

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**TEMA:**

INTEGRACIÓN DE DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES (SAS) LOCAL PARA LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniero (a) Eléctrico (a)

**AUTOR (A):**

Paulina Estefania López Paredes

**DIRECTOR (A):**

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz, MSc

Ibarra, 2024



### AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

#### 1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1003677976		
APELLIDOS Y NOMBRES:	López Paredes Paulina Estefania		
DIRECCIÓN:	Av. 17 de Julio – El Olivo Alto		
EMAIL:	pelopezp@unt.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	2 609 101	TELÉFONO MÓVIL:	0985980043
DATOS DE LA OBRA			
TÍTULO:	Integración De Dispositivos De Medición Y Protección Mediante La Implementación De Un Sistema De Automatización De Subestaciones (SAS) Local Para La Subestación San Vicente.		
AUTOR (ES):	Paulina Estefania López Paredes		
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	18/07/2024		
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO		
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero(a) Eléctrico(a)		
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz, MSc		

#### 2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 18 días del mes de julio de 2024

EL AUTOR:

(Firma).....

Nombre: Paulina Estefania López Paredes

**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN  
CURRICULAR**

Yo, Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz, MSc, en calidad de director del señor estudiante López Paredes Paulina Estefania certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: “Integración de dispositivos de medición y protección mediante la implementación de un sistema de automatización de subestaciones (SAS) local para la subestación San Vicente”

Para la obtención del título de Ingeniero(a) Eléctrico(a), aprobado la defensa, impresión y empastado.

.....

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz, MSc,

**DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS****CARRERA DE ELECTRICIDAD****DEDICATORIA**

El presente proyecto de titulación se los dedico a todas las personas que me han acompañado y apoyado en este importante camino hacia la obtención de mi título, quiero expresar mi más sincero agradecimiento. A mis Padres por estar en todo momento para ser una mejor persona, a mis hermanas por estar conmigo en todo momento.

A compañeros de trabajo que con sus conocimientos me ayudaron a obtener más conocimiento y experiencia en el ámbito profesional.



### **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que, de una u otra manera, han contribuido a la realización de este proyecto de titulación.

A mi familia que ha sido el pilar fundamental a lo largo de este viaje académico. A mis padres Martha y Jorge, por su amor, apoyo incondicional y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. A mis hermanas María, Gabriela, Cristina, por estar siempre a mi lado y por sus palabras de ánimo en los momentos difíciles.

A mis compañeros de formación profesional por su apoyo constante, por escucharme y por ser una fuente inagotable de motivación y alegría. Sus palabras de aliento su compañía han sido un soporte invaluable durante esta etapa.

Agradezco a Ingenieros del departamento de Centro de Control y Subestaciones y LST por proporcionarme los recursos y el entorno necesario para llevar a cabo esta investigación. En especial, quiero agradecer a Ingeniero Diego Imbaquingo por su colaboración, apoyo y confianza. Su contribución ha sido crucial para el éxito de este proyecto.

Agradecimiento profundamente a mi director de tesis Ingeniero Hernán Pérez, por su invaluable guía, paciencia y apoyo durante todo el proceso de investigación. Su conocimiento y experiencia han sido esenciales para el desarrollo de este proyecto de titulación. También quiero agradecer a los docentes de la carrera de Electricidad por sus valiosas sugerencias y orientaciones académicas.



**ÍNDICE DE CONTENIDOS**

RESUMEN .....	12
ABSTRACT .....	13
CAPITULO I .....	14
INTRODUCCIÓN.....	14
El problema .....	14
1.1. Problema de investigación.....	14
1.1.1. Problemática a investigar. ....	14
1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación.....	14
1.2. Objetivos.....	14
Objetivo General .....	14
Objetivos Específicos .....	15
1.3. Alcance y delimitación .....	16
1.4. Justificación.....	17
CAPÍTULO II.....	18
MARCO TEÓRICO .....	18
2.1. Antecedentes.....	18
2.2. Bases teóricas .....	19
2.2.1. Subestaciones eléctricas, estructura y operación.....	19
2.2.2. Tipos de subestaciones eléctricas .....	19
2.2.3. Equipos que conforman una subestación de 69kV/13.8kV.....	20
Transformadores de potencia .....	21
Pararrayo.....	21
Seccionador .....	21
Disyuntor .....	21
Puesta a tierra .....	22
Dispositivos de protección y control .....	22
Relés de protección.....	22
Interruptores automáticos .....	22



Interruptores de tierra .....	23
Sistemas de automatización y control (SCADA) .....	23
2.2.4. Características de operación .....	23
Flexibilidad.....	23
Confiabilidad .....	23
Seguridad.....	24
2.2.5. Sistema automatizado de subestaciones – S.A.S.....	24
Estructura de un SAS.....	24
Interfaz Hombre-Máquina (HMI).....	26
Automatización de subestaciones mediante RTU .....	27
2.2.6. Modelos de comunicación.....	27
2.2.7. Modelos de comunicación.....	27
Modelo OSI.....	27
Modelo TCP/IP.....	29
2.2.8. Protocolos de comunicación.....	30
Modbus RTU .....	30
Modbus TCP/IP.....	31
N Norma IEC 60870-5 .....	31
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>33</b>
<b>MATERIALES Y MÉTODOS.....</b>	<b>33</b>
3.1. Ubicación Georreferenciada.....	33
3.2. Características Técnicas de la subestación San Vicente .....	33
3.2.1. Transformador de potencia.....	34
3.2.2. Diagrama unifilar de la subestación San Vicente.....	36
3.3. Métodos.....	36
3.4. Procedimiento general.....	37
3.5. Diseño de la investigación Materiales, equipos y software.....	39
3.6. Equipos.....	39
3.6.1. Equipos de medición .....	39
3.6.2. Equipos de protección .....	40
3.6.3. Concentrador de señales (HUBS).....	42



3.6.4. Software ModScan32 versión 2.A00-00 .....	44
3.6.5. Software DOPSoft Versión 2.00.07 .....	45
3.6.6. Software RealVNC Viewer Versión 7.9.0 .....	45
<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>47</b>
<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS .....</b>	<b>47</b>
4.1. Direccionamiento de señales .....	47
4.1.1. Direccionamiento de medidores SEL-735.....	47
4.1.2. Direccionamiento de relés SEPAM serie 80 .....	49
4.1.3. Mapeo Qualitrol QTMS y Serveron TM1 .....	49
4.1.4. Direccionamiento de Alarmas .....	50
4.2. Configuración de IP de pantalla HMI. ....	50
4.3. Diseño de interfaz.....	54
4.3.1. Diseño de pantalla HMI.....	58
4.3.2. Mapa De Ventadas De Interfaz Hmi .....	60
4.3.3. Distribución de ventanas en diseño HMI .....	61
4.4. Configuración de Alarmas de Alimentadores y Transformadores .....	67
4.5. Configuración de Fallas y Señales del Transformador .....	69
4.6. Funcionamiento del Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS).....	71
4.6.1. Pruebas de Mandos/Maniobras de estado ABIR, CERRAR.....	71
4.6.2. Pruebas de Monitoreo.....	75
4.7. Configuración de RealVNC .....	77
4.8. Implementación de pantalla HMI.....	78
4.9. Control Y Acceso Remoto Mediante Software RealVNC .....	80
Conclusiones.....	81
Recomendaciones.....	81
Referencias bibliográficas .....	83
Anexos.....	86





## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Capas del modelo OSI.....	28
<b>Figura 2.</b> Localización geográfica de la subestación San Vicente. ....	33
<b>Figura 3.</b> Transformador de la subestación San Vicente. ....	35
<b>Figura 4.</b> Diagrama unifilar de la subestación San Vicente. Fuente: Emelnorte S.A. ....	36
<b>Figura 5.</b> Diagrama de proceso para la obtención de resultados de la Integración de S.A.S Local de Subestación San Vicente. ....	37
<b>Figura 6.</b> Medidores de energía SEL-735, modelos horizontal y vertical.....	39
<b>Figura 7.</b> Concentrador de señales ubicado en la subestación San Vicente. ....	42
<b>Figura 8.</b> Equipo Serveron TM1.....	44
<b>Figura 9.</b> Pantalla Principal de Software Mod Scan32. ....	44
<b>Figura 10.</b> Pantalla de inicio de nuevo proyecto de HMI Delta. ....	45
<b>Figura 11.</b> Conexión remota de RealVNC Viewer a SE.....	46
<b>Figura 12.</b> Configuración para el mapeo de direccionamiento de los medidores SEL-735.....	48
<b>Figura 13.</b> Inicio de nuevo proyecto en pantalla HMI. ....	52
<b>Figura 14.</b> Configuración de un nuevo enlace en pantalla HMI. ....	52
<b>Figura 15.</b> Configuración de LocalHost de HMI. ....	53
<b>Figura 16.</b> Enlistado de direccionamientos de comunicación de elemento de medición, protección y control SE San Vicente. ....	54
<b>Figura 17.</b> Pantalla de Inicio .....	61
<b>Figura 18.</b> Pantalla de control de la interfaz de la HMI Delta SE San Vicente. ....	62
<b>Figura 19.</b> Programación de Mando / Maniobra de estado ABIERTO. ....	63
<b>Figura 20.</b> Programación de Mando / Maniobra de estado CERRADO. ....	64
<b>Figura 21.</b> Programación de Mando / Maniobra de estado RESET. ....	64
<b>Figura 22.</b> Su pantalla de maniobras y estados del Alimentador I1. ....	65
<b>Figura 23.</b> Pantalla de estados reflejados en las pantallas de SCADA.....	65
<b>Figura 24.</b> Pantalla reflejando el estado de maniobra “ABIERTO” realizada desde la pantalla HMI.....	65
<b>Figura 25.</b> Pantalla reflejada la maniobra de estado “Reset” para volver al estado normal “CERRADO” realizada desde la pantalla HMI.....	66
<b>Figura 26.</b> Sub-pantalla de lectura de relés SEPAM de parámetros eléctricos reflejado del Alimentador I2. ....	66



<b>Figura 27.</b> Ingreso de alarmas del alimentador I1 en la configuración de Alarm Setup.....	67
<b>Figura 28.</b> Entrada de direccionamiento del Mapeo Modbus Transformador de Lado General 69kV. ....	68
<b>Figura 29.</b> Configuración de Alarmas del Transformador de Lado General 69kV. ....	69
<b>Figura 30.</b> Pantalla de alarmas del Transformador de Potencia. ....	69
<b>Figura 31.</b> Ingreso de Fallas del Transformador en la configuración de HMI. ....	70
<b>Figura 32.</b> Pantalla de historial de alarmas dentro de la interfaz de la SE San Vicente para SCADA.....	71
<b>Figura 33.</b> Sub-pantalla de Maniobras de Alimentador I3.....	72
<b>Figura 34.</b> Sub-pantalla de ingreso de contraseña de seguridad. ....	72
<b>Figura 35.</b> Reflejo de accionamiento de botonera de estado cerrado a estado abierto de Alimentador I3. ....	73
<b>Figura 36.</b> Sub-pantalla con valores en cero por maniobra de ABIERTO en Alimentador I3. ..	73
<b>Figura 37.</b> Pantalla de Históricos de Alarmas de SE San Vicente. ....	74
<b>Figura 38.</b> Pantalla de control de la Interfaz de Subestación San Vicente, con Alimentadores I3 en estado ABIERTO. ....	75
<b>Figura 39.</b> Pantalla de monitoreo de la Interfaz de Subestación San Vicente. ....	76
<b>Figura 40.</b> Lecturas de parámetros eléctricos, medidor de energía posición Atuntaqui. ....	76
<b>Figura 41.</b> Lecturas de parámetros eléctricos, medidor de energía posición Otavalo. ....	77
<b>Figura 42.</b> Configuración del ReaLVNC Viewer con HMI.....	78
<b>Figura 43.</b> Toma de medidas para montaje de pantalla HMI. ....	79
<b>Figura 44.</b> Conexión de alimentación y de señal Ethernet. ....	79
<b>Figura 45.</b> Implementación de la HMI .....	80
<b>Figura 46.</b> Diagramas unifilares de SE San Vicente y Atuntaqui de EMELNORTE S.A. ....	86
<b>Figura 47.</b> Diagrama unifilar de SE San Vicente.....	87
<b>Figura 48.</b> Área de Control-Sumario de Alarmas de Emelnorte S.A. ....	88



**ÍNDICE DE TABLAS**

**Tabla 1** Características del tipo de subestaciones. ....20

**Tabla 2** Características del tipo de subestaciones.....30

**Tabla 3** Tipos de registros para Modbus .....31

**Tabla 4** Características del tipo de subestaciones.....34

**Tabla 5** Características generales del transformador de potencia de la subestación San Vicente. ....35

**Tabla 6** Características de los medidores SEL 735. ....40

**Tabla 7** Características de los relés SEPAM. ....41

**Tabla 8** Especificaciones técnicas de Qualitrol QTMS .....43

**Tabla 9** Mapeo Modbus de medidores SEL-735.....48

**Tabla 10** Mapeo modbus de relés SEPAM serie 80.....49

**Tabla 11** Mapeo Modbus de Qualitrol QTMS y Serveron TM1 .....50

**Tabla 12** Mapeo de direcciones de alarma .....50

**Tabla 13** Ajustes de sistema-configuración de IP de pantalla DOP-W-HMI.....51

**Tabla 14** Arquitectura de la interfaz gráfica HMI .....56

**Tabla 15** Botoneras, cuadro de textos e imágenes utilizados en diseño de Interfaz de la SE San Vicente. ....57

**Tabla 16** Mandos y estados de la subestación San Vicente. ....62

**Tabla 17** Resumen de recursos y presupuesto por rubro.....138

**ÍNDICE DE ILUSTRACIÓN**

**Ilustración 1.** Mapa de ventanas de interfaz en pantalla HMI .....60



## RESUMEN

El presente proyecto se centra en la automatización de la subestación San Vicente, con el objetivo de permitir la gestión, control, monitoreo y protección eficientes del sistema eléctrico de potencia. Esta modernización implica la incorporación de nuevos equipos de medición y control, caracterizados por su modernidad, modularidad e inteligencia. La iniciativa establece una arquitectura de control distribuido y redundante, con capacidad de modelar y la integración de equipos de diversos fabricantes. La automatización seguirá la normativa IEC 61850 específica para sistemas de automatización de subestaciones (SAS). Además, el sistema incluirá una interfaz humano-máquina (HMI) controlada localmente, con funciones de monitoreo, supervisión, control y adquisición de datos. Estos datos se presentarán de forma numérica, a través de tendencias e históricos de variables eléctricas como voltajes, corrientes, potencias y energías. Asimismo, el sistema podrá generar alarmas y fallas que pueden ser críticas o moderadas, requiriendo la atención de un operador para resolver problemas potenciales, como aperturas de interruptores o activaciones de protecciones eléctricas, causadas por sobretensiones o sobre corrientes instantáneas.

### Palabras clave:

**SAS:** Sistemas de Automatización de Subestaciones

**HMI:** Human – Machine Interface (Interfaz Humano – Máquina)

**SCADA:** Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

**TCP/IP:** Transmission Control Protocol/Internet Protocol (protocolo de control de transmisión/protocolo de Internet)

**RTU:** Unidad Terminal Remota

**DHCP:** Protocolo de configuración dinámica de host



### ABSTRACT

This project aims to automate San Vicente substation, enhancing the efficient management, control, monitoring, and protection of electrical power system. The modernization involves integrating advanced metering and control equipment, characterized by its modernity, modularity, and intelligence. The initiative will implement a distributed and redundant control architecture, featuring modeling capabilities and compatibility with equipment from various manufacturers. The automation process will adhere to the IEC 61850 standard for substation automation systems (SAS). Additionally, the system will include a locally controlled HumanMachine Interface (HMI) that provides functions for monitoring, supervision, control, and data acquisition. This data will be presented numerically, along with trends and historical records of electrical variables such as voltages, currents, powers, and energies. The system will also generate alarms and fault notifications, which can be critical or moderate, requires operator intervention to address potential issues like breaker openings or the activation of electrical protections caused by overvoltages or instantaneous overcurrents.

#### Keywords:

**SAS:** Substation Automation Systems

**HMI:** Human-Machine Interface

**SCADA:** Supervisory Control and Data Acquisition

**TCP/IP:** Transmission Control Protocol/Internet Protocol

**RTU:** Remote Terminal Unit

**DHCP:** Dynamic Host Configuration Protocol.

Reviewed by:

MSc. Luis Paspuezán Soto

**CAPACITADOR-CAI**

May 21<sup>st</sup>, 2024



## CAPITULO I

### INTRODUCCIÓN

**Tema:** “Integración de dispositivos de medición y protección mediante la implementación de un sistema de automatización de subestaciones (SAS) local para la subestación San Vicente”

#### **El problema**

##### **1.1. Problema de investigación.**

###### **1.1.1. Problemática a investigar.**

Actualmente la Empresa Eléctrica Regional Norte “EMELNORTE S.A”, cuenta con varias subestaciones dentro de la provincia Imbabura, este es monitoreado por el sistema SCADA, en el cual a este se requiere integrar dispositivos de medición y protección para la integración del sistema SAS local en tiempo real.

La maniobra manual de los operarios tiende un alto riesgo de accidentes eléctricos mientras se desarrolla los mantenimientos preventivos de las subestaciones. No obstante, las fallas eléctricas en esta subestación tienden a una demora en tiempo de respuesta, lo que al realizar esta maniobra manualmente los elementos de protección y medición suelen demorar en brindar soporte adecuado debido a su tiempo de movilización al sitio presentado para dar solución a la interrupción del servicio eléctrico y las fallas tecnológicas presentadas.

###### **1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación**

¿Qué sistema de control se debe considerar para integrar los sistemas de medición y protección mediante un Sistema de Automatización de Subestaciones local en la subestación San Vicente?

##### **1.2. Objetivos**

###### **Objetivo General**

Integrar los dispositivos de medición y protección para el mejoramiento del sistema SCADA mediante la implementación de un Sistema Automatización para Subestaciones (SAS) local en la subestación San Vicente.



### Objetivos Específicos

- Describir los tipos de subestaciones eléctricas y modelos de comunicación basado en un SAS local.
- Diseñar la comunicación del sistema HMI para el control y monitoreo de los dispositivos de medición y protección dentro de la subestación San Vicente mediante el protocolo Modbus.
- Integrar los dispositivos de medición y protección al sistema SAS local.



### **1.3. Alcance y delimitación**

El presente proyecto se enfoca en incluir un sistema SAS local en la subestación San Vicente que adicionalmente ejecutará y supervisará el control y monitoreo de la subestación eléctrica perteneciente al área de EMELNORTE S.A., mediante el uso y desarrollo de una comunicación HMI, este actuará como HUB (concentrador) de datos multiprotocolo, permitiendo la integración directa de los datos obtenidos de los equipos de medición y protección de las subestaciones. Se describirán los aspectos más importantes de la operación de subestaciones típicas y automatizadas, así como los diversos protocolos de comunicación utilizados en los sistemas de automatización de subestaciones. Después, se usarán los dispositivos de medición y protección de la subestación San Vicente para la adquisición de los datos que serán integrados en la comunicación y, se configurará el entorno de la pantalla HMI con ayuda de DOP Software y el protocolo Modbus.

Una vez realizado lo mencionado se procederá a identificar el diagrama unifilar de la subestación para representarlo en la comunicación HMI y seguidamente poder ejecutar y supervisar. En esta se podrán observar los indicadores eléctricos obtenidos a través de los medidores en los alimentadores, además de la operación de los disyuntores de potencia del sistema de protección.

El estado de los disyuntores, pertenecientes al sistema de protección, dará paso a la activación de alarmas en el caso de presentarse alguna falla eléctrica con el fin de maniobrar de manera rápida estos dispositivos desde el centro de control de EMELNORTE S.A. Además, se manejarán señales provenientes de los transformadores de potencia de la subestación, las mismas que indicarán la temperatura, humedad, gas hidrógeno y en el caso de presentarse valores fuera del rango normal también activarán una alarma de aviso.

Además, la operación y el monitoreo lo realizan operarios y técnicos que tienen acceso a las comunicaciones para realizar funciones automáticas y manuales que se enfocan en la protección del sistema, y por un usuario que puede ejecutar las maniobras o funciones de control cuando sea necesario.





Por último, se integrará el SAS local a los dispositivos de medición y protección en el Alimentador Nro.3 de la subestación San Vicente, debido a que este no posee carga y no afectará a los usuarios dentro del área de servicio de energía eléctrica. Esto se hará bajo la supervisión de personal técnico de EMELNORTE. Posteriormente se incorporarán todos los alimentadores con carga a la interfaz.

#### **1.4. Justificación**

La integración de los procesos eléctricos mediante un sistema de control y protección hace el uso de diversos medios de comunicación, lo que permite controlarlos de manera efectiva y remota, razón por la cual se utilizan en los centros de conversión de energía como es el caso del Sistema Integrado para la Gestión de Distribución Eléctrica (SIGDE) en Ecuador.

El uso de diferentes protocolos y procesos para facilitar la operación de las subestaciones es fundamental para una respuesta rápida ante fallas espontáneas, además de apoyar procesos de trabajo previamente establecidos.

El correcto funcionamiento de la subestación ayuda a reducir los riesgos relacionados con la continuidad del servicio eléctrico, evitando la pérdida de confiabilidad de los suscriptores de la distribuidora, el uso de herramientas técnicas, como pantallas HMI, permite mejorar la operatividad del sistema SCADA de la empresa EMELNORTE S.A, implementando un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) local.



## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. Antecedentes**

La empresa pública EMELNORTE S.A. cuenta con un departamento de monitoreo y control central dentro de la ciudad de Ibarra, donde posee un sistema SCADA de apoyo que permite monitorear la red de Subtransmisión en tiempo real, controlar, operar y visualizar el estado de los interruptores y seccionadores de potencia, visualiza las alarmas del sistema de protección y los parámetros eléctricos de cada una de las subestaciones, optimizando los tiempos de respuesta para la atención del servicio. Cabe mencionar que es importante las señales de control y monitoreo de las subestaciones ya que por medio de estas permite realizar y visualizar fallas, alarmas y señales de estado.

La desconexión adecuada dentro de las subestaciones eléctricas es totalmente importante para garantizar la correcta operación de los elementos de medición y protección que se encuentran aptas para proteger un área y que no puedan afectar el servicio energético dentro de una zona o región [1]. En la actualidad se manejan muchos procesos automatizados en la cual estos sistemas de automatización de subestaciones hacen que sea una herramienta necesaria para el operador de control y monitoreo dando los procesos en tiempo real [2].

Actualmente el desarrollo de actividades del operador interfiere en la maniobrabilidad del sistema, existiendo un conjunto de factores que son desventajoso para el desempeño del sistema y salud ocupacional del operario, causando desfavorable desempeño [3]. El uso de estos sistemas y tecnologías hacen que a los operarios puedan obtener acciones de control y monitoreo más fácil y rápidamente mediante una pantalla HMI, optimizando los tiempos de respuestas ante fallas eléctricas, la detección de algunos tipos de fallas se puede monitorear mediante parámetros de protocolos de comunicación para diagnosticar fallas leves o graves, logrando mostrar información en un equipo de visualización que es una pantalla HMI [4].

La implementación de este sistema SAS juntamente con los equipos de medición y protección dentro de los diagramas de control de la subestación, puede acceder el personal de mantenimiento y detectar el origen de una anomalía y ser corregida a tiempo,



previo de que llegue a realizar una afectación mayor dentro o fuera del perímetro de la subestación.

## 2.2. Bases teóricas

### 2.2.1. Subestaciones eléctricas, estructura y operación

Una subestación es la representación de un nodo dentro del sistema eléctrico, permitiendo la transformación de energía eléctrica a niveles adecuados de voltaje para su transporte, transmisión y distribución [5][6].

Una subestación está conformada por diferentes equipos y componentes, entre los cuales se incluyen los transformadores, interruptores, seccionadores, bancos de capacitores, rectificadores, relés de protección y sistemas de control y comunicación. Estos elementos permiten el control y la regulación de la energía eléctrica en la red de distribución [7].

### 2.2.2. Tipos de subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas se utilizan en el sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica. Estas a su vez se clasifican según su función y ubicación, teniendo como resultado las subestaciones elevadoras y reductoras. Las primeras elevan su nivel de voltaje, mediante un transformador de potencia, por otra parte, las reductoras disminuyen su nivel de voltaje. Estos niveles varían de acuerdo a los valores que maneja cada empresa distribuidora dentro de sus concesiones [8].

Las subestaciones elevadoras tienen como función principal transmitir la energía a largas distancias desde las plantas generadoras, y las subestaciones reductoras tienen como fin la distribución eficiente de energía eléctrica en áreas urbanas y rurales.

La **Tabla 1** muestra las características principales de las subestaciones elevadoras y reductoras tales como: función, ventajas y desventajas.



**Tabla 1**

Características del tipo de subestaciones [9].

Descripción	Función	Ventajas	Desventajas
<b>Elevadora</b>			
Recibe la energía eléctrica de las generadoras y la eleva a niveles de transmisión.	Transmiten la energía a largas distancias desde las plantas generadoras.	Permite la conexión de múltiples generadores al sistema de transmisión. Minimiza las pérdidas de energía en largas distancias.	Requiere equipos especializados y de mayor capacidad. Mayor costo de construcción y mantenimiento.
<b>Reductora</b>			
Recibe la energía de las subestaciones elevadoras y la reduce para la distribución local.	Distribución eficiente de energía eléctrica en áreas urbanas y rurales.	Adaptación del voltaje a niveles seguros para el consumo. Permite una distribución equitativa de la energía a las cargas locales.	Mayor costo de construcción y mantenimiento. Requiere equipos de control y protección adicionales.

**2.2.3. Equipos que conforman una subestación de 69kV/13.8kV**

La estructura de una subestación de 69kV/13.8 debe estar sujeta a condiciones de diseño que soporten el crecimiento progresivo de la carga, efectos de la intemperie y así poder brindar un servicio ininterrumpido y de calidad al usuario [10].

Los equipos primarios eléctricos de una subestación satisfacen los requerimientos de funcionalidad y operatividad de esta. Entre los quipos principales se tiene a los transformadores de potencia, pararrayo, seccionador, disyuntor, puesta a tierra, además de los dispositivos de control y protección.



### **Transformadores de potencia**

Los transformadores de potencia se utilizan en subestaciones para cambiar los niveles de voltaje entre su devanado primario y secundario [11]. Estos se encuentran dentro de las subestaciones y en las redes de distribución. La diferencia de su lugar de uso radica en el tipo de transformador usado y en su tamaño.

### **Pararrayo**

Se trata de un equipo que consta de un núcleo de metal resistente a la corrosión, recubierto por un material aislante como vidrio, cerámica, porcelana o polímero. Su función principal es proteger el sistema de potencia al desviar los sobrevoltajes, ya sean provocados por descargas atmosféricas o por fallas en el sistema, hacia el suelo [12].

Actualmente se usan pararrayos contruidos con oxido de zinc ya que despeja mayor capacidad de energía. Los pararrayos presentan alta impedancia ante valores normales de voltaje normales [13].

### **Seccionador**

Este equipo de maniobra da lugar a la apertura del circuito y pueden realizar diferentes funciones. Este es el responsable de interrumpir el suministro eléctrico y poner a tierra ciertos elementos del sistema para facilitar maniobras de mantenimiento. Además, en el caso de existir fallas dentro del circuito eléctrico, este actúa como bypass, esto con el fin de mantener la continuidad en el servicio eléctrico [14].

### **Disyuntor**

El disyuntor es un componente de control diseñado para interrumpir o restablecer el suministro de energía eléctrica en un circuito. Es considerado el elemento principal de protección en un sistema eléctrico [15][11].

Este equipo es operado por un relé digital, el cual envía una señal de apertura para que el disyuntor pase de estado cerrado a abierto. Este también puede maniobrase de manera manual cuando se realizan mantenimiento dentro de la subestación [16].



### **Puesta a tierra**

La puesta a tierra es un componente esencial del sistema eléctrico que tiene la importante función de redirigir corrientes hacia la tierra. Esto se realiza con el fin de proteger tanto los equipos como a las personas que se encuentren en el área de influencia de descargas eléctricas o sobrevoltajes generados en una subestación [17].

El diseño de la puesta a tierra en la subestación debe tomar en cuenta la resistividad del suelo, características propias de la subestación y las corrientes de corto circuito de la misma [18].

### **Dispositivos de protección y control**

Los dispositivos de protección y control desempeñan un papel fundamental en la operación segura y confiable de una subestación eléctrica. Estos equipos se clasifican en relés de protección, interruptores automáticos, interruptores de tierra y sistemas de automatización y control (SCADA).

### **Relés de protección**

Estos dispositivos detectan y responden a condiciones anormales en el sistema eléctrico, como cortocircuitos, sobrecargas, fallas a tierra, entre otros. Estos realizan un análisis tanto analógico como digital de las señales de entrada para entrar en operación [18].

Los relés de protección efectúan maniobras de protección ante situaciones de sobreintensidad, sobreintensidad direccional y de distancia. Al ser equipos inteligentes permiten configurar los parámetros de accionamiento mediante el uso de softwares especializados al instalarlos en la subestación [3].

### **Interruptores automáticos**

También conocidos como disyuntores, son dispositivos de conmutación que interrumpen el flujo de corriente eléctrica cuando se detecta una condición de falla o

cuando es necesario realizar mantenimiento en el sistema. Protegen los equipos y circuitos de sobrecargas y cortocircuitos. Estos deben ser capaces de interrumpir



corrientes de carga, magnetización de transformadores, además de sus funciones básicas mencionadas con anterioridad [3].

### **Interruptores de tierra**

Son dispositivos que se utilizan para conectar una línea o equipo a tierra de manera segura durante el mantenimiento o en situaciones de emergencia. Al conectar una línea a

tierra, se evita el paso de corriente a través de los equipos y se garantiza la seguridad del personal.

### **Sistemas de automatización y control (SCADA)**

Estos sistemas permiten monitorear en tiempo real las condiciones del sistema, recibir alarmas de eventos anormales, programar operaciones automatizadas y registrar datos para análisis y mantenimiento. Usan tecnología que permite monitorear y controlar las diferentes acciones requeridas en una subestación o red de distribución con rapidez y eficacia [19].

#### **2.2.4. Características de operación**

Las subestaciones eléctricas tienen varias características de operación que son fundamentales para su funcionamiento eficiente y seguro. A continuación, se mencionan algunas de las características más importantes:

#### **Flexibilidad**

Se refiere a la capacidad de una instalación para adaptarse a diversas condiciones, especialmente cuando se producen cambios en el sistema operativo, así como para hacer frente a situaciones imprevistas y llevar a cabo labores de mantenimiento [18].

#### **Confiabilidad**

Se refiere a la posibilidad de que una subestación sea capaz de suministrar energía durante un determinado período de tiempo, incluso cuando al menos uno de sus componentes está fuera de servicio. Esto permite que la energía siga siendo suministrada



mientras se lleva a cabo la reparación del componente afectado. Esta situación también es aplicable durante el mantenimiento de la subestación [18].

### **Seguridad**

Se refiere a su capacidad para mantener un suministro de energía continuo, incluso durante fallas en los equipos de potencia, como interruptores y barrajes. La seguridad se evalúa según la cantidad de potencia perdida durante una falla y su impacto en la estabilidad y funcionamiento del resto del sistema [6].

#### **2.2.5. Sistema automatizado de subestaciones – S.A.S**

Un Sistema Automatizado de Subestaciones (S.A.S) obtiene y guarda información sobre los sucesos ocurridos en la subestación. En la actualidad, sigue siendo requerido el uso de una RTU para automatizar las subestaciones, aunque se adapta su función como interfaz de comunicación. Esta RTU se suele implementar como un Gateway que cumple tanto la función de dispositivo de protección como de componente del S.A.S, y se integra a través del sistema de comunicación común de un IED, según el protocolo de comunicación utilizado [3].

### **Estructura de un SAS**

La automatización de subestaciones se debe abordar desde tres niveles distintos para lograr un control jerárquico completo de todos los elementos, tanto los ubicados en el campo como los relacionados con el control y la supervisión en niveles [20].

Los niveles en los que se divide esta estructura son: Nivel 0, Nivel 1 y Nivel 2.

#### **Nivel 0.- Equipo de Potencia (equipo de patio)**

Este nivel permite realizar la supervisión in situ al realizar el mantenimiento de los equipos que conforman la subestación. Esta supervisión se realiza en los tableros de control de los equipos de patio. El control que se ejecuta sobre los equipos de patio, en este nivel, se realiza de manera manual tomando en cuenta las conexiones físicas de los mismos [21].





Los equipos que conforman este nivel son los IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) que reciben la información de los equipos en el nivel proceso. Estos reflejan comandos de otros IEDs mediante sus entradas y salidas digitales. Además, se tiene los Merging units analógicas (MU) que son los sensores que adquieren señales de voltaje y corriente de los transformadores, para transformarlos en señales digitales para su posterior tratamiento [21].

### **Nivel 1.- Nivel de Bahía**

En este nivel se encuentran los IED de control y protección que supervisan y controlan los equipos presentes en las bahías [21]. En este nivel las acciones de control se dan mediante las configuraciones propias de los dispositivos inteligentes tal como el relé de protección, las mismas que responden a criterios operativos. En este nivel también se encuentran los medidores de energía [22].

Los dispositivos situados en este nivel deben responder a los requerimientos técnicos de la empresa distribuidora. Estos corresponden a características como protocolos de comunicación y equipos a integrarse posteriormente [21].

En este nivel se requieren luces LED que representen las alarmas activadas. Una pantalla HMI con un tamaño mínimo de 6". Además, se deben incluir unidades de control para servicios auxiliares, en el cual debe estar una RTU [21].

