31. Iniciar el programa acSELEerator RTAC
Fuente: Autores

Una vez validada la contraseña, se procede con la creación del proyecto mediante la opción "New Project". El sistema despliega una pantalla solicitando la selección del modelo RTAC SEL-3530 y su versión de firmware, como muestra la Figura 32. Finalmente, se confirma la creación mediante el botón "Create".

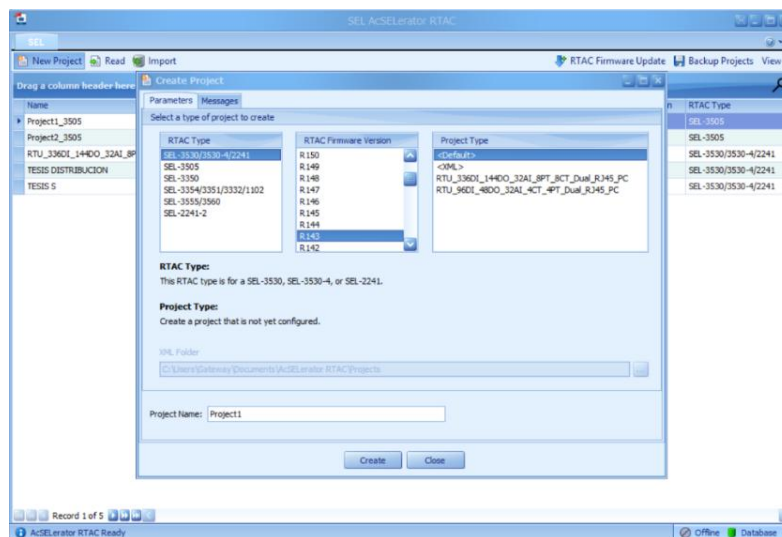
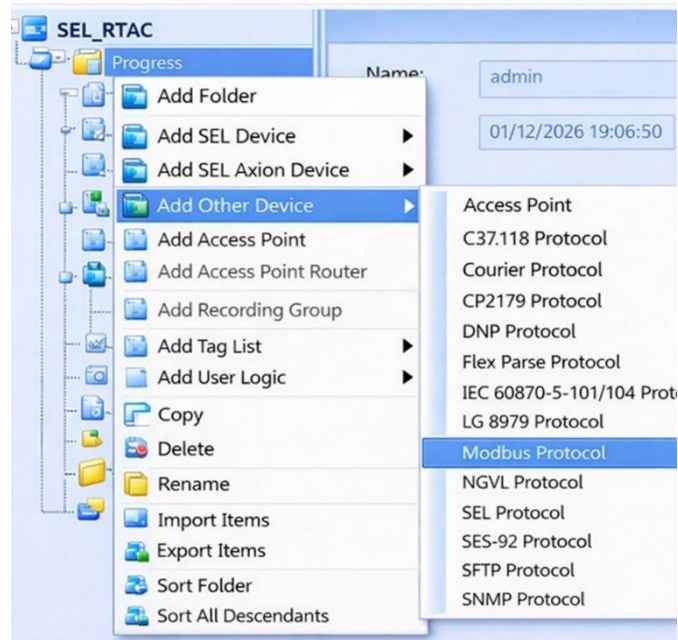


Figura 32. La selección del modelo RTAC
Fuente: Autores

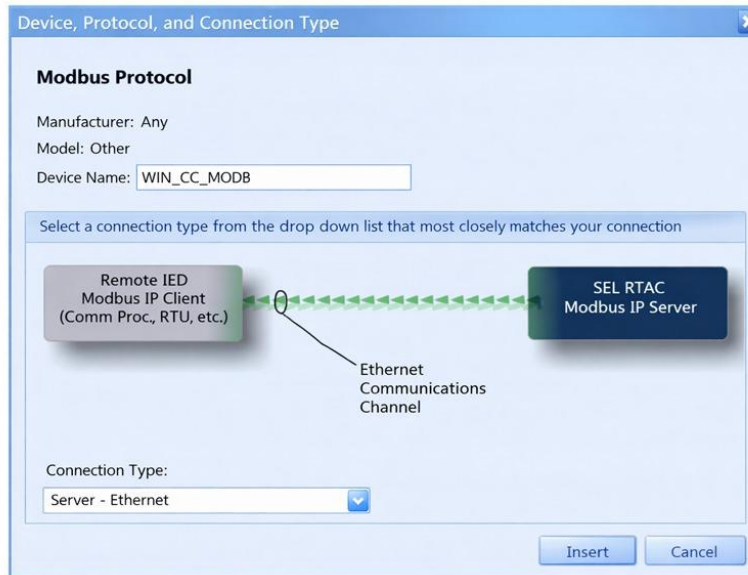
Para la configuración de servidores de comunicación mediante protocolo Modbus TCP/IP, se accede a la opción "Devices" ubicada en el menú de configuración del software

acSELeRator RTAC, seguido de la selección "Add Other Device" y posteriormente "Modbus Protocol", como se ilustra en la Figura 33.



*Figura 33. Configuración de servidores de comunicación
Fuente: Autores*

A los efectos de que se produzca la operatividad del canal de comunicación entre el controlador del RTAC y la instalación SCADA, hay que complementar la instalación de un dispositivo más configurado en el programa acSELeRator RTAC. Para hacerlo, se adapta un mecanismo de tipo "Server – Ethernet" utilizando el protocolo Modbus TCP/IP para dotar al RTAC de un usuario de datos para poder enviar los datos de estado y las variables del sistema a la estación de supervisión que establece la aplicación WinCC como cliente, recibiendo y procesando la información que acaba visualizándose en la interfaz HMI resulta tal como se muestra en la Figura 34.



*Figura 34. Comunicación entre el controlador RTAC y el sistema SCADA
Fuente: Autores*

En el apartado "Settings" se procede a configurar la dirección IP del equipo destino al cual el RTAC enviará la información adquirida, correspondiendo en este caso a la dirección IP estática asignada previamente a la estación de supervisión donde se ejecuta la plataforma WinCC, estableciendo así el vínculo de comunicación entre el nivel de control y el nivel de supervisión del sistema SCADA implementado que se observa en la Figura 35.

WIN_CC_MODBUS WIN_CC_MODBUS				
Project Properties: Other, Server - Ethernet (Modbus Protocol)				
Settings Advanced Settings				
Settings	Setting	Value	Range	Description
Coils	<input checked="" type="checkbox"/> Communications			
Discrete Inputs	<input checked="" type="checkbox"/> Server IP Port	502	23,502,1024-65,...	The local IP port the RTAC monitors for incoming MODBUS requests.
Holding Registers	<input checked="" type="checkbox"/> MODBUS			
Input Registers	<input checked="" type="checkbox"/> Allow Anonymous MODBUS Client Connections	False	True, False	If set to FALSE, the 'Client IP Address' setting must be set to a valid IP Address.
PDU Rx Settings	<input checked="" type="checkbox"/> Client IP Address	192.168.0.30	Valid IPv4 Address...	IP Address of the MODBUS Client communicating with this RTAC MODBUS Server.
Tags				
Controller				

*Figura 35. Configurar la dirección IP
Fuente: Autores*

La introducción y asignación de variables se llevará a cabo en el software acSELeRator RTAC, de acuerdo a los estados de los contactos digitales de los interruptores y seccionadores que integran el tablero de control, realizando de esta forma el mapeo entre las señales físicas del sistema de distribución y las variables lógicas que serán manejadas y enviadas al sistema de supervisión SCADA.

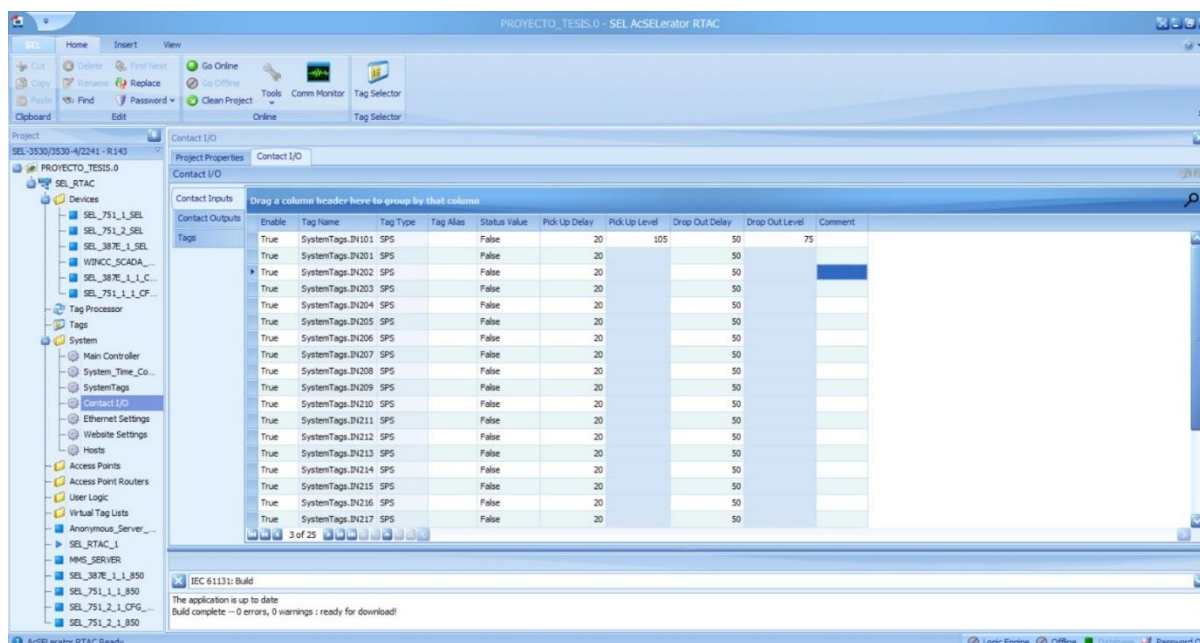


Figura 36. Asignación de variables dentro del software acSELeRator RTAC
Fuente: Autores

Finalmente, el controlador RTAC SEL-3530 se pone en línea, para verificar que las configuraciones introducidas en el software acSELeRator RTAC han sido ejecutadas de manera correcta y para validar la adquisición de señales del tablero de control. En la Figura 37 se presenta la pantalla de autenticación que muestra el sistema al pulsar el botón Go Online; la pantalla solicita al usuario que introduzca el nombre de usuario y la contraseña para la conexión que se definieron durante la configuración inicial del proyecto, lo que permite establecer la conexión en línea entre el software de configuración y el controlador físico que se ha instalado en el laboratorio.



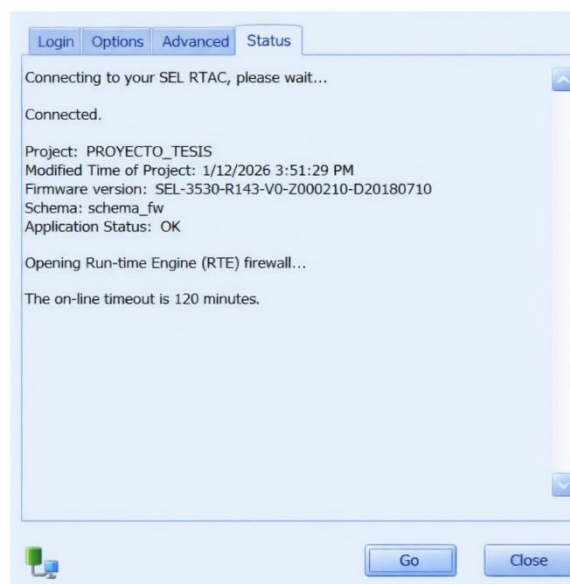
The screenshot shows a web-based configuration interface for SEL RTAC. It has four tabs: Login, Options, Advanced, and Status. The Login tab is active. The form contains the following fields:

- Connection Name: SEL RTAC Default Connection (dropdown menu)
- RTAC Address: 192.168.0.7
- RTE Port: 1217
- User Name: admin
- Port: 5432
- Password: ****

A Login button is located at the bottom right of the form.

