



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

TEMA:

“Diseño de un Sistema de Control y Monitoreo para equipos de patio de 69kV a través de un programa SCADA para la S/E Loreto”

AUTOR:

Kevin Rogerd Aldaz Macías

Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico-Mecánico

TUTOR:

Ing. Raúl Montenegro Tejada, M.Sc.

Guayaquil, Ecuador

2018



UNIVERSIDAD CATÓLICA

DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por Kevin Rogerd Aldaz Macías como requerimiento para la obtención del título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial.

TUTOR

Ing. Raúl Montenegro Tejada, M.Sc.

DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Miguel Armando Heras Sánchez, M.Sc.

Guayaquil, a los 9 del mes de marzo del año 2018



UNIVERSIDAD CATÓLICA

DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Aldaz Macías Kevin Rogerd

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación “Diseño de un Sistema de Control y Monitoreo para equipos de patio de 69kV a través de un programa SCADA para la S/E Loreto” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 9 del mes de marzo del año 2018

EL AUTOR

KEVIN ROGERD ALDAZ MACÍAS



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica

AUTORIZACIÓN

Yo, **Aldaz Macías Kevin Rogerd**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: “Diseño de un Sistema de Control y Monitoreo para equipos de patio de 69kV a través de un programa SCADA para la S/E Loreto”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 9 del mes de marzo del año 2018

EL AUTOR

KEVIN ROGERD ALDAZ MACÍAS

REPORTE URKUND

The screenshot shows the URKUND web interface. The document details are as follows:

- Documento: TESIS-KRAM-UCSG-2018-REVA.docx (D35872653)
- Presentado: 2018-02-23 10:49 (-05:00)
- Presentado por: orlandophlco_7@hotmail.com
- Recibido: orlando.philco.ucsg@analysis.urkund.com
- Mensaje: REVISION URKUND - Aldas Kevin [Mostrar el mensaje completo](#)

A progress bar indicates that 2% of the document's 29 pages are composed of text from 4 sources. The 'Lista de fuentes' (List of sources) table is shown below:

Categoría	Enlace/nombre de archivo
	https://subestacion.wordpress.com/transformador/
	http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=643
98%	IEC 61850 El estándar IEC 61850 en una subestación eléctrica puede tener dos apli...
	http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1817

The document content includes:

- CARRERA: Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial
- TEMA: "Diseño de un Sistema de Control y Monitoreo para equipos de patio de 69kV a través de un programa SCADA para la S/E Loreto"
- AUTOR: [Kevin Rogerd Aldaz Macías](#)
- Trabajo de Titulación previo a la obtención del grado de Ingeniero Eléctrico-Mecánico
- TUTOR: Ing. Raúl Montenegro Tejada, M.Sc.

The document content also includes a table of contents:

Guayaquil, Ecuador 2018 ÍNDICE DE CONTENIDO: AGRADECIMIENTO 7 DEDICATORIA 8 RESUMEN 9 ABSTRACT 10 ABREVIATURAS 11 CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN 12 1.1 Justificación 12 1.2 Planteamiento del Problema 12 1.3 Objetivos 12 1.3.1 Objetivo General 12 1.3.2 Objetivos Específicos 13 1.4 Hipótesis 13 1.5 Tipo de Investigación 13 CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PARA TABLERO Y PATIO DE 69KV 14 2.1 Transformador 14 2.1.1 Transformador de Potencia 15 2.1.2 Transformador de Potencial 15 2.1.3 Transformador de Corriente 16 2.2 Interruptor 18 2.3 Pararrayo 19 2.4 Seccionador 20 2.5 Equipos de Tablero 22 CAPÍTULO 3: SISTEMA SCADA 28 3.1 Fundamentos 28 3.1.1 Introducción 28 3.1.2 Descripción del Sistema SCADA aplicado a Subestaciones Eléctricas 29 3.1.3 Estructuración 31 3.1.4 Elementos que lo componen 32 3.1.5 Niveles para el Flujo de Información 32 3.2 Software 34 3.2.1 Configuración del SCADA 34

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por Aldaz Macías Kevin Rogerd, Se adjunta documento de Reporte URKUND de la Revisión Final en medio digital. Porcentaje de coincidencia final del 2% como requerimiento para la obtención del Título de INGENIERO ELECTRICO-MECANICO

TUTOR

Atentamente

Ing. Raúl Montenegro Tejada, M.Sc

ÍNDICE DE CONTENIDO:

AGRADECIMIENTO	9
DEDICATORIA	10
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
ABREVIATURAS	13
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	15
1.1 Justificación	15
1.2 Planteamiento del Problema	15
1.3 Objetivos	16
1.3.1 Objetivo General	16
1.3.2 Objetivos Específicos	16
1.4 Hipótesis	16
1.5 Tipo de Investigación	16
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PARA TABLERO Y PATIO DE 69kV	17
2.1 Transformador	17
2.1.1 Transformador de Potencia	18
2.1.2 Transformador de Potencial	18
2.1.3 Transformador de Corriente	19
2.2 Interruptor	21
2.3 Pararrayo	22
2.4 Seccionador	23
2.5 Equipos de Tablero	25
CAPÍTULO 3: SISTEMA SCADA	31
3.1 Fundamentos	31
3.1.1 Introducción	31
3.1.2 Descripción del Sistema SCADA aplicado a Subestaciones Eléctricas	32
3.1.3 Estructuración	34
3.1.4 Elementos que lo componen	35
3.1.5 Niveles para el Flujo de Información	35
3.2 Software	36
3.2.1 Configuración del SCADA	36

3.2.2 HMI del Operador	37
3.2.3 Módulo.....	37
3.2.4 Gestión y Almacenamiento de Datos	38
3.3 Hardware	39
3.3.1 MTU (Master Terminal Unit)	39
3.3.2 RTU (Remote Terminal Unit)	40
3.4 Protocolos.....	40
3.4.1 Protocolo DNP3.....	40
3.4.2 Protocolo IEC-61850.....	41
CAPÍTULO 4: SISTEMAS DIGITALES	42
4.1 Introducción.....	42
4.2 Compuertas Lógicas.....	42
4.2.1 Compuerta AND	42
4.2.2 Compuerta OR.....	43
CAPÍTULO 5: APORTACIONES	44
5.1 Generalidades	44
5.2 Funciones del SAS (Sistema de Automatización de Supervisión)	44
5.3 Principios del Diseño	45
5.4 Controladores de Bahía	46
5.5 IED para Protección de Bahía	47
5.6 Intercambio de datos.....	47
5.7 Telecontrol	47
5.8 Funciones y Estructura del SAS.....	47
5.9 Adquisición de Datos Digitales	48
5.10 Adquisición de Datos Analógicos	49
5.11 Señalización de Estado.....	50
5.12 Señalización de Alarmas.....	50
5.13 Registro Secuencial de Eventos	52
5.14 HMI del Sistema de Supervisión y Control	52
5.15 Base de Datos.....	54
5.16 Introducción para el Diseño del Sistema SCADA.....	54
5.17 Descripción del Software SURVALENT	55
5.18 Descripción del programa de diseño de pantallas HMI SmartVU	56

5.19 Descripción del SCADA Explorer o base de datos de las señales a utilizar	57
5.20 Descripción de herramientas, área de trabajo y funcionalidades del SmartVU	57
5.21 Descripción de la Arquitectura SCADA y Diagrama Unifilar de la S/E Loreto.....	58
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	79
6.1 Conclusiones	79
6.2 Recomendaciones	80
BIBLIOGRAFÍA.....	81

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.	Transformador de Potencia 69/13.8kV	17
Figura 2.2.	Divisor Capacitivo de Potencial 69kV	18
Figura 2.3.	Transformador de Corriente 69kV	20
Figura 2.4.	Componentes del Interruptor 69kV	21
Figura 2.5.	Pararrayo 69kV	23
Figura 2.6.	Seccionador 69kV	24
Figura 2.7.	Relé de Protección de Bahía SEL-451	26
Figura 2.8.	Relé Diferencial de Barra 487B	27
Figura 2.9.	Relé de Protección de Transformador 487E.....	27
Figura 2.10.	Relé de Protección de Alimentación SEL-751	28
Figura 2.11.	Relé de Protección de Línea SEL-411L.....	28
Figura 2.12.	Relé Auxiliar SEL-2414	29
Figura 2.13.	Relé Concentrador de Señales SEL-2440.....	29
Figura 2.14.	Switch de Comunicación SEL-2730M.....	30
Figura 2.15.	Reloj de red sincronizado por satélite SEL-2488	30
Figura 3.1.	Diagrama Típico de un Sistema SCADA	32
Figura 3.2.	Jerarquía de un Sistema SCADA más complejo.....	33
Figura 3.3.	Estructura del Sistema SCADA	34
Figura 3.4.	Representación del Flujo de Información para un Sistema SCADA ..	35
Figura 3.5.	Representación de los componentes para un Sistema SCADA	39
Figura 3.6.	Estructura Protocolo DNP3	40
Figura 3.7.	Protocolo RS-232/485.....	41
Figura 3.8.	Protocolo TCP/IP Network	41
Figura 4.1.	Aplicación de una operación Lógica.....	42
Figura 4.2.	Compuerta AND.....	43
Figura 4.3.	Compuerta OR	43
Figura 5.1.	Arquitectura del Sistema SAS.....	46
Figura 5.2.	Logo Survalent Technology.....	55
Figura 5.3.	Logo SmartVU.....	56

Figura 5.4. Arquitectura SCADA de 69kV de la S/E Loreto.....	59
Figura 5.5. Diagrama Unifilar de 69kV de la S/E Loreto	60
Figura 5.6. Diagrama Unifilar General	61
Figura 5.7. Bahía Acople	62
Figura 5.8. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0 Φ2 Apertura	62
Figura 5.9. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0 Φ2 Cierre.....	63
Figura 5.10. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0 Φ7	63
Figura 5.11. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0 Φ9	64
Figura 5.12. Alarmas de los Relés de Protección	64
Figura 5.13. Bahía Autotrafo.....	65
Figura 5.14. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0Q2 Apertura	66
Figura 5.15. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0Q2 Cierre	66
Figura 5.16. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0Q1	67
Figura 5.17. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0Q3	67
Figura 5.18. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0Q5	68
Figura 5.19. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0Q7	68
Figura 5.20. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0Q9	69
Figura 5.21. Alarmas de los Relés de Protección	69
Figura 5.22. Bahía de Trafo.....	70
Figura 5.23. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0D2 Apertura	71
Figura 5.24. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0D2 Cierre	71
Figura 5.25. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0D1	72
Figura 5.26. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0D3	72
Figura 5.27. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0D5	73
Figura 5.28. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0D7	73
Figura 5.29. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0D9	74
Figura 5.30. Alarma de los Relés de Protección.....	74
Figura 5.31. Alarma de la BCU	75
Figura 5.32. Diagrama Esquemático de Comunicación	75
Figura 5.33. Arquitectura de Comunicaciones de la Caseta de 69kV	76
Figura 5.34. Sincronización de la Caseta de 69kV.....	76

Figura 5.35. Estampa de Tiempo de las fallas y alarmas de la Subestación77
Figura 5.36. Configuración para el juego de colores de las Barras78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Equipo Primario de Medición 69kV	19
Tabla 2.2. Equipo primario de Medición de Corriente 69kV	20
Tabla 2.3. Equipo Primario Interruptor 69kV	22
Tabla 2.4. Equipo Primario Seccionador 69kV	25
Tabla 5.1. Niveles de la Arquitectura SCADA	48

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, a Dios, por haberme permitido llegar hasta este punto de mi vida con salud y por otorgarme fuerza para seguir adelante en cada objetivo que me proponga.

A mis padres y hermano, quienes son pilar fundamental en todos mis proyectos, ya que con sus consejos y apoyo incondicional me han dado la suficiente confianza para no decaer en nada y poder llegar hasta el final de mi carrera universitaria.

A mis estimados docentes, quienes, con sus enseñanzas y conocimiento impartidos, me dieron la capacidad intelectual para poder avanzar en mi recorrido estudiantil y así ponerlo en práctica en la vida real y profesional.

A mis compañeros de curso, mis amigos en general, y aquellas personas que nunca dejaron de darme su apoyo y buena amistad hasta el día de hoy.

A la compañía INPROEL S.A., específicamente al grupo SISELEC S.A., por darme la oportunidad de haber realizado mi pasantía en Distribución Eléctrica y posteriormente para desarrollarme como profesional.

A mis compañeros de trabajo, por ser quienes con sus experiencias laborales me supieron guiar en cada tarea asignada.

“El conocimiento es Universal y para obtenerlo debes esforzarte, por lo tanto, el esfuerzo que realizas hoy es el que te va a diferenciar de los demás.” (Francisco León, 2018).

DEDICATORIA

Ofrezco el presente trabajo a mis Padres, ya que sin su apoyo constante e incondicional no habría podido llegar hasta aquí, por sus buenos consejos, por saber guiarme en cada paso que doy y por ayudarme a levantarme en cada vez que decaí. Infinitas gracias.

Cecilia y Enrique.

RESUMEN

La necesidad de monitorear de forma más exhaustiva el cambio de estado de los equipos de patio y tableros ha ido cambiando de manera significativa, por lo que ha llevado a que se diseñen aplicaciones que permitan realizar esta función sin la necesidad de tener que movilizarse de un sitio a otro para poder llevar un control del estado de los diferentes dispositivos.

En la actualidad, la aplicación de un software que permita realizar las actividades de supervisión y control de equipos es posible a través del ya conocido Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA), el cual por medio de un HMI (Interface Hombre-Máquina) permite a una persona (Operador), cumplir con las funciones antes mencionadas.

El propósito del presente trabajo es la de demostrar a estudiantes de Ingeniería Eléctrica y profesionales con dicho título el proceso de desarrollo o diseño de un Sistema SCADA para una Subestación Eléctrica necesaria para el proceso de captación de información y que es exigida por las respectivas entidades públicas dentro del Ecuador.

Palabras claves: SCADA, HMI, RTU, MTU, Control, Supervisión, Sistema.

ABSTRACT

The need to monitor in a more exhaustive way the change of state of the equipment of patio and boards has been changing in a significant way, which is why it has led to the design of applications that allow to perform this function without the need to have to mobilize from a site to another to be able to keep track of the status of different devices.

Actually, the application of a software that allows to perform the activities of supervision and control of equipment is possible through the already known System of Supervisory Control and Acquisition Data (SCADA), which by means of an HMI (Interface Human-Machine) allows a person (Operator), to fulfill the aforementioned functions.

The purpose of this paper is to show Electrical Engineering students and professionals with this title the process of developing or designing a SCADA System for an Electrical Substation necessary for the process of gathering information and that is required by the respective public entities within Ecuador.

ABREVIATURAS

SCADA.- Supervisión, Adquisición y Control de Datos
CNEL-EP.- Corporación Nacional de Electricidad, Empresa Pública
CELEC.- Corporación Eléctrica del Ecuador
TRANSELECTRIC.- Transmisión Eléctrica
CT.- Transformador de Corriente
PT.- Transformador de Potencia
SF6. - Hexafluoruro de Azufre
DPAC.- Controlador Discreto de Automatización Programable
HMI.- Interfaz Hombre Máquina
GPS.- Sistema de Posición Global
RTU.- Unidad Terminal Remota
MTU.- Unidad Terminal Maestra
PLC.- Controlador Lógico Programable
IED.- Dispositivo Electrónico Inteligente
DNP.- Protocolo de Red Distribuida
UTP.- Par Trenzado no Blindado
DDE.- Transferencia Dinámica de Datos
IEC.- Comisión Electrotécnica Internacional
OSI. - Interconexión de Sistemas Abiertos
BCU. – Unidad de Control de Bahía
OSE. - Registro Secuencial de los Eventos Operativos
SAS. – Sistema Automatizado de Supervisión



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICO

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____
ING. ROMERO PAZ, MANUEL DE JESUS, M.S.c.
DECANO

f. _____
ING. PHILCO ASQUI, LUIS ORLANDO M.S.c.
COORDINADOR DE TITULACIÓN

f. _____
ING. HIDALGO AGUILAR, JAIME RAFAEL
OPONENTE

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Justificación

Las Subestaciones Eléctricas son un conjunto de dispositivos eléctricos y mecánicos de diferentes magnitudes y para distintas funciones, dependiendo del nivel de tensión que se esté manejando. La función principal de estas implementaciones es la de transformar y distribuir la energía eléctrica hacia varios puntos de una red.

Las subestaciones, al ser de grandes dimensiones, contarán con una variedad de equipos, los cuales necesitan ser monitoreados de forma constante para controlar su funcionamiento ante una variedad de situaciones que se pueden producir por diferentes razones, ya sean climatológicas (tormentas eléctricas) o por su naturaleza mecánica-eléctrica, entre otras.

Ante la necesidad de poder controlar y supervisar el proceso que realizan estos equipos, así como su cambio de estado, el Sistema SCADA permite a una persona (u Operador), por medio de una pantalla HMI, tener una visibilidad de toda la subestación, la responsabilidad de intervenir y tomar decisiones de forma inmediata ante cualquier suceso que se presente.

1.2 Planteamiento del Problema

La falta de precisión para ubicar una falla de forma manual o visual por parte del Operador ha sido solucionada con la implementación del Sistema SCADA que permite al operador de la subestación tener una máxima, eficaz y precisa realidad (tiempo de respuesta) del funcionamiento de todos los equipos de patio (seccionadores, interruptores, protecciones, transformador, etc.); de esta forma la persona encargada podrá actuar de forma inmediata.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Describir el procedimiento del diseño de un Sistema SCADA que permitirá tener el control y la supervisión de los equipos de patio dentro de una Subestación Eléctrica.

1.3.2 Objetivos Específicos

- ❖ Identificar e interpretar las diferentes señales y alarmas que se presenten durante el funcionamiento del programa.
- ❖ Estructurar la comunicación y sincronización de los equipos mediante el uso de un programa para SCADA.
- ❖ Poner a disposición de los estudiantes de Ingeniería y otras personas, el proceso utilizado en el Sistema SCADA que exige la CNEL-EP y que es probado y corroborado por la CELEC-TRANSELECTRIC.

1.4 Hipótesis

Constatar en tiempo real el cambio de estado de los diferentes dispositivos de control y protección de la Subestación, para que el Operador pueda ejecutar maniobras más adecuadas.