### **Nivel 2.- Nivel de Estación**

Este nivel utiliza una interfaz Hombre-Máquina, la cual permite operar la subestación. Los equipos, en este nivel, se encuentran protegidos de la intemperie y contra interferencias de tipo electromagnéticas. El manejo de información para control y monitoreo se encuentra almacenado en los equipos utilizados en el nivel 2 [20].



Los equipos del nivel de estación tienen como función principal la adquisición de datos y la redundancia dentro del sistema de operación de la subestación. Estos deben garantizar que no exista intermitencias en la funcionalidad de la subestación. Los equipos que están en el nivel 1 y 2 deben contar con una alimentación de 125 VDC y compartir una misma base de datos [21].

### **Interfaz Hombre-Máquina (HMI)**

La interfaz hombre-máquina (HMI) se encarga de convertir las instrucciones humanas en lenguaje de máquina, permitiendo que estas máquinas operen de acuerdo con dichas instrucciones. Además, el HMI facilita el control eficiente del trabajo, incluso a distancia, lo que garantiza la seguridad de los trabajadores en una planta industrial. A

través de pantallas visuales, el HMI muestra información gráfica en tiempo real mediante el uso de software sofisticado, como la posición de las máquinas, entre otros datos. En resumen, el HMI proporciona una interfaz de usuario para controlar una máquina [23].

Las MHI deben presentar las siguientes funciones de control y monitoreo.

- Diagrama unifilar de la subestación, indicando los valores de las medidas analógicas como: corrientes, voltajes y frecuencia en tiempo real.
- Presentar lógicas de enclavamientos para distinguir de forma clara las maniobras que se pueden realizar.
- Presentar información referente a alarmas y disparos de los IED de la subestación.
- Presentar una base de datos con de los valores analógicos de voltaje, corriente, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia en periodos determinados.

Las especificaciones de estas HMI pueden variar en su contenido de acuerdo con los requerimientos de las empresas distribuidoras.



### **Automatización de subestaciones mediante RTU**

El principal medio de comunicación entre la subestación y el centro de control es la RTU (Unidad Terminal Remota). La RTU recopila todas las señales de la subestación y las envía al centro de control, además de recibir órdenes desde este último. La RTU actúa como una interfaz esencial entre las capas de control de la subestación y el sistema de gestión de la red. Esta unidad cuenta con una entrada y una salida, y establece una interfaz con el centro de control remoto [24].

#### **2.2.6. Modelos de comunicación**

El control y monitoreo de una subestación se da por medio de la lectura y escritura de señales analógicas y digitales según corresponda. Esta lectura se da por medio de transmisión de información. Esta se logra mediante diferentes moles de comunicación, siendo los principales: Modelo OSI y TCP/IP.

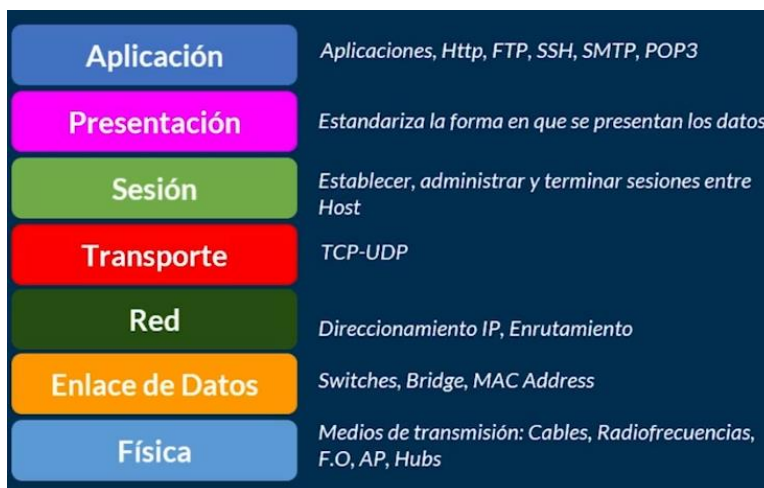
#### **2.2.7. Modelos de comunicación**

El control y monitoreo de una subestación se da por medio de la lectura y escritura de señales analógicas y digitales según corresponda. Esta lectura se da por medio de transmisión de información. Esta se logra mediante diferentes moles de comunicación, siendo los principales: Modelo OSI y TCP/IP.

#### **Modelo OSI**

El modelo de referencia OSI (Open Systems Interconnection) permite la conexión en redes de datos. OSI facilita la comprensión del transporte de datos dentro de una red. Este tiene 7 capas para realizar la transmisión de información, cada capa describe el conjunto de protocolos que son usados en las mismas [25][26].

En la **Figura 1**, se muestra la clasificación de las capas de este modelo de referencia y sus características principales.



**Figura 1.** Capas del modelo OSI [27].

### Capa 1: Física

En esta capa se establecen las características eléctricas y mecánicas con respecto a la conexión física entre los equipos del sistema de comunicación. Además, determina la manera enviar y recibir información [28].

### Capa 2: Enlace de datos

Esta capa determina el formato de los datos transferidos por medio de la capa física. Esta permite la comunicación entre diferentes protocolos y la identificación de la dirección MAC de los dispositivos en la red. Esta se encarga de la transmisión de datos de manera confiable [25].

### Capa 3: Red

Esta se encarga de reconocer la ruta de transmisión de datos, así como las IPs únicas de cada dispositivo dentro de la red. En esta se envían los paquetes de datos entre los dispositivos de origen y los de destino. La capa de red puede tener los protocolos IP, IPS, RIP, entre otros [25]. Esta se encarga de permitir la conectividad entre dos sistemas que pueden estar o no en redes distintas [26].

**Capa 4:  
Transporte**

Esta es la responsable de permitir el intercambio de datos entre los sistemas de una red, dividiendo el paquete de datos en fragmentos [3]. En esta capa verifica que la

cantidad de datos enviados no sean mayores a los que el dispositivo receptor pueda soportar. La capa 4 trabaja con los protocolos de comunicación TCP y UDP [28].

**Capa 5: Sesión**

La capa de sesión permite el inicio, ejecución y finalización de las diferentes comunicaciones establecidas. Además, permite la conexión con las capas de presentación y aplicación [25].

**Capa 6: Presentación**

En esta capa se presenta la conversión de información, es decir, gracias a esta los datos son comprensibles para el dispositivo de destino [28][3]. Se incluyen las conversiones que permiten formatear y estructurar datos, esquemas de encriptación y diferentes formatos de caracteres [25].

**Capa 7: Aplicación**

En esta capa se tiene la interacción del usuario final por medio de una aplicación software que se comunique con la red [3][25]. El protocolo utilizado en esta capa se pueden tener los siguientes: SMTP, usado para correos electrónicos, FTP usado para transferencia de archivos por medio de la red y TELNET usado en dispositivos remotos [25].

**Modelo TCP/IP**

Este modelo de comunicación surge como una solución para la transmisión de datos por medio de internet [29]. Las siglas TCP/IP (Protocolo de transmisión/ Protocolo de internet) se refieren a dos tipos de protocolos individualmente. En la **Tabla 1** se indican



las

características principales de los protocolos que forman el modelo de referencia TCP/IP.

**Tabla 2**

*Características del tipo de subestaciones*

<b>Modelo TCP/IP</b>	
<b>Protocolo TCP</b>	<b>Protocolo IP</b>
Este protocolo permite realizar conexiones seguras para intercambiar información entre dos dispositivos, validando que la entrega de datos se realice.	Este se encarga de determinar la ruta de transporte de los paquetes de datos, esto manda en cuenta la dirección IP que toma cada dispositivo dentro de la red.

En este modelo de referencia, a diferencia de en el modelo OSI, ese tiene cuatro capas. La capa de aplicación es el conjunto de capas de presentación, sesión y aplicación, conservando las características del resto de capas [28].

**2.2.8. Protocolos de comunicación**

Los protocolos de comunicación son usados al implementar o integrar dispositivos que se encuentran separados físicamente. Estos pueden ser de acceso libre o privado, y otros que para ser usado por diferentes equipos necesitan adquirir una licencia [30].

A continuación, se indican los protocolos de comunicación más usado dentro de la automatización de subestaciones.

**Modbus RTU**

Modbus se basa en una arquitectura cliente-servidor, donde un dispositivo maestro (cliente) se comunica con uno o varios dispositivos esclavos (servidores). La comunicación se realiza a través de un bus de datos, como RS-485, RS-232 o Ethernet [31][32].

Además, en un bus de campo maestro/esclavo, los nodos esclavos no se comunican directamente entre sí. Cada nodo esclavo solo interactúa con el nodo maestro y no tiene acceso directo a los otros nodos esclavos en la red. Esto simplifica la topología de la red y evita conflictos y colisiones de datos entre los nodos esclavos [33].

**Modbus****TCP/IP**

El protocolo modbus TCP/IP tiene un funcionamiento similar al de modbus RTU, con la diferencia que el primero se ejecuta mediante una conexión ethernet. Este tiene cuatro tipos de registro de datos, los mismos que se definen a continuación en la **Tabla 3** [34].

**Tabla 3**

*Tipos de registros para Modbus*

<b>Referencia</b>	<b>Descripción</b>
<b>0XXXX</b>	Leer / Escribir Salidas o Bobinas Discretas. Estos registros conducen los datos de salida a un canal de salida digital.
<b>1XXXX</b>	Leer entradas discretas. El estado ON / OFF de una dirección de referencia 1x es controlado por el canal de entrada digital correspondiente.
<b>3XXXX</b>	Leer registros de entrada. Estos registros contienen un número de 16 bits recibido de una fuente externa.
<b>4XXXX</b>	Lectura / escritura de salida o registros de mantenimiento. Estos registros almacenan 16 bits de datos numéricos (binarios o decimales) o para enviar los datos de la CPU a un canal de salida.

**Norma IEC 60870-5**

Según el International Standard IEC, la norma IEC 60870 se aplica a dispositivos y sistemas de control remoto que utilizan transmisión de datos serial de bits codificados. Su propósito es supervisar y controlar procesos de gran extensión geográfica [35].

Esta norma establece un estándar adicional de control remoto que permite la interoperabilidad entre dispositivos compatibles con control remoto.

El estándar adicional de control remoto definido utiliza los estándares de la serie IEC 60870-5. Las especificaciones de esta sección combinan la capa de aplicación de IEC 60870-5-101 y las funciones de transporte proporcionadas por el protocolo TCP/IP (Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet).



Dentro del TCP/IP se pueden utilizar diferentes tipos de redes, como X.25, FR (Frame Relay), ATM (Modo de Transferencia Asíncrona) e ISDN (Red Digital de Servicios Integrados).

A través de las especificaciones detalladas, se podrán satisfacer todas las necesidades de monitoreo y control planteadas, lo que permitirá una mejor optimización y manejo por parte del personal operativo. Esto facilitará que el personal ejecute las operaciones de manera más eficaz.





## CAPÍTULO III

### MATERIALES Y MÉTODOS

Para el desarrollo de este capítulo se presentó el lugar de ubicación y la descripción del estudio, donde se desarrolló la interfaz del sistema SAS local juntamente con los equipos eléctricos para realizar acciones de monitoreo y control. Se utilizó la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Regional Norte, EMELNORTE S.A, con el software gratuita para realizar la interfaz HMI.

Por otra parte, se emplearon los métodos de investigación para el desarrollo de la interfaz y se contribuyó así a un mejor entendimiento del tema.

#### 3.1. Ubicación Georreferenciada

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE) actualmente consta de diecisiete subestaciones eléctricas. La Subestación San Vicente se encuentra en el cantón Otavalo, está situado en la zona norte del Ecuador y al sur oriente de la provincia de Imbabura.



Figura 2. Localización geográfica de la subestación San Vicente.

#### 3.2. Características Técnicas de la subestación San Vicente

Dentro de la subestación se consideran parámetros y características eléctricas de los equipos de la subestación, tales como conexionado, voltajes, corrientes, potencias, frecuencia y factor de potencia de esta.



Mediante la **Tabla 4**, se observa los parámetros eléctricos presentes en la subestación San Vicente. En esta subestación se tiene una conexión de barra simple alimentada con un voltaje primario de 69 kV proveniente de la subestación Bellavista de CELEC EP TRANSELECTRIC, y un voltaje secundario de 13.8 kV para distribución con una frecuencia de 60 Hz.

**Tabla 4**

*Características del tipo de subestaciones*

<b>Parámetro Eléctrico</b>	<b>Características</b>
Conexión	Barra Simple
Voltaje de Ingreso	69 kV
Voltaje de salida	13.8 kV
Potencia del Transformador	10/12.5 MVA
Potencia Aparente del Transformador	2.0/1.9 MVAr
Frecuencia	60 Hz
Intensidad del Circuito de 69 kV	47/46/47 A
Intensidad del Circuito de 13.8 kV	242/220/220 A
<b>Voltajes de barra 69 kV</b>	
Voltaje AB	65 kV
Voltaje BC	65.3 kV
Voltaje CA	64.2 kV
Factor de potencia de barra 69 kV	0.950
<b>Voltajes de barra 13.8 kV</b>	
Voltaje AB	12.9 kV
Voltaje BC	13.2 kV
Voltaje CA	13 kV
Factor de potencia de barra 13.8 kV	0.930

### 3.2.1. Transformador de potencia

El transformador de potencia de esta subestación que se muestra en la **Figura 3**, es de tipo reductor, cuyas características de fabricación se detallan en la **Tabla 5**.



**Figura 3.** Transformador de la subestación San Vicente.

**Tabla 5**

*Características generales del transformador de potencia de la subestación San Vicente.*

<b>Descripción</b>	<b>Características</b>
Tipo	S11 – 10000 / 69 kV
Norma técnica	IEC60076
Tensión soportada de impulso	350 / 95 kV
Potencia Frecuencia Tensión soportada	140 / 35 kV
Altitud	3000m
Tipo de enfriamiento	Encendido apagado
Potencia nominal	10000 / 12500 kVA
Tensión nominal	69 ± 2x2,5/32,8 kV
Grupo de vectorial	Dyn1
Frecuencia nominal	60 Hz
Número de fase	3
Condición de servicio	OUTDOOR
Peso de desembarque	11135 kg
Peso de aceite aislante	6020
Peso de transporte	19320
Peso total	25640
Número de serie	B

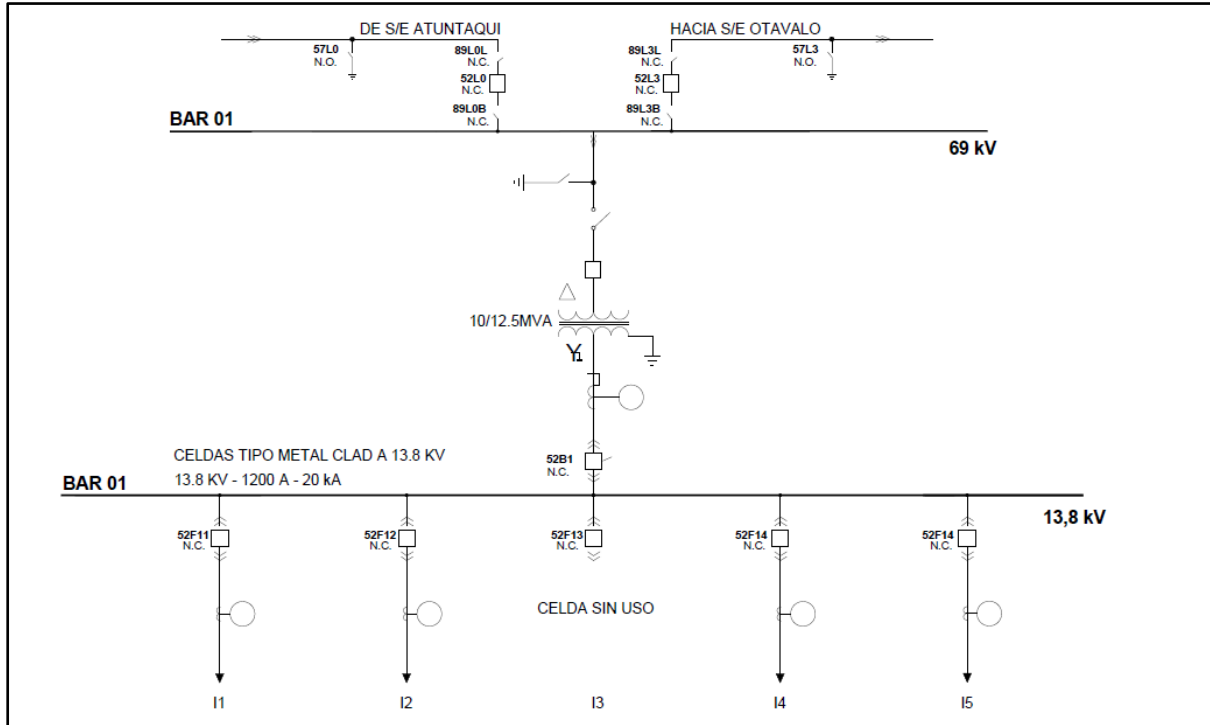
*Nota: Las características observadas según su diseño que conforman el transformador de potencia de la Subestación San Vicente.*

En la **Tabla 5**, se observan características tales como su peso, números de fase, frecuencia, entre otros. Estas características fueron tomadas en cuenta en la realización del dimensionamiento e instalación de acuerdo con las proyecciones de carga realizadas para su operación.



**3.2.2. Diagrama unifilar de la subestación San Vicente**

En la **Figura 4**, se tiene el diagrama unifilar de la subestación, en este se observa alimentadores, líneas de alimentación, y nomenclatura referente a protecciones y corrientes de cortocircuito de la subestación.



**Figura 4.** Diagrama unifilar de la subestación San Vicente.  
Fuente: Emelnorte S.A.

En esta subestación se tiene 5 alimentadores, estos se identifican con la nomenclatura Ix, siendo “x” el número correspondiente a cada uno de ellos. Todos los alimentadores tienen carga conectada, excepto el I<sub>3</sub> que se encuentra sin carga y sirve para realizar pruebas de equipos externos y transferencias de carga durante mantenimientos de la subestación.

**3.3. Métodos**

El presente proyecto se describe los aspectos más relevantes dentro de la subestación para el desarrollo de la interfaz del S.A.S local, contiene una investigación descriptiva, tecnológica. En el desarrollo del proyecto se procede a la identificación de las características técnicas de los equipos de medición y protección ubicados dentro de la subestación, así como de los correspondientes a sus alimentadores. Este proceso incluye una evaluación exhaustiva



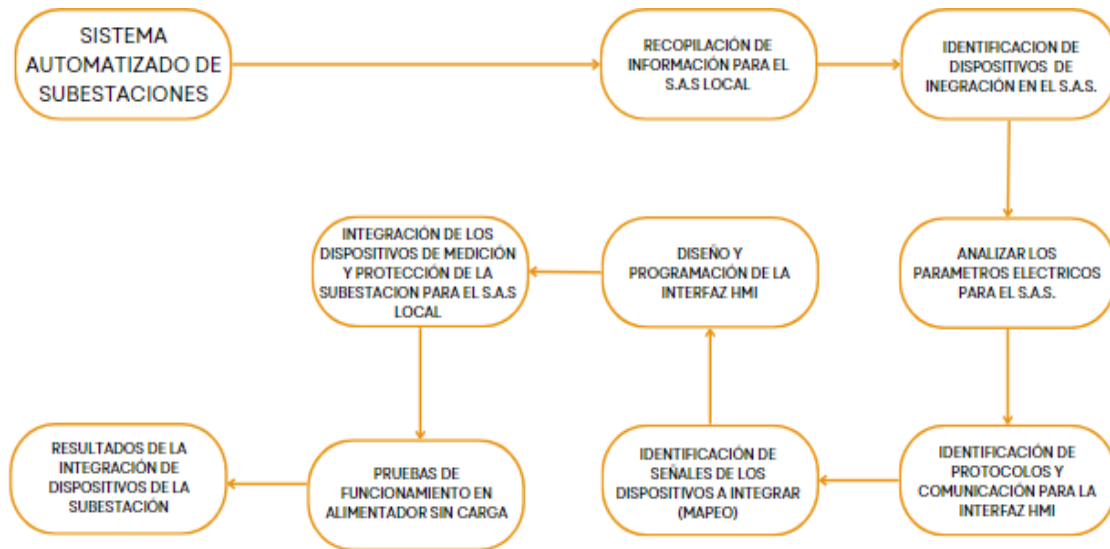
de las especificaciones y capacidades de cada dispositivo, asegurando su adecuación y funcionalidad en el contexto operativo de la subestación.

Para la redacción del marco teórico se utilizó información bibliográfica como libros, manuales, catálogos de equipos, trabajos científicos y académicos, para la recopilación de información a desarrollar el proyecto.

Además, se usó la investigación tecnológica, que tiende al conocimiento tecnológico, ya que los equipos integrados son dispositivos inteligentes que pueden ser controlados y monitoreados de manera local o remota desde el Centro de Control SCADA.

**3.4. Procedimiento general**

El proceso seguido durante progreso de este proyecto es de tipo secuencial, el mismo se encuentra detallado a continuación.



**Figura 5.** Diagrama de proceso para la obtención de resultados de la Integración de S.A.S Local de Subestación San Vicente.

El desarrollo del proyecto presente tomó en cuenta los dispositivos de medición y protección de la subestación San Vicente para integrar en el Sistema de Automatización de Subestaciones, el mismo que es integrado y monitoreado por y desde el Centro de Control



SCADA. Además de los equipos y protecciones se tomaron en cuenta los sensores con los que cuenta el transformador de potencia principal en donde se detectara alarmas y fallas de este.

Los dispositivos integrados tienen diferentes características de operación, de registro de datos y de acceso a estos, que son reflejados en la pantalla HMI del Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) local. Los valores reflejados se reflejan en tiempo real siendo estos los correspondientes a intensidad de corriente, voltajes línea-línea, voltajes fase-neutro, y las señales gas hidrogeno y nivel de aceite provenientes de los sensores del transformador de potencia principal de la subestación.

El desarrollo de la interfaz HMI para el Sistema Automático de Subestaciones (SAS) local requirió utilizar un protocolo de comunicación llamado Modbus TCP/IP, el mismo que facilitó la integración de los diferentes dispositivos de la subestación, manteniendo la confiabilidad con respecto a transmisión de datos e información de la Subestación.

El protocolo de comunicación previamente mencionado proporciona un mapeo detallado y registros de las señales de los diversos dispositivos seleccionados en la subestación. Este mapeo de datos permite tanto la lectura como la escritura de los distintos parámetros eléctricos seleccionados para la interfaz del SAS HMI.

Dentro del proceso de desarrollo del proyecto se inició con la lectura de los datos mediante softwares especializados, siendo uno de ellos el software de licencia gratuita para PC ModScan32, que es un programa que tiene acceso y registro de datos en redes Modbus. La información obtenida se tomó en cuenta para realizar la comparativa de la lectura de datos en tiempo real en la pantalla HMI.

Luego de realizar la lectura de los parámetros eléctricos, se procedió al diseño de la interfaz HMI con el software de licencia gratuita DOPSoft versión 2.00.07, por lo tanto, permitió el diseño y programación de la interfaz. El diseño del diagrama unifilar es una representación del encontrado Oasis del Centro de Control para un mejor manejo del personal de operaciones.

Después del desarrollo de comunicación y diseño de interfaz se realizaron pruebas de funcionamiento de forma local en el alimentador 3 sin carga de la Subestación San Vicente.



Las pruebas empezaron con la verificación de la comunicación en tiempo real de datos y parámetros eléctricos, en segundo lugar, la ejecución de estados de mando de abierto y cerrado de los dispositivos de protección y tercero se realiza las lecturas de los parámetros del transformador de potencia dentro de la interfaz HMI.

Finalmente se integra la pantalla Delta a la bahía principal de la Subestación con el fin de mantener la comunicación con los demás alimentadores y transformador de potencia.

### 3.5. Diseño de la investigación Materiales, equipos y software

Dentro de la Subestación San Vicente se encuentran dispositivos de medición y protección que se integraron en el Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) local para la subestación San Vicente. Los equipos de medición se encuentran en las cabeceras de los alimentadores y las líneas de alimentación, mientras que los equipos de protección corresponden a los relés ubicados en los alimentadores.

## 3.6. Equipos

### 3.6.1. Equipos de medición

La Subestación San Vicente cuenta con medidores bidireccionales para el registro de datos y parámetros eléctricos. A continuación, se detallan características técnicas y de funcionamiento de estos.

#### Medidor SEL 735-V1

Este es un medidor de calidad de energía de alta precisión que puede identificar anomalías en el sistema de potencia y aislar su fuente con seguridad, en la **Figura 6**, se puede observar los dos tipos de medidores que consta la subestación en las bahías [36].



**Figura 6.** Medidores de energía SEL-735, modelos horizontal y vertical [36].



En la **Tabla 6**, se indican las características técnicas del medidor de energía SEL-735, tales como voltajes y corrientes de operación, protocolos de comunicación, entre otros (véase en Anexo 4 y Anexo 5).

**Tabla 6**

Características de los *medidores* SEL 735 [36].

<b>Parámetro</b>	<b>Características</b>
Entrada de corriente de CA	Clase de corriente CL2/CL10/CL20, optimizada para precisión en el umbral inferior
	Medición: De 0.001 a 22 A continua
	Clase de corriente CL10/CL20, optimizada para registro de fallas de 100 A
	Medición: De 0.005 a 22 A continua; de 22 a 100 A simétrica
Entradas de voltaje en CA	Facturación: De 28 a 300 VL–N, de 48 a 520 VL–L
	Medición: De 5 a 300 VL–N, de 9 a 520 VL–L
	Carga: 10 MΩ
Opciones de E/S	4 entradas digitales, 4 salidas digitales (de estado sólido o electromecánicas)
	4 salidas analógicas, 4 salidas digitales de estado sólido
Modos de comunicación	Hasta diez sesiones de comunicaciones simultáneas a través de puertos seriales EIA232, EIA-485/EIA-422 multidrop, infrarrojo, y Ethernet de cobre o fibra óptica
Protocolos de comunicaciones	ASCII/ASCII comprimido de SEL, Fast Operate/Fast Meter de SEL, comunicaciones
	Mirrored Bits, switch de puerto distribuido (LMD) de SEL, Modbus RTU/TCP, DNP3 serial
	y LAN/WAN, FTP, TCP/IP, protocolo de tiempo de red simple (SNTP), IEC 61850, Telnet,
	Itron MV-90 y sincrofasores IEEE C37.118.1a-2014
Fuente de poder	Suministro de 125/250 voltios: 85–264 Vac (50/60 Hz), 85–275 Vdc
	Suministro de 24/48 voltios: 19–58 Vdc
	Suministro de 12/24 voltios: De 9.6 a 30 Vdc (no disponible en el medidor con pantalla táctil a color)
Frecuencia y rotación de fases	Frecuencia del sistema de 60 Hz o 50 Hz especificada al momento del pedido; rotación
	de fases ABC/ACB a elección del usuario

*Nota: Características generales de los medidores SEL-785*

### 3.6.2. Equipos de protección

En las subestaciones eléctricas, la protección es esencial para garantizar la seguridad de las personas y la integridad de los dispositivos de supervisión, monitoreo, control y medición.





**Relés de Protección SEPAM-80**

Los equipos de protección de la Subestación San Vicente son relés de corriente, tensión y frecuencia de la marca Schneider Electronic, correspondientes al modelo SEPAM con serie 80. Estos realizan la función de conexión y desconexión de forma local y remota, desde la subestación San Vicente y el centro de Control SCADA. Para el presente proyecto se trabajó únicamente con los relés ubicados en los alimentadores.

**Tabla 7**

*Características de los relés SEPAM.*

Parámetro	Características			
Sensor inputs	Phase current inputs	1 A or 5 A CT		
	Input impedance	< 0.02 Ω		
	Consumption	< 0.02 VA (1 A CT) < 0.5 VA (5 A CT)		
Voltage inputs Phase	Input impedance	> 100 kΩ		
	Consumption	< 0.015 VA (100 V VT)		
	Continuous thermal withstand	240 V		
	1-second overload	480 V		
Relay outputs	Voltage	24/48 Vdc	127 Vdc	220 Vdc 250 Vdc
	Continuous current	8 A	8 A	8 A
	Breaking capacity	Resistive load 2A / 1 A 0.6A 0.3 A 0.2 A		
Power supply	Voltage	24 to 250 V	-20 % / +10 %	
	Maximum consumption	< 16 W		
	Inrush current	< 10 A 10 ms		
	Acceptable momentary outages	100 ms		
Battery	Format	1/2 AA lithium 3.6 V		

*Nota: Características de los relés SEPAM.*

En la **Tabla 7**, se encuentran las diferentes características técnicas de los relés instalados en la subestación San Vicente (véase en Anexo 6).



### 3.6.3. Concentrador de señales (HUBS)

Los Hubs (concentrador de datos) de datos se enlazan con la salida del transformador de distribución de la subestación. La comunicación se realiza mediante cualquier red de área amplia (WAN) con capacidad de protocolo de Internet (IP) [37].

Se pueden ajustar utilizando diversas alternativas de comunicación, como GPRS, GSM, Ethernet, radiofrecuencia, entre otras. En la **Figura 7**, se indica el concentrador de señales de la subestación, al cual llegan las señales del Qualitrol QTMS, Serveron TM1.



**Figura 7.** Concentrador de señales ubicado en la subestación San Vicente.

### Qualitrol QTMS

El Sistema de Monitoreo de Transformadores QTMS (Qualitrol Transformer Monitor System) funciona como un concentrador de señales de los sensores del transformador. Proporciona un monitoreo en tiempo real de parámetros cruciales, como el estado del tanque principal del transformador, sistemas LTC (Control de Tensión de Carga), sistemas de refrigeración, descargas parciales y gases disueltos [38].

En la **Tabla 8**, se muestran las diferentes características técnicas de este equipo como valores de alimentación, protocolos de comunicación, e información correspondiente a su interfaz de usuario (véase en Anexo 7).



Tabla 8

Especificaciones técnicas de Qualitrol QTMS

Parámetro	Características	
Fuente de Alimentación	Universal	120-240 VAC +/-20%, 50/60 Hz
		125-250 VDC +/-15%; <50 watts
		Fuse: 5.0A / 250V
Módulo de Proceso	CPU	TX6-DL Dual Core Processor
		10/100 Ethernet TX, RJ45 Puerto
		USB-A puerto
		RS485, 4 puerto de comunicaciones por cable.
		Display opcional
Módulo de Comunicación (Integral a la CPU)	Opción 1	Ethernet FX, ST conector
		RS485, 4 puerto de comunicaciones por cable
		Relé de estado del sistema
Interfaz de usuario		WEB, plataforma basada
Comunicación de Datos	Protocolos Serial:	DNP 3.0 (nivel 3), Modbus
	Protocolo Ethernet:	IEC 61850, DNP 3.0 (NIVEL3), Modbus
		IEC 60870
Memoria	Registro de Datos	100 variables, store rates 1 minuto por 24 horas: 32 parámetros a una velocidad de captura de 15 segundos durante 90 días sin sobrescribir con 4 Gigabytes de espacio de memoria.
Display	Local(optional) Remote for Swing Panel (Optional)	LCD retroalimentado, 2x16 Caracteres
	Display- Controls(Switches)	8pulsadores (Navegación, Test y Reset)

*Nota: Especificaciones técnicas de Qualitrol QTMS*

### Serveron TM1 – Detector de gases

El Serveron TM1 es un monitorea continuamente los niveles de PPM de hidrógeno y se puede programar para emitir una alarma según los niveles de PPM (pico por millón). Su principal funcionamiento es la medición de humedad en el aceite y temperatura del aceite de los transformadores de generación, transmisión o de distribución [39].



Figura 8. Equipo Serveron TM1.

### 3.6.4. Software ModScan32 versión 2.A00-00

ModScan es una aplicación usada en sistemas operativos Windows y sirve para verificar los registros Modbus de cualquier equipo que tenga este protocolo de comunicación. ModScan opera como un maestro Modbus, por lo que permite enviar y recibir datos desde y hacia dispositivos Modbus que se encuentren en la misma red con esta aplicación, ya sea a través de TCP o cualquier puerto de comunicación serie [40].

ModScan32 versión 2.A00-00 es un programa basado en Windows, compatible con sistemas operativos de 32 y 64 bits, diseñado para ordenadores personales (PC) que operan con Microsoft Windows 2000, XP Professional, Vista, Windows 7, 8, 10 y 11. Este software con licencia libre está disponible en la página de inicio de WinTECH Software. La aplicación es compatible con los modos de transmisión ASCII y RTU, así como con Modbus/TCP.