*Figura 37. En línea el controlador RTAC SEL-3530
Fuente: Autores*

En la Figura 38 se evidencia que el controlador RTAC estableció la conexión correctamente con el software acSELeRator RTAC, confirmando la comunicación exitosa entre la estación de configuración y el dispositivo físico. Una vez verificado el estado de conexión, se procede a continuar con el proceso mediante el botón "Go".



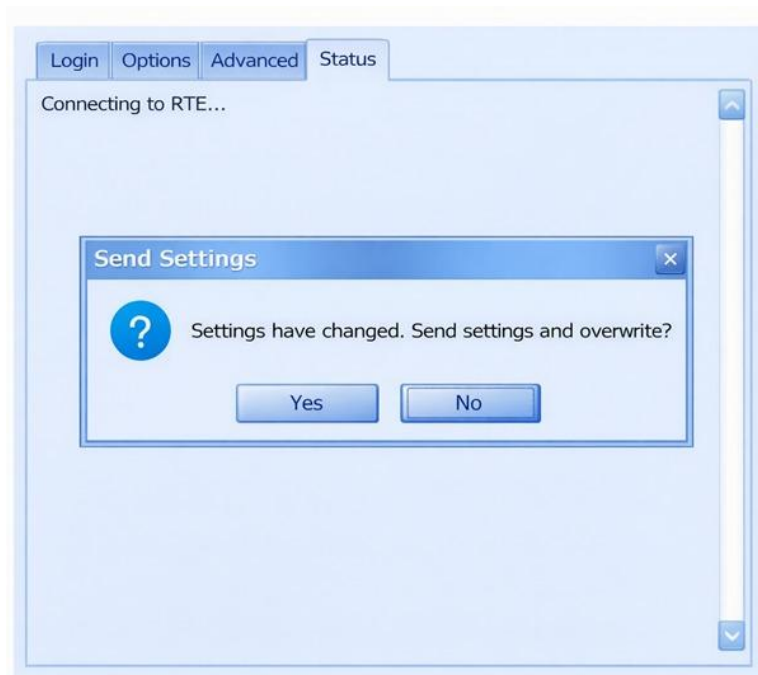
The screenshot shows the Status tab of the SEL RTAC configuration interface. The status message is as follows:

```
Connecting to your SEL RTAC, please wait...
Connected.
Project: PROYECTO_TESIS
Modified Time of Project: 1/12/2026 3:51:29 PM
Firmware version: SEL-3530-R143-V0-Z000210-D20180710
Schema: schema_fw
Application Status: OK
Opening Run-time Engine (RTE) firewall...
The on-line timeout is 120 minutes.
```

At the bottom of the status window, there are two buttons: Go and Close.

*Figura 38. Conexión correctamente con el software acSELeRator RTAC
Fuente: Autores*

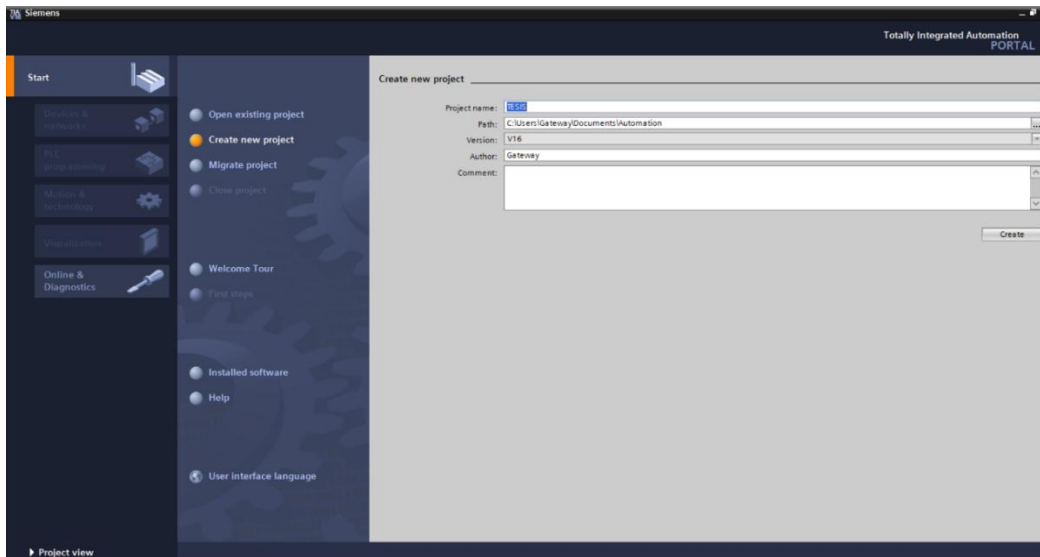
A continuación, el sistema despliega un mensaje de confirmación consultando si se desean guardar los cambios realizados en la configuración del RTAC. Se procede a confirmar la acción seleccionando el botón "Yes", como se muestra en la Figura 39, asegurando así que todas las modificaciones efectuadas en los parámetros de comunicación y mapeo de variables queden almacenadas permanentemente en la memoria del controlador.



*Figura 39. Guardar los cambios realizados en la configuración del RTAC
Fuente: Autores*

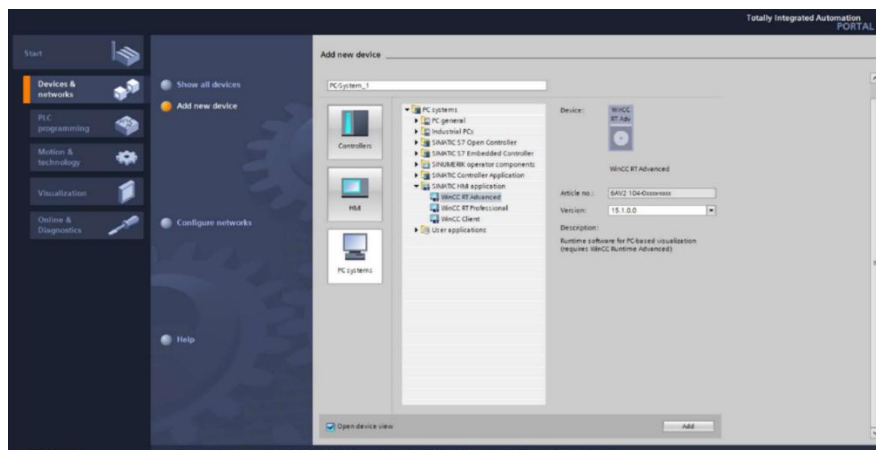
3.10 CONFIGURACIÓN EN WINCC – ADVANCED

La supervisión de la simulación en tiempo real se realizó en el entorno de desarrollo WinCC, un desarrollo de Siemens. En este sentido, se ejecutó el software TIA Portal V15.1 y se creó un nuevo proyecto SCADA, al que se denominó "TESIS", y se completó la configuración inicial mediante el botón "Create", como se puede observar en la Figura 40. Con esta acción se estableció el entorno de desarrollo pretendido con el diseño final de la HMI de supervisión.



*Figura 40. Configuración en WINCC – ADVANCED
Fuente: Autores*

El sistema muestra la pantalla que permite poder realizar las configuraciones iniciales en el proyecto SCADA. En la página "Devices & networks", se selecciona la opción "Add new device" y se accede a "PC systems". Se desplegará una lista de aplicaciones disponibles en "SIMATIC HMI applications" donde seleccionaremos "WinCC RT Advanced", finalizando a través del pulsador "Add", como se ha mostrado en la Figura 41, añadiendo el módulo de supervisión al proyecto que se está desarrollando.



*Figura 41. Configuraciones iniciales del proyecto SCADA
Fuente: Autores*

En la parte izquierda de la interfaz del software TIA Portal, se permite el despliegue de la carpeta "HMI_RT [WinCC RT Advanced]" para acceder a las opciones para la configuración del sistema SCADA. En esta parte se permite acceder a la parte "Connections" para poder establecer las comunicaciones entre la estación de supervisión y el controlador RTAC. Se crea una nueva conexión que se nombrará "RTAC_3530" y se selecciona "Modicon MODBUS TCP/IP" como driver de las comunicaciones, siendo este último el protocolo compatible con la implementación del servidor Modbus que hemos configurado previamente en el RTAC. Por último, se introduce la dirección estática IP que se le asigna al controlador RTAC (192.168.0.3) y se guarda nuestro proyecto para guardar los parámetros de comunicación establecidos como se muestra en la Figura 42.

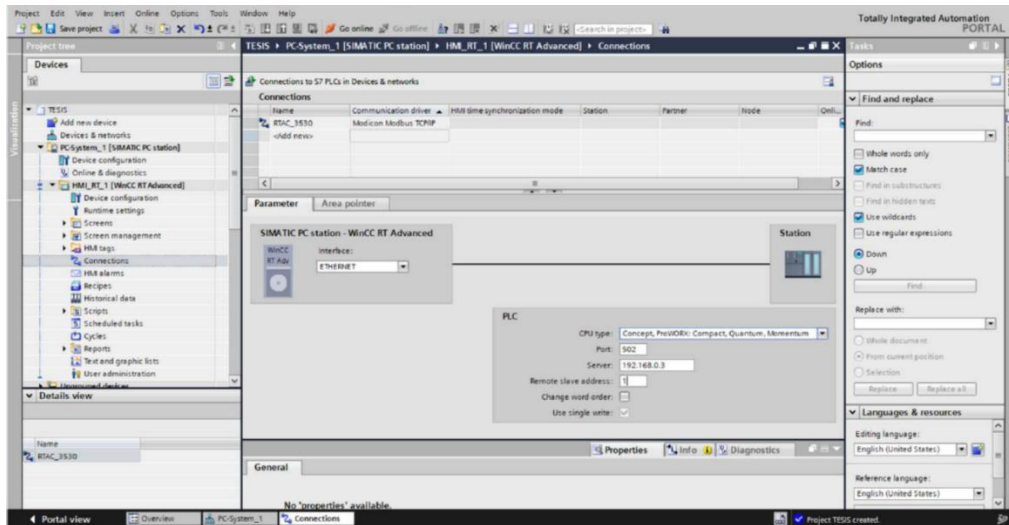


Figura 42. Dirección IP estática asignada al controlador RTAC

Fuente: Autores

Continuando con la configuración del proyecto, se accede a la carpeta "HMI tags" donde se procede a crear la tabla de variables correspondientes a todas las señales digitales provenientes del tablero de control, incluyendo los estados de interruptores, seccionadores y elementos de señalización del sistema de distribución, estableciendo así el mapeo entre las variables del RTAC y los tags del sistema SCADA WinCC como se ve en la Figura 43.

