

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



**TEMA:**

**INTEGRACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN MEDIANTE  
LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE  
SUBESTACIONES LOCAL PARA LA SUBESTACIÓN LA CAROLINA**

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniera Eléctrica

**AUTORA:**

Ana Elizabeth Cualchi Shinín

**DIRECTOR:**

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz, MSc.

Ibarra, 2024



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**DIRECCIÓN DE BIBLIOTECA**

**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:

<b>DATOS DE CONTACTO</b>	
<b>CÉDULA DE IDENTIDAD:</b>	1004080139
<b>APELLIDOS Y NOMBRES:</b>	Cualchi Shinín Ana Elizabeth
<b>DIRECCIÓN:</b>	Flores Vásquez y Cevallos Cazar
<b>EMAIL:</b>	aecualchis@utn.edu.ec
<b>TELÉFONO MÓVIL:</b>	0994669055

<b>DATOS DE LA OBRA</b>	
<b>TÍTULO:</b>	“INTEGRACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES LOCAL PARA LA SUBESTACIÓN LA CAROLINA”
<b>AUTOR (ES):</b>	Cualchi Shinín Ana Elizabeth
<b>FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA</b>	08/07/2024
<b>PROGRAMA:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b>
<b>TÍTULO POR EL QUE OPTA:</b>	Ingeniera Eléctrica
<b>ASESOR /DIRECTOR:</b>	Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

## **2. CONSTANCIA**

El autor manifiesta 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 el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 08 días del mes de julio de 2024

### **EL AUTOR:**



---

Ana Elizabeth Cualchi Shinín

CI: 1004080139



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIA APLICADAS**

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

Yo, Segundo Hernán Pérez Cruz en calidad de director de la señorita estudiante Cualchi Shinín Ana Elizabeth certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "INTEGRACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES LOCAL PARA LA SUBESTACIÓN LA CAROLINA"

Para la obtención del título de Ingeniera Eléctrica, aprobando la defensa, impresión y empastado.

---

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

**DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

## **DEDICATORIA**

*A mis padres, Gloria y Vicente.*

*A mis hermanos Cristian, Mónica y David.*

*A mis sobrinos.*

***Anita***

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco infinitamente a mis padres, Gloria y Vicente, quienes han luchado incansablemente para que pudiera cumplir esta meta, me han motivado para ser cada día mejor y me han brindado las herramientas necesarias para lograr este objetivo. Gracias por brindarme sus consejos y valores a lo largo de toda mi vida, esto es más suyo que mío.

A mis hermanos: Cristian, Mónica y David, gracias por ayudarme en cada etapa de este camino de una u otra manera, ustedes saben lo mucho que este título me ha costado.

Al ingeniero Diego Imbaquingo, por brindarme su ayuda y conocimientos de forma desinteresada para la realización de este trabajo de grado y a todo el departamento del Centro de Control - SCADA por abrirme sus puertas y demostrar su excelente calidad humana.

A mi director de tesis, MSc. Hernán Pérez, por brindarme su ayuda y guía en la realización de este trabajo de titulación.

A Paulina, por brindarme tu amistad y ayuda durante este proceso, las risas y anécdotas nunca faltaron.

A David Gonzalo, ya que sin tu apoyo durante estos años este sueño tampoco habría sido posible, gracias por creer siempre en mí.

A mis amigos y compañeros sin quienes esta etapa no habría sido la misma, gracias por su amistad y por compartir momentos de felicidad y enseñanzas durante este trayecto.

A todos aquellos que conocí en el transcurso de este camino, ya que sin saberlo aportaron en mi crecimiento personal y profesional, mil gracias por llegar a mi vida.

Finalmente, a mí, por no rendirme y lograrlo.

*Anita*

## INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN .....	1
ABSTRACT.....	2
CAPITULO I .....	2
1.1.    Planteamiento del problema.....	3
1.1.1.  Problemática a investigar.....	3
1.1.2.  Formulación de la pregunta de investigación.....	3
1.2.    Objetivos.....	3
1.1.3.  Objetivo General .....	3
1.1.4.  Objetivos Específicos .....	3
1.3.    Alcance .....	4
1.4.    Justificación .....	4
CAPÍTULO II.....	6
2.1.    Antecedentes.....	6
2.2.    Bases teóricas .....	7
2.2.1.  Subestaciones eléctricas .....	7
2.2.2.  Características de operación .....	7
2.2.3.  Tipos de subestaciones eléctricas.....	8
2.2.4.  Configuración de subestaciones.....	10
2.2.5.  Componentes principales en una subestación .....	11
2.2.6.  Subestaciones Eléctricas Automatizadas .....	14
2.2.7.  Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS) .....	16
2.2.8.  Niveles de Automatización en un SAS .....	16
2.2.9.  Transferencia de información .....	17
2.2.10.  Protocolos de comunicación usados en un SAS.....	19
CAPÍTULO III.....	22
3.1.    Descripción del lugar .....	22
3.2.    Diseño de la investigación, materiales, equipos y software .....	23
3.2.1.  Métodos científicos .....	23
3.2.2.  Procedimiento general .....	23
3.2.3.  Materiales .....	25
3.2.4.  Transformador de potencia.....	25
3.2.5.  Sistema de protecciones.....	27
3.2.6.  Sistema de medición.....	28
3.2.7.  Pantalla HMI DELTA .....	29
CAPÍTULO IV.....	33
4.1.    Mapeo de señales .....	33

4.1.1. Mapa Modbus de los equipos de medición .....	33
4.1.2. Mapa Modbus de los equipos de protección .....	34
4.1.3. Mapa Modbus para alarmas del transformador .....	35
4.2. Desarrollo de interfaz HMI .....	36
4.3. Pruebas de funcionamiento .....	38
4.4. Análisis de resultados .....	42
CONCLUSIONES .....	43
RECOMENDACIONES .....	44
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	45
ANEXOS .....	50



## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Subestación eléctrica La Carolina. ....	7
<b>Figura 2.</b> Tipo de subestaciones eléctricas. ....	8
<b>Figura 3.</b> Esquema de barra simple. ....	10
<b>Figura 4.</b> Esquema de barra partida. ....	11
<b>Figura 5.</b> Partes de una subestación eléctrica de alto voltaje. ....	11
<b>Figura 6.</b> Niveles de Automatización en un SAS. ....	17
<b>Figura 7.</b> Capas usadas dentro del modelo TCP/IP. ....	18
<b>Figura 8.</b> Diagrama unifilar de la subestación La Carolina. ....	22
<b>Figura 9.</b> Concentrador de señales del transformador en la SE La Carolina. ....	26
<b>Figura 10.</b> Pantalla principal del sitio web QTMS. ....	27
<b>Figura 11.</b> Relé S80 utilizado en los alimentadores de la subestación La Carolina. ....	28
<b>Figura 12.</b> Medidor de energía SEL-735. ....	29
<b>Figura 13.</b> Pantalla Delta W105B. ....	29
<b>Figura 14.</b> Entorno de trabajo de 2.00.07. ....	31
<b>Figura 15.</b> Entorno de RealVNC. ....	32
<b>Figura 16.</b> Activación del protocolo Modbus en el servidor de Qualitrol. ....	35
<b>Figura 17.</b> Pantalla principal de la interfaz en simulación offline. ....	36
<b>Figura 18.</b> Subpantalla de mandos y estados en simulación offline. ....	37
<b>Figura 19.</b> Subpantalla de monitoreo para alimentadores en simulación offline. ....	37
<b>Figura 20.</b> Pantalla de configuración de alarmas para la interfaz HMI. ....	38
<b>Figura 21.</b> Pantalla de monitoreo principal de la subestación La Carolina. ....	39
<b>Figura 22.</b> Subpantalla de mandos y estados del alimentador K3, caso 1. ....	39
<b>Figura 23.</b> Subpantalla de mandos y estados del alimentador K3, caso 2. ....	40
<b>Figura 24.</b> Subpantalla de monitoreo para el alimentador K3. ....	40
<b>Figura 25.</b> Pantalla de frecuencias de alarmas de los relés de la subestación. ....	41
<b>Figura 26.</b> Pantalla de históricos de alarmas para la subestación La Carolina. ....	41
<b>Figura 27.</b> Pantalla de alarmas dedicadas a las señales obtenidas del transformador. ....	42
<b>Figura 28.</b> Eventos registrados en el OASYS como respuesta a la apertura y cierre del alimentador K1. ....	42

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Norma IEC 60870 .....	19
<b>Tabla 2.</b> Capas de comunicación para DNP3.....	19
<b>Tabla 3.</b> Tipos de registros para protocolo Modbus.....	21
<b>Tabla 4.</b> Características del transformador de potencia de la SE La Carolina.....	26
<b>Tabla 5.</b> Características de la pantalla W105B. ....	30
<b>Tabla 6.</b> Partes del entorno de trabajo del Software DOPSoft 2.00.07. ....	31
<b>Tabla 7.</b> Mapa Modbus de medidores SEL-735. ....	33
<b>Tabla 8.</b> Mapa Modbus de relés de la subestación La Carolina. ....	34
<b>Tabla 9.</b> Mapa Modbus de alarmas provenientes de los relés digitales. ....	35
<b>Tabla 10.</b> Mapa Modbus de alarmas provenientes del Qualitrol. ....	36

## RESUMEN

En la actualidad el monitoreo y control de las subestaciones eléctricas de manera remota permite verificar su funcionamiento de manera rápida, esto con el fin de responder ante fallas suscitadas en las misma o para dar paso a protocolos de mantenimiento. El proyecto se centrará en la integración de los equipos de medición y protección de la subestación La Carolina, con el fin de crear una interfaz HMI que permitirá a los operadores del departamento de Centro de Control – SCADA, perteneciente a EMELNORTE S.A., operarla y monitorearla de manera local y remota.

La integración de los equipos se realizará mediante el protocolo de comunicación Modbus, para el cual se obtendrá un mapeo de señales de todos los dispositivos a integrarse. Luego, se dará forma a la interfaz en la pantalla HMI Delta W105B ingresando las direcciones de cada equipo para su posterior operación y monitoreo. La operación de la subestación estará dada por los relés digitales ubicados en las bahías de los alimentadores, transformador de potencia y línea de subtransmisión correspondiente a la subestación La Carolina, estos permitirán la apertura, cierre y reinicio de los disyuntores de las secciones mencionadas. El monitoreo de la subestación se realizará con los medidores de energía de las secciones que serán operadas, para el cual se tomarán en cuenta parámetros eléctricos como: Corriente, voltaje de fase, voltaje de línea, factor de potencia, frecuencia, y potencias.

Se efectuarán pruebas de funcionamiento de la interfaz tanto de monitoreo como de control de la subestación, esto se verificará comparando los valores registrados en el OASYS del Centro de Control - SCADA y las pruebas de control se realizarán en el alimentador K1, aprovechando que se encuentra sin carga para evitar afectar el suministro energético a los abonados de la subestación. Finalmente, se replicarán las pruebas de control en el resto de los alimentadores en el mantenimiento de la subestación.

**Palabras clave:** Subestación, control, monitoreo, pruebas, parámetros, protocolo, Modbus.

## **ABSTRACT**

Currently, the monitoring and control of electrical substations remotely allows their operation to be verified quickly, in order to respond to failures that occur in them or to give way to maintenance protocols. The project will focus on the integration of the measurement and protection equipment of the La Carolina substation, in order to create an HMI interface that will allow the operators of the Control Center – SCADA department, belonging to EMELNORTE S.A., to operate and monitor it locally and remotely.

The integration of the equipment will be carried out through the Modbus communication protocol, for which a signal mapping of all the devices to be integrated will be obtained. Then, the interface will be shaped on the Delta W105B HMI screen by entering the addresses of each piece of equipment for further operation and monitoring. The operation of the substation will be given by the digital relays located in the bays of the feeders, power transformer and subtransmission line corresponding to the La Carolina substation, these will allow the opening, closing and restart of the circuit breakers of the aforementioned sections. The monitoring of the substation will be carried out with the energy meters of the sections that will be operated, for which electrical parameters such as current, phase voltage, line voltage, power factor, frequency, and powers will be taken into account.

Functional tests will be carried out on the interface of both monitoring and control of the substation, this will be verified by comparing the values registered in the OASYS of the Control Center - SCADA and the control tests will be carried out on the K1 feeder, taking advantage of the fact that it is without load to avoid affecting the energy supply to the subscribers of the substation. Finally, the control tests will be replicated in the rest of the feeders in the maintenance of the substation.

**Keywords:** Substation, control, monitoring, tests, parameters, protocol, Modbus.

# CAPITULO I

## INTRODUCCIÓN

**Tema:** Integración de los Equipos de Medición y Protección Mediante la Implementación de un Sistema de Automatización de Subestaciones local para la Subestación La Carolina.

### 1.1. Planteamiento del problema

#### 1.1.1. Problemática a investigar

La Empresa Eléctrica Regional Norte-EMELNORTE S.A cuenta con varias subestaciones que necesitan ser operadas remotamente, por lo que se requiere integrar sistemas de medición y protección para realizar diferentes operaciones desde el centro de control de EMELNORTE. La intervención manual de operadores incrementa el riesgo de accidentes eléctricos mientras se realiza los trabajos de mantenimiento o la operación de la subestación.

Las fallas eléctricas en esta subestación tienen un prolongado tiempo de respuesta, pues al realizarse manualmente la operación de elementos de protección, el equipo técnico tarda en brindar una atención oportuna debido a su tiempo de traslado al sitio para dar solución a los problemas eléctricos presentados.

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

¿Qué tecnología se debe considerar para integrar los sistemas de medición y protección mediante un Sistema de Automatización de Subestaciones local en la subestación La Carolina?

### 1.2. Objetivos

#### 1.1.3. Objetivo General

Integrar los equipos de medición y protección de la subestación La Carolina mediante la implementación de un Sistema de Automatización para Subestaciones (SAS) local para su operación y monitoreo desde el centro de control de EMELNORTE.

#### 1.1.4. Objetivos Específicos

- Describir el funcionamiento, tipos de subestaciones eléctricas y los protocolos de comunicación usados en un SAS.
- Integrar los equipos de medición y protección presentes en la subestación La Carolina mediante el desarrollo de una interfaz HMI y protocolo Modbus.
- Implementar el SAS local en la subestación La Carolina para operarla y monitorearla desde el centro de control de EMELNORTE.

### **1.3. Alcance**

El proyecto tiene como finalidad operar y monitorear la subestación La Carolina, perteneciente al área de concesión de EMELNORTE S.A., mediante el uso y desarrollo de una interfaz HMI, la cual actuará como un concentrador de datos multiprotocolo que permite integrar de manera directa los datos obtenidos de los equipos de medición y protección de la subestación.

Se describirán los principales aspectos de funcionamiento de una subestación eléctrica típica y automatizada además de los diferentes protocolos de comunicación usados en los Sistemas de Automatización para Subestaciones. Después, se usarán los dispositivos de medición y protección de la subestación La Carolina para la adquisición de los datos que serán integrados en la interfaz y, se configurará el entorno de la pantalla HMI con ayuda de DOP Software y el protocolo Modbus.

Se usará el diagrama unifilar de la subestación para representarlo en la interfaz HMI y posteriormente poder operarla y monitorearla. En esta se podrán observar los parámetros 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. 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.

La operación y monitoreo se efectuará mediante operarios que accederán a la interfaz mediante la asignación de usuarios. Estos se clasificarán en usuarios para operación, que serán los encargados del monitoreo general de la subestación y en usuarios destinados al ámbito de ingeniería, los mismos que se encargarán además de la operación, también de configurar el control de la interfaz.

Por último, se implementará el SAS y se realizarán pruebas de operación de la subestación La Carolina en el Alimentador N°1, debido a que este no posee carga y no representa inconvenientes para brindar un continuo servicio de energía eléctrica a los abonados. 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 el uso de diferentes tecnologías permite manejarlos de manera más eficiente, por lo cual esta práctica es cada vez más usada en centros de transformación eléctricos, como es el caso del Sistema Integrado para la Gestión de Distribución Eléctrica (SIGDE) en Ecuador. El uso de diferentes protocolos y procesos para ayudar a operación de

subestaciones es fundamental para brindar pronta respuesta a la presencia de fallas espontaneas, además de brindar respaldo a procesos de operación previamente establecidos.

Una correcta operación de la subestación puede ayudar a tener una disminución de riesgos con respecto a la continuidad del servicio eléctrico evitando disminuir la confiabilidad para los abonados de la empresa distribuidora, por lo que el uso de herramientas tecnológicas como pantallas HMI, permite tener una representación gráfica del modelo unifilar de la subestación para monitorearlo y manejarlo de manera remota.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. Antecedentes**

Actualmente el monitoreo y control de parámetros eléctricos en diferentes áreas, como las subestaciones, presentan resultados alentadores para obtener un adecuado funcionamiento de las mismas. Esta es la premisa para dar paso a la automatización de subestaciones, para cubrir con el aumento de demanda y hacerlo cumpliendo los parámetros de calidad emitidos por entes reguladores. Muchas empresas distribuidoras que tienen subestaciones con 20 o más años de antigüedad, se han visto en la necesidad de modernizar sus equipos para adentrarse en esta nueva era [1].

A nivel mundial el uso de diferentes tecnologías ha sido aceptado por diferentes empresas distribuidoras, debido a que el uso de la norma IEC 61850 ayuda a reducir costos en cuanto a la implementación y brinda mayor flexibilidad al personal encargado de realizar los ajustes necesarios para la automatización de la subestación. Además, esta norma menciona los dispositivos y equipos necesarios para los diferentes niveles de automatización en una subestación [2]. Al usar diferentes tecnologías orientadas a la operación remota de las subestaciones el personal de operaciones reduce el riesgo de accidentes eléctricos ocasionados por la apertura y cierre de líneas energizadas, el proceso de fallo de red o el mantenimiento de fusibles [3].

Los sistemas que ayudan a operar y monitorear subestaciones se enfocan en optimizar el control y operación de la misma reduciendo al mínimo la intervención de personal técnico. La implementación de un SAS en una subestación permite mejorar estándares de seguridad, confiabilidad, y calidad de suministro de energía, ya que se puede manejar en tiempo real el estado de funcionamiento de la subestación [4].

El apoyo al uso de tecnologías permite fortalecer la Gestión Operativa para mejorar la interoperabilidad de sistemas, equipos y dispositivos. En Ecuador uno de los proyectos que se desarrolló para mejorar la gestión de las empresas distribuidoras fue el SIGDE (Sistema Integrado para la Gestión de Distribución Eléctrica). Este se enfoca en la homologación de procesos, sistemas y tecnologías para mejorar la eficiencia de las distribuidoras adheridas a este sistema [5].

El uso de protocolos de comunicación para la obtención de datos correspondientes a parámetros eléctricos de medición, y los pertenecientes a protección, permiten a los operadores reducir tiempos de análisis de datos y de respuesta ante fallas eléctricas. Esto se logra al mostrar la información en un solo equipo, como por ejemplo una pantalla HMI [6].

De manera general, los SAS permiten que se maneje de manera adecuada las fallas presentadas y que ocasiones la interrupción del servicio eléctrico, ya que esto representa pérdidas en el balance energético y económicas. Además, este tipo de sistemas se puede someter a ampliaciones [7].



## 2.2. Bases teóricas

### 2.2.1. Subestaciones eléctricas

Una subestación cuenta con circuitos de entrada y salida conectados a un punto común. Esta tiene elementos como el interruptor principal, transformadores de potencia, seccionadores y pararrayos que trabajan al nivel de voltaje para la cual fue diseñada la subestación [8]. Igualmente, cuenta con sistemas de control, protección y servicios auxiliares que permiten su correcto funcionamiento dentro del sistema eléctrico. En la Figura 1, se indica la infraestructura típica de una subestación de distribución.



Figura 1. Subestación eléctrica La Carolina.

### 2.2.2. Características de operación

El correcto funcionamiento de los diferentes equipos que conforman la estructura de una subestación permite establecer las características de operación de la misma. Estas características se refieren a términos de confiabilidad, flexibilidad, seguridad y modularidad

- **Flexibilidad**

Esta característica se refiere a la propiedad que tiene la instalación de la subestación para poder responder a las diferentes condiciones técnicas resultantes de cambios operativos, fallas o por mantenimiento del sistema [9].

- **Confiabilidad**

Esta característica permite analizar la confiabilidad de los equipos y procesos que ayudan a brindar energía eléctrica, bajo condiciones de falla de al menos uno de sus componentes durante un determinado tiempo o debido a procesos de mantenimiento de los equipos de la subestación [10].

- **Seguridad**

La característica de seguridad en una subestación hace referencia al criterio ofrecer un continuo suministro de energía mientras se operan equipos de corte tales como interruptores o barrajes [11]. La seguridad también se relaciona con el efecto que tiene en la estabilidad del sistema eléctrico la pérdida de potencia [8].

Un sistema puede considerarse confiable y seguro si sus elementos o equipos se duplican y por lo tanto su salida de servicio no afecta el brindar un continuo servicio de energía [8]. En la mayoría de los casos establecer un grado adecuado de confiabilidad y seguridad en una subestación se basa en la toma de decisiones del personal técnico dedicado al diseño y configuración de esta.

- **Modularidad**

CELEC EP, en su manual para el diseño de subestaciones, en la página 8 menciona que: La característica de modularidad se refiere a la facilidad que tiene la subestación para cambiar o modificar su configuración cuando el sistema lo necesite o requiera, ya sea para respuestas ante fallas o por mantenimiento [9].

### 2.2.3. Tipos de subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas tienen diferentes clasificaciones, de las cuales se tiene a aquella que da énfasis a los parámetros de: operación, servicio, construcción y niveles de tensión, los mismos que se encuentran detallados en la Figura 2. Al ser esta clasificación extensa, para el presente escrito, se definirán las más representativas.

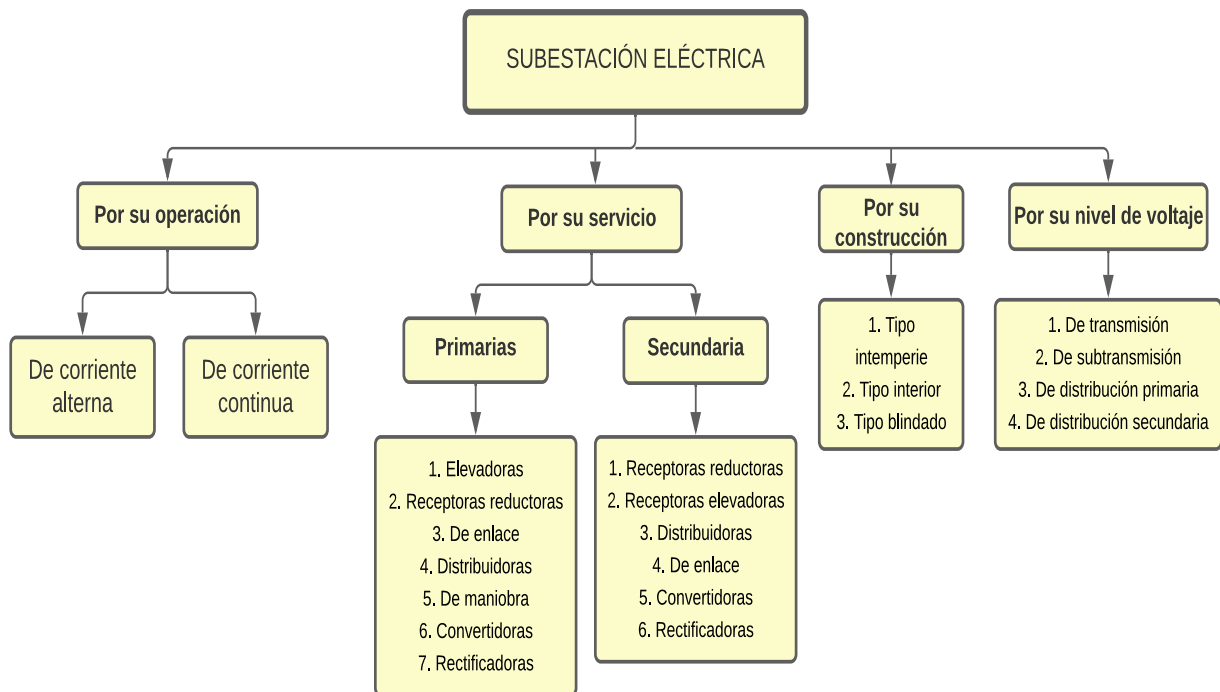


Figura 2. Tipo de subestaciones eléctricas [12].

- **Por su operación**

#### De corriente alterna

Estas subestaciones transforman y transportan energía eléctrica, son las más usadas ya que el proceso de transmisión utiliza corriente alterna. En el país se manejan voltajes de 230 kV, 138 kV, 69 kV, 46 kV y 22 kV [12].

### **De corriente continua**

Estas pueden ser de tipo rectificadoras e inversoras. La primera rectifica la corriente alterna en directa, son usadas para la transmisión de corriente directa usando tiristores e IGBT (Transistor Bipolar de puerta aislada). Las de tipo inversoras transmiten la energía eléctrica en corriente directa, por lo que estas cambian este tipo de corriente a alterna para su posterior distribución [12].

- **Por su servicio**

#### **Elevadora**

Estas subestaciones son usadas en la etapa de generación, su función principal es la de modificar los parámetros más importantes de energía eléctrica. Estas elevan el nivel de voltaje de la central con el fin de reducir la corriente para facilitar el transporte de la energía eléctrica y con el objetivo de reducir pérdidas [4].

#### **Reductora**

Este tipo de subestaciones permiten reducir el nivel de voltaje que llega a los terminales de entrada de su sistema [13]. Usualmente reducen valores de voltaje e incrementan la corriente a los valores requeridos de acuerdo con su ubicación dentro del sistema eléctrico de potencia.

#### **De maniobra o seccionamiento**

Estas subestaciones mantienen el mismo nivel de voltaje tanto a la entrada como a la salida de su sistema debido a que no cuentan con transformadores de potencia. Son usadas para la conexión y desconexión de carga ante fallas o mantenimiento de la misma [10].

- **Por su construcción**

#### **Tipo intemperie**

Este tipo de subestaciones pueden operar en condiciones ambientales adversas como viento, lluvia, nieve, entre otras. Su diseño y construcción requieren de equipos adecuados para un correcto funcionamiento ante dichos entornos. Su uso se da generalmente en sistemas de alto voltaje [14].

#### **Tipo interior**

Su diseño y construcción son realizados para ubicar estas subestaciones en sitios cubiertos. Su ubicación está determinada a condiciones especiales que no permiten el uso de subestaciones típicas o de tipo intemperie. Son usadas generalmente en industrias [14].

- **Por su nivel de voltaje**

#### **De transmisión y subtransmisión**

Los voltajes de las subestaciones de transmisión están por encima de los 230 kV, y las de subtransmisión trabajan con valores entre 138 kV y 69 kV.

## De distribución primaria y secundaria

Las subestaciones de distribución primaria en EMELNORTE tienen valores de operación de 69 kV y 13.8 kV, mientras que las de distribución secundaria tienen valores nominales por debajo de los 13.8 kV

### 2.2.4. Configuración de subestaciones

Una configuración es el arreglo de equipos electromecánicos que constituyen un patio de conexiones y pertenecen a un mismo nivel de voltaje de una subestación. Su operación permite diferentes grados de confiabilidad, flexibilidad o seguridad en la operación, transformación y distribución de energía eléctrica [15].

Existen diferentes tipos de configuraciones, y en el presente escrito se mencionarán las siguientes: Barra simple y barra simple partida.

- **Configuración de barra simple**

En esta configuración se tiene una barra para cada nivel de voltaje, por lo tanto, al ocurrir una falla en las mismas se produce la salida de toda la subestación. Al tener este tipo de configuración se hace imposible una transferencia de carga y un mantenimiento adecuado. Se usa en subestaciones pequeñas o de tipo industrial [16]. En la Figura 3, se indica el diagrama unifilar de este tipo de configuración.

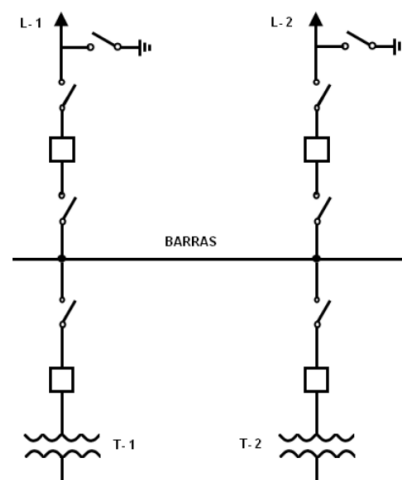
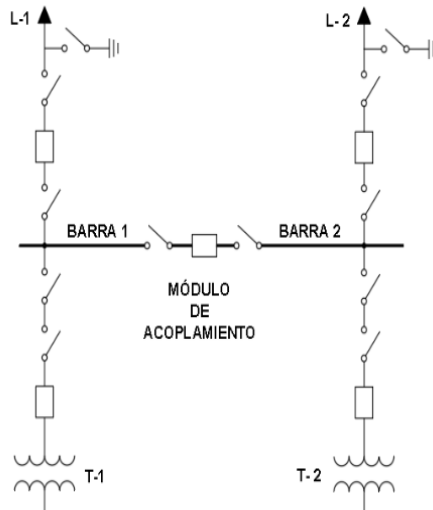


Figura 3. Esquema de barra simple [17].

- **Configuración de barra simple partida**

En este caso se tiene una barra principal dividida en dos partes mediante un disyuntor o un seccionador de barra. Si se presenta una falla únicamente se deja sin servicio a la sección en donde esta se presenta, asegurando así una mayor continuidad del servicio y facilitando el trabajo de mantenimiento [7]. En la Figura 4, se indica el diagrama unifilar de este tipo de configuración.

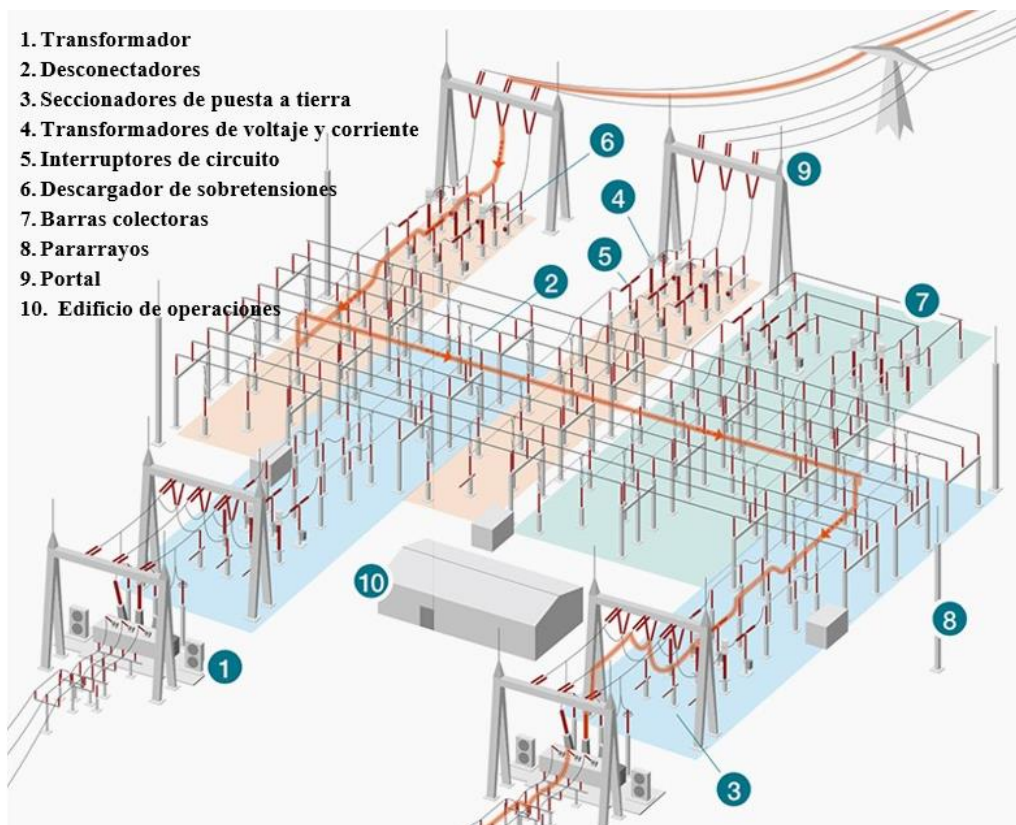


**Figura 4.** Esquema de barra partida [17].

### 2.2.5. Componentes principales en una subestación

Existen diferentes elementos que conforman una subestación y permiten su correcto funcionamiento, estos están conectados mediante barras conductoras y están representados por seccionadores, transformadores, disyuntores, entre otros.

En la Figura 5, se indican los elementos más representativos en una subestación eléctrica de alto voltaje, los mismos que son encontrados en los diferentes tipos de subestaciones antes descritas.



**Figura 5.** Partes de una subestación eléctrica de alto voltaje [18].

A continuación, se explican los diferentes elementos que se encuentran en una subestación, tomando en cuenta: transformador de potencia, seccionador, interruptor de potencia, pararrayos, barras colectoras, transformador de voltaje y corriente, como también el sistema de puesta a tierra.

- **Transformador de potencia**

Este equipo es una máquina estática que permite transferir una misma potencia eléctrica alterna con un determinado nivel de voltaje a otro nivel de voltaje. Los transformadores de potencia cuentan con dos bobinas, conocidas como devanados, de los cuales uno está conectado a una fuente de energía eléctrica alterna y es conocido como devanado primario y el devanado secundario es aquel que se conecta a la carga [19].

La construcción de los transformadores de potencia se da en potencias nominales de 1.25 MVA hasta 20 MVA y con frecuencias de 50 y 60 Hz, de acuerdo con características del sistema eléctrico de potencia del lugar en cual se los va a usar [20].

- **Seccionador**

Es un equipo electromecánico que permite realizar la conexión y desconexión de un circuito eléctrico sin carga, teniendo como función principal aislar dos partes de una red eléctrica, utilizando la separación de aire entre sus polos con el fin de realizar trabajos de mantenimiento [21]. Además, se tienen diferentes tipos de seccionadores: de puesta a tierra, de apertura central, de rotación central, de cuchilla y de apertura vertical.

Un uso común para el seccionador es el conocido como by-pass, ya que actúa como un camino de corriente alternativo al del disyuntor dentro de la configuración de los elementos de una subestación y al encontrarse en paralelo con este experimentará el mismo voltaje [12].

- **Interruptor de potencia (Disyuntor)**

El interruptor de potencia también conocido como disyuntor es el elemento de conmutación, que actúa bajo condiciones normales y anormales de corrientes del circuito [22]. Este aísla o conecta un equipo al sistema en el que se encuentra mediante el movimiento de sus polos.

Están formados por contactos agrupados por parejas pueden tener dos estados de operación, abierto y cerrado, que en el caso de ser cambiados se realiza en un tiempo de milisegundos. En el estado de cerrado actúa como conductor, soportando corrientes menores o iguales a la de un cortocircuito nominal [22].

En el estado de abierto actúa como aislante, soportando el voltaje entre sus contactos, el voltaje a tierra y a otras fases. En esta apertura se produce un arco debido a la continuidad de la corriente que se va reduciendo hasta que la corriente pasa por cero [23].