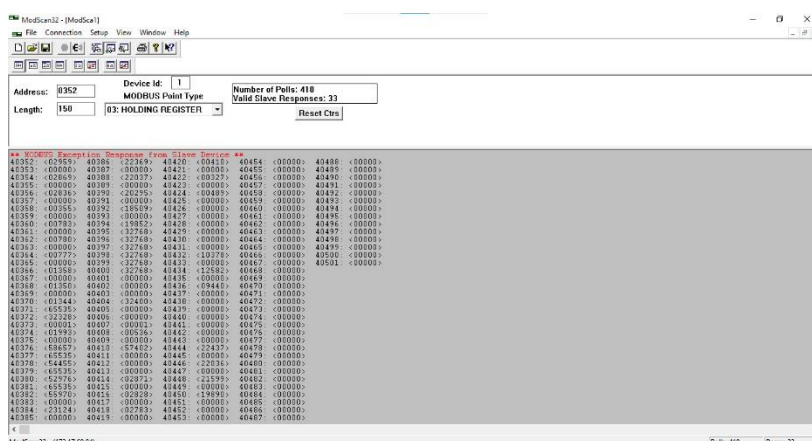


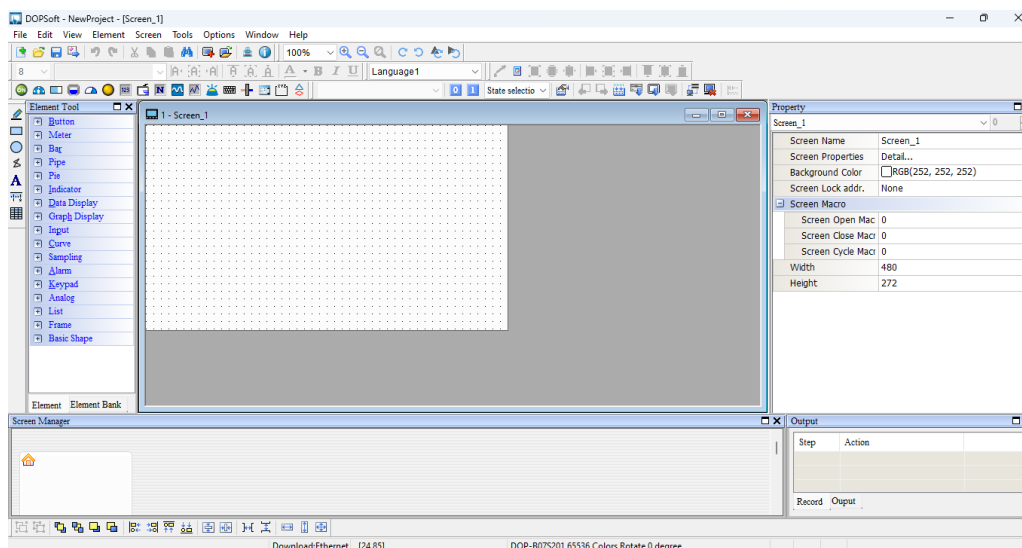
Figura 9. Pantalla Principal de Software Mod Scan32 [40].



### 3.6.5. Software DOPSoft Versión 2.00.07

Para la creación de pantallas en el HMI, se requiere el software DOPSoft Versión 2.00.07, este software no necesita licencia para su uso, ya que se puede obtener de manera gratuita desde el sitio web de Delta Electronics. Además, es compatible con los sistemas operativos para PC como Windows XP, Windows Vista, Windows 7, 8, 10 y 11 32bit / 64bit.

DOPSoft Versión 2.00.07 ofrece un entorno de trabajo sencillo y amigable para el usuario. Su interfaz se divide en ventanas y barras de tareas, como se muestra en la **Figura 10**. Para utilizar correctamente las funciones del programa, es recomendable consultar el manual de usuario del software.



**Figura 10.** Pantalla de inicio de nuevo proyecto de HMI Delta.

### 3.6.6. Software RealVNC Viewer Versión 7.9.0

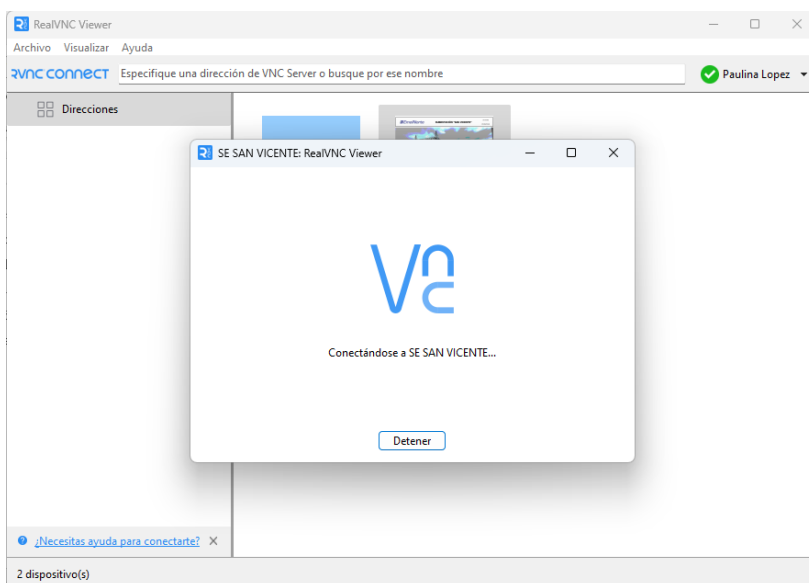
El RealVNC Viewer versión 7.9.0 con licencia gratuita, permite a los operadores acceder a sus computadoras de forma remota, facilitando la resolución de problemas, la gestión de sistemas y la colaboración en tiempo real con un acceso remoto, interfaz intuitiva, seguridad, soporte para transferencias de archivos, soporte multi-monitor y compatibilidad multiplataforma lo que permite conectarse a diferentes tipos de dispositivos y a una amplia variedad de sistemas operativos compatibles tales como:

- Windows versiones desde Windows XP hasta las más recientes.



- macOS compatible con versiones recientes
- Linux soporte para varias distribuciones de Linux, como Ubuntu, Debian, CentOS, y otras
- iOS disponible para dispositivos iPhone y iPad.
- Android: Disponible para una amplia gama de dispositivos Android.

Esta compatibilidad permitirá a los operadores y usuarios acceder remotamente para realizar soporte técnico como se ve en la **Figura 11**, así como para monitorear y controlar los equipos de medición y protección dentro del sistema operativo de EMELNORTE S.A, todo desde el centro de control.



**Figura 11.** Conexión remota de RealVNC Viewer a SE.

Basado en la información proporcionada, será posible mejorar el monitoreo, lo que beneficiará al personal responsable de la gestión de la pantalla HMI al permitirles realizar maniobras y acciones de manera más eficiente.



## CAPITULO IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el presente capítulo se describirá los resultados obtenidos al desarrollar la interfaz HMI y ponerla en funcionamiento en la subestación San Vicente en el alimentador que se encuentra sin carga. Además, se presenta la comparativa de los resultados de monitoreo y de control de la subestación en tiempo real.

#### 4.1. Direccionamiento de señales

Para el desarrollo del diagrama unifilar en la interfaz HMI, se han empleado los diagramas unificables elaborados por el área de ArcGIS. Estos permiten al personal de operación del centro de control obtener una visión completa del sistema eléctrico, facilitando las maniobras tanto en condiciones normales como en situaciones de contingencia. Debido a esto, se ha optado por un nuevo diseño de interfaz para implementar dispositivos de medición y protección. Esto posibilitará la gestión local de la subestación de manera independiente al centro de control. En caso de problemas de comunicación o mantenimiento del sistema principal, las operaciones podrán ser gestionadas desde el SAS Local de la subestación.

Una vez establecidas las normas De Diseño Para Diagramas De Operación En Sistemas SCADA Para Subestaciones De Distribución, estas normas tienen como objetivo obtener los mapeos de los diversos equipos integrados en la interfaz HMI. Para lograr esto, se utilizó el software ModScan32, el cual permitió identificar las direcciones donde se almacenan los datos destinados al monitoreo y control de la subestación.

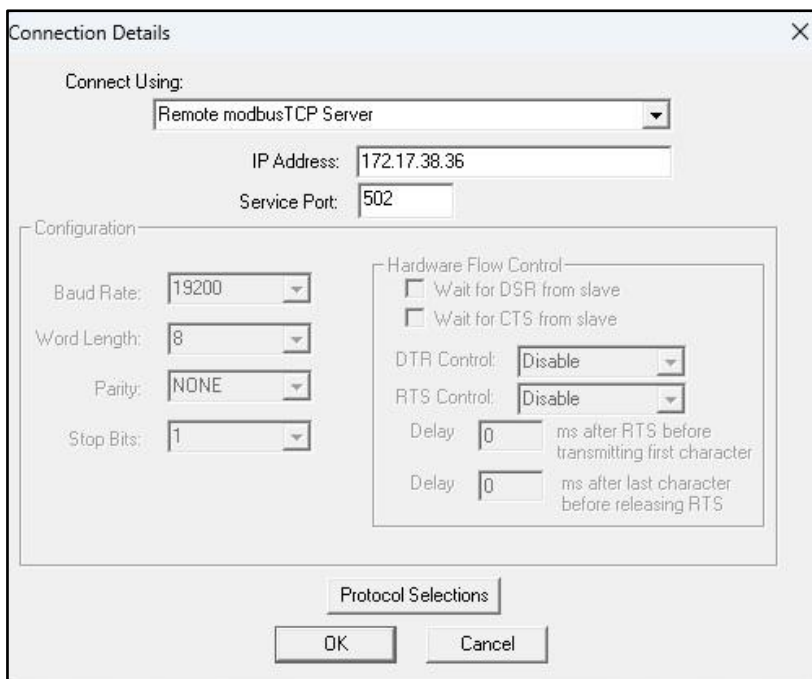
##### 4.1.1. Direccionamiento de medidores SEL-735

El mapeo de los medidores SEL-735 se detalla en la **Tabla 9**, este es el mismo para todos los medidores ubicados en las cabeceras de los alimentadores, en las líneas de alto y medio voltaje y en el transformador de potencia, debido a que los equipos son los mismos y su configuración Modbus viene predeterminada por el fabricante.

Para la configuración mediante el programa ModScan32 se escoge “Connection-Connect”, seleccionando “Connect Using” de forma remota el protocolo Modbus TCP Server y el direccionamiento de la IP del equipo de medición, asignado esta configuración en el



software como se ve en la **Figura 12**, se tiene como resultado el mapeo Modbus de los medidores SEL-735 como se observa en la **Tabla 9**.



**Figura 12.** Configuración para el mapeo de direccionamiento de los medidores SEL-735.

**Tabla 9**

*Mapeo Modbus de medidores SEL-73*

Parámetros Eléctricos	Direcciones de los alimentadores I1, I2, I3, I4 e I5		
	Dirección inicial	Dirección final	Tipo de dato
<b>Ia</b>	40352	-	Double Word
<b>Ib</b>	40354	-	Double Word
<b>Ic</b>	40356	-	Double Word
<b>Va</b>	40360	40361	Word
<b>Vb</b>	40362	-	Double Word
<b>Vc</b>	40364	-	Double Word
<b>Vab</b>	40366	40367	Double Word
<b>Vbc</b>	40368	40369	Double Word
<b>Vca</b>	40370	-	Word
<b>P.a</b>	40378	40379	Double Word
<b>P.b</b>	40380	40381	Double Word
<b>P.c</b>	40382	40383	Double Word
<b>Frecuencia</b>	403901	-	Word
<b>Fp</b>	403911	-	Word





#### 4.1.2. Direccionamiento de relés SEPAM serie 80

El mapeo para los relés ubicados en los alimentadores corresponde al mostrado en la **Tabla 10**, En esta tabla se indican las direcciones de los mandos y estados, mismos que son ejecutados desde la interfaz HMI y son válidas para todos los relés de la subestación.

**Tabla 10**

*Mapeo modbus de relés SEPAM serie 80*

<b>Direccionamiento de relés de los alimentadores: I1, I2, I3, I4 e I5</b>		
<b>Mandos</b>		
<b>Acción</b>	<b>Dirección</b>	<b>Tipo de dato</b>
Abrir	43209.0	Word
Cerrar	43209.1	Word
Reiniciar	43209.2	Word
<b>Estados</b>		
<b>Respuesta</b>	<b>Dirección</b>	<b>Tipo de dato</b>
Abierto	43089.7	Word
Cerrado	43089.8	Word

#### 4.1.3. Mapeo Qualitrol QTMS y Serveron TM1

En este caso el mapeo del Qualitrol QTMS y Serveron TM1 son obtenidos a través del servidor web: Qualitrol (véase Anexo 9), ya que en este se concentran las señales de estos dos equipos. Para la obtención de este mapeo se configuró el protocolo Modbus TCP/IP y luego se escogieron las direcciones de las señales escogidas para ser monitoreadas en el Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS ) local.

En la **Tabla 11**, se encuentran detalladas las direcciones obtenidas desde el QTMS del equipo dentro de la subred de datos de Emelnorte, en conjunto con las señales que serán monitoreadas provenientes del transformador (véase Anexo 9).



Tabla 11

Mapeo Modbus de Qualitrol QTMS y Serveron TM1

Fallas Del Transformador	Direcciones	Tipo De Dato
Qtms TM1 Gas Hidrogeno En Aceite	48300	Double Word
Qtms TM1 Humedad	48304	Double Word
Qtms TM1 Temperatura De Aceite	48308	Double Word

Mapeo Modbus de Qualitrol QTMS y Serveron TM1

Qtms Error Del Sensor De Presion	48022	Double Word
Qtms TM1 Estado De Enfriamiento	48018	Double Word
Qtms Error Sobretemperatura	48027	Double Word
Qtms Alarma nivel de Aceite	48036	Double Word
Qtms Alarma De Alimentación	48048	Double Word

#### 4.1.4. Direccionamiento de Alarmas

Para el mapeo de las señales de alarma se toma en cuenta los direccionamientos datos por los relés, estos responden a fallas presentadas en el funcionamiento de estos equipos. Las diferentes fallas que se pueden presentar y que se encuentran activadas en la configuración de los relés se encuentran detalladas en la **Tabla 12**.

Tabla 12

Mapeo de direcciones de alarma

Alarma	Dirección	Tipo de dato
Disparo Protección (ANSI 27)	43222.0	Lectura/Escritura
Falla sobre corriente Temporizada (ANSI 51)	43221.0	Lectura/Escritura
Falla sobre corriente (ANSI 50)	43221.1	Lectura/Escritura
Disparo Protección (ANSI 59)	43222.8	Lectura/Escritura
Disparo por baja frecuencia (ANSI 81)	43225.2	Lectura/Escritura

#### 4.2. Configuración de IP de pantalla HMI.

Para la configuración de la pantalla táctil HMI de la serie DOP-W105B de Delta Electronics, se destaca su capacidad para ofrecer un alto rendimiento con una respuesta rápida, una pantalla táctil de alta resolución y alto brillo. Además, esta pantalla cuenta con certificación de resistencia a vibraciones y cambios de temperatura ambiente, junto con un panel frontal



resistente al agua con clasificación IP65. La pantalla está equipada con dos puertos Ethernet y dos puertos COM compatibles con RS232, RS422 y RS485. El software de edición para PC es compatible con una amplia gama de sistemas operativos, incluyendo Windows XP, Windows Vista, Windows 7, 8, 10 y 11.

Por lo tanto, para configurar la dirección IP de la pantalla, se accede a la configuración de comunicación a través del puerto Ethernet. Primero, se debe desactivar el DHCP, el cual proporciona automáticamente una dirección IP al host de protocolo de Internet, desde el menú del sistema. Luego, se asigna manualmente una dirección IP conectándose a la red de EMELNORTE, como se muestra en la **Tabla 13**.

**Tabla 13**

*Ajustes de Sistema-Configuración de IP de pantalla DOP-W-HMI.*

<b>LAN 1</b> <b>LAN2</b>	<b>HMI Name:</b>	<b>HMI</b>
	<b>DHCP:</b>	<b>OFF</b>
	<b>IP:</b>	172.17.38.XXX
	<b>Mask:</b>	255.255.255.XXX
	<b>Gateway:</b>	172.17.38.X
	<b>MAC:</b>	00.18.23.35.69.XX

De manera similar, para configurar el software DOPSoft, se procedió a crear un nuevo proyecto seleccionando el tipo y la serie de la pantalla HMI. Se asignó un nombre al proyecto y a la primera pantalla, como se muestra en la **Figura 13**.

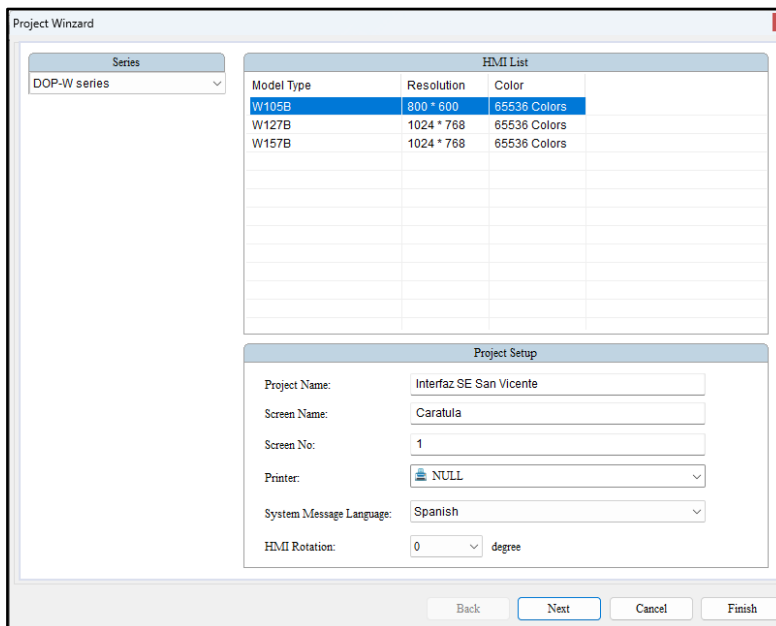


Figura 13. Inicio de nuevo proyecto en pantalla HMI.

Como resultado, se seleccionó la comunicación a través del puerto Ethernet, configurando un nuevo nombre de enlace para especificar el tipo de comunicación, que en este caso es TCP/IP con una dirección IP del controlador, que es 172.17.38.XX, correspondiente al medidor SEL-735. Esto se puede observar en la **Figura 14**.

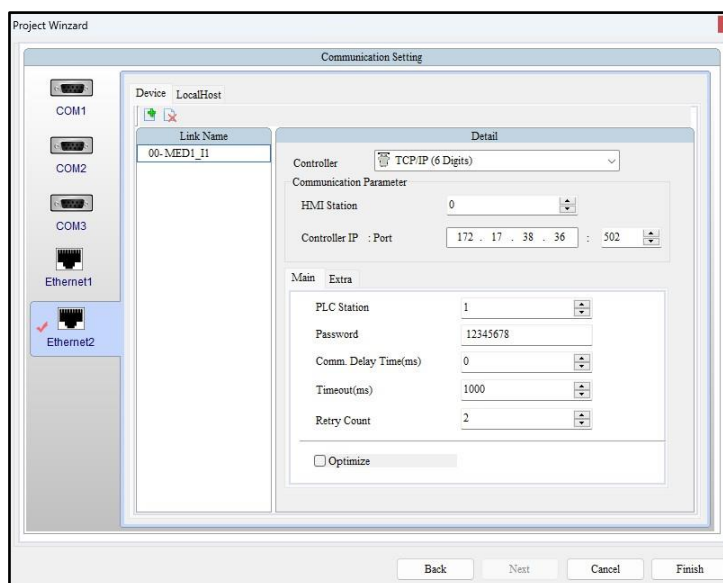
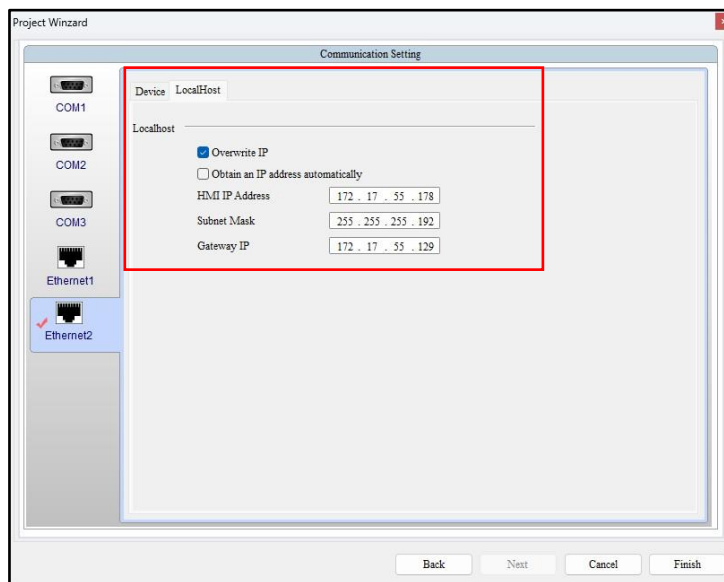


Figura 14. Configuración de un nuevo enlace en pantalla HMI.



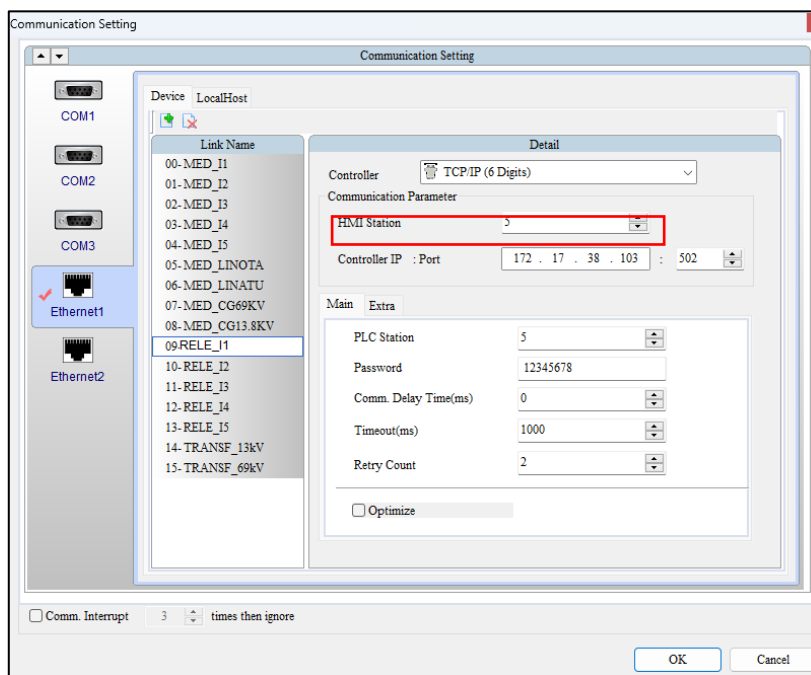
Consecuentemente, se introduce la dirección IP de la HMI según se indica en la **Figura 15**. Es necesario añadir la dirección IP correspondiente al dominio local que ofrece la red de Emelnorte, así como la máscara de subred de la HMI, utilizando la opción de Local Host a través del puerto Ethernet.



**Figura 15.** Configuración de LocalHost de HMI.

De forma similar se van creando los nuevos enlaces para los dispositivos de medición y control de cada alimentador que compone la subestación, teniendo en cuenta que los dispositivos de control (relés) se encuentran dentro de un equipo de tipo pasarela ethernet de Schneider Electric, como se observa dentro del recuadro color rojo, que cuenta con una comunicación Modbus TCP/IP que hace que trabaje de forma maestro-esclavo con los dispositivos de protección y control, para comunicarse de manera eficiente.

En la **Figura 16**, se visualizan todos los enlaces de comunicación creados para facilitar el control y monitoreo de los dispositivos de medición, control y protección ubicados en la subestación San Vicente.



**Figura 16.** Listado de direccionamientos de comunicación de elemento de medición, protección y control SE San Vicente.

### 4.3. Diseño de interfaz

Para el diseño de la interfaz en la pantalla HMI, uno de los procesos más importantes del SAS local, se consideran los requerimientos del operador y del área de ingeniería de la empresa EMELNORTE S.A. El objetivo principal es garantizar que la interfaz sea amigable y eficiente para el operador del sistema, cumpliendo así con los estándares y expectativas establecidos por la empresa.

Dentro del diseño de esta interfaz se presentarán las pantallas y subpantallas creadas, proporcionando una descripción detallada de su estructura, botonera y funciones. Se enfatizará especialmente en los colores y la estructura visual que se mostrará en la pantalla HMI, con el objetivo de optimizar la experiencia del usuario y asegurar una operación intuitiva y eficiente.

Cada uno de los botones presentes en las pantallas cuenta con un nivel de seguridad específico, acompañado de su correspondiente contraseña para limitar el acceso. La modificación de estos niveles de seguridad únicamente puede ser efectuada por la autoridad máxima del sistema, asegurando de esta manera la protección y el control adecuados de la interfaz HMI.



Dentro del Estudio de Diseño de Diagramas de Operación en Sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos en Tiempo Real (SCADA) para Subestaciones de Distribución, se menciona la importancia de una operación del usuario del sistema que sea fácil, eficaz y amigable. Esto es fundamental para que el usuario pueda identificar la configuración y el orden de los dispositivos adaptándose específicamente, según el tipo de subestación.

La arquitectura de diseño de la interfaz HMI para la Subestación San Vicente fue desarrollada conforme a la normativa IEC 61850. Esta normativa se fundamenta en la representación de la arquitectura de subestaciones intermedias y completas de 23kV. Para la simbología eléctrica, se adoptó la norma estándar IEEE/ANSI Std C37.1-1994, asegurando de esta manera la coherencia y el cumplimiento de los estándares internacionales en el diseño.

Además, para la interfaz de usuario se recomienda el uso de datos y caracteres alfanuméricos según los códigos establecidos por la norma ANSI INCITS 4-R2002 (ANSI X3.4-1986). Estas especificaciones técnicas aseguran que el diseño de la interfaz HMI cumple con las normativas esenciales para la operación en sistemas SCADA, garantizando la compatibilidad y funcionalidad óptima del sistema.


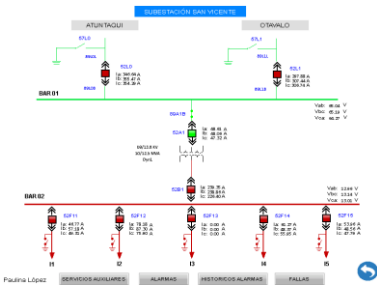

Esto se realiza siguiendo el diagrama unifilar de la subestación y considerando las características de monitorización y control con las que los operadores están familiarizados (véase Anexo 1 y Anexo 2).

En la **tabla 14** se realiza una descripción de la arquitectura de la interfaz de la HMI dando paso al menú principal.



Tabla 14

Arquitectura de la interfaz gráfica HMI

Nombre de Pantalla	Pantalla de Actividades	Descripción
<p><b>Presentación e Inicio</b> <b>Menú de control y monitoreo</b></p>		<p>Portada con imagen de fotografía de la subestación, logo de la empresa, nombre de la subestación, fecha y hora en tiempo real, botonerías de monitoreo y control, icono de inicio, autor del diseño.</p>
<p><b>Diagrama Unifilar</b></p>		<p>Indica los elementos de medición y control de la subestación, lecturas de parámetros eléctricos en tiempo real, nombre de las líneas de 69kV, nombre de las protecciones eléctricas, nombre de las barras de 69kV y 13,8kV, de alimentadores, nombre de subestación botonerías de menús, icono de regreso, nombre de autor.</p>
<p><b>Psicología de color</b></p> 	<p><b>ANSI ISA 5.5</b></p> <p><b>ROJO:</b> estado emergencia o cerrado, estado de falla.</p> <p><b>VERDE:</b> estado normal, se enciende y cambia a control automático para realizar la función de control manual.</p> <p><b>AZUL:</b> se utiliza para reiniciar, restablecer los parámetros iniciales.</p> <p><b>GRIS:</b> Sin significado en particular.</p>	<p><b>Rojo:</b> Línea de 13,8kV y alimentador cerrado.</p> <p><b>Verde claro:</b> Línea de 69kV.</p> <p><b>Verde oscuro:</b> Alimentador abierto.</p> <p><b>Azul:</b> Nombre de protecciones, botonera de reset en menú de maniobras.</p> <p><b>Gris oscuro:</b> Nombre de líneas de alta tensión de 69kV, botonerías de menú de interfaz.</p>

Nota: Descripción de Arquitectura de la interfaz HMI





**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



En la **Tabla 15** se realiza una descripción detallada de las botoneras y cuadros de textos presentes en el diseño de la interfaz en la pantalla HMI.

**Tabla 15**  
 Botoneras, cuadro de textos e imágenes utilizados en diseño de Interfaz de la SE San Vicente.

Descripción	CUADROS DE TEXTO
Nombre de la subestación	<b>SUBESTACIÓN "SAN VICENTE"</b>
Nombre de posiciones de líneas de la subestación	
Nombre del alimentador	
Nombre de opciones de maniobras	
Nombre de parámetros eléctricos	<b>Intensidades</b> <b>Voltajes de Líneas</b> <b>Frecuencia</b>
<b>BOTONERAS</b>	
Botonera de inicio de pantalla HMI	
Botoneras de Alarma, monitore, histórico de alarmas que se encuentran en el diseño de la interfaz	
Botoneras de hora y fecha en tiempo real	 
<b>IMÁGENES</b>	
Logo de Empresa	
Fotografía de portada principal de la SE.	
Imagen de iconos de configuración y regreso de pantalla	



#### 4.3.1. Diseño de pantalla HMI

La implementación de la interfaz se lleva a cabo en una pantalla táctil para ser operada por el área de ingeniería y operadores. Este diseño guía al usuario a un inicio de pantalla donde se observa la caratula principal con dos botoneras de “MONITOREO Y CONTROL”, véase en la **Ilustración 1**.

Mediante el botón de "MONITOREO", se accede al diagrama unifilar que permite visualizar en tiempo real las lecturas de los parámetros eléctricos, los estados de los alimentadores de media tensión, y los transformadores de 13,8kV y 69kV. Además, se muestran las posiciones de las líneas Atuntaqui y Otavalo. En esta ventana de monitoreo, se disponen dos conjuntos de botones: uno para alarmas y otro para históricos de alarmas, los cuales despliegan subpantallas con información detallada sobre la hora, la fecha y el mensaje de cada alarma activada.

Al presionar los alimentadores, transformadores y seccionadores de las líneas en el diagrama unifilar, se despliega una subpantalla que muestra las lecturas de los parámetros eléctricos correspondientes a cada uno de ellos.

Mediante el botón de "CONTROL", al accionarlo, se genera una subpantalla en la que debe ingresarse una contraseña. Esto permite acceder a la pantalla del diagrama unifilar, donde se dispone del mando de control para realizar las maniobras pertinentes en alimentadores y transformadores.

En la sección de botoneras de "MANIOBRAS", se encuentran los estados "ABRIR", "CERRAR" y "RESET". Estas opciones permiten ejecutar acciones de apertura o cierre para alimentadores y transformadores. Al accionar el botón de "ABRIR", se despliega una pantalla de seguridad que solicita el ingreso de una contraseña para realizar la maniobra. Cuando se selecciona el botón de "CERRAR", aparece una subpantalla que solicita confirmación con el mensaje "¿ESTÁ SEGURO?" antes de proceder con la maniobra.

Dentro de la subpantalla de alimentadores y transformadores, en la parte inferior se encuentra botonera de flecha que, al ser accionado, permite visualizar en tiempo real las lecturas de los parámetros eléctricos de cada uno de ellos. Al utilizar las botoneras de alarmas e historial de alarmas, se muestran las lecturas de alarmas y fallas que se activen en la subestación.



Además, se encuentra la botonera de "FALLAS", que indica los tipos de fallas programadas para el transformador. Si alguna de estas fallas se activa, el indicador cambia a color rojo, señalando la presencia de una falla y una alarma.

Esto permite que el sistema de interfaz se enfoque en proporcionar acciones que se ejecuten de manera inmediata, priorizando la rapidez. Asimismo, incluye especificaciones para el monitoreo y control del equipo manipulado y por manipular.

### 4.3.2. Mapa De Ventadas De Interfaz HMI

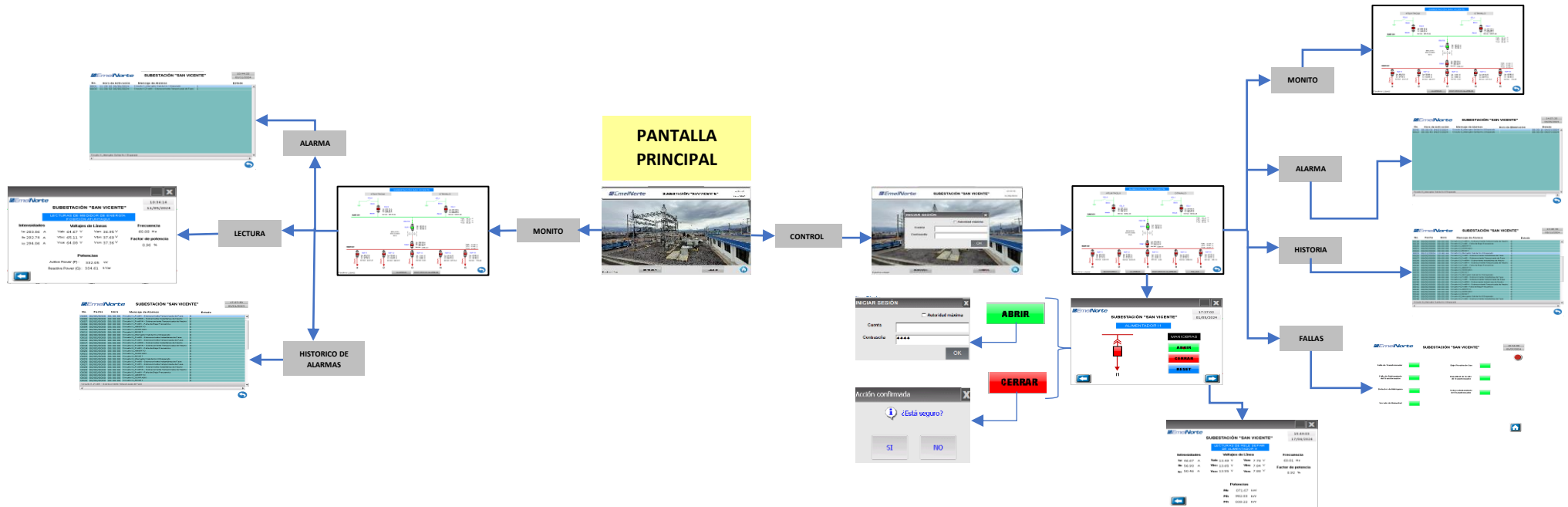


Ilustración 1. Mapa de ventanas de interfaz en pantalla HMI



#### 4.3.3. Distribución de ventanas en diseño HMI

En la **Figura 17**, se presenta la pantalla de inicio de la subestación San Vicente, en la parte superior se encuentra el título del proyecto, la fecha y hora actuales, junto en la parte inferior las botoneras de monitoreo y control e icono de inicio de pantalla que lleva a la configuración de pantalla.