Name	Data type	Connection	Comment	PLC tag
SW_89-301	Boolean	RTAC_3530	Status seccionador 89-301	I0.0
SW_89-302	Boolean	RTAC_3530	Status seccionador 89-302	I0.1
SW_89-304-307	Boolean	RTAC_3530	Status seccionadores 89-304/307	I0.2
SW_89-305-308	Boolean	RTAC_3530	Status seccionadores 89-305/308	I0.3
SW_89-305-308-309	Boolean	RTAC_3530	Status seccionadores 89-306/309	I0.4
SW_89-305-308-309	Boolean	RTAC_3530	Status CB 52-301	I0.6
CB_52-301	Boolean	RTAC_3530	Status CB 52-301	I0.6
CB_52-302	Boolean	RTAC_3530	Status CB 52-302	I0.7
CB_52-303	Boolean	RTAC_3530	Status CB 52-303	I1.0
CB_52-304	Boolean	RTAC_3530	Status CB 52-304	I1.1
CB_52-305	Boolean	RTAC_3530	Status CB 52-305	I1.2
CB_52-306	Boolean	RTAC_3530	Status CB 52-306	I1.3
52-301 Open	Boolean	RTAC_3530	52-301 Open	M0.0
52-302 Open	Boolean	RTAC_3530	52-302 Open	M0.1
52-303 Open	Boolean	RTAC_3530	52-303 Open	M0.2
52-304 Open	Boolean	RTAC_3530	52-304 Open	M0.3
52-305 Open	Boolean	RTAC_3530	52-305 Open	M0.4
52-306 Open	Boolean	RTAC_3530	52-306 Open	M0.5
52-307 Open	Boolean	RTAC_3530	52-307 Open	M0.6
89-310 Open	Boolean	RTAC_3530	Energización carga 1 con BP	M0.7
ENE_LOAD1_BP	Boolean	RTAC_3530	Energización carga 2 con BP	M1.6
DES_LOAD1	Boolean	RTAC_3530	Desenergización carga 1	M2.0
REST_LOAD1_BP	Boolean	RTAC_3530	Restablecimiento carga 1	M2.4

Figura 43. HMI tags
Fuente: Autores

Por último, para poder llevar a cabo la configuración final del sistema SCADA, debemos desplegar la carpeta "Screens" de nuestro árbol de proyecto, y proceder a crear el diseño de las pantallas gráficas de supervisión, que incorporan diferentes tipos de elementos gráficos y funcionales (esquemas de los equipos eléctricos, cuadros de texto para su identificación, campos de entrada/salida (I/O fields) para visualizar estados; botones de control para maniobras, etc.), siendo así que una vez terminado el diseño de las pantallas a desarrollar; en la pestaña "Properties" de cada uno de los campos de E/S configurados, se vincularán a las variables HMI, que ya habíamos mencionado en la tabla de tags, estableciendo la relación entre los datos que está adquiriendo el RTAC y la visualización de esos mismos datos en la pantalla de supervisión, tal y como se muestra en la Figura 44.

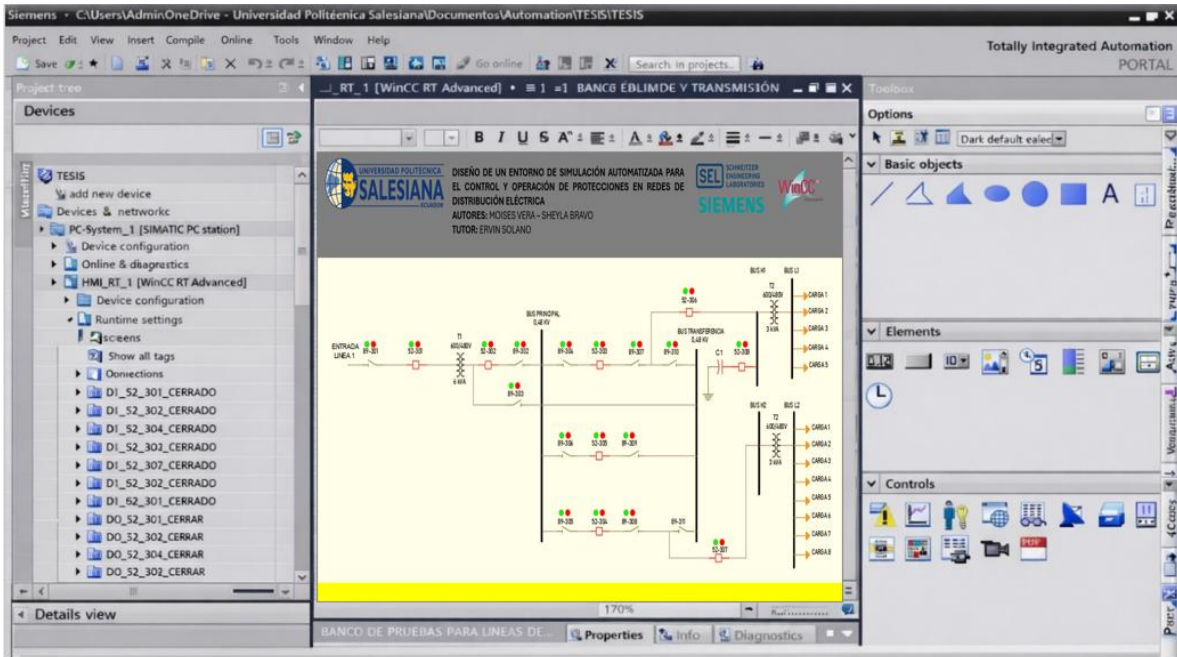


Figura 44. Finalizar la configuración del sistema SCADA
Fuente: Autores

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y RESULTADOS

Los resultados conseguidos en el proceso de implementación y validación del entorno de simulación automatizada para el control y la operación de protecciones de redes de distribución eléctrica cuyos resultados documenta el presente capítulo; estos resultados experimentales se muestran según los diferentes escenarios de simulación definidos en la metodología para evaluación del funcionamiento del sistema conformado por el controlador RTAC SEL-3530 y la plataforma SCADA WinCC.

El análisis queda organizado en función de los tres escenarios operativos establecidos para ver el funcionamiento: la operación normal del sistema con alimentación a la barra principal de la red; la maniobra operativa por apertura de interruptores hacia la barra BUS H1; y la maniobra operativa por apertura de interruptores hacia la barra BUS H2; para cada uno de los escenarios se efectuó la evaluación respectiva del comportamiento de la toma de señales digitales del tablero de control, el proceso de la información por parte del RTAC, la comunicación por protocolo Modbus TCP/IP y la visualización en tiempo real del comportamiento del sistema en la interfaz HMI desarrollada.

La obtención de resultados que validen la funcionalidad del entorno de simulación propuesto, la comprobación de la consistencia de los estados físicos del tablero y su representación gráfica en el sistema SCADA. Adicionalmente, se valora la posibilidad de aplicar la plataforma desarrollada como una herramienta didáctica para los estudios técnicos de los alumnos de Ingeniería Eléctrica en aspectos relacionados con automatización, supervisión y control de sistemas de distribución eléctrica.

4.1 PANTALLA SINÓPTICA PRINCIPAL DEL SISTEMA

La pantalla sinóptica principal, presentada sobre la plataforma WinCC, se constituye como foco de interacción del usuario con el entorno que se simula automatizadamente en realidad, representando de manera AES -gráfica- el diagrama unifilar del sistema de distribución eléctrica de baja tensión disponible en el laboratorio, el cual está conformado por la barra

principal (BP) y la barra de transferencia, barras de carga BUS H1 y BUS H2, de forma que se reproduce simultáneamente la topología real del tablero de control que lo reproduce.

La interfaz HMI permite poner en imágenes, en tiempo real, el estado de operación de los interruptores y seccionadores mediante simbología normalizada; se identifican las condiciones abierto/cerrado por medio de la codificación gráfica y cromática que facilita la interpretación visual inmediata. También se puede representar la condición de energización de cada barra del sistema y permiten al operador o estudiante identificar en breve momentos la situación topológica activa y las trayectorias del flujo de energía en el sistema de distribución simulado.

La mencionada pantalla de supervisión ha sido desarrollada respetando criterios y estándares del mismo tipo que aquellos que se usan en sistemas SCADA industriales reales del sector eléctrico, propiciando la familiarización de los alumnos con entornos operativos laborales, y por tanto contribuir a la comprensión del vínculo entre las maniobras físicas que se llevan a cabo en el panel de control y su representación dinámica en el sistema de supervisión, coadyuvando con ello a la consecución de los fines pedagógicos que el presente trabajo de fin de titulación se había fijado como se observa en la Figura 45.

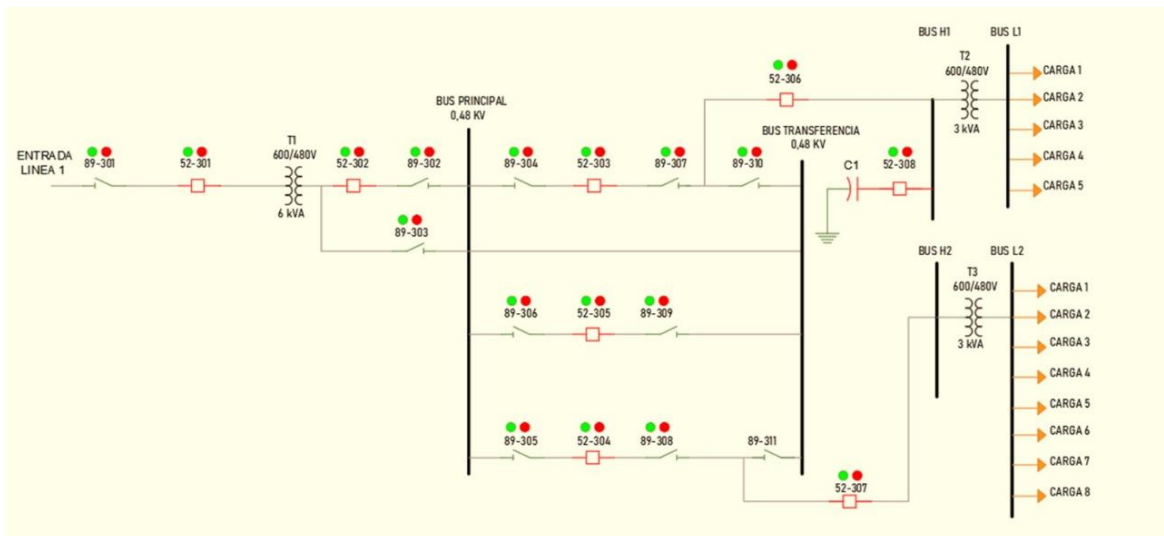


Figura 45. Pantalla sinóptica principal
Fuente: Autores

4.2 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL ENTORNO DE SIMULACIÓN

La ejecución de las pruebas de funcionamiento tuvo como objetivo anterior la verificación funcional de la integración de todos los componentes de la solución descrita, es decir, el tablero de control del laboratorio, la RTAC SEL-3530 y la plataforma de supervisión WinCC, e igualmente el comportamiento del sistema de simulación en cuanto a las maniobras operativas y los escenarios definidos tanto por la propuesta metodológica del proyecto como por la práctica profesional de los ingenieros de ejecución del proyecto.

Cada prueba de funcionamiento consiste en la ejecución secuencial y controlada de maniobras de apertura-cierre de interruptores y seccionadores en el tablero físico y la ejecución simultánea de la adecuada adquisición de las señales digitales de estado por parte de la RTAC, la transmisión de la información mediante el protocolo de Modbus TCP/IP a la estación de supervisión, y la representación de los estados operativos y el diagrama unifilar en tiempo real en la interfaz HMI construida en WinCC. Esta serie de pruebas de funcionamiento se ejecutan en una lógica de validación para poder comprobar la concordancia del estado físico real de los equipos y su representación virtual en el sistema SCADA, elemento de crédito para poder conseguir la credibilidad del entorno de simulación como recurso didáctico.

4.2.1 PRUEBA DE MANIOBRA DE OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (ENERGIZACIÓN ESTÁNDAR)

La primera prueba efectuada fue la validación que corresponde al Escenario 1, relacionado con la operación normal de funcionamiento del sistema de distribución, y cuyo objetivo es comprobar la correcta energización de la Barra Principal (0,48 kV) y la posterior alimentación simultánea de las barras de carga BUS H1 y BUS H2, en la configuración estándar de operación del sistema. Esta maniobra se llevó a cabo mediante secuenciados abiertos y cerrados controlados de manivelas de interruptor y seccionador, que había sido previamente definido en términos de la operación segura y servicio continuo.