1.5 Tipo de Investigación

El siguiente documento tendrá un tipo de investigación de forma práctica, demostrativa e investigación de campo

CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PARA TABLERO Y PATIO DE 69kV

2.1 Transformador

Es el elemento más costoso dentro de una subestación de transformación. Este equipo cambia la energía eléctrica de corriente alterna de un nivel de voltaje a otro nivel, ya sea inferior o superior, mediante la acción de un campo magnético. Los transformadores de potencia varían la tensión y corriente de entrada a una tensión y corriente de salida diferente. De acuerdo a donde se ubiquen pueden ser:

- Transformador de Generación: Se localiza en las centrales de generación. Este recibe una tensión menor y una corriente muy grande para poder transformar la tensión a unos altos niveles y reducir la corriente.
- Transformador de Subestación: Este recibe un nivel de tensión y la eleva para poder transmitir. En el extremo opuesto se encuentra otro transformador para reducir dicha tensión (en la Figura 2.1 se muestra el transformador utilizado en la S/E Loreto).
- Transformador de distribución: Este es el que entrega la tensión a niveles admisibles para la industria, comercio, etc.



Figura 2.1. Transformador de Potencia 69/13.8kV

Fuente: El Autor

2.1.1 Transformador de Potencia

Dentro de una subestación es el equipo de mayor costo. Este equipo realiza la función de cambiar la energía eléctrica de AC de un nivel de voltaje a otro nivel, por medio de un campo magnético. La función de los Transformador de Potencia es la de variar la tensión e intensidad de entrada haciendo que salga una diferente.

2.1.2 Transformador de Potencial

Los Transformadores de Potencial, tiene como función la de reducir el voltaje a valores secundarios, es decir, 120 o 110V, se utilizan para las señales de medición y protección. Las características de los PT son:

- Margen muy amplio de variación de la carga secundaria, el voltaje secundario debe permanecer constante o muy cerca de su valor nominal.
- El devanado secundario nunca se cortocircuita cuando se encuentre energizado; ya que esto hace que los fusibles se calienten o los alambres se sobrecalientan dañando el aislamiento.

En la Figura 2.2 y Tabla 2.1 se describe el equipo utilizado:

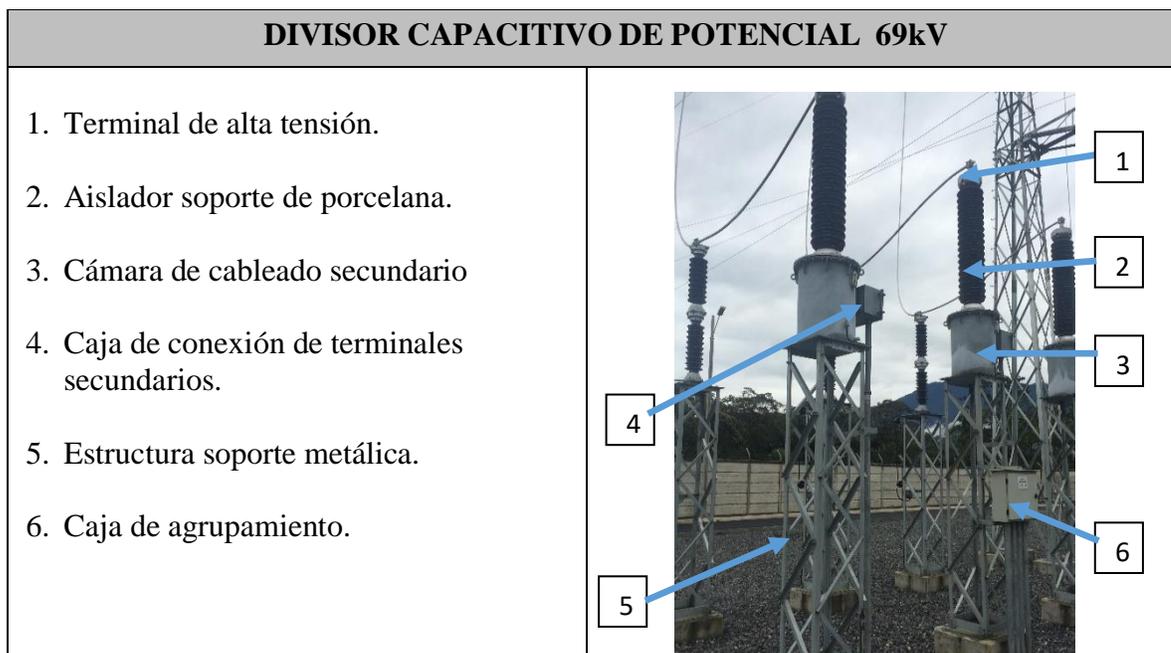


Figura 2.2. Divisor Capacitivo de Potencial 69kV

Fuente: El Autor

Tabla 2.1. Equipo Primario de Medición 69kV

DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL	BAHIAS ACOPLE/AUTOTRAF O/TRAFO	Tipo/Marca	CVE: 145/650/50	CROMPTON	Divisores capacitivos de potencial tipo pedestal. Cuentan con 3 núcleos distribuidos para Medición, Protección 87LP, Sincronización.
		Tensión primario/secundario	69000/ $\sqrt{3}$ kV	115/ $\sqrt{3}$ V	
		Relación	1200		
		Clase	0.2/3P/3P		
	BARRA 69kV	Tipo/Marca	CVE: 145/650/50	CROMPTON	Divisores capacitivos de potencial tipo pedestal. Cuenta con 2 núcleos distribuidos para Medición, Protección 87LS, Sincronización.
		Tensión primario/secundario	69/ $\sqrt{3}$ kV	115/ $\sqrt{3}$ V	
		Relación	800		
		Clase	3P/3P/0.2		

Fuente: (Julio Viteri, 2017)

2.1.3 Transformador de Corriente

Los transformadores de corriente se utilizan en la práctica, para medir la corriente sin interrumpir a las líneas de corriente.

Características de los CT:

- En un margen muy amplio de variación de la carga secundaria, la corriente secundaria no se ve afectada
- Si el primario se encuentra energizado, el secundario no puede estar abierto; ya que se desarrollarían voltajes demasiado altos limitados por la impedancia de la rama de magnetización.

Los errores que se pueden presentar de relación y de ángulo de fase, son fácilmente calculados si se conoce la característica de magnetización e impedancia de carga (Marco, 2012), (Harper, 2005).

A continuación (Tabla 2.3 y Figura 2.3) se muestran características y descripción del CT:

Tabla 2.2. Equipo primario de Medición de Corriente 69kV

EQUIPO	BAHIA	DESCRIPCION	DATO		CARACTERISTICA
TRANSFORMADORE DE CORRIENTE	ACOPLE/AUTOTRAFO/TRAFO 69kV TRANSFERENCIA	Tipo/Marca	IOSK:170/3 25 /750 Pedestal	CROMPTON	Transformador de corriente de línea, tipo pedestal. Cuenta con 4 núcleos distribuidos para Medición, Protección 87LP, Protección 87LS y Diferencial de Barras.
		Corriente primario/secundario	1200-1000-900-800-600-500-400-300-200-150-100 ^a	5 ^a	
		Relación Nominal	1200:5		
		Clase	0.2/5P/5P/5P	Medición Protección	

Fuente: (Julio Viteri, 2017)

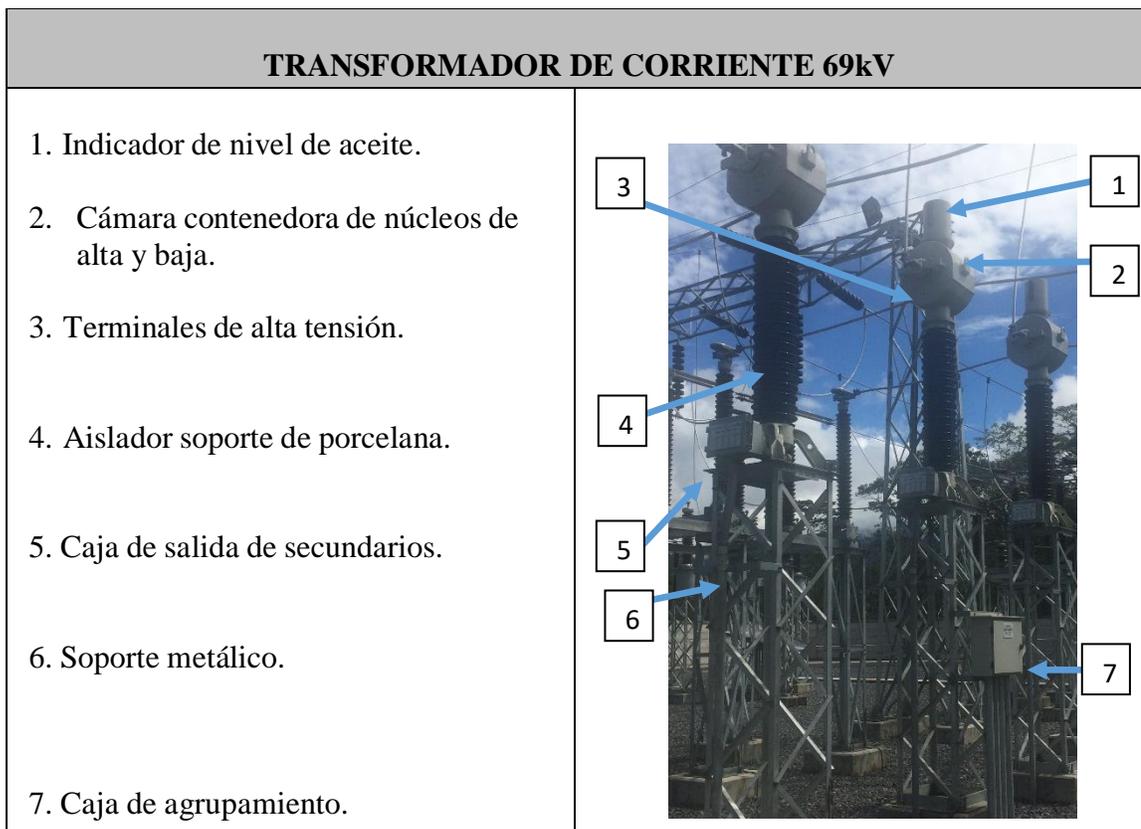


Figura 2.3. Transformador de Corriente 69kV

Fuente: El Autor

2.2 Interruptor

Es un dispositivo cuya función consiste en interrumpir y/o restablecer la conducción de corriente en un circuito eléctrico. Este cambio de estado se puede efectuar bajo carga, para despejar por ejemplo una falla; o bien por razones de servicio para conectar o desconectar cualquier tipo de equipo eléctrico o línea de transmisión (“Interruptores De Potencia”, 2009a).

A continuación (Figura 2.4 y Tabla 2.3) se muestran características y descripción del Disyuntor:

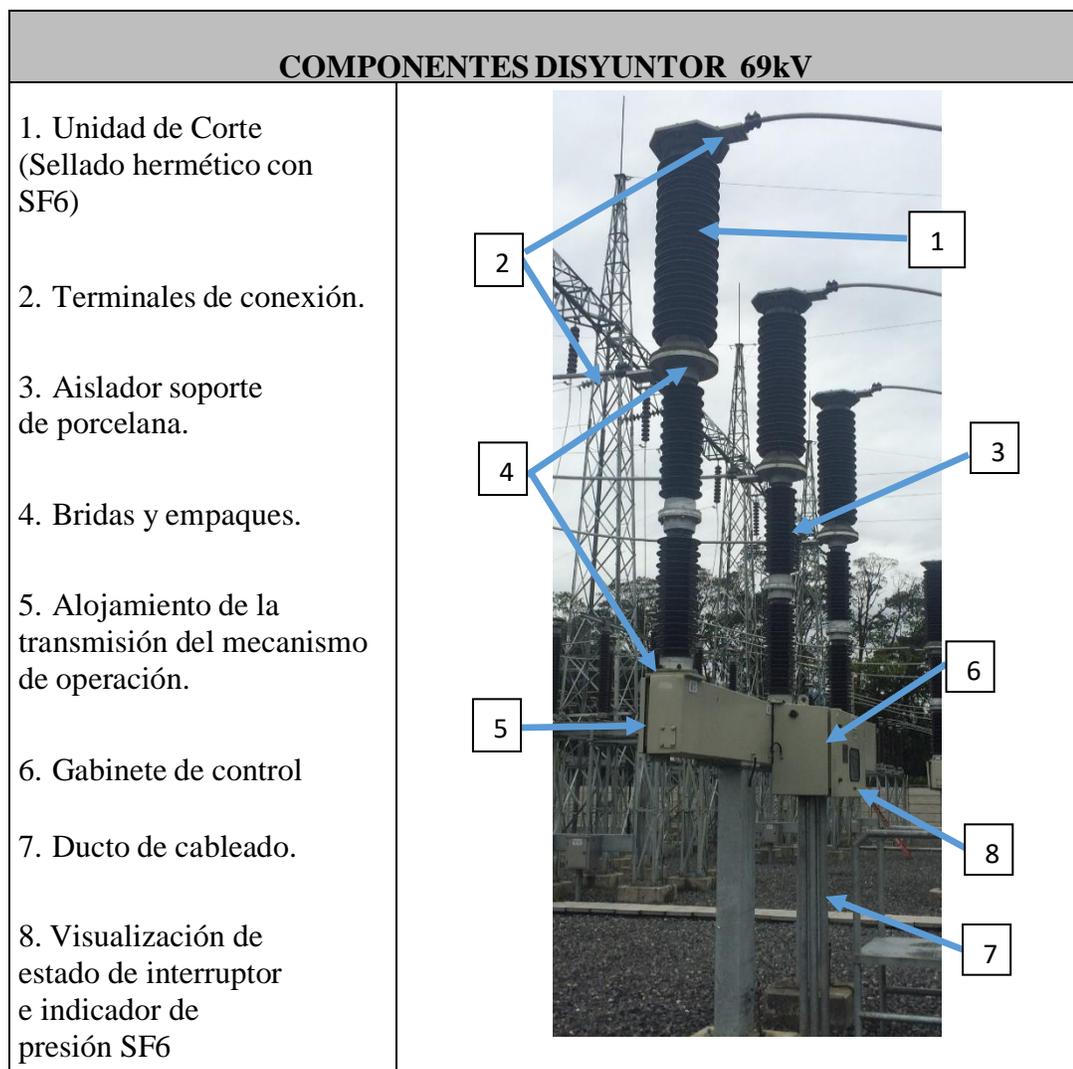


Figura 2.4. Componentes del Interruptor 69kV

Fuente: El Autor

Tabla 2.3. Equipo Primario Interruptor 69kV

EQUIPO	BAHIA	DESCRIPCION	DATO	CARACTERISTICA
INTERRUPTORES	ACOPLE/AUTOTRAFO/TRAFO 69kV TRANSFERENCIA	Tipo/Marca	120-SFM-32B CROMPTON	Interruptor trifásico de tanque vivo, interrumpe el paso de corriente en condiciones normales o de emergencia ante fallas.
		Mecanismo de Operación	Resorte motor	Dispositivo de cierre de resortes accionados por motor. El resorte de disparo es cargado directamente por el cierre del interruptor.
		Medio de extinción	SF6	Gas inerte de propiedades aislante. SF6 (Hexafluoruro de azufre)
		Corriente nominal	2000 A	A frecuencia industrial
		Voltaje máximo	145 KV	

Fuente: (Julio Viteri, 2017)

2.3 Pararrayo

El sistema consiste en uno o más elementos metálicos previstos para recibir la descarga de manera que el impacto no se produzca en partes vulnerables de la estructura o sistema a proteger. En algunos casos los elementos captadores se instalan separados de la instalación a proteger, de manera que la corriente del rayo no circule en las proximidades o por partes de esta, aún en forma controlada. Es común esta exigencia en instalaciones con alto riesgo de explosión.

El sistema de puesta a tierra consiste en una interconexión de electrodos verticales y horizontales enterrados y partes conductoras enterradas de la estructura a proteger. La extensión y disposición debe ser tal que se asegure la dispersión de la carga en el terreno de manera que las diferencias de potencial de tierra en la zona de la instalación causadas por la corriente del rayo se reduzcan a límites tolerables por personas y equipos (Briozzo & Simon, 2008), (Rossi, 2015).

En la Figura 2.5 se muestra la descripción del Pararrayo:

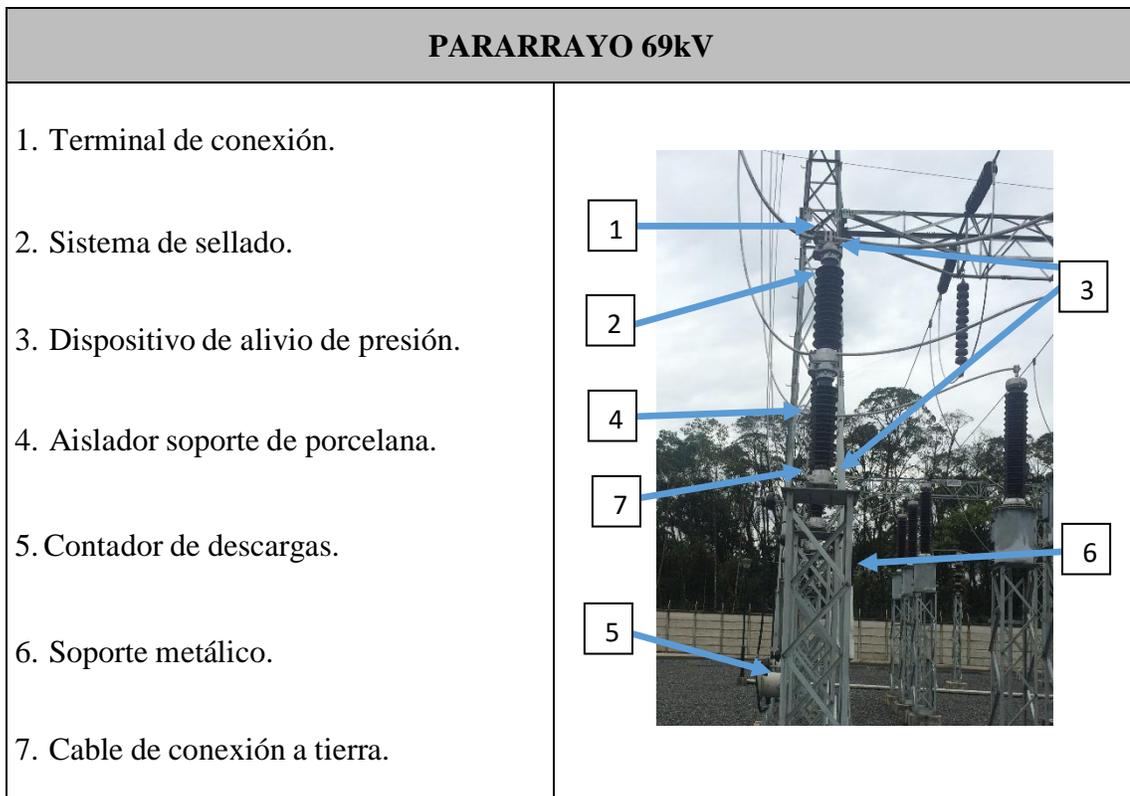


Figura 2.5. Pararrayo 69kV

Fuente: El Autor

2.4 Seccionador

Se lo conoce también con el nombre de separadores o desconectores. Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento. La misión de estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible. Los circuitos que debe interrumpir deben hallarse libres de corriente, o dicho de otra forma, el seccionador debe maniobrar en vacío.