**Figura 17.** Pantalla de Inicio

En la **Figura 18**, se indica la pantalla principal de la interfaz, en la que se puede apreciar los valores de corriente de los diferentes alimentadores, líneas de alimentación y del transformador.

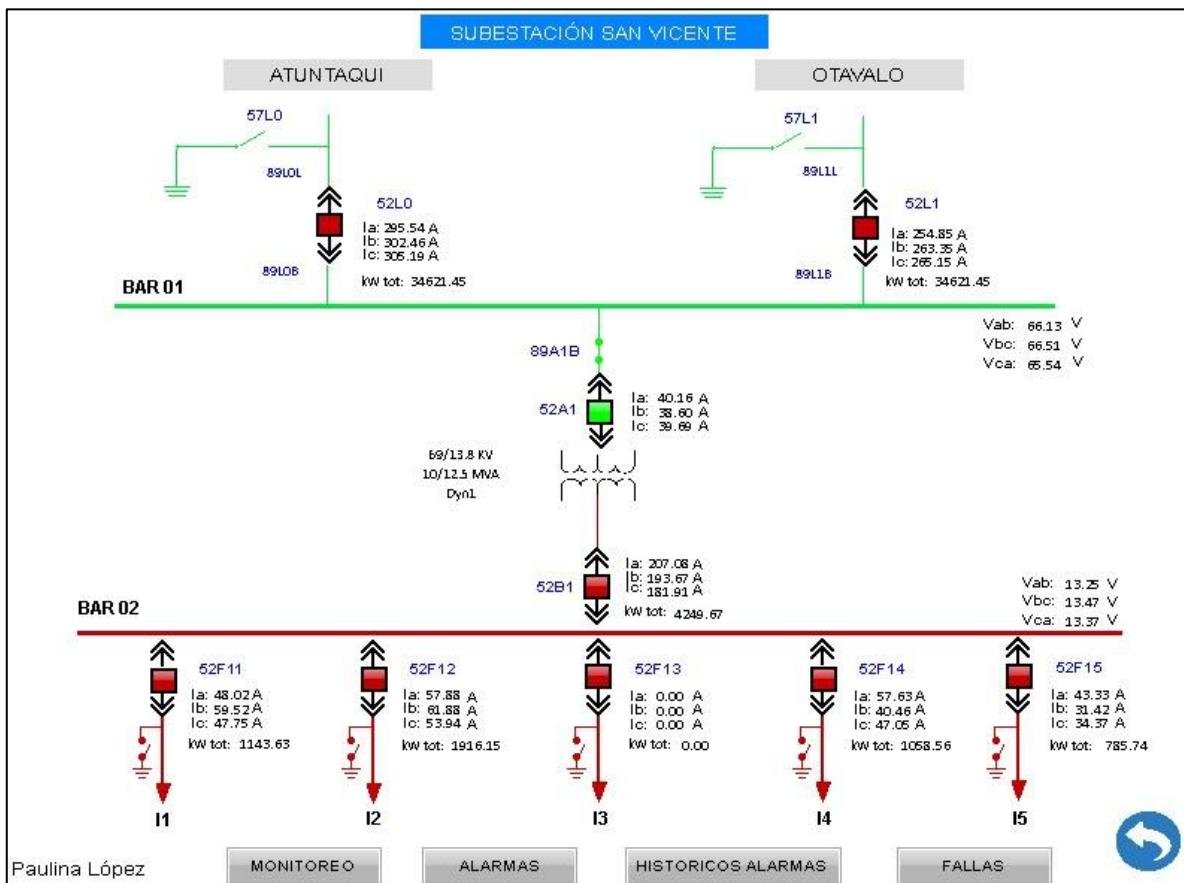


Figura 18. Pantalla de control de la interfaz de la HMI Delta SE San Vicente.

En la **Tabla 15**, se indican los mandos y estados ocupados en el desarrollo de la interfaz y su correspondiente función.

Tabla 16

Mandos y estados de la subestación San Vicente.

Estado del Relé	Mandos / Maniobras	Descripción
	Abrir  	Se acciona el mando abrir para cambio del estado cerrado a abierto del relé.



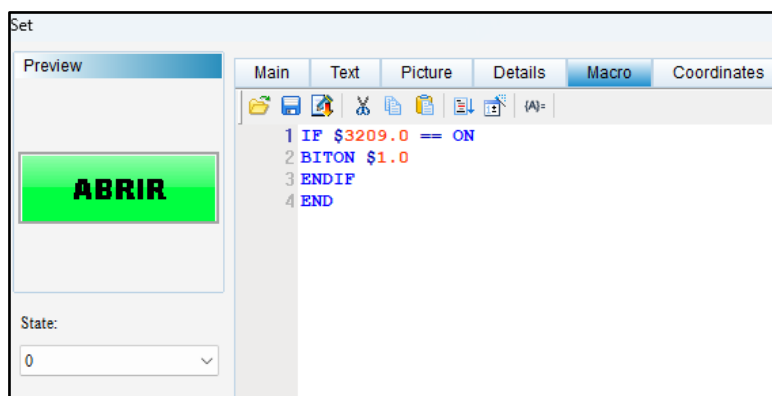
*Mandos y estados de la subestación San Vicente.*

<p>I3</p>	<p>Reset</p>	<p>Se acciona el mando reset para reinicio de alarmas del relé.</p>
<p>I3</p>	<p>Cerrar</p>	<p>Se acciona el mando cerrar para cambio del estado abierto a cerrado del relé.</p>

Para la ejecución de las operaciones de Mandos/Maniobras, se ha implementado un programa que realiza la lectura de bits para verificar el estado de operación específicos. Este programa se encarga de activar o desactivar un bit según el estado requerido para cada operación.

El estado ABRIR se obtiene con el bit en cero como se puede ver en la **Figura 19**, en donde:

1. **Comenzar:** Indica el inicio del programa.
2. **Condición IF para \$3209.0:** Si el bit \$3209.0 está ON.
  - **Si es verdadero:** Enciende el bit \$1.0.
  - **Si es falso:** No hace nada y pasa a la siguiente condición.

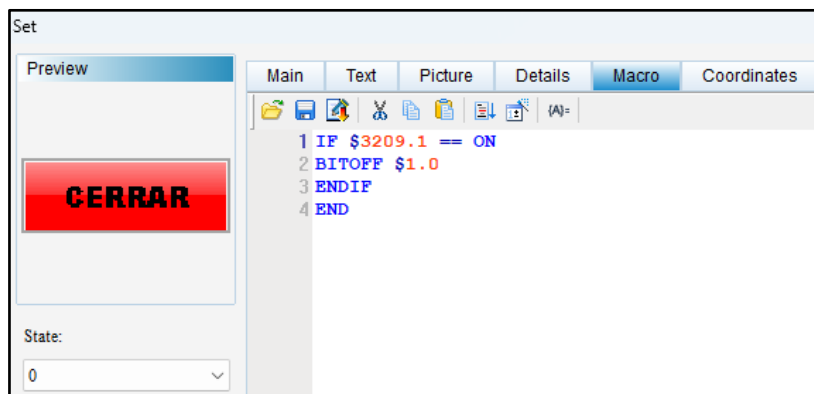


**Figura 19.** Programación de Mando / Maniobra de estado ABRIR.



Para el siguiente estado de CERRAR se obtiene con el bit en 1, ver **Figura 20** en donde:

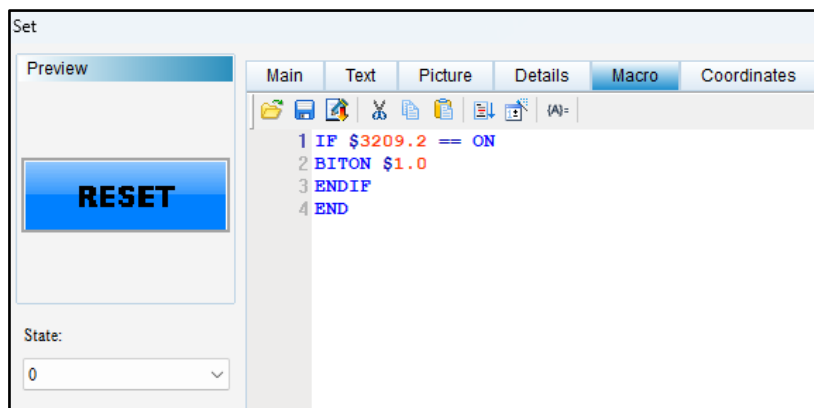
1. **Condición IF para \$3209.1:** Si el bit \$3209.1 está ON.
  - **Si es verdadero:** Apaga el bit \$1.0.
  - **Si es falso:** No hace nada y pasa a la siguiente condición.



**Figura 20.** Programación de Mando / Maniobra de estado CERRAR.

Para el estado de RESET igual se le da un bit en ON, se observa en la **Figura 21:**

1. **Condición IF para \$3209.2:** Si el bit \$3209.2 está ON.
  - **Si es verdadero:** Enciende el bit \$1.0.
  - **Si es falso:** No hace nada.
2. **Fin:** Fin del programa.



**Figura 21.** Programación de Mando / Maniobra de estado RESET.



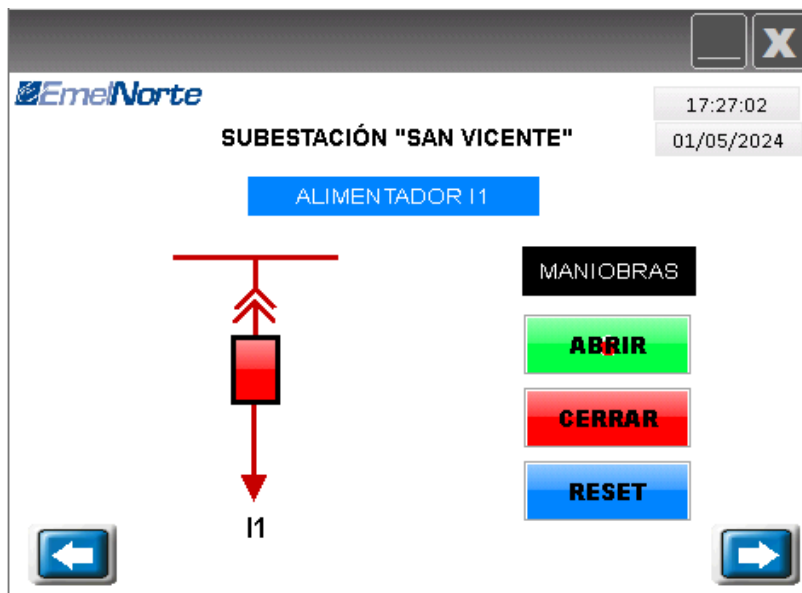


Figura 22. Su pantalla de maniobras y estados del Alimentador I1.

Al ejecutar las operaciones de mandos y verificar los estados, se obtuvieron los siguientes resultados en la pantalla de monitoreo del SCADA.

Marca de Tiempo	Subestación	Tabla	Mensaje
29/96/2024 11:34:30,480	13_04_SAN VICENTE	status	Comando discreto Cerrado - Realizado correctamente
29/96/2024 11:34:30,480	13_04_SAN VICENTE	status	Cambio al estado---no ordenado (estado normal)
29/96/2024 11:34:30,474	13_04_SAN VICENTE	status	Cambio al estado Reset no ordenado (estado normal)
29/96/2024 11:33:30,450	13_04_SAN VICENTE	status	Cambio al estado desconocido---no ordenado(estado normal)
29/96/2024 11:33:30,450	13_04_SAN VICENTE	status	Comando discreto Abierto -Realizado Correctamente

Figura 23. Pantalla de estados reflejados en las pantallas de SCADA.

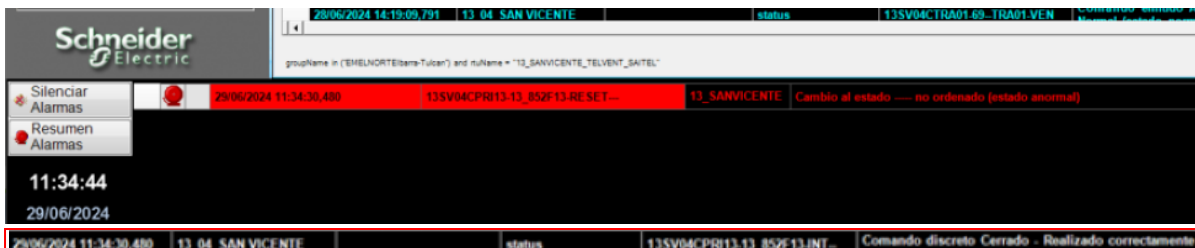
Además, se tiene la configuración de las diferentes alarmas que actuarán cuando se accione alguna de las protecciones programadas en el relé SEPAM, tal como se muestra en la Figura 23, en esta puede verificar el funcionamiento de las alarmas registradas y activadas en la subestación San Vicente.

Marca de Tiempo	Subestación	Tipo Dispositivo	Tabla	Punto	Mensaje
29/06/2024 11:33:38,045			remote	13_SANVICENTE_TELVENT_SA	Comando emitido poll por GAS113-0401465844 en LC_IBA_XOS1_T51
29/06/2024 11:33:23,600	13_04_SAN VICENTE		status	13SV04CPR13-13_852F13-RES	Comando emitido ACKNOWLEDGE status.13SV04CPR13-13_852F13-RES estado Desconocido no ordenado (estado anormal) por GAS113-10011 LC_IBA_XOS3_T51
29/06/2024 11:33:22,149	13_04_SAN VICENTE		status	13SV04CTRA01-69--TRA01-VEN	Comando emitido ACKNOWLEDGE status.13SV04CTRA01-69--TRA01-VEN Normal (estado normal) por GAS113-1001727575 en LC_IBA_XOS3_T51
29/06/2024 11:33:21,650	13_04_SAN VICENTE		status	13SV04CPR13-13_852F13-RES	Cambio al estado Reset no ordenado (estado normal)
29/06/2024 11:33:21,650	13_04_SAN VICENTE		status	13SV04CPR13-13_852F13-INT...	Comando discreto Abierto - Realizado correctamente
29/06/2024 11:33:21,650	13_04_SAN VICENTE		status	13SV04CPR13-13_852F13-RES	Cambio al estado Desconocido no ordenado (estado anormal)

Figura 24. Pantalla reflejando el estado de maniobra “ABIERTO” realizada desde la pantalla HMI.



En la **Figura 24**, se observa el estado de maniobra “ABIERTO” hecho desde la pantalla HMI en tiempo real.



**Figura 25.** Pantalla reflejada la maniobra de estado “Reset” para volver al estado normal “CERRADO” realizada desde la pantalla HMI

En la **Figura 25**, se puede observar el estado de maniobra “Reset” para volver a cerrar al relé del Alimentador ejecutado en maniobra de Abierto.



**Figura 26.** Sub-pantalla de lectura de relés SEPAM de parámetros eléctricos reflejado del Alimentador I2.

La subpantalla de ejecución para mandos y estados puede observarse en la **Figura 22**, esta subpantalla facilita la lectura de los valores correspondientes a voltajes de líneas, corrientes, potencias por fase, factor de potencia y frecuencia de cada uno de los alimentadores.

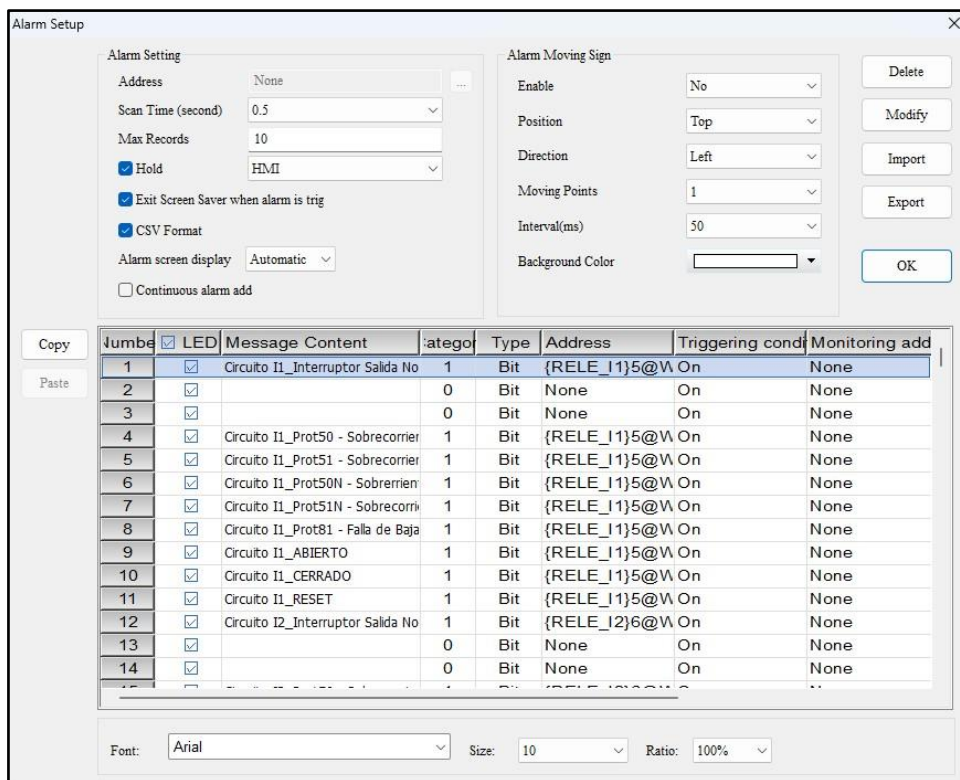
Para la lectura de los datos de los parámetros eléctricos, como se muestra en la **Figura 26**, se utilizó el mapeo a través de software libre Mod Scan32. La configuración para obtener



las lecturas, se realizó en la pantalla numérica, donde se ingresó el tipo de dispositivo, en este caso el medidor del Alimentador, para obtener los valores en tiempo real.

**4.4. Configuración de Alarmas de Alimentadores y Transformadores**

Para configurar las alarmas, se selecciona la opción "Alarma Setup", donde se ajustan características como el tiempo de escaneo, registro máximo e intervalos (ms), como se muestra en la parte superior de la **Figura 27**. Posteriormente, se procede a configurar cada una de las alarmas para cada alimentador. Estas alarmas muestran los estados de abierto, cerrado y reset, así como las protecciones de sobre corriente instantánea (ANSI Prot 50) y temporizada de fase (ANSI Prot 51), tanto para fase como para neutro (ANSI Prot 50N y ANSI Prot 51N), y la protección de baja frecuencia (ANSI Prot 81). Estas configuraciones se establecen dentro de la interfaz de la subestación San Vicente.



**Figura 27.** Ingreso de alarmas del alimentador I1 en la configuración de Alarm Setup.



En la **Figura 28**, se puede observar el ingreso del direccionamiento de las alarmas para el transformador del lado primario de 69kV. Estas configuraciones se establecen con los mismos parámetros y protecciones que se aplican al direccionamiento dentro del relé SEPAM (TRANSF\_69kV). Se realiza una lectura de WORD 4 (escritura-lectura), ingresando el valor de dirección del Mapeo Modbus de los relés SEPAM según se detalla en la **Tabla 10**. De esta manera se configuran las alarmas para el lado primario del transformador de 69kV, como se muestra en la **Figura 29**.

Input

Link: TRANSF\_69kV

Type

- Device (Word)
- Device (Bit)
- Internal Memory (Word)
- Internal Memory (Bit)
- Constant

Radix

- 10
- 10U
- 16

Station Number

4  Default

Content

Device Type: W4-

Address/Value: 3092.9

Tag:

B	C	D	E	F	Clear
6	7	8	9	A	Back
1	2	3	4	5	Enter
0	:	+	-	/	
.	None				

**Figura 28.** Entrada de direccionamiento del Mapeo Modbus Transformador de Lado General 69kV.

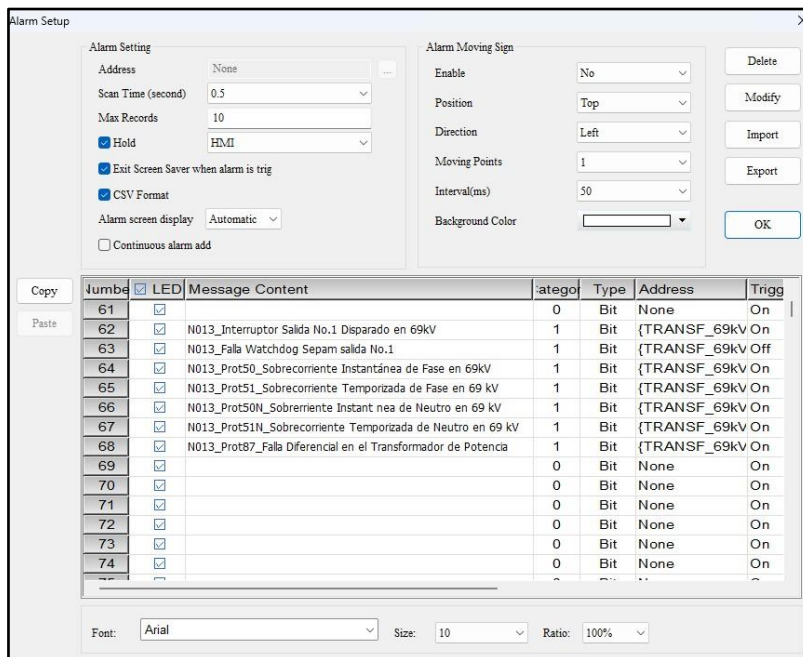


Figura 29. Configuración de Alarmas del Transformador de Lado General 69kV.

#### 4.5. Configuración de Fallas y Señales del Transformador

En la Figura 29, se muestra la pantalla destinada al monitoreo de las señales emitidas por el transformador. Estas señales se activan en caso de una falla y son emitidas por el Qualitrol o el PLC conectado al mismo.

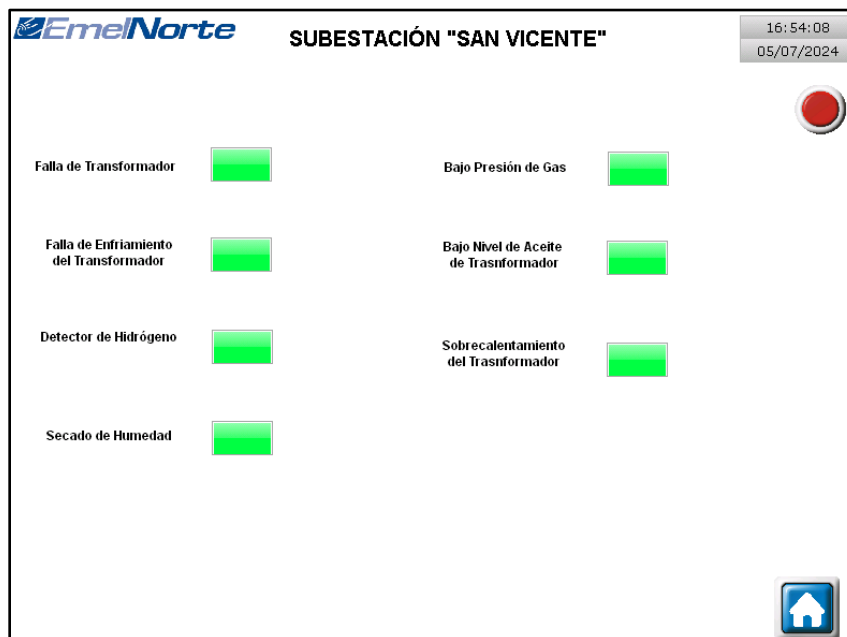


Figura 30. Pantalla de alarmas del Transformador de Potencia.



Dentro de estas fallas se ingresó las señales emitidas por el PLC, el cual se puede visualizar en la pantalla de alarmas del Transformador de Potencia en la **Figura 30**, en donde el monitoreo se visualiza dentro del Qualitrol, y cuando sea presentada se registrara en la ventana de alarmas, aquí se obtuvo las fallas de alimentación y carga de interruptor y seccionador en el área de 69kV, y la falla de alimentación de AC y DC en 13.8kV, falla y disparo del transformado auxiliar, estas se ingresan al Grupo de Alarmas Nro. 1 ya que se les designa por default dentro del sistema de programación de alarmas de los equipos de protección, como se encuentran las otras monitoreadas por los alimentadores.

Numbe.	Name	Type	Address	Description
1	FALLA ALIMENTACIÓN DC S/E 69KV	WORD	\$M0	PLC
2	FALLA CARGA INTERRUPT 52-1 69KV	WORD	\$M1	PLC
3	FALLA CARGA INTERRUPT 52-2 69K	WORD	\$M2	PLC
4	FALLA CARGA INTERRUPTOR 52-3 69K	WORD	\$M3	PLC
5	FALLA CARGA SECCIONADOR S1A-69K	WORD	\$M4	PLC
6	FALLA CARGA SECCIONADOR S1B-69K	WORD	\$M5	PLC
7	FALLA CARGA SECCIONADOR S2A-69KV	WORD	\$M6	PLC
8	FALLA CARGA SECCIONADOR S2B-69KV	WORD	\$M7	PLC
9	FALLA ALIMENTACIÓN DC S/E 13.8KV	WORD	\$M8	PLC
10	FALLA ALIMENTACIÓN AC S/E 13.8KV	WORD	\$M9	PLC
11	FALLA SONDAS PT-100 TRAF0 AUX	WORD	\$M10	PLC
12	DISPARO TERMOMETROS TRAF0 AUX	WORD	\$M11	PLC
13	ALARMA TERMOMETROS TRAF0 AUX	WORD	\$M12	PLC
14	FALLA CARGA SECCIONADOR S3B-69KV	WORD	\$M13	PLC

**Figura 31.** Ingreso de Fallas del Transformador en la configuración de HMI.

Para obtener las fallas del transformador se obtiene la información de la programación del PLC, tomando señales digitales y analógicas programadas para la emisión de fallas y alarmas del transformador, como se aprecia en el siguiente código, ver **Anexo 8**.



EmelNorte		SUBESTACIÓN "SAN VICENTE"			17:27:50
					05/01/2024
No.	Fecha	Hora	Mensaje de Alarmas	Estado	
0005	00/00/0000	00:00:00	Circuito I1_Prot51 - Sobrecorriente Temporizada de Fase	0	
0006	00/00/0000	00:00:00	Circuito I1_Prot50N - Sobrerriente Instantánea de Neutro	0	
0007	00/00/0000	00:00:00	Circuito I1_Prot51N - Sobrecorriente Temporizada de Neutro	0	
0008	00/00/0000	00:00:00	Circuito I1_Prot51 - Falia de Baja Frecuencia	0	
0009	00/00/0000	00:00:00	Circuito I1_ABIERTO	0	
0010	00/00/0000	00:00:00	Circuito I1_CERRADO	0	
0011	00/00/0000	00:00:00	Circuito I1_RESET	0	
0012	00/00/0000	00:00:00	Circuito I2_Interruptor Salida No.2 Disparado	0	
0015	00/00/0000	00:00:00	Circuito I2_Prot50 - Sobrecorriente Instantánea de Fase	0	
0016	00/00/0000	00:00:00	Circuito I2_Prot51 - Sobrecorriente Temporizada de Fase	0	
0017	00/00/0000	00:00:00	Circuito I2_Prot50N - Sobrerriente Instantánea de Neutro	0	
0018	00/00/0000	00:00:00	Circuito I2_Prot51N - Sobrecorriente Temporizada de Neutro	0	
0019	00/00/0000	00:00:00	Circuito I2_Prot51 - Falia de Baja Frecuencia	0	
0020	00/00/0000	00:00:00	Circuito I2_ABIERTO	0	
0021	00/00/0000	00:00:00	Circuito I2_CERRADO	0	
0022	00/00/0000	00:00:00	Circuito I2_RESET	0	
0023	00/00/0000	00:00:00	Circuito I3_Interruptor Salida No.3 Disparado	0	
0026	00/00/0000	00:00:00	Circuito I3_Prot50 - Sobrecorriente Instantánea de Fase	0	
0027	00/00/0000	00:00:00	Circuito I3_Prot51 - Sobrecorriente Temporizada de Fase	0	
0028	00/00/0000	00:00:00	Circuito I3_Prot50N - Sobrerriente Instantánea de Neutro	0	
0029	00/00/0000	00:00:00	Circuito I3_Prot51N - Sobrecorriente Temporizada de Neutro	0	
0030	00/00/0000	00:00:00	Circuito I3_Prot51 - Falia de Baja Frecuencia	0	
0031	00/00/0000	00:00:00	Circuito I3_ABIERTO	0	
0032	00/00/0000	00:00:00	Circuito I3_CERRADO	0	
0033	00/00/0000	00:00:00	Circuito I3_RESET	0	

**Figura 32.** Pantalla de historial de alarmas dentro de la interfaz de la SE San Vicente para SCADA.

Dentro de la **Figura 32**, se aprecia la lista de alarmas ingresadas por cada Alimentador distribuido dentro de la Subestación y del Transformador principal de 69kV, en donde se observará la hora y fecha por cada incidencia que se presente.

**4.6. Funcionamiento del Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS).**

La función principal del sistema de automatización de subestaciones es gestionar la conexión y desconexión de la subestación en tiempo real y del alimentador de distribución.

**4.6.1. Pruebas de Mandos/Maniobras de estado ABRIR, CERRAR.**

En la **Figura 33**, se visualizó la sub-pantalla del alimentador I3 con las maniobras de ABRIR, CERRAR Y RESET.

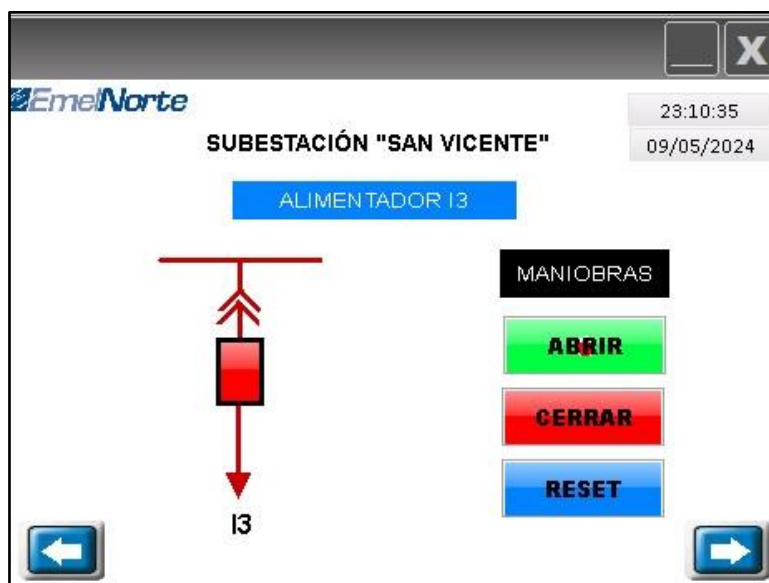


Figura 33. Sub-pantalla de Maniobras de Alimentador I3.

Al accionar el botón ABRIR se dirige a una sub-pantalla donde hace el ingreso de una contraseña para seguridad, ver **Figura 34**, se ingresa la clave y se realiza la maniobra de abrir el alimentador I3, que cambio de estado cerrado a abierto (rojo-verde) como se ve en la **Figura 35**, dejando sin carga al alimentador I3, donde los parámetros eléctricos de carga quedaron con un valor de cero, ver **Figura 36**.



Figura 34. Sub-pantalla de ingreso de contraseña de seguridad.





Figura 35. Reflejo de accionamiento de botonera de estado cerrado a estado abierto de Alimentador I3.



Figura 36. Sub-pantalla con valores en cero por maniobra de ABIERTO en Alimentador I3.

El análisis del histórico de alarmas demuestra que las maniobras se realizaron de manera adecuada, ya que no se registraron eventos anómalos durante su ejecución. Al revisar los registros, se puede observar que no se activaron alarmas inesperadas, lo que indica que las operaciones se realizaron según los procedimientos establecidos, como se puede observar en la **Figura 37**, en donde se observa que el Alimentador I3 fue abierto.



EmelNorte SUBESTACIÓN "SAN VICENTE"			
No.	Hora de Activación	Mensaje de Alarmas	Estado
0023	13:46:44 05/11/2024	Circuito I3_Interruptor Salida No.3 Disparado	1

Circuito I3\_Interruptor Salida No.3 Disparado

**Figura 37.** Pantalla de Históricos de Alarmas de SE San Vicente.

Se puede observar en la **Figura 38**, cómo el Alimentador Nro. I3 cambia su estado de cerrado (rojo) ha abierto (verde) en la interfaz diseñada. Además, los valores de corriente en sus fases se reducen a cero, lo que indica una ejecución óptima de monitoreo y control a través de la pantalla HMI.