- **Pararrayos**

Son dispositivos que se encuentran ubicados en la parte más alta de las estructuras metálicas del lugar en el que son usados. Su función principal es la de evacuar la energía proveniente de descargas atmosféricas o sobretensiones de maniobra, de igual manera ayuda a limitar el nivel de voltaje que pueden alcanzar equipos de importancia del circuito eléctrico en el que se usan [24].

Uno de los efectos de un rayo es su impulso de campo electromagnético que viaja hasta 7km y provoca efectos inducidos y radiados, lo cuales tienen como resultado acoplamientos en las instalaciones. El rango de corrientes que debe ser soportado por el pararrayos oscila entre los 2 a 500 KA [25].

- **Barras colectoras**

Las barras colectoras representan un punto de conexión común de los diferentes circuitos de la subestación. Están formadas por conductores eléctricos, aisladores, conectores y herrajes. El correcto diseño de estas barras dependerá de la elección adecuada de cada uno de los elementos y accesorios que la conforman [15].

- **Transformador de potencial (TP)**

Este transformador es usado para medición o protección. Los usados para medida, alimentan a equipos de medida y toman en cuenta parámetros como la clase de precisión y el límite de error. La clase de precisión se refiere a la desviación entre el valor medido por el TP y el valor real, mientras que el límite de error es el valor que el TP introduce en la medición [4].

Los TPs de protección alimentan a relés de protección. Estos equipos, al igual que los TPs de medición, tienen los mismos parámetros de operación. En este caso la clase de precisión es del 5% y el límite del error no debe sobrepasar los valores establecidos al 5% del voltaje asignado.

- **Transformador de corriente (TC)**

Este equipo es usado para reducir corrientes elevadas a corrientes adecuadas con las cuales pueden trabajar equipos de medición o protección que se conectan a estos. Estos equipos, tienen su lado primario conectado en serie con el circuito, del que se desea obtener la medición, y el secundario en serie con las bobinas de corriente de los equipos de medición o protección que requieran ser energizados para dichos fines.

Las espiras del devanado primario se conectan en serie o paralelo de acuerdo con la relación que se requiera obtener que tiene un mayor número de vueltas que permiten obtener ya sea 5 A o 1 A, según su diseño o clasificación [7].

- **Sistema de puesta a tierra**

La función principal de un sistema de puesta a tierra es proteger a las personas y a los equipos eléctricos que conforman la subestación, permitiendo reducir y evitar fallas presentadas por las perturbaciones del sistema. Se pueden clasificar en según su función en tierras de protección y de servicio.

**De protección**

Esta une todas las estructuras metálicas de la instalación que, como consecuencia de averías o descargas atmosféricas, puedan estar en contacto. En este tipo de sistema se conectan el chasis y bastidores de equipos de maniobra, bastidores metálicos, vallas, puertas, hilos de guarda y carcasa de transformadores [12].

**De servicio**

En este tipo de sistema se conectan directamente los neutros de los transformadores de potencia o redes con neutro, circuitos de baja tensión, dispositivos de protección de sobretensiones, seccionadores de puesta a tierra [12].

### **2.2.6. Subestaciones Eléctricas Automatizadas**

El control y monitorización de una subestación se realizaba en primera instancia mediante el uso de equipos electromecánicos sin embargo, este tipo de operación no permitía realizar la recopilación de información necesaria para que esta sea operada de manera remota por lo que se necesitaba la presencia de personal operativo para tomar decisiones ante problemas de falla o mantenimiento [26].

La automatización de una subestación es el pilar para medir y controlar la red eléctrica, lo que permite recopilar, medir y controlar la aparamenta involucrada eléctrica ante condiciones de falla para garantizar un continuo servicio de energía eléctrica dispositivos [27].

Este tipo de subestaciones evalúan el estado de los dispositivos en tiempo real, con el propósito de evaluar su funcionamiento y gestionar maniobras de los mismos [27]. Los requerimientos de las subestaciones automatizadas son atendidos mediante un sistema SCADA y unidades de proceso.

- **Sistema SCADA**

El control y monitoreo de una subestación automatizada está dado por el sistema SCADA (Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos). Este permite un funcionamiento eficaz de un sistema eléctrico ya que permite responder rápidamente ante fallas, recoge la información de los IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) y los equipos que están integrados a la vigilancia de este sistema. SCADA puede trabajar con una o diferentes arquitecturas de comunicación, simultáneamente, que permiten mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico [28].

El sistema SCADA, dentro de su equipamiento tiene a las llamadas RTUs (Unidades Terminales Remotas) o PLCs. La información recogida por estos equipos debe transmitirse por un



medio físico hasta el sistema SCADA. El éxito del funcionamiento de este sistema dependerá del hardware, software, comunicaciones fiables y su correcta integración [29].

- **Unidades de proceso**

En las unidades de proceso se encuentran los equipos que permiten realizar el control y monitoreo de una subestación de manera remota. Estos equipos, según el protocolo de comunicación usado, pueden trabajar como cliente/servidor o maestro/esclavo [30]. Es decir, que los equipos de patio se convierten en servidores o esclavos que responden de manera remota a las ordenes que son enviadas desde las unidades de proceso o de manera local de manera manual.

Las unidades de proceso están representadas por Unidades Terminales Remotas (RTU), Gateways de comunicación, Controladores Lógicos Programables y Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs).

#### **Unidad terminal remota (RTU)**

Estos equipos están situados en nodos estratégicos del sistema creando una interfaz entre el patio de interruptores y el sistema de Gestión de Red. Estas son las encargadas de controlar las subestaciones, reciben señales de los sensores de campo y operan elementos de control desde el sistema SCADA. Estos suelen ser ordenadores industriales tipo armarios de control [31].

Las RTUs necesitan una interfaz de comunicación, por lo cual, existen actualmente módulos adicionales que permiten esta funcionalidad y son llamados Gateway [30].

#### **Gateway**

Es una puerta de enlace que integra hardware y software para la conversión y manejo de protocolos de comunicación dentro y fuera de una subestación, teniendo así una conversión bidireccional. Estos equipos adquieren y retienen información proveniente de relés de protección y otros equipos inteligentes para ser tratadas dentro de SCADA [30].

#### **IED (Dispositivo Electrónico Inteligente)**

Los IEDs o Dispositivos electrónicos inteligentes, tienen tecnología de microprocesadores lo cual permite tener funciones de protección, control, monitoreo, medida y comunicación. Son equipos que poseen diferentes puertos de comunicación para la red y su gestión remota [32].

#### **PLC (Controlador Lógico Programable)**

Este equipo tiene funciones específicas dentro de un sistema automatizado, esto debido a su facilidad de programación y versatilidad dentro de los sistemas industriales. Es de fácil mantenimiento y su costo es inferior al de otro tipo de equipos usados en la automatización de una subestación como es el caso de una RTU [29].

### **2.2.7. Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS)**

Las subestaciones eléctricas que cuentan con un sistema de automatización para subestaciones (SAS) permiten gestionar, controlar y proteger un sistema eléctrico de potencia, ya que trabajan con información en tiempo real además de disponer de aplicaciones de monitoreo, control, protección y comunicación avanzada [6].

Los SAS, deben integrar todos los equipos de la subestación que se deseen monitorear y controlar desde el sistema SCADA que se encarga del monitoreo de la subestación. Aunque aún se necesita una RTU para la automatización de una subestación esta se puede reemplazar mediante una interfaz de comunicación implementada usualmente en un gateway de un IED que puede tener uno o diferentes protocolos de comunicación [33].

### **2.2.8. Niveles de Automatización en un SAS**

Un SAS tiene tres niveles como se indica en la Figura 6. Estos niveles guardan similitud con las funciones de un SAS típico, dado por la norma IEC 61850, teniéndose los parámetros de control, monitoreo y protección [34].

Los niveles están divididos en nivel de proceso, nivel de bahía y nivel de estación. En la Figura 6, se indican los niveles de automatización de un SAS.

- **Nivel de Proceso**

Este nivel comprende el cableado desde el equipo primario en el cual se pueden obtener información como posiciones del equipo de patio y las conexiones de los TP's y TC's [6].

En este nivel se tienen principalmente a equipos como interruptores auxiliares, relés de control electromecánicos conectados con IEDs, sensores del transformador de potencia, enlaces de comunicaciones seriales, actuadores y otros dispositivos que tomarán las direcciones para transmitir estados, medidas u otra variable presente en este nivel para enviarlas al siguiente nivel que es el de bahía [33]

- **Nivel de Bahía**

En este nivel se encuentran los IEDs como relés de protección, registradores de fallas y dispositivos que realizan funciones de control. Su función principal es la de ser un puente con los dispositivos del nivel de proceso.

Los IEDs ubicados en este nivel cumplen funciones de protección y medición. Estos son conectados, programados y configurados por medio de una HMI (Interfaz Hombre Máquina) [35]. Estos se comunican en forma horizontal con los dispositivos de su mismo nivel jerárquico o de bahía y en forma vertical hacia abajo con los dispositivos de Nivel de Proceso o hacia arriba con controladores o HMI del nivel de Estación [36].

- **Nivel de estación**

En este nivel se usa la interfaz hombre máquina (HMI) como el lugar central para la operación de la subestación y se encuentra en una sala central protegida de interferencias electromagnéticas. En este nivel se observará alarmas, datos históricos, estadísticas de eventos, entre otras funciones. El nivel de estación se puede comunicar con el nivel de proceso si los requerimientos técnicos lo necesitan [36].

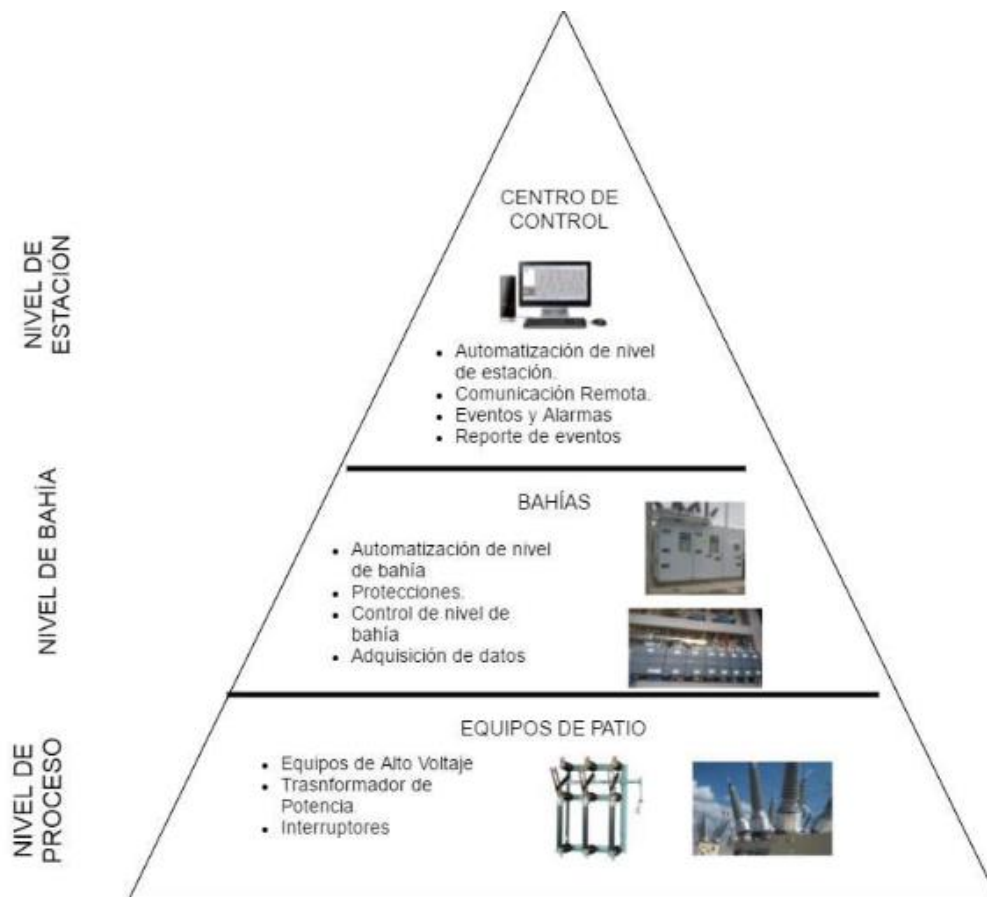


Figura 6. Niveles de Automatización en un SAS [33].

### 2.2.9. Transferencia de información

La transferencia de información se da mediante la codificación de la misma. Esto se realiza utilizando una estructura específica para que el paquete de datos sea entregado y procesado de manera correcta. En este intercambio de información se pueden usar modelos de referencias como el TCP/IP. Este fue creado para la interconexión de redes y se le denomina modelo de internet [37].

Este modelo une las funcionalidades de los protocolos de comunicación TCP e IP. TCP es el encargado de controlar el tamaño y los intervalos de tiempo para la transmisión de los mensajes entre servidor y cliente. IP permite tomar los mensajes proporcionados por TCP y asignarlos a las direcciones apropiadas del host de destino, es decir al equipo que solicita la información enviada por medio de este modelo [37].

En la Figura 7, se indican las capas que se usan dentro del modelo TCP/IP, las mismas que permiten entender la transmisión de datos usando este. La capa de Acceso a la red y de Internet están destinadas a usar redes de equipos. Las capas de Transporte y Aplicación están destinadas a usar protocolos de comunicación para transmitir información.

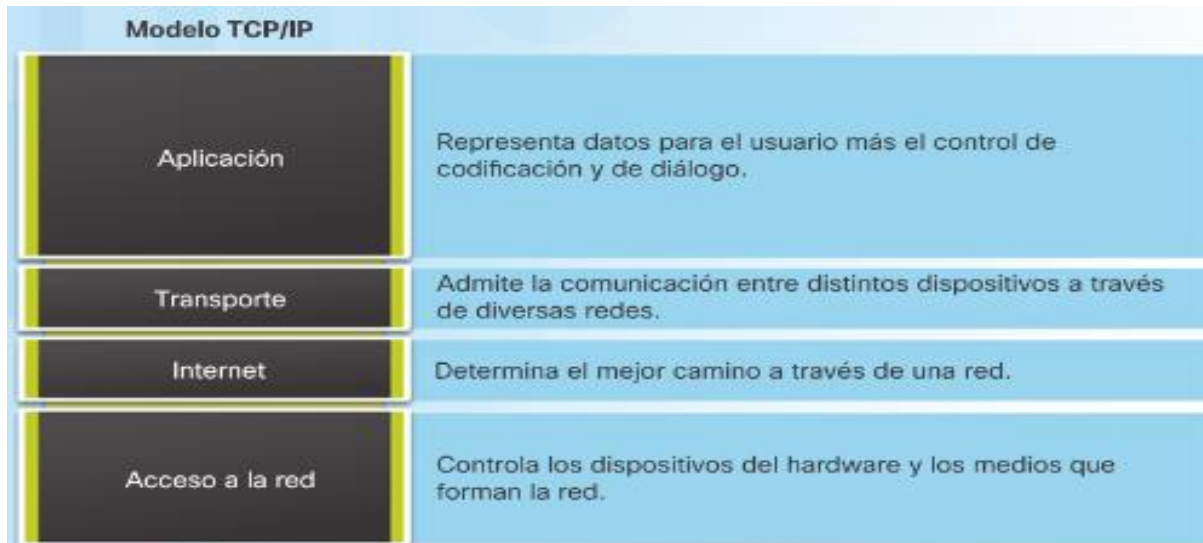


Figura 7. Capas usadas dentro del modelo TCP/IP [37].

En este modelo se tienen elementos importantes como direcciones de red y protocolos a usarse en la capa de internet como IPV4 e IPV6.

- **Direcciones de red**

Las direcciones de red o IP (Protocolo de Internet) son números que se asignan a un dispositivo dentro de una red. Estas permiten que se tenga un inicio y un final en el transporte de información, siendo estas IP de origen y de destino. La IP de origen pertenece al dispositivo emisor, mientras que, la IP de destino corresponde al dispositivo receptor [37].

- **IPV4 e IPV6 (Internet Protocol Version 4 y 6)**

La transferencia de datos mediante internet se realiza usando direcciones IP. IPV4 ha sido el protocolo de la capa de red por defecto, sin embargo, el aumento de direcciones IP asignadas a este protocolo aumentó, debido al incremento de dispositivos tecnológicos que usan internet, lo que significa que IPV4 no puede contener todas las direcciones IP que se le asignan [38][39].

IPV4 cuenta con 32 bits de longitud, y almacena  $2^{32}$  direcciones IP. Estas están representadas por 4 octetos, X.X.X.X, en los cuales X toma el valor entre 0 y 255. se tiene al protocolo IPV6. Por el contrario, IPV6 tiene un formato de direcciones de 128 bits, lo que representa una mejora al IPV4, por lo que permite trabajar con mayor facilidad en la capa de internet usando el modelo TCP/IP [38].

La coexistencia de los dos tipos de protocolos en una misma red es posible. Esto dependerá de las características de los equipos que poseen el protocolo IPV4 para que IPV6 pueda acceder a sus direcciones IP [39].

### 2.2.10. Protocolos de comunicación usados en un SAS

La transferencia de información es de gran importancia en un SAS, ya que se necesita de un alto nivel de seguridad y confiabilidad por lo que, para tales propósitos se hace uso de diferentes protocolos de comunicación industriales, entre los cuales los más relevantes son: La norma IEC 60870 y los protocolos MODBUS y DNP3.

- **IEC 60870**

Esta norma para comunicación nace de la necesidad de lograr comunicación en una subestación eléctrica con el fin de brindar soluciones apropiadas de protección y sistemas de supervisión compatibles [40]. Se divide en diferentes protocolos que permiten establecer comunicación entre los diferentes equipos de una subestación. En la Tabla 1, se observan los diferentes protocolos que nacen de esta norma.

**Tabla 1.** Norma IEC 60870

<b>Protocolo</b>	<b>Tipo de comunicación</b>	<b>Aplicación</b>
IEC 60870-5-101	Serial	Telecontrol de sistemas eléctricos
IEC 60870-5-102	Serial	Lectura de integrados o contadores
IEC 60870-5-103	Serial	Protecciones eléctricas
IEC 60870-5-104	TCP/IP	Telecontrol de sistemas eléctricos

Nota: [33].

- **DNP3**

El protocolo DNP3 es uno de los más usados y antiguos para establecer comunicaciones en una subestación. Este es un protocolo de comunicación de cuatro capas, similar al modelo de referencia TCP/IP. Las mismas están formadas por una capa física, de enlace de datos, de pseudotransporte y de aplicación, de igual forma de proporcionar comunicación entre dichas capas [41]. En la Tabla 2, se indican las funciones de estas capas.

**Tabla 2.** Capas de comunicación para DNP3.

<b>Capa</b>	<b>Función</b>
Física	Adopta la forma de diferentes medios físicos. Se puede implementar en una capa física serial simple o Ethernet.
Enlace	Administra el enlace lógico. Ayuda a empaquetar los datos del usuario
Pseudotransporte	Permite transportar mensajes voluminosos.
Aplicación	Realiza funciones predeterminadas entre el maestro y la estación remota, como funciones de monitoreo y control.

Fuente: [41].

Este protocolo se basa en un modelo de respuesta de solicitud en el cual los mensajes de los dispositivos maestros suelen ser solicitudes de operaciones, y los mensajes de las estaciones remotas suelen ser respuestas a esas solicitudes [41] .

- **Modbus**

Modbus es un protocolo de comunicación que es aplicado principalmente en el sector industrial, es de licencia libre y fácil de usar. Este se puede ejecutar en todo tipo de medios de comunicación incluidos cables trenzados, fibra óptica, ethernet, entre otros [42]. Este protocolo se divide en: RTU, ASCII y TCP.

#### **Modbus RTU**

Modbus RTU es un protocolo de comunicación serial abierto punto a punto. Es usado para desarrollar comunicación maestro-esclavo/cliente-servidor entre dispositivos inteligentes. Aprovecha el canal de transmisión de datos y puede usar transmisiones seriales a través de (RS-232, RS-485), radio enlaces o fibra óptica [42].

Modbus RTU trabaja con 32 bits y usa el formato de número entero. En este los equipos maestros envían solicitudes a los esclavos, y estos envían respuestas a dichas solicitudes.

#### **Modbus ASCII**

En este los datos se codifican como caracteres ASCII, entre el 0 y el 9 o sus equivalentes 16#30 y 16#39, y entre A y F o sus equivalentes 16#41 y 16#46. Este protocolo tiene dos grandes ventajas; la fácil detección del principio y final del envío del paquete de datos enviado, y trabajar con equipos de procesamiento lento sin tener que reducir la velocidad de comunicación. Sin embargo, este protocolo necesita un mayor ancho de banda que Modbus RTU para el envío de la misma petición o respuesta [43].

#### **Modbus TCP**

Modbus TCP es una combinación servidor/cliente a través de una red Ethernet, este es un equivalente a Modbus RTU ya que se ejecuta también por una interfaz ethernet. El ciclo de mensajería de Modbus TCP consta de cuatro pasos. En el primer paso el cliente envía una consulta (solicitud de conexión) al servidor, en el segundo paso esta consulta es reconocida o aceptada por el servidor para seguidamente en el tercer paso tener respuestas del servidor y en el cuarto paso el cliente da una señal de confirmación al servidor [42].

Los tres tipos de protocolo Modbus se rigen a un almacenamiento de datos dados por un mapeo. Este mapeo hace referencia a las direcciones Modbus. En la Tabla 3, se indican los 4 tipos de direcciones de este protocolo.

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

<b>Tipo de dato</b>	<b>Espacio</b>	<b>Tipo de dato</b>	<b>Acceso de maestro</b>
Bobinas (Salidas Discretas)	00001-09999	Booleano	Lectura/Escritura
Bobinas (Entradas Discretas)	10001-19999	Booleano	Lectura
Registros Analógicos (Entradas)	30000-39999	Palabra sin signo	Lectura
Registros Analógicos (Salidas)	40001-49999	Palabra sin signo	Lectura/Escritura

Fuente: [40].

## CAPÍTULO III

### MATERIALES Y MÉTODOS

En el desarrollo del presente capítulo se presenta la descripción del lugar en el cual se realizó la implementación del SAS local, los equipos eléctricos utilizados para ser monitoreados y controlados por la interfaz HMI. Se incluyen los softwares especializados involucrados para configurar la misma. También se presentan los diferentes métodos de investigación usados y el procedimiento general que se siguió para el desarrollo del presente trabajo de titulación.

#### 3.1. Descripción del lugar

La subestación La Carolina pertenece al área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., esta es una entidad que brinda el servicio de distribución de energía eléctrica a diferentes sectores del norte del país. Su concesión abarca las provincias de Imbabura, Carchi y los cantones de Cayambe, Pedro Moncayo y Sucumbíos en provincias aledañas, así como los sectores de Durango y Alto Tambo en la provincia de Esmeraldas.

Esta subestación se encuentra ubicada en el sector de Guallupe-La Carolina en la provincia de Imbabura y maneja la relación de voltaje de 69 kV a 13,8 kV, esta se alimenta de la línea Chota de 69 kV. En la Figura 8, se indica la configuración de barra simple con la que fue diseñada subestación La Carolina [44].

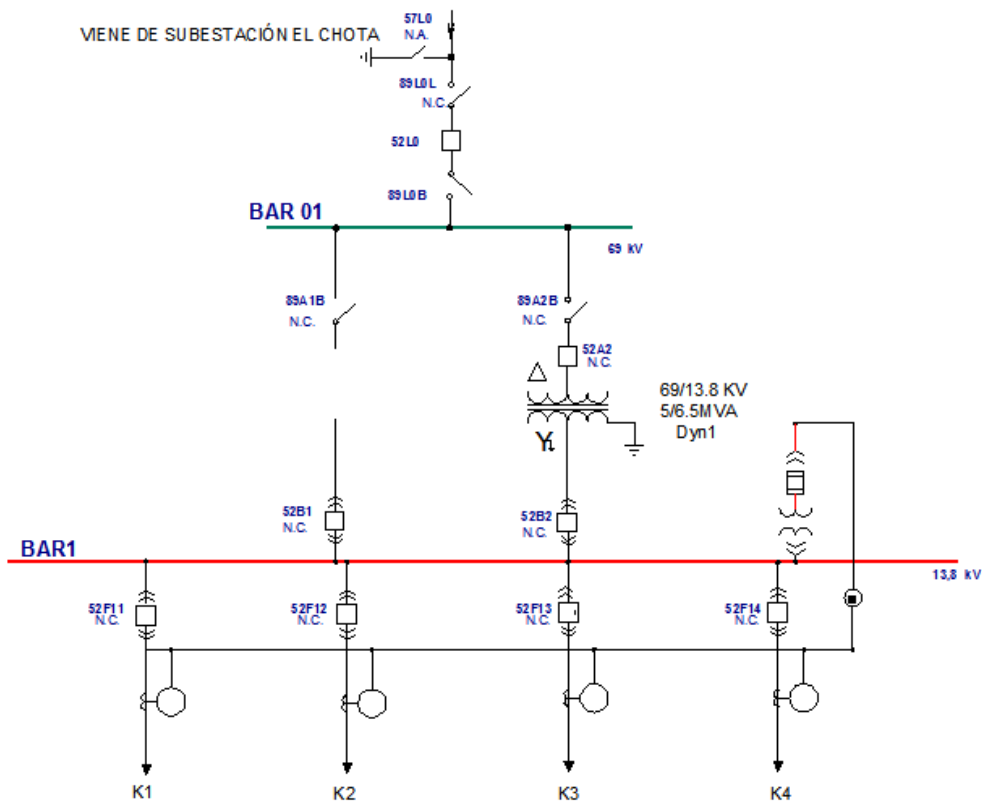


Figura 8. Diagrama unifilar de la subestación La Carolina [45].



Los alimentadores de esta subestación inician en la barra de 13,8 kV. Los mismos que alimentan a los sectores de la cuenca del río Mira, las zonas de Alto Tambo y Durango de la provincia de Esmeraldas, el Chical y Tobar Donoso de la provincia del Carchi.

La Carolina tiene tres alimentadores con carga y uno de ellos, el alimentador 1, sin carga. A continuación, se indica el sector inicial y final de cada alimentador de la subestación teniendo lo siguiente:

- Alimentador K1: Sin carga.
- Alimentador K2: La Carolina - Buenos Aires.
- Alimentador K3: La Carolina – Lita.
- Alimentador K4: La Carolina – Chical.

### **3.2. Diseño de la investigación, materiales, equipos y software**

#### **3.2.1. Métodos científicos**

El desarrollo del presente proyecto de titulación involucra diferentes métodos de investigación tanto para su desarrollo teórico como práctico. De maneral inicial se usa el método documental con el fin de buscar diferentes fuentes bibliográficas enfocadas en la automatización de subestaciones. Este, en conjunto con el método descriptivo, permitieron obtener información referente a los diferentes tipos de subestaciones, su funcionamiento y los protocolos de comunicación usados dentro de aquellas que son automatizadas.

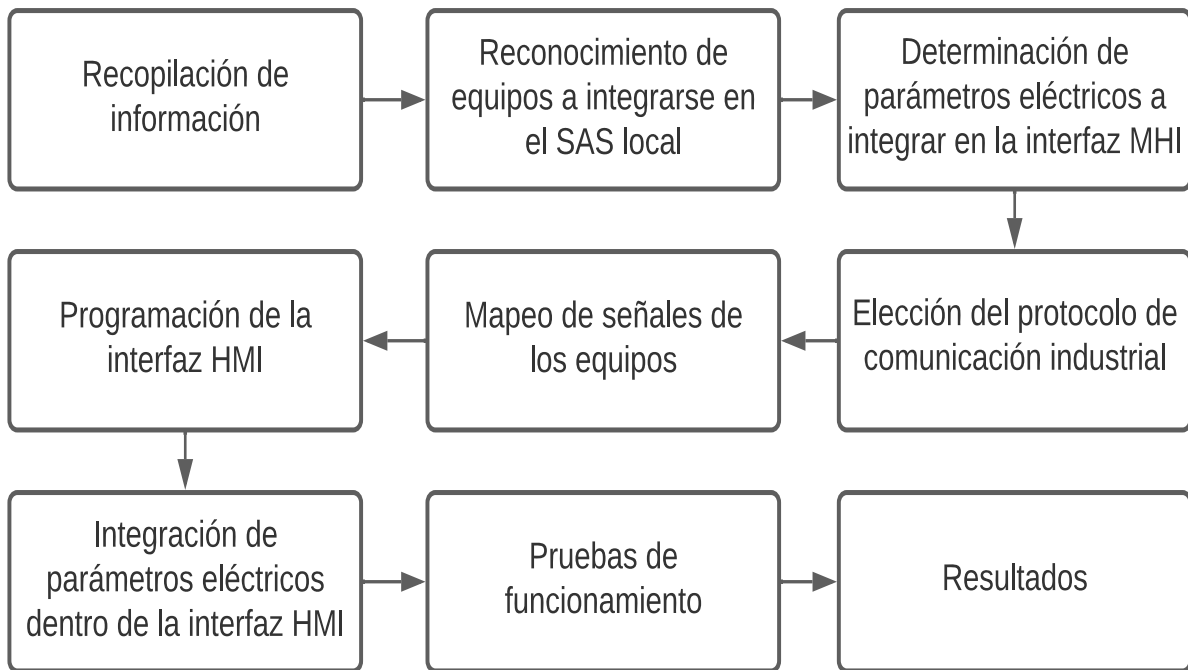
Luego se usó el método comparativo para seleccionar un protocolo de comunicación. La comparación tomó en cuenta características técnicos de los equipos a integrar dentro del SAS. Estas se rigieron a la configuración, protocolos de comunicación propios de los equipos y su compatibilidad con la pantalla HMI desde al cual se realiza el monitoreo y control de la subestación.

Posteriormente se necesitó realizar visitas de campo para realizar el levantamiento de información de equipos como el transformador de potencia, para obtener sus datos de placa. Estas visitas de igual manera permitieron la verificación de los mapeos de señales de los equipos integrados en el SAS local. Los mapeos permitieron, luego de realizar la interfaz HMI en la pantalla, realizar simulaciones del funcionamiento y comunicación en tiempo real con la subestación.

Finalmente, se usa el método experimental, puesto que se realizaron pruebas de funcionamiento del SAS local en los alimentadores de la subestación.

#### **3.2.2. Procedimiento general**

El procedimiento general del proyecto se encuentra dividido en diferentes etapas, siguiendo un orden específico, con el fin de obtener resultados funcionales, los cuales van de la mano con los objetivos planteados dentro del presente proyecto.



Se tiene como primer punto la búsqueda de información en diferentes fuentes bibliográficas tales como: Proyectos de grado, artículos científicos, libros, manuales de equipos y sitios web en los cuales se encontró toda la información referente a los procesos y etapas que se siguieron para el desarrollo del proyecto.

El diseño de un Sistema de Automatización para Subestaciones (SAS) requiere que se determinen los equipos que se necesitan integrar, esto con el fin de dar forma al mismo y responder a los requerimientos que este presenta. En este caso, se escogieron los equipos de medición y protección de las cabeceras de los alimentadores de la subestación, del transformador y de línea de subtransmisión que sirve como alimentación de esta subestación. Para el transformador de potencia se tomó en cuenta su concentrador de señales.

Los equipos seleccionados tienen diferentes características de operación, de registro de datos y de acceso a estos, razón por la cual se determinó el tipo de parámetros eléctricos a mostrarse en la pantalla HMI del SAS local. Los parámetros eléctricos elegidos son importantes para verificar el correcto funcionamiento de la subestación y son: Voltaje de fase, voltaje de línea, corriente, potencia, factor de potencia y frecuencia. Adicionalmente, se tomaron las señales de temperatura, gas hidrógeno, humedad, y alarmas provenientes del concentrador de señales del transformador.

El diseño de la interfaz HMI para el SAS local necesita usar un protocolo de comunicación industrial en específico para establecer comunicación entre los equipos de medición, protección y el concentrador de señales del transformador principal de la subestación. De los protocolos encontrados en la recopilación de información se seleccionó el protocolo Modbus TCP/IP, esto tomando en consideración características como seguridad y confiabilidad para la transmisión de los paquetes de

datos provenientes de los equipos de la subestación y su compatibilidad con la pantalla HMI proporcionada por EMELNORTE S.A.

Una vez seleccionado el protocolo de comunicación, se elaboró el mapeo Modbus de las señales de los diferentes equipos escogidos de la subestación. Este mapeo se realizó verificando las direcciones y los registros de información de los parámetros eléctricos seleccionados con ayuda de los softwares pertenecientes a cada equipo de la subestación y manuales de usuario de los mismos.

Luego de obtener los mapeos de señales de los diferentes equipos se realizó la programación de la pantalla HMI, en este paso se le dio forma al diagrama unifilar de la subestación La Carolina, para que el manejo de la interfaz sea amigable para los operadores de la subestación. Al realizar este procedimiento se integraron las señales de los equipos con ayuda del mapeo Modbus realizado con anterioridad.

Al contar con la interfaz programada, con las diferentes funciones y requerimientos para realizar el control y monitoreo de la subestación, se registró la IP de la pantalla en el software RealVNC para que la interfaz pueda ser manejada desde cualquier punto de la concesión de EMELNORTE S.A.

Luego, se realizaron pruebas de funcionamiento de la interfaz HMI en la subestación. Se inició con el alimentador K1 puesto que no posee carga lo que permitió realizar las pruebas con mayor seguridad para verificar su funcionamiento. Finalmente, se probaron el resto de los alimentadores para verificar el correcto funcionamiento de la interfaz y de la pantalla en la subestación.

### **3.2.3. Materiales**

Los equipos que forman parte del SAS local de esta subestación corresponden a los de medición y protección, los cuales permiten realizar el monitoreo y control de la subestación de manera remota y local luego de la implementación del SAS local.

Por otro lado, se tiene el concentrador de señales del transformador de potencia principal de la subestación, el mismo que permite monitorear las alarmas de falla que pudiese presentar y que recopila la información de un equipo externo que accede a las señales de gas hidrógeno, temperatura, nivel de aceite y humedad. Las características técnicas de estos equipos serán presentadas a continuación.

### **3.2.4. Transformador de potencia**

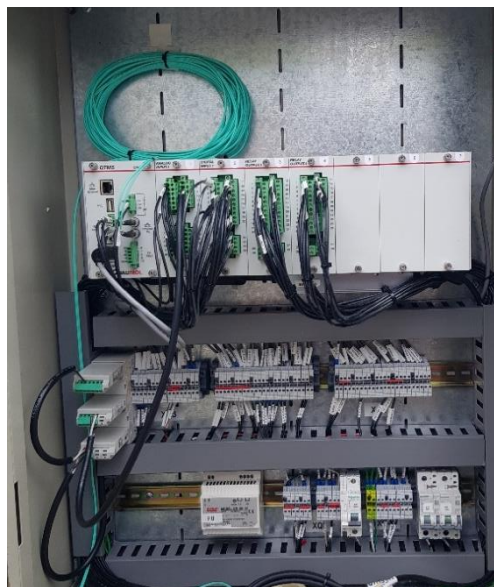
La subestación La Carolina es reductora y cuenta con un transformador fabricado en China, de marca SHAANXI HANZHONG TRANSFORMER (LIAONING MEC GROUP CO. LTD). En la Tabla 4, se encuentran descritas las principales características operativas.