Durante esta prueba se advertía que la correcta aislación previa del Bus de Transferencia y de funcionalidad del sistema de rutas alternativas evitaba el establecimiento de paralelismos

no deseados. La correcta coordinación de los dispositivos de maniobra venía a validar que el sistema opera correctamente en condiciones normales de funcionamiento.

El controlador RTAC SEL-3530 fue capaz de realizar la ejecución de la lógica programada en este proceso de manera totalmente secuencial y determinística, aceptando adecuadamente las señales de estado desde el tablero físico y activando las rutas de alimentación hacia BUS H1 y BUS H2, lo que comprueban que los algoritmos de automatización definidos para este contexto se implementaron correctamente.

Por otro lado, la plataforma WinCC permite observar el proceso de energización del sistema en tiempo real, mostrando gráficamente el proceso de energización de la línea de entrada hasta la situación final, visualizada en forma de barras con colores y simbología eléctrica para representar energización en las barras y las respectivas cargas. Los resultados adquiridos validan que la simulación ejecutada representa de forma genuina el proceso de energización real de un sistema de distribución eléctrica bajo condiciones normales, cumpliendo de un modo apropiado los objetivos de tipo educativo y de análisis técnico que se plantearon como se observa en la Figura 46.

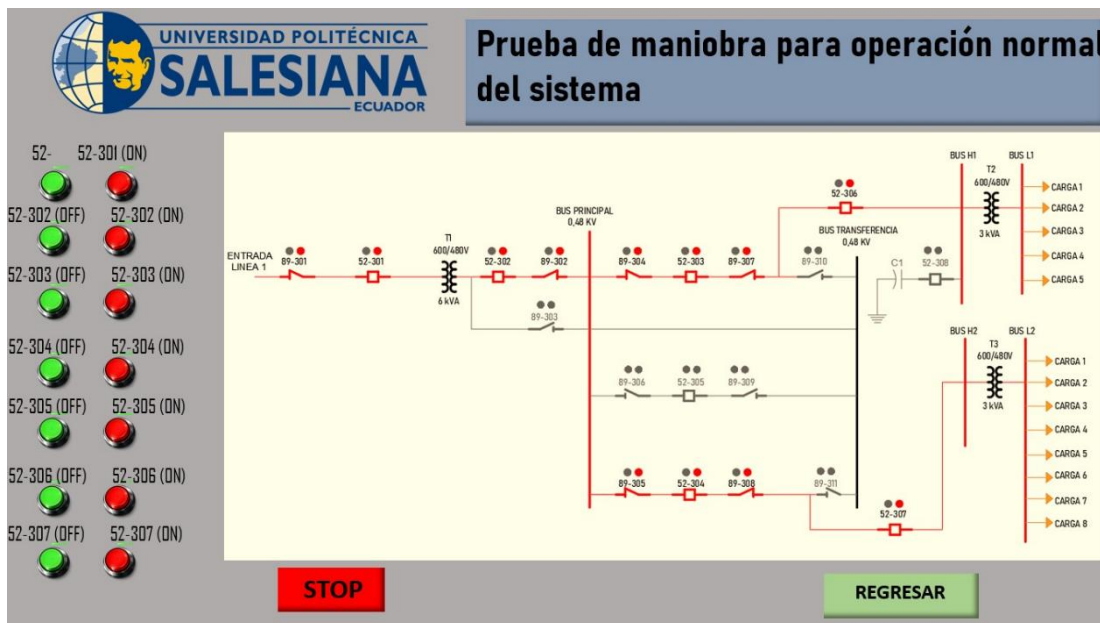


Figura 46. Prueba de maniobra de operación normal
Fuente: Autores

4.2.2 PRUEBA DE MANIOBRA POR OPERACIÓN CON FALLA DE LÍNEA Y TRANSFERENCIA A LÍNEA DE RESPALDO

El segundo ensayo que se observa en la Figura 47 fue la validación del Escenario 2 correspondiente a una condición de falla de la ruta principal de alimentación donde se muestra el suministro eléctrico hacia una línea de respaldo a través del Bus de Transferencia, si bien la finalidad de esta maniobra era la continuidad del servicio hacia la barra BUS H1 eliminando, de esta forma, cualquier periodo de indecorosa interrupción y de condiciones de operación inseguras. Durante el desarrollo del procedimiento desarrollado se llevó a cabo, a modo de paso previo, la apertura de los interruptores que dan acceso a la alimentación de BUS H2, asegurando así la desconexión de la línea de alimentación (aislarla) antes de habilitar la nueva ruta de suministro, con el propósito de evitar las energizaciones de cualquier ruta simultáneamente o de paralelismos no deseados de unas y otras rutas de alimentación que podrían provocar estados anómalos de operación o poner en peligro la integridad de las mismas.

El RTAC SEL-3530 gestionó adecuadamente los cambios de estado de las operaciones de maniobra de forma secuencial, de manera que fue capaz de procesar los eventos del sistema físico para habilitar progresivamente el Bus de Transferencia hasta que Bus H1 alcanzó los niveles de alimentación segura. Este comportamiento dio fe de que la lógica de control programada responde en forma correcta a las situaciones de contingencia manteniendo criterios de selectividad y seguridad de operación.

En el ámbito de la supervisión, WinCC tranquilidad que la transición que el flujo de energía realizó, de la situación de interfase inicial hasta la situación del Bus H1 energizado tras haberse habilitado la ruta de respaldo y el Bus H2 de forma aislada. Los resultados obtenidos llegan a corroborar que el sistema de simulación logra reproducir correctamente una maniobra real de transferencia por contingencia validando así su implicación como un medio muy importante desde el punto de vista didáctico y formativo en los sistemas de distribución eléctrica.

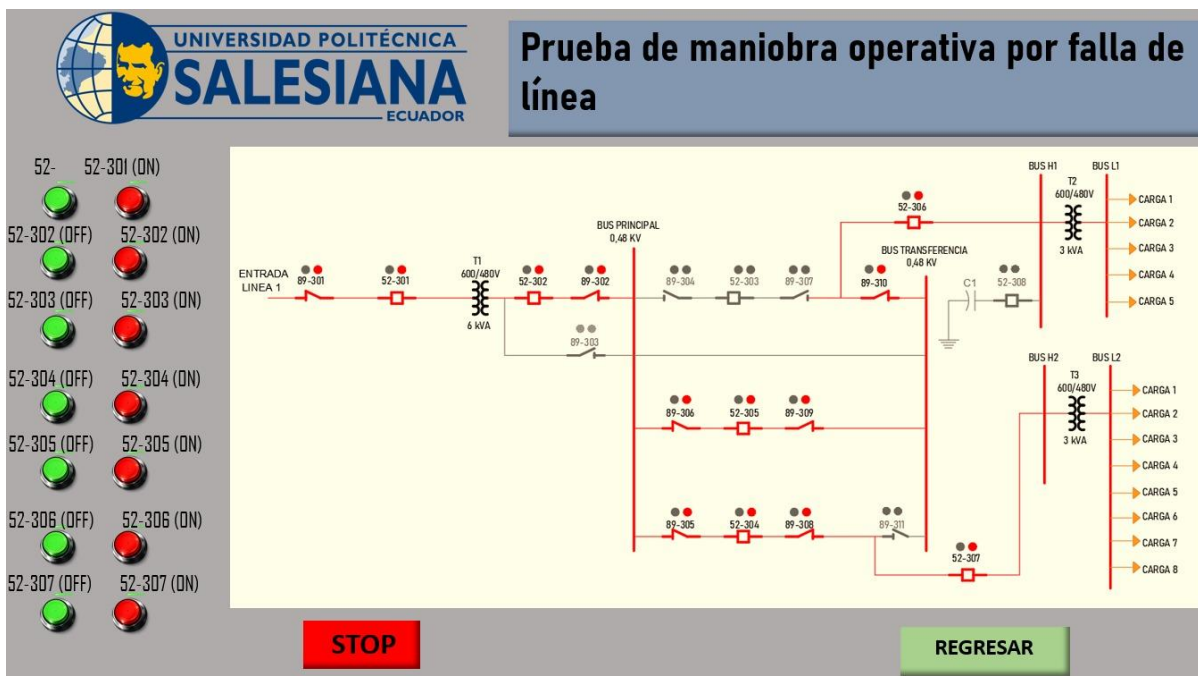


Figura 47. Prueba de maniobra por operación con falla de línea
Fuente: Autores

4.2.3 PRUEBA DE MANIOBRA OPERATIVA POR DESENERGIZACIÓN DE LA BARRA PRINCIPAL PARA MANTENIMIENTO PROGRAMADO

La tercera prueba evidenciada en la Figura 48 estuvo destinada a practicar el Escenario 3 en el que se encuentra la Barra Principal completamente desenergizada a los efectos de realizar un mantenimiento programado de la misma, de forma tal se garantiza la continuidad del suministro eléctrico a las barras BUS H1 y BUS H2 a través de la alimentación alternativa proporcionada por el Bus de Transferencia. Este escenario constituye una condición crítica desde la perspectiva de la práctica de la operación, dado que la seguridad de los trabajadores y equipos tiene un trato especial.

Para el desarrollo de esta maniobra se realizó en primer lugar el aislamiento total de la Barra Principal, abriendo secuencialmente los interruptores y seccionadores relevantes, de forma tal que no existiera ningún tipo de retorno de energía, ni se encontraran activas condiciones de paralelismo con rutas activas, etapa que resulta clave a los efectos de cumplirse con el

entorno donde se realizan labores de mantenimiento, que son todos los principios básicos de la operación segura en sistemas electrotécnicos de distribución.

A continuación, el RTAC SEL-3530, controlando la ruta alterna de alimentación vía el bypass y el Bus de Transferencia, energizó las barras BUS H1 y BUS H2 de manera progresiva; la correcta ejecución de dicho procedimiento permitió comprobar que la lógica de automatización a la que se había dado lugar era capaz de mantener alimentada la red eléctrica, manteniendo a su vez la barra principal en condiciones de total aislamiento de la red.

La supervisión en WinCC confirma que la barra principal se encontraba en posición desenergizada mientras que los buses de carga encontraban energizados, visualizándose gracias a los correspondientes cambios de color y simbología eléctrica. Los resultados obtenidos permiten asegurar que la simulación realizaba de forma coherente y técnicamente consistente una situación real de mantenimiento programado, evidenciando la solidez del sistema creado y la capacidad del mismo para ser utilizado como una herramienta de formación y análisis de redes de distribución de energía eléctrica.