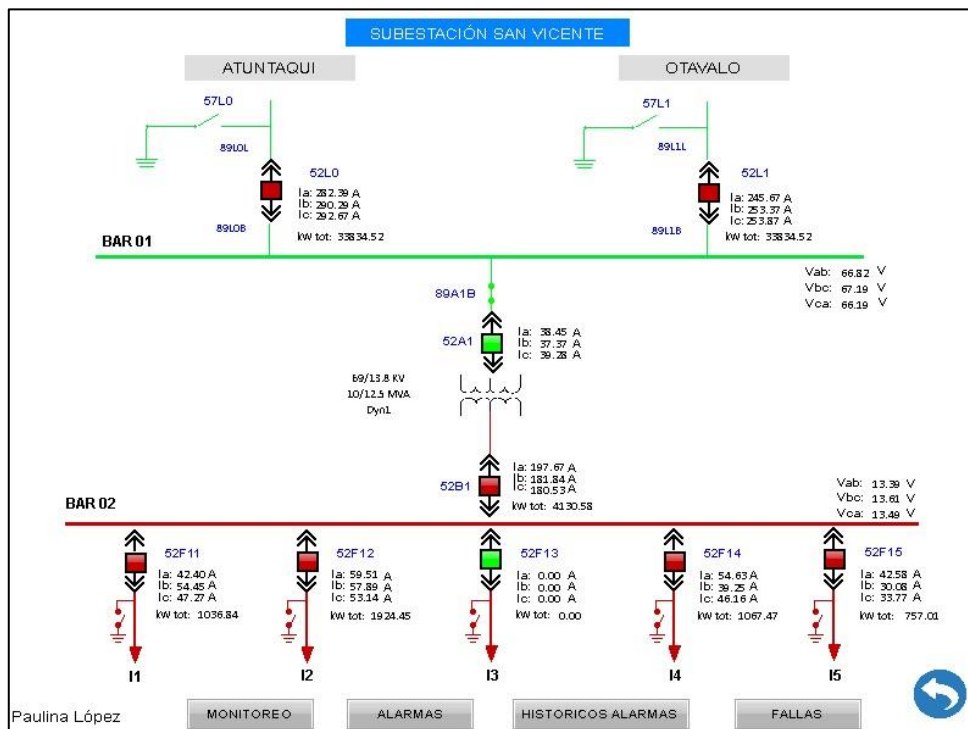


Figura 38. Pantalla de control de la Interfaz de Subestación San Vicente, con Alimentadores I3 en estado ABIERTO.

#### 4.6.2. Pruebas de Monitoreo

En la sección de monitoreo, la interfaz integrada muestra las lecturas de los datos de los parámetros eléctricos de los alimentadores de medio voltaje, el transformador de 13.8kV, el lado principal de 69kV y las posiciones de Atuntaqui y Otavalo. En la **Figura 39**, se puede observar la pantalla de monitoreo de toda la subestación.

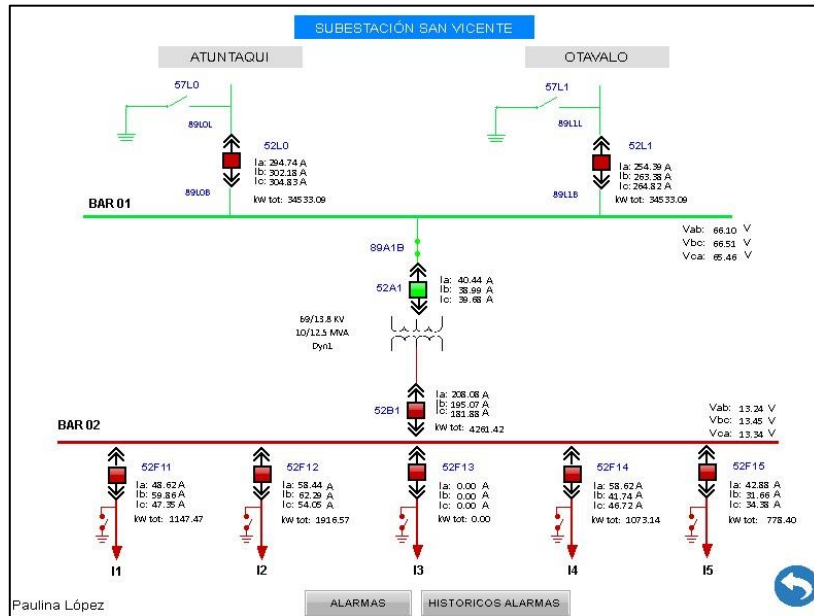


Figura 39. Pantalla de monitoreo de la Interfaz de Subestación San Vicente.

Dentro del monitoreo de la subestación se encuentran los parámetros entregados por los dispositivos de medición que se detallaron anteriormente, se puede observar el monitoreo en las líneas de posición Atuntaqui y Otavalo, ver **Figura 40,41**.



Figura 40. Lecturas de parámetros eléctricos, medidor de energía posición Atuntaqui.



**Figura 41.** Lecturas de parámetros eléctricos, medidor de energía posición Otavalo.

#### 4.7. Configuración de RealVNC

Para realizar la conexión mediante PC del VNC Viewer con la pantalla HMI, la realizamos mediante un software gratuito, el cual es obtenido gratis en el sitio web *realvnc.com*

Para iniciar el visor VNC Viewer y, siguiendo la configuración, se hace clic en Conectar.



**Figura 42.** Configuración del RealVNC Viewer con HMI

Se ingresó la dirección IP del servidor VNC y el puerto de conexión. La dirección IP es la dirección IP de HMI y el puerto de conexión se establece haciendo clic en Opciones > Configuración > Aplicación de red > LocalHost de DOPSoft, donde se configura el puerto de la función aplicación.

La dirección IP del HMI es 172.17.38.1XX, y se requiere utilizar VNC Viewer para establecer la conexión. Además, por razones de seguridad, se genera una contraseña al configurar la conexión remota a través del servidor VNC Viewer, como se ilustra en la **Figura 42**.

#### 4.8. Implementación de pantalla HMI

Previo al montaje de la pantalla HMI, se realiza la toma de medidas de la pantalla para realizar el corte en el tablero de control de la subestación como se ve en la **Figura 43**.



**Figura 43.** Toma de medidas para montaje de pantalla HMI.

Para la alimentación, se obtiene la salida del convertidor, mientras que la señal de Ethernet se toma del switch de SAS ubicado en el tablero de control, como se muestra en la **Figura 44.**



**Figura 44.** Conexión de alimentación y de señal Ethernet.



Para finalizar la implementación de la pantalla HMI queda dentro del tablero de Celda de Protección S/E 69kV, ver en **Figura 45**.



**Figura 45.** Implementación de la HMI

#### 4.9. Control y Acceso Remoto Mediante Software RealVNC

Para llevar a cabo el monitoreo y control mediante acceso remoto, se utilizó el VNC (Virtual Network Computing). Este sistema se empleó para la monitorización y verificación de la misma pantalla que se muestra en el sitio a través de la comunicación por Ethernet, el dónde se habilita la función remota del control de mandos y maniobras desde una PC, lo que facilita considerablemente el monitoreo y control remoto de la pantalla HMI (véase Anexo 13).

Una vez finalizada la etapa de resultados y análisis, se constató que el sistema de monitoreo y control del SAS Local de la Subestación San Vicente ha superado satisfactoriamente todas las pruebas, obteniendo excelentes resultados que cumplen con las necesidades y objetivos del proyecto.





## Conclusiones

- El estudio del funcionamiento de los componentes, los tipos de subestaciones y los protocolos de comunicación utilizados en los Sistemas de Automatización para Subestaciones (SAS) permitió comprender y seleccionar el protocolo de comunicación Modbus. Esta elección se basó en su facilidad de aplicación, considerando los equipos y parámetros eléctricos necesarios para la interfaz HMI, con el propósito de llevar a cabo la monitorización y control de la subestación San Vicente.
- El protocolo Modbus TCP/IP permitió utilizar la tecnología actual para integrar los equipos de la subestación mediante la implementación de una interfaz en una pantalla HMI, proporcionando una mayor rapidez en la transmisión de los datos registrados por los equipos conectados a la interfaz. De esta manera, se consigue un flujo continuo de información entre los equipos de la subestación, la pantalla HMI y el sistema OASYS del Centro de Control - SCADA.
- Las pruebas de funcionamiento llevadas a cabo en el alimentador sin carga I3 permitieron validar la monitorización y control de la subestación. La implementación de la pantalla HMI ha mejorado considerablemente estos procesos, ya que la interfaz permite el acceso en tiempo real y desde cualquier punto de la concesión de EMELNORTE S.A. a la operación de la subestación. Esta mejora facilita el mantenimiento y optimiza la capacidad de respuesta ante fallas.



## Recomendaciones

- En base al estudio detallado del funcionamiento de los componentes, tipos de subestaciones y protocolos de comunicación empleados en los Sistemas de Automatización para Subestaciones (SAS), se recomienda la implementación del protocolo de comunicación Modbus. Esta recomendación se justifica por su facilidad de aplicación y su compatibilidad con los equipos y parámetros eléctricos requeridos para la interfaz HMI, lo que facilitará la monitorización y control eficiente de la subestación San Vicente.
- En base al estudio detallado del funcionamiento de los componentes, tipos de subestaciones y protocolos de comunicación empleados en los Sistemas de Automatización para Subestaciones (SAS), se recomienda la implementación del protocolo de comunicación Modbus. Esta recomendación se justifica por su facilidad de aplicación y su compatibilidad con los equipos y parámetros eléctricos requeridos para la interfaz HMI, lo que facilitará la monitorización y control eficiente de la subestación San Vicente.
- Para optimizar aún más la integración de los dispositivos al sistema SAS local, se recomienda continuar con la evaluación y mejora continua de los protocolos de comunicación y la configuración de los dispositivos. Es esencial realizar pruebas de rendimiento y simulaciones periódicas para asegurar la fiabilidad y eficiencia del sistema en diversas condiciones operativas. Además, se sugiere mantenerse al tanto de las actualizaciones tecnológicas y normativas en el sector eléctrico para adaptar y mejorar continuamente las capacidades del sistema SAS local en la Subestación.



### Referencias bibliográficas

- [1] M. Rincón, «DISEÑO E IMPLMENTACION DE UN SISTEMA DE NOTIFICACIÓN DE ALARMAS PARA PROTECCIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS», 2017. [En línea]. Disponible en: [https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/567652/DocsTec\\_4917.pdf](https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/567652/DocsTec_4917.pdf)
- [2] S. Torres, «IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA HMI MEDIANTE APLICACIONES DE CÓDIGO ABIERTO PARA EL CONTROL Y MONITOREO DE UN SISTEMA DINÁMICO REAL», 2021.
- [3] J. Arandi y B. Vásquez, «Diseño y construcción de un prototipo de sistema de automatización de subestaciones “SAS” redundante, mediante HMI (monitoreo y mando remoto) junto a panel sinóptico, del sistema Scada para la Empresa Eléctrica Regional Norte “Emelnorte” S.A», 2021.
- [4] W. Landy, «DESARROLLO DE UN MODELO DE SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA, PARA EL DIAGNOSTICO Y DETECCIÓN TEMPRANA DE FALLAS», 2015.
- [5] CELEC EP, «Glosario de términos», 20110. [En línea]. Disponible en: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:No+Title#0>
- [6] F. Gómez y H. Vargas, «Planteamiento del diseño de subestaciones eléctricas», 2011.
- [7] L. Jaramillo y L. Miño, «Manual de verificación y mantenimiento Subestación Eléctrica CC Santo Domingo», 2018.
- [8] J. Rojas y P. Vargas, «Diseño e implementación de los circuitos de control para cuatro bahías de 69kV de la subestación de Velacruz», 2018.
- [9] I. Matulic, «Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia», 2003.
- [10] J. Yebra, *Sistemas eléctricos de distribución*. 2021.
- [11] J. Chamorro, «Implementación de un sistema de automatización de subestaciones redundante mediante el software Intouch® para monitoreo y control de la subestación “Ajaví” desde el centro de control de la empresa eléctrica regional norte», Universidad Técnica del Norte, 2022.
- [12] A. D. Masabanda Santana, «Diseño de un plan de mantenimiento programado para equipos primarios de las subestaciones eléctricas pertenecientes a la concesión de Emelnorte S.A.», Universidad Técnica del Norte, 2023. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/13904>
- [13] J. Lazo y N. Vélez, «Estudio para la Implementación de Pararrayos en Sistemas de Distribución de Media Tensión», 2016. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/12782/1/UPS-CT006635.pdf>



- [14] E. Córdova, «Diseño de subestaciones de transmisión de potencia convencional mediante la elaboración de una herramienta computacional en Microsoft Excel», p. 138, 2018, [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/20.500.12423/1208>
- [15] F. Perugachi, «Estudio de la coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación Alpachaca de la empresa eléctrica regional norte S.A. Emelnorte», Universidad Técnica del Norte, 2019.
- [16] D. Cuasapaz, «ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS CINCO ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE)», 2016.
- [17] A. Farinango, «Estudio de confiabilidad de la subestación el chota en base a procesos estocásticos para la empresa eléctrica regional Norte S.A.», Universidad Técnica del Norte, 2019.
- [18] Grupo de Investigación Orca Semillero de Investigación Barión, «Caracterización de Subestaciones Eléctricas», *Región Cent. RAPE*, pp. 1-105, 2020, [En línea]. Disponible en: <https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2020/04/Subestaciones-Eléctricas.pdf>
- [19] N. Andrade y S. Miranda, «INTEGRACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BAHÍAS DE LAS SUBESTACIONES DEL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA PROVINCIA DE BOLÍVAR AL SISTEMA SCADA», 2018.
- [20] J. C. Peñaherrera, «Automatización de subestaciones e integración al sistema SCADA», 2007. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/181>
- [21] E. CELEP, «Guía de conceptos , características y funciones de los sistemas de automatización de subestaciones», 2017.
- [22] E. Barón y J. Torres, «AMPLIACIÓN DEL SISTEMA SCADA PARA TELECONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN UNA PLANTA DEL SECTOR INDUSTRIAL», 2017. [En línea]. Disponible en: <http://www.albayan.ae>
- [23] Schneider, «HMI (Interfaz Hombre Máquina) ». <https://www.se.com/cr/es/product-category/2100-hmi-interfaz-hombre-máquina/> (accedido 6 de noviembre de 2023).
- [24] L. A. A. Klinger y V. R. C. Cepeda, Diseño e implementación del sistema SCADA en el módulo de comunicación IEC 61850 para monitoreo de los IED de los módulos de protección de sistemas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución. 2020.
- [25] F. Freire, «Análisis y propuesta de mejoramiento del sistema de seguridad perimetral aplicable a institución pública de seguridad social», 2018.



- [26] A. Cruz, «INTERCONECTIVIDAD Y SEGMENTACION EN REDES DE ALTA VELOCIDAD», pp. 1-57, 2009.
- [27] J. M, «Modelo OSI», 2018. <https://pc-solucion.es/terminos/modelo-osi/> (accedido 13 de noviembre de 2023).
- [28] B. Guerrero, «MIGRACIÓN DE LA RED Y GESTIÓN EN LA CONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DE EQUIPOS EN EL ISP GRUPO MEGARED», pp. 31-41, 2023.
- [29] O. Vásquez, «APLICACIÓN MÓVIL DE APOYO PARA LA CONFIGURACIÓN DE PROTOCOLOS DE RED EN DISPOSITIVOS CISCO CONFIREDES», 2021.
- [30] J. Mora, «ANÁLISIS DE PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN PARA UNA RED DE ÁREA DEL HOGAR DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE», 2019.
- [31] Modbus - IDA, «Modbus Application Protocol Specification», 2006. [En línea]. Disponible en: <http://www.modbus-ida.org>
- [32] N. Crespo y M. Miranda, «Diseño E Implementación De Modulos De Red Modbus Tcp Entre Tres Automatas Programables Para Arranque De Motor Trifásico De Manera Local, Remoto Y Lectura De Sensores», 2022, [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/23840/1/UPS-GT004090.pdf>
- [33] R. Zambrano y C. Caballero, «Diseño e implementación de una red modbus/rtu entre dos autómatas programables S7-1200 basados en el estándar RS485.», 2018, [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/16357>
- [34] H. Alvarado, «DESARROLLO DE UN SCADA PARA UNA PLANTA SIMULADA DE PRODUCCIÓN DE VIDRIO TEMPLADO», 2019.
- [35] IEC, «International Standard International Standard», 2006.
- [36] SCHWEITZER, «SEL-735 MEDIDOR DE FACTURACIÓN Y CALIDAD DE LA ENERGÍA - PDF Free Download.pdf».
- [37] SELDAI, «Medición Avanzada AMI». <http://www.selda1.com/9-productos/15-medicion-inteligente> (accedido 16 de noviembre de 2023).
- [38] QUALITROL.QTMS, «Transformer Monitoring System Providing the missing piece in your Condition Based Monitoring platform». Accedido: 16 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: [www.qualitrolcorp.com](http://www.qualitrolcorp.com)
- [39] SERVERON, «Protect Transformer Assets On-line DGA Analysis Across Your Power Transformer Fleet ®™ SERVERON TM1 on-line DGA monitor ®™ SERVERON TM1 On-line DGA Monitor ®™ SERVERON TM1 on-line DGA monitor ®™», 2015, Accedido: 16 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: [www.serveron.com](http://www.serveron.com)
- [40] WinTech, «WinTECH Software». <https://www.win-tech.com/> (accedido 16 de noviembre de 2023).

## Anexos

### Anexo 1. Diagramas unifilares de SE San Vicente y Atuntaqui de EMELNORTE S.A.

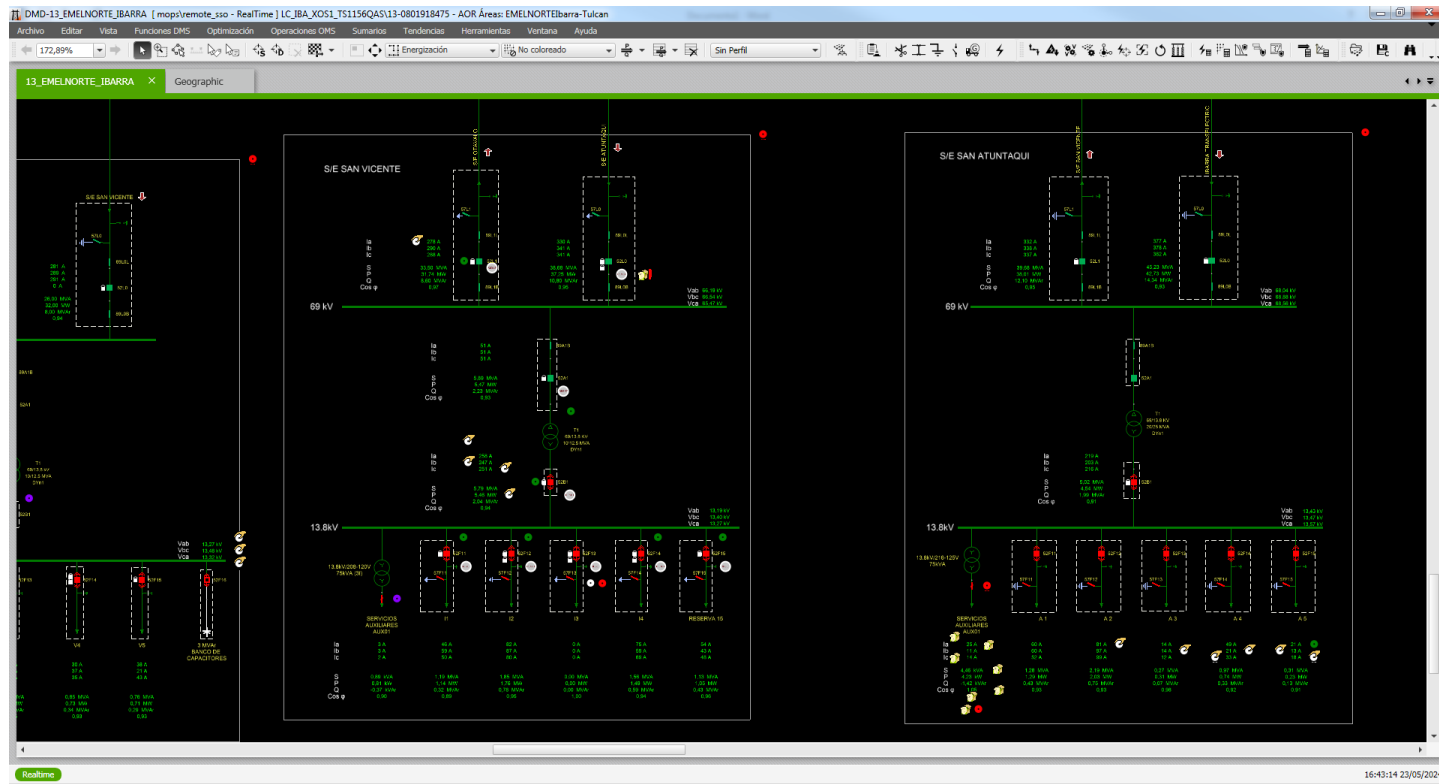


Figura 46. Diagramas unifilares de SE San Vicente y Atuntaqui de EMELNORTE S.A.

Fuente: EMELNORTE S.A



Anexo 2. Diagrama unifilar de SE

San Vicente

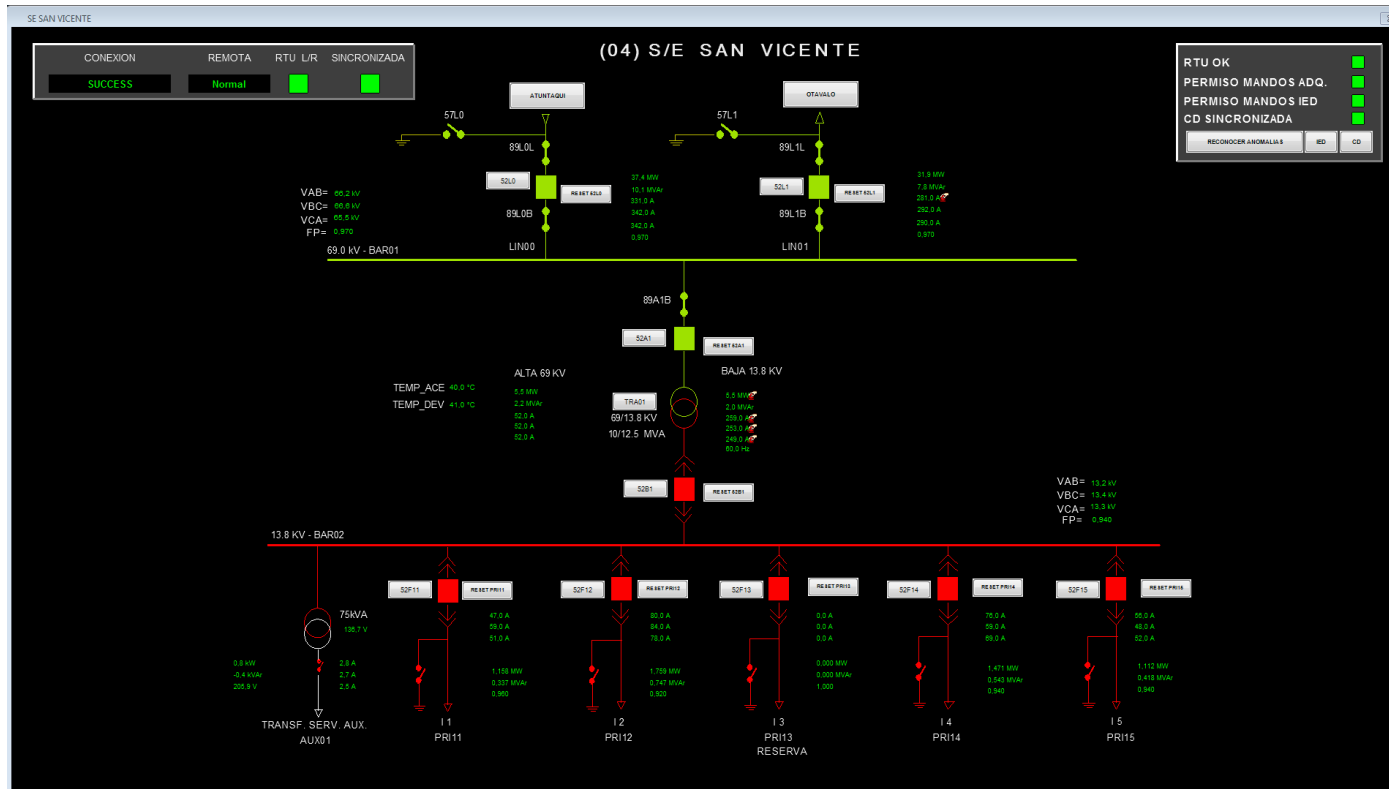


Figura 47. Diagrama unifilar de SE San Vicente

Fuente: EMELNORTE S.A



Anexo 3. Área de Control-Sumario de Alarmas

The screenshot displays the 'Sumario de Alarmas - Areas de Control' interface. It features a main table of active alarms with columns for Time, Substation, Type, Point, RTU, Description, and Comment. A 'MENU SUBESTACIONES' window is open, showing a grid of substation connection statuses (e.g., ALPACHACA, ATUNTAQUI, CAYAMBE) with columns for Connection, Remote, RTU L/R, and Synchronization. A bottom status bar shows the current time as 16:43:13 on 23/05/2024 and a list of recent alarm events.

Time	Subestación	Tipo Disposi	Punto	RTU	Descripción	Comentario
21/05/2024 13:57:39,940	13_31_LA_P		13PY31CGEN01-4_1652B1-INT	13_LA_PL	Interruptor	Valor = Abierto (estado anormal)
21/05/2024 13:52:21,604	13_31_LA_P		13PY31CGEN03-4_1652B3-INT	13_LA_PL	Interruptor	Valor = Abierto (estado anormal)
07/04/2024 12:03:50,000	13_15_TULC		13TU15CPRI15-13_852F15-INT	13_TULCA	Interruptor	Cambio al estado Cerrado no ordenado (estado anormal)
27/03/2024 8:00:41,270	13_02_CAY		13CY02CPRI23-13_8REC83-INT	13_CAYA	Interruptor	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)
21/05/2024 13:57:43,000	13_16_EL_R		13RO16CPRI11-13_852F11-IB	13_EL_RO	Corriente de la Fase B	Value = 0 A (below Low-Low limit value 1.00)
14/05/2024 15:30:04,000	13_06_ATU		13AT06CAUX01-120-89_SAZFP	13_ATUNT	Factor de Potencia Trifásico	Value = 1.39681601524353 (above High limit value 1.00)
14/05/2024 15:30:04,000	13_06_ATU		13AT06CAUX01-120-89_SAZFPA	13_ATUNT	Factor de Potencia Fase A (Secundaria)	Value = 1.232577085495 (above High limit value 1.00)
14/05/2024 11:02:50,944	13_11_EL_C		13CH11CAUX01-125_CARBATMO	13_EL_CH	Modo Flotación Cargador de Baterías	Valor = Alarma (estado anormal)
14/05/2024 13:54:32,720	13_04_SAN		13SV04CPRI13-13_852F13-DESET	13_SANM	Disyuntor	Cambio al estado no ordenado (estado anormal)

Figura 48. Área de Control-Sumario de Alarmas de Emelnorte S.A.

Fuente: EMELNORTE S.A





**Anexo 4. SEL-735 Specifications**

Tabla 1.  
SEL-735 Specifications

General	
<b>Displays</b>	Customizable three-line or single-line display 5-inch color touchscreen display, 800 480 pixels
<b>AC Current Inputs</b>	Current Class CL2/CL10/CL20, optimized for low-end accuracy Measurement: 0.001–22 A continuous Current Class CL10/CL20, optimized for 100 A fault recording Measurement: 0.005–22 A continuous; 22–100 A symmetrical
<b>AC Voltage Inputs</b>	Revenue: 28–300 V <sub>L-N</sub> , 48–520 V <sub>L-L</sub> Measurement: 5–300 V <sub>L-N</sub> , 9–520 V <sub>L-L</sub> Burden: 10 MΩ
<b>I/O Options</b>	4 digital inputs, 4 digital outputs (solid-state or electromechanical) 4 analog outputs, 4 solid-state digital outputs
<b>Power Quality Options</b>	Basic: 128 MB of memory, 16 channels of LDP, 16 samples per cycle waveform, and 15th-order harmonics Intermediate: 256 MB of memory, 192 channels of LDP, 128 samples per cycle waveform, 270 VSSI summary events, flicker, and 63rd-order harmonics Advanced: Intermediate features and 1 GB of memory, 512 channels of LDP, 512 samples per cycle waveform, 600 VSSI summary events, Wave View, power harmonics, and interharmonics
<b>Processing</b>	AC voltage and current inputs: 512 samples per power system cycle Control processing: half-cycle processing interval
<b>Energy Accuracy (Form 5 and Form 9 Only)</b>	ANSI C12.20 0.1 Accuracy Class IEC 62053-22 Accuracy Class 0.1 S IEC 62053-23 Accuracy Class 2 S
<b>Communications Modes</b>	Up to ten simultaneous communications sessions via EIA-232 serial, EIA-485/EIA-422 multidrop, infrared, and copper or fiber-optic Ethernet
<b>Communications Protocols</b>	SEL ASCII/Compressed ASCII, SEL Fast Operate/Fast Meter, mirrorEd Bits communications, SEL Distributed Port Switch (LMD), Modbus RTU/TCP, DNP3 Serial and LAN/WAN, FTP, TCP/IP, Simple Network Time Protocol (SNTP), IEC 61850, Telnet, Itron MV-90, and IEEE C37.118.1a-2014 synchrophasors
<b>IEEE C37.118.1a-2014 Synchrophasors</b>	Up to 60 messages per second (60 Hz system)
<b>Power Supply</b>	125/250 volt supply: 85–264 Vac (50/60 Hz), 85–275 Vdc 24/48 volt supply: 19–58 Vdc 12/24 volt supply: 9.6–30 Vdc (not available on the color touchscreen meter)



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

## FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

### CARRERA DE ELECTRICIDAD



<b>Frequency and Rotation</b>	60 Hz or 50 Hz system frequency specified at time of order; user-selectable ABC/ACB phase rotation
<b>Operating Temperature</b>	-40°to +85°C (-40°to +185F)
<b>Panel-Mount Dimensions</b>	Standard: 192 mm × 144 mm × 148 mm EXM: 214 mm × 211 mm × 136 mm



**Anexo 5. One Package, Three Flexible Solutions**

Tabla 2.

Ficha de especificaciones técnicas- One Package, Three Flexible Solutions

Three SEL-735 variants provide a meter for any application and any budget. The 5.0" color touchscreen model comes standard with the Advanced PQ and Recording package.

**Table 1 SEL-735 Power Quality and Recording Options**

PQ and Recording	SEL-735 Basic	SEL-735 Intermediate	SEL-735 Advanced
Memory	128 MB	256 MB	1 GB
Max Harmonic Order	15th	63rd	63rd
Interharmonic Quantities	No	No	Yes
Harmonic Angles	No	No	Yes
Power Harmonics	No	No	Yes
<b>Waveform Capture Event Reports</b>			
Samples Per Cycle	16	16, 128	16, 128, 512
Duration (cycles)	15	15–600	15–600
Number of Events	256	33–6,200	101–10,000
COMTRADE Reports	Y	Y	Y
Wave View Oscillography	N	N	Y
<b>Load Profile Recorder</b>			
Recorders x channels	1 x 16	12 x 16	32 x 16
Acquisition rates	1–120 minutes	3–59 s, 1–120 minutes	3–59 s, 1–120 minutes
<b>Storage duration for 10 minute interval data</b>			
16 channels	10 years	20 years	20 years
192 channels	N/A	1.5 years	9.5 years
512 channels	N/A	N/A	3.5 years
<b>Voltage Sag, Swell, Interruption (VSSI) Recorder</b>			
Typical number of summary events	260	260	600
Number of detailed rows	60,000	60,000	130,000
Minimum disturbance duration	1/4 cycle	1/4 cycle	1/4 cycle
Sampling rate	4 samples/cycle–1 sample/day, adaptive	4 samples/cycle–1 sample/day, adaptive	4 samples/cycle–1 sample/day, adaptive
<b>Sequential Events Recorder</b>			
Number of events	> 80,000	> 80,000	> 80,000



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Number of channels monitored	≤ 72	≤ 72	≤ 72
------------------------------	------	------	------

**Table 2 SEL-735 Compliance With IEC 61000-4-30 Power Quality Standard**

“A” in the table refers to IEC 61000-4-30:2015 Class A compliance<sup>a</sup>

IEC 61000-4-30 Requirement	SEL-735 Basic PQ	SEL-735 Intermediate PQ	SEL-735 Advanced PQ
<b>General</b>			
150/180-cycle, 10-min. aggregation	–	A	A
2-hour aggregation	–	A	A
Real-time clock uncertainty	A	A	A
<b>Power Quality Parameters</b>			
Power frequency	A	A	A
Magnitude of the supply voltage	A	A	A
Flicker	–	A (10 min, 2 hr updates)	A (1 min, 10 min, 2 hr updates)
Supply voltage interruptions, dips, and swells	A	A	A
Supply voltage unbalance	A	A	A
Voltage harmonics	A	A	A
Voltage interharmonics	–	–	A
Magnitude of current	A	A	A
Harmonic currents	A	A	A
Interharmonic currents	–	–	A
Current unbalance	A	A	A

<sup>a</sup> For additional IEC 61000-4-30 testing and measurement details, see Section 5: Metering in the SEL-735 Instruction Manual.



**Anexo 6. SEPAM 80**

Tabla 3.