**Tabla 4.** Características del transformador de potencia de la SE La Carolina.

Parámetro	Característica
Tipo	SF11-6250/69
Norma técnica	IEC60076
Aislamiento voltaje de impulso	350/95 kV
Aislamiento voltaje a frecuencia constante	140/35 kV
Altitud	6000 m
Tipo de enfriamiento	ONAF/ONAN
Potencia nominal	6250/5000 kVA
Grupo vectorial	Dyn1
Frecuencia nominal	60 Hz
Número de fases	3
Condición de servicio	Exterior

*Nota. Adaptado de los datos de placa del transformador ubicado en la subestación [45].*

Este transformador se encuentra conectado a un concentrador de señales, el mismo que se indica en la Figura 9. Las señales que llegan a este transformador pertenecen al QTMS.



**Figura 9.** Concentrador de señales del transformador en la SE La Carolina.

- **QTMS**

El QTMS (Qualitrol Transformer Monitor System) es un sistema de monitoreo para el transformador. Este equipo es un cromatógrafo de gases y puede instalarse sobre un transformador que esté o no energizado [46]. Este proporciona las señales de gas hidrógeno, nivel de aceite, temperatura y humedad del transformador.

La subestación La Carolina cuenta con la versión TMX del QTMS, mismo que está configurado para detectar la existencia de anomalías en el transformador mediante el análisis de gases.

Este cuenta con un sitio web llamado System Maintenance, en el cual existe la posibilidad de agregar parámetros para obtener señales. Los mismos que se pueden referir a temperatura y nivel de aceite, los cuales darán paso a la activación de alarmas cuando existan condiciones de falla en el transformador [47].

- **System Maintenance**

Este sitio web permite la configuración y monitorización del Qualitrol ubicado en la subestación La Carolina de manera remota. En este se puede ver, cambiar y descargar la configuración del sistema del QTMS, además de permitir reestablecer valores máximos y mínimos configurados en el sistema [48]. El acceso a este sitio web se da mediante credenciales de usuario predeterminadas por el personal del Departamento del Centro de Control – SCADA.

En la Figura 10, se indica la pantalla principal del sitio web para realizar la configuración del Qualitrol QTMS.

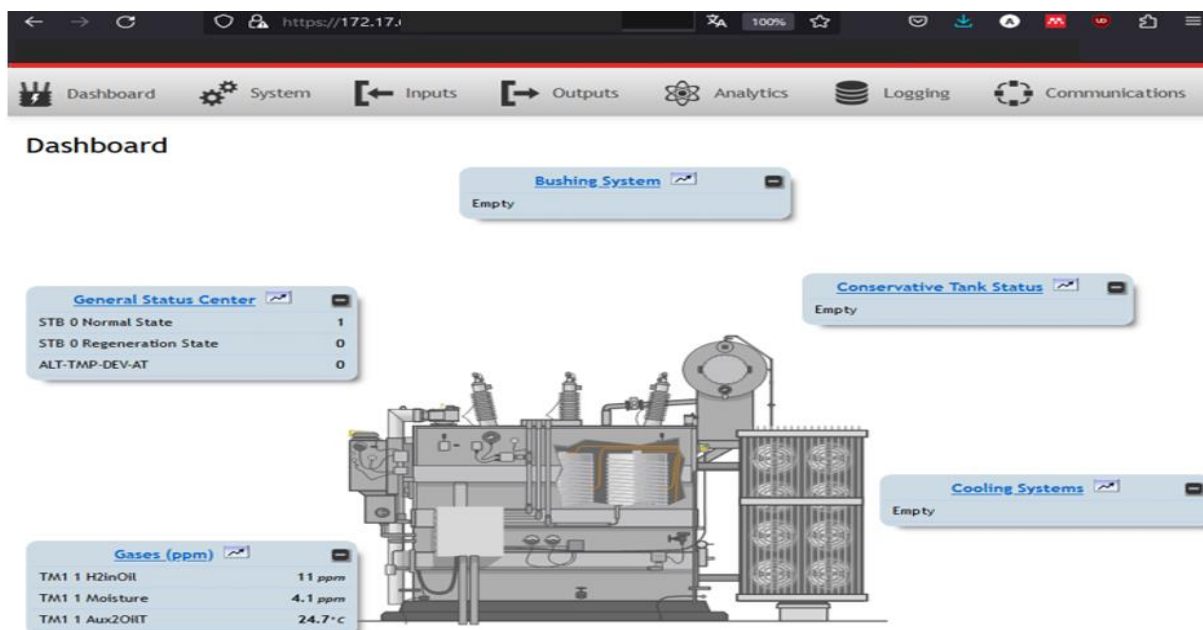


Figura 10. Pantalla principal del sitio web QTMS.

### 3.2.5. Sistema de protecciones

La subestación La Carolina para el sistema de protecciones, actualmente cuenta relés digitales y reconectores. Los equipos de protección integrados en el SAS local corresponden a los relés que son fabricados por Schneider Electronic.

Los relés instalados en la subestación corresponden a la serie 80. Esta serie divide a sus modelos de acuerdo con el lugar en el cual van a ser usados. La protección del transformador está dada por el modelo T87, en tanto que, en las cabeceras de los alimentadores se usa el modelo S80 y en la línea de subtransmisión el modelo S82 [49]. Los modelos guardan la misma configuración de comunicación para la obtención de los mapeos de señales.

Estos equipos son usados para realizar la conexión y desconexión de los alimentadores cuando ocurren fallas y, en estos se pueden observar los diagramas fasoriales registrados en lo equipos que servirán para dar paso a la apertura o cierre de las líneas energizadas de los alimentadores correspondientes de la subestación [49] .

En la Figura 11 se indica el modelo de los relés conectados en las cabeceras de los alimentadores de la subestación, los mismos que pueden ser operador en la subestación o de manera remota mediante la RTU que está enlazada con SCADA.



**Figura 11.** Relé S80 utilizado en los alimentadores de la subestación La Carolina [49].

A continuación, se indica una lista de las características de operación de estos relés digitales.

- Ofrece protección de sobrecorriente instantánea y temporizada.
- Ofrece puertos de comunicación Modbus, DNP serial e IEC61850.
- Alimentación de 24 Vdc a 250 Vdc.
- Almacenamiento histórico de eventos.
- Pruebas operacionales integradas para simplificar pruebas de rutina.
- Visualización y ajuste de las protecciones activas [49].

### 3.2.6. Sistema de medición

La subestación cuenta con medidores bidireccionales, para la toma de medidas de los parámetros eléctricos que se requieren obtener en el sistema SCADA para su monitoreo. Los medidores de energía son los SEL-735 de la compañía Schweitzer Engineering Laboratories [50]. A continuación, se indica una lista de las características de operación de estos medidores.

- Se integran con facilidad a sistemas de monitoreo de calidad de la energía.
- Muestra datos de medición de alta resolución en una pantalla táctil.
- Ofrece la recolección de perfil de carga con un máximo de 1GB de memoria incorporada [51].

En la Figura 12, se indica el modelo de los medidores SEL-735 que se encuentran en las cabeceras de los alimentadores de la subestación La Carolina y en las bahías de la línea de alimentación de la misma.



Figura 12. Medidor de energía SEL-735.

### 3.2.7. Pantalla HMI DELTA

La serie DOP-W tiene tres modelos de pantalla, los cuales se dividen en: DOP-W105B, DOP-W127B y DOP-W157B, estas se distinguen por el cuentan con características similares en cuanto a software y hardware. El modelo de pantalla usado en el presente proyecto es el modelo DOP-W105B.

Esta equipo permite integrar los componentes y funciones de editores de pantalla convencionales lo cual ofrece mayor comodidad de uso, y una respuesta más rápida en el manejo de sus aplicativos [52]. En la Figura 13 se indica el modelo de la pantalla usado.

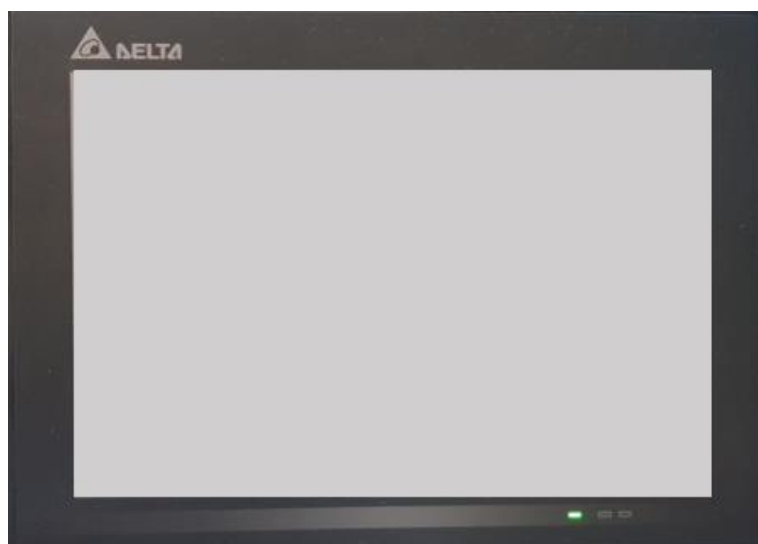


Figura 13. Pantalla Delta W105B.

En la Tabla 5, se indican las características técnicas de este equipo, los cuales facilitan la integración de los equipos escogidos debido a la ubicación de instalación de la pantalla en la subestación y los protocolos de comunicación aceptados.

**Tabla 5.** Características de la pantalla W105B.

<b>Parámetros</b>	<b>Características</b>
Interfaz de la pantalla	Pantalla táctil resistiva de 4 cables > 10000000 de frecuencia
Dimensiones	299 x 224 x 46,8 mm
Recorte de panel	285,2 x 210,2
Puerto COM2 y COM 3	RS-232RS-422RS (tiene un circuito de alimentación incorporado)
Ethernet	Consta de 2 puertos IEEE 802,3
Método de enfriamiento	Circulación de aire natural
Grado de impermeabilidad	IP65/NEMA4
Voltaje de operación	24 Vdc (-10%, +15%) Se recomienda usar una fuente de alimentación aislada
Resistencia de voltaje	500 Vac
Temperatura de almacenamiento	20°C ~ +60°C
Peso	Aprox. 1750g
Vibración	Cumple con IEC 611312 5 Hz
Consumo de energía	13,5 W (máx.)
Batería de respaldo	Utiliza un condensador de oro en lugar de una batería, no es necesario reemplazar las
Resolución	800 x 600 píxeles
Sistema operativo	Windows® CE 6.0

*Nota. Adaptado del Data Sheet de la pantalla Delta W105B [53].*

El uso de esta pantalla está condicionado al uso de un software en específico llamado DOPSoft 2.00.07, este permitió desarrollar el diseño de la interfaz, su programación, simulación y carga de archivos en la pantalla.

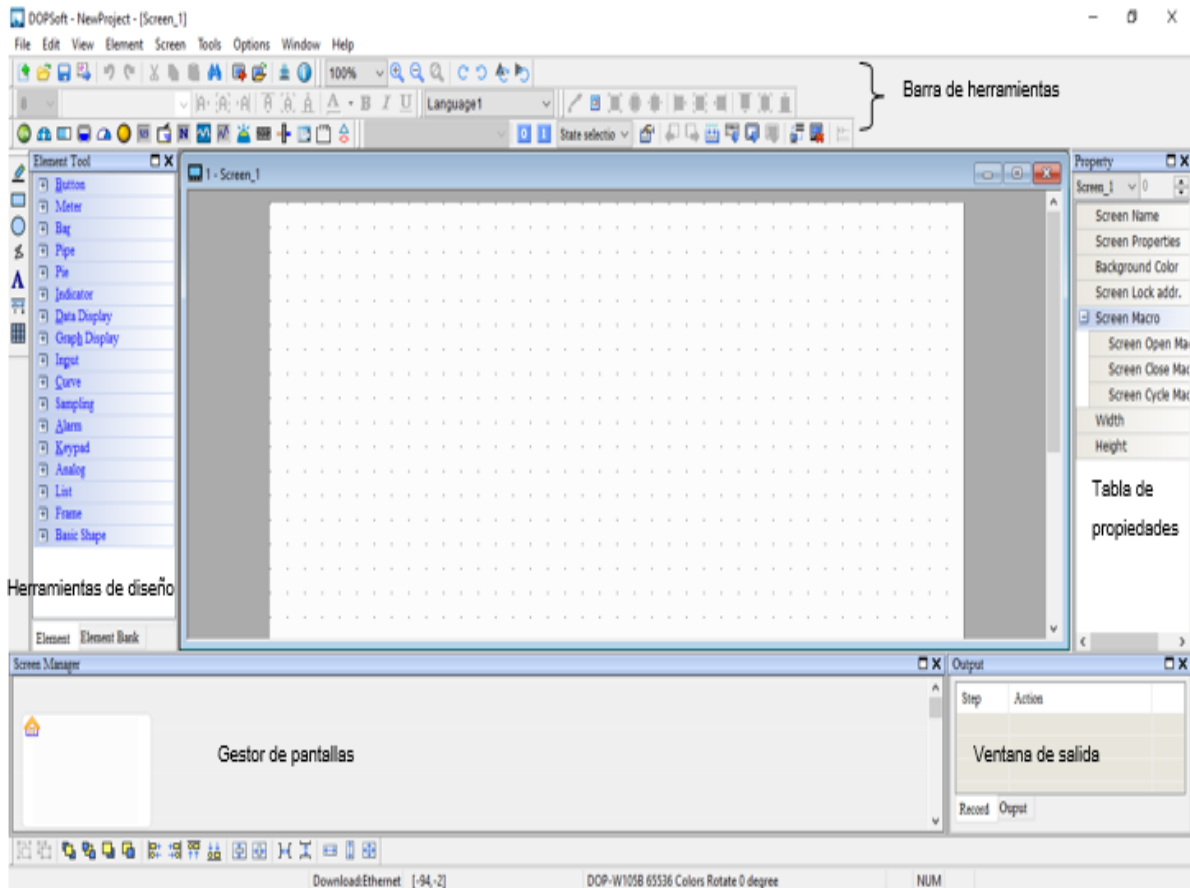
Del mismo modo, se puede manejar la interfaz de la pantalla con diferentes softwares desde una computadora o celular, estos son: eRemote, eServer, Web Monitor y RealVNC Viewer. Debido a la compatibilidad del modelo de la pantalla con estos se utilizó RealVNC Viewer.

- **DOPSoft 2.00.07**

Este software es de licencia libre y de uso específico para la pantalla Delta W105B. Este se puede instalar en sistemas operativos como Windows XP / Vista / Windows 7.

En la Figura 14, se indican los elementos principales del entorno de trabajo de este software como: Barra de herramientas, ventana de salida, tabla de propiedades herramientas de diseño y gestor de pantalla.





**Figura 14.** Entorno de trabajo del software DopSoft 2.00.07.

En la Tabla 6, se indican los elementos principales del entorno de trabajo de este software, teniendo así la barra de herramientas, ventana de salida, tabla de propiedades, herramientas de diseño y gestor de pantalla.

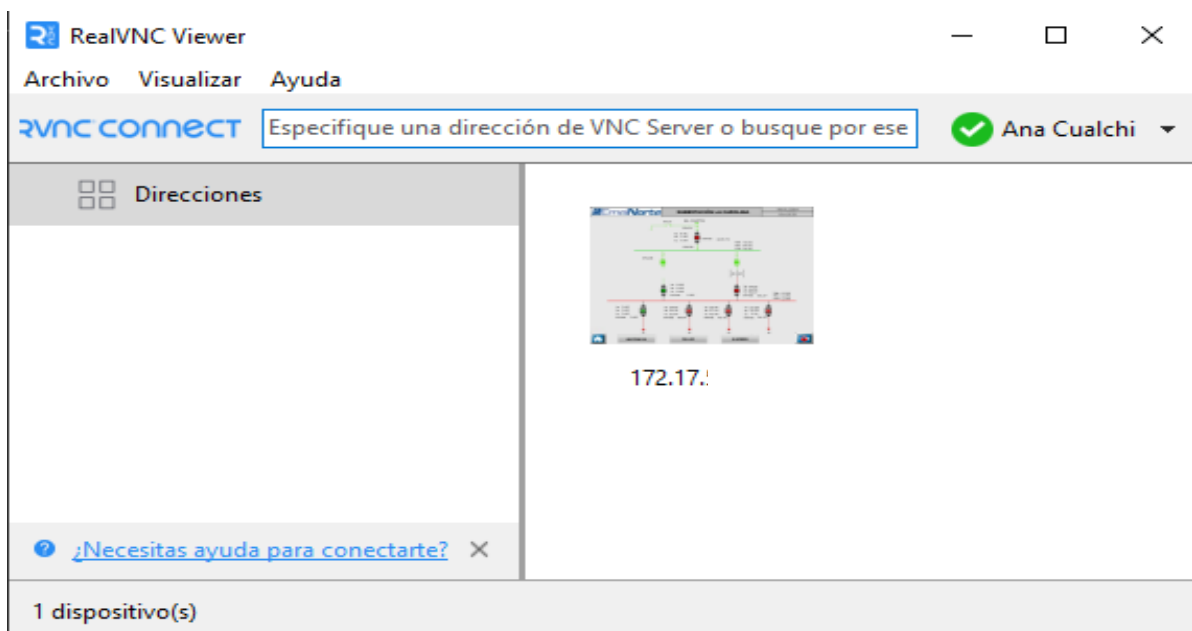
**Tabla 6.** Partes del entorno de trabajo del Software DOPSoft 2.00.07.

<b>Partes</b>	<b>Función</b>
Barra de herramientas	Tiene las opciones de guardar, compilar, simular, entre otros.
Ventana de salida	Muestra todas las ediciones y mensajes de salida cuando la opción de compilación está habilitada.
Tabla de propiedades	Despliega las propiedades (altura, ancho, color, etc.) de cada elemento.
Herramientas de diseño	Ofrece opciones como mandar al fondo, hacer del mismo tamaño, desplazar todo a la izquierda, etc.
Gestor de pantallas	Aquí se ubican todas las pantallas, además, permite crear pantallas auxiliares, modificar el tamaño, la posición, renombrar el título de las pantallas, etc.

- **Real VNC Viewer**

Este software es de licencia libre y sirve para controlar otro equipo de manera remota, este se encuentra dentro de la lista de softwares disponibles y aceptados por la serie de pantalla W100. Debido a la compatibilidad del modelo usado con los softwares de monitoreo propios de la marca se esta opción. Sin embargo, las funcionalidades son las mismas y no afecta el resultado final del control y monitoreo de manera remota siempre y cuando se encuentre en la misma red de la pantalla [54].

En la Figura 15, se muestra el entorno de trabajo del software que permite manejar la interfaz desde cualquier lugar de la concesión de la empresa distribuidora.



**Figura 15.** Entorno de RealVNC.

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el presente capítulo se presentan los mapeos Modbus pertenecientes a los equipos utilizados en el desarrollo del proyecto, el diseño y simulación de la interfaz HMI, pruebas de funcionamiento del monitoreo y control de la subestación La Carolina. Adicionalmente se tiene el análisis del funcionamiento de la interfaz con relación al sistema SCADA de EMELNORTE.

#### 4.1. Mapeo de señales

Los mapeos de los equipos de medición y protección se obtuvieron mediante el uso de los manuales de usuario de los mismos. El mapeo de las señales para las alarmas del transformador se obtuvo con ayuda del servidor web perteneciente a este equipo. A continuación, se indican los mapas Modbus de los medidores, relés y señales del transformador.

##### 4.1.1. Mapa Modbus de los equipos de medición

Los parámetros seleccionados para monitorizar los medidores de energía SEL-735 ubicados en las cabeceras de los alimentadores, transformador de potencia y línea de subtransmisión fueron: corriente, voltaje de línea, voltaje de fase, factor de potencia, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva y potencia aparente.

En la Tabla 7, se indica el mapa Modbus correspondiente a los medidores SEL-735 ubicados en las cabeceras de los alimentadores, en la bahía del transformador de potencia y de la línea de alimentación de la subestación.

**Tabla 7.** Mapa Modbus de medidores SEL-735.

<b>Registros para alimentadores K1, K2, K3, K4, Transformador de potencia y LST</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Tipo de dato</b>		<b>Dirección</b>
Ia	Double Word	Lectura	40352 - 40353
Ib	Double Word	Lectura	40354 - 40355
Ic	Word	Lectura	40356
Va	Double Word	Lectura	40360 - 40361
Vb	Double Word	Lectura	40362 - 40363
Vc	Double Word	Lectura	40364 - 40365
Vab	Double Word	Lectura	40366 - 40367
Vbc	Double Word	Lectura	40368 - 40369
Vca	Double Word	Lectura	40370 - 40371
P	Double Word	Lectura	40372 - 40373
Q	Double Word	Lectura	40376 - 40377
S	Double Word	Lectura	40374 - 40375
fp	Word	Lectura	40911
Frec	Word	Lectura	40901

*Nota.* Tomado de las direcciones de lectura de valores de los medidores de energía SEL-735.

El mapa Modbus presentado en la Tabla 7, es utilizado para la integración de todos los medidores de energía de la subestación, esto debido a que todos poseen la misma configuración y ningún mapeo Modbus se puede modificar ya que sus direcciones están dadas desde fábrica.

Los direccionamientos mostrados difieren de los encontrados en el manual de usuario que se puede revisar en el ANEXO A, esto debido a que la pantalla ocupa el direccionamiento 40001 por lo cual todas las direcciones se desplazan hasta obtener como resultado las indicadas en la Tabla 7. También existen variantes en cuanto al tipo de dato que se lee y al dado por el fabricante, en el direccionamiento de la potencia activa del alimentador K2 se tiene únicamente la dirección 40372, difiriendo del resto de alimentadores debido a los valores negativos registrados por el mismo.

#### 4.1.2. Mapa Modbus de los equipos de protección

En el caso de los relés digitales se seleccionaron las señales correspondientes a mandos y estados de estos, los mismos que están destinados a operar sobre los disyuntores de potencia. Los mandos corresponden a: “ABRIR”, “CERRAR” y “RESET” y los estados “ABIERTO” y “CERRADO”, que son determinados por los mandos de “ABRIR” y “CERRAR” respectivamente.

En la Tabla 8, se tiene el direccionamiento de los relés digitales de las cabeceras de los alimentadores. El mapa Modbus presentado también es útil para operar el relé ubicado en la bahía de llegada de la línea de subtransmisión, y con el mismo se puede operar el relé del transformador de potencia.

**Tabla 8.** Mapa Modbus de relés de la subestación La Carolina.

<b>Mandos y estados para: K1, K2, K3, K4, Transformadores de potencia y LST</b>			
<b>Mandos</b>	<b>Tipo de dato</b>		<b>Dirección</b>
Abrir	Boleano	Lectura/Escritura	43209.0
Cerrar	Boleano	Lectura/Escritura	43209.1
Reset	Boleano	Lectura/Escritura	43209.2
<b>Estados</b>	<b>Tipo de dato</b>		<b>Dirección</b>
Abierto	Boleano	Lectura	43089.6
Cerrado	Boleano	Lectura	43089.5

*Nota. Tomado del manual de usuario para relés SEPAM serie 80.*

En la Tabla 9, se presentan las direcciones de alarma de los disparos de las protecciones habilitadas en los relés de los alimentadores, que son también tomadas de los manuales de usuarios de los equipos. Este mapeo es el mismo para los alimentadores y el transformador de potencia.

El mensaje mostrado en la interfaz es el mismo que se detalla en la Tabla 9, sin embargo, este varía en la interfaz de acuerdo con el alimentador que emite la alarma. El texto que se agrega de acuerdo corresponde a la nomenclatura K1, K2, K3, K4, TON y TOFF, en donde las primeras cuatro referencias pertenecen a los alimentadores de la subestación, TON y TOFF a los transformadores de potencia, el primero con carga y el segundo que aún no tiene el equipo, pero si el relé digital.

**Tabla 9.** Mapa Modbus de alarmas provenientes de los relés digitales.

<b>Alarmas para alimentadores K1, K2, K3, K4, Transformador de potencia y LST</b>			
<b>Mensaje de alarma</b>	<b>Tipo de dato</b>		<b>Dirección</b>
Sobrecorriente Instantánea de fase	Boleano	Lectura	43221.0
Sobrecorriente Temporizada de fase	Boleano	Escritura	43221.1
Sobrecorriente Instantánea de neutro	Boleano	Escritura	43221.8
Sobrecorriente Temporizada de neutro	Boleano	Escritura	43221.9
Falla de baja frecuencia	Boleano	Escritura	43225.2
Falla Watchdog Sepam	Boleano	Escritura	43105.4
Interruptor Abierto	Boleano	Escritura	43092.9

*Nota.* Tomado del manual de usuario para relés SEPAM serie 80.

### 4.1.3. Mapa Modbus para alarmas del transformador

El mapa Modbus correspondiente a las alarmas del transformador se obtuvo mediante el sitio web System Maintenance, correspondiente al QTMS, mencionado en el Capítulo 3. En este se activó la opción de protocolo Modbus para que este equipo trabaje simultáneamente con otros protocolos de comunicación previamente configurados por personal de ingeniería de EMELNORTE S.A.

En la Figura 16, se indica la carga de la configuración para la activación del protocolo Modbus en el servidor web de Qualitrol, la misma que permite obtener el mapeo Modbus.

**Protocols Configuration**

DNP Map Configurator Download DNP Map Reset to Default DNP Map

Modbus Map Configurator Download Modbus Map Reset to Default Modbus Map

Modbus Map is not yet available

Download IEC 61850 Map Loading in progress ... Download IEC60870 Map

IEC60870 Map is not yet available

Channel No.	Protocol Type	Status	
1	DNP	Running	Config
2	IEC61850	Running	Config
3	Modbus	Initializing	

**Figura 16.** Activación del protocolo Modbus en el servidor de Qualitrol.

En la Tabla 10, se indica el Mapa Modbus obtenido del servidor web Qualitrol en donde se encuentran las señales de: Temperatura, gas hidrógeno, humedad y sus correspondientes alarmas.

**Tabla 10.** Mapa Modbus de alarmas provenientes del Qualitrol.

Señales de alarma para fallas del transformador			
Mensaje de alarma	Tipo de dato		Dirección
QTMS Alarma Buchholz	Word	Lectura	48300
QTMS Alarma de nivel de aceite	Word	Lectura	48304
QTMS Alarma de gas hidrogeno en aceite	Word	Lectura	48308
QTMS Alarma de Humedad	Word	Lectura	48312

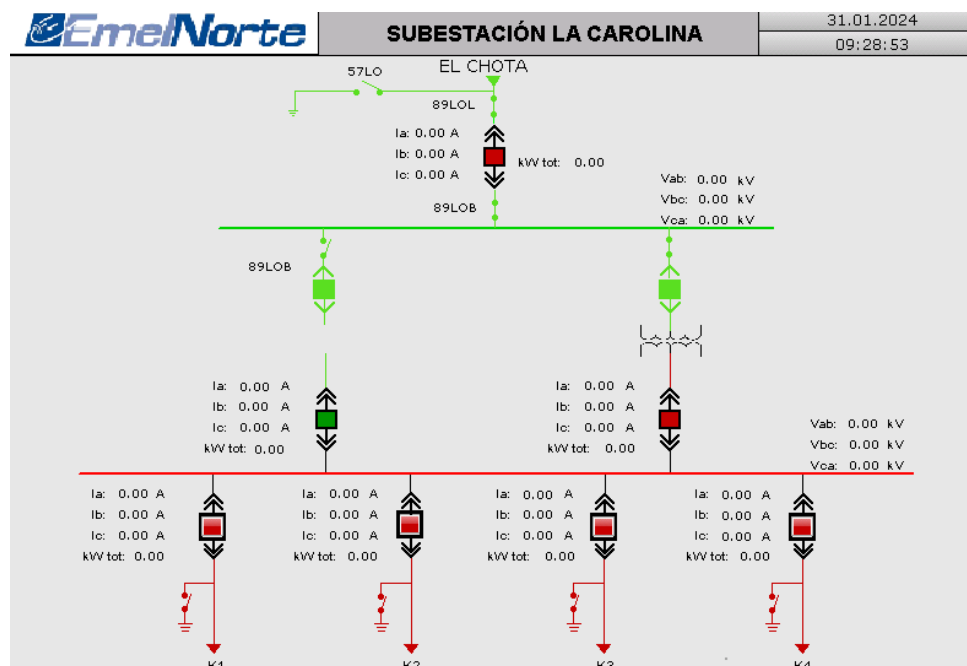
*Nota. Tomado del mapeo activado en el servidor web Qualitrol.*

#### 4.2. Desarrollo de interfaz HMI

El desarrollo de la interfaz HMI se realizó usando el software DOPSoft 2.00.07, y se tomó en cuenta el diagrama unifilar realizado por el departamento del Centro de Control-SCADA. El software permitió ingresar las direcciones de los mapeos de las señales y realizar el monitoreo y control de los equipos integrados de la subestación.

Los equipos destinados al monitoreo son: los medidores de energía SEL-735 y el Qualitrol. Los equipos usados para el control de la subestación son los relés digitales ubicados en el lado de baja del transformador de potencia, la línea de subtransmisión y en los alimentadores de la subestación.

En la Figura 17, se indica la pantalla principal de la interfaz con el diagrama unifilar de la subestación La Carolina, la misma que da paso a diferentes pantallas y subpantallas que permiten visualizar el monitoreo y realizar el control de la subestación.



**Figura 17.** Pantalla principal de la interfaz en simulación offline.

El control de los relés se logra al ejecutar un código que permite enviar un bit en alto a las direcciones de mandos, cuando se presiona la botonera seleccionada. En la Figura 18, se pueden observar las tres botoneras para los mandos de: “ABRIR”, “CERRAR” y “RESET”. El diseño de esta

subpantalla es igual para todos los relés de alimentadores, transformadores de potencia y la línea de subtransmisión pertenecientes a esta subestación.

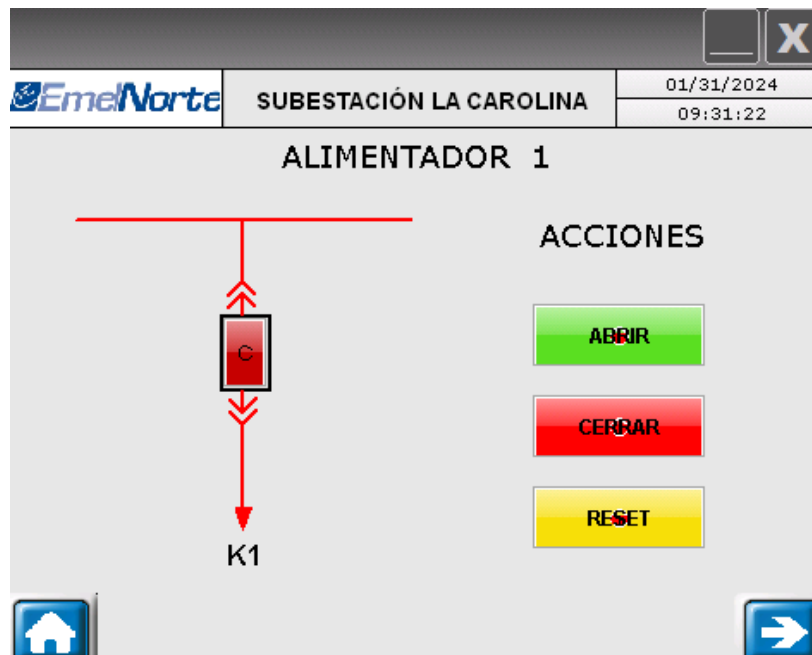


Figura 18. Subpantalla de mandos y estados en simulación offline.

También puede verificar los parámetros eléctricos seleccionados y mencionados en el Capítulo 2, como se muestra en la Figura 19. Este diseño es usado para el monitoreo de los alimentadores, transformadores de potencia y línea de subtransmisión.



Figura 19. Subpantalla de monitoreo para alimentadores en simulación offline.

Al monitoreo y control de la subestación se añadieron las señales de alarma de los relés de los disyuntores asociados a los alimentadores y transformadores de potencia. A continuación, en la Figura

20, se indica la tabla de configuración de alarmas dentro del software DopSoft 2.00.07. Los espacios vacíos dentro de la configuración están destinados a alarmas que se configuren en el futuro en los relés, esto con el fin de que las nuevas alarmas, en el caso de existir, sean mostradas en orden.

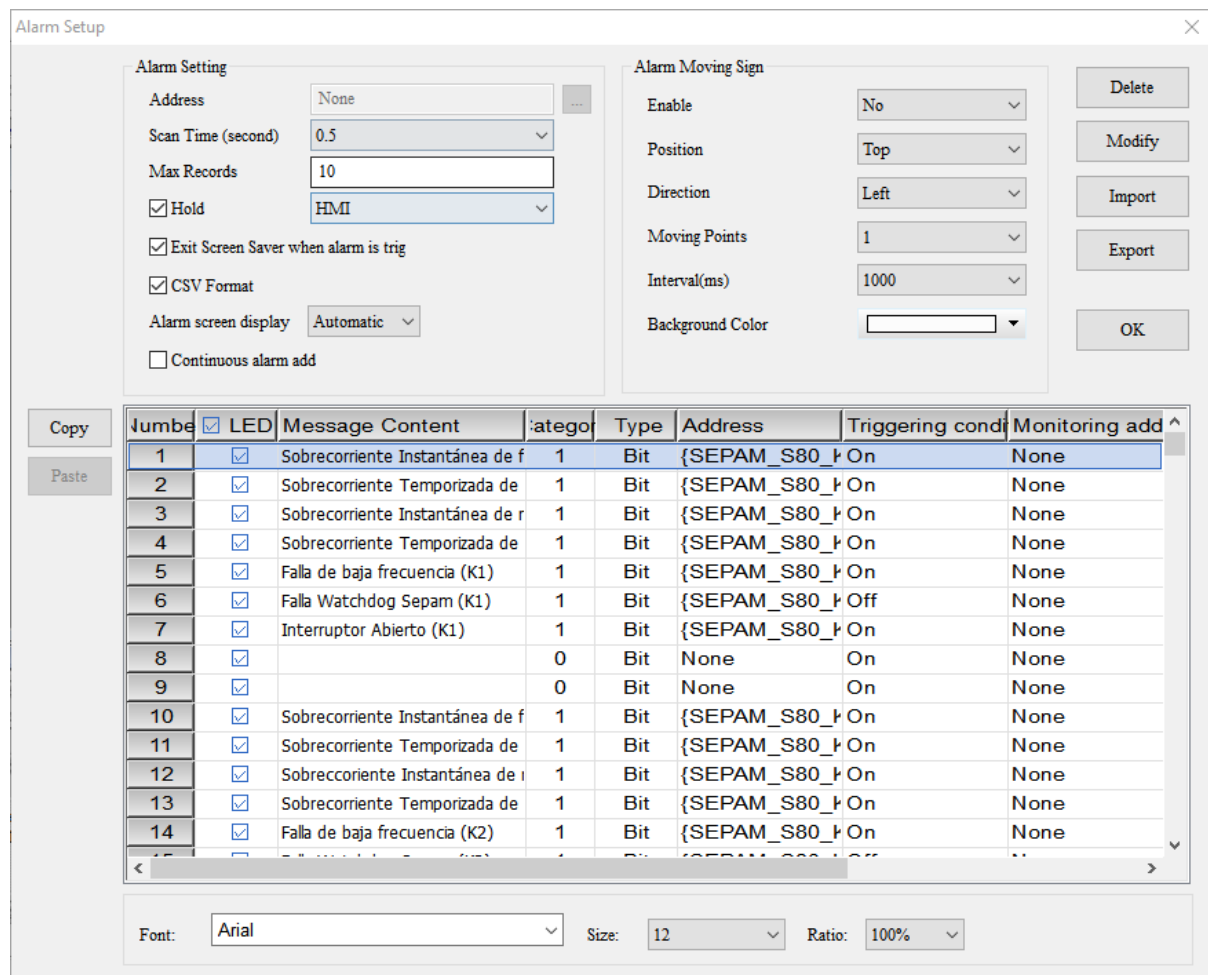


Figura 20. Pantalla de configuración de alarmas para la interfaz HMI.