No obstante, debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobre intensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Así, este aparato va a asegurar que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro por parte de los operarios.

Los seccionadores utilizados habitualmente en instalaciones eléctricas tienen muy variadas formas constructivas pudiéndose clasificarlos según su modo de accionamiento:

- Seccionadores de cuchillas giratorias.
- Seccionadores de cuchillas deslizantes.
- Seccionadores de columnas giratorias.
- Seccionadores de pantógrafo.

Los seccionadores de 220kV tendrán mando motorizado para operación individual por polo de las cuchillas principales. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra podrá ser motorizado o manual. Los seccionadores de 132kV podrán tener un accionamiento único para las tres fases acopladas mecánicamente (“Seccionadores y Cuchillas de Tierra”, 2017).

En la Figura 2.6 y Tabla 2.4 se muestran características y descripción del Seccionador:

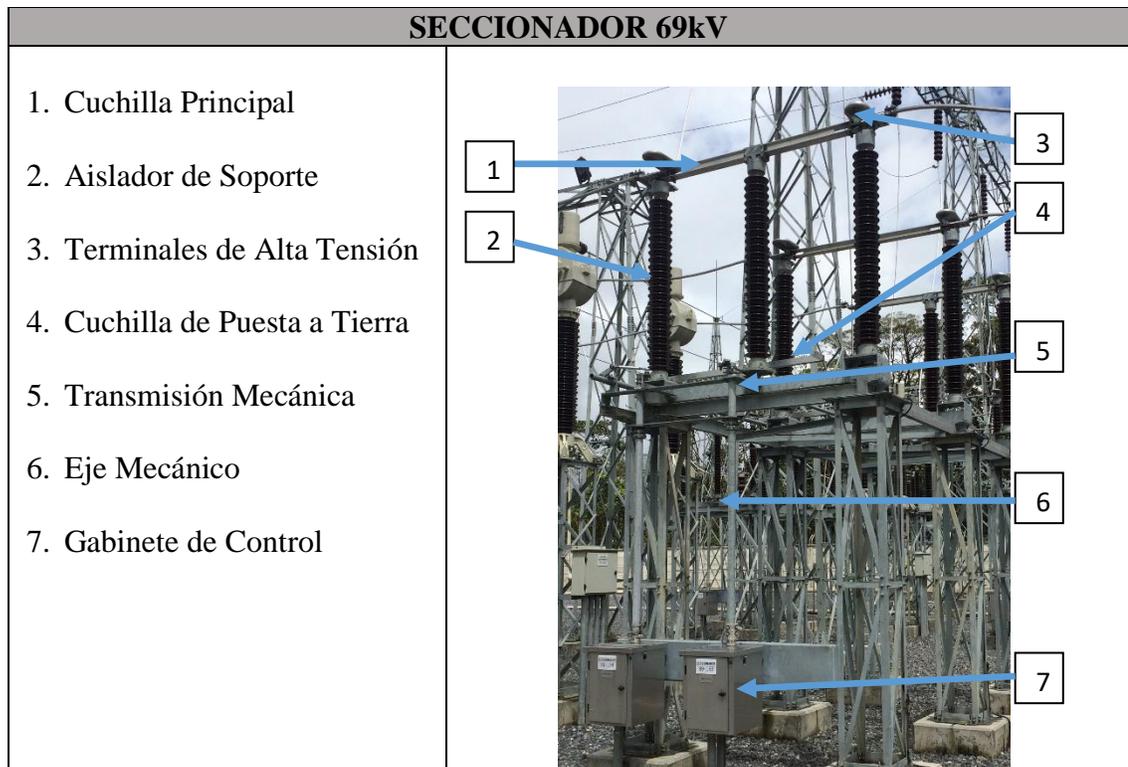


Figura 2.6. Seccionador 69kV
Fuente: El Autor

Tabla 2.4. Equipo Primario Seccionador 69kV

SECCIONADORES	ACOUPLE/AUTOTRAFO/TRAFO 69KV TRANSFERENCIA	Tipo/Marca	S3CT 138KV ALSTOM	Seccionador tipo 3 columnas doble apertura lateral
		Mecanismo de operación	Motorizado/Man.	Seccionadores de barra/línea
			Motorizado/Man.	Seccionadores de puesta a tierra
		Con dispositivo de bloqueo	SI	Bloqueo eléctrico (mecánico y eléctrico para la puestas a tierra)

Fuente: (Julio Viteri, 2017)

2.5 Equipos de Tablero

Como se mencionó al inicio del capítulo, la subestación eléctrica cuenta con tableros de control, cada uno está constituida por diferentes elementos:

Equipos de Protección:

- Relé de Protección SEL-451
- Relé de Protección SEL-487B
- Relé de Protección SEL-487E
- Relé de Protección SEL-751
- Relé de Protección SEL-411L
- Relé Auxiliar SEL-2414
- Relé Concentrador de Señales SEL-2440

Equipos de Comunicación y Sincronización:

- Switch SEL-2730M
- GPS SEL-2488



Figura 2.8. Relé Diferencial de Barra 487B

Fuente: (“SEL-487B Relé diferencial de barras y de falla de interruptor SEL-487B”, 2014)

Relé de Protección 487E

Permite proteger y supervisar la mayoría de las aplicaciones del transformador, además de limitar el daño al transformador por medio de respuestas adecuadas a las condiciones de falla interna. Evita las fallas de gran magnitud para el transformador. La supervisión que ofrece este relé permite que se pueda llevar un registro del desgaste del transformador y así poder programar su respectivo mantenimiento según sea necesario.



Figura 2.9. Relé de Protección de Transformador 487E

Fuente: (“SEL-487E Relé de protección de transformador”, 2014)

Relé de Protección 751

El SEL-751 cumple con varias funciones ideales, por ejemplo: sobre corriente direccional, localización de fallas, detección de arco eléctrico y detección de fallas de alta

impedancia, entre otras. Proporciona una protección completa del alimentador de plantas industriales y subestaciones eléctricas. Se lo puede integrar con una gran variedad de protocolos mediante una rapidez de en comunicaciones seriales o Ethernet.



Figura 2.10. Relé de Protección de Alimentación SEL-751
Fuente: (“SEL-751 Relé de protección de alimentador”, 2014)

Relé de Protección 411L

Aplicado para obtener protección y control de cualquier línea de transmisión, proporciona protección diferencial de fase y secuencia. Su comunicación se la puede realizar mediante fibra y multiplexores.



Figura 2.11. Relé de Protección de Línea SEL-411L
Fuente: (“SEL-411L Sistema de protección, automatización y control de diferencial de línea avanzado”, 2014)

Relé Auxiliar 2414

La tarea primordial es la de monitoreo del transformador, este IED contiene las señales de alarmas y temperaturas del transformador, además permite controlar los ventiladores de forma automática o manual.



Figura 2.12. Relé Auxiliar SEL-2414
Fuente: (“SEL-2414 Supervisor de transformador”, 2014)

Relé Concentrador de Señales 2440

El DPAC SEL-2440 es un controlador discreto de automatización programable de 48 puntos, ideal para aplicaciones de empresas suministradoras de energía e industriales que necesitan tarjetas de entradas y salidas robustas y confiables. El DPAC es rápido y poderoso, un excelente comunicador y fácil de mantener y soportar, además de cumplir con las estrictas normas para relés de protección.



Figura 2.13. Relé Concentrador de Señales SEL-2440
Fuente: (“SEL-2440 Controlador discreto de automatización programable”, 2014)

Switch 2730M

Este equipo está diseñado para soportar arquitecturas de comunicación para control de ingeniería en lugares industriales o de distribución eléctrica aplicado mediante el Sistema SCADA para la supervisión de los equipos y sus cambios de estados en tiempo real.

Entre sus aplicaciones se encuentran:

- Maximiza la Red Ethernet
- Confiable en diversos ambientes
- Fácil puesta de servicio de red
- Protección de integridad de la red
- Factibilidad de configuración de la topología de la red



Figura 2.14. Switch de Comunicación SEL-2730M
Fuente: (“SEL-2730M Switch Ethernet administrable de 24 puertos”, 2014)

GPS SEL-2488

Es el encargado de recibir las señales de tiempo del “Global Navigation Satellite System” (GNSS) y la distribuye en tiempo real preciso a través de variados protocolos de salida, incluyendo el “Network Time Protocol” (NTP) y el IRIG-B. Otra función es la de ser reloj maestro de protocolo de tiempo de precisión (PTP) tal cual consta en la Norma IEEE 1588. Tiene una capacidad para subestaciones con múltiples requerimientos de sincronización de tiempo.



Figura 2.15. Reloj de red sincronizado por satélite SEL-2488
Fuente: (“SEL-2488 Reloj de red sincronizado por satélite”, 2014)

CAPÍTULO 3: SISTEMA SCADA

3.1 Fundamentos

El Sistema de Supervisión, Adquisición y Control de Datos o por sus siglas en inglés SCADA (“*Supervisory Control and Data Acquisition*”), es un software implementado en ordenadores o computadores industriales de supervisión de producción, el cual permite la gestión y control de datos de cualquier tipo de sistema en diferentes equipos de una planta, sin importar si éste se encuentra en estado Local o Remoto, por medio de una interfaz gráfica o como son llamadas Pantallas HMI (“*Human Machine Interfaz*”) para una interacción con el operador.

La implementación de este sistema permite obtener información del comportamiento de los diferentes dispositivos de campo, para lo cual se realiza una conexión de Switches (comunicación) y GPS (sincronización) y así obtener los datos, con el fin de poder supervisar y controlar el proceso de forma automática y rápida desde un centro de mando o base central. La aplicación del Sistema SCADA se puede encontrar en Subestaciones Eléctricas, Centrales Generadoras, Sistemas de Fluidos, etc. Se lo puede encontrar en: Subestaciones Eléctricas, Centrales Generadoras, etc.

3.1.1 Introducción

Según (Bailey, 2003), el Sistema SCADA se compone de un número de Unidades Terminales Remotas (o RTU, ver Figura 3.1) que recogen datos de campo conectados a una estación. La RTU adquiere los datos de los dispositivos de campo y asume cualquier función de control local requerida. Esto permite que la RTU realice las funciones de control local en tiempo real de forma autónoma y transfiere la información de supervisión a la estación de control central. La estación maestra muestra los datos adquiridos y también permite al operador realizar tareas de control remoto.

Las Unidades Terminales Remotas proporcionan una interfaz para las señales analógicas y de status de los equipos campo en cada sitio Remoto. El sistema de

comunicación por medio de los Switches permite una interacción entre las Estación Maestra y los Sitios Remotos. Para el sistema de comunicación se puede utilizar cable UTP, fibra óptica, entre otros. El debido uso de protocolos de comunicación permitirá una eficaz y óptima transferencia de datos.

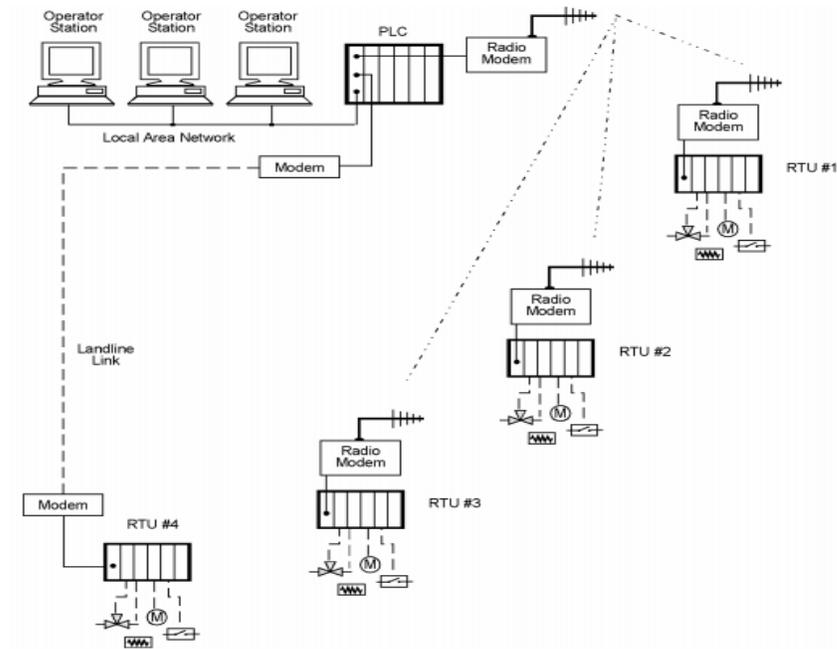


Figura 3.1. Diagrama Típico de un Sistema SCADA
Fuente: (Pérez, 2015)

3.1.2 Descripción del Sistema SCADA aplicado a Subestaciones Eléctricas

Para la (“Revista Electro Industria - SCADA para redes de Transmisión y Distribución Eléctrica”, 2012), administrar un sistema eléctrico, en el que conviven fuentes generadoras de diversa índole y tamaño, con redes de transmisión y distribución, también heterogéneas en su extensión y demanda, representa un desafío mayúsculo para los operadores. En una fracción de segundo, las condiciones del sistema pueden cambiar, exigiendo respuestas rápidas para evitar eventos que signifiquen la falla de uno de sus subsistemas. Para facilitar la gestión de los sistemas eléctricos, las empresas eléctricas cuentan con plataformas SCADA para supervisar y controlar el estado operativo de los diversos componentes de la red.

En consecuencia, él o los operadores monitorean todas las reacciones de control de la subestación (alarmas, fallas, etc.), permitiendo la acción de modificar las variables de control en tiempo real. Por otro lado, el papel de supervisor representa una tarea sumamente importante, ya que es la persona encargada de controlar el correcto funcionamiento de los equipos, así como la de controlar cualquier falla o anomalía que se presente; de lo antes mencionado dependerá la continuidad del servicio, así también garantizará la calidad de este.

La red de comunicaciones entre los dispositivos proporcionará la ruta para la transferencia de datos entre la Estación Maestra y los Sitios Remotos. Esta red pueda estar conformada de varias formas, ya sea: radio, telefonía, GPS, Switches, etc. La antes mencionada Estación Maestra será la encargada de recopilar los datos de las distintas RTU. En los sistemas de Telemetría grandes, los sitios que hacen de Submasters cumplen la misma función que la Estación Maestra con la diferencia que ellos retransmiten a la estación de control principal (Figura 3.2).

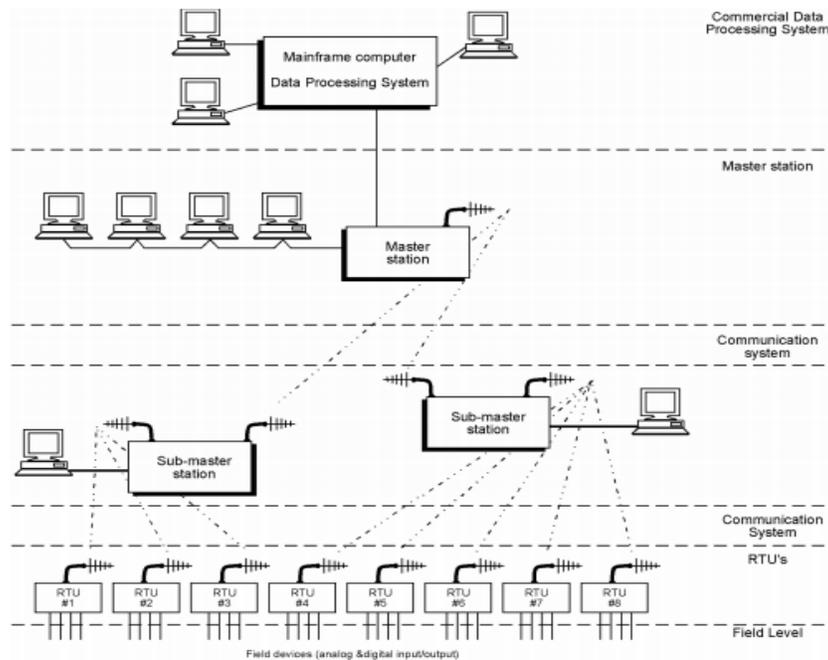


Figura 3.2. Jerarquía de un Sistema SCADA más complejo
Fuente: (Pérez, 2015)

3.1.3 Estructuración

La estructura para un sistema SCADA es la siguiente:

- Software para la Adquisición y Control de Datos
- Sistema de Mando
- Sistema de Comunicación (SWITCH)
- Sistema de Sincronización (GPS)

El sistema SCADA está conformado por (ver Figura 18):

- Interfaz Hombre-Máquina (HMI)
- Unidad Central o Estación Maestra (MTU)
- Unidad Remota (RTU)

La estructura necesaria para una RTU es la siguiente:

- CPU y Memoria para Interfaz
- Puertos de comunicación tipo Serial y Ethernet
- Módem de comunicación

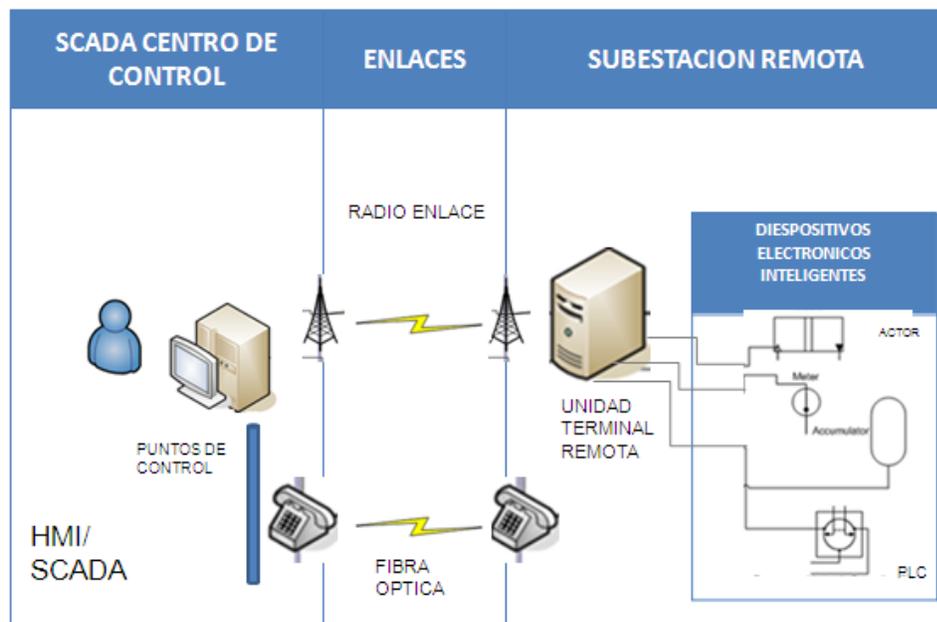


Figura 3.3. Estructura del Sistema SCADA

Fuente: (León. 2013)

3.1.4 Elementos que lo componen

Controlador Lógico Programable PLC

El PLC es un dispositivo que almacena información, usado para la automatización industrial, también controla el funcionamiento lógico de máquinas en procesos industriales para realizar estrategias de control en señales analógicas. Su programación dependerá de las necesidades de las necesidades de la empresa y del fabricante.