Modbus Communication de Relé SEPAM 80

*Modbus communication*      **Addresses in direct-access mode**



**Residual current**

*On Sepam 2000, measured and calculated residual currents are exclusive, i.e. they have the same Modbus address. On Easergy Sepam series 80, the two values may both exist: the compatible address is used for the calculated value and the new address is used for the measured value.*

**Number of starts / Inhibit time**

*On Sepam 2000, these two values are exclusive and use the same Modbus address. They are differentiated by the sign. On Easergy Sepam series 80, the two values may both exist, the compatible address is used for the number of starts and the new address is used for the inhibit time.*

**Metering zone x 1**

Metering zone x 1	Address	Read	Write	Format	Unit	Config.
Phase current I1	FA00	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Phase current I2	FA01	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Phase current I3	FA02	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Peak demand current IM1	FA03	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Peak demand current IM2	FA04	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Peak demand current IM3	FA05	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Phase-to-phase voltage U21	FA06	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Phase-to-phase voltage U32	FA07	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Phase-to-phase voltage U13	FA08	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Frequency f	FA09	3, 4	-	16NSA	0.01 Hz	yes
Active power P	FA0A	3, 4	-	16O	1 kW	yes
Reactive power Q	FA0B	3, 4	-	16O	1 kvar	yes
Power factor cos φ	FA0C	3, 4	-	16O	0.01	yes
Peak demand active power PM	FA0D	3, 4	-	16NS	1 kW	yes
Peak demand reactive power QM	FA0E	3, 4	-	16NS	1 kvar	yes
Residual current I0Σ	FA0F	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
T1: temperature 1 MET n° 1	FA10	3, 4	-	16O	1°C	yes
T2: temperature 2 MET n° 1	FA11	3, 4	-	16O	1°C	yes
T3: temperature 3 MET n° 1	FA12	3, 4	-	16O	1°C	yes
T4: temperature 4 MET n° 1	FA13	3, 4	-	16O	1°C	yes
T5: temperature 5 MET n° 1	FA14	3, 4	-	16O	1°C	yes
T6: temperature 6 MET n° 1	FA15	3, 4	-	16O	1°C	yes
T7: temperature 7 MET n° 1	FA16	3, 4	-	16O	1°C	yes
T8: temperature 8 MET n° 1	FA17	3, 4	-	16O	1°C	yes
T9: temperature 1 MET n° 2	FA18	3, 4	-	16O	1°C	yes
T10: temperature 2 MET n° 2	FA19	3, 4	-	16O	1°C	yes
T11: temperature 3 MET n° 2	FA1A	3, 4	-	16O	1°C	yes
T12: temperature 4 MET n° 2	FA1B	3, 4	-	16O	1°C	yes
Thermal capacity used	FA1C	3, 4	-	16NS	%	yes
Number of starts	FA1D	3, 4	-	16NS	1	yes
Phase current I'1	FA1E	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Phase current I'2	FA1F	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Phase current I'3	FA20	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Residual current I'0Σ	FA21	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Phase-to-neutral voltage V1	FA22	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Phase-to-neutral voltage V2	FA23	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Phase-to-neutral voltage V3	FA24	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Residual voltage V0	FA25	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Residual current I0	FA26	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Phase-to-phase voltage U'21	FA27	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Phase-to-phase voltage U'32	FA28	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Phase-to-phase voltage U'13	FA29	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Phase-to-neutral voltage V'1	FA2A	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Phase-to-neutral voltage V'2	FA2B	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Phase-to-neutral voltage V'3	FA2C	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Residual voltage V'0	FA2D	3, 4	-	16NS	1 V	yes
Residual current I'0	FA2E	3, 4	-	16NS	0.1 A	yes
Inhibit time	FA2F	3, 4	-	16NS	1 min.	yes



## Anexo 7. Especificaciones Técnicas de Qualitrol

Tabla 4.

Ficha de especificaciones técnicas del Qualitrol TM1-TQ1

TECHNICAL SPECIFICATIONS			
<b>DGA Method:</b> Solid-state H <sub>2</sub> sensor immersed directly in the oil		Accuracy	Repeatability
	Hydrogen (H <sub>2</sub> )	±15% or ±20 ppm	±5% or ±10 ppm
		Range <sup>1</sup>	
		20 – 10,000 ppm	
1) Lower Detection Limit 20 ppm			
<b>Additional Monitoring Options (Optional)</b>		Accuracy	Range
	Moisture-In-Oil	±5%	0-100% RS
	Oil Temperature	±2°C (typically)	-40°C to +120°C
<b>Gas Analysis Parameters</b>	Oil Sampling Rate	Continuous oil sampling; gas analysis is reported every 30 minutes	
	Data Management	Data is date and time stamped; up to five years of data is stored in memory	
<b>Display</b>	Integrated display of H <sub>2</sub> Level, H <sub>2</sub> Rate of Change (ROC), Moisture (optional) and Service Codes.		
<b>Alarms</b>	Relay Contact Ratings	Max switched Power 100 W or 600 VA, Max switched Current 3 A, Max switched Voltage 150 VDC or 300 VAC	
	3 DGA Relays	Three (3) programmable alarm relays for H <sub>2</sub> Level (ppm), H <sub>2</sub> Rate of Change (ROC) (ppm/day), and optional Moisture	
	2 Alarm Relay	Two (2) alarm relays for power and service status	
<b>External Inputs</b>	Digital Inputs	RS232 for configuration utility and diagnostics; USB Mini B for direct connection with computer or USB Thumb Drive	
	Analog Inputs	Two (2) analog 4-20 mA inputs for optional moisture probe	



TECHNICAL SPECIFICATIONS			
<b>Communications</b>	Standard Interfaces	RS232 / 485, USB 2.0, Three (3) analog 4-20 mA outputs for H <sub>2</sub> Level, H <sub>2</sub> Rate of Change (ROC) and optional Moisture	
	Supported Protocols	DNP3 and Modbus	
<b>Environmental Specifications</b>	Operating Temperature	-50°C to +55°C	
	Oil Temperature	-20°C to +105°C	
	Oil Inlet Pressure	0 to 100 psi (0 to 7 bar)	
<b>Physical Specifications</b>	Product Dimensions	HxWxD: 9.2 in x 9.9 in x 12.3 in (23.4 cm x 25.1 cm x 31.2 cm)	
	Product Weight	9 lb (4 kg)	
	Enclosure Rating	NEMA 4X, IP66	
<b>Input Power Requirements</b>	Voltage	100 - 240 VAC	
	Frequency	50/60 Hz	
	Current	0.8 A max.	
<b>Radiated and Conducted Emissions</b>		Specification	Test Method
	Radiated Emissions	EN 61326-1: 2006	CISPR 11:2009 A1:2010 Class A
	Conducted Emissions	EN 61326-1: 2006	CISPR 11:2009 A1:2010 Class A
	Current Harmonics	EN 61000-3-2:2006 A1:2009 A	EN 61000-3-2:2006 A1:2009 Class A
Voltage Fluctuations	EN 61000-3-3:2008	EN 61000-3-3:2008 Class A	
<b>Radiated and Conducted Immunity</b>		Specification	Test Method
	ESD	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-2:2009
	Radiated Immunity	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-3:2006 A2:2010
	EFT	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-4:2004 A1:2010
	Surge	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-5:2006
	Conducted RF Immunity	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-6:2009
	Magnetic Field Immunity	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-8:2010
	Voltage Dips & Interrupts	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-11:2004
Vibration	IEC 60255-21-1		
<b>Safety</b>		Specification	
		IEC 61010-1	
		IEC 61010-2-81	
		UL 61010-1 (2nd Edition)	
	CSA-C22.2 No. 61010-1-04		



## Anexo 8. Código de PLC de señales de Transformador de potencia.

```
//-----
//Script creado el : May 28, 2021
//
// Descripción :
// CONTROL DE MANDO DEL TRAF0
int a,b,c;

a=TRAF0_ABRIR.getIntValue();
b=TRAF0_CERRAR.getIntValue();
c=TRAF0_RESET.getIntValue();

if(a==1)
{ST87_HMI_O.write(1);}
if(b==1)
{ST87_HMI_C.write(1);}
if(c==1)
{ST87_HMI_R.write(1);}

//CONTROL DE MANDO DE SALIDA1
int a1,b1,c1;

a1=I1_ABRIR.getIntValue();
b1=I1_CERRAR.getIntValue();
c1=I1_RESET.getIntValue();

if(a1==1)
{SOUT1_HMI_O.write(1);}
if(b1==1)
{SOUT1_HMI_C.write(1);}
if(c1==1)
{SOUT1_HMI_R.write(1);}

//CONTROL DE MANDO DE SALIDA2
int a2,b2,c2;

a2=I2_ABRIR.getIntValue();
b2=I2_CERRAR.getIntValue();
c2=I2_RESET.getIntValue();

if(a2==1)
{SOUT2_HMI_O.write(1);}
if(b2==1)
{SOUT2_HMI_C.write(1);}
if(c2==1)
{SOUT2_HMI_R.write(1);}

//CONTROL DE MANDO DE SALIDA 3
int a3,b3,c3;

a3=I3_ABRIR.getIntValue();
```





```

b3=I3_CERRAR.getIntValue();
c3=I3_RESET.getIntValue();

if(a3==1)
{SOUT3_HMI_O.write(1);}
if(b3==1)
{SOUT3_HMI_C.write(1);}
if(c3==1)
{SOUT3_HMI_R.write(1);}

//CONTROL DE MANDO DE SALIDA 4
int a4,b4,c4;

a4=I4_ABRIR.getIntValue();
b4=I4_CERRAR.getIntValue();
c4=I4_RESET.getIntValue();

if(a4==1)
{SOUT4_HMI_O.write(1);}
if(b4==1)
{SOUT4_HMI_C.write(1);}
if(c4==1)
{SOUT4_HMI_R.write(1);}

//CONTROL DE MANDO DE SALIDA 5
int a5,b5,c5;

a5=I5_ABRIR.getIntValue();
b5=I5_CERRAR.getIntValue();
c5=I5_RESET.getIntValue();

if(a5==1)
{SOUT5_HMI_O.write(1);}
if(b5==1)
{SOUT5_HMI_C.write(1);}
if(c5==1)
{SOUT5_HMI_R.write(1);}

//-----
//Script Created: Jan 12, 2013
// Description:
// Alarmas que vienen por PLC
int a=0,b=0,c=0,d=0,e=0,f=0,g=0,h=0;
boolean z1= false, z11= false, z111= false, ch=false;

a=TP_LOIL_MIN.getIntValue();
b=TP_LOIL_MAX.getIntValue();
c=TP_DEV_AT.getIntValue();
d=TP_DEV_BT.getIntValue();
e=TP_CCONTROL_F.getIntValue();
f=TP_ALIM_PPAL_F.getIntValue();
g=TP_TOIL_H.getIntValue();
h=TP_BUCHOLZ_A.getIntValue();

```



```

if (a==1 || b==1){z1=true;}
if (c==1 || d==1){z11=true;}
if (e==1 || f==1){z111=true;}
PA_TP_LOIL.write(z1);
PA_TP_DEV.write(z11);
PA_TP ALIM.write(z111);

// Alarmas-Disparos SEPAM T87- TRANSFORMADOR 10/12,5 MVA

int a1=0, b1=0,c1=0,d1=0,e1=0,f1=0, g1=0, h1=0, i1=0, r1=0;
boolean z2= false;

a1=T87_P27.getIntValue();
b1=T87_P59.getIntValue();
c1=T87_P81.getIntValue();
d1=T87_P87.getIntValue();
e1=ST87_DEVA_TEMP_HH.getIntValue();
f1=ST87_DEVB_TEMP_HH.getIntValue();
g1=ST87_OIL_TEMP_HH.getIntValue();
h1=ST87_BUCHOLZ.getIntValue();
i1=ST87_OPRESS_ALV.getIntValue();
r1=ST87_TAPs_F.getIntValue();
if (a1==1 || b1==1 || c1==1 || d1==1 || e1==1 || f1==1 || g1==1 || h1==1 || i1==1 || r1==1 || z1==true || z11==true || z111==true){z2=true;}
PA_TRAFO12MVA.write(z2);

// Alarmas Sobrecorriente SEPAM T87- TRANSFORMADOR 10/12,5 MVA

int j1=0,k1=0,l1=0,m1=0,n1=0,o1=0,p1=0,q1=0;
boolean z22= false;
j1=T87_P5051_U1.getIntValue();
k1=T87_P5051_U2.getIntValue();
l1=T87_P5051_U3.getIntValue();
m1=T87_P5051_U4.getIntValue();
n1=T87_P5051N_U1.getIntValue();
o1=T87_P5051N_U2.getIntValue();
p1=T87_P5051N_U3.getIntValue();
q1=T87_P5051N_U4.getIntValue();
if (j1==1 || k1==1 || l1==1 || m1==1 || n1==1 || o1==1 || p1==1 || q1==1){z22=true;}
PA_GEN138KV.write(z22);

// Comando a PLC para alarma Sonora (Chicharra)

if (a1==1 || b1==1 || c1==1 || d1==1 || e1==1 || f1==1 || g1==1 || h1==1 || i1==1 || j1==1 || k1==1 || l1==1 || m1==1 || n1==1 || o1==1 || p1==1 || q1==1 || r1==1){ch=true;}
if (sa1==1 || sb1==1 || sc1==1 || sd1==1 || se1==1 || sf1==1 || sg1==1){ch=true;}
if (sa2==1 || sb2==1 || sc2==1 || sd2==1 || se2==1 || sf2==1 || sg2==1){ch=true;}

```



```

if (sa3==1 || sb3==1 || sc3==1 || sd3==1 || se3==1 || sf3==1 || sg3==1
){ch=true;}
if (sa4==1 || sb4==1 || sc4==1 || sd4==1 || se4==1 || sf4==1 || sg4==1
){ch=true;}
if (sa5==1 || sb5==1 || sc5==1 || sd5==1 || se5==1 || sf5==1 || sg5==1
){ch=true;}
if (sa6==1 || sb6==1 || sc6==1 || sd6==1 || se6==1 || sf6==1 || sg6==1
){ch=true;}
SIRENA.write(ch);

// Reflejo de cada una de las alarmas de SEPAM para PLC y logica de
chicharra

int t1=0,t2=0,t3=0,t4=0,t5=0,t6=0,t7=0,t8=0,t9=0,t10=0;
int t11=0,t12=0,t13=0,t14=0,t15=0,t16=0,t17=0,t18=0,t19=0,t20=0;
int t21=0,t22=0,t23=0,t24=0,t25=0,t26=0,t27=0,t28=0,t29=0,t30=0;
int t31=0,t32=0,t33=0,t34=0,t35=0;
// Complemento segun visita 7MAR2013
int t36=0,t37=0,t38=0,t39=0,t40=0;
int t41=0,t42=0,t43=0,t44=0,t45=0,t46=0,t47=0,t48=0,t49=0,t50=0;
int t51=0,t52=0,t53=0,t54=0,t55=0,t56=0,t57=0,t58=0, t59=0, t60=0;

t1=T87_P5051_U1.getIntValue();
t2=T87_P5051_U2.getIntValue();
t3=T87_P27.getIntValue();
t4=T87_P59.getIntValue();
t5=T87_P81.getIntValue();
t54=T87_P87.getIntValue();

t6=S1_P5051_U1.getIntValue();
t7=S1_P5051_U2.getIntValue();
t8=S1_P27.getIntValue();
t9=S1_P59.getIntValue();
t10=S1_P81.getIntValue();

t11=S2_P5051_U1.getIntValue();
t12=S2_P5051_U2.getIntValue();
t13=S2_P27.getIntValue();
t14=S2_P59.getIntValue();
t15=S2_P81.getIntValue();

t16=S3_P5051_U1.getIntValue();
t17=S3_P5051_U2.getIntValue();
t18=S3_P27.getIntValue();
t19=S3_P59.getIntValue();
t20=S3_P81.getIntValue();

t21=S4_P5051_U1.getIntValue();
t22=S4_P5051_U2.getIntValue();
t23=S4_P27.getIntValue();
t24=S4_P59.getIntValue();
t25=S4_P81.getIntValue();

```



```

t26=S5_P5051_U1.getIntValue();
t27=S5_P5051_U2.getIntValue();
t28=S5_P27.getIntValue();
t29=S5_P59.getIntValue();
t30=S5_P81.getIntValue();

t36=T87_P5051_U3.getIntValue();
t37=T87_P5051_U4.getIntValue();
t38=T87_P5051N_U1.getIntValue();
t39=T87_P5051N_U2.getIntValue();
t40=T87_P5051N_U3.getIntValue();
t41=T87_P5051N_U4.getIntValue();

t42=S1_P5051N_U1.getIntValue();
t43=S1_P5051N_U2.getIntValue();
t44=S2_P5051N_U1.getIntValue();
t45=S2_P5051N_U2.getIntValue();
t46=S3_P5051N_U1.getIntValue();
t47=S3_P5051N_U2.getIntValue();
t48=S4_P5051N_U1.getIntValue();
t49=S4_P5051N_U2.getIntValue();
t50=S5_P5051N_U1.getIntValue();
t51=S5_P5051N_U2.getIntValue();
t52=S6_P5051N_U1.getIntValue();
t53=S6_P5051N_U2.getIntValue();
t54=T87_P87_H.getIntValue();
t55=ST87_DEVA_TEMP_HH.getIntValue();
t56=ST87_DEVB_TEMP_HH.getIntValue();
t57=ST87_OIL_TEMP_HH.getIntValue();
t58=ST87_BUCHOLZ.getIntValue();
t59=ST87_OPRESS_ALV.getIntValue();
t60=ST87_TAPs_F.getIntValue();

T87_P5051U1_HMI.write(t1);
T87_P5051U2_HMI.write(t2);
T87_P27_HMI.write(t3);
T87_P59_HMI.write(t4);
T87_P81_HMI.write(t5);
S1_P5051U1_HMI.write(t6);
S1_P5051U2_HMI.write(t7);
S1_P27_HMI.write(t8);
S1_P59_HMI.write(t9);
S1_P81_HMI.write(t10);
S2_P5051U1_HMI.write(t11);
S2_P5051U2_HMI.write(t12);
S2_P27_HMI.write(t13);
S2_P59_HMI.write(t14);
S2_P81_HMI.write(t15);
S3_P5051U1_HMI.write(t16);
S3_P5051U2_HMI.write(t17);
S3_P27_HMI.write(t18);
S3_P59_HMI.write(t19);
S3_P81_HMI.write(t20);

```



```

S4_P5051U1_HMI.write(t21);
S4_P5051U2_HMI.write(t22);
S4_P27_HMI.write(t23);
S4_P59_HMI.write(t24);
S4_P81_HMI.write(t25);
S5_P5051U1_HMI.write(t26);
S5_P5051U2_HMI.write(t27);
S5_P27_HMI.write(t28);
S5_P59_HMI.write(t29);
S5_P81_HMI.write(t30);
S6_P5051U1_HMI.write(t31);
S6_P5051U2_HMI.write(t32);
S6_P27_HMI.write(t33);
S6_P59_HMI.write(t34);
S6_P81_HMI.write(t35);

T87_P5051U3_HMI.write(t36);
T87_P5051U4_HMI.write(t37);
T87_P5051NU1_HMI.write(t38);
T87_P5051NU2_HMI.write(t39);
T87_P5051NU3_HMI.write(t40);
T87_P5051NU4_HMI.write(t41);
S1_P5051NU1_HMI.write(t42);
S1_P5051NU2_HMI.write(t43);
S2_P5051NU1_HMI.write(t44);
S2_P5051NU2_HMI.write(t45);
S3_P5051NU1_HMI.write(t46);
S3_P5051NU2_HMI.write(t47);
S4_P5051NU1_HMI.write(t48);
S4_P5051NU2_HMI.write(t49);
S5_P5051NU1_HMI.write(t50);
S5_P5051NU2_HMI.write(t51);
S6_P5051NU1_HMI.write(t52);
S6_P5051NU2_HMI.write(t53);
T87_P87_H.write(t54);
ST87_DEVA_TEMP_HH_HMI.write(t55);
ST87_DEVB_TEMP_HH_HMI.write(t56);
ST87_OIL_TEMP_HH_HMI.write(t57);
ST87_BUCHOLZ_HMI.write(t58);
ST87_OPRESS_ALV_HMI.write(t59);

```



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**Anexo 9. Direccionamiento de señales Analógicas de Qualitrol QTMS**

v01.08.13
Login: admin
Exit
Language English


Analog

Name	Source	Destination			
1 / 2	IEDQTMS		Go	-	+
			RT(s)	1	Apply Reset
Point name	Source coord	Value	QF	Blocked	Set value
13SV04CQTMS-TM1_GASH2-----	48150:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-TM1_ROCH2-----	48151:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-TM1_HUMEDAD-----	48152:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-TM1_H2OSAT-----	48153:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-TM1_OILTEMP-----	48154:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-STB_ATMP-----	48058:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-STB_PPMHUM-----	48059:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-STB_RHSZUMB-----	48060:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-STB_HUMREL-----	48061:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-STB_TEMP-----	48062:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-QTMS_TEMPACE-----	300:OB30	46	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-QTMS_TEMPDEVAT-----	304:OB30	47	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-QTMS_TEMPDEVRT-----	308:OB30	-24	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**





v01.08.13
Login: admin
Exit
Language English

Analog

IEDQTMS


/ 2
 Go - +
RT(s) 1
Apply
Reset

Point name	Source coord	Value	QF	Blocked	Set value
13SV04CQTMS-----STB-STCOOL-----	48018:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS-----STB-STPOST-----	48019:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS-----STB-MODERR-----	48020:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS-----STB-ERRSENP----	48022:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS-----STB-ERRSENRH---	48023:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS-----STB-ERRCAL-----	48024:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS-----STB-ERRST-----	48027:OB30	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**





v01.08.13
Login: admin
Exit
Language English

### Status

Name	Source IEDQTMS	Destination
1 / 1	Go - +	RT(s) 1
		Apply Reset


Point name	Source coord	Value	QF	Blocked	Set value
13SV04CQTMS----QTMS-ALTTMP----	700:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS----QTMS-ALTTMPAC--	701:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS----QTMS-ALMBUC----	702:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS----QTMS-OILNV----	703:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS----QTMS-ALH2----	704:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS----QTMS-ALROC----	705:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS----QTMS-ALHU----	706:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS----QTMS-ALPWR----	707:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-QTMS_ARRVEN-----	103:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-IEDQTMS--COMDNP----	DIAG:SERV	1	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-IEDQTMS--FPDNP----	DIAG:FAIL	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS-IEDQTMS--MNIDNP----	DIAG:FC1	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set
13SV04CQTMS----QTMS-	712:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	Set





**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**





v01.08.13

Login: admin      Exit      Language English ▾

**Information** →

**Monitoring** →

Status

Command

Analog

Setpoint

**Bins** →

**Network configuration** →

Point name	Source coord	Value	QF	Blocked	Set value
13SV04CQTMS----QTMS-ALTTMP----	700:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS----QTMS-ALTTMPAC--	701:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS----QTMS-ALMBUC----	702:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS----QTMS-OILNV----	703:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS----QTMS-ALH2-----	704:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS----QTMS-ALROC----	705:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS----QTMS-ALHU-----	706:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS----QTMS-ALPWR----	707:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS-QTMS_ARRVEN-----	103:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS-IEDQTMS--COMDNP----	DIAG:SERV	1	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS-IEDQTMS--FPDNP-----	DIAG:FAIL	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS-IEDQTMS--MNIDNP----	DIAG:FC1	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS----QTMS-BKRTM1----	712:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>
13SV04CQTMS----QTMS-BKRSTB----	713:OB01	0	0x00000000	<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Set"/>



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



## ANEXO 10. ACTA DE TRABAJO



**ACTA DE TRABAJO Nro. 1**

<b>Proyecto:</b> Integración de Dispositivos de Medición y Protección Mediante la Implementación de un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) para la Subestación San Vicente.
<b>Tema a tratar:</b> Entrega de pantalla HMI programada para operar y monitorear la subestación San Vicente
<b>Fecha:</b> 24/05/2024

<b>Participantes:</b>		
Nombre	Unidad	Firma
Ing. Jorge Montesdeoca	Departamento Centro de Control	<i>Jorge Montesdeoca</i>
Ing. Diego Imbaquingo	Departamento Centro de Control	<i>Diego Imbaquingo</i>
Ing. Johao Burbano	Departamento de Subestaciones y LST	<i>Johao Burbano</i>
Tnlgo. Xavier Herrera	Personal técnico operativo del Departamento de Subestaciones y LST.	<i>Xavier Herrera</i>
Ing. Hernán Pérez	Director de Tesis	<i>Hernán Pérez</i>
Paulina López	Tesista en el Departamento Centro de Control	<i>Paulina López</i>

<b>Texto del acta:</b>		
Presentación del funcionamiento y del entorno de la interfaz cargada en la pantalla HMI, para su instalación dentro de la subestación San Vicente, verificando que la misma conste de:		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diagrama unifilar de la subestación.</li> <li>• Monitoreo de alimentadores, transformadores de potencia y líneas de subtransmisión.</li> <li>• Control de alimentadores y transformadores.</li> <li>• Monitoreo de alarmas e históricos.</li> </ul>		
<b>Responsabilidades asumidas:</b>		
No.	Descripción	Responsable
1	Responsable de la interfaz y su manejo	Ing. Diego Imbaquingo
2	Equipo de desarrollo	Srta. Paulina López



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD



## ANEXO 11. ACTA DE ENTREGA Y RECEPCIÓN



### ACTA ENTREGA RECEPCIÓN

**TEMA: INTEGRACIÓN DE DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES (SAS) PARA LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE.**

En las instalaciones de la Empresa Regional Norte EMELNORTE "S.A.", en la ciudad de Ibarra el día 30 de mayo de 2024, la Carrera de Electricidad hace la entrega del proyecto "INTEGRACIÓN DE DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES (SAS) PARA LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE" al departamento de Centro de Control – SCADA.

EL trabajo de titulación fue desarrollado de acuerdo con los requerimientos solicitados por los interesados. El desarrollo de la interfaz correspondiente al trabajo de titulación fue realizado por la Srta. Paulina Estefanía López Paredes bajo la supervisión del Ing. Diego Imbaquingo dentro de la empresa.

Productos entregados:

- Ejecutable de la interfaz.
- Manual de configuración.
- Manual de usuario.

Atentamente,

Srta. Paulina López  
Tesisista

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Ing. Diego Imbaquingo  
Analista electrónico SCADA

DEPARTAMENTO CENTRO DE CONTROL -SCADA

Ing. Hernán Pérez Msc.  
Director de Tesis

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Ing. Jorge Montesdeoca  
Jefe de Departamento

DEPARTAMENTO CENTRO DE CONTROL -SCADA





**ANEXO 12.**

# **MANUAL DE USUARIO Y CONFIGURACIÓN**

**Manual de  
Instalación y Uso  
para la Pantalla  
DELTA DOP-W105B  
y Configuración en  
DOPSoft**

<b>1</b>	<b>Introducción</b>
<b>2</b>	<b>Especificaciones Técnicas</b>
<b>3</b>	<b>Instalación Física</b>
<b>4</b>	<b>Conexiones Eléctricas</b>
<b>5</b>	<b>Configuración Inicial de la Pantalla</b>
<b>6</b>	<b>Instalación del Software DOPSoft</b>
<b>7</b>	<b>Configuración y Programación en DOPSoft</b>
<b>8</b>	<b>Carga del Proyecto en la Pantalla</b>
<b>9</b>	<b>Resolución de Problemas Comunes</b>
<b>10</b>	<b>Mantenimiento y Seguridad</b>

## Contenido

1. Introducción .....	6	7.8 Botonera de cambio de estado .....	18
2. Especificaciones Técnicas .....	6	7.9 Configuración de Alarmas .....	18
3. Instalación Física .....	6	7.10 Historial de Alarmas .....	21
4. Conexiones Eléctricas .....	7	7.11 Creación de Usuarios y Contraseña .....	22
5. Configuración Inicial de la Pantalla.....	7	7.12 Acceso Remoto.....	23
6. Instalación del Software DOPSoft; <b>Error! Marcador no definido.</b>		8. Carga del Proyecto en la Pantalla .....	26
7. Configuración y Programación en DOPSoft.....	11	9. Resolución de Problemas Comunes.....	26
7.1 Crear un Nuevo Proyecto.....	11	10. Mantenimiento y Seguridad.....	26
7.2 Configuración de comunicación por Ethernet .....	11		
7.3 Integración de equipos de medición .....	12		
7.4 Integración de relés SEPAM.....	14		
7.5 Diseño de interfaz de usuario arrastrando y soltando componentes como botones, gráficos, y campos de texto. ....	14		
7.6 Creación de Sub-pantalla .....	15		
7.7 Botoneras de maniobras .....	17		

## Índice de Figuras

<b>Figura 1.</b> Pantalla Delta DOP-W105B .....	6
<b>Figura 2.</b> Medidas de pantalla para ser montada .....	6
<b>Figura 3.</b> Esquema de conexión de alimentación y comunicación ...	7
<b>Figura 4.</b> Configuración de IP.....	7
<b>Figura 5.</b> Idioma del instalador en Windows 7 .....	8
<b>Figura 6.</b> Elija la ubicación de instalación.....	8
<b>Figura 7.</b> La barra de progreso muestra que la instalación está completa.....	9
<b>Figura 8.</b> Asistente de instalación del controlador de dispositivo ...	9
<b>Figura 9.</b> Instalación del controlador del dispositivo.....	10
<b>Figura 10.</b> Finalización de instalación de Software .....	10
<b>Figura 11.</b> Ejecución del Software.....	10
<b>Figura 12.</b> Lista de Funciones de archivo .....	11
<b>Figura 13.</b> Selección de modelo de pantalla. ....	11
<b>Figura 14.</b> Conexión Ethernet.....	11
<b>Figura 15.</b> Configuración de dirección IP de Localhost .....	12
<b>Figura 16.</b> Ventana de nuevo proyecto. ....	12
<b>Figura 17.</b> Selección de configuración de dispositivos.....	12
<b>Figura 18.</b> Configuración de nombre de enlace y protocolo de comunicación.....	13
<b>Figura 19.</b> Selección de protocolo de comunicación.....	13
<b>Figura 20.</b> Configuración de un nuevo enlace en pantalla HMI, “Communication Setting” .....	13
<b>Figura 21.</b> Configuración de dispositivos de control Relés.....	14
<b>Figura 22.</b> Diseño de Interfaz de SE San Vicente .....	14
<b>Figura 23.</b> Selección de texto .....	15
<b>Figura 24.</b> Configuración de tipo, tamaño y color de texto .....	15
<b>Figura 25.</b> Configuración de colores .....	15
<b>Figura 26.</b> Creación de nuevo sub-pantalla .....	16
<b>Figura 27.</b> Configuración de sub-pantalla .....	16
<b>Figura 28.</b> Configuración de medidas de sub-pantalla .....	16
<b>Figura 29.</b> Menú de elementos del software.....	17
<b>Figura 30.</b> Configuración de botonera para maniobras .....	17
<b>Figura 31.</b> Programación para accionamiento de relés.....	17
<b>Figura 32.</b> Opción para seleccionar botonera de Multistate Indicator .....	18
<b>Figura 33.</b> Opción de botonera para estados de los relés.....	18
<b>Figura 34.</b> Visualización de dos estados en "Multistate Indicator" .....	18
<b>Figura 35.</b> Configuración de alarmas .....	18
<b>Figura 36.</b> Configuración de Alarmas .....	19



<b>Figura 37.</b> Características para configurar Alarmas .....	19
<b>Figura 38.</b> Direccionamiento del equipo integrado .....	20
<b>Figura 39.</b> Visualización de Alarmas.....	20
<b>Figura 40.</b> Creación de Historial de Alarmas .....	21
<b>Figura 41.</b> Configuración de tabla de historial de alarmas .....	21
<b>Figura 42.</b> Configuración de orden en visualización de tabla de historial de alarmas .....	22
<b>Figura 43.</b> Visualización de tabla de historial de alarmas .....	22
<b>Figura 44.</b> Configuración de nivel de seguridad en usuario y contraseña .....	23
<b>Figura 45.</b> Creación de usuario y contraseña.....	23
<b>Figura 46.</b> Acceso al dispositivo desde un ordenador .....	24
Figura 47. Descargar software RealVNC .....	24
<b>Figura 48.</b> Bandera de activación/desactivación de comunicación.	24
<b>Figura 49.</b> Ingreso de fallas y alarmas de transformador.....	25
<b>Figura 50.</b> Selección de puerto de comunicación para el PLC. ....	25
<b>Figura 51.</b> Ruta de archivo para cargar.....	26
<b>Figura 52.</b> Carga de datos .....	26

## 1. Introducción

La pantalla HMI (Human-Machine Interface) DELTA DOP-W105B es una herramienta poderosa para interactuar con controladores y sistemas industriales. Este manual ofrece una guía completa para la instalación, configuración y uso de esta pantalla, así como el software DOPSoft para la programación de interfaces.



Figura 49. Pantalla Delta DOP-W105B

## 2. Especificaciones Técnicas

**Modelo:** DELTA DOP-W105B

**Tamaño de pantalla:** 10.1 pulgadas

**Resolución:** 1024 x 600 píxeles

**Memoria:** 256 MB RAM, 256 MB Flash

**Interfaz de comunicación:** RS232, RS485, Ethernet, USB

**Alimentación:** 24V DC

## 3. Instalación Física

- Selección del lugar:** Elija un lugar que esté libre de polvo, humedad, y vibraciones excesivas.
- Montaje:** La pantalla puede ser montada en un panel. Utilice el recorte de montaje proporcionado en el manual de usuario del dispositivo para realizar un corte preciso.
- Fijación:** Coloque la pantalla en el recorte y asegúrela usando los sujetadores incluidos.

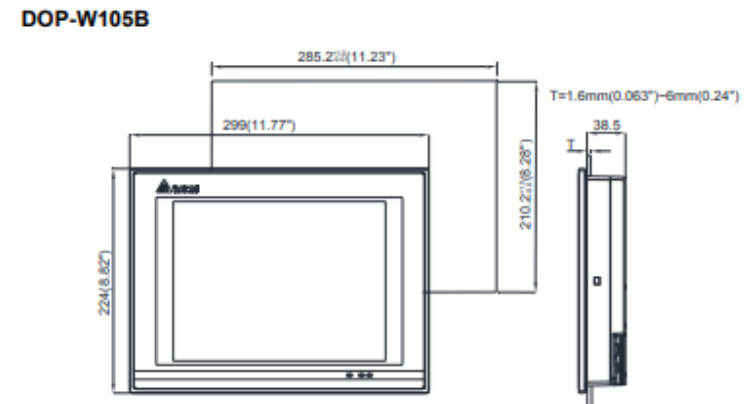


Figura 50. Medidas de pantalla para ser montada

## 4. Conexiones Eléctricas

1. **Alimentación:** Conecte una fuente de 24V DC al terminal de alimentación de la pantalla.
2. **Comunicación:** Utilice los puertos de comunicación adecuados (RS232, RS485, Ethernet) para conectar la pantalla al PLC u otros dispositivos.