#### 4.3. Pruebas de funcionamiento

Las pruebas de funcionamiento correspondientes al monitoreo se realizaron verificando que los valores mostrados en la pantalla HMI coincidan con los registrados en los medidores de la subestación. Adicionalmente, se realizó una comparación con los valores que se registran en las consolas del Centro de Control-SCADA.

En la Figura 21, se muestra el monitoreo de la subestación en tiempo real mediante el software RealVNC. En la imagen se presentan los parámetros de corrientes de fase de cada medidor y los voltajes de las líneas de 69 kV y 13.8 kV.



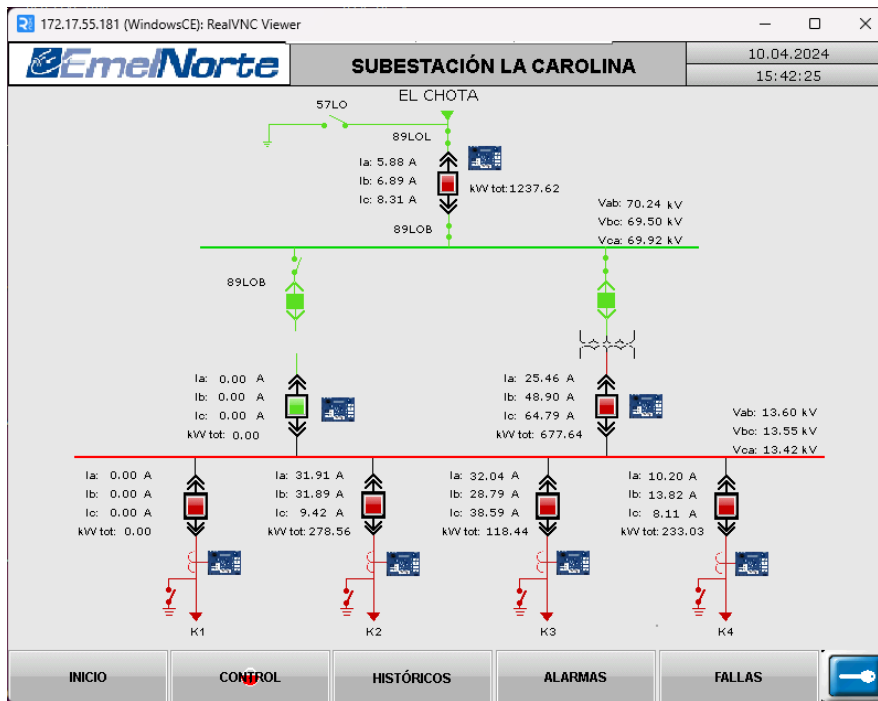


Figura 21. Pantalla de monitoreo principal de la subestación La Carolina.

Las pruebas de control se efectuaron al abrir, cerrar y resetear el relé digital ubicado en el alimentador K1 de la subestación. El procedimiento fue supervisado por el ingeniero a cargo de estas pruebas y por los operadores del departamento. De igual manera se verificó el funcionamiento de todos los alimentadores.

En la Figura 22, se muestra la subpantalla que aparece cuando se desea ejecutar un mando sobre el relé del alimentador. En esta imagen se indica en color plomo el mando que no se puede ejecutar, debido a que el estado del disyuntor es cerrado. Si el disyuntor se encontrara abierto la botonera “ABRIR” se encontraría en plomo.

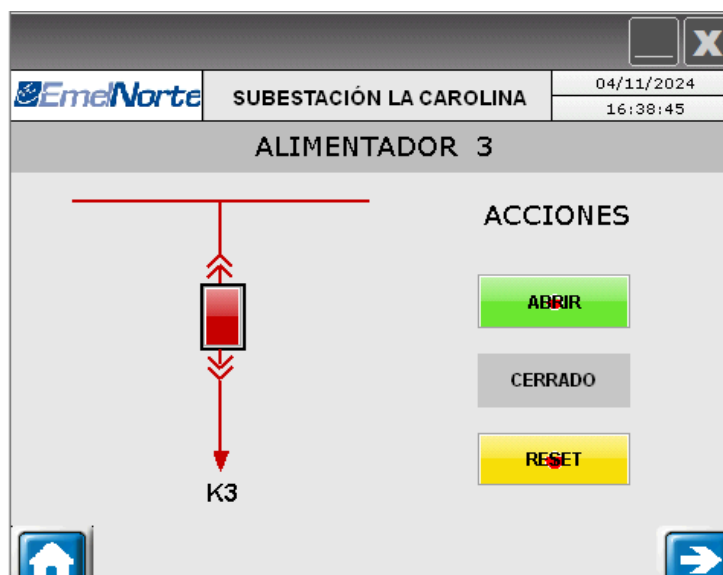


Figura 22. Subpantalla de mandos y estados del alimentador K3, caso 1.

En la Figura 23, se muestra la subpantalla cuando ya se ha ejecutado el mando “ABRIR”, el mismo se muestra como inhabilitado e inmediatamente se indica la botonera para el mando “CERRAR” habilitada, y el mando “RESET” se encuentra siempre activo.

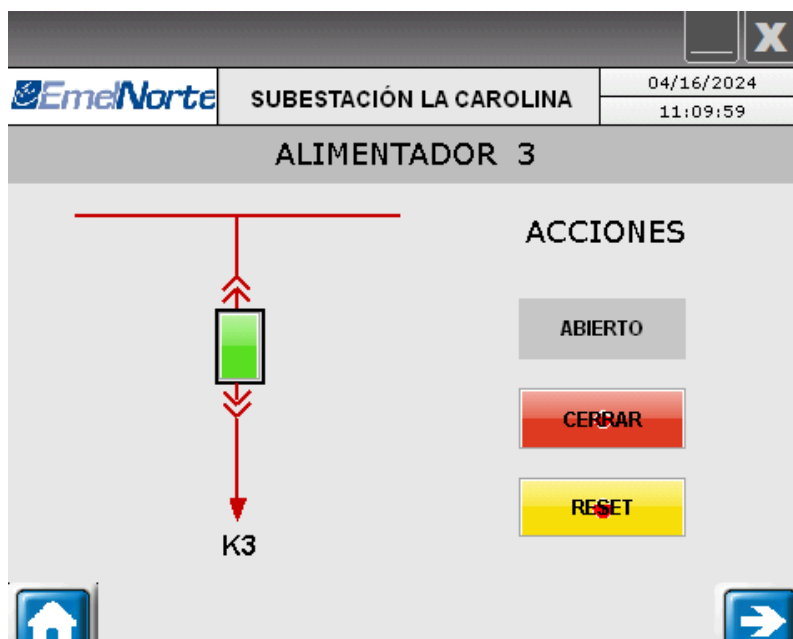


Figura 23. Subpantalla de mandos y estados del alimentador K3, caso 2.

Parte del monitoreo de la subestación incluye la verificación de valores en cada uno de los alimentadores, para lo cual se tomó el direccionamiento de los diferentes parámetros de corrientes, voltajes de línea, voltajes de fase, potencia activa, reactiva, aparente, factor de potencia y frecuencia en tiempo real. En la Figura 24, se presenta en detalle los valores indicados en tiempo real del alimentador K3, tomados del medidor de energía SEL-735.

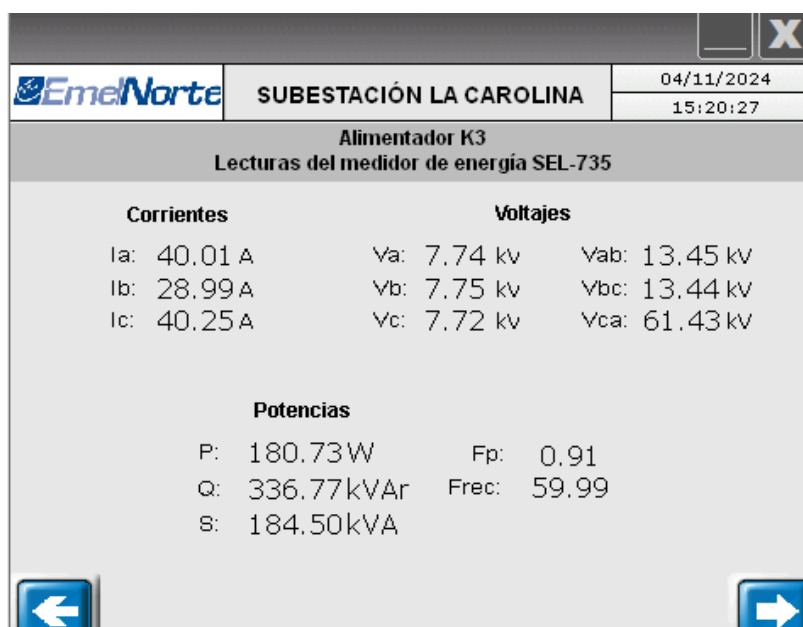


Figura 24. Subpantalla de monitoreo para el alimentador K3.

Para el resto de los alimentadores, se utiliza el mismo diseño del alimentador K2. En la Figura 25, se indica la frecuencia y el estado de las alarmas activadas al ocurrir una falla o el accionamiento de una de las protecciones configuradas previamente en los relés de los alimentadores.

FECHA	HORA	MENSAJE DE ALARMA	FRECUENCIA
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Temporizada de neutro (K1)	0
00/00/0000	00:00:00	Falla de baja frecuencia (K1)	0
00/00/0000	00:00:00	Falla Watchdog Sepam (K1)	0
00/00/0000	00:00:00	Interruptor Abierto (K1)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de fase (K2)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de fase (K2)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de neutro (K2)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Temporizada de neutro (K2)	0
00/00/0000	00:00:00	Falla de baja frecuencia (K2)	0
00/00/0000	00:00:00	Falla Watchdog Sepam (K2)	0
00/00/0000	00:00:00	Interruptor Abierto (K2)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de fase (K3)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de fase (K3)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de neutro (K3)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Temporizada de neutro (K3)	0
00/00/0000	00:00:00	Falla de baja frecuencia (K3)	0
00/00/0000	00:00:00	Falla Watchdog Sepam (K3)	0
00/00/0000	00:00:00	Interruptor Abierto (K3)	3
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de fase (K4)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de fase (K4)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de neutro (K4)	0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de neutro (K4)	0
00/00/0000	00:00:00	Falla de baja frecuencia (K4)	0
00/00/0000	00:00:00	Falla Watchdog Sepam (K4)	0
00/00/0000	00:00:00	Interruptor Abierto (K4)	1

Figura 25. Pantalla de frecuencias de alarmas de los relés de la subestación.

En la Figura 26, se indican las alarmas registradas en la pantalla de datos históricos de la subestación. Las alarmas de aperturas corresponden a acciones realizadas por operadores del Departamento SCADA.

N°	MENSAJE DE ALARMA	HORA DE ACTIVACIÓN	HORA DE RECUPERACIÓN	FRECUENCIA
0034	Interruptor Abierto (K4)	16:58:31 14.04.202	16:58:37 14.04.202	1
0025	Interruptor Abierto (K3)	08:11:39 15.04.202	08:11:44 15.04.202	1
0025	Interruptor Abierto (K3)	03:10:44 16.04.202	03:10:49 16.04.202	2
0025	Interruptor Abierto (K3)	08:59:37 16.04.202	08:59:42 16.04.202	3

Figura 26. Pantalla de históricos de alarmas para la subestación La Carolina.

En la Figura 27, se indica la pantalla dedicada a la muestra de alarmas activadas provenientes del transformador de potencia. Los recuadros de color verde cambiarán a rojo cuando cada direccionamiento ya configurado dentro del QTMS envíe una señal de activación al presentarse valores fuera de lo normal.



Figura 27. Pantalla de alarmas dedicadas a las señales obtenidas del transformador.

#### 4.4. Análisis de resultados

Al tener el monitoreo y control de la subestación en la pantalla HMI se facilita su operación en cuanto a realizar maniobras de apertura y cierre de los disyuntores de los alimentadores.

Para la verificación de mandos y estados de los relés, se realizó la apertura y cierre de los disyuntores de cada uno de los alimentadores, esto fue comprobado mediante las pantallas del OASYS del departamento de Centro de Control – SCADA. En la Figura 28, se indican los estados registrados en el OASYS. La apertura y cierre de los disyuntores se realiza de manera inmediata, al igual que su visualización.

Marca de Tiempo	Subestación	Tipo Dispositivo	Tabla	Punto	Mensaje
10/05/2024 10:43:19,225			remote	13_LA_CAROLINA_TELVENT_S	Comando emitido por QAS113-1002525036 en LC_IBA_XOS3_TS1
10/05/2024 10:43:19,000	13_12_LA_CAROLINA		status	13CA12CPR11-13_852F11-INT-	Comando discreto Cerrado - Realizado correctamente
10/05/2024 10:43:18,586			remote	13_LA_CAROLINA_TELVENT_S	Comando emitido por QAS113-1002525036 en LC_IBA_XOS3_TS1
10/05/2024 10:43:12,736			status	13CA12CPR11-13_852F11-INT-	Comando emitido command cerrado xos por 13-0801910475 en LC_IBA_XOS1_TS1
10/05/2024 10:43:12,736	13_12_LA_CAROLINA		status	13CA12CPR11-13_852F11-INT-	Issue Command tag add oper= 'OMNICOMM' tagType = 'CommandInProgress' wo = " state = 'undefined' canOverride = 'no' desc = 'Currently executing command: Cerrado' por OMNICOMM
10/05/2024 10:41:56,154			remote	13_LA_CAROLINA_TELVENT_S	Comando emitido por QAS113-0801910475 en LC_IBA_XOS1_TS1
10/05/2024 10:41:56,045			remote	13_LA_CAROLINA_TELVENT_S	Comando emitido por QAS113-0801910475 en LC_IBA_XOS1_TS1
10/05/2024 10:41:56,000	13_12_LA_CAROLINA		remote	13_LA_CAROLINA_TELVENT_S	Comando emitido por QAS113-0801910475 en LC_IBA_XOS1_TS1

Figura 28. Eventos registrados en el OASYS como respuesta a la apertura y cierre del alimentador K1.

## **CONCLUSIONES**

El análisis del funcionamiento de elementos, tipos de subestaciones y protocolos de comunicación utilizados en los Sistemas de Automatización para Subestaciones (SAS) permitió la comprensión y elección del protocolo de comunicación Modbus debido a su facilidad de aplicación tomando en cuenta los equipos y parámetros eléctricos solicitados en la interfaz HMI para realizar el monitoreo y control de la subestación La Carolina.

El protocolo Modbus TCP/IP permitió el uso de tecnología actual para integrar los equipos de la subestación mediante la elaboración de una interfaz cargada a una pantalla HMI, lo que reduce el uso de equipos externos que actúen como concentradores de datos; proporciona rapidez en la transmisión de datos registrados por los equipos integrados a la interfaz; teniendo así un flujo continuo de información entre equipos de la subestación, la pantalla HMI y el sistema OASYS del Centro de Control - SCADA.

Las pruebas de funcionamiento realizadas en el alimentador de respaldo K1 permitieron verificar la monitorización y control de la subestación; la implementación de la pantalla permitió mejorar su proceso de monitorización y control ya que con la interfaz cargada en esta se accede en tiempo real y desde cualquier punto de la concesión de EMELNORTE S.A. a su funcionamiento, agilizando de esta manera su mantenimiento y respuesta ante fallas.

## **RECOMENDACIONES**

En integración de equipos se recomienda utilizar un protocolo de comunicación como el IEC 60870-5-104. Aunque este protocolo también es de tipo TCP/IP, ofrece una mayor facilidad para la integración de equipos de diferentes marcas y especificaciones técnicas, lo que facilita la interoperabilidad y reduce los problemas de compatibilidad de comunicación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. Oré, «Automatización Y Control Con RTU De 29 Subestaciones De Distribucion De Media Tensión Del Centro Histórico De Trujillo», 2021.
- [2] J. Reyes, «Análisis de la implementación del mormativo IEC 61850 para la automatización de subestaciones eléctricas en Guatemala», vol. 0, p. 236, 2013.
- [3] J. Moya, «“RIESGOS ELÉCTRICOS EN LA SUBESTACIÓN LA PENÍNSULA DE LA EEASA.”», p. 250, 2013.
- [4] F. Flores y R. García, «Caracterización de las Subestaciones Eléctricas de Transmisión y Distribución que Hagan Parte del SIN , del STR o del SDL Dentro de la Región Central ( Cundinamarca , Boyacá , Tolima , Meta y Bogotá DC ) Commo Parte del Convenio Marco de Cooperacion Inter», *Grup. Investig. Xué- Univ. Dist. Fr. José Caldas*, vol. 1, pp. 19-20, 2020.
- [5] D. Andrade, «Plan de Seguimiento, Control y Monitoreo de la Implementación del Sistma Integrado de Gestión para la Distribución Eléctrica-SIGDE en las empresas Eléctricas de Distribución a Nivel Nacional», 2014.
- [6] F. Cachago y L. Tapia, «AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA OTAVALO E INTEGRACIÓN AL SISTEMA SCADA OASYS», 2018.
- [7] 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.
- [8] M. V. S.A., *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*, vol. 2, n.º 5. 2003.
- [9] CELEC EP, «Diseño de Subestaciones», 2016. .
- [10] A. Yanza, «Desarrollo de un Sistema de Entrenamiento para Operación de Subestaciones Eléctricas Orientdo a Operadores de Subestaciones Eléctricas, Orientado a Operadores de Operadores de Subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, Utilizando el Entorno de Programación», 2020.
- [11] F. Gómez y H. Vargas, «Planteamiento del diseño de subestaciones eléctricas», 2011, Accedido: feb. 14, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://ciencia.lasalle.edu.co/ep>.
- [12] F. Beltrán, «Diseño de sistema para la Gestión de Mantenimiento de una Subestación de 69kV», pp. 2013-2015, 2021.
- [13] D. Serpa, «CONTROL REMOTO DE SUBESATACION ELECTRICA PARA REDUCIR PROBLEMAS POR SOBRECARGA EN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE

- SUBESTACION DE TRANSMISIÓN OROPESA - CUSCO», 2022.
- [14] F. Carrillo, «DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA EL ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO EN EL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COMPACTA CON BARRA SIMPLE Y BARRA DE TRANSFERENCIA CONSIDERANDO LAS LIMITACIONES DEL MAR», 2021.
- [15] W. Barbosa y H. Pullutasig, «DESARROLLO DE UNA APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA LA OPERACIÓN DE BARRAS DE UNA SUBESTACIÓN», 2021.
- [16] S. Amancha y J. Ramírez, «Implementación de un Módulo Didáctico de Simulación de Operación de una Subestación con Esquema de Barra Principal y Barra de Transferencia y Elaboración de Protocolos para Procedimientos de Maniobras de Operación y Mantenimiento», 2020.
- [17] E. Gonzales, «Simulador de subestaciones electricas 2.0», 2014.
- [18] COMUVAL, «Elementos de una subestación eléctrica de alto voltaje en exteriores.», 2018. <http://www.comuval.com/blog/elementos-de-una-subestacion-electrica-de-alto-voltaje.html> (accedido abr. 27, 2023).
- [19] S. Chapman, *Máquinas Eléctricas*. 2012.
- [20] S. Neppas, «COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE CON RELÉS DIRECCIONALES», 2022.
- [21] J. Pedrozo, «PRUEBAS A EQUIPOS SECCIONADORES», 2021.
- [22] L. Jara, «ANÁLISIS DE SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTO DOMINGO - ESMERALDAS A 230 kV», 2022.
- [23] E. Chaparro, «INSTRUCTIVO PARA PRUEBAS A INTERRUPTORES DE POTENCIA EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS SOPORTADO EN PLATADORMA VIRTUAL», 2020.
- [24] B. Alba y O. Hernández, «Desempeño de modelos de pararrayos de óxido metálico frente a impulsos de corriente Performance of metal oxide surge arrester models for current impulses», 2018.
- [25] NEC, «NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCION. INSTALACIONES ELECTROMECHANICAS.», p. 173, 2013, [En línea]. Disponible en: <https://www.ecp.ec/wp-content/uploads/2017/09/NECINSTALACIONESELECTROMECHANICAS2013.pdf>.
- [26] J. Castro, «INTEGRACIÓN DE SUBESTACIONES AL SISTEMA AVANZADO PARA EL



MANEJO DE LA DISTRIBUCIÓN DEL ECUADOR», 2019.

- [27] M. H. Fazaeli, M. M. Keramat, y H. Alipour, «A novel approach for modeling and maintenance of power system substation automation», *Proc. 16th Int. Conf. Prot. Autom. Power Syst. IPAPS 2022*, pp. 20-23, 2022, doi: 10.1109/IPAPS55380.2022.9763124.
- [28] S. Mnukwa y A. Saha, «SCADA and Substation Automation Systems for the Port of Durban Power Supply Upgrade», 2020. <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9041078> (accedido feb. 14, 2023).
- [29] G. Triana, «Desarrollo de SCADA para microrred experimental.», 2020.
- [30] F. Iza, «Automatización de la S/E Eugenio Espejo de la Empresa Eléctrica Quito. S.A. aplicando la norma IEC 61850», p. 210, 2013.
- [31] E. Pérez, «Los sistemas SCADA en la automatización industrial», *Revista Tecnología en Marcha*, vol. 28, n.º 4, p. 3, 2015.
- [32] J. Jaime y R. Suárez, «IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DE PRUEBAS PARA DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IEDs) Y LA INTEGRACIÓN AL SCADA LOCAL DE EQUIPOS DE FUERZA Y CONTROL EN EL CENTRO DE OPERACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA», 2020.
- [33] C. Báez y C. León, «Diseño e implementación de un sistema SCADA complementario para control y monitoreo de la subestación eléctrica San Gabriel», p. 52, 2016, [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/12203>.
- [34] S. Kumar, N. Das, y S. Islam, «High voltage substation automation and protection system based on IEC 61850», *Australas. Univ. Power Eng. Conf. AUPEC 2018*, n.º November, pp. 3-8, 2018, doi: 10.1109/AUPEC.2018.8757995.
- [35] I. Rivadeneira, «Análisis de protocolos de comunicación para la Automatización de Subestaciones de Transmisión Eléctrica », 2005.
- [36] R. Ayala y J. Tenesaca, «Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución», 2018.
- [37] CISCO, «Networking ▪ Aspectos básicos de Networking», 2007.
- [38] P. Wu, Y. Cui, J. Wu, J. Liu, y C. Metz, «Transition from IPv4 to IPv6: A state-of-the-art survey», *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 15, n.º 3, pp. 1407-1424, 2013, doi:

- 10.1109/SURV.2012.110112.00200.
- [39] J. J. Lin, K. C. Wang, S. M. Cheng, y Y. C. Liu, «On exploiting SDN to facilitate IPv4/IPv6 coexistence and transition», *2017 IEEE Conf. Dependable Secur. Comput.*, pp. 473-474, 2017, doi: 10.1109/DESEC.2017.8073867.
- [40] 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.
- [41] M. Cebe y K. Akkaya, «A bandwidth-efficient secure authentication module for smart grid DNP3 protocol», *2020 Resil. Week, RWS 2020*, pp. 160-166, 2020, doi: 10.1109/RWS50334.2020.9241294.
- [42] S. Tamboli, M. Rawale, R. Thoraiet, y S. Agashe, «Implementation of Modbus RTU and Modbus TCP Communication using Siemens S7-1200 PLC for Batch Process», *2015 Int. Conf. Smart Technol. Manag. Comput. Commun. Control. Energy Mater.*, n.º May, pp. 258-263, 2015, doi: 10.1109/ICSTM.2015.7225424.
- [43] 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.
- [44] J. Alvarez, «ESTUDIO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN LA CAROLINA DE EMELNORTE S.A.», 2013.
- [45] EMELNORTE, «Bases de Datos-Estudios Eléctricos-EMELNORTE S.A.», 2020.
- [46] SERVERON, «Monitor en línea para transformadores Guía de instalación Serie modelo TM», 2014.
- [47] «Bases de datos - Centro de Control Control-SCADA-Emelnorte».
- [48] SERVERON, «QTMS Qualitrol Transformer Monitor System QUALITROL», 2014.
- [49] Schneider Electric, «Easergy Sepam series 80. Protection, metering and control functions. User's manual», 2021.
- [50] SEL, «SEL-735-Medidor de Energía», 2014.
- [51] SEL, «SEL-735 Power Quality and Revenue Meter Instruction Manual».
- [52] DELTA, «DOPSoft User Manual», 2012.

[53] DELTA, «DOP - W. Datasheet».

[54] RealVNC, «Descargue VNC Viewer | VNC Connect».  
<https://www.realvnc.com/es/connect/download/viewer/> (accedido ene. 11, 2024).

## ANEXOS

### ANEXO A. Mapa de registros Modbus de los medidores de energía SEL-735.

**Table E.26 Modbus Register Map (Sheet 3 of 10)**

Address		Name	Notes	Read (R) Write (W)	Data Types
Decimal	Hexadecimal				
<b>Voltage, Current, and Power</b>					
350–351	015E–015F	IA		R	LONG100
352–353	0160–0161	IB		R	LONG100
354–355	0162–0163	IC		R	LONG100
356–357	0164–0165	IN		R	LONG100
358–359	0166–0167	VA		R	LONG100
360–361	0168–0169	VB		R	LONG100
362–363	016A–016B	VC		R	LONG100
364–365	016C–016D	VAB		R	LONG100
366–367	016E–016F	VBC		R	LONG100
368–369	0170–0171	VCA		R	LONG100
370–371	0172–0173	W3		R	LONG100
372–373	0174–0175	U3		R	LONG100
374–375	0176–0177	Q3		R	LONG100
376–377	0178–0179	WA		R	LONG100
378–379	017A–017B	WB		R	LONG100
380–381	017C–017D	WC		R	LONG100
382–383	017E–017F	UA		R	LONG100
384–385	0180–0181	UB		R	LONG100
386–387	0182–0183	UC		R	LONG100
388–389	0184–0185	QA		R	LONG100
390–391	0186–0187	QB		R	LONG100
392–393	0188–0189	QC		R	LONG100
394–399	018A–018F	Reserved		R	UINT
<b>Frequency</b>					
900	0384	FREQ		R	UINT100
901	0385	FREQ_PQ		R	UINT100
902–909	0386–038D	Reserved		R	UINT

**ANEXO B. Mapa de registros Modbus para mandos y estados de los relés digitales SEPAM Series 80, en formato hexadecimal.**

Word 0C88: TC1 to TC16		Sepam 2000
Bit 00: TC1	Trip / open <sup>(1)</sup>	KTC33
Bit 01: TC2	Closing	KTC34
Bit 02: TC3	Sepam reset <sup>(1)</sup>	KTC35
Bit 03: TC4	Peak demand current reset	KTC36
Bit 04: TC5	Peak demand power reset <sup>(1)</sup>	KTC37
Bit 05: TC6	Reserved	KTC38
Bit 06: TC7	Reserved	KTC39
Bit 07: TC8	Enable recloser <sup>(1)</sup>	KTC40
Bit 08: TC9	Disable recloser <sup>(1)</sup>	KTC41
Bit 09: TC10	Free	KTC42
Bit 10: TC11	Free	KTC43
Bit 11: TC12	Free	KTC44
Bit 12: TC13	Free	KTC45
Bit 13: TC14	Free	KTC46
Bit 14: TC15	Free	KTC47
Bit 15: TC16	Free	KTC48

**ANEXO C. Mapa de registros Modbus para alarmas de los relés digitales SEPAM Series 80, en formato hexadecimal.**

Word 0C94: TS65 to TS80	
Bit 00: TS65	Protection 50/51 unit 1
Bit 01: TS66	Protection 50/51 unit 2
Bit 02: TS67	Protection 50/51 unit 3
Bit 03: TS68	Protection 50/51 unit 4
Bit 04: TS69	Protection 50/51 unit 5
Bit 05: TS70	Protection 50/51 unit 6
Bit 06: TS71	Protection 50/51 unit 7
Bit 07: TS72	Protection 50/51 unit 8
Bit 08: TS73	Protection 50N/51N unit 1
Bit 09: TS74	Protection 50N/51N unit 2
Bit 10: TS75	Protection 50N/51N unit 3
Bit 11: TS76	Protection 50N/51N unit 4
Bit 12: TS77	Protection 50N/51N unit 5
Bit 13: TS78	Protection 50N/51N unit 6
Bit 14: TS79	Protection 50N/51N unit 7
Bit 15: TS80	Protection 50N/51N unit 8

Word 0C98: TS129 to TS144	
Bit 00: TS129	Protection 81H unit 1
Bit 01: TS130	Protection 81H unit 2
Bit 02: TS131	Protection 81L unit 1
Bit 03: TS132	Protection 81L unit 2
Bit 04: TS133	Protection 81L unit 3
Bit 05: TS134	Protection 81L unit 4
Bit 06: TS135	Protection 81R unit 1
Bit 07: TS136	Protection 81R unit 2

**ANEXO D. Código macro utilizado en la pantalla Delta W105B para enviar un bit en alto para mandos de la interfaz HMI.**

**//Código Macro para bits en alto**

```
IF {SEPAM_S80_K1}5@W4-3209.1
  IF $3209.0 == ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF
END

IF {SEPAM_S80_K2}5@W4-3209.1
  IF $3209.0 == ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF
END

IF {SEPAM_S80_K3}5@W4-3209.1
  IF $3209.0 == ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF
END

IF {SEPAM_S80_K4}5@W4-3209.1
  IF $3209.0 == ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF
END
```

```
IF {SEPAM_S82_N01}5@W4-3209.1
  IF $3209.0 == ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF
END
```

```
IF {SEPAM_T87_TOFF}5@W4-3209.1
  IF $3209.0 == ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF
END
```

```
IF {SEPAM_T87_TON}5@W4-3209.1
  IF $3209.0 == ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF

  IF $3209.1== ON
    BITON $1.0
  ENDIF
END
```



**ACTA DE TRABAJO Nro: 1**

**Proyecto:** Integración de los Equipos de Medición y Protección Mediante la Implementación de un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) local para la Subestación La Carolina

**Tema a tratar:** Entrega de la pantalla HMI programada para operar y monitorear la subestación La Carolina.

**Fecha:** 25/05/2024

**Participantes:**

Nombre	Unidad	Firma
Ing. Jorge Montesdeoca	Departamento SCADA	
Ing. Diego Imbaquingo	Departamento SCADA	
Ing. Johao Burbano	Departamento de Subestaciones y LST	
Tnlgo. Xavier Herrera	Grupo operativo Subestaciones y LST	
Ing. Hernán Pérez	Director de Tesis	
Srta. Ana Cualchi	Tesista en el Departamento SCADA	

**Texto del acta:**

Presentación del funcionamiento y del entorno de la interfaz cargada en la pantalla HMI, para su instalación dentro de la subestación La Carolina, verificando que la misma conste de:

- Diagrama unifilar de la subestación.
- Monitoreo de alimentadores, transformador de potencia y línea de subtransmisión.
- Control de alimentadores.
- Tabla de alarmas e históricos.

**Responsabilidades asumidas:**

No.	Descripción	Responsable
1	Responsable de la interfaz y su manejo	Ing. Diego Imbaquingo
2	Equipo de desarrollo	Srta. Ana Cualchi







**ACTA ENTREGA RECEPCIÓN**

**TEMA: “INTEGRACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES (SAS) LOCAL PARA LA SUBESTACIÓN LA CAROLINA”.**

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 LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES (SAS) LOCAL PARA LA SUBESTACIÓN LA CAROLINA” al departamento de Centro de Control – SCADA.

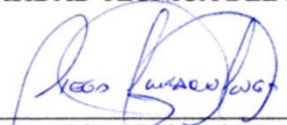
EL trabajo de titulación fue desarrollado de acuerdo con los requerimientos solicitados por los interesados. El desarrollo de la interfaz correspondiente al trabajo de titulación fue realizado por la Srta. Ana Elizabeth Cualchi Shinín, bajo la supervisión del Ing. Diego Imbaquingo dentro de la empresa.

Productos entregados:

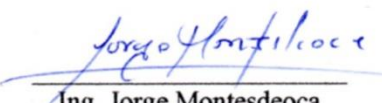
- Ejecutable de la interfaz.
- Manual de configuración.
- Manual de usuario.