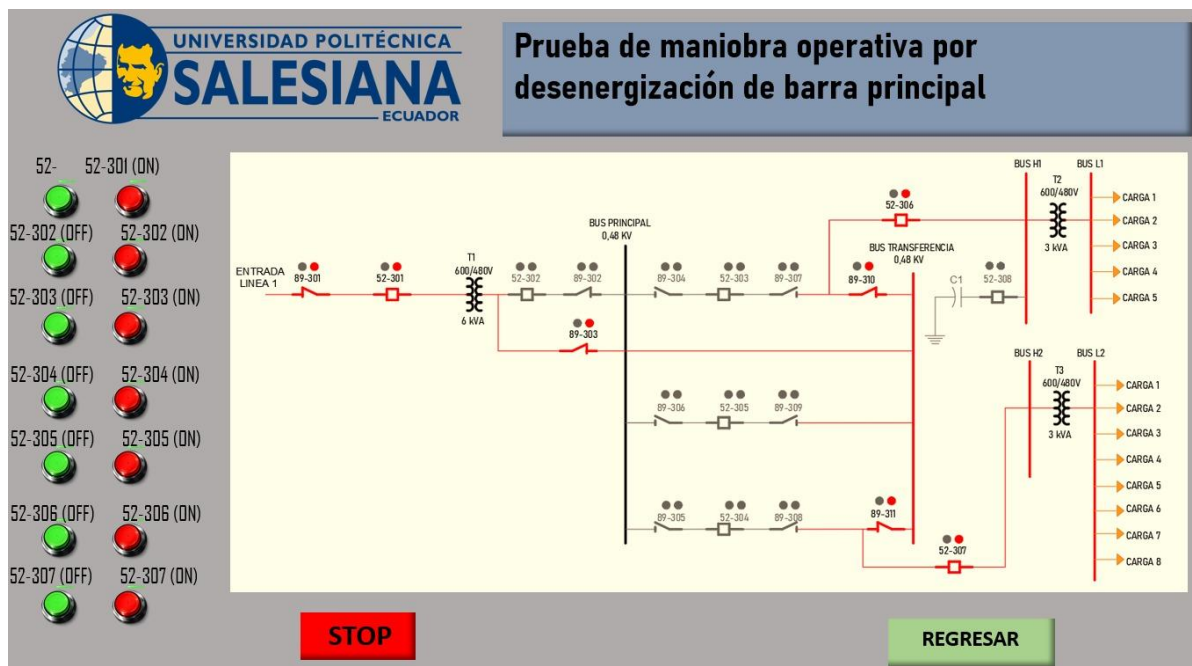


Figura 48. Prueba de maniobra operativa por desenergización de la barra principal
Fuente: Autores

4.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA

A partir de las pruebas ejecutadas en los tres escenarios operativos definidos, se demuestra que el entorno de simulación automatizada desarrollado presenta un comportamiento estable, robusto y consistente ante las maniobras operativas propuestas. La comunicación profusa entre el controlador RTAC SEL-3530 y la plataforma de supervisión WinCC utilizando protocolo Modbus TCP/IP se comportó de forma fiable durante todas las pruebas, sin presentaciones de pérdida de señales, errores de transmisión ni delays significativos contra la actualización de estados operativos en la interfaz HMI.

El sistema implementado permite analizar de forma didáctica y práctica la relación importante entre el estado físico de los dispositivos de maniobra presentes en el tablero de control y su representación lógica y gráfica en el sistema SCADA. Permitiendo así la comprensión de conceptos operativos básicos de los sistemas de distribución de la electricidad como:

- Secuencialidad y orden correcto en la ejecución de maniobras operativas para evitar configuraciones topológicas inadecuadas.
- Procedimientos de aislamiento de barras previo a transferencias de carga o intervenciones de mantenimiento.
- Técnicas de transferencia controlada de energía entre diferentes configuraciones de barras manteniendo la continuidad del servicio.
- Principios de supervisión en tiempo real de estados operativos mediante sistemas SCADA industriales.
- Interpretación de diagramas unifilares dinámicos y codificación cromática de estados en interfaces HMI profesionales.

Los resultados obtenidos validan la funcionalidad técnica que presenta el entorno desarrollado y constituyeron la forma de confirmación de su aplicabilidad como herramienta pedagógica e instrumento válido para fortalecer la formación práctica de estudiantes de Ingeniería Eléctrica en los aspectos de automatización, de supervisión y control de sistemas

de distribución eléctrica, cumpliendo así con los objetivos planteados en el presente trabajo de titulación.

4.4 VALIDACIÓN DE OBJETIVOS Y APLICABILIDAD DEL SISTEMA

Los resultados producidos mediante la utilización, la funcionalidad y la validación experimental del entorno de simulación automatizada, permite afirmar que el sistema desarrollado satisface los requerimientos propuestos en el presente trabajo de titulación, destacando los siguientes aspectos clave:

Se llevó a cabo la implementación satisfactoria de un entorno SCADA operativo que implementa la incorporación de tecnologías industriales profesionales (RTAC SEL-3530 y WinCC) en el laboratorio de la Universidad Politécnica Salesiana y que es capaz de reproducir eficazmente condiciones reales de operación, maniobra y supervisión de redes eléctricas en la actualidad.

El sistema desarrollado permitía la simulación controlada y segura de maniobras operativas propias de una red de distribución, todo ello sin necesidad de tener que energizar cargas eléctricas reales, eliminando así los riesgos relacionados con la manipulación del equipamiento energizado y, al mismo tiempo, proporcionado un entorno de experimentación netamente seguro para estudiantes y docentes.

La interfaz HMI construida sobre la plataforma WinCC favorece la interpretación gráfica del estado operacional del sistema mediante el uso de representaciones gráficas estandarizadas, codificación por colores y actualización en tiempo real, lo que ayuda a mejorar el aprendizaje práctico del estudiante y, a su vez supone un buen escenario para la asimilación de conceptos teóricos mediante la experimentación.

El sistema desarrollado y puesto en marcha se convirtió en una herramienta didáctica versátil para futuras prácticas de laboratorio que se relacionen con sistemas de protección eléctrica, automatización de subestaciones, protocolos de comunicación industrial y control

supervisado de redes de distribución, que permite ir configurando nuevas funcionalidades y escenarios de operación.

Por tanto, nuestros resultados ajustan la viabilidad técnica y la aplicabilidad académica del entorno de simulación, la cual, sin duda, ofrece el potencial de ser un material didáctico en su sentido más constructivista y aporta bases sólidas para su incorporación en laboratorios y en la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, contribuyendo así a modernizar los recursos didácticos y a reforzar la formación profesional de los futuros ingenieros eléctricos.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

El entorno de simulación de la automatización que se ha construido, incorpora de forma satisfactoria, las correspondientes tecnologías industriales profesionales (RTAC SEL-3530 y WinCC) a través de una arquitectura de tres niveles jerárquicos, reproduciendo así las condiciones operativas reales de un sistema de distribución eléctrica. La comunicación por protocolo Modbus TCP/IP por red Ethernet permite garantizar la transmisión de los datos en tiempo de ejecución, evitando la pérdida de señales o la aparición de retardos significativos, lo que pone de manifiesto la robustez y fiabilidad del sistema implementado. Los tres escenarios operativos que se han validado experimentalmente (operación normal, maniobra por falla de línea y desenergización por mantenimiento programado) dan cuenta de la capacidad del sistema para adquirir correctamente las señales digitales del tablero de control, implementar las lógicas de automatización en el RTAC, y visualizar dinámicamente los estados operativos en la interfaz HMI. Así pues, la concordancia entre los estados físicos de la simulación y su representación en el SCADA pone de manifiesto la funcionalidad técnica del entorno simulado.

Los tres escenarios operativos probados a través de la experimentación (operación normal del sistema, maniobra por fallas de línea, con transferencia a línea de respaldo, y desenergización de barra principal al considerar el mantenimiento programado de los equipos) dan fe de la habilidad que tiene el sistema para adquirir correctamente las señales digitales entregadas por el tablero de control, procesar secuencialmente lógicas de automatización programadas en el RTAC y visualizar de forma dinámica en la interfaz HMI desplegada en la herramienta WinCC los estados operativos. La concordancia absoluta entre los estados físicos reales de los equipos de maniobra y los estados virtuales del sistema SCADA es la confirmación técnica de que el entorno propuesto a lo largo del ciclo de vida del sistema es la forma en que se han programado las lógicas de forma correcta. Durante la ejecución de los ensayos, el sistema fue capaz de responder bien ante cada maniobra operativa manteniendo criterios de selectividad, seguridad y continuidad del servicio eléctrico. Las transiciones de los estados fueron procesadas determinísticamente, evitando

los paralelismos no deseados, las energizaciones no deseadas y las configuraciones topológicas inseguras. La visualización del sistema en tiempo real permitió identificar sin problemas las rutas de alimentación activas, los estados de los interruptores y seccionadores y las condiciones de energización de las barras, lo que facilitó la comprensión del comportamiento del sistema de distribución eléctrica simulado.

El sistema desarrollado es una herramienta didáctica novedosa y segura que elimina los riesgos derivados de la manipulación de instalaciones energizadas, al crear un entorno controlado y fiable donde realizar formación práctica de los estudiantes de Ingeniería Eléctrica. La plataforma implementada facilita la experiencia, el análisis y la comprensión de conceptos operativos básicos de los sistemas de distribución eléctrica: secuencialidad y orden correcto de las maniobras operativas; procedimientos de aislamiento de barras antes de las transferencias de carga o bien las intervenciones de mantenimiento; técnicas de transferencia controlada de la energía mediante la variación de la topología de la red sin perder continuidad del servicio; principios de supervisión de estados operativos en tiempo real mediante sistemas SCADA industriales; interpretación de diagramas unifilares dinámicos mediante codificación cromática en HMI industriales. Familiarizarse con tecnologías industriales (RTAC, WinCC, ModBus TCP/IP) y experimentar con las situaciones operativas que representan las redes de distribución actuales fortalece las competencias técnicas de los estudiantes, aumentando su empleabilidad y capacidad para hacer frente a los retos de su futura profesión en el sector eléctrico actual.

La arquitectura escalable y modular del entorno implementado, el cual está fundamentado en estándares de industria, así como en protocolos de comunicación abiertos, proporciona un ámbito propicio para futuras ampliaciones funcionales, para incorporar nuevos escenarios de operación y para satisfacer necesidades pedagógicas emergentes de acuerdo con la evolución de los requerimientos de la carrera de Ingeniería Eléctrica. Esta característica de escalabilidad sitúa a la Universidad Politécnica Salesiana como un referente regional en cuanto a innovación educativa y en cuanto a modernización de los medios didácticos para la formación de los futuros profesionales del sector eléctrico. El sistema desarrollado cierra la brecha existente entre el conocimiento teórico adquirido en las aulas de clases y las competencias

prácticas exigidas por las empresas distribuidoras y el sector energético en general. La posibilidad de reproducir condiciones operativas reales de forma indefinida, el análisis de las respuestas que tiene el sistema ante distintos sucesos y la validación de procedimientos de maniobra en un entorno completamente seguro son primordiales para la formación integral de los futuros ingenieros eléctricos. La correcta realización del proyecto establece bases sólidas para la continuidad de mejoras, actualizaciones tecnológicas y la producción de aplicaciones complementarias que puedan enriquecer la experiencia de aprendizaje.

5.2 RECOMENDACIONES

Elaborar guías de prácticas de laboratorio, estructuradas, completas y didácticamente diseñadas que incluyan fundamentos teóricos relevantes, objetivos de aprendizaje definidos, procedimientos detallados paso a paso, ejercicios propuestos de diferente complejidad y criterios de evaluación objetivos establecidos para cada situación de simulación puesta en práctica. Complementar esta documentación con manuales técnicos completos del sistema que abarquen esquemas de conexión actualizados y correctamente identificados, tablas de asignación de entradas y salidas digitales, configuraciones detalladas de los dispositivos RTAC y WinCC, copias de seguridad completas de proyectos de software correctamente versionadas y procedimientos de mantenimiento preventivo y correctivo. Esta documentación técnica confiere trazabilidad a las configuraciones y simplifica de manera notable las tareas de diagnóstico y solución de problemas y permite la continuidad operativa del entorno desarrollado ante cambios de personal docente o personal técnico y establece las bases para futuras ampliaciones o modificación del sistema. Adicionalmente, crear repositorios digitales estructurados y accesibles para almacenar toda la documentación que se haya generado, asegurando su disponibilidad permanente para los estudiantes, el personal docente o de investigación que utilice el laboratorio de protecciones eléctricas.