Dispositivo Electrónico Inteligente (IED)

EL IED es un dispositivo que es capaz de concentrar uno o más microprocesadores que mediante programación pueden realizar diferentes funciones de automatización de una subestación. Se los considera inteligentes porque son multifuncionales, es decir, se los puede programar para operar como relé de protección o como medidor de magnitudes analógicas (Factor de Potencia, Frecuencia, Tensión, Corriente, etc.).

3.1.5 Niveles para el Flujo de Información

En el Sistema Eléctrico el flujo de información se compone de cuatro niveles, los cuales tendrán una dependencia directa de las lógicas, es decir, para que se pueda acceder al Nivel 1, el Nivel 0 tendrá que dar permisos de operación En la Figura 3.4 se representa el Flujo de Información:

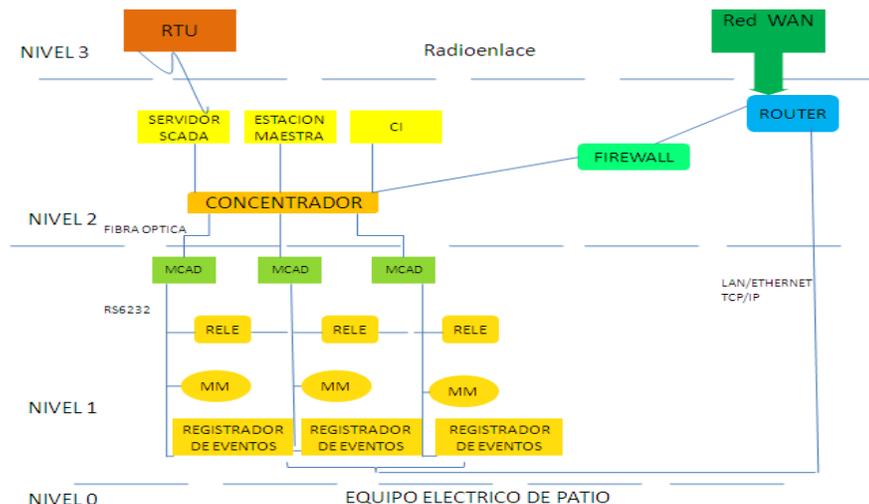


Figura 3.4. Representación del Flujo de Información para un Sistema SCADA

Fuente: (León, 2013)

De la siguiente forma se describe brevemente cada Nivel de Información:

Nivel 0

Es el nivel de Proceso y con el cual se inicia el procedimiento de transferencia de datos. Está conformado por los equipos de patio de la subestación: Transformador de Poder, Transformador de Corriente, Transformador de Potencial, Seccionadores, Interruptores, etc.

Nivel 1

En este nivel se encuentran terminales de protección, control y medida, entre los que están el IED, relés, registradores de eventos (alarmas, fallas, errores, etc.), medidores multifunción y módulos de control de adquisición de datos. La comunicación se puede hacer mediante un Switch utilizando principalmente el Protocolo DNP3.

Nivel 2

La Estación Maestra se encuentra en este Nivel por lo que a partir de nivel se podrá realizar un control íntegro o total de la Subestación. El material por usar para la comunicación de este nivel será mediante fibra óptica, cables UTP y Ethernet, varios otros Protocolos de comunicación.

Nivel 3

Este último nivel hace referencia a los equipos que se encuentran a distancia de la caseta de control principal. La comunicación se puede realizar mediante los servidores SCADA o directamente con una conexión de los IED a través de una red WAN de fibra óptica

3.2 Software

3.2.1 Configuración del SCADA

En esta sección se definirá lo que será el entorno de trabajo dentro del software permitiendo que el usuario pueda determinar la cantidad de pantallas gráficas que usará

para el proceso de control y supervisión, importando dichas pantallas desde una aplicación. Para esto se incluye un programa de edición gráfica que permita desarrollar objetos con animación con herramientas simples como línea, círculo, textos o imágenes.

Durante la configuración también se seleccionan los drivers de comunicación que permitirán el enlace con los elementos de campo y la conexión o no en red de estos últimos; se selecciona el puerto de comunicación sobre el ordenador y sus parámetros, etc. En algunos sistemas también es en la configuración donde se indican las variables que se van a visualizar, procesar o controlar, en forma de lista o tabla en la que éstas pueden definirse y facilitar la programación posterior (Pérez, 2015).

3.2.2 HMI del Operador

Las Pantallas HMI (“*Human Machine Interface*”) proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta, mediante los cuadros de control y los sistemas de presentación gráfica, siendo su función la de representar de manera sencilla, el sistema. Los gráficos están formados por un fondo fijo y varias zonas activas, ofreciendo una vista dinámica del proceso industrial. Deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones a la hora de diseñar las pantallas:

- Las pantallas deben contar con una apariencia equilibrada y de buena resolución para mostrar cambios de estado de botones y mensajes con respecto al sistema.
- Los datos mostrados se detallarán encima de los botones o equipos punteados o seleccionados, así como sus señales de control estarán agrupadas.
- La categorización de los colores permitirá un mayor entendimiento de la información.

3.2.3 Módulo

En el conjunto de aplicaciones del software, el Módulo es donde se ejecutan las acciones de mando preprogramadas a partir de los datos receptados en tiempo real. Además, se pueden realizar instrucciones de programación dentro de las pantallas HMI

mientras se están ejecutando operaciones de mando. El lenguaje de programación usado en el sistema SCADA es de los más comunes (C++, Visual Basic, etc.).

Las funciones de comando que el sistema SCADA puede ejecutar de forma automática pueden ser de diferentes tipos:

- Acciones de mando que requieren secuencia, como, por ejemplo: el proceso de encendido o apagado de un generador.
- La respectiva animación de imágenes, cuadros o líneas, asociando su cambio de estado o forma con procesos, alarmas, fallas, etc., para que muestra el valor actual de las señales.

3.2.4 Gestión y Almacenamiento de Datos

Se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, según formatos inteligibles para elementos periféricos de hardware (impresoras, registradores) o software (bases de datos, hojas de cálculo) del sistema, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos. Pueden seleccionarse datos de planta para ser capturados a intervalos periódicos y almacenados como un registro histórico de actividad, o para ser procesados inmediatamente por alguna aplicación de software para presentaciones estadísticas, análisis de calidad o mantenimiento.

Esto último se consigue con un intercambio de datos dinámico entre el SCADA y el resto de las aplicaciones que corren bajo el mismo sistema operativo. Por ejemplo, el protocolo DDE de Windows permite el intercambio de datos en tiempo real. Para ello, el SCADA actúa como un servidor DDE que carga variables de planta y las deja en la memoria para su uso por otras aplicaciones Windows, o las lee en memoria para su propio uso después de haber sido escritas por otras aplicaciones. Una vez procesados, los datos se presentan en forma de gráficas analógicas, histogramas, representación tridimensional, etc., que permiten analizar la evolución global del proceso.

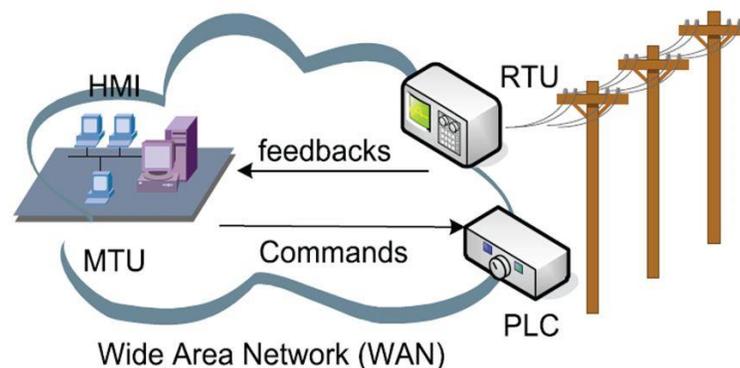
3.3 Hardware

3.3.1 MTU (Master Terminal Unit)

Se trata del ordenador principal del sistema, el cual supervisa y recoge la información del resto de las subestaciones, ya sean otros ordenadores conectados (en sistemas complejos) a los instrumentos de campo o directamente sobre dichos instrumentos. Este ordenador suele ser un PC que soporta el HMI. De esto se deriva que el sistema SCADA más sencillo es el compuesto por un único ordenador, que es el MTU que supervisa toda la estación. Las funciones principales del MTU son las siguientes:

- Interroga en forma periódica a las RTU y les transmite consignas; siguiendo usualmente un esquema maestro-esclavo.
- Actúa como interfaz del operador, incluyendo la presentación de información de variables en tiempo real, la administración de alarmas y la recolección y presentación de información “historizada”.
- Puede ejecutar software especializado que cumple funciones específicas asociadas al proceso supervisado por el SCADA.

En la siguiente ilustración (Figura 3.5), se puede observar la configuración de los elementos para un Sistema SCADA:



MTU: Master Terminal Unit

HMI: Human Machine Interface

RTU: Remote Terminal Unit

PLC: Programmable Logic Controller

Figura 3.5. Representación de los componentes para un Sistema SCADA

Fuente: (Liu, Xiao, Li, Liang, & Chen, 2012)

3.3.2 RTU (Remote Terminal Unit)

Estos ordenadores están situados en los nodos estratégicos del sistema gestionando y controlando las subestaciones; reciben las señales de los sensores de campo y comandan los elementos finales de control ejecutando el software de la aplicación SCADA. Se encuentran en el nivel intermedio o de automatización; a un nivel superior está el MTU y a un nivel inferior los distintos instrumentos de campo que son los que ejercen la automatización física del sistema, control y adquisición de datos.

Estos ordenadores no tienen que ser PC, ya que la necesidad de soportar un HMI no es tan grande a este nivel, por lo tanto, suelen ser ordenadores industriales tipo armarios de control, aunque en sistemas muy complejos puede haber subestaciones intermedias en formato HMI.

3.4 Protocolos

3.4.1 Protocolo DNP3

El Protocolo DNP3 (“*Distributed Network Protocol*”) o por su traducción al español Protocolo de Red Distribuida, está basado en el estándar que ordena la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Éste modelo trabaja en base a 3 capas del modelo OSI (Modelo de Interconexión de Sistemas Abiertos), el cual se puede ver en la Figura 3.6:

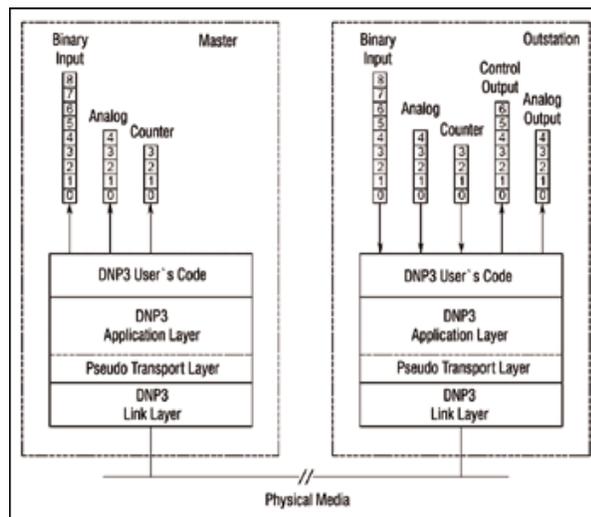


Figura 3.6. Estructura Protocolo DNP3

Fuente: (Cobo, 2007)

La función principal con la que fue desarrollado este protocolo es la de lograr una interoperabilidad abierta y común entre los equipos de la subestación. El protocolo DNP3 es el más recomendado para la práctica de comunicaciones entre la RTU y el IED. También cuenta con una Estampa de Tiempo que refleja los datos de los equipos en tiempo real y en diversas PC independientemente de la cantidad de datos que sean recibidos (ver Figuras 3.7 y 3.8).

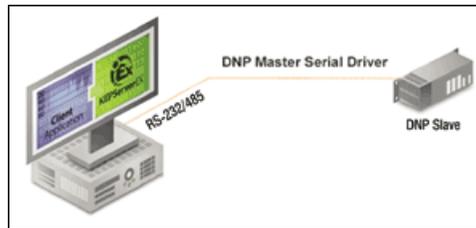


Figura 3.7. Protocolo RS-232/485
Fuente: (Cobo, 2007)

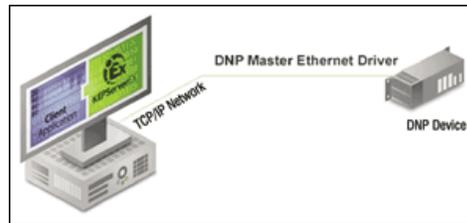


Figura 3.8. Protocolo TCP/IP Network
Fuente: (Cobo, 2007)

3.4.2 Protocolo IEC-61850

El estándar IEC 61850 puede tener dos aplicaciones principales: Station Bus y Process Bus. El "Station Bus" es una aplicación donde los relés y RTU se conectan directamente a una LAN-Ethernet, mientras que el "Process Bus" se refiere a dispositivos como CT/VT, que proporcionan los valores de corriente y voltaje directamente sobre la LAN-Ethernet.

Para obtener un alto grado de confiabilidad en esta comunicación, es necesario utilizar dispositivos Ethernet de grado industrial que cumplan las exigencias del estándar IEC 61850. Estos equipos deben garantizar la no pérdida de información bajo difíciles condiciones EMI (*“Electromagnetic Interference”*), ya que la información de la LAN será usada para medir y controlar la operación de la subestación.

CAPÍTULO 4: SISTEMAS DIGITALES

4.1 Introducción

Los Sistemas Digitales son el conjunto de dispositivos electrónicos programados capaces de transmitir y procesar información lógica o representada por medio de cantidades físicas y que solo pueden asumir valores de 1 o 0 (valores discretos). Aunque la mayor cantidad de veces estos dispositivos son electrónicos, también pueden ser mecánicos.

Alguna de las ventajas de los sistemas digitales son las siguientes:

- Son simples de representar
- Su almacenamiento es sencillo
- Exactitud y precisión de respuesta
- Programable

4.2 Compuertas Lógicas

Las compuertas lógicas son aquellas que permiten operar de forma digital a los estados lógicos. Pueden asemejarse al funcionamiento de una calculadora: primero se ingresan los valores, la compuerta hace su función de operación adecuada y luego muestra un resultado o respuesta en una pantalla (ver Figura 4.1), en el caso de los Sistemas SCADA en pantallas HMI.



Figura 4.1. Aplicación de una operación Lógica
Fuente: (Picerno, 2010)

4.2.1 Compuerta AND

La función que tiene esta compuerta es la de multiplicación, es decir, su valor de salida saldrá del producto de las variables iniciales y que si se quiere obtener un valor de

1 pues será necesario que las variables de entrada cuenten con el mismo valor lógico de 1, de lo contrario la respuesta será 0, tal como se puede observar en la Figura 4.2:

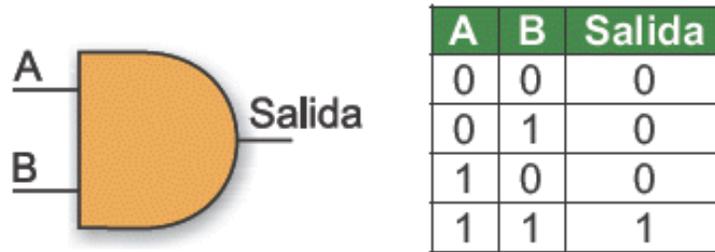


Figura 4.2. Compuerta AND
Fuente: (“Compuertas Lógicas - Electrónica Digital Circuitos”, s/f)

4.2.2 Compuerta OR

La compuerta OR funciona como una sumatoria entre las variables de entrada (pueden ser más de dos), y para el resultado solo se obtendrá una respuesta binaria de 0 solo cuando los valores de entrada sean igual a 0, tal como se muestra en la Figura 4.3.

Un ejemplo de uso puede ser que se desee que un motor se opere con una pequeña llave desde una oficina, o en forma local desde al lado del motor; pero no se desea que el motor se apague, si se cierran las dos llaves. La salida debe comandar al contactor del motor y las llaves de entrada deben conectar la tensión de fuente a las entradas (Picerno, 2010).