Atentamente,

  
\_\_\_\_\_  
Srta. Ana Cualchi  
Tesisista  
UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

  
\_\_\_\_\_  
Ing. Diego Imbaquingo  
Analista electrónico SCADA  
DPTO. CENTRO DE CONTROL -SCADA

  
\_\_\_\_\_  
Ing. Hernán Pérez  
Director de Tesis  
UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

  
\_\_\_\_\_  
Ing. Jorge Montesdeoca  
Jefe de Departamento  
DPTO. CENTRO DE CONTROL -SCADA



**ANEXO G. Cronograma de actividades.**

Integración de los Equipos de Medición y Protección Mediante la Implementación de un Sistema de Automatización de Subestaciones para la Subestación La Carolina		FECHA INICIO ACTIVIDADES: Marzo de 2023																									
		CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES																									
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	ACTIVIDADES	SEMANAS																									
		21	22	23	24	25	32	33	34	35	36	37	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	1	2	3	10	11
Describir el funcionamiento de los tipos de subestaciones eléctricas, y los protocolos de comunicación usados en un SAS.	Búsqueda bibliográfica de los tipos de dispositivos de medición y protección de la subestación La Carolina.	x	x	x	x																						
	Elección de los parámetros a integrarse dentro de la interfaz HMI.			x	x																						
Integrar los equipos de medición y protección mediante el desarrollo de una interfaz HMI y protocolo Modbus.	Establecer comunicación con los dispositivos de la Subestación.							x	x																		
	Desarrollar los diferentes entornos de operación y manejo para la interfaz de la subestación.							x	x	x	x	x	x	x	x												
	Integrar los datos de los equipos de la subestación y señales de alarmas a la interfaz.											x	x	x	x	x											



**ANEXO H. Manual de Configuración y Usuario.**

# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



## Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas

### Carrera de Ingeniería en Electricidad

#### MANUAL DE CONFIGURACIÓN Y USUARIO DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES LOCAL PARA LA SUBESTACIÓN LA CAROLINA

Autor:

Ana Elizabeth Cualchi Shinín

Director:

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz, MSc

Ibarra, 2024

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	1
MANUAL DE CONFIGURACIÓN .....	2
Configuración de la pantalla HMI DOP-W105B.....	2
1.    Instalación de Software DOPSoft 2.00.07.....	2
1.    Creación de un nuevo proyecto.....	3
2.    Configuración del nuevo proyecto .....	8
3.    Guardar nuevo proyecto.....	13
4.    Carga de archivos a la pantalla HMI. ....	13
Integración de equipos .....	14
1.    Integración de medidores de energía.....	14
2.    Integración de relés digitales.....	16
Diseño de la interfaz.....	18
1.    Botoneras usadas en el monitoreo.....	18
2.    Botoneras usadas para el control de relés digitales. ....	21
3.    Creación de pantallas y subpantallas.....	23
4.    Creación de Alarmas.....	24
5.    Creación de tablas históricas.....	25
6.    Creación de niveles de contraseñas .....	27
7.    Diseño del entorno.....	28
MANUAL DE USUARIO .....	30
Uso de la interfaz .....	30
1.    Instalación de RealVNC Viewer.....	30
2.    Monitoreo y control de la subestación La Carolina.....	34

## TABLA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Ventana para la selección de lenguaje. ....	2
<b>Figura 2.</b> Ventana de selección de componente para instalación del software. ....	2
<b>Figura 3.</b> Ventana de instalación del programa. ....	3
<b>Figura 4.</b> Ícono de acceso directo del software. ....	3
<b>Figura 5.</b> Características de la opción “File” .....	3
<b>Figura 6.</b> Ventana de elección de equipos. ....	4
<b>Figura 7.</b> Inhabilitación del puerto COM2. ....	4
<b>Figura 8.</b> Activación del puerto Ethernet1. ....	5
<b>Figura 9.</b> Ingreso de un nuevo controlador. ....	5
<b>Figura 10.</b> Ventana para el ingreso de IP de la pantalla HMI. ....	5
<b>Figura 11.</b> Partes de la ventana de configuración para “Communication Setting”. ....	7
<b>Figura 12.</b> Entorno de trabajo de DOPSoft 2.00.07. ....	7
<b>Figura 13.</b> Ventana “Configuration” .....	8
<b>Figura 14.</b> Partes de la ventana “Configuration” sección “Main”. ....	9
<b>Figura 15.</b> Partes de la sección “Control Block”. ....	9
<b>Figura 16.</b> “Control Block” y “Status Block” modificados. ....	10
<b>Figura 17.</b> Partes de la sección “Default” .....	10
<b>Figura 18.</b> Sección “Default” configurada. ....	11
<b>Figura 19.</b> Partes de la sección “Others” .....	11
<b>Figura 20.</b> Ventana de “Configuration”. ....	12
<b>Figura 21.</b> Configuración para habilitar Real VNC Viewer. ....	12
<b>Figura 22.</b> Guardar archivo. ....	13
<b>Figura 23.</b> Selección de ubicación del archivo. ....	13
<b>Figura 24.</b> Compilación exitosa de un archivo. ....	13
<b>Figura 25.</b> Elección para abrir ventana “Communication Setting”. ....	14
<b>Figura 26.</b> Elección de tipo de controlador. ....	14
<b>Figura 27.</b> Ingreso de IP del controlador. ....	15
<b>Figura 28.</b> Integración de los medidores de energía de la subestación. ....	16
<b>Figura 29.</b> Configuración de ID para relés digitales. ....	16
<b>Figura 30.</b> Integración de todos los equipos de medición y protección. ....	17
<b>Figura 31.</b> Elección del display numérico. ....	18
<b>Figura 32.</b> Sección de configuración de “Numeric Display” .....	19
<b>Figura 33.</b> Ingreso del medidor en “Numeric Display”. ....	19
<b>Figura 34.</b> Elección del tipo de dato a leer. ....	20
<b>Figura 35.</b> Ingreso de la dirección de registro del medidor. ....	20

<b>Figura 36.</b> Configuración de “Numeric Display” con datos Double Word. ....	20
<b>Figura 37.</b> Características de estilo para “Numeric Display”. ....	21
<b>Figura 38.</b> Elección de botonera “Set”. ....	21
<b>Figura 39.</b> Sección de “Write Address”. ....	21
<b>Figura 40.</b> Elección de un relé digital. ....	22
<b>Figura 41.</b> Elección del tipo de dato.....	22
<b>Figura 42.</b> Ingreso de la dirección del registro para mandos del relé. ....	23
<b>Figura 43.</b> Código Macro usado para enviar un bit en alto.....	23
<b>Figura 44.</b> Creación de una nueva “Screen”.....	23
<b>Figura 45.</b> Creación de una “Subpantalla”. ....	24
<b>Figura 46.</b> Selección de “Alarm Setup”. ....	24
<b>Figura 47.</b> Parámetros a configurar en “Alarm Setup”.....	24
<b>Figura 48.</b> Ingreso de nuevas alarmas. ....	25
<b>Figura 49.</b> Elección de tabla de alarmas.....	25
<b>Figura 50.</b> Ingreso y parámetros a configurar de la tabla de alarmas. ....	25
<b>Figura 51.</b> Configuración de la tabla de alarmas. ....	26
<b>Figura 52.</b> Elección de la tabla de frecuencia de alarmas. ....	26
<b>Figura 53.</b> Configuración de la tabla de frecuencias. ....	26
<b>Figura 54.</b> Elección de “Password setting”. ....	27
<b>Figura 55.</b> Niveles de alarma. ....	27
<b>Figura 56.</b> Ingreso de nuevas alarmas. ....	27
<b>Figura 57.</b> Configuración de niveles de seguridad en botoneras. ....	28
<b>Figura 58.</b> Sección de “Drawing”. ....	28
<b>Figura 59.</b> Interfaz de la subestación La Carolina. ....	29
<b>Figura 60.</b> Elección de lenguaje para “RealVNC Viewer”.....	30
<b>Figura 61.</b> Instalación de “RealVNC Viewer”. ....	30
<b>Figura 62.</b> Entorno de trabajo de “RealVNC Viewer”. ....	30
<b>Figura 63.</b> Ingreso de credenciales para “RealVNC Viewer”. ....	31
<b>Figura 64.</b> Creación de un nuevo usuario.....	31
<b>Figura 65.</b> Mensaje de verificación. ....	31
<b>Figura 66.</b> Inicio de nueva sesión en “RealVNC Viewer”. ....	32
<b>Figura 67.</b> Confirmación de inicio de sesión.....	32
<b>Figura 68.</b> Ingreso de IP y de contraseña de la pantalla Delta W105B.....	33
<b>Figura 69.</b> Pantalla de inicio de la interfaz. ....	33
<b>Figura 70.</b> Pantalla de monitoreo de la interfaz.....	34
<b>Figura 71.</b> Subpantalla de monitoreo para el transformador de potencia. ....	34
<b>Figura 72.</b> Pantalla de monitoreo para K1.....	35



<b>Figura 73.</b> Opciones para ingresar a la sección de control de la interfaz. ....	35
<b>Figura 74.</b> Ingreso de credenciales para acceder al control de la interfaz. ....	36
<b>Figura 75.</b> Pantalla de control de la interfaz. ....	36
<b>Figura 76.</b> Subpantalla de control de K3, con la dirección de cerrado en alto. ....	37
<b>Figura 77.</b> Subpantalla de control de K3, con la dirección de abierto en alto. ....	37
<b>Figura 78.</b> Botoneras para acceder a las tablas de datos históricos y de lista de alarmas. ....	38
<b>Figura 79.</b> Tablas de datos históricos y lista de alarmas. ....	38
<b>Figura 80.</b> Pantalla de configuración vista desde “RealVNC Viewer”. ....	39

## **INTRODUCCIÓN**

El objetivo del presente documento es presentar los aspectos principales de la configuración, diseño y uso del Sistema de Automatización para Subestaciones (SAS) local de la subestación La Carolina, para su operación y monitorización.

Este SAS local permite la monitorización y operación de la subestación de manera local y remota mediante el uso de la pantalla HMI de marca DELTA modelo DOP-W105B.

# MANUAL DE CONFIGURACIÓN

## Configuración de la pantalla HMI DOP-W105B

La pantalla HMI Delta pertenece a la serie DOP-W, este modelo indica que la pantalla tiene un tamaño de 10,4”, 2 puertos ETHERNET, 2 puertos COM, 1 puerto USB, 1 puerto para tarjeta SD y adicionalmente cuenta con un grado de impermeabilidad de IP65. La pantalla puede ser configurada usando únicamente el software DOPSoft 2.00.07 de licencia libre, el mismo que puede ser instalado en sistemas operativos Windows.

### 1. Instalación de Software DOPSoft 2.00.07

El software puede ser instalado en los siguientes sistemas operativos Microsoft Windows de 32 y 64 bits: XP, Vista, 7, 8/8, 10 y 11. El archivo .exe se encuentra en la siguiente carpeta 📁, luego de descargar el archivo el procedimiento a seguir para su instalación es el mostrado a continuación.

- a) Dar clic derecho sobre el archivo y luego dar clic sobre “Ejecutar como administrador”. Después se desplegará una ventana en la que se solicitará escoger el lenguaje del instalador y se escogerá “English”, para luego dar clic en “OK”.

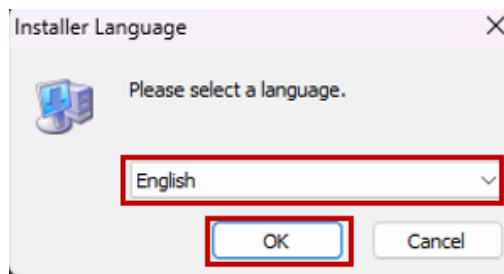


Figura 1. Ventana para la selección de lenguaje.

- b) En la pantalla que aparecerá a continuación se dará clic en “Install”.

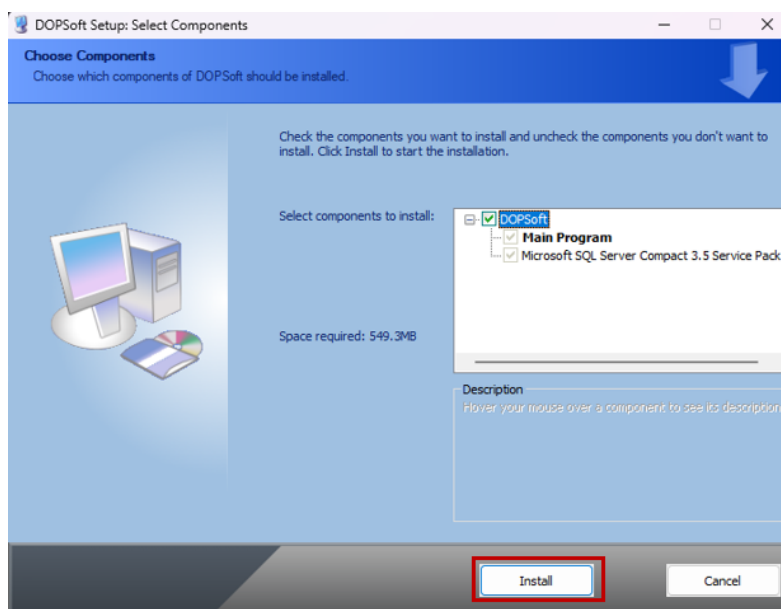
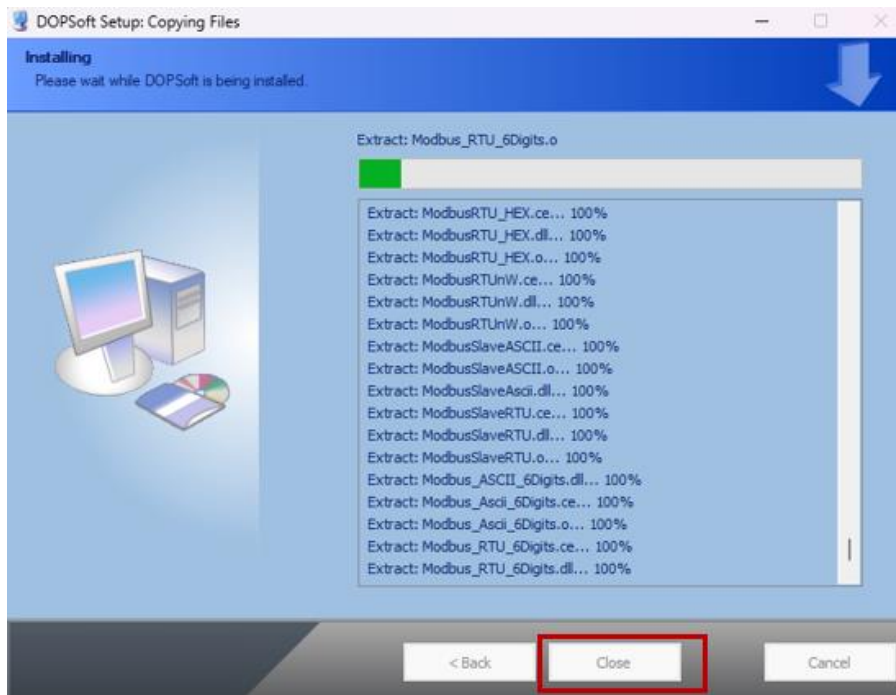


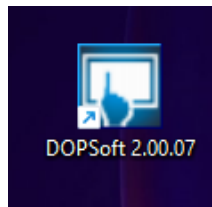
Figura 2. Ventana de selección de componente para instalación del software.

c) Posteriormente dar clic en “Close”.



**Figura 3.** Ventana de instalación del programa.

d) El programa aparecerá automáticamente en la venta del escritorio del computador.



**Figura 4.** Ícono de acceso directo del software.

### 1. Creación de un nuevo proyecto.

Al tener instalado el programa y acceder a este se tendrá la ventana inicial del mismo sin ningún archivo creado previamente. Para crear un nuevo proyecto se deberá realizar lo siguiente.

a) Dar clic sobre “File” y escoger la opción “New”, o presionar “Ctrl + N”.



**Figura 5.** Características de la opción “File”.

- b) En la nueva ventana se podrá escoger el modelo de pantalla con el que se trabajará. En este caso se dará clic sobre la opción “DOP-W series”, “W105B” y luego en “Next”.

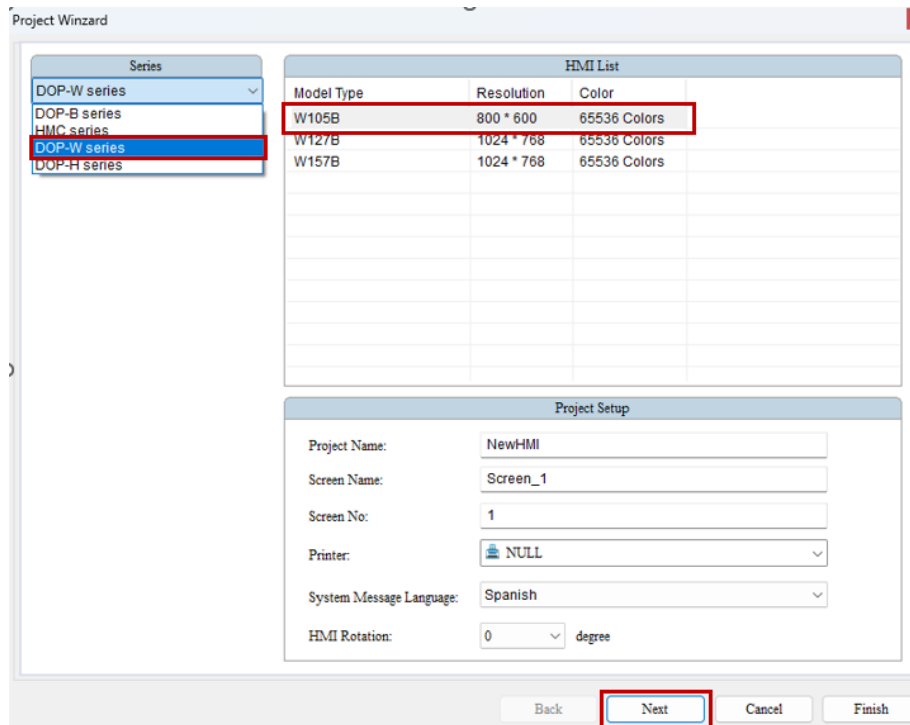


Figura 6. Ventana de elección de equipos.

- c) En la siguiente ventana aparece por default el puerto “COM2” activado. En este caso la integración de equipos se realizará por medio de Ethernet, por lo cual se desactivará el puerto COM2 dando clic en “Connection”.

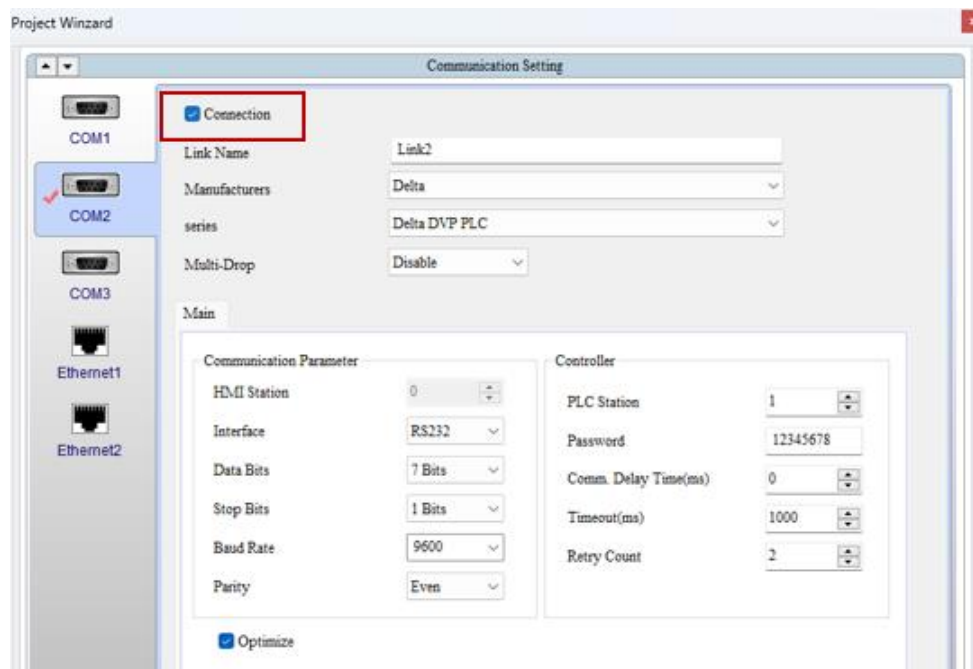


Figura 7. Inhabilitación del puerto COM2.

- e) Se seleccionará el puerto Ethernet que se desee usar dando clic izquierdo sobre el nombre Ethernet 1 o Ethernet 2.

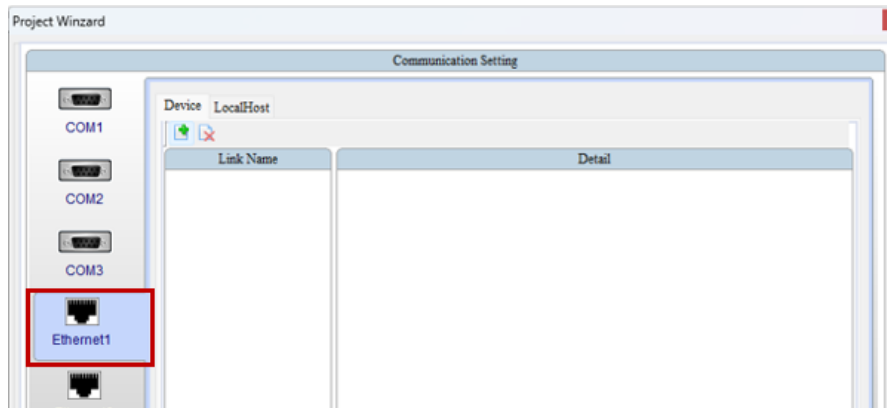



Figura 8. Activación del puerto Ethernet1.

- f) Se activará el puerto Ethernet seleccionado dando clic en  y se desplegará la lista de parámetros a configurar.

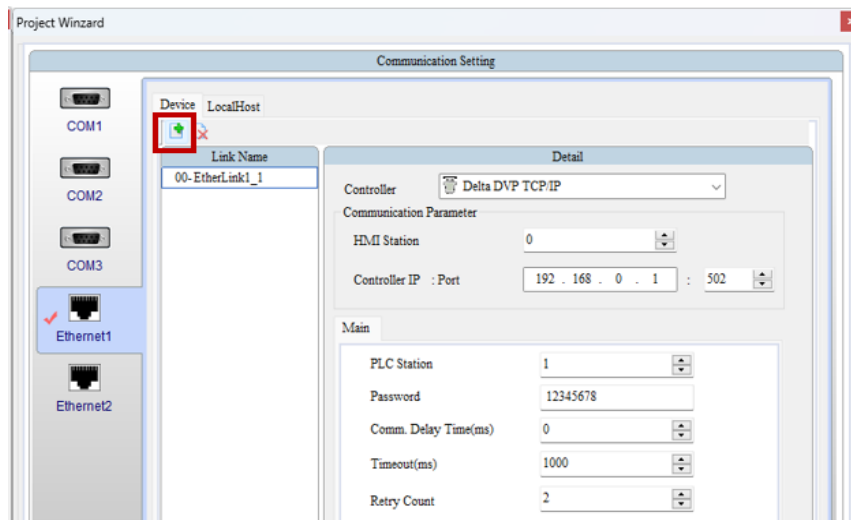


Figura 29. Ingreso de un nuevo controlador.

- g) Al dar clic en la pestaña de “LocalHost” y seguidamente en “Overwrite IP” se podrá ingresar la IP de la pantalla.

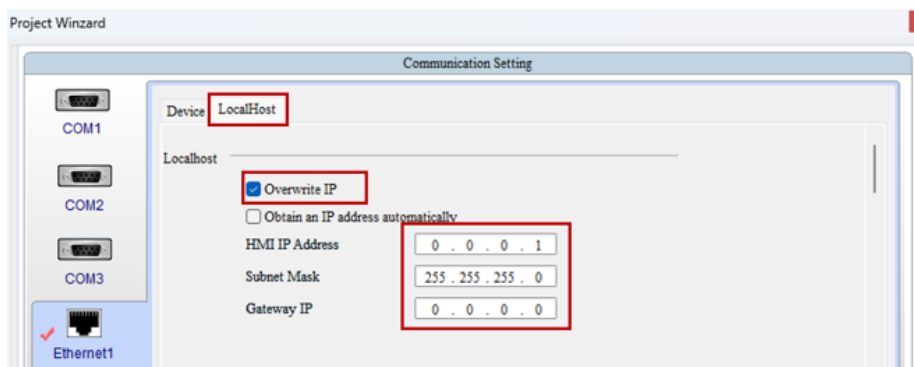


Figura 10. Ventana para el ingreso de IP de la pantalla HMI.

La IP ingresada deberá estar dentro de la misma red de los equipos a integrarse en la interfaz, al igual que la computadora en la que se encuentra instalado el programa, o de lo contrario existirán problemas de comunicación para obtener los datos deseados de los equipos.

Para la pantalla perteneciente a la subestación La Carolina la “HMI IP Address”, “Subnet Mask” y “Gateway IP” se tomaron de los direccionamientos realizados por el personal del Departamento Centro de Control – SCADA.

Marca	Modelo	Equipo	IP	Mask	Gateway
DELTA	DOPW105B	HMI	192.168.1X.XX	255.255.255.XX	192.168.1X.XX

La comprobación de los equipos en una misma red se realiza ejecutando el comando “ping” en la ventana “cmd”.

- h) Al dar clic en la pestaña “Device” se podrán configurar los equipos a integrarse en la interfaz HMI. En esta ventana se tienen diferentes parámetros de configuración que corresponden a lo siguiente.

**Controller:** Este apartado permite escoger el modelo de controlador que se agregará a la interfaz.

**HMI Station:** Permite seleccionar la posición del equipo ingresado en la interfaz, o ID, en el caso de asignar equipos que posean más de uno dentro de una misma IP, tiene un rango de 1 a 255.

**Controller IP:** En este apartado se ingresará la IP asociada con el equipo a integrarse.

**PLC Station:** Cumple una función similar al de “HMI Station”, al identificar a que equipo de una misma IP se requiere apuntar. Su funcionalidad depende de “HMI Station” y viceversa, los dos apartados deben apuntar a un mismo ID.

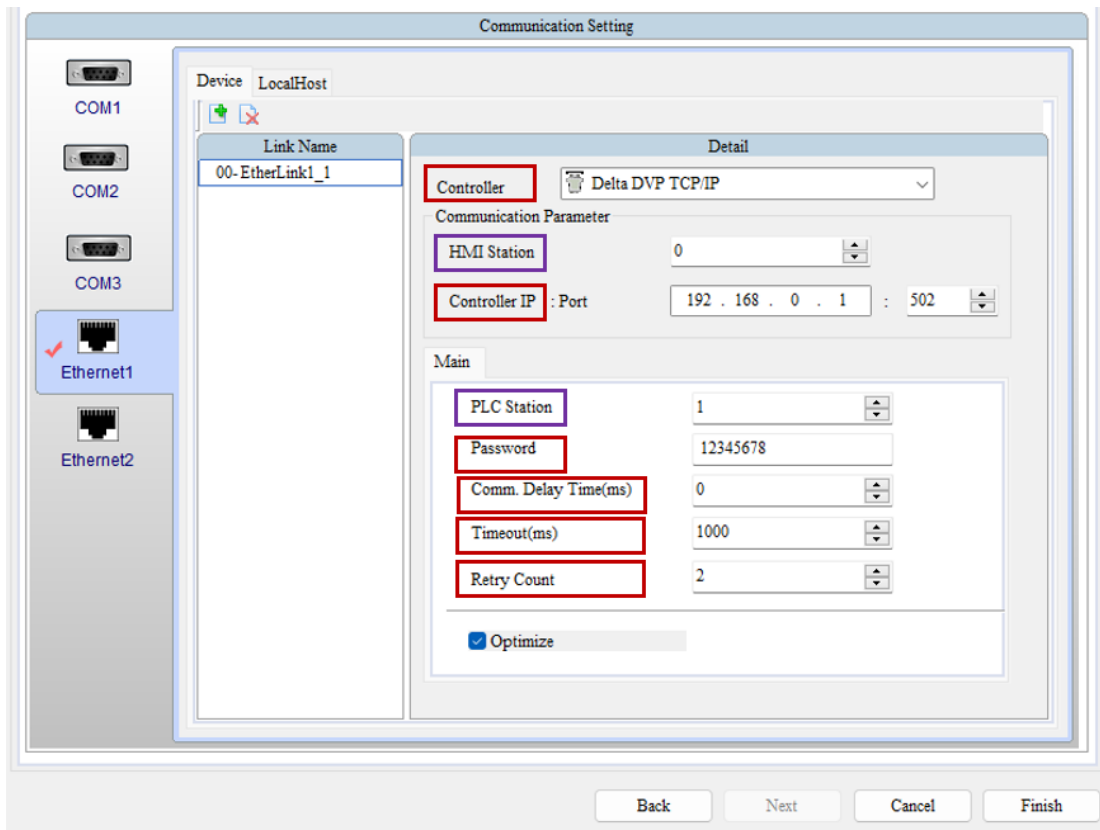
**Password:** La contraseña viene dada por default, y sólo deberá cambiarse si el equipo ingresado tiene una configurada previamente.

**Comm. Delay Time (ms):** Es el tiempo de retardo de la comunicación, que debe permanecer en cero con el fin de realizar el monitoreo de los equipos en tiempo real.

**Timeout (ms):** Este es el tiempo de espera de la comunicación entre la pantalla y los equipos integrados antes de indicarse mensajes de error en la comunicación. Se puede variar de acuerdo con las preferencias de los usuarios.

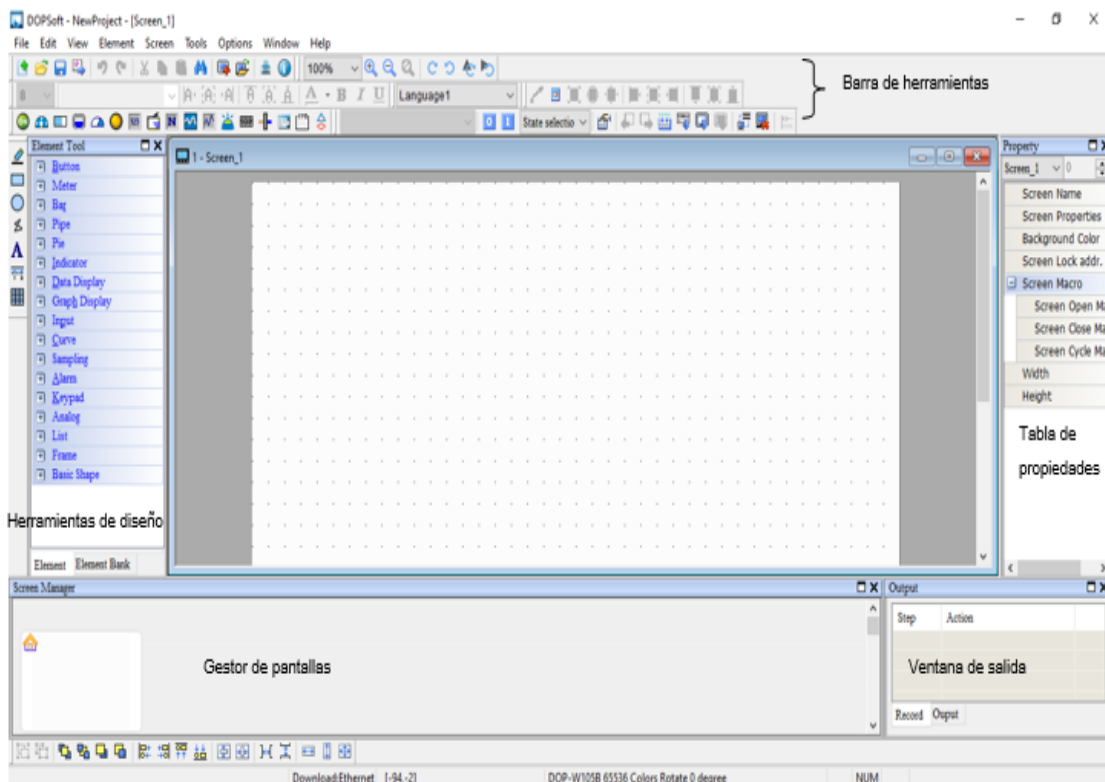
**Retry Count:** Es el recuento de reintentos, cuando no hay respuesta entre la HMI y el equipo externo integrado, antes de que se muestre en pantalla error en la comunicación entre la pantalla y equipos integrados. Su rango de va de 0 a 15 veces y su valor predeterminado e de 3.

**Optimize:** Esta opción permite agilizar la comunicación con los equipos integrados, si no está seleccionada la comunicación entre equipos tomará más tiempo.



**Figura 11.** Partes de la ventana de configuración para “Communication Setting”.

- i) Al dar clic en “Finish” se dará por finalizado el procedimiento de creación de un nuevo proyecto y se tendrá el entorno de trabajo del software DopSoft.



**Figura 12.** Entorno de trabajo de DOPSoft 2.00.07.



## 2. Configuración del nuevo proyecto

- a) Para continuar con la configuración del nuevo proyecto, se dará clic en “Options” y se escogerá la opción “Configuration” y en observará la sección “Main”.

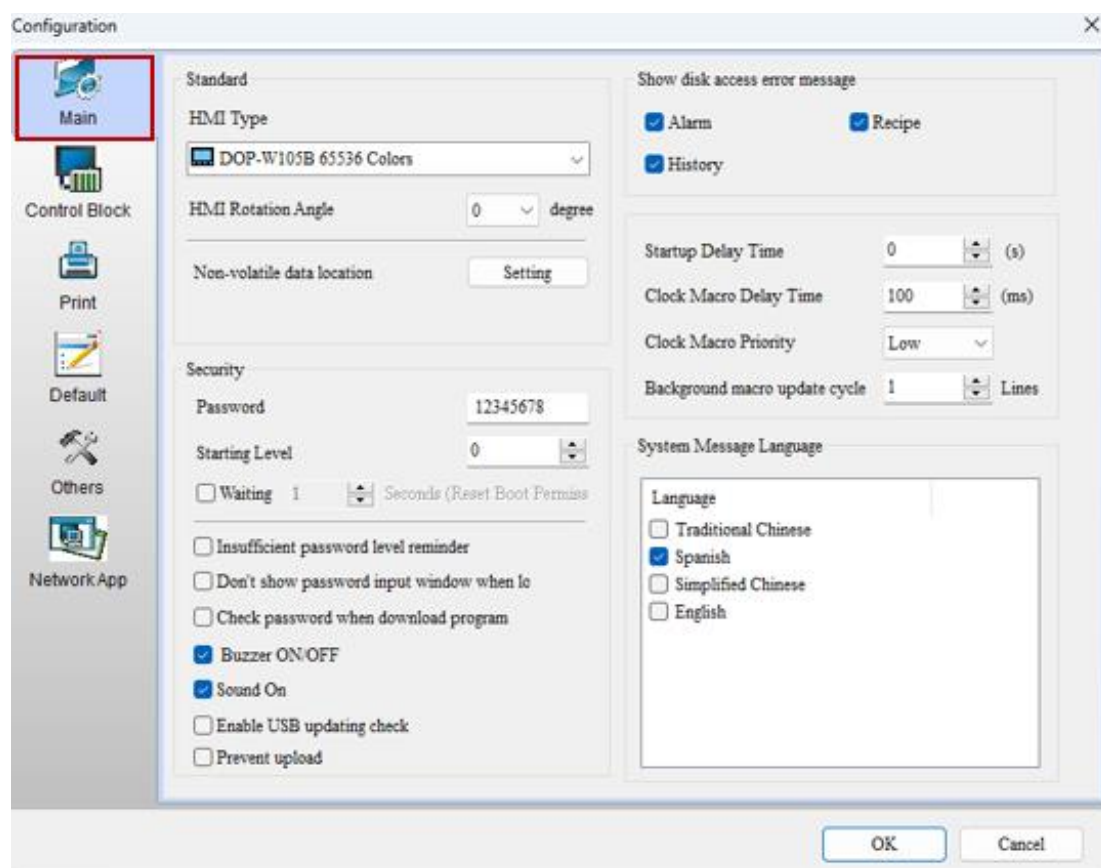


Figura 13. Ventana “Configuration”.

- b) En esta ventana se tiene los siguientes parámetros de relevancia.

**Insufficient password level reminder:** Este ítem es un recordatorio con respecto al nivel de contraseñas configuradas. Si, por ejemplo, el nivel mínimo configurado es 7, no se aceptarán niveles menores inclusive si estas están creadas dentro del programa.

**Buzzer ON/OFF:** Esta opción permite activar o no los sonidos de la pantalla. Si se desactiva esta opción la pantalla no emitirá ningún sonido, sin embargo, al habilitarla la pantalla emitirá sonidos al tener problemas de comunicación, al emitir mensajes emergentes, entre otros.

- c) Al finalizar los cambios dar clic en “OK” para que la nueva configuración sea guardada. El resto de los parámetros de esta ventana no se modificarán, ya que su estado actual servirá para verificar el cumplimiento del monitoreo y control de los equipos integrados.