Formalizar el ámbito de simulación automática en las asignaturas de Sistemas de Potencia, Protecciones Eléctricas, Automatización Industrial y Redes de Distribución del catálogo de asignaturas vigente estableciendo objetivos y competencias de aprendizaje específicas y unos métodos de evaluación formales que permitan medir el rendimiento académico conseguido;

Elaborar un programa de prácticas progresivas desde los conceptos básicos de operación normal hacia situaciones complejas de maniobras de operación, trasposos de cargas y contingencias; Realizar sesiones intensivas de capacitación técnica a personal docente en la configuración y programación del RTAC mediante software acSELeRator, desarrollo de interfaces HMI en WinCC mediante TIA Portal, diagnóstico y solución de problemas de comunicación, interpretación de señales digitales y análisis de eventos recogidos en el SCADA; dicha capacitación deberá recoger los aspectos teóricos y prácticos que permitan a los docentes dominar totalmente las tecnologías implementadas y posibilitar hacer el mejor aprovechamiento de las capacidades didácticas del sistema desarrollado a fin de que ésta experiencia suponga un valor añadido en la enseñanza de los alumnos.

Incrementar progresivamente la gama de escenarios de simulación a partir de la introducción de operaciones adicionales más complejas que comprenden situaciones de avería con fallas de corriente eléctrica (cortocircuitos trifásicos, bifásicos y monofásicos, sobrecalentamientos por sobrecarga, averías a tierra), operación coordinada de relés eléctricos de diferente tipología (50/51, 67, 21, 87), formas de re golpe automático monofásico y trifásico, transferencias automáticas entre fuentes de alimentación y coordinación selectiva de protecciones en sistemas radiales y mallados. Experimentar la inclusión de protocolos de comunicación industrial complementarios como DNP3 e IEC 61850 mediante el cual los estudiantes pueden vivenciar prácticamente diferentes estándares de comunicación extendidamente utilizados en subestaciones eléctricas actuales y sistemas de automatización de distribución. Incorporar funcionalidades avanzadas como registro de eventos de resolución temporal temporalmente precisa, análisis de oscilografía, generación de reportes de funcionamiento automáticos e simulaciones de esquemas FLISR (Fault Location, Isolation and Service Restoration) que permita mejorar sobremanera la preparación de los estudiantes de cara al tratamiento de entornos profesionales tecnológicamente diversos y operativamente complejos en el contexto del sistema eléctrico contemporáneo.

Establecer convenios de colaboración estratégica con empresas de distribución del sector eléctrico ecuatoriano (por citar ejemplos, CNEL EP, Empresa Eléctrica Quito, CENTROSUR, etc.) para validar de forma continua la pertinencia y pertinencia del entorno

de simulación con necesidades reales del mercado laboral actual, comprobar la existencia de brechas en las competencias y ajustar los contenidos académicos en consecuencia. Promover activamente programas de prácticas preprofesionales, pasantías técnicas y proyectos de vinculación con la comunidad que permitan a los estudiantes poner en práctica los conocimientos adquiridos, y esto en situaciones reales de operación y mantenimiento de redes de distribución. Difundir los resultados alcanzados en revistas técnicas indexadas, congresos académicos especializados nacionales e internacionales y eventos de innovación educativa, compartir experiencias y lecciones aprendidas con otras instituciones. Implementar mecanismos sistemáticos de retroalimentación continua mediante encuestas a estudiantes, evaluaciones de aprendizaje, consultas con empresas empleadoras y seguimiento de egresados para detectar oportunidades de mejora, actualización tecnológica y alineación con tendencias emergentes en automatización de redes de distribución eléctrica, garantizando así la vigencia, pertinencia y calidad del laboratorio.

BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

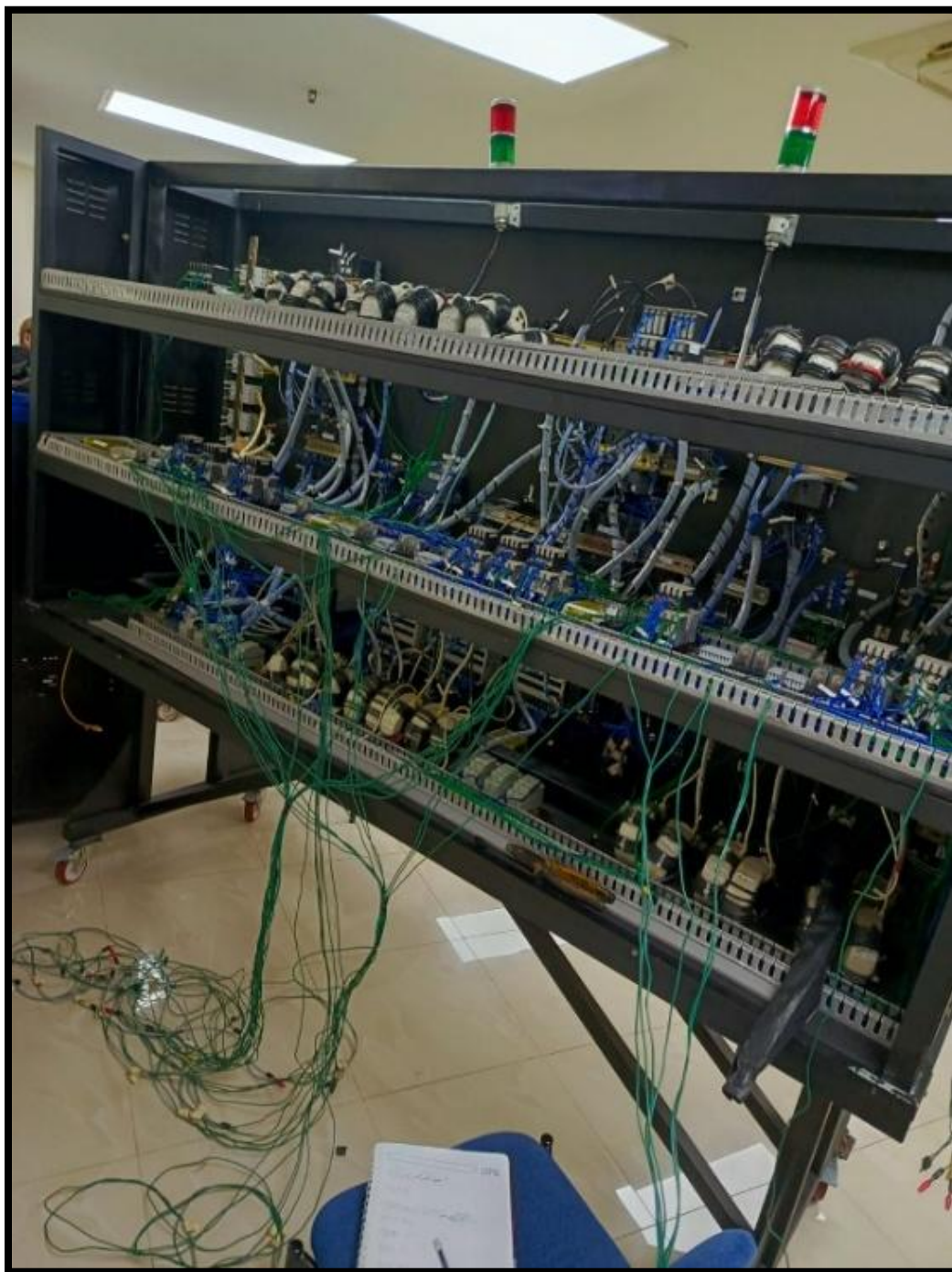
- [1] A. G. Phadke e J. S. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*, Wiley, 2017.
- [2] J. Cárdenas, R. Muñoz e C. Herrera, “Implementación de laboratorios SCADA para formación académica,” *IEEE Latin America Trans*, vol. 14, n° 7, 2016.
- [3] M. Kezunovic, “Smart protection systems and SCADA integration,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, n° 2, pp. 1089-1097, 2012.
- [4] Schweitzer Engineering Laboratories, RTAC SEL-3505/3530 Technical Manual, SEL, 2021.
- [5] Siemens AG, “SIMATIC WinCC Unified System,” em *Siemens Technical Documentation*, 2025.
- [6] IEEE Power & Energy Society, *Guide for SCADA Implementation in Electric Power Systems*, IEEE Std. 1045, 2020.
- [7] S. Aggarwal e G. Kaddoum, “Authentication of Smart Grid by Integrating QKD and Blockchain in SCADA Systems,” *IEEE Trans. Netw. Serv. Manag.*, vol. 21, n° 5768-5780, 2024.
- [8] N. Ortiz, A. A. Cardenas e A. Wool, “SCADA World: An Exploration of the Diversity in Power Grid Networks,” *Proc. ACM Meas. Anal. Comput. Syst.*, vol. 8, n° 1, pp. 1-32, 2024.
- [9] SectorElectricidad, “Sistema SCADA de un sistema de eléctrico, usando Wireless,” 7 Enero 2015. [Online]. Available: <https://www.sectorelectricidad.com/11386/sistema-scada-de-un-sistema-de-electrico-usando-wireless/>.
- [10] N. Al-Qirim, M. Majdalawieh, A. Bani-hani e H. A. Hamadi, “Cyber threat intelligence for smart grids using knowledge graphs, digital twins, and hybrid machine learning in SCADA networks,” *Int. J. Eng. Bus. Manag.*, vol. 17, 2025.
- [11] M. Balamurugan, “Role of artificial intelligence in smart grid – a mini review,” *Front. Artif. Intell.*, vol. 8, 2025.
- [12] IEEE Std C37.2-2022, *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*, IEEE, 2022.
- [13] M. H. Ali, “Overview of substation automation systems: Architecture, standards, and communication protocols,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 75272-75291, 2021.
- [14] A. Kavousi-Fard, T. Niknam e M. Fotuhi-Firuzabad, “Stochastic reconfiguration and optimal coordination of V2G plug-in electric vehicles considering correlated wind power generation,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, n° 3, pp. 822-830, 2020.
- [15] S. Sahoo, S. Mishra, S. Jha e B. Singh, “A cooperative adaptive droop based energy management and optimal voltage regulation scheme for DC microgrids,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 67, n° 4, pp. 2894-2904, 2020.
- [16] IEC 62271-102:2022, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches*, IEC, 2022.
- [17] IEEE Std C57.12.00-2021, *IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*, IEEE, 2021.
- [18] Z. Wang, H. Liu, D. C. Yu, X. Wang e H. Song, “A practical approach to the conductor temperature monitoring of overhead power lines,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 35, n° 4, pp. 1790-1798, 2020.