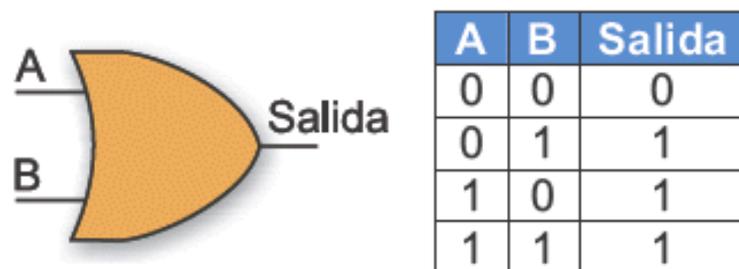


Figura 4.3. Compuerta OR
Fuente: (“Compuertas Lógicas - Electrónica Digital Circuitos”, s/f)

CAPÍTULO 5: APORTACIONES

5.1 Generalidades

La definición del SAS sea para protección, medición, supervisión, control local, registro de perturbaciones o de telecomunicación asociado, debe ser entendido como el conjunto de funciones requeridas o necesarias para el completo funcionamiento de la subestación.

El sistema contempla: relés de protección (IED's), unidades de control de bahía (BCU), registradores de perturbación y demás equipamientos y redes de comunicación (hardware), programas internos y de comunicación (software) y accesorios.

Con el objetivo de atender los requisitos de confiabilidad requeridos, todas las funciones a ser ejecutadas tanto de forma integrada por los sistemas, como las ejecutadas por los equipamientos individuales y dedicados, tienen una disponibilidad de 99.99% verificable.

5.2 Funciones del SAS (Sistema de Automatización de Supervisión)

Los recursos del SAS son suficientes para garantizar una operación segura y eficiente de la subestación, tanto en forma Local como Remota y dispone de las siguientes funciones:

- Autoarranque de todos los componentes y redes de comunicación para su integración en el SAS (Sistema Automatizado de Supervisión), una vez energizados, o luego de una falla en el sistema de alimentación de corriente continua o alterna.
- Comunicación remota con los centros de control de CELEC EP - TRANSELECTRIC y el CENACE.
- Dos interfaces hombre - máquina que trabajan en paralelo y con las mismas utilidades.
- Funciones de automatización a nivel de subestación
- Evaluación de datos/Archivo
- Monitoreo de la subestación y del sistema de control

- Lista de eventos y alarmas.
- Protección a nivel de subestación.
- Supervisión del estado de la subestación (datos digitales y análogos)
- Comunicación entre IED's de varias Bahías mediante protocolo de comunicaciones
- Comunicación entre los niveles de bahía con el de subestación
- Automatización a nivel de bahía
- Sincronización de tiempo de los componentes del sistema (mediante GPS)
- Monitoreo de la subestación a nivel de bahía
- Protecciones de bahías
- Control de bahías
- Adquisición de datos de las bahías
- Auto supervisión de los elementos del sistema y de sus redes de comunicaciones

5.3 Principios del Diseño

En la siguiente figura se muestra el concepto de los niveles de subestación, bahía y proceso. Todas las funciones a nivel de proceso (nivel 0) se manejen a nivel de bahía - Bay Level- (IED's de control y protección), mientras que todas las funciones que conciernen a más de una bahía están en el nivel de subestación (Station Level) a través de la red de comunicaciones.

La arquitectura del sistema SAS (Figura 5.1) está configurada de forma que la falla en uno de sus componentes (IED's de protección o control) no afectará la comunicación con el resto de estos.

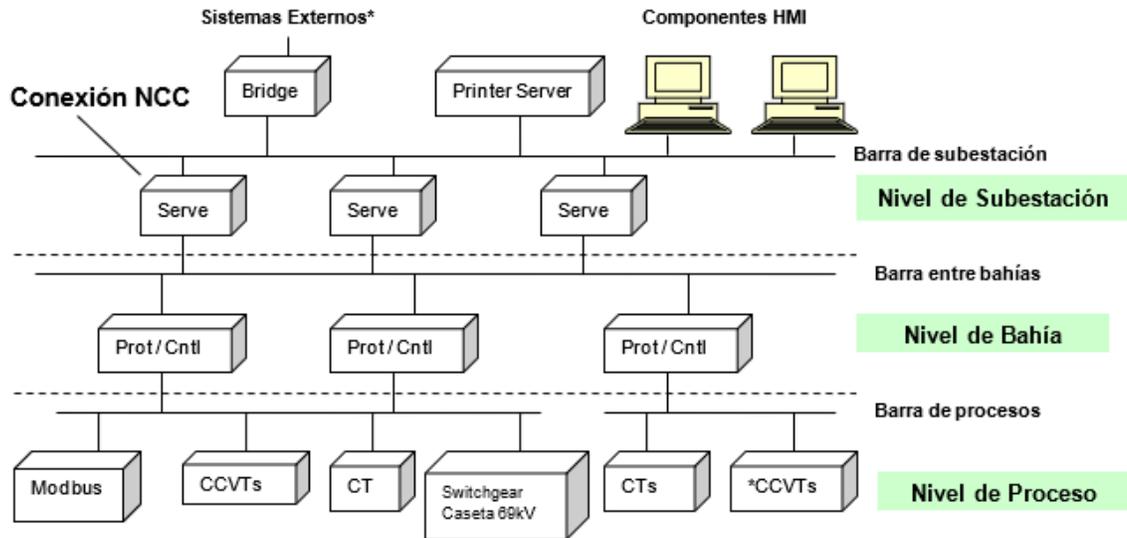


Figura 5.1. Arquitectura del Sistema SAS
Fuente: El Autor

5.4 Controladores de Bahía

Se dispone de un IED para el control de cada bahía (BCU), que permite la conexión directa con los equipos de patio y dispone de las siguientes funciones de control y monitoreo:

- Entradas para la información del estado de los equipos de patio (simple y doble polo).
- Salidas de comando doble para el control de equipos de patio.
- Entradas análogas de voltaje y corriente para permitir la medición de estos valores y a partir de ellos, el cálculo de todos los parámetros eléctricos necesarios.
- Entradas de 4-20 mA, para indicación de temperatura de transformadores, temperatura ambiente, posición del TAP, y otros datos.

El BCU para control de una bahía contiene todas las funciones necesarias para controlar una bahía localmente y desde uno de los centros de control en forma segura. Adicionalmente, provee una interface para intercambio de información con otros IED's a nivel de bahía, así como con el nivel de subestación y cumplir con la norma IEC 61850 para comunicaciones dentro de subestaciones.

5.5 IED para Protección de Bahía

Para protección a nivel de bahía, los IED's proporcionan una conexión directa a los equipos de patio, sin la interposición de ningún elemento, para ejecutar las funciones de protección y monitoreo.

Se diseñaron INTERFACE's independientes y directas para las funciones de protección y control (transformadores de corriente y voltaje), información y salida de comandos. La INTERFACE para el intercambio de datos con el nivel de subestación cumple con la norma IEC 61850.

5.6 Intercambio de datos

El intercambio de datos entre los diferentes IED's a nivel de bahía, así como entre ellos y el nivel de subestación depende de la aplicación y funcionalidad requerida. Cada IED podrá intercambiar información directamente con cualquier otro IED (comunicación peer-to-peer) dependiendo de los requerimientos funcionales.

5.7 Telecontrol

El Gateway de comunicación asegura el flujo de información con los centros de control remotos, de acuerdo con los requerimientos específicos de cada centro de control (puertos y configuraciones independientes). Este Gateway tiene la función de pre-procesar la información para el centro de control y realizar la conversión del protocolo, de ser necesario.

5.8 Funciones y Estructura del SAS

Las principales funciones del SAS son las siguientes:

- Señalización de eventos y alarmas.
- Registro secuencial de los eventos operativos (SOE) con una precisión de 1 ms o menor.

- Transmisión de la información generada localmente (datos digitales, analógicos y secuencia de eventos generados por los IED's de protección) a los centros de operación de CENACE y CELEC EP – TRANSELECTRIC.
- Dos estaciones de Interface Hombre-Máquina (HMI) con todos los recursos necesarios y suficientes para la operación local de cada dispositivo.
- Enclavamientos para la operación de los equipos de cada subestación mediante lógicas programadas en controladores de bahía, que evalúan el estado de los equipos de su propia bahía y, si fuera necesario, de otras bahías.
- El SAS es de tipo integrado, configurado en una red local tipo LAN (Local Área Network).
- Sincronización del tiempo en todos los IED's y los computadores que forman parte del SAS mediante un sistema GPS.

Debe ser configurado en una arquitectura que permita disponer de cuatro niveles como se representa en la Tabla 5.1:

Nivel 0	Comando local del equipo en el patio de maniobras
Nivel 1	Comando local desde el nivel de bahía (tablero de la bahía)
Nivel 2	Comando local de la subestación (centralizado en uno de los 2 HMI)
Nivel 3	Comando remoto desde el centro de control de CELEC EP - TRANSELECTRIC o CENACE

Tabla 5.1. Niveles de la Arquitectura SCADA

Fuente: El Autor

5.9 Adquisición de Datos Digitales

Los datos digitales integrados en el SAS deben incluir al menos:

- Estado de los dispositivos y equipos de maniobra:
 - Abierto/cerrado
 - Bloqueado/desbloqueado
 - Local/remoto, etc.

- Alarmas de fallas mecánicas o eléctricas en equipos de maniobra (seccionadores e interruptores)
- Alarmas de fallas mecánicas o eléctricas en transformadores o autotransformadores.
- Eventos generados en tiempo real en los IED's de protección.

5.10 Adquisición de Datos Analógicos

La medición de los valores análogos está en un rango de medición continua de valores entre 0 y al menos el 120 % del valor nominal y permite una presentación local (en los HMI del SCADA) y remota de las siguientes mediciones:

Línea de transmisión:

- Tensión en las tres fases
- Corriente en las tres fases
- Potencia activa y reactiva trifásica
- Frecuencia
- Diferencia de voltaje (magnitud, frecuencia y ángulo) entre línea y barra.
- Energía activa y reactiva trifásica para facturación comercial en alimentadores de 69kV.
- Factor de potencia

Transformador o Autotransformador:

- Tensión en las tres fases (tensión de la barra a la que está conectado)
- Corriente en las tres fases
- Potencia activa y reactiva trifásica
- Frecuencia
- Diferencia de voltaje (magnitud, frecuencia y ángulo) entre transformador y barra.
- Energía activa y reactiva trifásica.
- Factor de potencia

- Temperatura de bobinados y aceite del transformador: bobinados de alta, media y baja tensión de cada unidad monofásica, o de una fase de un transformador trifásico, y del aceite.

Barras:

- Tensión en las tres fases de la barra principal de cada nivel de voltaje: 138 y 69 kV.
- Frecuencia de la barra principal de cada nivel de voltaje.

5.11 Señalización de Estado

La señalización de estado proporciona las siguientes indicaciones:

- Estado de disyuntores y seccionadores
- Posición de los dispositivos de selección:
 - Local – Remoto
 - Condiciones de Sincronismo Ok – No Ok
 - Permisivo de interbloqueo Ok – No Ok
 - Modo Operación – Prueba
 - Automático – Manual
 - Barras unidas por seccionadores (en el caso de esquema de doble barra)
 - Otros

Todas las indicaciones de estado cuentan con sello de tiempo, para permitir la obtención de una secuencia de eventos.

5.12 Señalización de Alarmas

Las alarmas que indican problemas en cada Caseta deben ser presentadas en por lo menos tres niveles de prioridad (clase de alarma), configurables por el administrador del sistema.

Una alarma está caracterizada por una de las siguientes situaciones:

- Cambio de estado de cualquier dato digital o señalización de estado que requiera la atención del operador para tomar medidas correctivas.
- Violación de límites, superior o inferior, de datos análogos: voltaje (V), corriente (I), potencia activa (P), potencia reactiva (Q).
- Operación de las funciones de los IED's de protección

También es posible configurar en la base de datos qué eventos generan alarma y su clase.

En el nivel de cada Caseta debe estar disponible un banco de datos que indique secuencialmente todas las alarmas registradas. En este nivel los HMI tendrán como mínimo las siguientes funcionalidades:

- Presentación de todos los mensajes de alarma, sin importar que despliegue estuvo presente antes de activar la página de alarmas
- Presentar las alarmas en dos listas: las que se mantienen activas y las que se han repuesto (alarmas transitorias)
- Resolución igual o menor a 1 ms
- Emisión de alarma sonora (en los computadores HMI)
- Presentación de alarmas mediante filtros específicos (fecha, hora, bahía, función, evento, estado, etc.)
- Registro de las alarmas en un banco de datos
- Impresión de las alarmas, de ser requerido por el operador
- Modificación de cualquier límite de medida analógica: voltaje (V), corriente (I), potencia activa (P), potencia reactiva (Q), etc.
- Activación/Desactivación de alarmas
- Reconocimiento de alarmas. Se visualizan las alarmas que están reconocidas y cuáles no.
- Periódicamente, para fines de registro histórico, las alarmas almacenadas en la base de datos son grabadas en un disco duro, en formato de texto, de forma que:

- Existe una herramienta de visualización que permite una fácil inspección de la información almacenada.
- Fácilmente es configurable el número de alarmas que permanecerán en la base de datos y el número de alarmas almacenadas en el archivo histórico (disco duro).

5.13 Registro Secuencial de Eventos

El registro secuencial de eventos incluye todos los hechos registrados en la subestación de forma que permite un pleno análisis de lo que ha ocurrido, facilitando la configuración de estos en la base de datos.

En el nivel de subestación, está disponible un banco de datos que incluya el registro secuencial de los eventos, asociando el estado y el horario de los eventos, con una resolución menor o igual a 1 ms. Este banco tiene una capacidad de almacenamiento suficiente para registrar todas las señales, estados, alarmas y comandos, permitiendo su visualización e impresión local y su transmisión remota.

5.14 HMI del Sistema de Supervisión y Control

Cada uno de los dos HMI cuenta con las siguientes funcionalidades:

- Presentación al operador, en la sala de control, el diagrama unifilar de cada Caseta, con indicación de los valores instantáneos (en tiempo real) de todas las medidas analógicas adquiridas (flujos de carga, medición de corrientes, tensiones y demás medidas de interés en líneas de transmisión, barras, transformador etc.) así como el estado de los equipos de maniobra de cada subestación (incluidos seccionadores de puesta a tierra) a través de datos digitales y señalizaciones de estado, de forma clara y cómoda.
- Coloreo dinámico de barras, líneas y transformador de acuerdo a si están energizados (tienen voltaje) o no.

- Indica el disparo de un disyuntor (por la operación de una función del sistema de protecciones, o en general, por una razón diferente a la ejecución de un comando desde el propio HMI) mediante un símbolo en color rojo titilante.
- Muestra la diferencia de voltajes de barra y de bahía, en magnitud, frecuencia y ángulo, más una indicación de si existen condiciones de sincronización o no, para bahías de líneas, transformador y alimentadores.
- Muestra la temperatura del aceite y devanados, y demás parámetros supervisados en el transformador.
- Permite la supervisión y operación de todos los equipos de cada Caseta.
- Proporciona medios de comando claramente identificados, de forma que facilita la ejecución de maniobras sobre disyuntores y seccionadores y, al mismo tiempo, minimiza la posibilidad de error por parte del operador.
- Utiliza las lógicas de enclavamiento programadas en nivel 1, de forma de supervisar los comandos del operador, asegurando que los comandos conflictivos o indebidos no sean ejecutados.
- Supervisión de la red de área local.
- En caso de falla o problemas en el equipo primario o en cada Caseta, presenta al operador una indicación visual y clara de la naturaleza de la falla, facilitando la toma de decisiones.
- Muestra el estado del sistema de control (auto supervisión):
 - Estado de los IED's de protección y BCU's y sus puertos de comunicación.
 - Estado de los enlaces de comunicación en los diferentes niveles del sistema SAS.
 - Estado de los computadores de adquisición: Normal/Falla.
 - Estado del GPS.
 - Enlaces de comunicación con los centros de control.
- Permite la transferencia de la operación de cada Caseta a uno de los centros de control remoto.
- Proporciona la indicación secuencial de los eventos ocurridos en cada Caseta, generados por los IED's de protección, y acciones realizadas por el operador local o por los centros de control remoto (cambio de estado y comandos) con una resolución de 1 ms.

- Permite:
 - Reconocer alarmas
 - Bloquear/Desbloquear alarmas
 - Bloquear/Desbloquear comandos

5.15 Base de Datos

La base de datos del SAS es relacional y orientada a objetos, permitiendo lo siguiente:

- Adicionar nuevas señales de adquisición o de control
- Configurar las alarmas, definir los valores límite de las medidas analógicas, qué cambios de estado generan alarma, etc.
- Configurar el registro secuencial de eventos.

5.16 Introducción para el Diseño del Sistema SCADA

Para iniciar el proceso de diseño, se contó con la licencia del programa SURVALENT, el cual es el software que permite agrupar todas las aplicaciones necesarias para la realización del Sistema SCADA. Los programas utilizados para este diseño fueron los siguientes:

- SUEVALENT
- SmartVU2
- SCADA Explorer
- SCADA Point Browser
- SCADA Analog Point Viewer
- SCADA Status Point Viewer
- SCADA ScanMon

Se cuenta con los protocolos adecuados para realizar la comunicación, a través de un Switch, de los equipos de tablero y patio con la Caseta de Control que es donde se encuentra la PC Principal, Secundaria y de Gestión. Como se mencionó en anteriores ocasiones, lo importante es realizar la configuración adecuada para los Relés que se encuentran en los tableros de cada Bahía (Acople, Autotrafo, Trafo), así pues, con la

programación realizada el siguiente paso será la de diseñar las pantallas HMI, comunicar estos equipos y sincronizar (por medio de un GPS) sus estampas de tiempo para obtener el cambio de estado en tiempo real.

5.17 Descripción del Software SURVALENT



Figura 5.2. Logo Survalent Technology
Fuente: (“SCADA - Advanced Distribution Management Systems (ADMS)”, 2018)

La licencia del programa SURVALENT permite realizar operaciones de supervisión y control de datos en tiempo real para sistemas automatizados. Cumple con varios requisitos, tales como: rendimiento, disponibilidad, capacidad; básicamente se establece en una arquitectura de Cliente/Servidor.

Adicionalmente, se incluye el software SmartVU, el cual es un programa para realizar pantallas de interfaz gráfica o de interacción con el usuario permitiéndole supervisar información del sistema, aparte de ofrecer a la persona encargada tomar decisiones de forma más acertada e inmediata. Además, se proporciona otro software: SCADA Explorer que permite la edición absoluta (crear y modificar la base de datos) de las señales que intervengan.