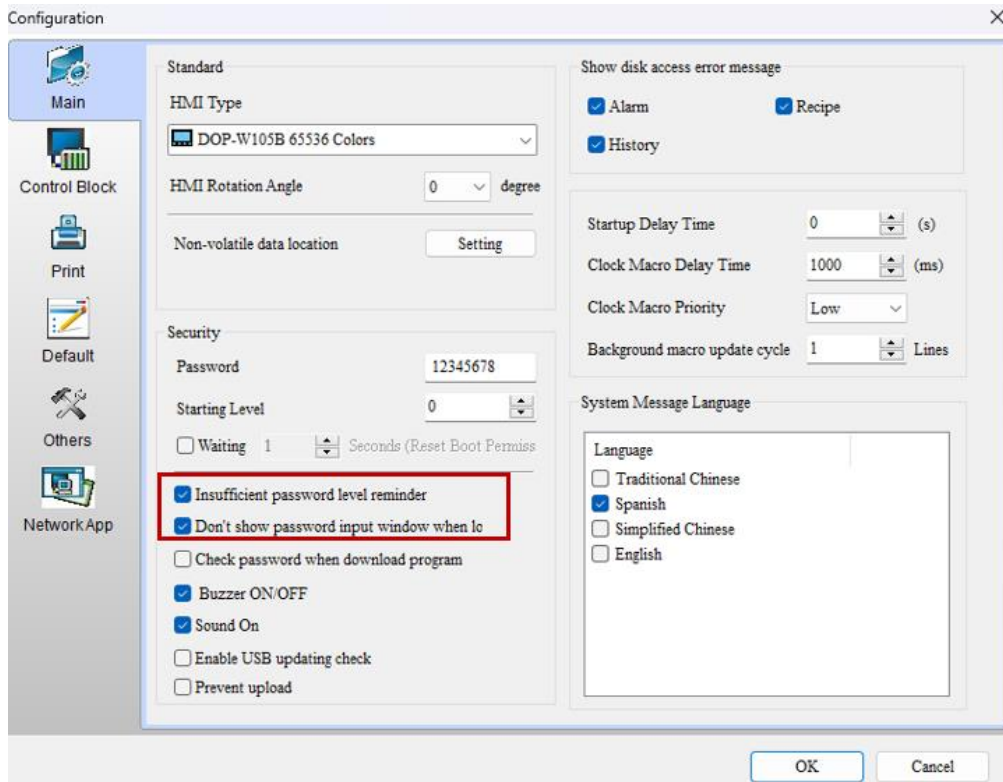


Figura 14. Partes de la ventana "Configuration" sección "Main".

- d) En la ventana que aparece al dar clic en "Control Block" se obtendrá una configuración predeterminada que será modificada que modificar de acuerdo con el tipo de controlador utilizado.

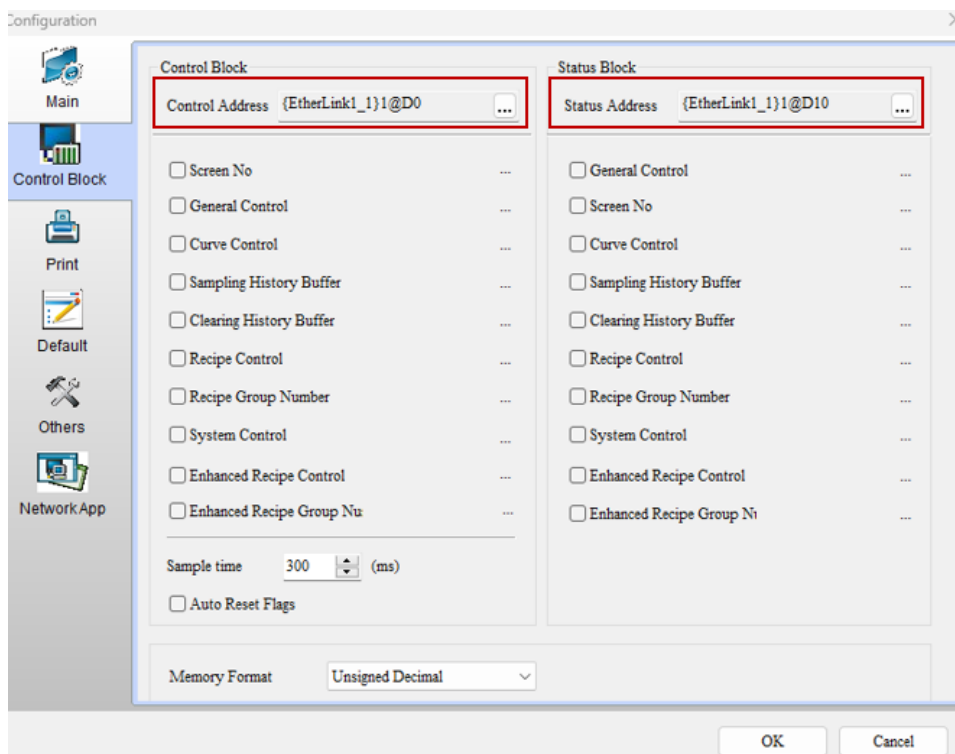


Figura 15. Partes de la sección "Control Block".

e) En esta ventana se realizarán los siguientes cambios.

**Control Address y Status Address:** Estos bloques permiten que los usuarios ejecuten o monitoreen la ejecución y estado de las acciones en el software, esto puede ser configurado con memorias internas. En este caso se desactivarán todas las opciones ya que se integrará más de un equipo y se necesita autonomía en el control de varios de estos.

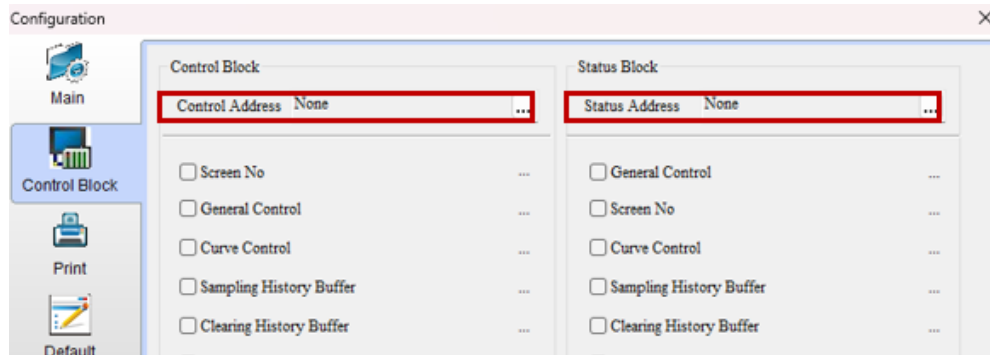


Figura 16. “Control Block” y “Status Block” modificados.

f) El apartado de “Print” no será modificado. En el apartado de “Default” se tienen los siguientes aspectos relevantes y que serán modificados.

**Default startup screen:** Esta opción permite al usuario seleccionar la pantalla de inicio de la interfaz.

**Sequence of updating value while changing:** Esto permite dar prioridad a los valores monitoreados por la interfaz o a la comunicación cuando se inicié el funcionamiento de la pantalla.

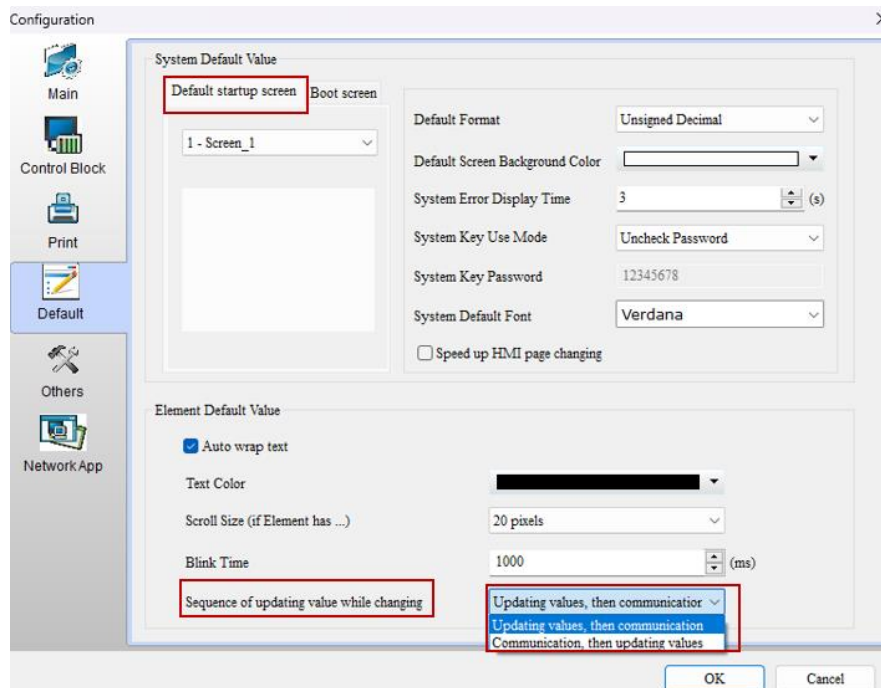


Figura 17. Partes de la sección “Default”.

- g) Al dar clic en “Default startup screen” se escogerá la pantalla que esté diseñada como carátula y en “Sequence of updating value while changing” se seleccionará “Communication, then updating values” esto con el propósito de establecer comunicación con los equipos y no recibir valores basura en el monitoreo de la subestación.

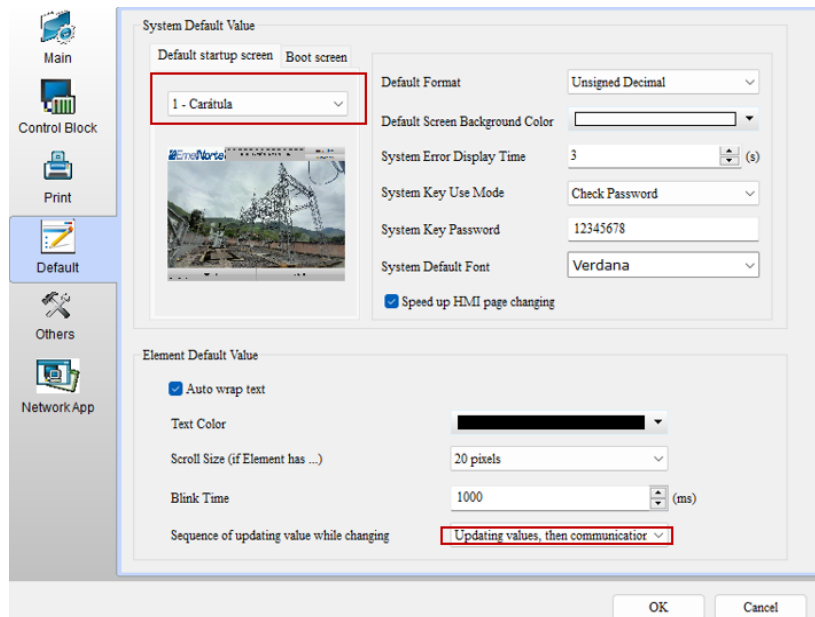


Figura 18. Sección “Default” configurada.

- h) En la sección “Others” se tienen los siguientes aspectos de importancia.

**Blue Led Mode:** Esta opción permite verificar la existencia o no de comunicación con los equipos integrados.

**Brightness, TP Delay, TP Force:** Estas opciones corresponden a la configuración de brillo, retraso de acciones con respecto al panel táctil y a la fuerza del panel táctil.

**Enable Screen Saver:** Corresponde al tiempo que la pantalla permanecerá activa antes de entrar en suspensión, lo cual no afectará a su funcionamiento.

**After screen saver:** Esta opción permite al usuario escoger la pantalla a la que se redirigirá la interfaz luego de entrar en reposo y activarla nuevamente.

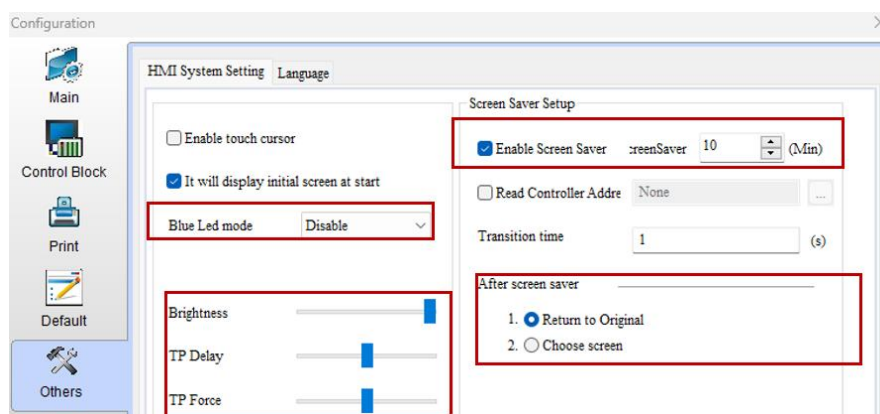


Figura 19. Partes de la sección “Others”.

Los apartados descritos anteriormente se modificarán de acuerdo con las preferencias del usuario. Teniendo lo siguiente para el presente documento.

- i) La sección de “Network App” tiene 4 apartados, de los cuales se modificará el apartado de “Network application”.

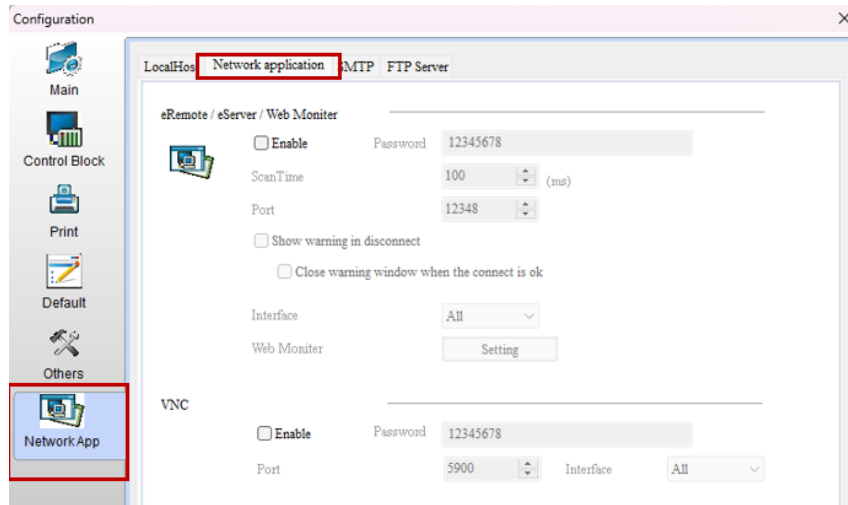


Figura 20. Ventana de “Configuración”.

- j) Se habilitará la sección de “VNC”, esta opción permitirá que la interfaz pueda ser utilizada desde un dispositivo móvil o una PC si estos se encuentran en la misma red que la pantalla y demás equipos integrados a la misma.

Esta opción será útil solo si se utiliza el puerto Ethernet 1 o 2. Se puede cambiar la contraseña y elegir el puerto que funcionará bajo la supervisión de VNC. Todas las configuraciones mencionadas anteriormente se conservarán al dar clic en “OK” en cada caso.

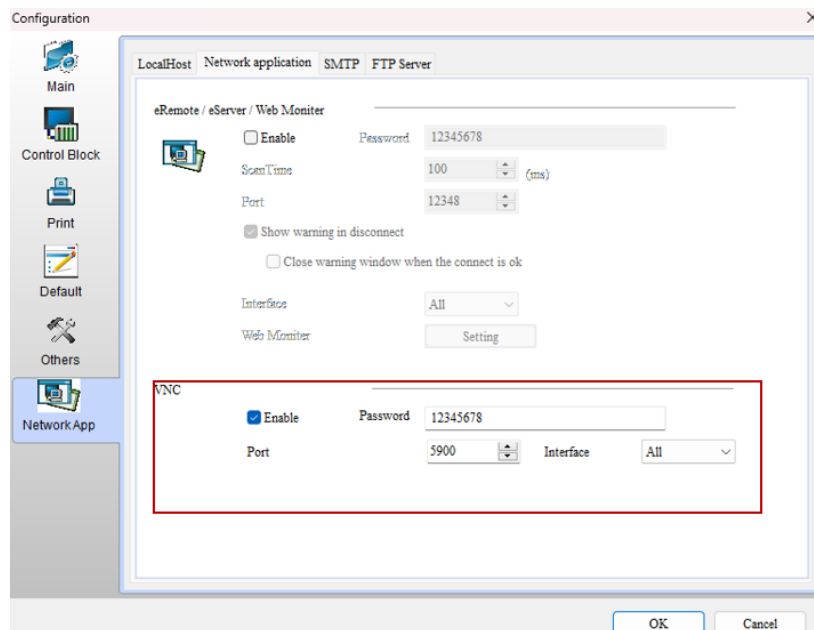


Figura 21. Configuración para habilitar Real VNC Viewer.

### 3. Guardar nuevo proyecto.

Para guardar un nuevo proyecto se realiza lo siguiente.

- a) Dar clic en “File” y escoger la opción “Save”, o presionar “Ctrl+S”.

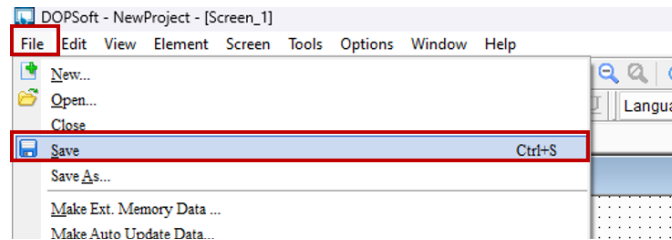


Figura 22. Guardar archivo.

- b) Luego escoger la ubicación de guardado, darle un nuevo nombre y dar clic en “OK”.

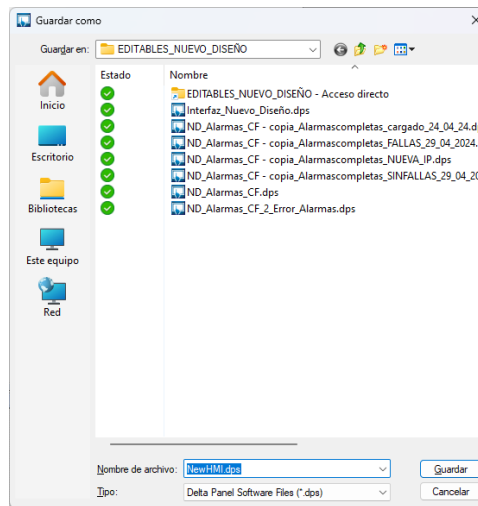


Figura 23. Selección de ubicación del archivo.

### 4. Carga de archivos a la pantalla HMI.

El programa creado se debe compilar y luego cargar a la pantalla HMI, para lo cual se realiza lo siguiente.

- a) En la sección de “Layout Toolbar” indicada a continuación dar clic primero en “Compilar (🔗)” y si no existe ningún error en la sección de “Output Expand” se podrá cargar el programa en la pantalla dando clic en “Dowload Screen (📄)”

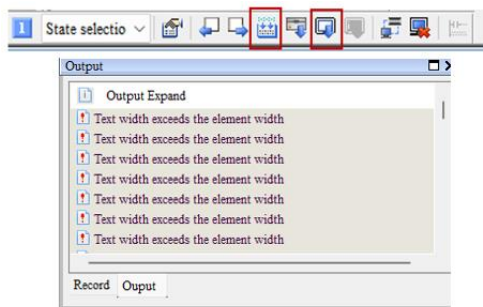


Figura 24. Compilación exitosa de un archivo.

## Integración de equipos

Los equipos a integrarse en la interfaz son los medidores de energía SEL – 735 Y los relés digitales de la subestación La Carolina.

### 1. Integración de medidores de energía.

- a) Para integrar cualquier equipo a la interfaz HMI se necesita seleccionar un controlador, para esto se da clic en “Options” y seleccionar “Communications Settings”.

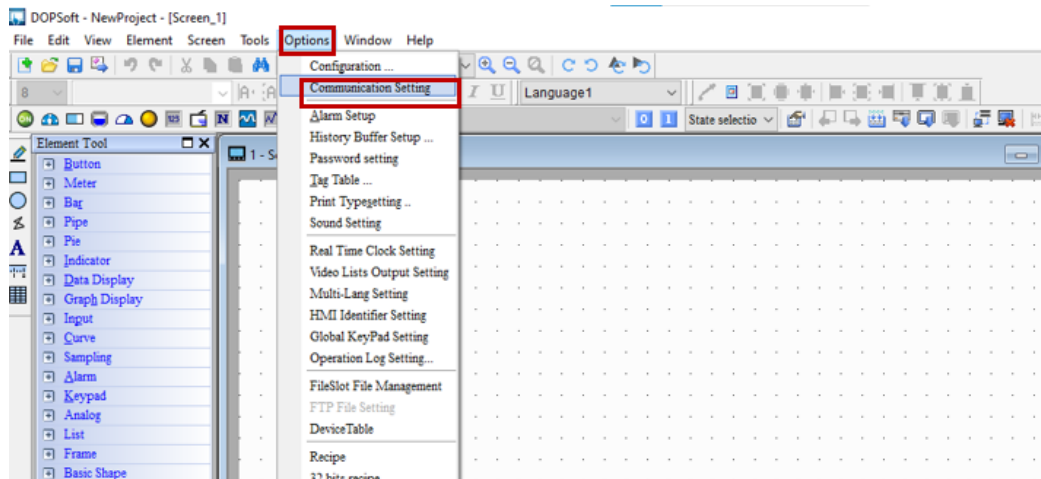


Figura 25. Elección para abrir ventana “Communication Setting”.

- b) En la nueva ventana se puede modificar el nombre del equipo que se agregará dando doble clic sobre el nombre predeterminado “EtherLink1\_1”. Además, al dar clic en “Controller” se podrá escoger el tipo de comunicación a usarse. En este caso se usará la opción “Modbus”.

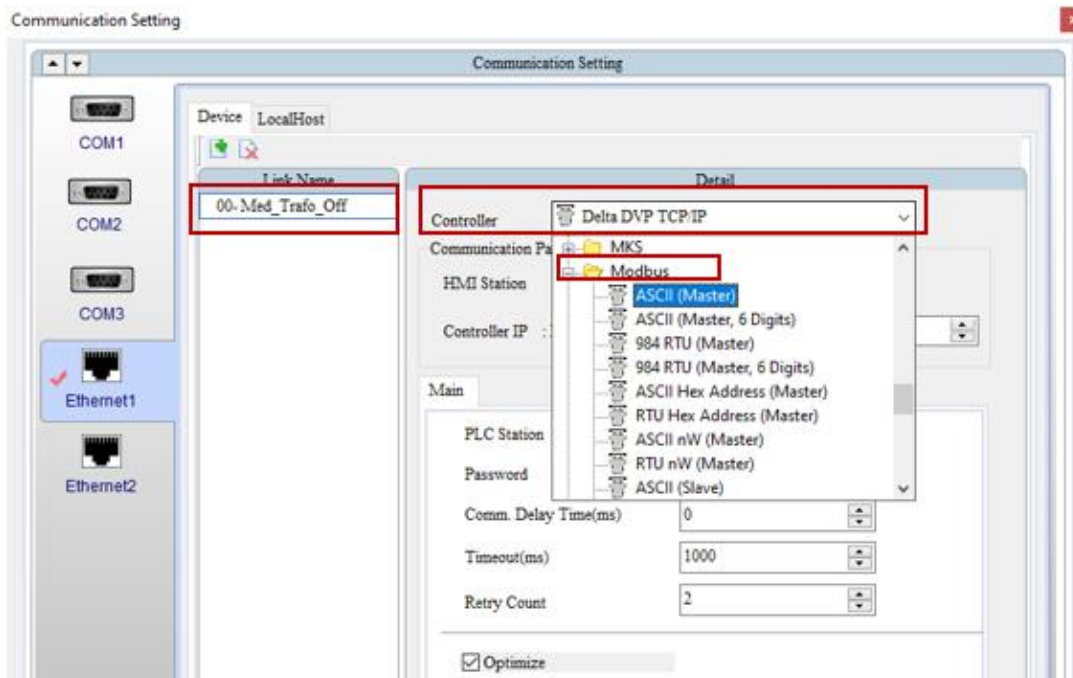
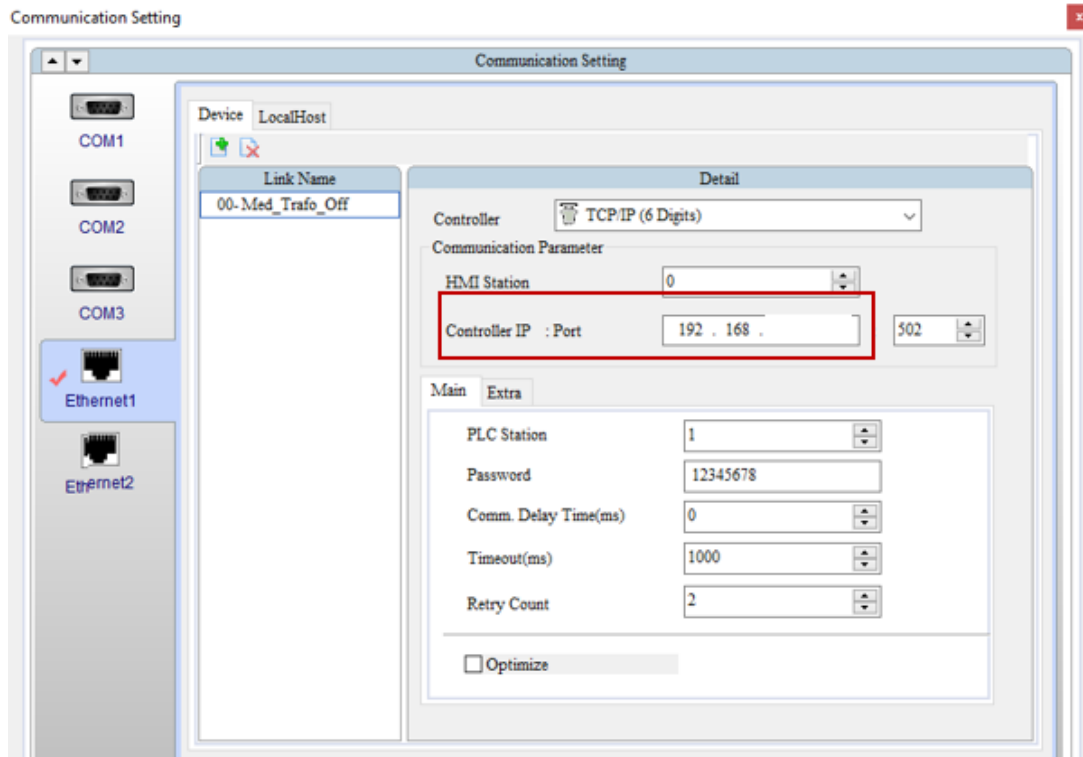


Figura 26. Elección de tipo de controlador.

- c) Se escogerá la opción TCP/IP (6 Digits), debido a que este es un sistema de 128 bits, lo cual facilitará la lectura de los registros Modbus de los equipos integrados.
- d) En el caso de los medidores de energía, para una IP le corresponde un equipo, por lo cual los apartados de “HMI Station” y “PLC Station” se conservarán con su configuración por default. En estos equipos el parámetro que se modificará es “Controller IP”, esto tomando en cuenta el direccionamiento dado por el departamento del Centro de Control – SCADA.



**Figura 27.** Ingreso de IP del controlador.

- e) El procedimiento para añadir todos los medidores de la subestación La Carolina es el mismo indicado en los literales a), b), c) y d). El direccionamiento para todos los medidores de energía SEL – 735, es el siguiente.

Nombre del equipo (direccionamiento)	Nombre en la interfaz	Dirección IP NAT
MEDIDOR IEDMED01	Med_Trafo_Off	192.168.10.XX
MEDIDOR IEDMED02	Med_Trafo_On	192.168.10.XX
MEDIDOR IEDMED11	Med_K1	192.168.10.XX
MEDIDOR IEDMED12	Med_K2	192.168.10.XX
MEDIDOR IEDMED13	Med_K3	192.168.10.XX
MEDIDOR IEDMED14	Med_K4	192.168.10.XX
MEDIDOR IEDMLIN00	Med_Linea_Chota	192.168.10.XX

- f) La ventana de “Communication Settings” quedará de la siguiente manera al integrar todos los medidores de energía.



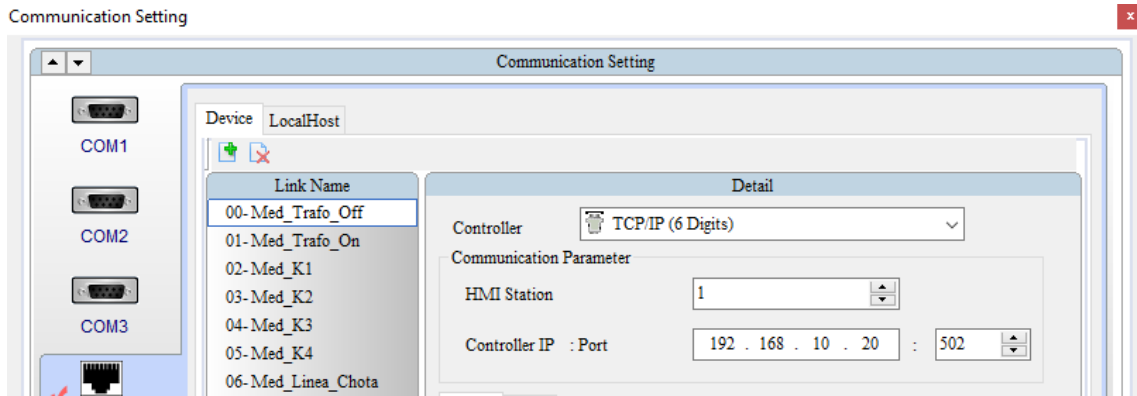


Figura 28. Integración de los medidores de energía de la subestación.

## 2. Integración de relés digitales.

Para la integración de los relés se siguen los pasos a), b) y c) usados en la integración de los medidores de energía.

- a) En el caso de los relés digitales, no se tiene una IP por equipo, se agrega una pasarela a la que están conectados los relés de la subestación. En este caso “HMI Station” y “PLC Station” se modifican para apuntar a un sólo relé. Si “HMI Station” es 5, entonces “PLC Station” también será 5, es decir el ID del relé con nombre “SEPAM\_S80\_K1” será 5.

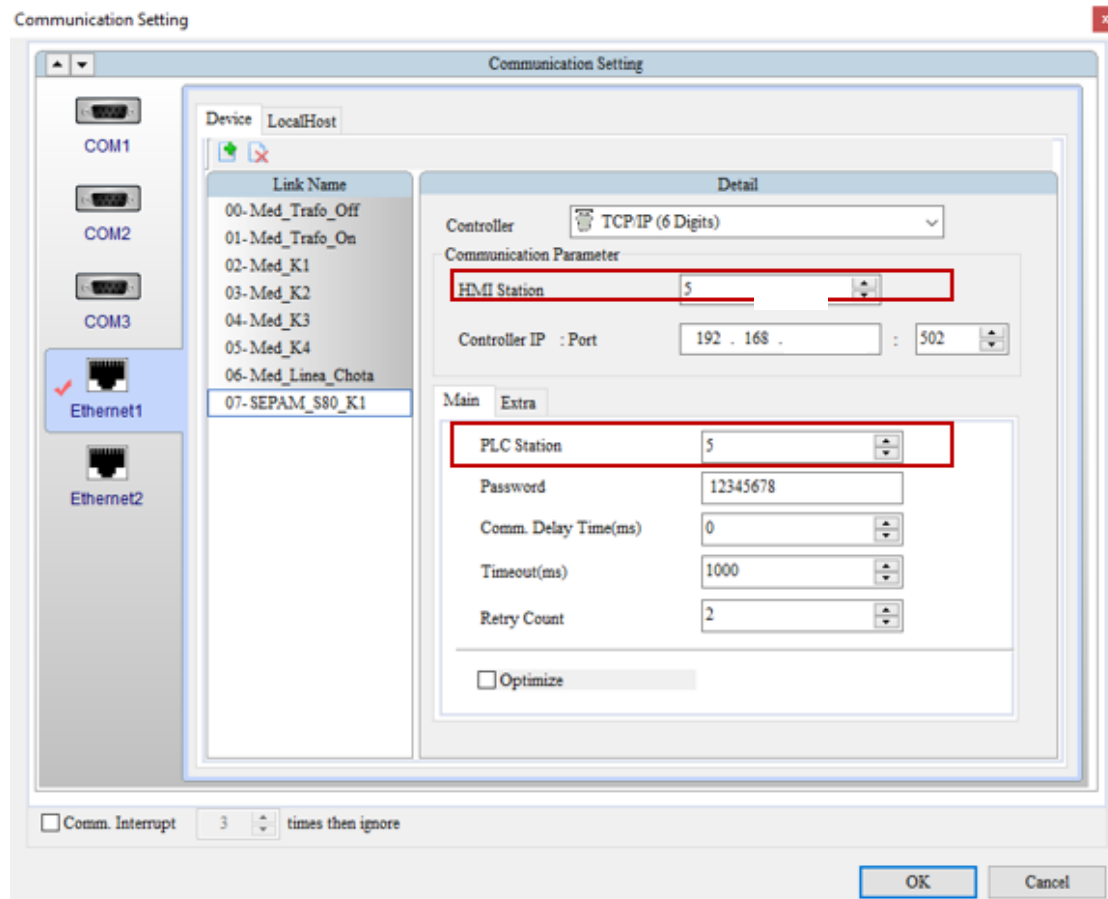


Figura 29. Configuración de ID para relés digitales.

b) Para la integración de los relés digitales sobrantes se seguirán los pasos a), b), c) y e). El direccionamiento para todos los relés digitales es el siguiente.

IP pasarela		192.168.1X.XX
Nombre del equipo en el direccionamiento	Nombre del equipo en la interfaz	ID
RELE IEDTRA01	SEPAM_S82_N01	2
RELE IEDTRA02	SEPAM_S80_K1	5
RELE IEDPRI11	SEPAM_S80_K2	6
RELE IEDPRI12	SEPAM_T87_TOFF	7
RELE IEDPRI13	SEPAM_T87_TON	8
RELE IEDPRI14	SEPAM_S80_K3	9
RELE IEDLIN00	SEPAM_S80_K4	10

c) Por lo tanto, la ventana de “Communication Settings” tendrá los siguientes equipos ingresados.