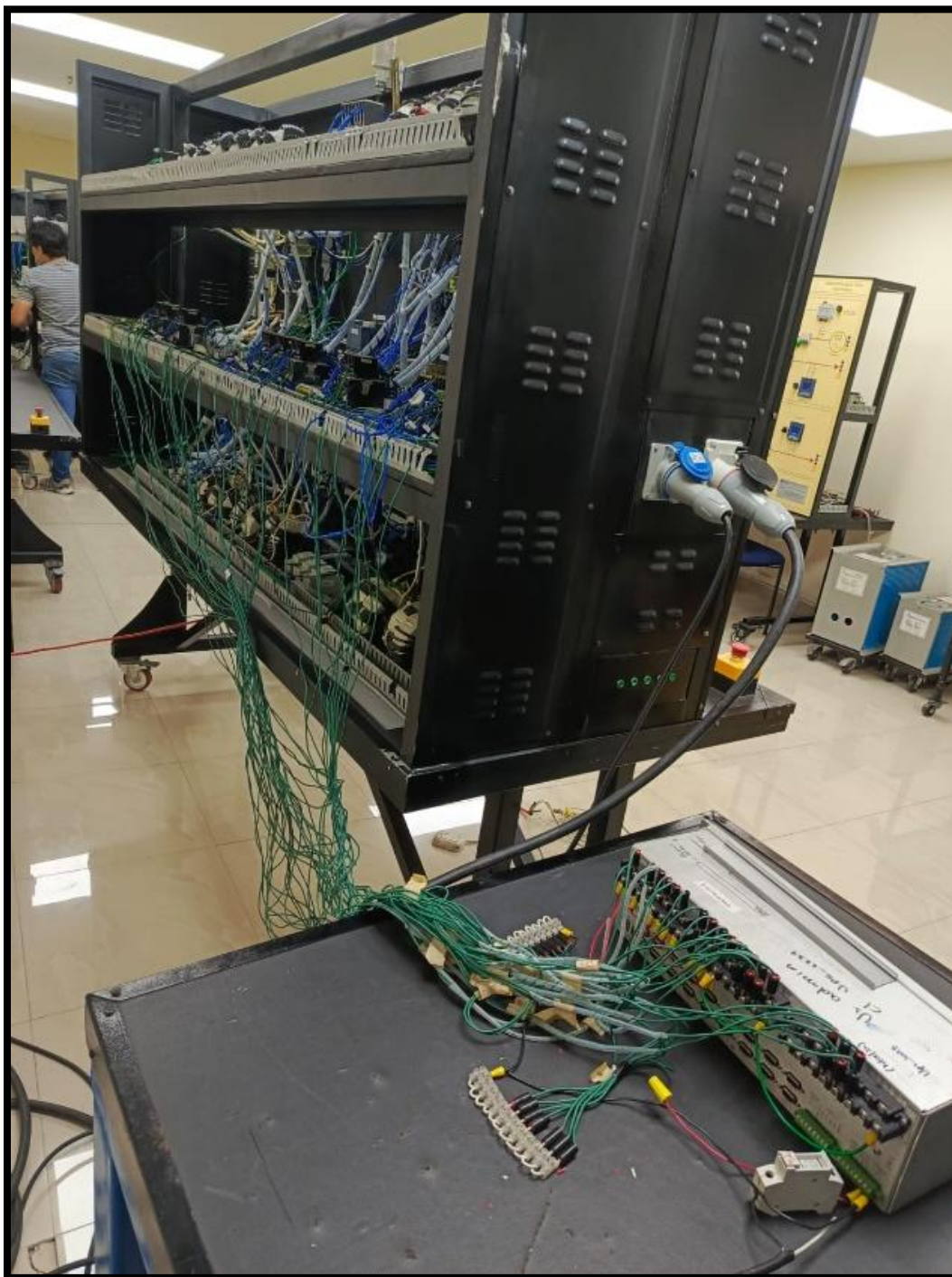
- [19] J. Vargas, “ingenieriadesubestaciones,” 2022 01 31. [Online]. Available: <https://ingenieriadesubestaciones.com/fundamentos-de-los-transformadores-de-poder/>.
- [20] IEEE Std 605-2021, IEEE Guide for Bus Design in Air Insulated Substations, IEEE, 2021.
- [21] T. K. Abdel-Galil, M. M. A. Salama e R. Bartnikas, “Partial discharge pattern classification using the fuzzy decision tree approach,” *IEEE Trans. Instrum. Meas*, vol. 54, n° 6, pp. 2258-2263, 2021.
- [22] IEEE Std C37.04-2023, IEEE Standard for Ratings and Requirements for AC High-Voltage Circuit Breakers with Rated Maximum Voltage Above 1000 V, IEEE, 2023.
- [23] M. Popov, L. v. d. Sluis, R. P. P. Smeets e J. Lopez-Roldan, “Analysis of very fast transients in layer-type transformer windings,” *IEEE Trans. Power Del*, vol. 22, n° 1, pp. 238-247, 2020.
- [24] J. Zhang, Z. He, S. Lin, Y. Zhang e Q. Qian, “An ANFIS-based fault classification approach in power distribution systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 49, pp. 243-252, 2021.
- [25] ENTEC, “SECCIONADORES,” 2025. [Online]. Available: <https://r0ca.com/seccionadores/>.
- [26] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL Real-Time Automation Controller (RTAC) Product Family,” em *SEL Technical Manual*, 2024.
- [27] Nor-Cal Controls Blog, “Leveraging SEL Equipment for Grid Modernization,” 2024. [Online]. Available: <https://blog.norcalcontrols.net/leveraging-sel-equipment-for-grid-modernization>.
- [28] SEL, “Substation Automation Solutions,” em *Schweitzer Engineering Laboratories Technical Documentation*, 2024.
- [29] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-3530 Real-Time Automation Controller (RTAC) Instruction Manual,” em *SEL Technical Documentation*, Pullman, 2023.
- [30] D. Dolezilek e K. Fodero, “Communication-assisted protection schemes for increased power system reliability and security,” *Proc. 75th Annu. Georgia Tech Protective Relaying Conf.*, pp. 1-18, 2022.
- [31] M. J. Thompson e J. Kumm, “Practical challenges in the application of IEC 61850 for protection schemes,” em *Proc. 73rd Annu. Conf. Protective Relay Eng*, TX, College Station, 2020, pp. 1-15..
- [32] IEEE Std 802.3-2022, IEEE Standard for Ethernet, IEEE, 2022.
- [33] TIA/EIA-568.2-D, Balanced Twisted-Pair Telecommunications Cabling and Components Standard, Telecommunications Industry Association, 2023.
- [34] I. S. C37.1-2021, IEEE Standard for SCADA and Automation Systems, IEEE, 2021.
- [35] I. S. 946-2020, IEEE Recommended Practice for the Design of DC Power Systems for Stationary Applications, IEEE, 2020.
- [36] RealPars Education Platform., “WinCC 101: An Introduction to the Basics,” 2024. [Online]. Available: <https://www.realpars.com/blog/wincc-basics>.
- [37] DMC Inc, “Siemens SIMATIC WinCC Programming,” em *DMC Services Documentation*, 2025.
- [38] Siemens AG, SIMATIC TIA Portal V19: System Manual, Siemens Technical Documentation, 2024.
- [39] H. Karimipour e V. Dinavahi, “Robust massively parallel dynamic state estimation of power systems against cyber-attack,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 2984-2995, 2021.
- [40] Siemens AG, SIMATIC WinCC Advanced V19: User Manual, Siemens Technical Documentation, 2024.

- [41] R. Langner, *Robust control system networks: How to achieve reliable control after Stuxne*, New York: Momentum Press, 2020.
- [42] Kalkitech Technical Blog, “DNP3 vs IEC61850: Protocol Comparison Guide,” 2024. [Online]. Available: <https://kalkitech.com/dnp3-vs-iec61850-protocol-comparison/>.
- [43] A. H. M. Jakaria, M. A. Rahman e A. Gokhale, “Resiliency-Aware Deployment of SDN in Smart Grid SCADA: A Formal Synthesis Model,” *EEE Trans. Netw. Serv. Manag*, vol. 18, pp. 1430-1444, 2021.
- [44] Tekvel Technical Documentation, “IEC 61850 vs DNP3: A Comparative Analysis,” 2024. [Online]. Available: <https://tekvel.com/en/web/blog/post/iec-61850-vs-dnp3-comparative-analysis/>.
- [45] R. Ortiz, “Comparative Analysis of DNP3 and IEC 61850 from Architectural, Data Mapping, Data Modeling and Data Reporting View,” em *Proc. IEEE Conf*, 2023.
- [46] V. Kulkarni, “Editorial: Exploring the power of AI and ML in smart grids: advancements, applications, and challenges,” em *Artif. Intell.*, 2025.
- [47] Energies, *Machine Learning and Artificial Intelligence Techniques in Smart Grids Stability Analysis: A Review*, vol. 13, 2025.
- [48] btcino, “¿Cuáles son los principales dispositivos de protección de una instalación eléctrica?,” 2020. [Online]. Available: <https://www.btcino.com.pe/es/faq/cuales-son-los-principales-dispositivos-proteccion-una-instalacion-electrica>.
- [49] C. Computing, *Intrusion detection in smart grids using artificial intelligence-based ensemble modelling*, 2025.
- [50] P. M. Anderson, *Power System Protection*, McGraw-Hill, 1999.
- [51] IEEE Power & Energy Society, “Guide for SCADA Implementation in Electric Power Systems,” em *IEEE Std. 1045-2020*, 2020.
- [52] Robotics and Automation News, *How software and smart grids are transforming automation in the global energy sector*, 2025.
- [53] Indiana Connection, *Artificial intelligence to power the next generation of grid optimization*, 2025.
- [54] ResearchGate, *Cyber Security in Smart Grid/SCADA: Use of Artificial Intelligence/Machine Learning*, 2024.
- [55] E. E. Portal, *Application of Modbus RTU, DNP3 and IEC 61850 in substation protection and automation*, 2025.

ANEXOS

ANEXO 1. Levantamiento eléctrico de señales de entrada y salida del tablero de distribución.



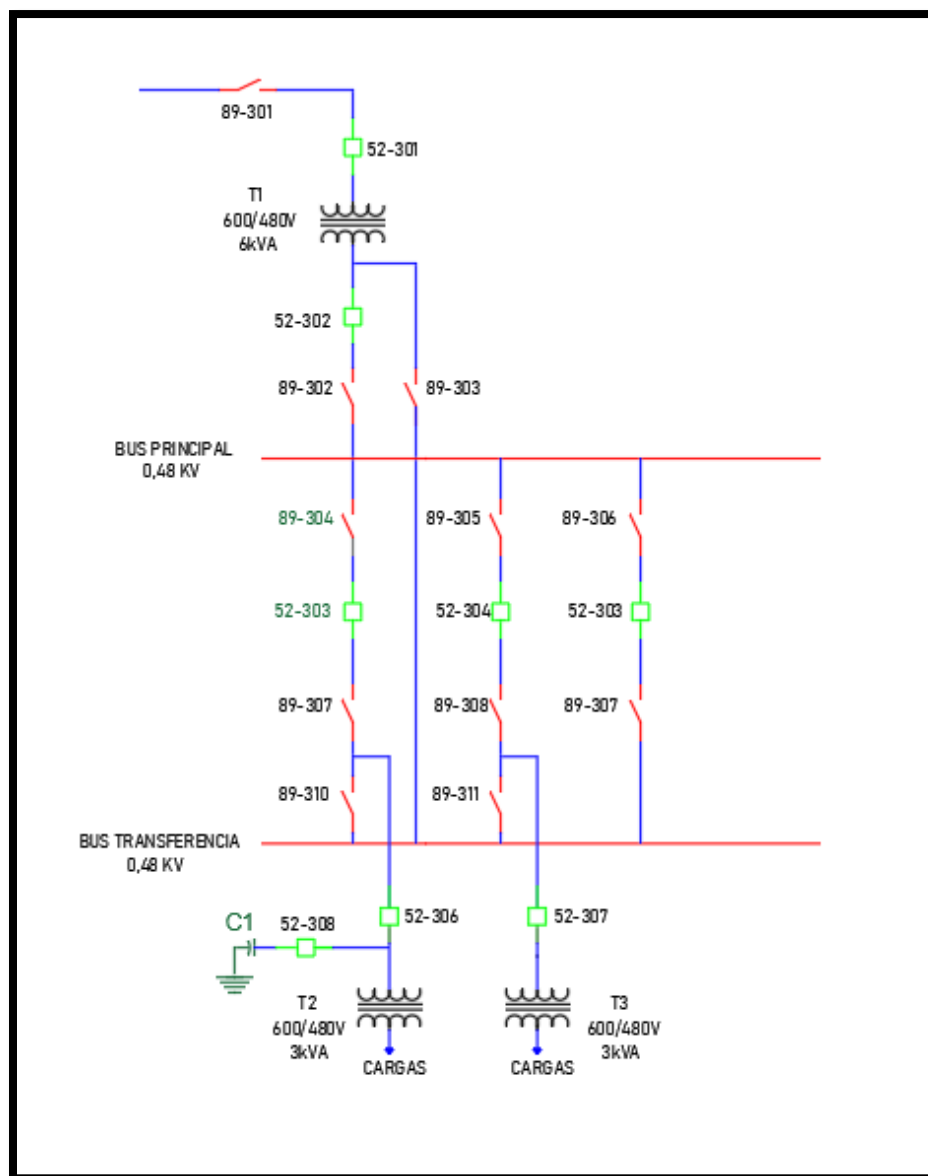
ANEXO 2. Conexión de entradas y salidas al RTAC 3530