Entre las distintas aplicaciones que proporciona el Survalent, se encuentran:

- Alarmas y Fallas mediante la estampa de tiempo
- Autenticación y Control de acceso
- Admite una variedad de protocolos abiertos

- Permite la Adquisición y el Almacenamiento de Datos
- Procesamiento de información
- Estación Maestra completamente escalable
- Software de edición de base de datos
- Interfaz gráfica de interacción con el usuario
- Control de Supervisión de proceso
- Gestión de etiquetas

5.18 Descripción del programa de diseño de pantallas HMI SmartVU



Figura 5.3. Logo SmartVU

Fuente: (“SCADA - Advanced Distribution Management Systems (ADMS)”, 2018)

Como se mencionó en el anterior tema, se contará con el programa SmartVU que es un software para el diseño de pantallas HMI con alta definición, lo que permite un acceso rápido a múltiples vistas (mapas, alarmas, registros de operaciones, fallas, etc.) de Sistemas Automatizados Industriales o de Subestaciones Eléctricas.

Entre las diferentes aplicaciones que permite el SmartVU están las siguientes:

- Monitoree cualquier dispositivo telemetrado en el campo
- Optimizado para pantallas táctiles
- Los usuarios pueden guardar su configuración de espacio de trabajo
- Importación de archivos CAD directamente en un mapa existente
- Admite secciones de línea para mostrar el estado actual de las líneas eléctricas
- Los operadores pueden etiquetar o agregar notas a cualquier dispositivo en el mapa
- Las reservas están disponibles al editar el mapa
- Soporte para paneles de control dentro de los mapas para modelar los IED de campo
- Activar / desactivar la red secundaria en el mapa Modo de presentación 3D
- Fichas separadas para mapas, alarmas y resumen del operador

- También puede ver alarmas y eventos de resumen del operador en la pestaña del mapa
- Puede crear y ver gráficos en tiempo real (ad hoc) e históricos
- Capacidades de edición: crear / modificar / eliminar objetos en un mapa
- Registros de diagnóstico para una solución de problemas rápida y eficiente

5.19 Descripción del SCADA Explorer o base de datos de las señales a utilizar

Survalent Explorer es un entorno gráfico intuitivo que proporciona al usuario un acceso fácil a todas las configuraciones de punto de la base de datos y la configuración de la aplicación. El software incluye herramientas de edición para todos los puntos de la base de datos, control de acceso, zonas de control, parámetros del sistema, configuración de aplicaciones avanzadas y características de clonación de estación y modelado de puntos. El editor de la base de datos muestra los datos en una estructura en árbol, que representa la red completa y permite una navegación fácil para ver o editar.

Este editor de base de datos facilita la creación y modificación del listado de señales, tales como:

- Usando la función “Station Cloning” para crear una nueva estación completa y todos sus puntos, basados en una estación existente.
- Usar una característica de modelo para crear puntos y otros elementos de base de datos que se basan en los creados previamente.
- Editar o modificar la base de datos en una hoja de cálculo de MS Excel e importarla a la base de datos en tiempo real del sistema.
- Borrar puntos de base de datos existentes.
- Borrar una estación completa con todos los puntos asociados.

5.20 Descripción de herramientas, área de trabajo y funcionalidades del SmartVU

Lo primero, al ejecutar el programa, es el acceso mediante la autenticación del usuario encargado de desarrollar el Sistema SCADA de la subestación, lo que nos dará acceso al área de trabajo y realizar una versión nueva o abrir un archivo existente.

Entre las distintas herramientas de dibujo que permite utilizar el programa, se encuentran: línea, círculo, cuadrado, polilínea, entre otras; se pueden realizar dibujos en el área de trabajo inicial o se puede abrir un nuevo espacio de trabajo de la librería. Además, se pueden desarrollar animaciones de dichos dibujos, así como de las imágenes insertadas y debidamente agregadas con anterioridad en la base de datos del SmartVU.

5.21 Descripción de la Arquitectura SCADA y Diagrama Unifilar de la S/E Loreto

Para la Arquitectura SCADA de la Caseta de 69kV de la Subestación Loreto, se estableció que se compone de 3 Bahías (Acople, Trafo y Autotrafo) y un Tablero de Comunicaciones, tal como se muestra en la Figura 5.4 y 5.5.

La Bahía de Acople (TCN-0Φ) se compone de los siguientes dispositivos:

En campo: 4 seccionadores (2 aterrizados) y 1 interruptor

En tablero: 4 relés de protección (SEL-451, SEL-487B y 2 SEL-751)

La Bahía de Trafo (TCN-0D) se compone de los siguientes dispositivos:

En campo: 4 seccionadores (en la configuración forman un bypass) y 1 interruptor

En tablero: 3 relés de protección (SEL-451 y 2 SEL-487E)

La Bahía de Autotrafo (TCN-0Q) se compone de los siguientes dispositivos:

En campo: 4 seccionadores (2 aterrizados) y 1 interruptor

En tablero: 2 relés de protección (SEL-451 y SEL-751)

El Rack de Comunicaciones se compone de los siguientes dispositivos

En tablero: 2 Switch de para comunicación de dispositivos entre sí (RTU) hacia la MTU (SEL-2730M), 1 GPS para la sincronización de los dispositivos (SEL-2488) y 2 cajas multi medias (ODF) para la comunicación de Casetas.

CASETA-P69kV

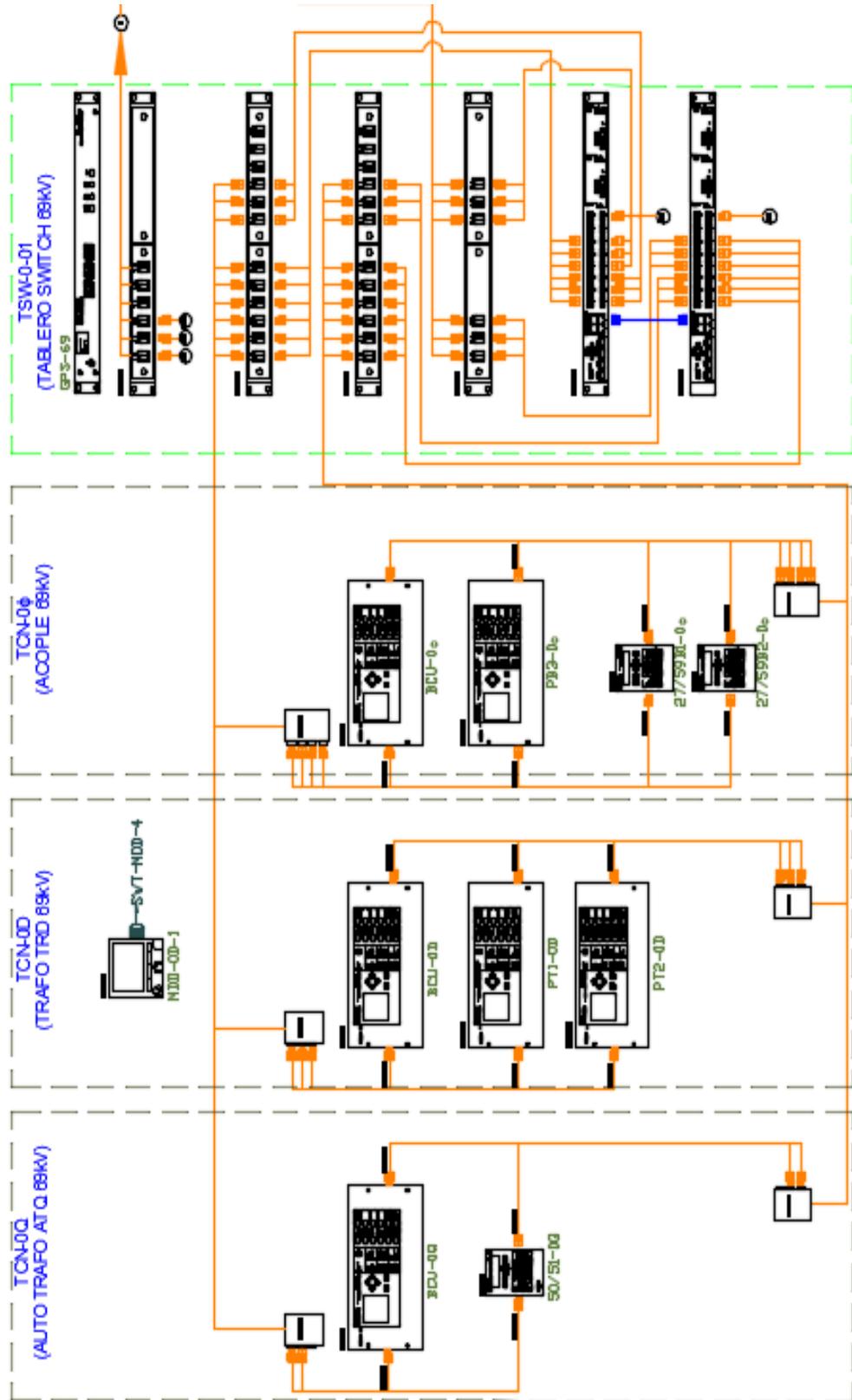


Figura 5.4. Arquitectura SCADA de 69kV de la S/E Loreto
Fuente: El Autor

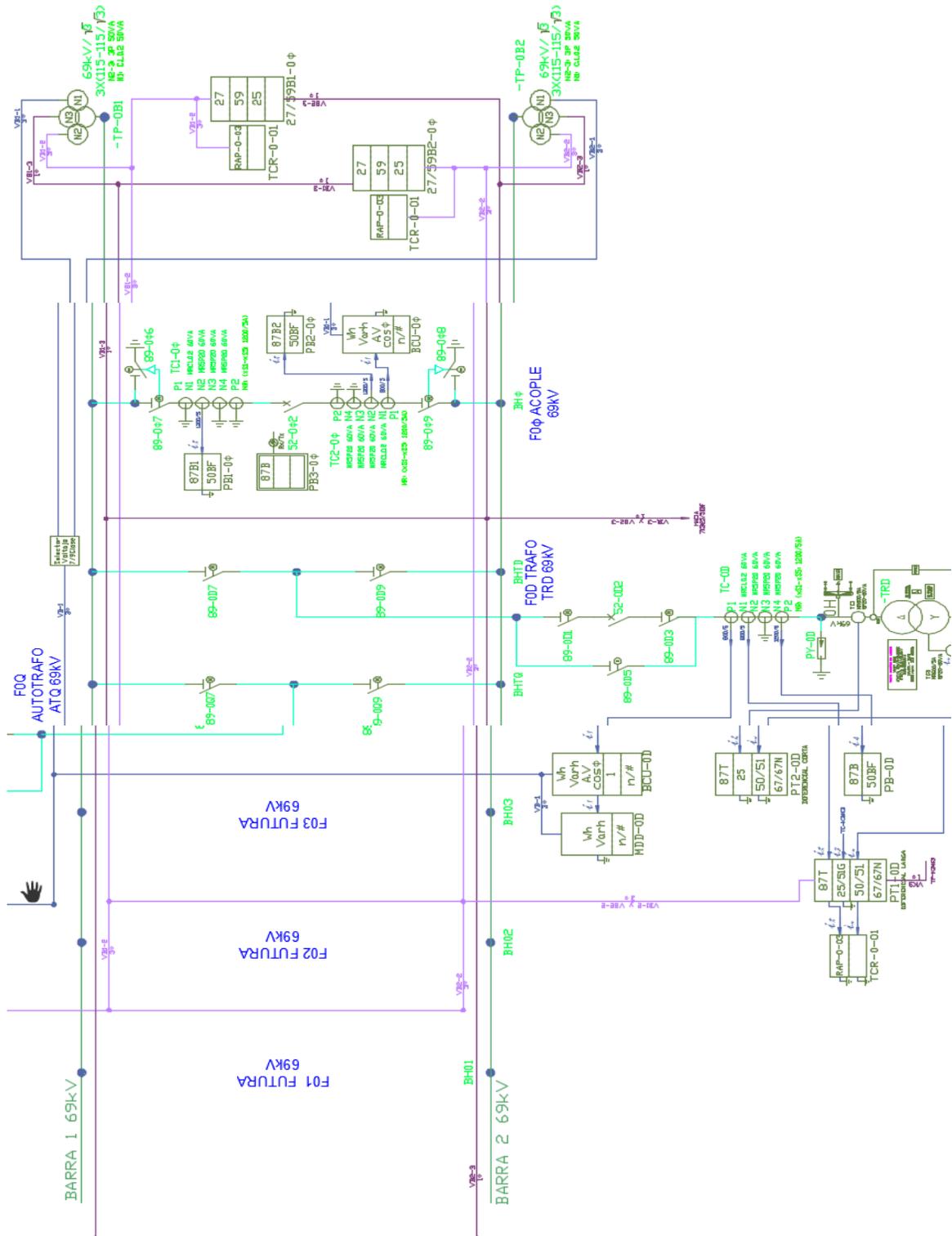


Figura 5.5. Diagrama Unifilar de 69kV de la S/E Loreto
Fuente: El Autor

En la siguiente representación de interfaz gráfica (Figura 5.6), se muestra el Diagrama Unifilar General de la S/E Loreto 138/69/13.8kV, con sus respectivas Bahías (Acople, Trafo, Autotrafo) y el control Local/Remoto de toda la Subestación.

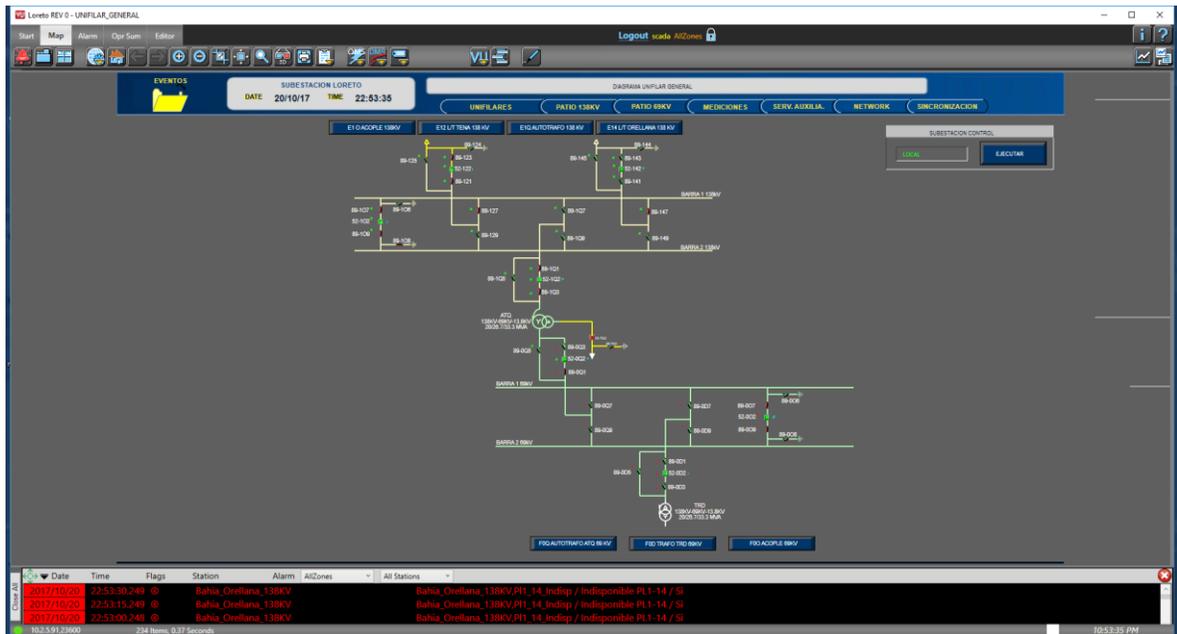


Figura 5.6. Diagrama Unifilar General
Fuente: El Autor

La siguiente Pantalla HMI muestra la representación gráfica de la Bahía de Acople (Figura 5.7) que contiene un Seccionador de Entrada (89-0Φ7) con su respectiva puesta a tierra (89-0Φ6), seguido de un Interruptor Tanque Vivo (52-0Φ2), un Seccionador de Salida (89-0Φ9) con su respectiva puesta a tierra (89-0Φ8).

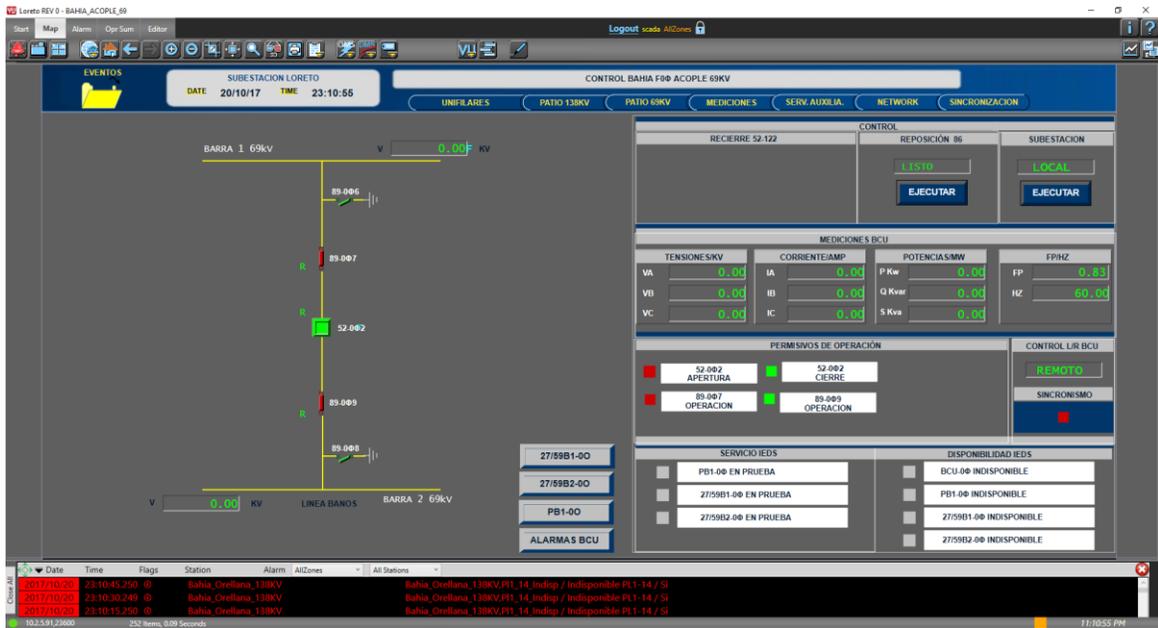


Figura 5.7. Bahía Acople

Fuente: El Autor

La Bahía de Acople contempla además en su parte lateral derecha los Permisivos de Operación de Control (Figura 5.8 a la 5.11), las Lógicas y Condiciones que debe cumplir el Sistema para enviar los comandos Open/Close de los dispositivos primarios en patio y tablero.