DOP-W105B (Rear View)

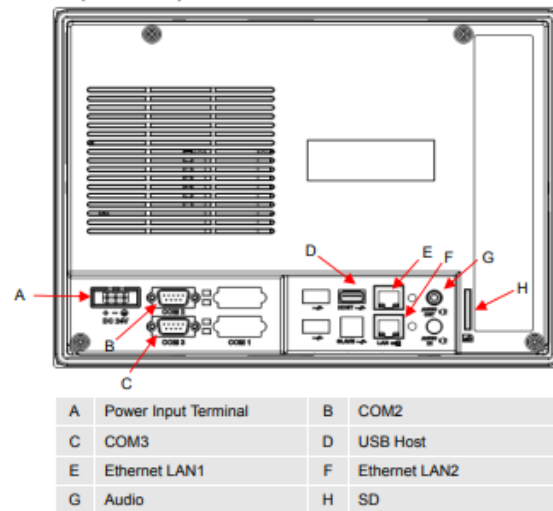


Figura 51. Esquema de conexión de alimentación y comunicación

## 5. Configuración Inicial de la Pantalla

1. **Encendido:** Encienda la pantalla conectando la fuente de alimentación.
2. **Configuración de Red:** Si utiliza Ethernet, configure la dirección IP, máscara de subred y puerta de enlace desde el menú de configuración inicial.

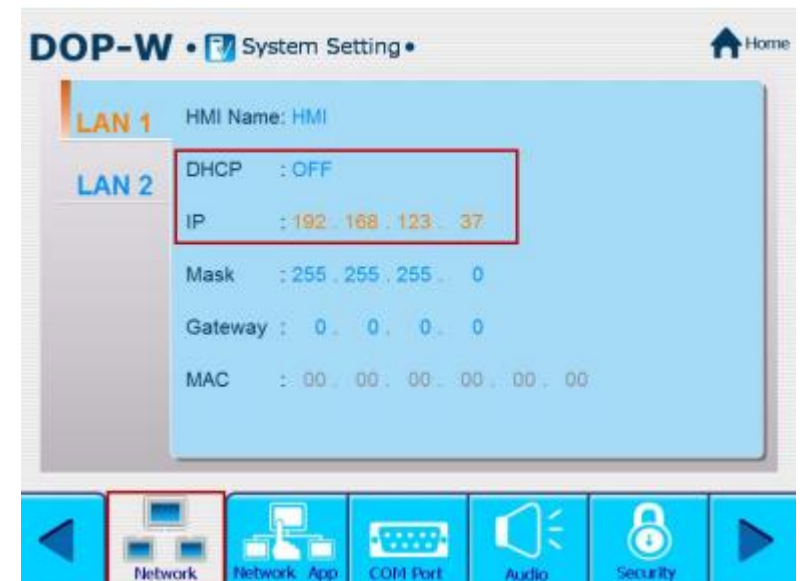


Figura 52. Configuración de IP

## 6. Instalación del Software DOPSoft

- 1. Descarga:** Descargue la versión 2.00.07 de DOPSoft desde el sitio oficial de Delta Electronics.
- 2. Instalación:** Ejecute el instalador y siga las instrucciones en pantalla.

### *Instrucciones de instalación:*

#### **Paso 1:**

Si el software ha sido descargado de internet, se debe hacer doble clic en el ícono del instalador, lo que iniciará el asistente de instalación.

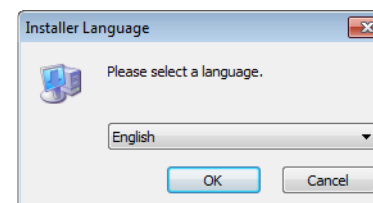
El software tiene compatibilidad con los siguientes sistemas operativos de Microsoft Windows, tanto en versiones de 32 como de 64 bits: XP, Vista, 7, 8/8.1, 10 y 11.

#### **Paso 2:**

Durante este proceso, un asistente proporcionará indicaciones paso a paso sobre las fases o el procedimiento de instalación. Al finalizar cada fase, se presentarán botones como Siguiente, Continuar o Aceptar, en los cuales se debe hacer clic para avanzar.

#### **Paso 3:**

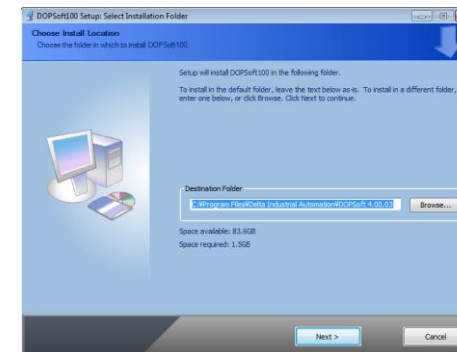
Seleccione el idioma del instalador. Hay cuatro idiomas disponibles: chino tradicional, chino simplificado, inglés y turco. Después de seleccionar el idioma, haga clic en “OK”.



**Figura 53.** Idioma del instalador en Windows 7

#### **Paso 4:**

Haga clic en “Examinar” para seleccionar la ubicación de instalación del software; para utilizar la ubicación predeterminada, haga clic en “Next”.

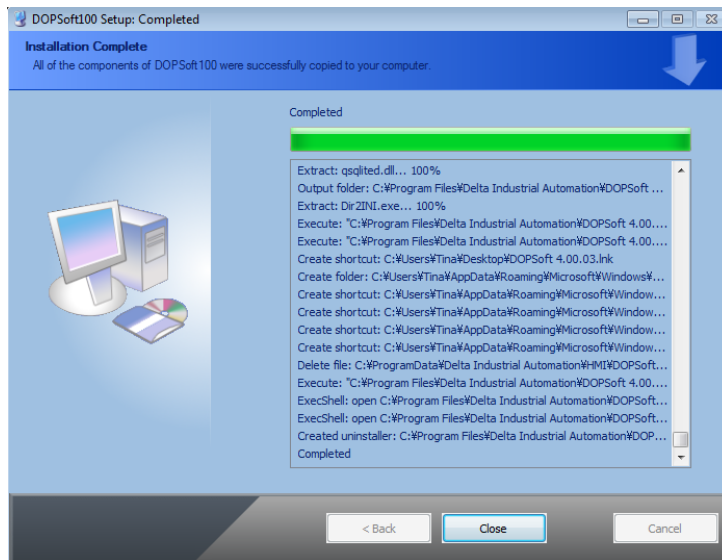


**Figura 54.** Elija la ubicación de instalación

Asegúrese de haber seleccionado la ubicación y haga clic “Next” e “Instalar”. Después de hacer clic en Instalar, el software muestra la barra de progreso de la instalación.

### Paso 5:

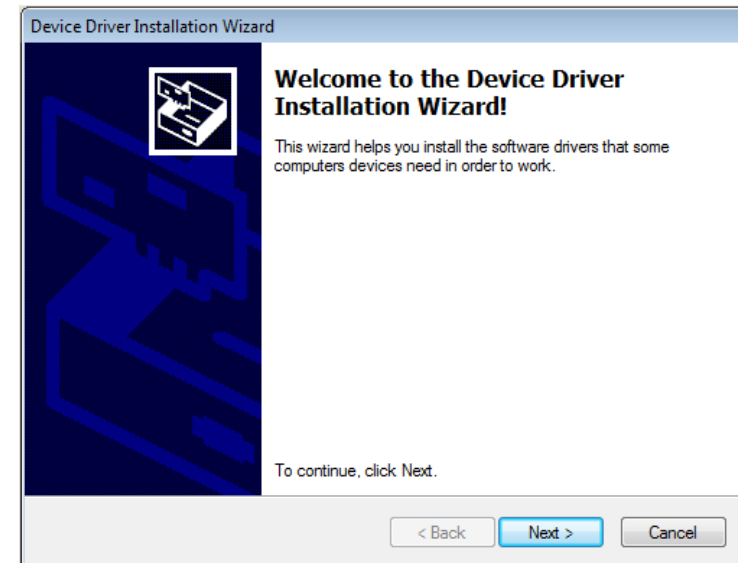
Cuando se completa la instalación, la barra de progreso muestra "Completado". Luego, la PC muestra el controlador del dispositivo para su instalación. Haga clic en “Next” para continuar, como se en la **figura 7**.



**Figura 55.** La barra de progreso muestra que la instalación está completa

### Paso 6:

A continuación culminada la instalación, se abre una ventana de dando finalización, siguiente poner “Next”.



**Figura 56.** Asistente de instalación del controlador de dispositivo

### Paso 7:

Después de realizar el anterior paso se pasa a instalar los drives del programa como se ve en **figura 9**.

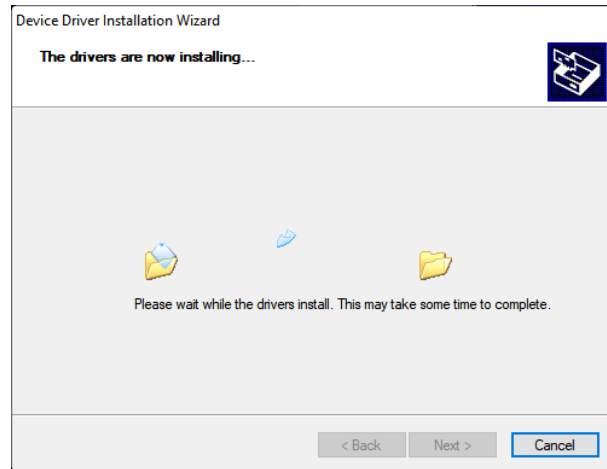


Figura 57. Instalación del controlador del dispositivo

**Paso 8:**

Una vez instalado el controlador, la pantalla muestra el estado de instalación completa. Haga clic en “Finalizar” para cerrar la ventana de instalación del controlador y luego haga clic en “Cerrar” para salir de la pantalla de instalación de DOPSoft. Véase figura 10.



Figura 58. Finalización de instalación de Software

**Paso 9:**

El programa estará listo para su uso y se guardará en la carpeta de Programas del sistema o en la ubicación que se haya seleccionado como destino.

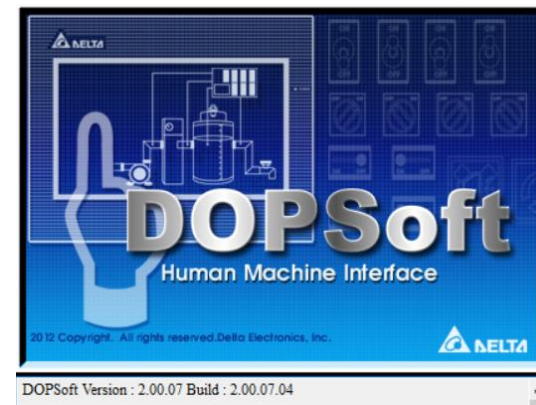


Figura 59. Ejecución del Software

# 7. Configuración y Programación en DOPSoft

## 7.1 Crear un Nuevo Proyecto

- ✓ Abra DOPSoft y seleccione "New"

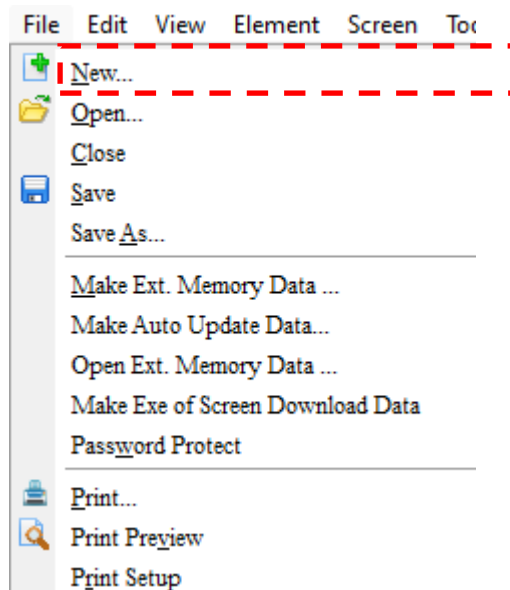


Figura 60. Lista de Funciones de archivo

- ✓ Elija el modelo de la pantalla (DOP-W105B).
- ✓ Configure el nombre del proyecto en "Project Setup"

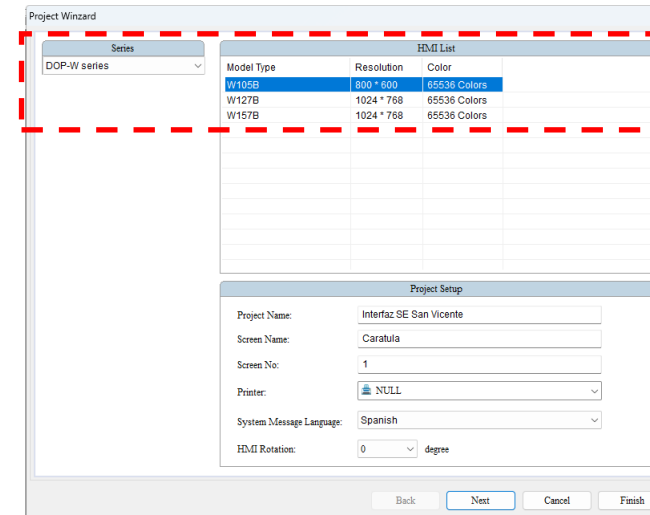


Figura 61. Selección de modelo de pantalla.

Después de completar la configuración básica en "Project Wizard", haga clic en "Siguiente" para ir a Configuración de comunicación, como se muestra en la Figura 13.

## 7.2 Configuración de comunicación por Ethernet

Si está utilizando Ethernet para la comunicación, haga clic en el icono "Ethernet1" para configurar los parámetros del controlador. Haga clic para agregar un enlace Ethernet, figura 14.

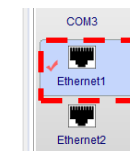
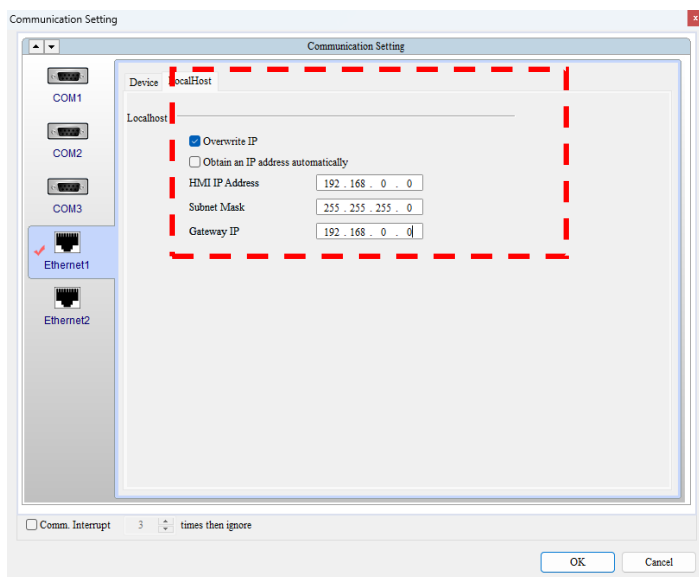


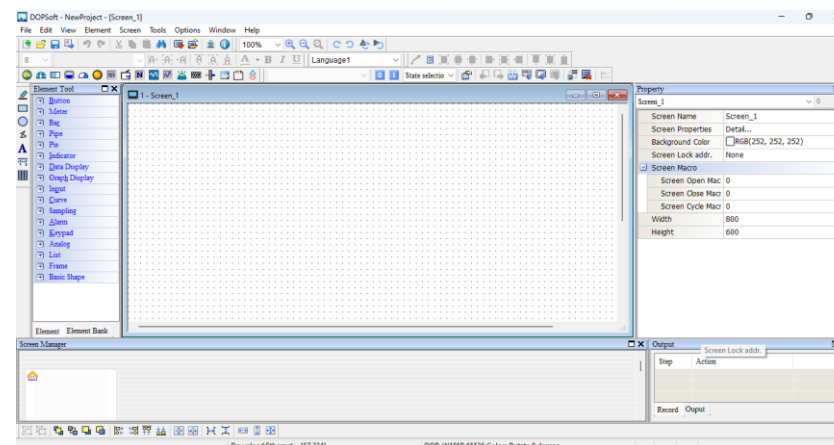
Figura 62. Conexión Ethernet

También puede cambiar a la opción de “*Localhost*” para configurar la dirección IP de “*Localhost*” y habilitar las opciones de red, como se muestra en la **figura 15**.



**Figura 63.** Configuración de dirección IP de Localhost

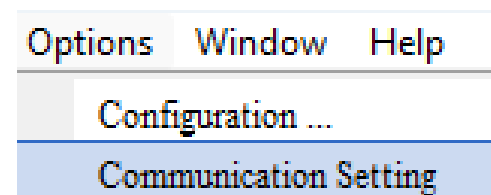
Dentro de esta configuración se ingresa los datos de direccionamiento de IP de la pantalla que están configurado en la **figura 4** y presionar “*OK*” y “*Finish*” y se despliega a un proyecto nuevo, ver **figura 16**.




**Figura 64.** Ventana de nuevo proyecto.

### 7.3 Integración de equipos de medición

Para integrar equipos de medición a la interfaz HMI, para ello, haga clic en “*Options*” y seleccione “*Communications Settings*”, **figura 17**.

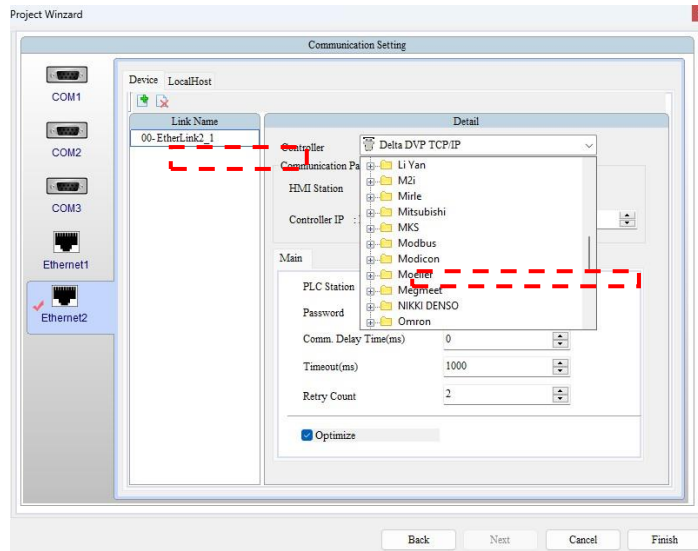


**Figura 65.** Selección de configuración de dispositivos

Seleccionar  para nuevo enlace de comunicación, es posible modificar el nombre del equipo que se va a agregar haciendo doble clic sobre el nombre predeterminado “*EtherLink1\_1*”. Además, al

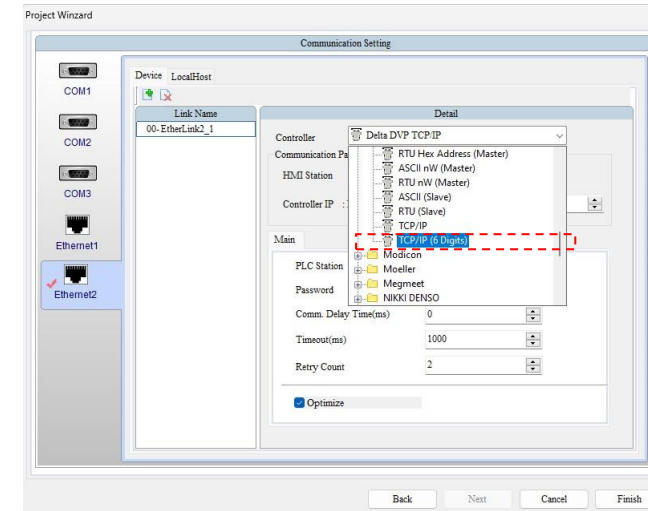


hacer clic en “Controller”, se podrá seleccionar el tipo de comunicación a utilizar. En este caso, se elegirá la opción “Modbus”, véase en **figura 18**.

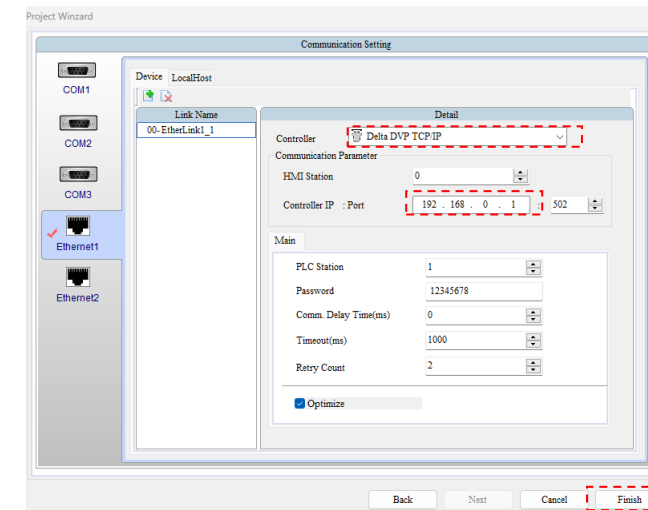


**Figura 66.** Configuración de nombre de enlace y protocolo de comunicación

Se seleccionará la opción TCP/IP (6 Digits), para la lectura de los parámetros eléctricos con protocolo Modbus de los medidores de energía, equipos integrados, véase en **figura 19**.



**Figura 67.** Selección de protocolo de comunicación

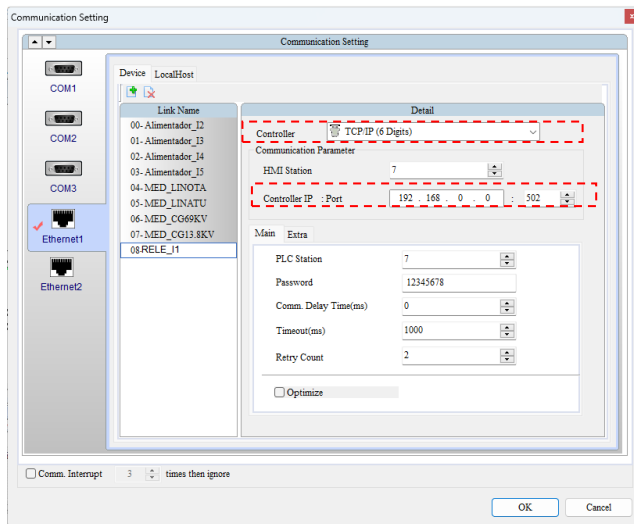


**Figura 68.** Configuración de un nuevo enlace en pantalla HMI, “Communication Setting”

Posteriormente configure el enlace de control con el protocolo “MODBUS” el tipo de comunicación es (TCP/IP 6 dígitos) con dirección IP del controlador IP (192.168.XX.XX) que es el direccionamiento de los medidores como se muestra en **Figura 20**, poner “Finish” para finalizar.

#### 7.4 Integración de relés SEPAM

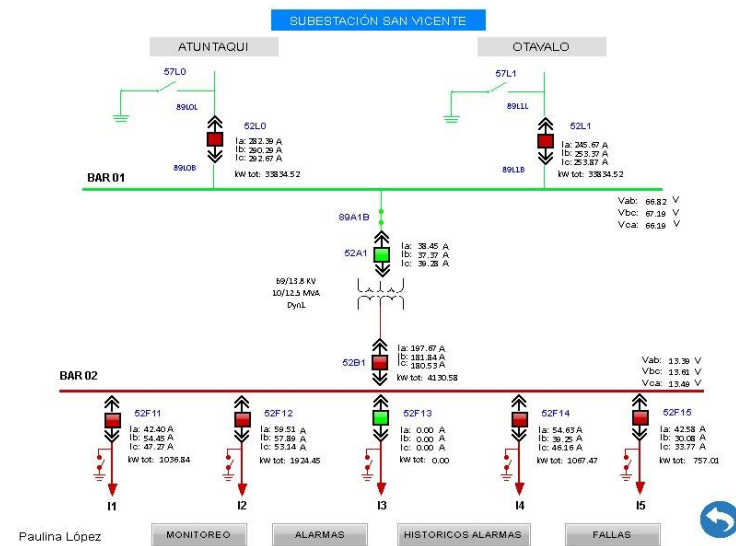
Para la integración de los relés SEPAM, realizar la misma configuración de los medidores direccionando la IP del dispositivo. Siguiendo designar el mismo “HMI Station” con el “PLC Station”, para el direccionamiento correcto del equipo de control, véase figura 21.




**Figura 69.** Configuración de dispositivos de control Relés

#### 7.5 Diseño de interfaz de usuario arrastrando y soltando componentes como botones, gráficos, y campos de texto.

Para crear un nuevo diseño, obtener un nuevo “Screen” el cual se toma cuadros de texto, botoneras, tablas e imágenes para diseñar la interfaz, como se muestra en la Figura 22.



**Figura 70.** Diseño de Interfaz de SE San Vicente

Para agregar cuadros de texto seleccionamos el icono  que se encuentra a lado izquierdo en la barra vertical. Hacemos clic en pantalla principal e insertar el cuadro de texto, véase **figura 23**.

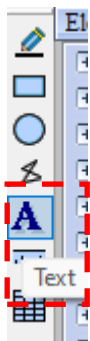


Figura 71. Selección de texto

Para realizar la configuración de tipo, tamaño y color de texto seleccionar “Text, Size, Font, Color”, figura 24.

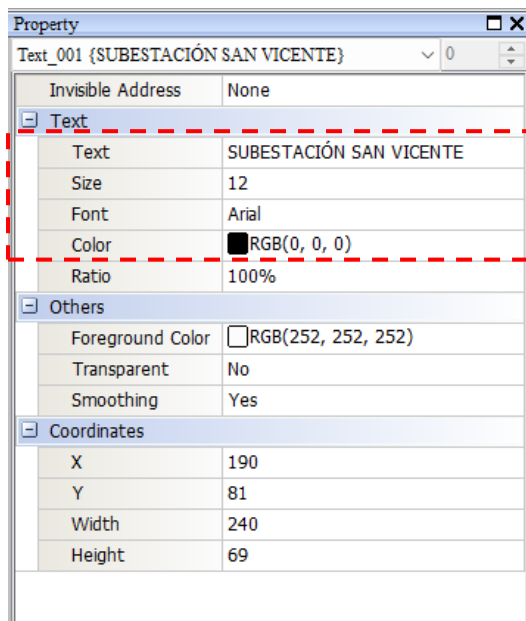


Figura 72. Configuración de tipo, tamaño y color de texto

Para poner fondo en el cuadro de texto seleccionar “Foreground Color”, seleccionar el color de la paleta de “Basic color” o configurar “Color Solid”, véase figura 25.

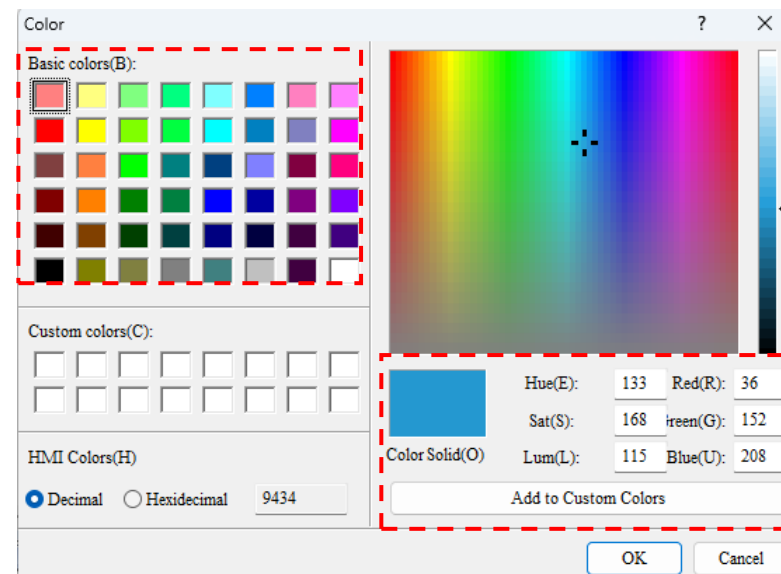
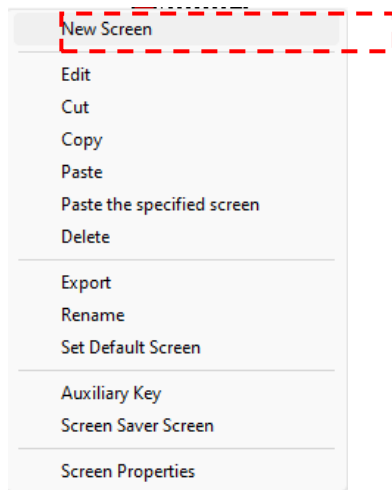


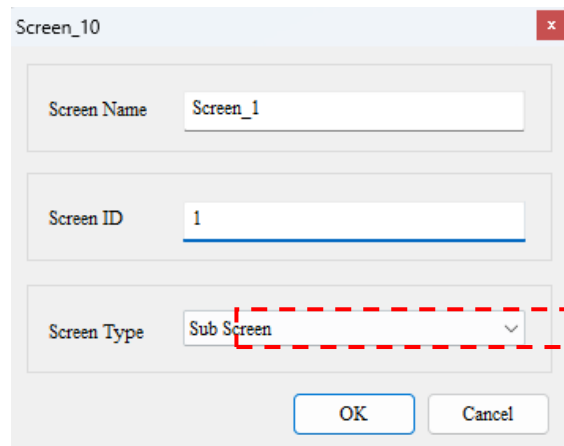
Figura 73. Configuración de colores

## 7.6 Creación de Sub-pantalla

Hacer clic derecho y seleccionar opción “New Screen”. Ver figura 26.



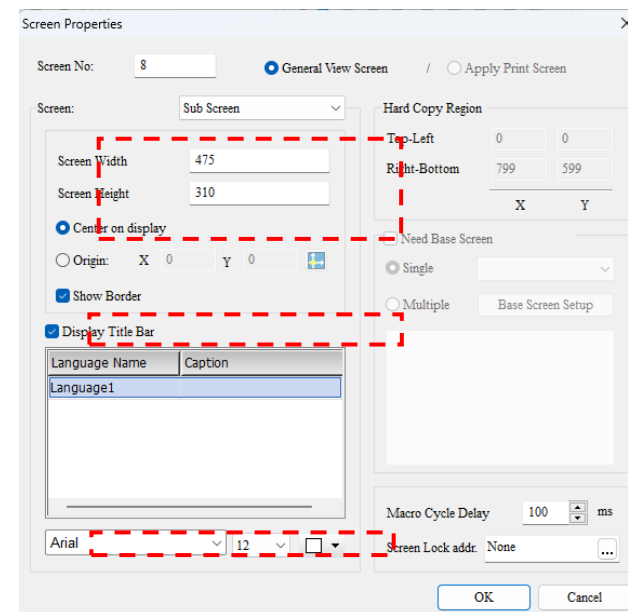
**Figura 74.** Creación de nuevo sub-pantalla



**Figura 75.** Configuración de sub-pantalla

En la siguiente ventana colocamos el nombre y número de pantalla y seleccionamos “Sub Screen” y damos en “OK”.

Para configurar la sub-pantalla realizamos clic derecho y seleccionamos “Screen Properties”, para centrar, tamaño y tipo y medida de letra de la sub-pantalla, véase **figura 27**.



**Figura 76.** Configuración de medidas de sub-pantalla

## 7.7 Botoneras de maniobras

Para la integración de las botoneras de maniobras “*ABRIR, CERRAR, RESET*”, seleccionar el “*Button*”, “*SET*” y arrastrar a la sub-pantalla, hacer doble “*clic*” para configurar la botonera.

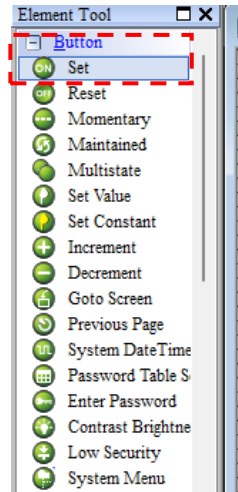



Figura 77. Menú de elementos del software

En la siguiente ventana configurar las siguientes ventanas de “*Main, Text, Picture, Details, Macro, Coordinates*”.

1. Configurar “*Main*” hacer clic en , seleccionar el equipo integrado e ingresar el estado del relé y el tipo de lectura, siguiente “*Enter*”, como se muestra en la **figura 30**.

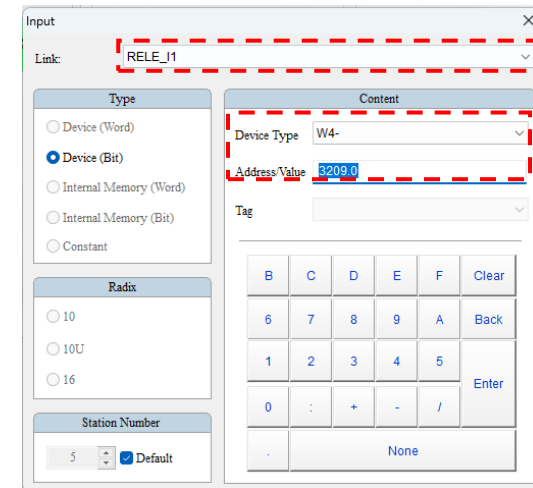


Figura 78. Configuración de botonera para maniobras

Realizar para las botoneras de maniobra “*ABRIR, CERRAR, RESET*” con sus respectivos estados. Seleccionar “*Macro*” e ingresar el código para el accionamiento de las maniobras de estados, véase en **figura 31**.