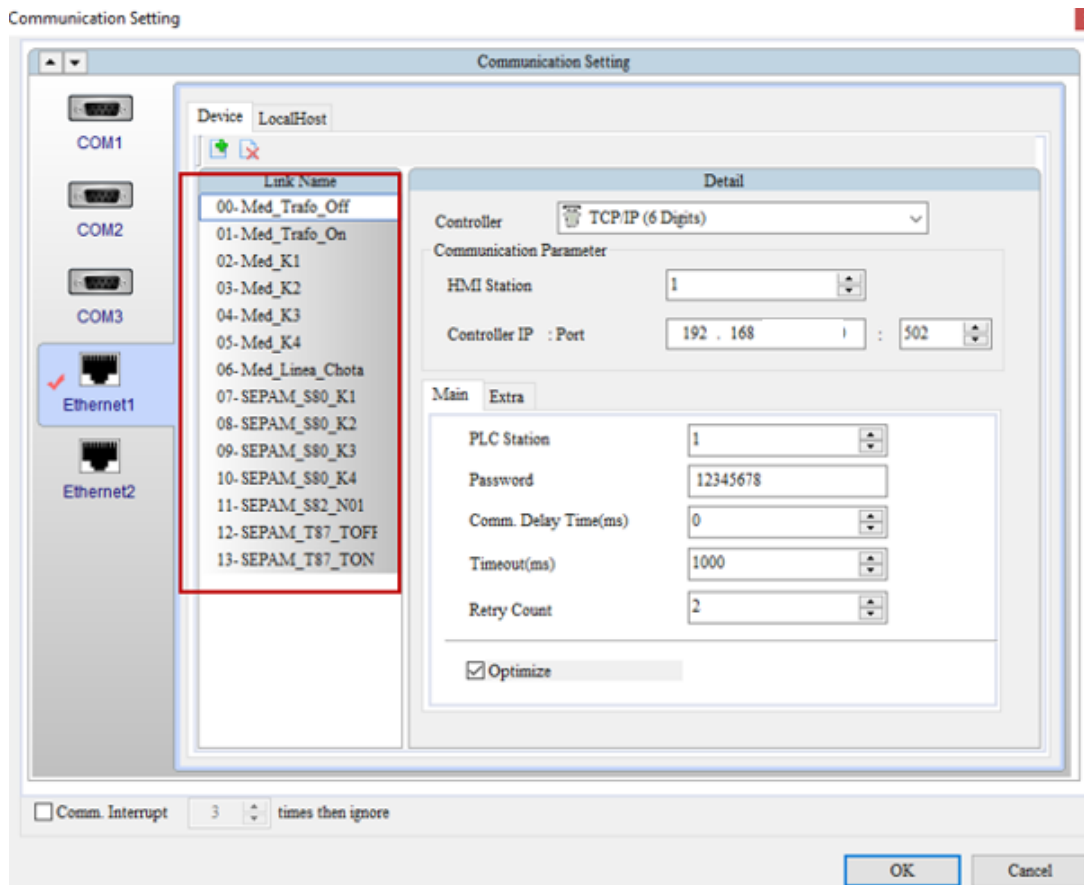


Figura 30. Integración de todos los equipos de medición y protección.

## Diseño de la interfaz

En el diseño de la interfaz se necesita representar el diagrama unifilar de la subestación “La Carolina” para su monitoreo y control.

### 1. Botoneras usadas en el monitoreo.

En el monitoreo de la subestación se tendrán valores numéricos correspondientes a diferentes parámetros eléctricos, por lo que se usará un display numérico para su visualización. Los pasos a seguir para configurar estas botoneras son los siguientes.

- a) Dar clic en “Element”, seleccionar “Display” y dar clic en “Numeric Display” y dibujar sobre el área de trabajo un rectángulo con ayuda del mouse.

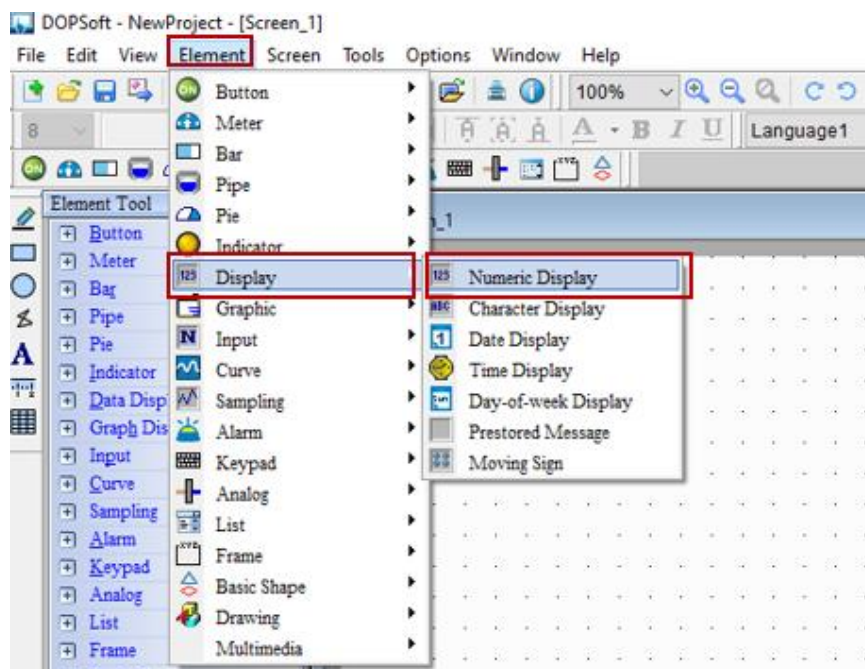


Figura 31. Elección del display numérico.

- b) Cuando aparezca la botonera en el área de trabajo del software, dar doble clic izquierdo sobre esta para obtener la ventana de configuración de la misma. En esta nueva ventana se tiene secciones que permiten ingresar los direccionamientos de los medidores para monitorear los parámetros eléctricos monitoreados con anterioridad.

**Read Address:** Esta opción permite ingresar la dirección de un registro de lectura inicial o de un registro de 16 bits o de tipo Word.

**Red Offset Address:** En esta opción se ingresa la dirección final de un registro de lectura de 32 bits o de tipo Double Word.

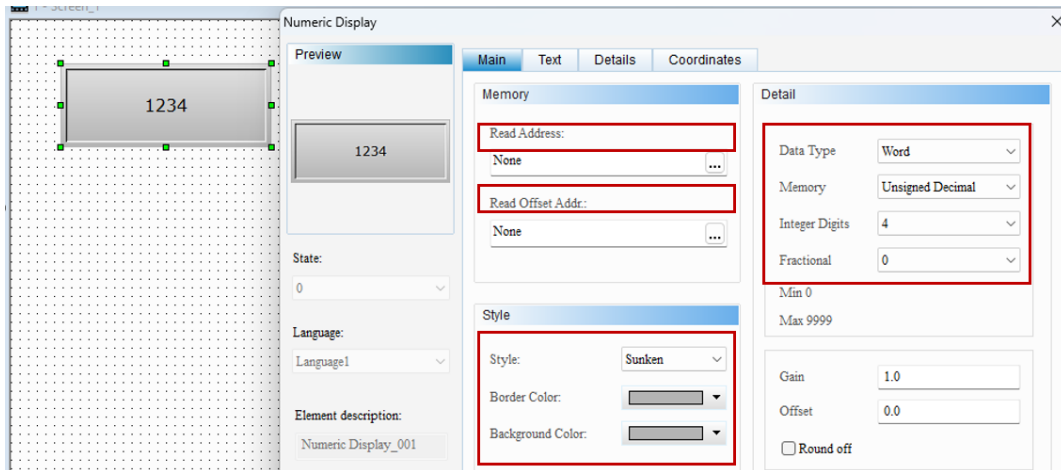
**Data Type:** En esta se determina la longitud de dato que se mostrará en el display numérico.

**Memory:** En esta se selecciona el registro del controlador que se mostrará en el display numérico.

**Integer Digits y Fractional:** La combinación de los dos permite establecer la cantidad de números enteros y decimales de un tipo de dato. Los datos leídos solo pueden llegar a 5.

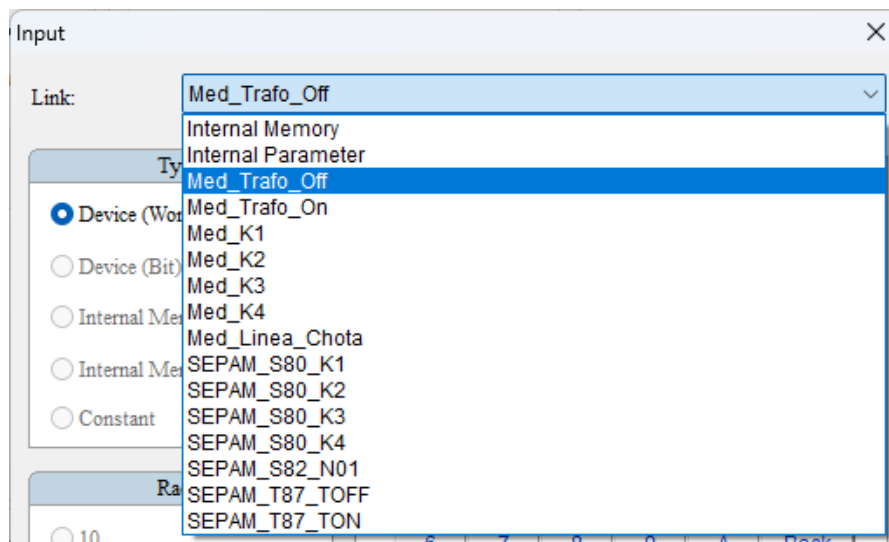
**Style:** Permite cambiar la forma de visualización del display numérico.

Los ítems indicados anteriormente son los que serán modificados para configurar las direcciones de registros de lectura de los medidores SEL – 735.



**Figura 32.** Sección de configuración de “Numeric Display”.

- c) Para ingresar la dirección de un registro de lectura dar clic en “Read Address” y aparecerá una nueva venta en la que al dar clic en “Link” desplegará todos los nombres de los equipos integrados. Para este caso se escoge “Med\_Trafo\_Off”.



**Figura 33.** Ingreso del medidor en “Numeric Display”.

- d) Al escoger dicho equipo se tendrá una nueva ventana y en “Device Type” se mostrarán dos opciones: W3 y W4. W3 se usa para direcciones de registros únicamente de lectura y W4 para registros de lectura y escritura por lo que, para monitoreo se usará W3.

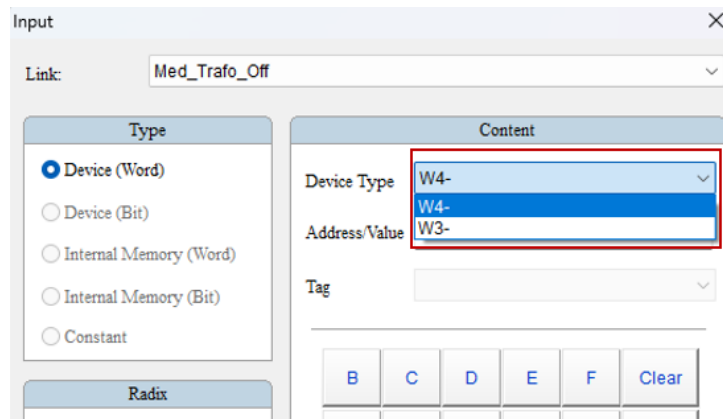


Figura 34. Elección del tipo de dato a leer.

- e) En “Address Value” se ingresará la dirección del registro deseado. Por ejemplo, para el parámetro eléctrico de corriente se tiene lo siguiente.

Parámetro	Tipo de dato	Dirección
Ia	Double Word	40352 - 40353

- f) Entonces, en “Device Type” se seleccionará W3 y se ingresará la dirección sin el 4, ya que al escoger W3 ya se establece el tipo de registro Modbus ingresado. Luego dar clic en “Enter”

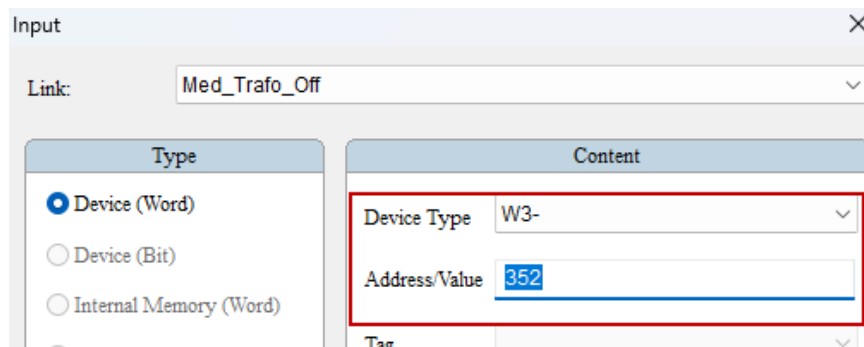


Figura 35. Ingreso de la dirección de registro del medidor.

- g) Para completar la configuración de esta botonera, se tiene que realizar el mismo procedimiento de ingreso de dirección en “Read Offset Address” con la dirección “40353”.

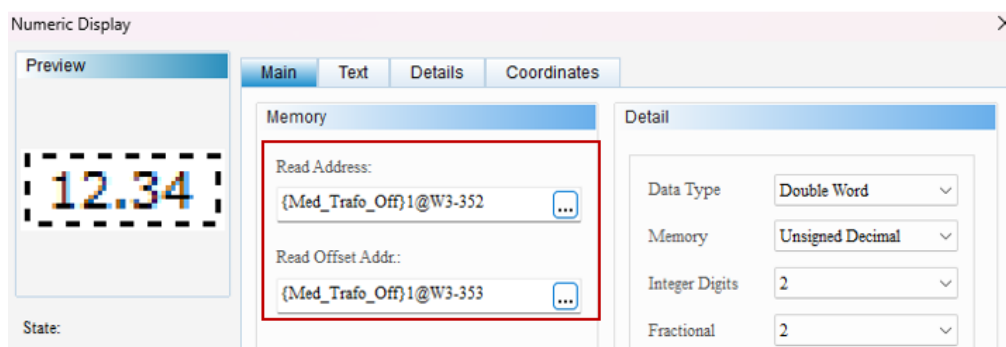


Figura 36. Configuración de “Numeric Display” con datos Double Word.

- h) En la sección “Detail” se escogerá en “Data Type” la opción “Double Word” debido a que el registro ocupa dos direcciones y en “Memory” se elegirá “Unsigned Decimal”, en “Integer Digits” y “Fractional” se configurará de acuerdo con las preferencias del usuario para indicar el resultado en el display.
- i) En la sección “Style” se le podrá modificar la apariencia del display, cambiando su borde, el color de relleno y su forma de presentación en pantalla.

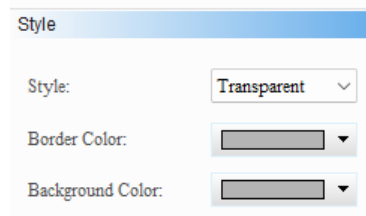


Figura 37. Características de estilo para “Numeric Display”.

## 2. Botoneras usadas para el control de relés digitales.

El control de los relés digitales corresponde a la apertura, cierre y reseteo de los alimentadores de la subestación.

- a) Dar clic en “Element”, seleccionar “Button” y dar clic en “SET” y dibujar sobre el área de trabajo un rectángulo con ayuda del mouse.

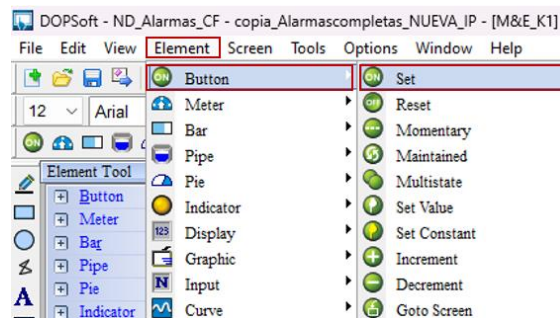


Figura 38. Elección de botonera “Set”.

- b) Cuando aparezca la botonera en el área de trabajo del software, dar doble clic izquierdo sobre esta para obtener la ventana de configuración de la misma. En esta nueva ventana se tiene secciones que permiten ingresar los direccionamientos de los relés, la única sección que se modificará será la siguiente.

**Write Address:** Esta opción permite ingresar la dirección de un registro de lectura o escritura.

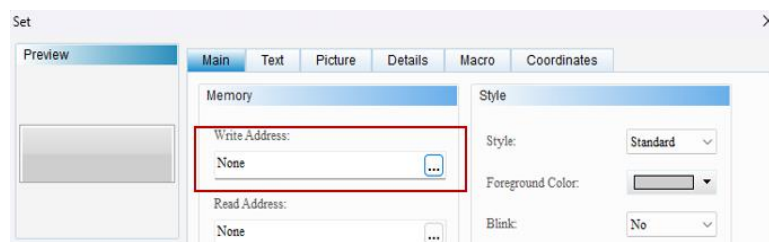


Figura 39. Sección de “Write Address”.

- c) Para ingresar la dirección de un registro de escritura dar clic en “Write Address” y aparecerá una nueva venta en la que al dar clic en “Link” desplegará todos los nombres de los equipos integrados. Para este caso se escoge “SEPAM\_S80\_K1”.

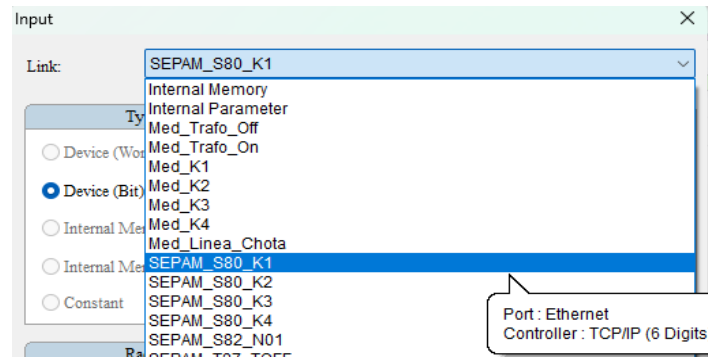


Figura 40. Elección de un relé digital.

- d) Al escoger dicho equipo se tendrá una nueva ventana y en “Device Type” se mostrarán cuatro opciones: B0, B1, W3 y W4. En este caso se elegirá W4, ya que es un registro de tipo escritura y lectura de tipo Word.

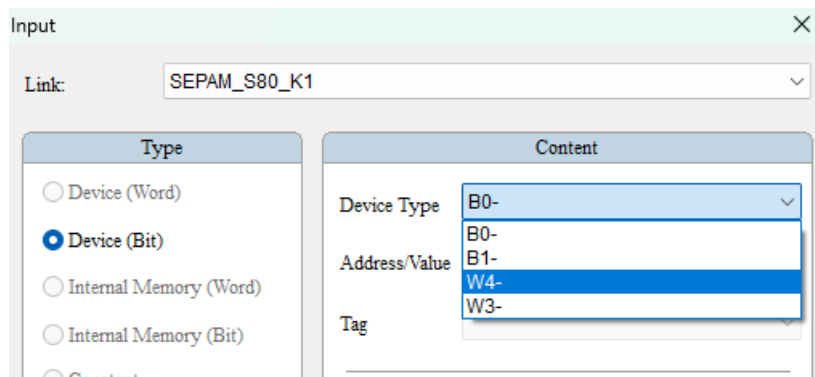
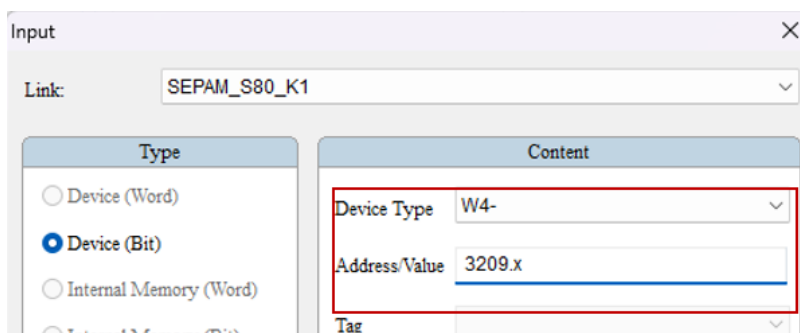


Figura 41. Elección del tipo de dato.

- e) En “Address Value” se ingresará la dirección del registro deseado. Teniendo lo siguiente.

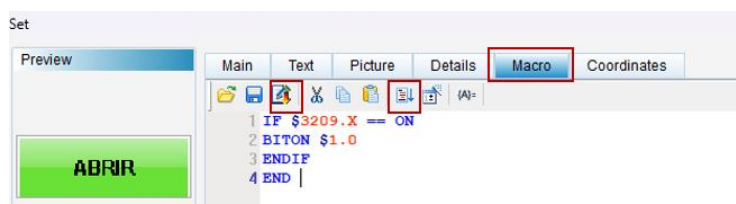
Direcciones de mandos			
Mandos	Tipo de dato		Dirección
Abrir	Boleano	Lectura/Escritura	43209.X
Cerrar	Boleano	Lectura/Escritura	43209.X
Reset	Boleano	Lectura/Escritura	43209.X

- f) Entonces, en “Device Type” se seleccionará W3 y se ingresará la dirección sin el 4, ya que al escoger W4 ya se establece el tipo de registro Modbus ingresado. Luego dar clic en “Enter”.



**Figura 42.** Ingreso de la dirección del registro para mandos del relé.

- g) Para completar la configuración de esta botonera, se tiene que enviar un bit en alto para cada mando, para lo cual en la sección de “Macro” se debe enviar el bit en alto, para esto se debe compilar el archivo y luego cargar en la botonera presionando los íconos de la barra de herramientas en el orden indicado.



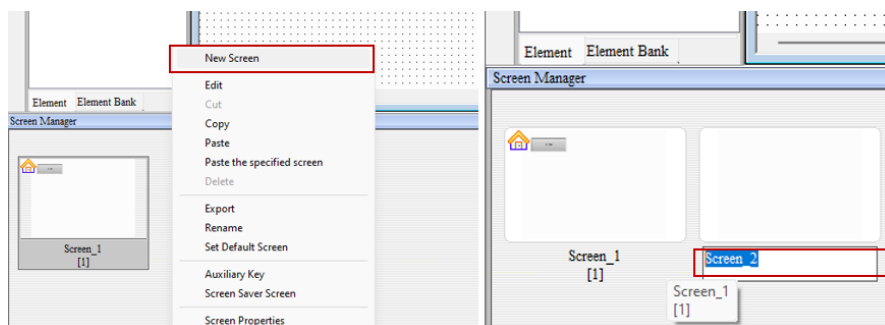
**Figura 43.** Código Macro usado para enviar un bit en alto.

- h) En la imagen anterior se indica el ejemplo del mando “ABRIR”, para los mandos “CERRAR” Y “RESET” se siguen los pasos a), b), c), d) y e). El texto será editado en la pestaña “Text” y el color configurado en la sección de “Style” como se explicó en el apartado de monitoreo de medidores.

### 3. Creación de pantallas y subpantallas.

El diseño de la interfaz se realiza en diferentes pantallas y subpantallas, para la creación de una pantalla adicional se realiza lo siguiente.

- a) En la sección de “Screen Manager” dar clic derecho y seleccionar “New Screen”. Al tener una nueva pantalla se puede cambiar su nombre dando doble clic sobre el nombre de la misma y modificándolo.



**Figura 44.** Creación de una nueva “Screen”.



- b) Para la creación de una subpantalla dar clic en derecho en una pantalla creada, y seleccionar “Screen Properties”, en la nueva ventana que aparece en la sección “Screen” seleccionar “Subscreen” y luego se especificará las dimensiones de la misma en “Screen Widht” y “Screen Height”.

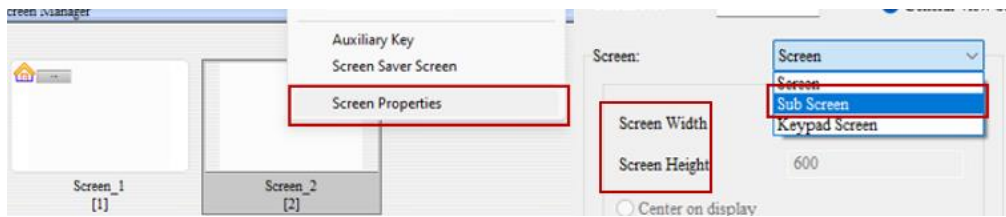


Figura 45. Creación de una “Subpantalla”.

#### 4. Creación de Alarmas.

Para la creación de alarmas se seguirá el siguiente procedimiento.

- a) Dar clic en “Options” y seleccionar “Alarm Setup”.

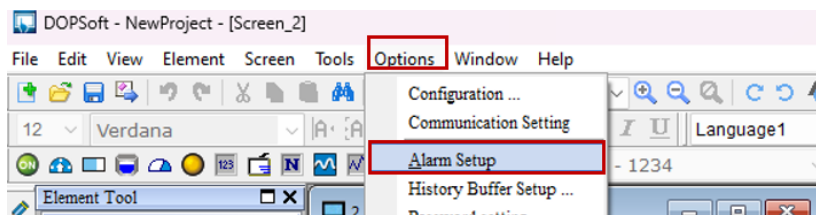


Figura 46. Selección de “Alarm Setup”.

- b) En la nueva ventana desplegada, se seleccionarán los siguientes ítems en “Alarm Setting”: “Hold”, “CSV Format” y se deshabilitará la opción de “Continous alarm add” para ingresar los direccionamientos de los relés digitales. La sección de “Alarm Moving Sign” puede ser modificada de acuerdo con los requerimientos del usuario.

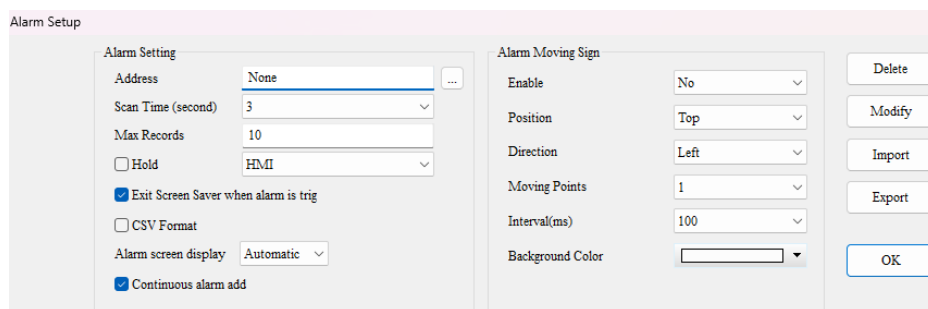


Figura 47. Parámetros a configurar en “Alarm Setup”.

- c) En la columna de “Message Content” se ingresará el mensaje de alarmas, en “Category” se definirá el número de grupo de alarmas, en “Type” se seleccionará la opción “Byte”, en “Address” se escoger el controlador, es decir el relé del cual se va a obtener la alarma, y se ingresará la dirección correspondiente. En “Triggering condition” se escogerá la opción “On” para que las alarmas se activen cuando estén con un bit en alto, se escogerá “Off” cuando la alarma tenga una condición inversa.

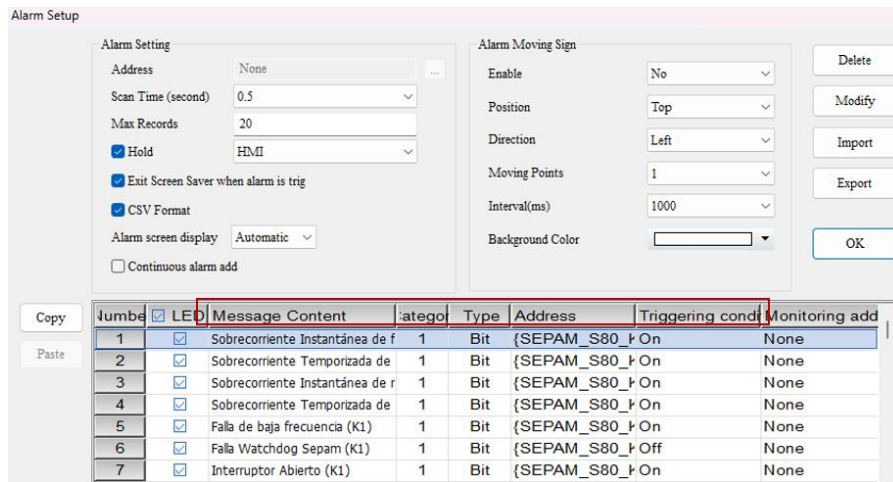


Figura 48. Ingreso de nuevas alarmas.

## 5. Creación de tablas históricas.

Para la creación de históricos se seguirá el siguiente procedimiento.

- a) Dar clic en “Element” y seleccionar “Alarm” y seleccionar “Alarm History Table” y dibujar un recuadro en el área de trabajo para que aparezca una nueva tabla.

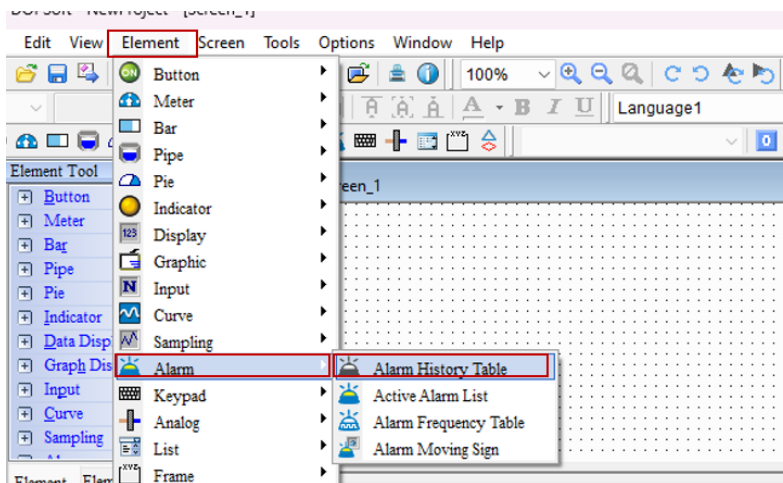


Figura 49. Elección de tabla de alarmas.

- b) En la nueva tabla dar doble clic e ir a la sección “Details-2” se encontrarán los ítems para configurar las características que se presentarán en dicha tabla.

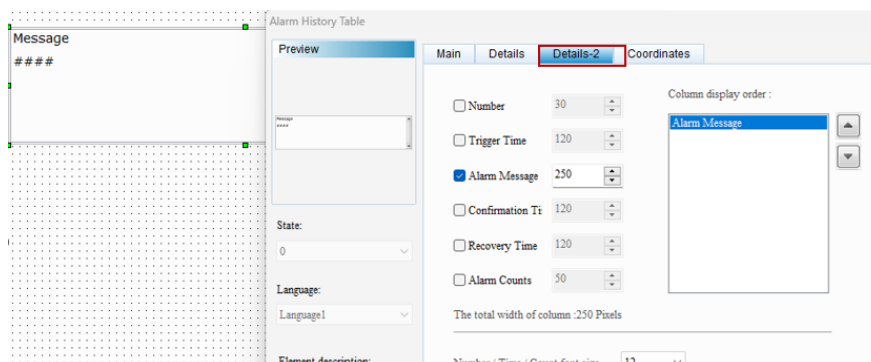
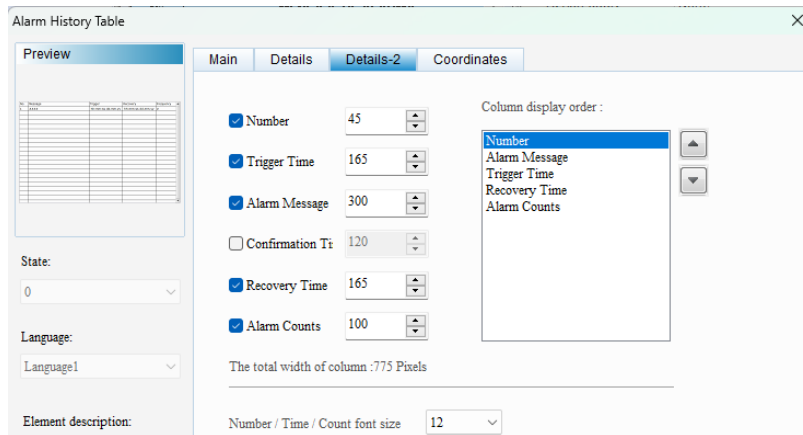


Figura 50. Ingreso y parámetros a configurar de la tabla de alarmas.

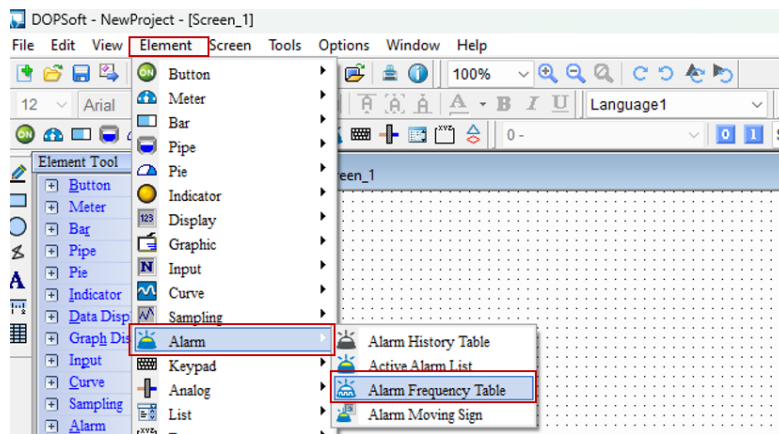
- c) Los ítems seleccionados son los mostrados en la siguiente imagen, además se indican sus respectivas dimensiones.



**Figura 51.** Configuración de la tabla de alarmas.

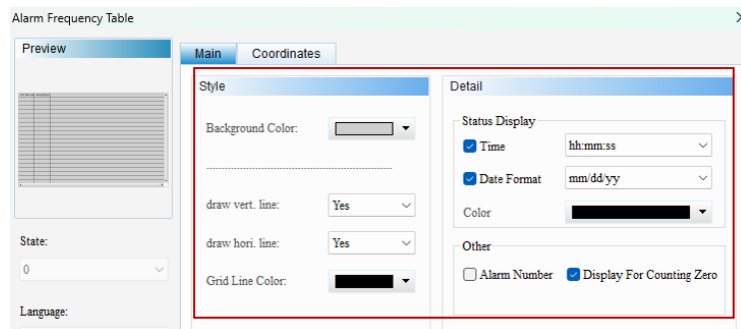
Para la creación de tablas de frecuencia de las alarmas se seguirá el siguiente procedimiento.

- d) Dar clic en “Element” y seleccionar “Alarm” y seleccionar “Alarm Frecuency Table” y dibujar un recuadro en el área de trabajo para que aparezca una nueva tabla.



**Figura 52.** Elección de la tabla de frecuencia de alarmas.

- e) En la nueva tabla dar doble clic e ir a la sección “Main” se encontrarán los ítems para configurar las características que se presentarán en dicha tabla. La configuración debe ser la indicada en la siguiente figura.



**Figura 53.** Configuración de la tabla de frecuencias.

## 6. Creación de niveles de contraseñas

La creación de niveles de contraseña será indispensable para el apartado de control de la subestación, debido a que la apertura y cierre de los alimentadores debe realizarse bajo supervisión de personal técnico de EMELNORTE S.A.

Para la creación de niveles de contraseñas se debe seguir el siguiente procedimiento.

- a) Dar clic en “Option” y luego escoger “Password Setting”.

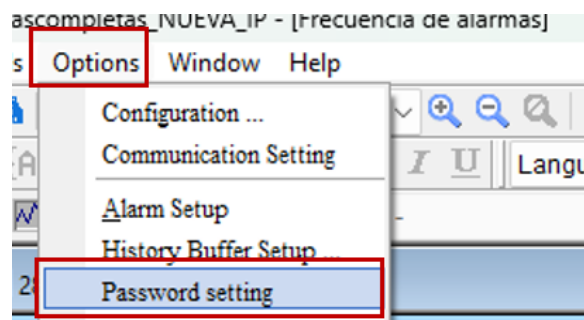


Figura 54. Elección de “Password setting”.