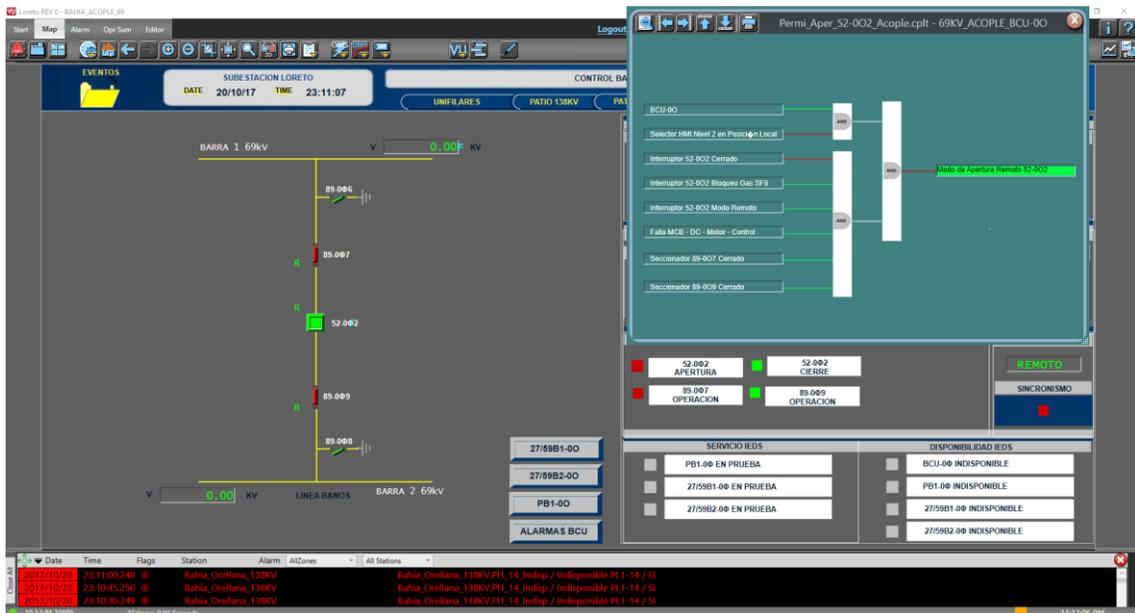


Figura 5.8. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0 Φ 2 Apertura

Fuente: El Autor

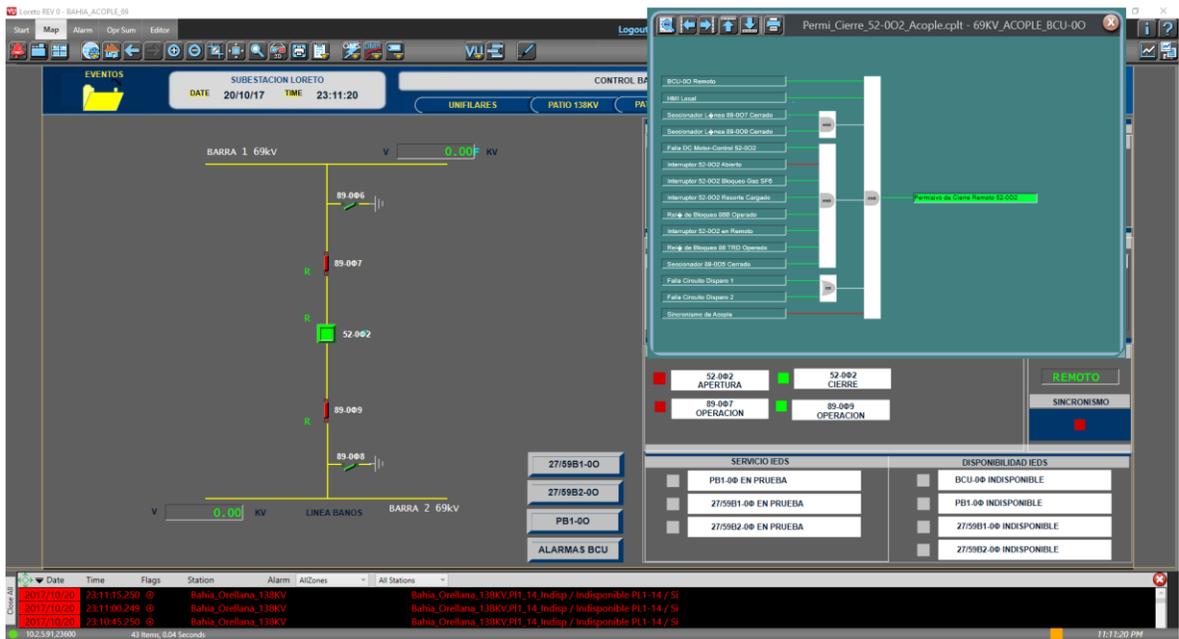


Figura 5.9. Permiso de Operación del Interruptor 52-0 Φ 2 Cierre
Fuente: El Autor

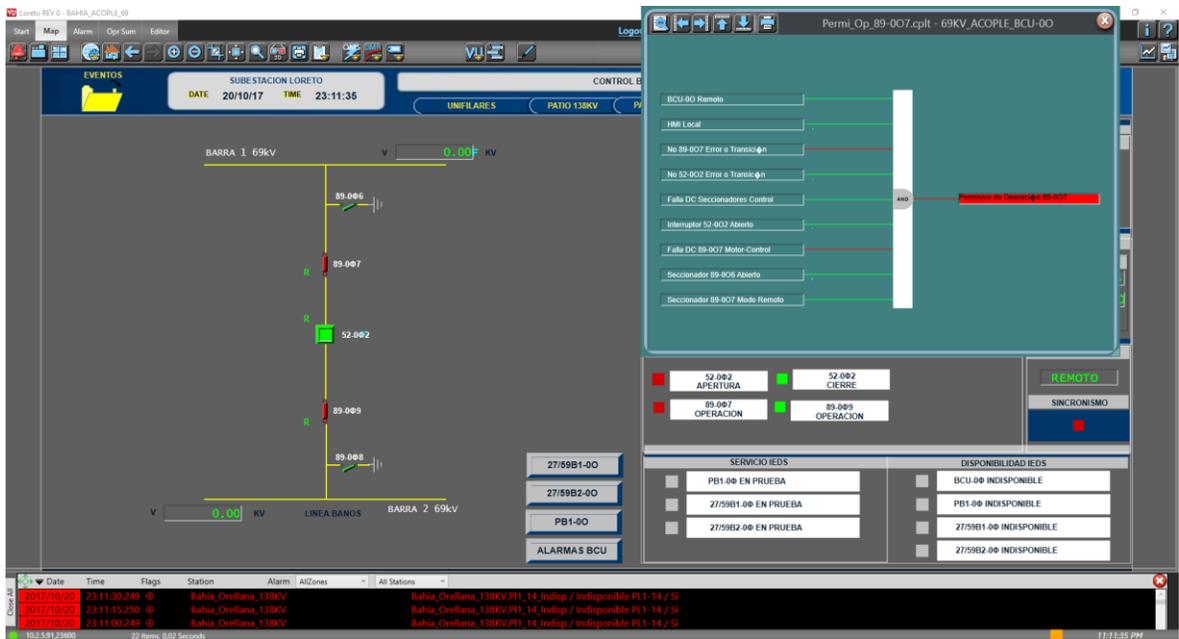


Figura 5.10. Permiso de Operación del Seccionador 89-0 Φ 7
Fuente: El Autor

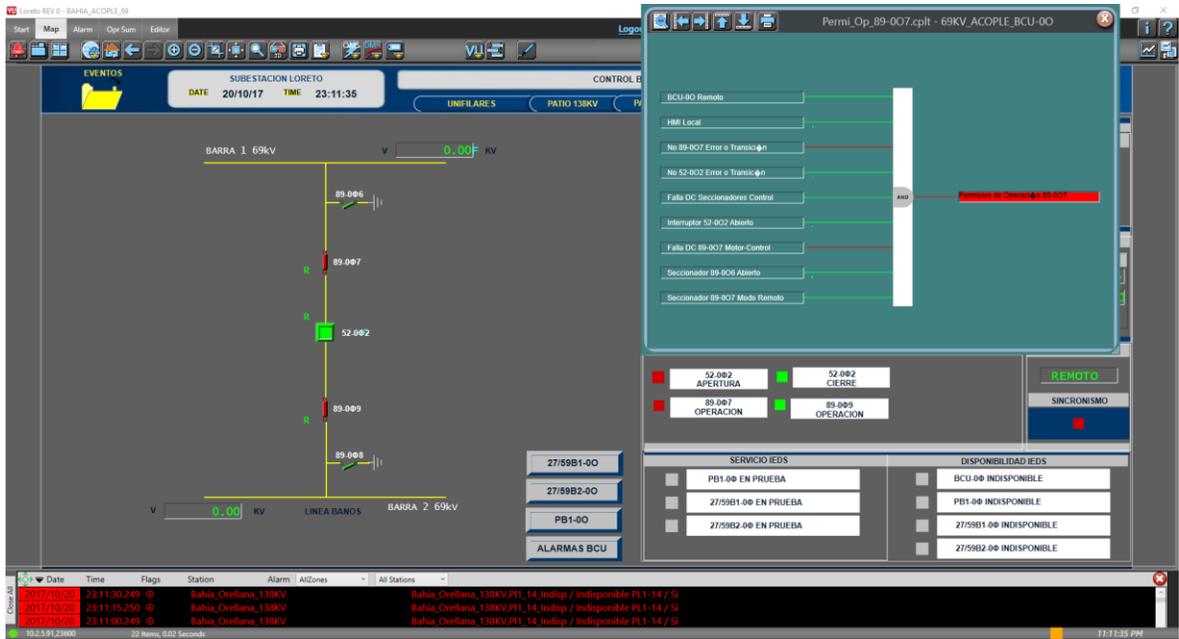


Figura 5.11. Permisos de Operación del Seccionador 89-0 Φ 9
Fuente: El Autor

En la pantalla de Interfaz Gráfica se muestra todas las Señales de Alarmas (Figura 5.12) que se encuentran en cada Relé de Protección de los dispositivos que están dentro de la Bahía de Acople.

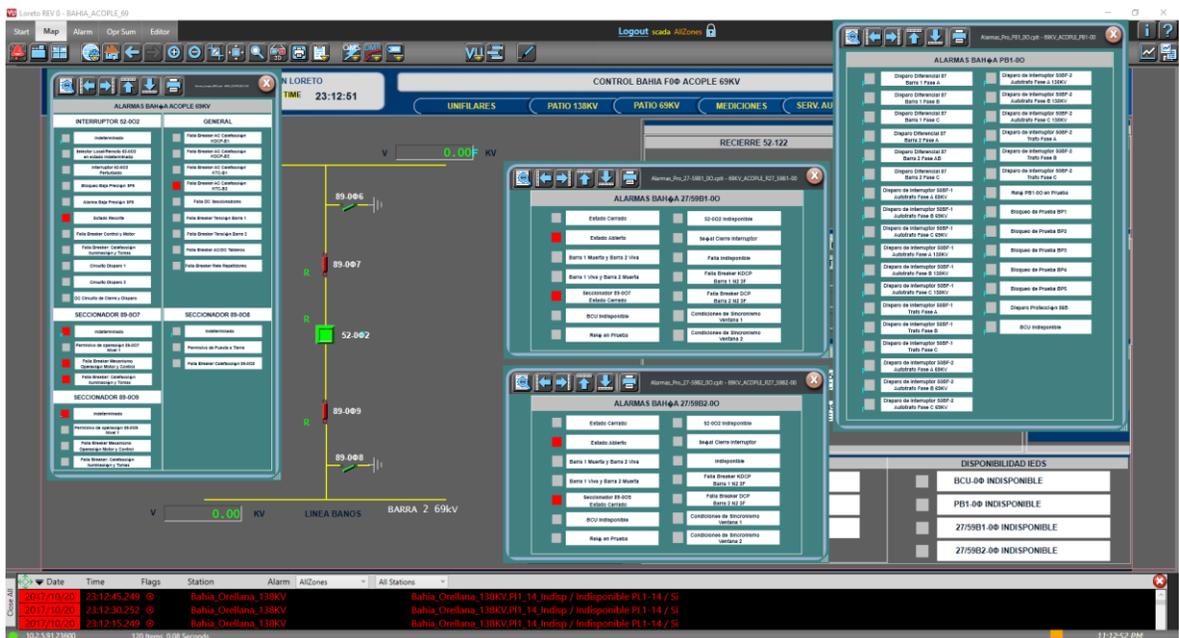


Figura 5.12. Alarmas de los Relés de Protección
Fuente: El Autor

La siguiente Pantalla HMI muestra la representación gráfica de la Bahía de Autotrafo (Figura 5.13) que contiene un Transformador 138/69kV, un Seccionador de Entrada, uno de Salida, un ByPass y un Interruptor; además de una configuración de dos Seccionados con Barra en el centro.

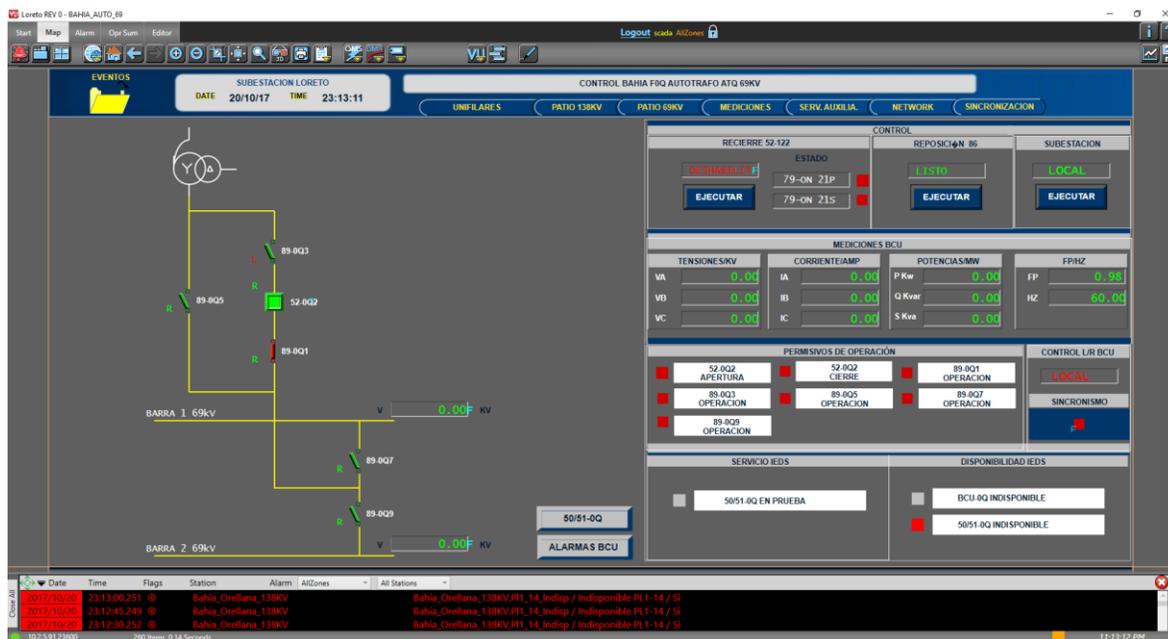


Figura 5.13. Bahía Autotrafo
Fuente: El Autor

La Bahía de Autotrafo contempla además en su parte lateral derecha los Permisivos de Operación de Control (Figura 5.14 a la 5.20), las Lógicas y Condiciones que debe cumplir el Sistema para enviar los comandos Open/Close de los dispositivos primarios en patio y tablero.