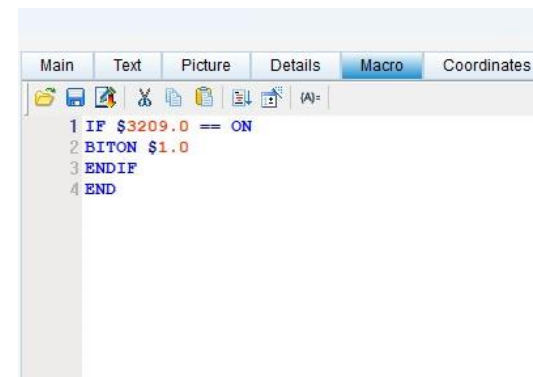


Figura 79. Programación para accionamiento de relés

## 7.8 Botonera de cambio de estado

En la barra de “*Element Tool*” seleccionar “*Indicador*”

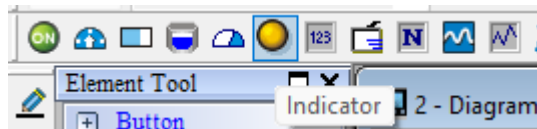


Figura 80. Opción para seleccionar botonera de Multistate Indicator

Seleccionar “*Multistate Indicator*”, para agregar la botonera para visualizar el cambio de estado de los relés. Véase **figura 33, 34**.

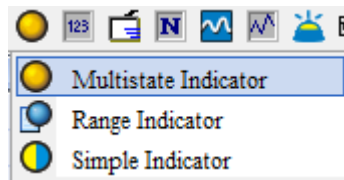


Figura 81. Opción de botonera para estados de los relés

Dentro de esta función podremos hacer el cambio de estado con el “*Multistate Indicator*”, véase la figura 34.

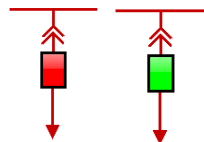


Figura 82. Visualización de dos estados en "Multistate Indicator"

## 7.9 Configuración de Alarmas

Acceder a “*Options*” “*Alarm Setup*”. Véase en **figura 35**.

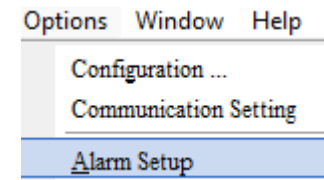


Figura 83. Configuración de alarmas

En la ventana de “*Alarm Setup*” seleccionar el “*Scan Time*” es el tiempo que va a censar las alarmas de (0.5 seconds) a continuación seleccionar “*Hold, Exit screen saber when alarma is trig, CVS Formant*”. En “*Alarm Moving Sign*”, el monitoreo va a ser de intervalos de (50 ms), la demás configuración es dependiendo de las necesidades del usuario como desee ser configurado y visualizado, véase en **figura 36**.

En la parte inferior de la **figura 36**, se puede modificar el tipo de letra y tamaño de la letra para ser visualizado en la parte de históricos de alarma.

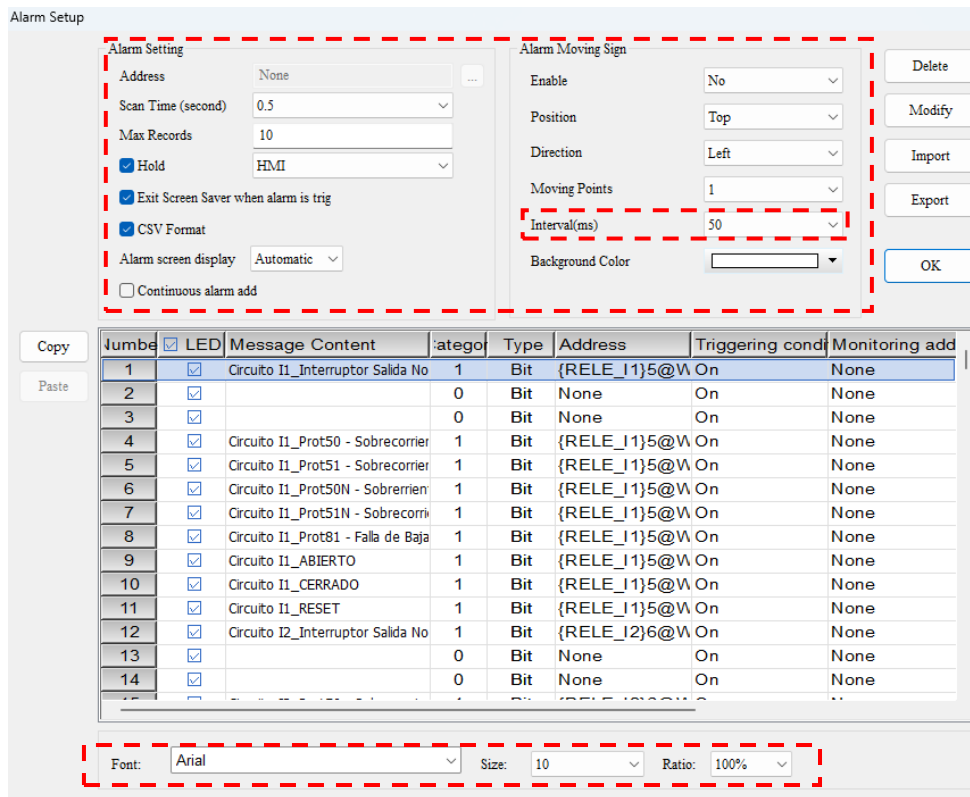



Figura 84. Configuración de Alarmas

A continuación en “*Alarma Setup*”, se observa que existen varias características como, véase en **figura 37**.

- ✓ Number
- ✓ Led
- ✓ Message Content
- ✓ Category

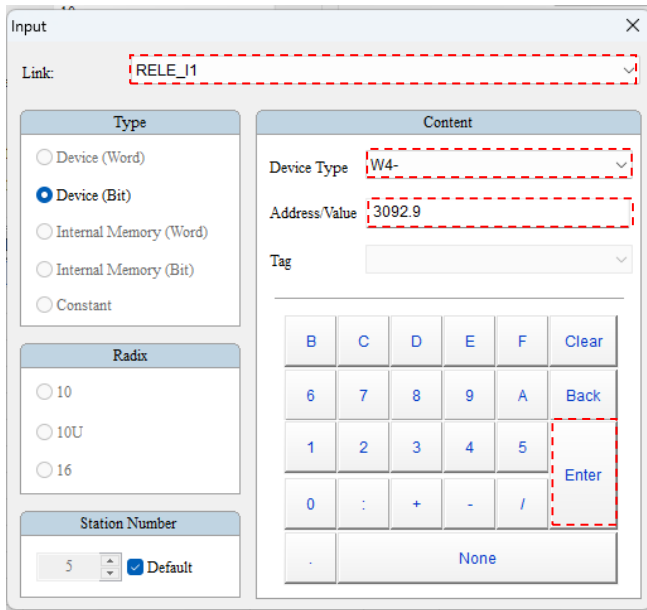
- ✓ Type
- ✓ Address
- ✓ Triggering conditions
- ✓ Monitoring address
- ✓ Text color
- ✓ Alarm screen

Siguiente, en “*Message Content*” hacer clic e ingresar el nombre de la alarma. Siguiente seleccionar “*Category*” seleccionar “*1*” que es al grupo de alarmas que pertenece, “*Byte*” es el tipo de lenguaje, cuando su condición este en alto “*when high*”, el “*Type*” seleccionar “*Bit*”, a continuación en “*Address*”, hacer clic en  y seleccionar la dirección del equipo, véase **figura 37**, como se detalla en la **tabla 1**, agregando el tipo de lectura “*W4*”, y el equipo integrado para direccionar e ir a “*Enter*”, véase **figura 38**.

Numbe	LED	Message Content	:atego	Type	Address	Triggering condi	Monitoring add
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Circuito I1_Interruptor Salida No	1	Bit	{RELE_I1}5@W	On	None
2	<input checked="" type="checkbox"/>		0	Bit	None	On	None
3	<input checked="" type="checkbox"/>		0	Bit	None	On	None

Text color	Alarm screen
RGB(0, 0, 0)	None

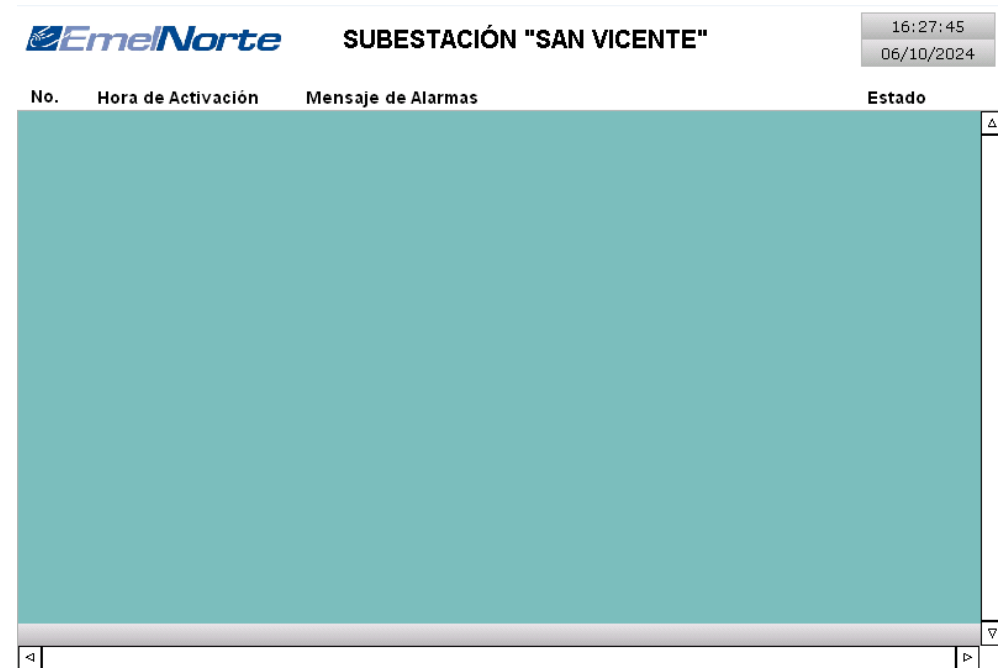
Figura 85. Características para configurar Alarmas



**Figura 86.** Direccionamiento del equipo integrado

**Tabla 17.**  
Tabla de direccionamientos para alarmas de Relés

Scan Group	Device Address	Bit Number
IX	3092	09
IX	3089	06
IX	3089	05
IX	3089	03
IX	3089	02

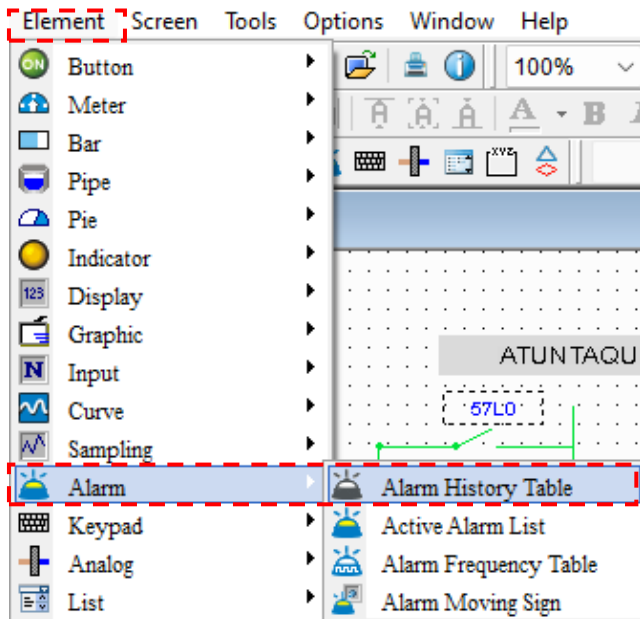


**Figura 87.** Visualización de Alarmas



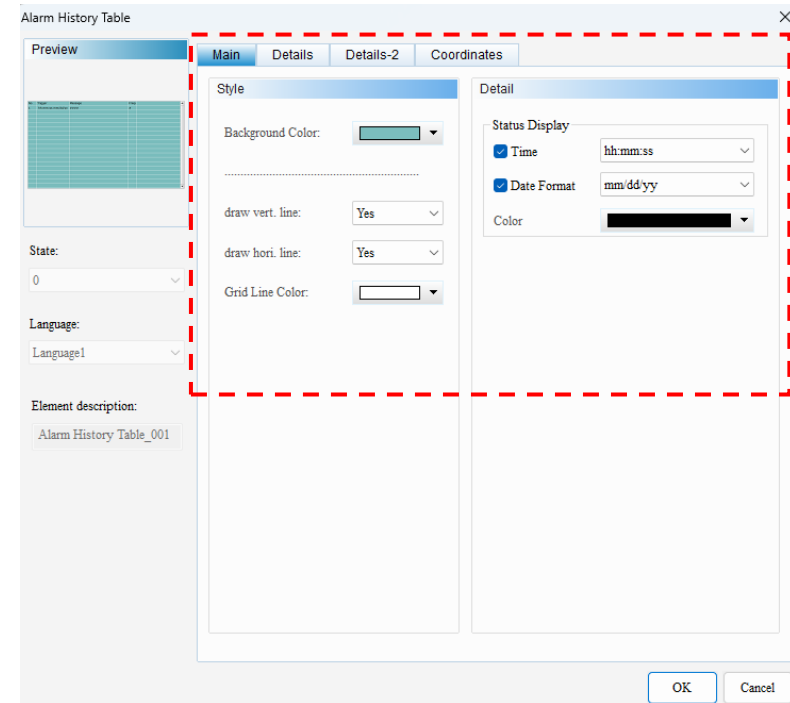
## 7.10 Historial de Alarmas

Seleccionar en la opción de “Element” siguiente “Alarm” y “Alarm History Table”, véase en **figura 39**.



**Figura 88.** Creación de Historial de Alarmas

Siguiente se hace “clic” y “arrastrar” el ratón para insertar la tabla de alarmas, véase **figura 40**. Hacer “doble clic” se abre una ventana el cual detalla las características que se necesiten ser visualizadas dentro del historial de alarmas, tenemos las opciones, véase **figura 41**.



**Figura 89.** Configuración de tabla de historial de alarmas

Opción “*Style*”:

- ✓ Background Color
- ✓ Draw vert. line
- ✓ Draw hori. Line
- ✓ Grid Line Color

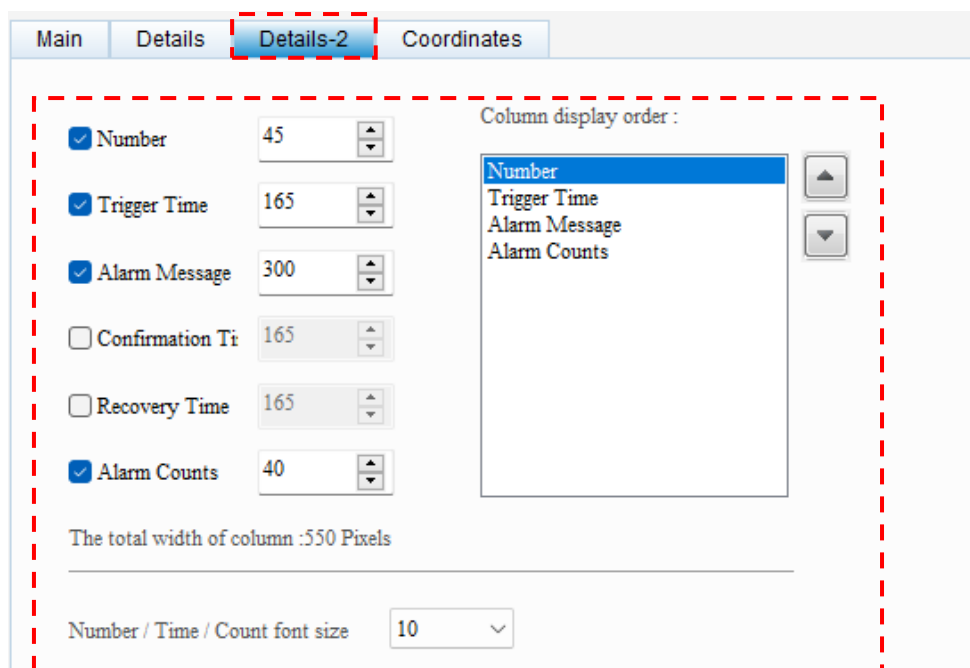
Opción “*Detail*”:

- ✓ Time
- ✓ Data Format
- ✓ Color

En opción “*Details-2*” se configura el tamaño de columnas y se ordena las características dependiendo de la necesidad visual en la pantalla del usuario, véase **figura 42**.

Opción “*Details-2*”

- ✓ Number
- ✓ Trigger Time
- ✓ Alarm Message
- ✓ Confirmation Trigger
- ✓ Recovery Time
- ✓ Alarm Counts



**Figura 90.** Configuración de orden en visualización de tabla de historial de alarmas

No.	Fecha	Hora	Mensaje de Alarmas	Estado
0001	00/00/0000	00:00:00	Circuito 11_Interruptor Salida No.1 Disparado	0
0004	00/00/0000	00:00:00	Circuito 11_Prot50 - Sobrecorriente Instantánea de Fase	0
0005	00/00/0000	00:00:00	Circuito 11_Prot51 - Sobrecorriente Temporizada de Fase	0
0006	00/00/0000	00:00:00	Circuito 11_Prot50N - Sobrerriente Instantánea de Neutro	0
0007	00/00/0000	00:00:00	Circuito 11_Prot51N - Sobrecorriente Temporizada de Neutro	0
0008	00/00/0000	00:00:00	Circuito 11_Prot81 - Falla de Baja Frecuencia	0
0009	00/00/0000	00:00:00	Circuito 11_ABIERTO	0
0010	00/00/0000	00:00:00	Circuito 11_CERRADO	0
0011	00/00/0000	00:00:00	Circuito 11_RESET	0
0012	00/00/0000	00:00:00	Circuito 12_Interruptor Salida No.2 Disparado	0
0015	00/00/0000	00:00:00	Circuito 12_Prot50 - Sobrecorriente Instantánea de Fase	0
0016	00/00/0000	00:00:00	Circuito 12_Prot51 - Sobrecorriente Temporizada de Fase	0
0017	00/00/0000	00:00:00	Circuito 12_Prot50N - Sobrerriente Instantánea de Neutro	0
0018	00/00/0000	00:00:00	Circuito 12_Prot51N - Sobrecorriente Temporizada de Neutro	0
0019	00/00/0000	00:00:00	Circuito 12_Prot81 - Falla de Baja Frecuencia	0
0020	00/00/0000	00:00:00	Circuito 12_ABIERTO	0
0021	00/00/0000	00:00:00	Circuito 12_CERRADO	0
0022	00/00/0000	00:00:00	Circuito 12_RESET	0
0023	00/00/0000	00:00:00	Circuito 13_Interruptor Salida No.3 Disparado	0
0026	00/00/0000	00:00:00	Circuito 13_Prot50 - Sobrecorriente Instantánea de Fase	0
0027	00/00/0000	00:00:00	Circuito 13_Prot51 - Sobrecorriente Temporizada de Fase	0
0028	00/00/0000	00:00:00	Circuito 13_Prot50N - Sobrerriente Instantánea de Neutro	0
0029	00/00/0000	00:00:00	Circuito 13_Prot51N - Sobrecorriente Temporizada de Neutro	0
0030	00/00/0000	00:00:00	Circuito 13_Prot81 - Falla de Baja Frecuencia	0
0031	00/00/0000	00:00:00	Circuito 13_ABIERTO	0

**Figura 91.** Visualización de tabla de historial de alarmas

### 7.11 Creación de Usuarios y Contraseña

Dirigirse a la “*Opción*” en “*Configuración*”, véase **figura** , dirigirse a “*Security*”, véase **figura 44**, es donde de interactúa los niveles de seguridad, el máximo nivel de seguridad al mínimo es de 8 a 0.

El nivel de seguridad nivel 8 tiene la opción de descargar, extraer o actualizar el Fireworks de la pantalla HMI.

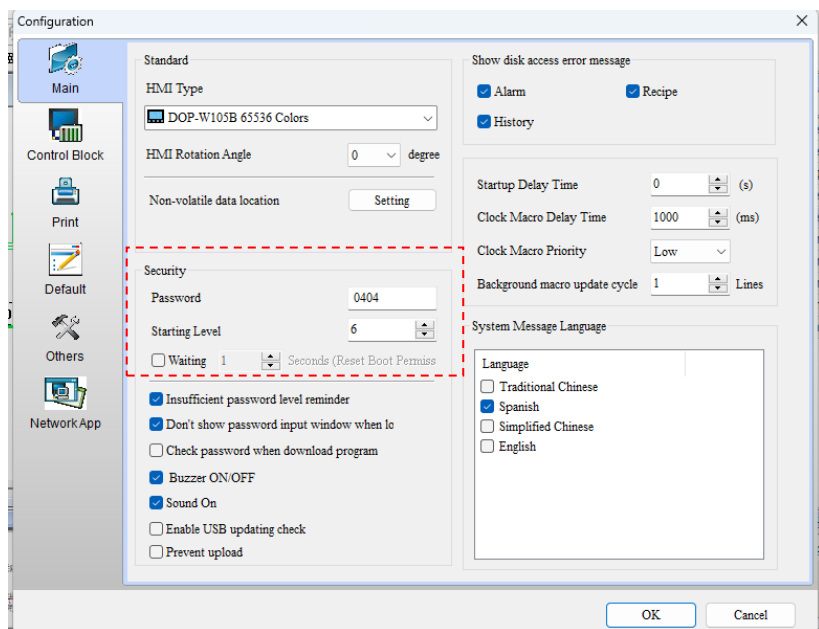


Figura 92. Configuración de nivel de seguridad en usuario y contraseña

En la parte de “Starting Level”, se escoge el nivel de seguridad que desea apartir de la necesidad el usuario, en “Password” indicamos que clave sea diferente agregando de 4 a 8 dígitos

En la siguiente tabla se puede crear o eliminar cuentas en la cual se observa, figura 45.

En “Add” para ingresar nueva contraseña, hacer doble “clic” en “Account” donde se puede ingresar el nombre de usuario y en la “Password” la contraseña que desea ser creada siendo esta numérica o alfanumérica, véase figura 46.

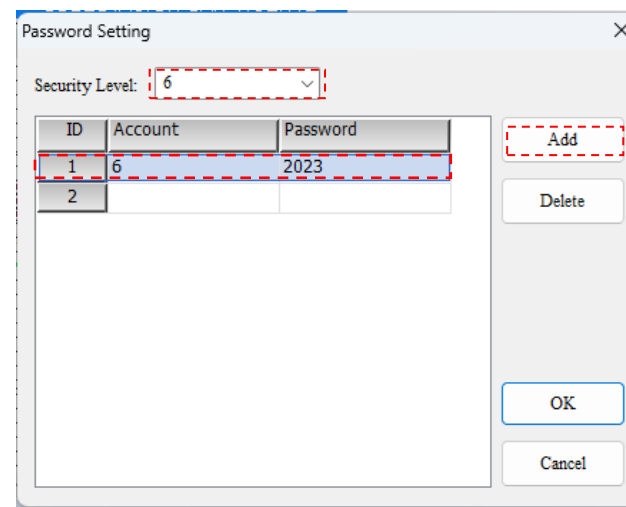


Figura 93. Creación de usuario y contraseña

## 7.12 Acceso Remoto

Para realizar el acceso remoto desde el software Real VNC, instalar el programa que se encuentra de forma gratuita en internet para diferentes sistemas: Windows, macOS, Linux, Raspberry Pi, iOS, Android, Solaris, HP-UX, AIX.

Si tiene RealVNC Viewer posterior instalado, puede conectarse a un PC desde RealVNC Connect Portal.

Inicie sesión en el portal RealVNC Connect , vaya a Acceso al dispositivo > Computadoras y seleccione Conectar junto al dispositivo al que desea conectarse.

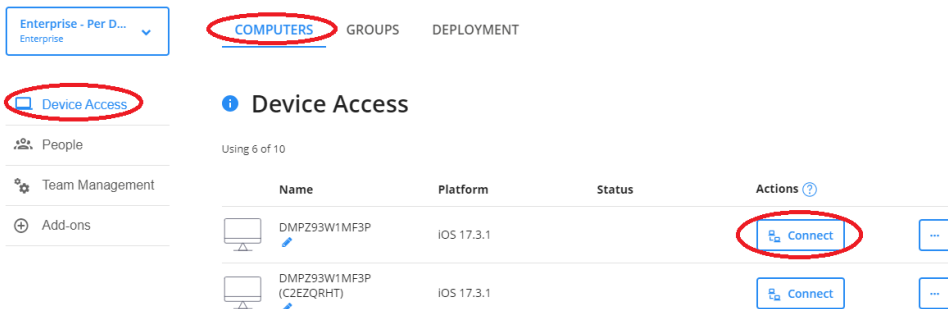


Figura 94. Acceso al dispositivo desde un ordenador

Seleccione **Abrir visor RealVNC**.

Open VNC® Viewer?

<https://manage.realvnc.com> wants to open this application.

Always allow manage.realvnc.com to open links of this type in the associated app

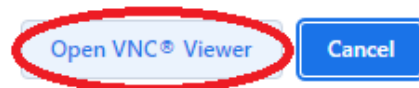


Figura 95. Descargar software RealVNC

Dentro del sitio web del software gratuito, seguir con los pasos de descarga, véase en la **figura 46 y 47**.

## 8 Agregar alarmas y fallas de transformador a HMI

Para el ingreso de alarmas del PLC a HMI, los modelos de las series DOP-W y DOP-100 registran las alarmas en tiempo real, para ingresar tenemos el mapeo del Qualitrol, las señales que se encuentran en el transformador.

Activa/desactiva la comunicación HMI. Para usar el indicador de habilitar/deshabilitar la comunicación, haga clic en “Opciones” “Configuración de comunicación”, seleccione la casilla de verificación Desconectar después de la interrupción de la comunicación y configure los tiempos de reintento. Vea la siguiente **figura 48**.

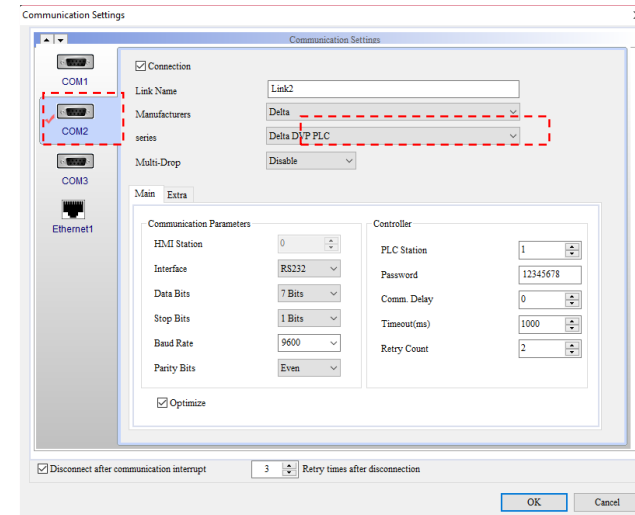
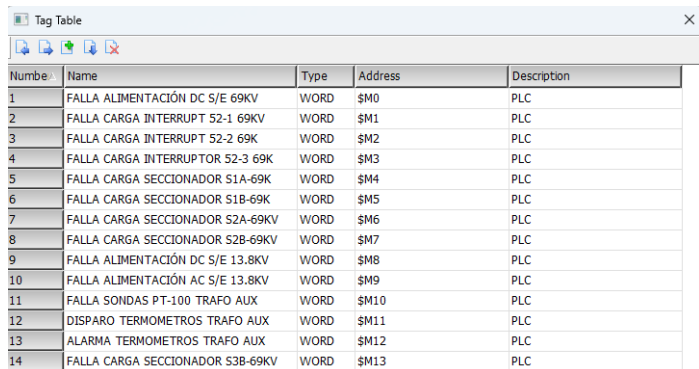


Figura 96. Bandera de activación/desactivación de comunicación.

Se ingresa las fallas y alarmas dentro de la tabla direccionando al PLC, como se muestra en la **figura 49**.



Numero	Name	Type	Address	Description
1	FALLA ALIMENTACIÓN DC S/E 69KV	WORD	\$M0	PLC
2	FALLA CARGA INTERRUPT 52-1 69KV	WORD	\$M1	PLC
3	FALLA CARGA INTERRUPT 52-2 69K	WORD	\$M2	PLC
4	FALLA CARGA INTERRUPTOR 52-3 69K	WORD	\$M3	PLC
5	FALLA CARGA SECCIONADOR S1A-69K	WORD	\$M4	PLC
6	FALLA CARGA SECCIONADOR S1B-69K	WORD	\$M5	PLC
7	FALLA CARGA SECCIONADOR S2A-69KV	WORD	\$M6	PLC
8	FALLA CARGA SECCIONADOR S2B-69KV	WORD	\$M7	PLC
9	FALLA ALIMENTACIÓN DC S/E 13.8KV	WORD	\$M8	PLC
10	FALLA ALIMENTACIÓN AC S/E 13.8KV	WORD	\$M9	PLC
11	FALLA SONDAS PT-100 TRAF0 AUX	WORD	\$M10	PLC
12	DISPARO TERMOMETROS TRAF0 AUX	WORD	\$M11	PLC
13	ALARMA TERMOMETROS TRAF0 AUX	WORD	\$M12	PLC
14	FALLA CARGA SECCIONADOR S3B-69KV	WORD	\$M13	PLC

OK

**Figura 97.** Ingreso de fallas y alarmas de transformador

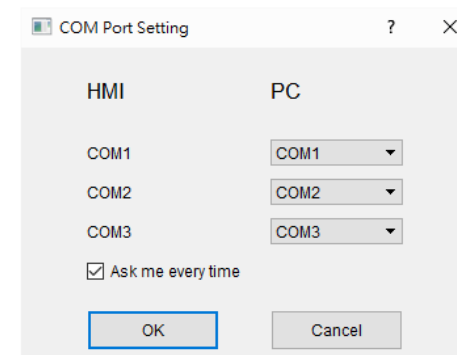
Para la obtención de las fallas del transformador se obtiene la información de la programación del PLC, tomando señales digitales y analógicas que se encuentran programadas para la emisión de fallas y alarmas del transformador.

## 9 Configuración del PLC

### *Simulación en línea*

La simulación en línea consiste en simular la PC como HMI para comunicarse con el PLC. Su manera de comunicación es utilizar el puerto COM de la PC como interfaz de comunicación para

comunicarse con el PLC. Si la comunicación de la simulación en línea es correcta, el PC puede simular el funcionamiento de la HMI. Después de ejecutar la simulación en línea, el software primero compila los datos y comprueba si las pantallas son correctas. Puede ir a “*Herramientas*” “*Simulación en línea*”, usar en la barra de herramientas Diseño.




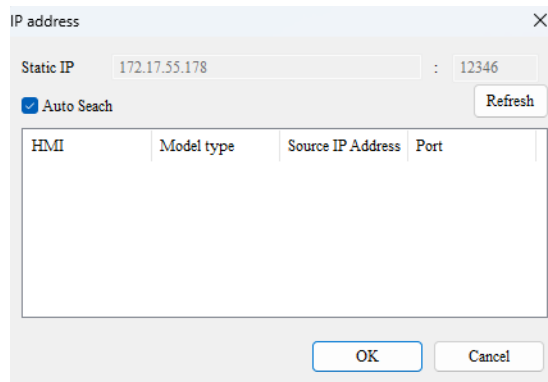
**Figura 98.** Selección de puerto de comunicación para el PLC.

Cuando todas las configuraciones son correctas, la simulación en línea puede iniciar la comunicación con el PLC en nombre de la HMI, véase **figura 50**.

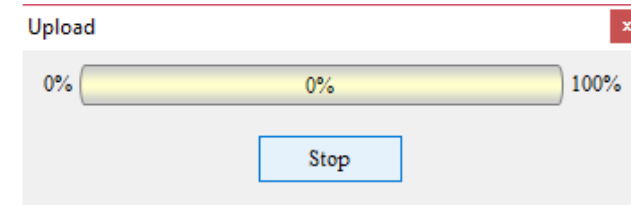
## 8. Carga del Proyecto en la Pantalla

1. **Conexión:** Conecte la HMI al PC mediante Ethernet.
2. **Transferencia**

Después de configurar el archivo y la ruta que se guardarán, seleccione "Transferir Proyecto" , después de configurar el archivo y la ruta que se guardarán, véase en **Figura 14**, los datos de la pantalla comienzan a cargarse hasta llegar al 100%. Elegir la conexión adecuada y envíe el proyecto a la pantalla, también puede hacer clic en Detener para detener la carga de datos, se muestra en **Figura 15**.



**Figura 99.** Ruta de archivo para cargar



**Figura 100.** Carga de datos

## 9. Resolución de Problemas Comunes

### Problema: La pantalla no enciende

- ✓ **Solución:** Verifique la fuente de alimentación y asegúrese de que los cables estén correctamente conectados.

### Problema: No hay comunicación con el PLC

- ✓ **Solución:** Revise los parámetros de comunicación y asegúrese de que coincidan en ambos dispositivos.

## 10. Mantenimiento y Seguridad

1. **Limpieza:** Limpie la pantalla con un paño suave y seco. No use solventes o líquidos corrosivos.
2. **Seguridad:** Asegúrese de que todas las conexiones eléctricas están correctamente aisladas y protegidas contra cortocircuitos.



## **ANEXO 13. PRUEBAS REALIZADAS DE FORMA REMOTA**

[Resultado de monitoreo y control VNC de SE SAN VICENTE](#)







## Recursos y presupuesto

**Tabla 18**

Resumen de recursos y presupuesto por rubro.

	P. Unitario [USD]	Cantidad	Total [USD]
<b>Gastos tesis</b>			
Impresiones Color	0,25	100	25
Impresiones B y N	0,05	200	10
Recursos tecnológicos	25	8	200
Otros Materiales	25	1	25
<b>Visitas a campo</b>			
<b>Extras</b>			
Gastos imprevistos	26	1	26
<b>TOTAL [USD]</b>			<b>286</b>