- b) En la ventana que aparece se puede escoger entre 7 niveles de seguridad. Siendo 1 el más bajo y el 7 el que corresponde a “Autoridad máxima”.

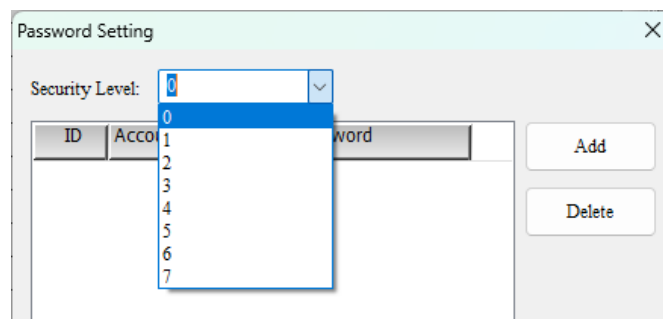


Figura 55. Niveles de alarma.

- c) Dar clic en “Add” para ingresar en “Account” se ingresará el texto requerido por el usuario y en “Password” la contraseña, pudiendo ser esta numérica o alfanumérica.

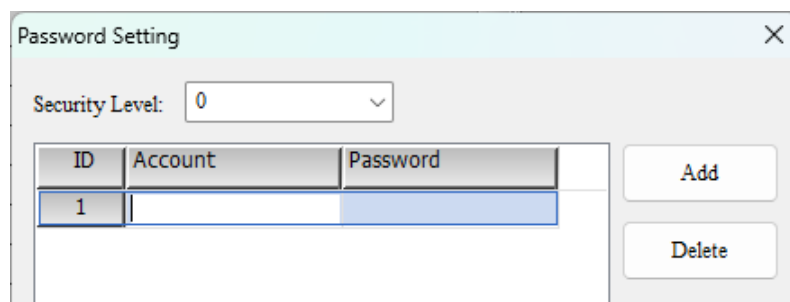
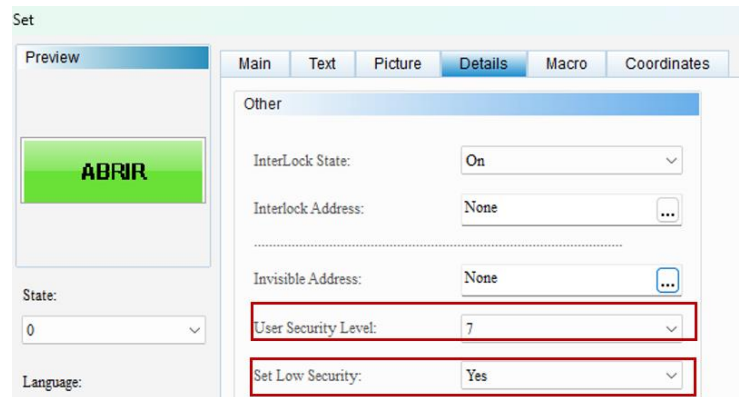


Figura 56. Ingreso de nuevas alarmas.

Las contraseñas pueden ser utilizadas en las botoneras creadas para el control de la subestación realizando lo siguiente.

- d) En la botonera previamente creada y modificada previamente, al dar doble clic sobre ella y escoger la sección “Details” se tendrá la siguiente ventana, en donde aparecerá la opción de “User Security Level”. En la cual se escogerá dentro de la lista de los 7 niveles. Para este caso se usará siempre el nivel de seguridad 7, ya que solo personal capacitado podrá operar la subestación. También se tendrá “Yes” en la opción “Set Low Security” para que no se desactive el nivel de seguridad una vez usada la botonera.



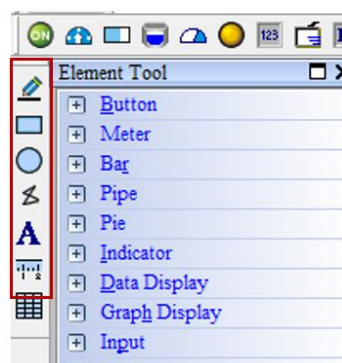
**Figura 57.** Configuración de niveles de seguridad en botoneras.

- e) Cuando la interfaz esté cargada en la pantalla la botonera aparecerá con un candado, lo que representa que la configuración de contraseñas fue exitosa.

## 7. Diseño del entorno.

Anteriormente se dieron las pautas para la creación, configuración y modificación de las botoneras, tablas, pantallas y subpantallas que se necesitan para realizar la interfaz. El diseño de los diagramas unifilares, posicionamiento de las botoneras en cada pantalla o subpantallas y distribución de los aspectos tomados en cuenta para la creación de la interfaz corresponden a criterios propios de los usuarios.

- a) Las herramientas usadas en el diseño de la interfaz, además de las anteriormente mencionadas, son las ubicadas en la sección de “Drawing” ubicada en la parte izquierda de la ventana del software DOPSoft 2.00.07. En esta se pueden encontrar elementos para realizar dibujos con figuras geométricas, realizar líneas e ingresar texto dentro de la interfaz.



**Figura 58.** Sección de “Drawing”.

b) Tomando en cuenta los procedimientos descritos anteriormente el diseño de la interfaz HMI para la subestación La Carolina es el siguiente.

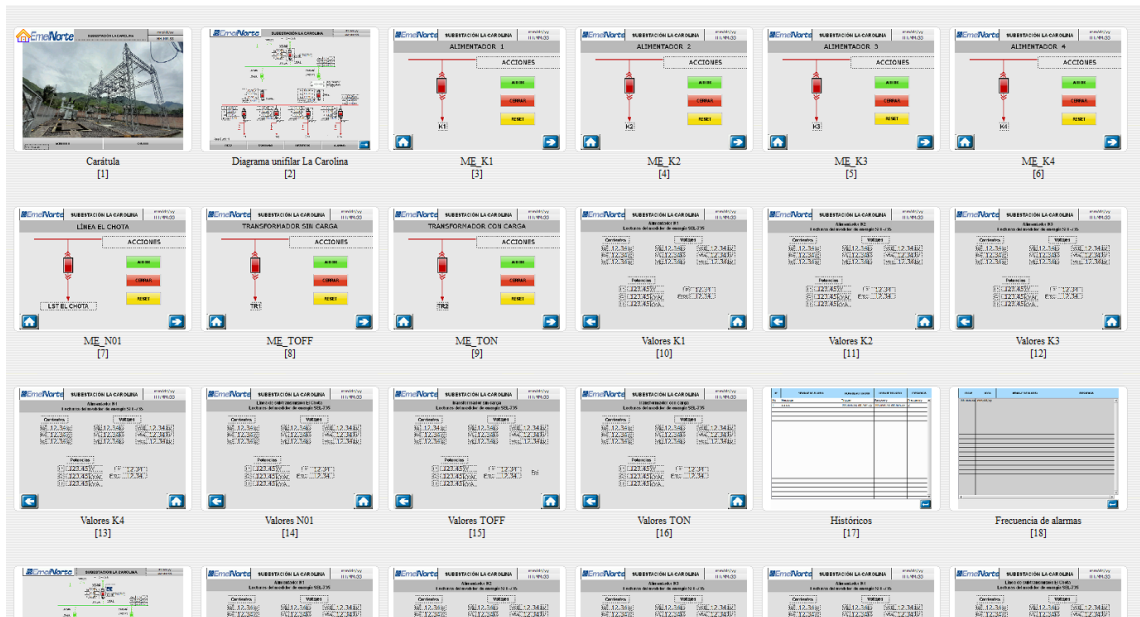



Figura 59. Interfaz de la subestación La Carolina.

# MANUAL DE USUARIO

## Uso de la interfaz

La interfaz puede ser utilizada de manera local o remota, para ser usada de manera remota se necesita usar el software “RealVNC Viewer”. El instalador de este programa se encuentra en la siguiente carpeta . El proceso de instalación de este software es intuitivo y similar al de DopSoft DOPSoft 2.00.07. Para instalarlo se realizará lo siguiente.

### 1. Instalación de RealVNC Viewer.

- a) Dar doble clic sobre archivo .exe y en la ventana que aparece escoger le idioma de preferencia.

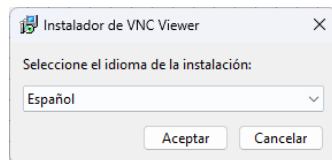


Figura 60. Elección de lenguaje para “RealVNC Viewer”.

- b) Luego dar clic en siguiente y esperar a que el programa se instale. Este tendrá un ícono de acceso directo en el escritorio de la computadora en el que fue instalado.

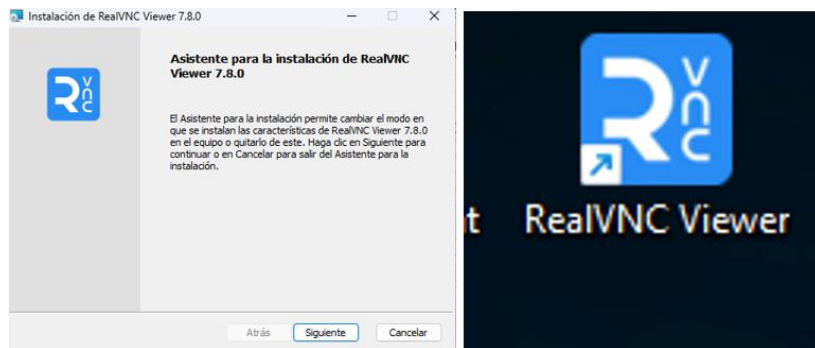


Figura 61. Instalación de “RealVNC Viewer”.

- c) Para añadir la pantalla al programa se dará doble clic sobre el mismo y su entorno será el siguiente.

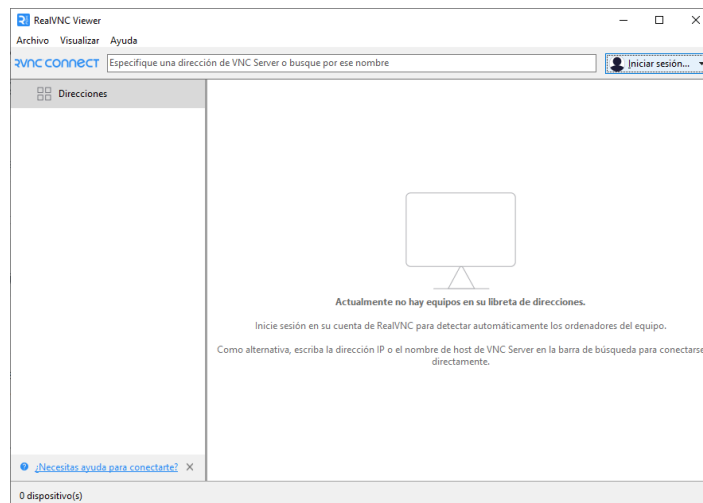


Figura 62. Entorno de trabajo de “RealVNC Viewer”.

- d) Es necesario crear una cuenta para mayor seguridad. Para lo cual se dará clic en iniciar sesión y en la nueva ventana se escogerá “¿No tiene una cuenta?”.

Figura 63. Ingreso de credenciales para “RealVNC Viewer”.

- e) Al ser redirigido a un navegador se llenarán los recuadros con información personal del usuario para poder crear la cuenta. Al tener toda la información ingresada y dar clic en “No soy un robot” se da clic en “Get Startet Now” para recibir un correo electrónico de verificación.

Figura 64. Creación de un nuevo usuario.

- f) Al dar clic en “Verify email” se redirigirá a una nueva pestaña en el navegador y aparecerá el siguiente mensaje.

Figura 65. Mensaje de verificación.



- g) Una vez realizados estos pasos se puede iniciar sesión en la aplicación del PC. Para esto dar clic en “Iniciar sesión”, ingresar las credenciales y verificar el inicio de sesión en el correo electrónico registrado.

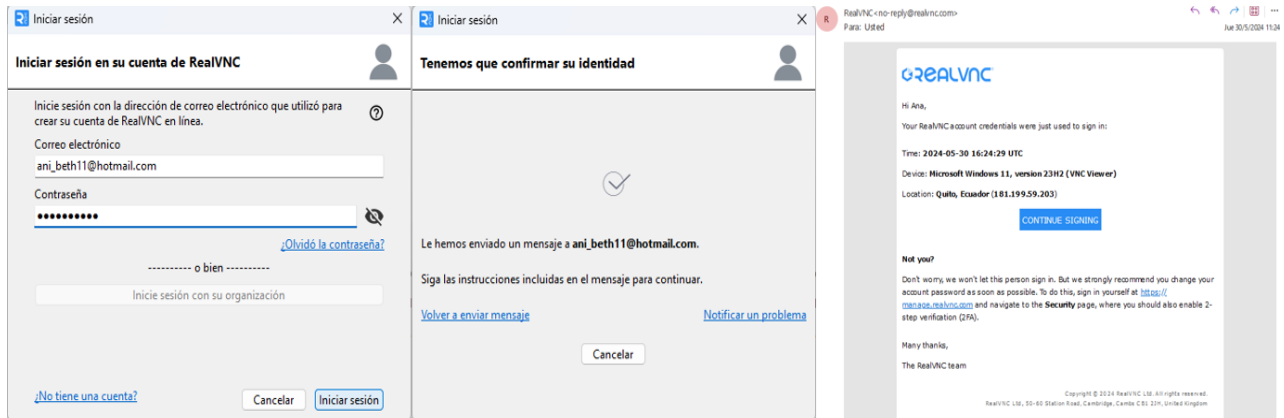


Figura 66. Inicio de nueva sesión en “RealVNC Viewer”.

- h) Después de dar clic en “Continue Signing” en el correo electrónico dar clic en la nueva pestaña en “ Authorize sing-in” para poder completar el inicio se sesión.

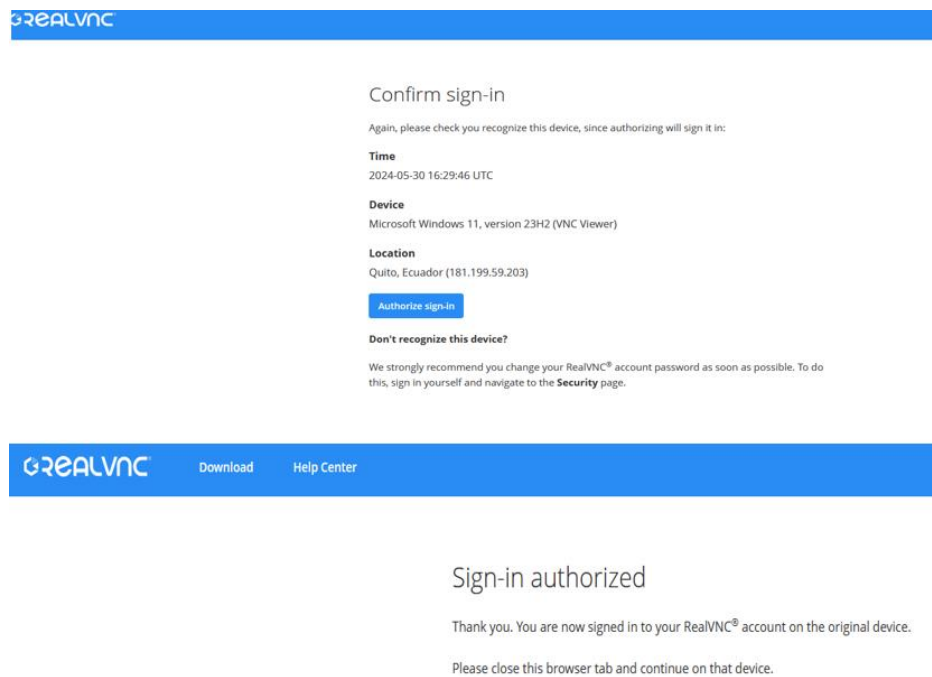
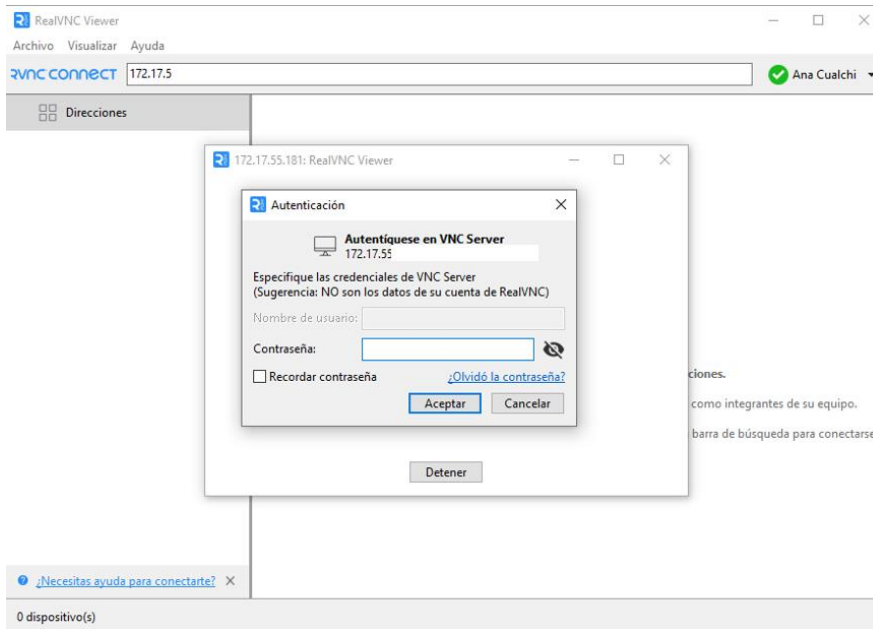


Figura 67. Confirmación de inicio de sesión.

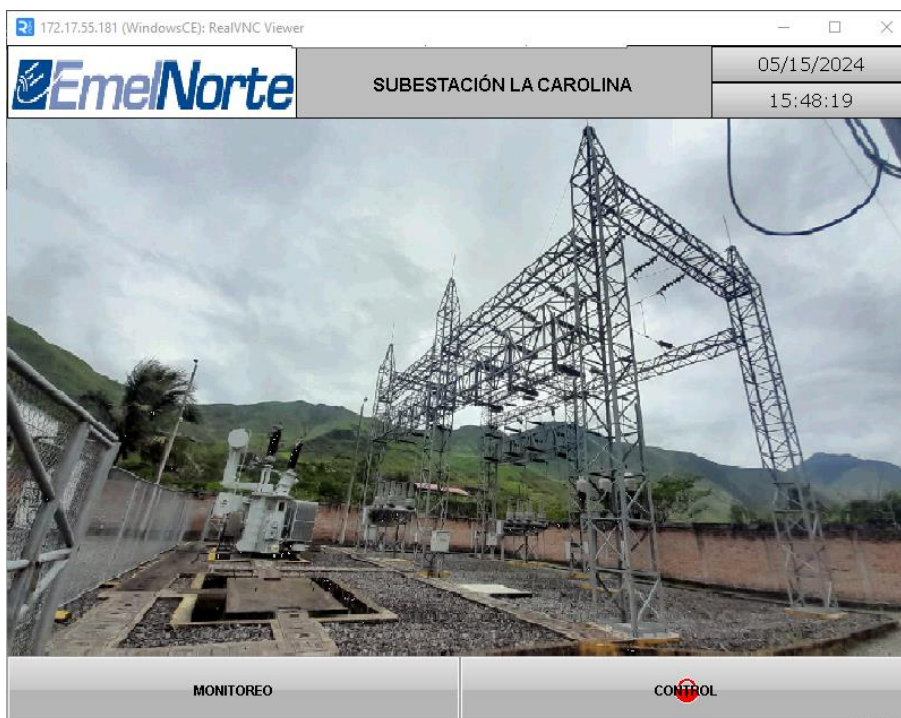
- i) Una vez iniciada la sesión se puede agregar la IP de la pantalla. Para esto en la sección de “Especifique una dirección de VNC...” se ingresará la IP del equipo y presione “Enter”. El programa establecerá comunicación con la pantalla y aparecerá la siguiente ventana en la cual se ingresará la contraseña configurada en el equipo.



**Figura 68.** Ingreso de IP y de contraseña de la pantalla Delta W105B.

- j) Se ingresará la contraseña establecida en la pantalla, que puede ser modificada al momento de la creación de un nuevo proyecto. A continuación, se indica la interfaz de la subestación cargada en la pantalla HMI vista desde el software RealVNC Viewer.

Desde este visor se puede acceder a la pantalla desde cualquier punto de la concesión de EMELNORTE S.A. siempre que la PC se encuentre en la red de la empresa y que su IP se encuentre en el Firewall de la subestación.



**Figura 69.** Pantalla de inicio de la interfaz.

## 2. Monitoreo y control de la subestación La Carolina.

Los siguientes procedimientos se pueden realizar de manera remota o local.

- Para monitorear la subestación presionar sobre la opción “MONITOREO”, esto dará paso al diagrama unifilar de la subestación La Carolina, en donde se indican de manera inicial los parámetros de corriente, voltajes y potencias de los alimentadores, transformador de potencia y línea de subtransmisión.

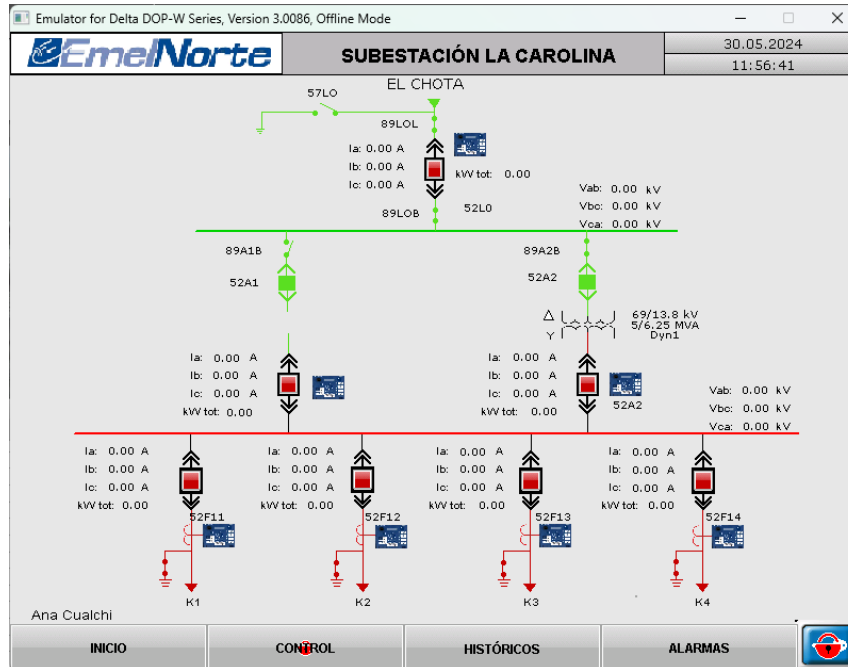


Figura 70. Pantalla de monitoreo de la interfaz.

- Para acceder al monitoreo individual de cada sección de la subestación es necesario presionar sobre los medidores ubicados en cada una de estas. En la siguiente imagen se indica la ventana emergente que aparece al presionar el medidor del Transformador con carga.



Figura 71. Subpantalla de monitoreo para el transformador de potencia.

- c) Para continuar visualizando el monitoreo individual se pueden presionar las flechas azules (→ o ←) para avanzar en las secciones del diagrama unifilar. Si se desea abrir el monitoreo de una sección en específico se cerrará la ventana presionando en: ✕ y luego se presionará el medidor del cual se desee observar el monitoreo.

A continuación, se indica la pantalla que aparece al presionar →.



Figura 72. Pantalla de monitoreo para K1.

- d) Para el control de la subestación se puede acceder de dos maneras, la primera es desde la pantalla de inicio de la interfaz y la segunda desde la pantalla del diagrama unifilar de monitoreo.

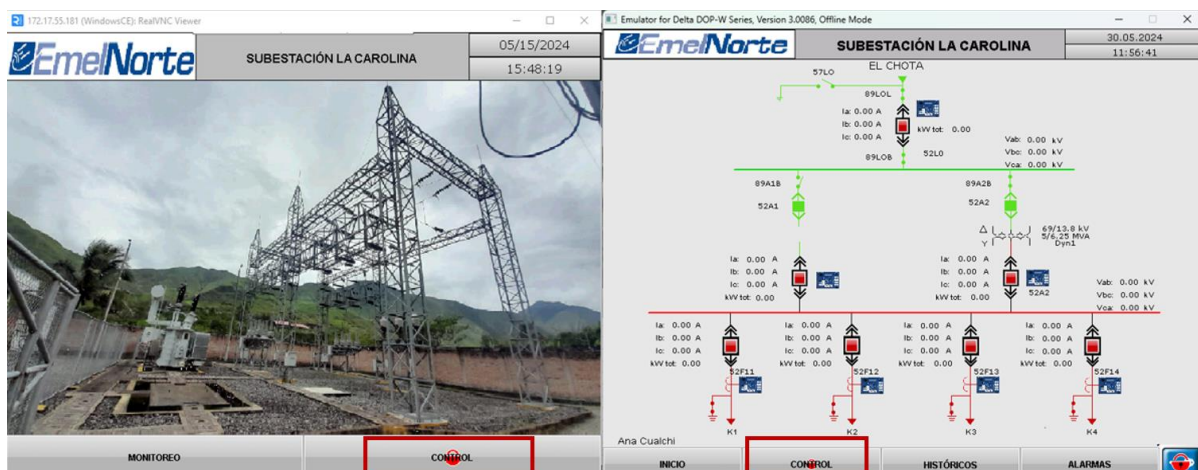


Figura 73. Opciones para ingresar a la sección de control de la interfaz.

- e) Al presionar cualquiera de las dos opciones aparecerá una nueva ventana en la cual se solicitará las credenciales de acceso.

Para esta subestación se estableció el nivel de seguridad en 7, es decir, máxima autoridad. La cuenta corresponde a “ADMIN” y la contraseña es el número de subestación escrito dos veces.

Usuario	Contraseña
ADMIN	1XXX

- f) Para ingresar las credenciales se puede ingresar “Cuenta” y “Contraseña” o únicamente “Contraseña”. Si sólo se desea ingresar la contraseña se debe habilitar “Autoridad Máxima”.



Figura 74. Ingreso de credenciales para acceder al control de la interfaz.

- g) Una vez validadas las credenciales se dará paso al diagrama unifilar de control que se muestra a continuación.

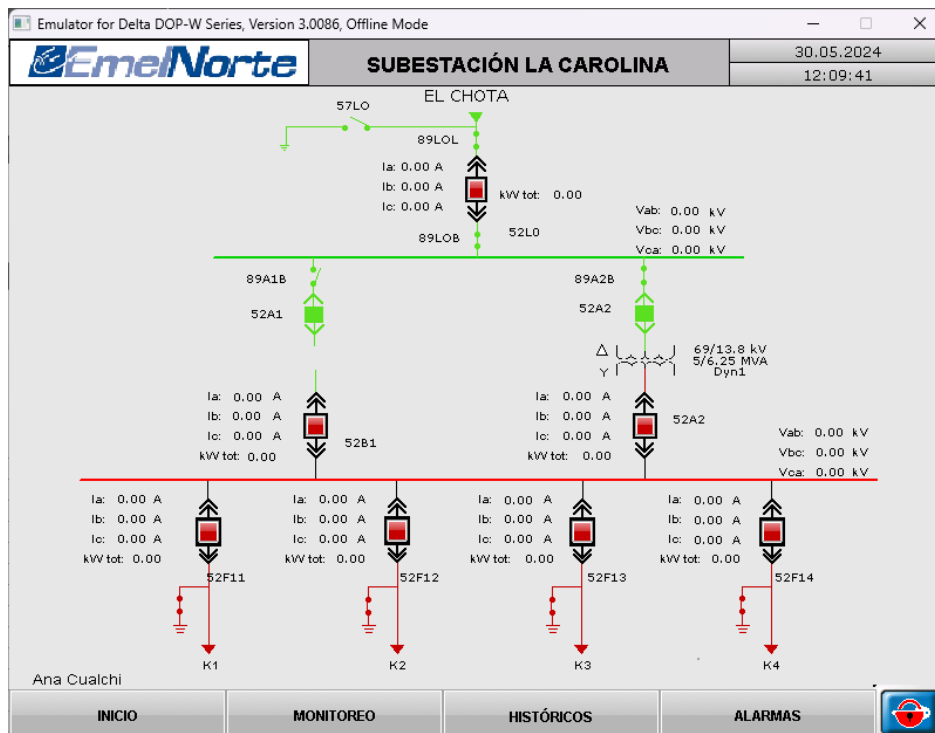


Figura 75. Pantalla de control de la interfaz.

- h) Para ejecutar maniobras de apertura y cierre de los alimentadores es necesario presionar el recuadro rojo de cada uno de estos para que aparezca una ventana emergente en la que se encuentra un diagrama unifilar del alimentador en cuestión.

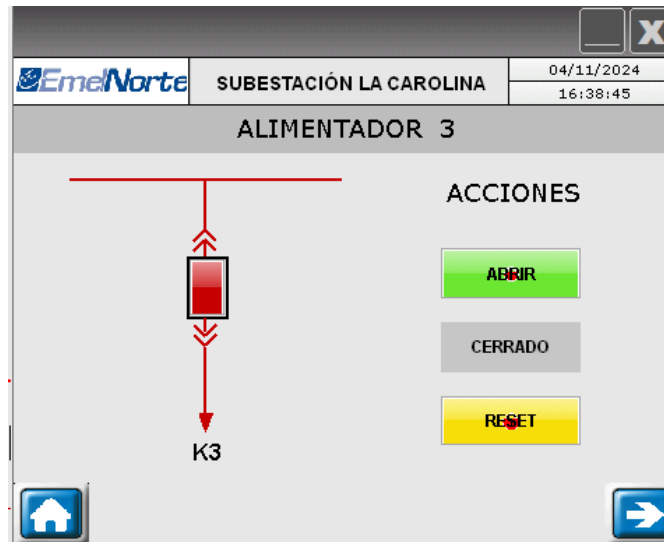


Figura 76. Subpantalla de control de K3, con la dirección de cerrado en alto.

El recuadro rojo indica el estado del disyuntor asociado al alimentador, si está en rojo significa que este está cerrado, si está en verde corresponde al estado abierto.

Los recuadros de los mandos “ABRIR” y “CERRAR” se encuentran configurados para pedir una contraseña antes de ejecutarse. Si el estado del disyuntor es cerrado en lugar de aparecer la botonera con la leyenda “CERRAR” aparecerá una botonera opaca con la leyenda “CERRADO” y viceversa con la botonera de “ABRIR”.

- i) Si se presiona “ABRIR” aparecerá una ventana que solicitará las credenciales de autorización para ejecutar dicha acción. Las credenciales son las mismas usadas para acceder al diagrama unifilar de Control.

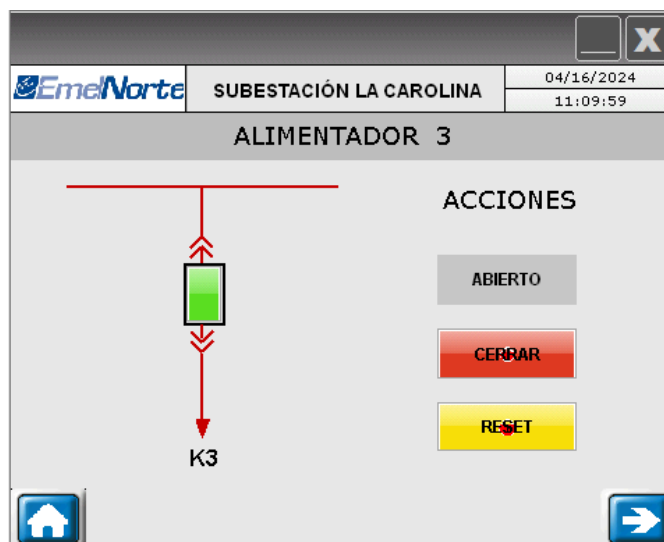



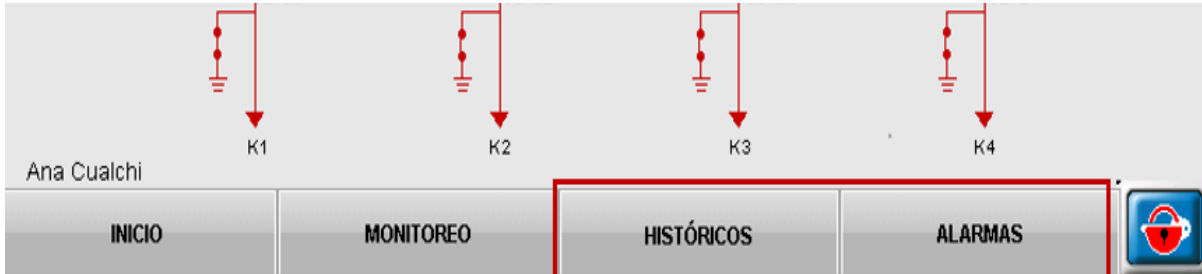


Figura 77. Subpantalla de control de K3, con la dirección de abierto en alto.

- j) En este caso la  dará paso al monitoreo de dicho alimentador. Si se desea regresar al diagrama unifilar de control se debe presionar en  o en .

Los datos históricos y tabla de frecuencia de alarmas están presentados tanto en el apartado de control como de monitoreo, para acceder a estos solo se necesita presionar las botoneras que redirigen hacia sus respectivas pantallas.



**Figura 78.** Botoneras para acceder a las tablas de datos históricos y de lista de alarmas.

- k) A continuación, se indica un ejemplo de los registros de datos históricos y de la tabla de frecuencia de alarmas.

172.17.55.181 (WindowsCE): RealVNC Viewer

Nº	MENSAJE DE ALARMA	HORA DE ACTIVACIÓN	HORA DE RECUPERACIÓN	FRECUENCIA
0034	Interruptor Abierto (K4)	16:58:31 14.04.202	16:58:37 14.04.202	1
0025	Interruptor Abierto (K3)	08:11:39 15.04.202	08:11:44 15.04.202	1
0025	Interruptor Abierto (K3)	03:10:44 16.04.202	03:10:49 16.04.202	2
0025	Interruptor Abierto (K3)	08:59:37 16.04.202	08:59:42 16.04.202	3
00/00/0000	00:00:00	Falla Watchdog Sepam (K3)		0
00/00/0000	00:00:00	Interruptor Abierto (K3)		3
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de fase (K4)		0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de fase (K4)		0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de neutro (K4)		0
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Instantánea de neutro (K4)		0
00/00/0000	00:00:00	Falla de baja frecuencia (K4)		0
00/00/0000	00:00:00	Falla Watchdog Sepam (K4)		0
00/00/0000	00:00:00	Interruptor Abierto (K4)		1
00/00/0000	00:00:00	Sobrecorriente Temporizada de neutro (K1)		

**Figura 79.** Tablas de datos históricos y lista de alarmas.

- l) En la esquina inferior derecha de la interfaz se tiene el acceso a la configuración de la pantalla, a la cual también se ingresa con las credenciales indicadas anteriormente. En este apartado se puede configurar IP, brillo, sonido, entre otros.



**Figura 80.** Pantalla de configuración vista desde “RealVNC Viewer”.