ANEXO 3. Levantamiento de la disponibilidad de elementos en módulo de distribución

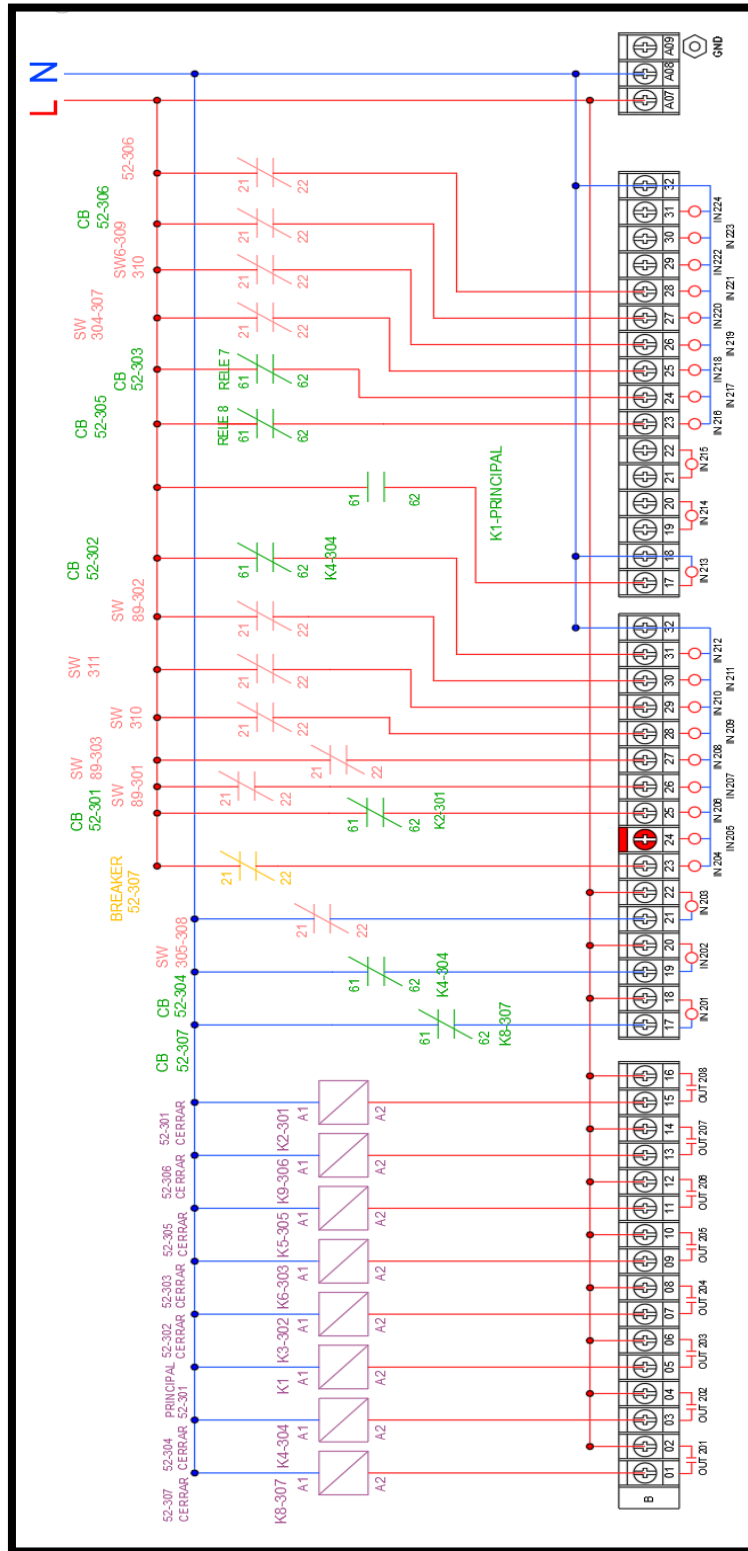
DISPOSITIVO	EQUIPOS ASOCIADOS	DISPONIBILIDAD EN BORNERAS	GRUPO DE BORNERAS / NÚMERO	DISPONIBILIDAD PARA CABLEAR	No. CONTACTOS DISPONIBLES	TIPO DE CONTACTOS
52-301	BREAKER	SI	8; 9-10	X	1	NC
	CONTACTOR	NO	8	✓	1	NO
89-301	SECCIONADOR	SI	8; 1-2	X	1	NC
52-302	BREAKER	SI	7; 9-10	X	1	NC
	CONTACTOR	NO	7	✓	1	NO
89-302	SECCIONADOR	SI	7; 1-2	X	1	NC
52-303	BREAKER	SI	4; 8-9	X	1	NC
	CONTACTOR	NO	4	✓	1	NC
89-304	SECCIONADOR	NO	4	✓	1	NC
89-307	SECCIONADOR	NO	4	✓	1	NC
52-305	BREAKER	SI	5; 11-12	X	1	NC
	CONTACTOR	NO	5	✓	1	NC
89-309	SECCIONADOR	NO	5; 1-2	✓	1	NC
89-306	SECCIONADOR	NO	5	✓	1	NC
52-304	BREAKER	SI	6; 11-12	X	1	NC
	CONTACTOR	NO	4	✓	1	NC
89-305	SECCIONADOR	NO	4	✓	1	NC
89-308	SECCIONADOR	NO	4	✓	1	NC
52-306	BREAKER	SI	1; 7-8	X	1	NC
	CONTACTOR	NO	1	✓	1	NC
52-307	BREAKER	SI	2; 7-8	X	1	NC
	CONTACTOR	NO	2	✓	1	NC
52-308	BREAKER	SI	3	X	1	NC

	CONTACTOR	NO	3	✓	1	NC
89-303	SECCIONADO R	SI	---	X	1	NC
89-301	SECCIONADO R	SI	---	X	1	NC
89-310	SECCIONADO R	SI	---	X	1	NC

ANEXO 4. Circuito de control del sistema.



ANEXO 5. Diagrama general de conexión al RTAC SEL 3530



ANEXO 6. Manual conexión de puertos y pines del RTAC SEL 3530 [29]

EIA-232	EIA-485/EIA-422
Pin 1: N/C or +5 Vdc (also DCD input on COM 1 if +5 Vdc is disabled)	Pin 1: N/C or +5 Vdc (also DCD input on COM 1 if +5 Vdc is disabled)
Pin 2: RXD	Pin 2: -RXD
Pin 3: TXD	Pin 3: -TXD
Pin 4: +IRIG-B (DTR jumper option for COM 1)	Pin 4: +IRIG-B

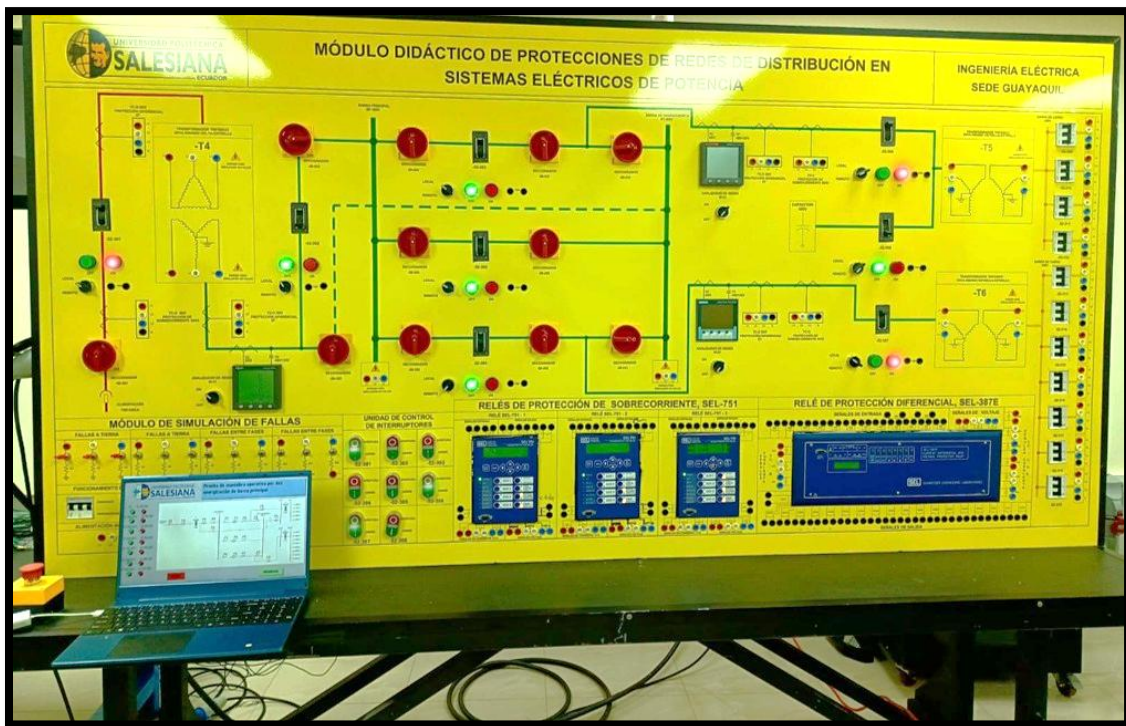
EIA-232	EIA-485/EIA-422
Pin 5: GND	Pin 5: GND
Pin 6: -IRIG-B (DSR jumper option for COM 1)	Pin 6: -IRIG-B
Pin 7: RTS	Pin 7: +TXD
Pin 8: CTS	Pin 8: +RXD
Pin 9: GND	Pin 9: GND

Table 2.3 Isolated Port Pinout

EIA-232	EIA-485/EIA-422
Pin 1: +IRIG-B	Pin 1: +IRIG-B
Pin 2: -IRIG-B	Pin 2: -IRIG-B
Pin 3: N/C	Pin 3: N/C
Pin 4: RTS	Pin 4: +TX
Pin 5: TX	Pin 5: -TX
Pin 6: CTS	Pin 6: +RX
Pin 7: RX	Pin 7: -RX
Pin 8: Shield	Pin 8: Shield

Port	Port Interface	Cables
USB B	USB Type B to USB Type A	C664 (no longer than three meters)
ETH F	10/100BASE-T (RJ45 for Copper)	C627
PORT 1–PORT 16 (serial)	EIA-232 (Nonisolated)	C234A, 273A, and C387 are popular selections. Twisted pair cables such as C698 or C697 are strongly recommended for EIA-485 installations to reduce noise susceptibility.
PORT 18–PORT 32 (serial)	EIA-232 (Nonisolated)	
IRIG-B Input	Female BNC	C953
IRIG-B Output	Female BNC	C953
ETH 1 and ETH 2	10/100BASE-T (RJ45 for Copper)	C627 (RJ45 for Copper) Industrial cables such as C627R are recommended for reduced noise susceptibility.

ANEXO 7. Pruebas de maniobra del módulo en el laboratorio de protecciones eléctricas.



ANEXO 8. Pantalla Sinóptica Principal para la simulación del sistema.