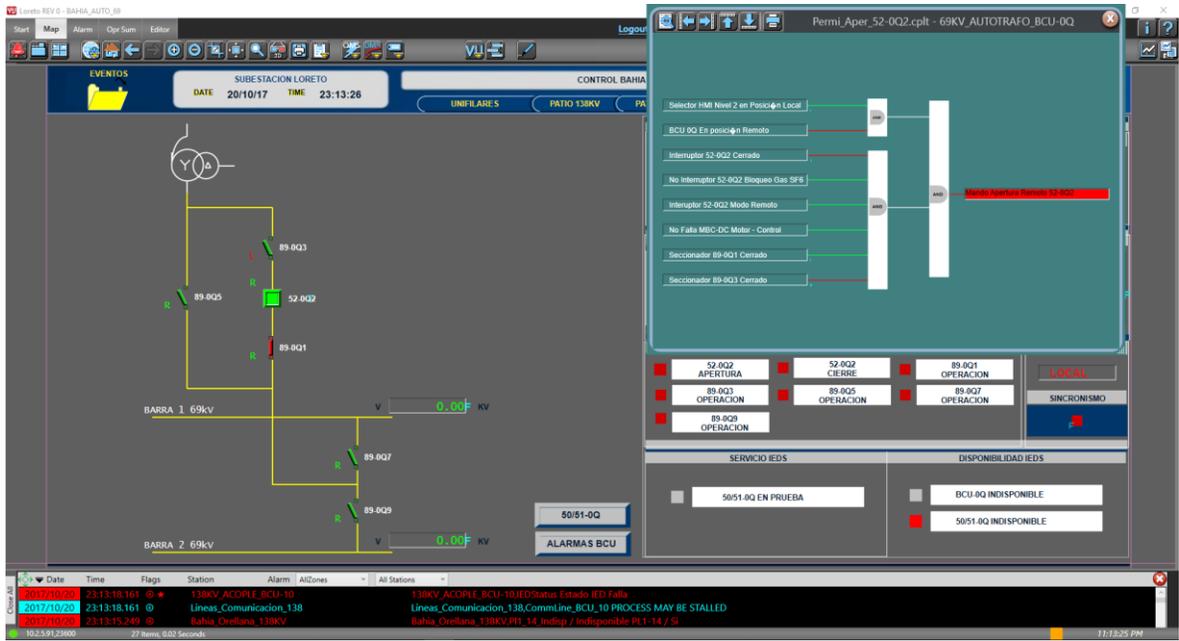


Figura 5.14. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0Q2 Apertura
Fuente: El Autor

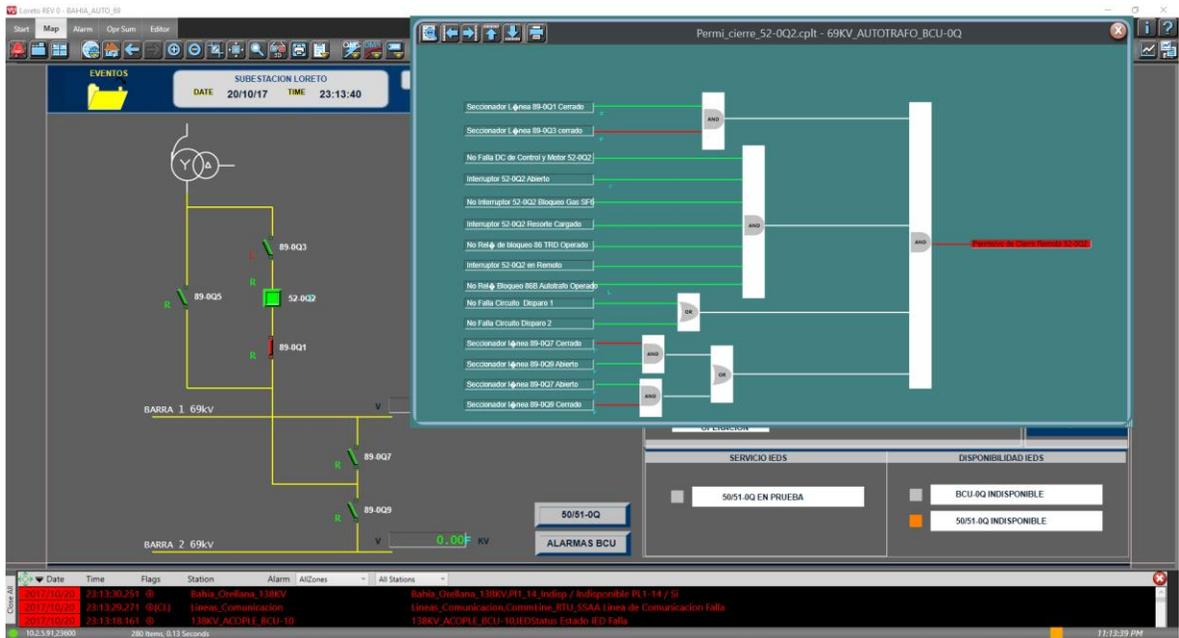


Figura 5.15. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0Q2 Cierre
Fuente: El Autor

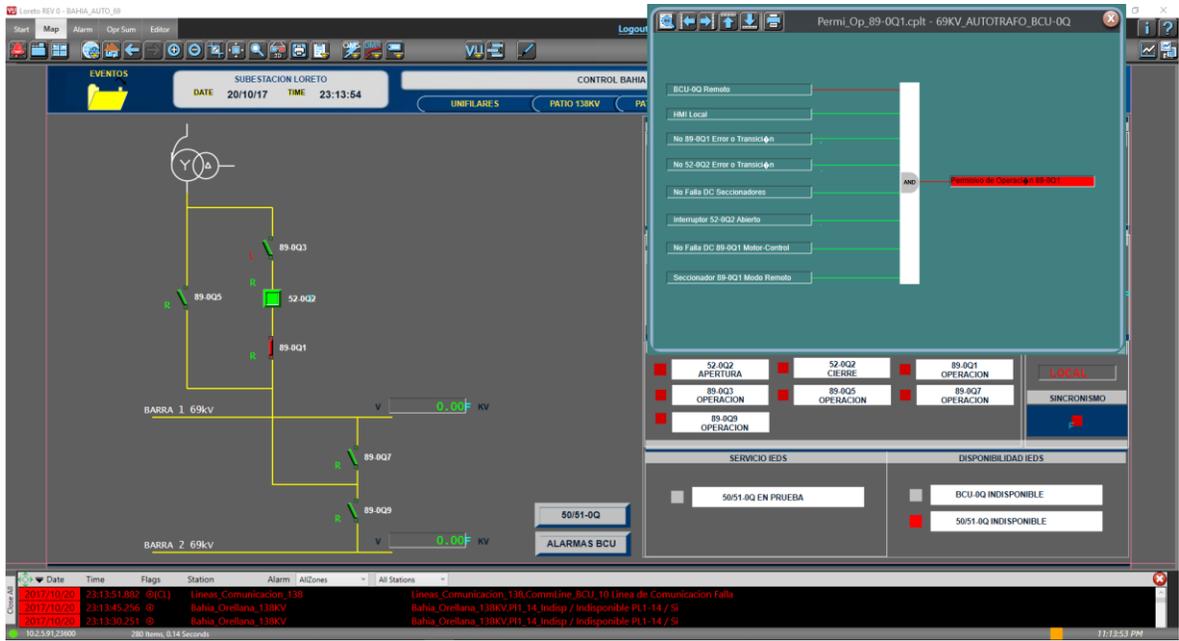


Figura 5.16. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0Q1
Fuente: El Autor

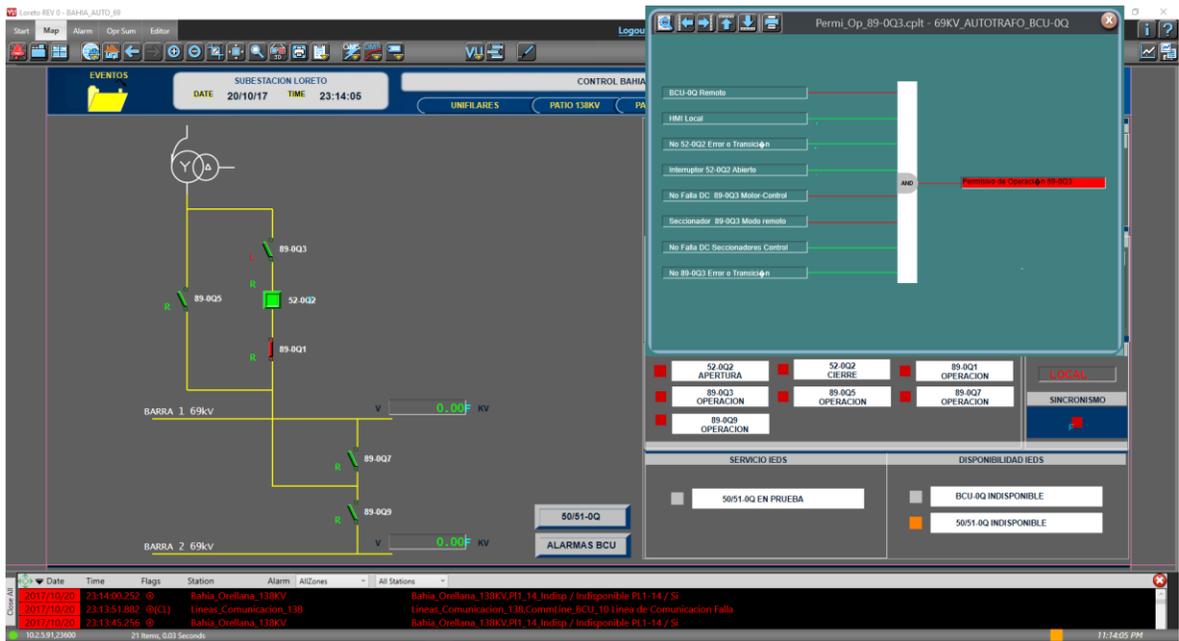


Figura 5.17. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0Q3
Fuente: El Autor

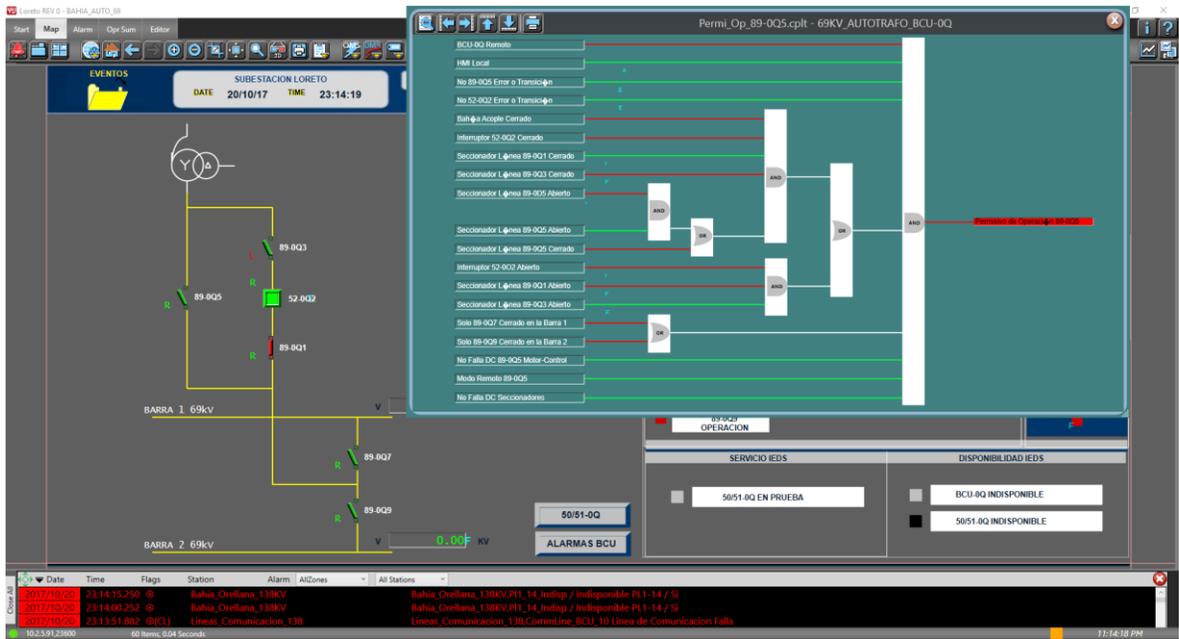


Figura 5.18. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0Q5
Fuente: El Autor

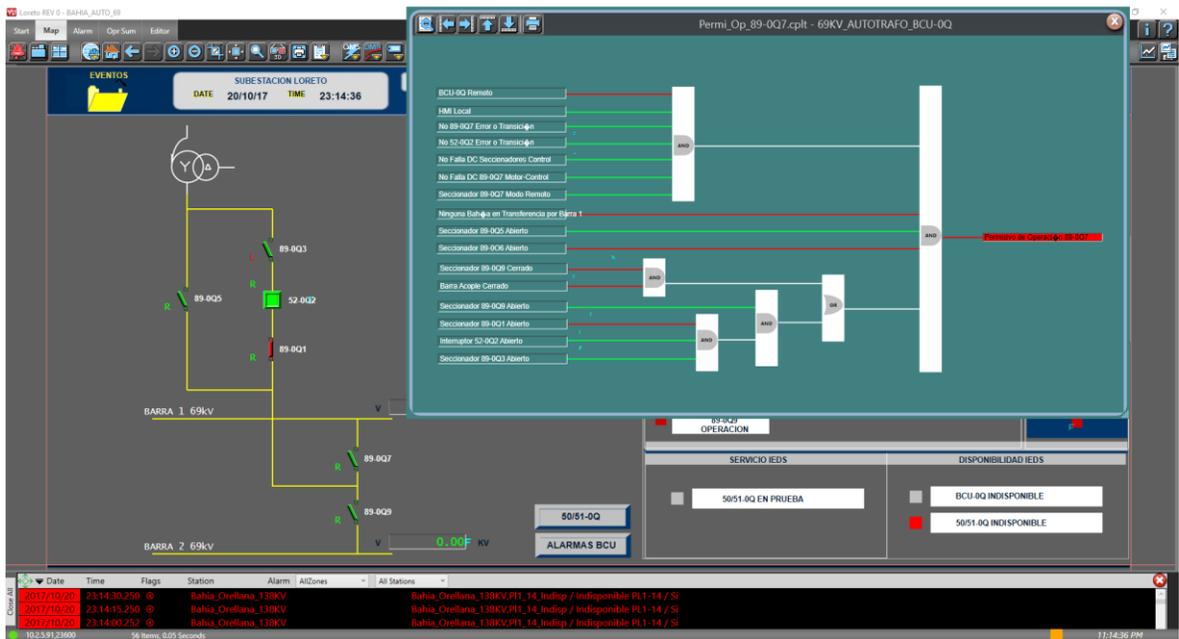


Figura 5.19. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0Q7
Fuente: El Autor

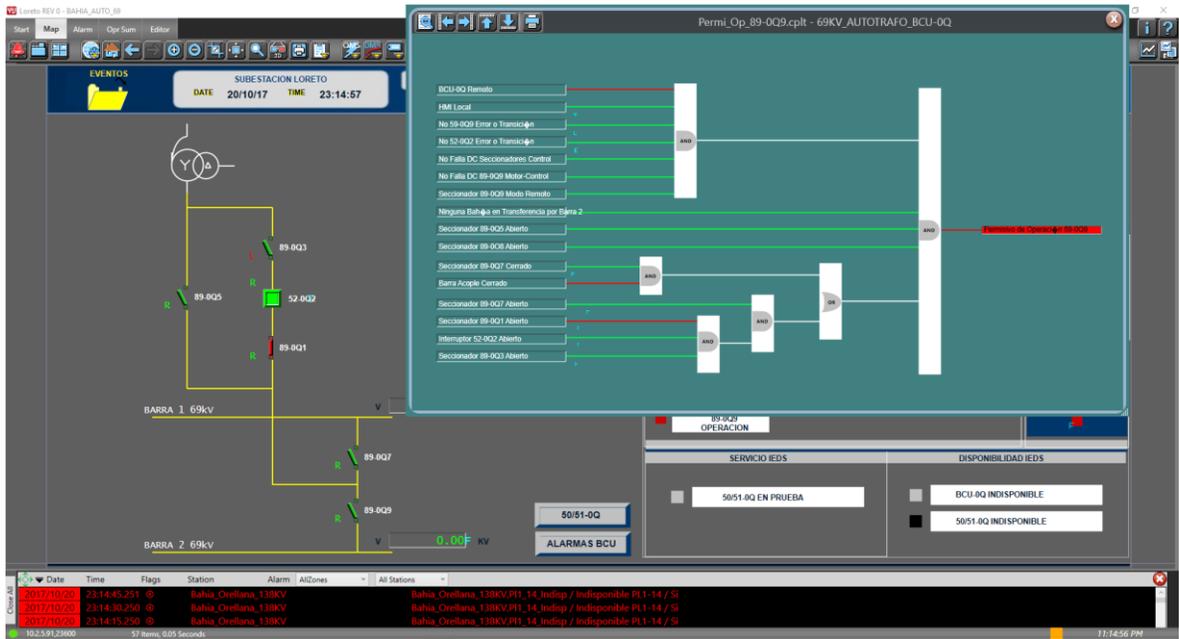


Figura 5.20. Permiso de Operación del Seccionador 89-0Q9
Fuente: El Autor

En la pantalla de Interfaz Gráfica se muestra todas las Señales de Alarmas (Figura 5.21) que se encuentran en cada Relé de Protección de los dispositivos que están dentro de la Bahía de Autotrafo.

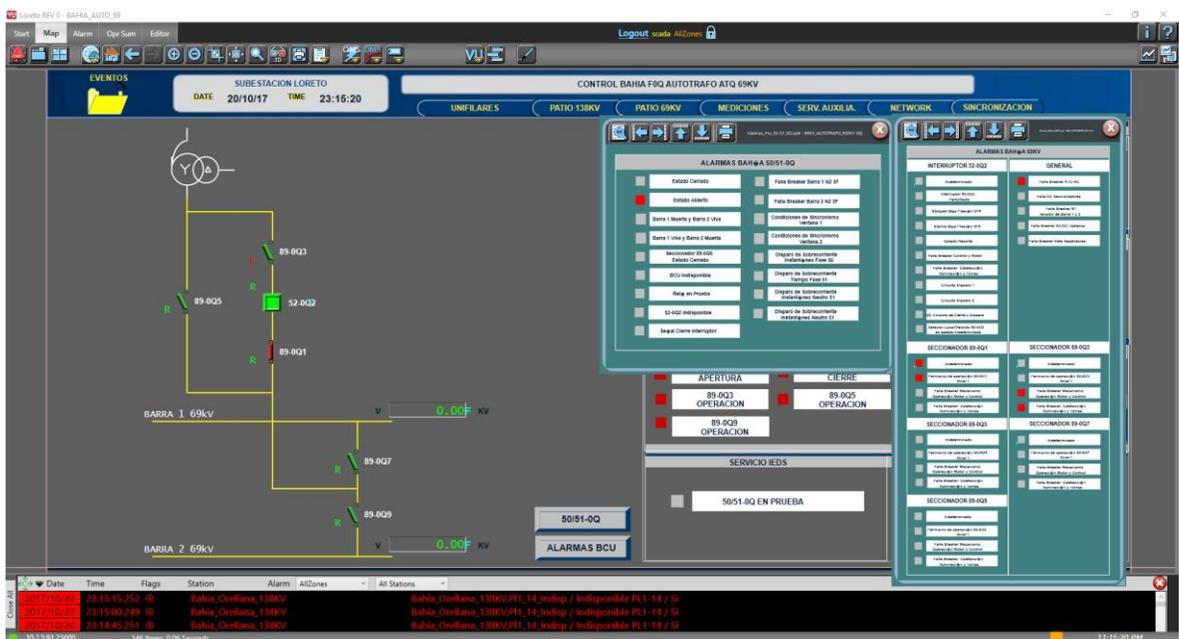


Figura 5.21. Alarmas de los Relés de Protección
Fuente: El Autor

En la siguiente captura de pantalla muestra la Bahía de Trafo (Figura 5.22), la cual es muy parecida e idéntica a la anterior Bahía, mostrando la misma configuración y la misma cantidad de equipos: 5 Seccionadores y un Interruptor, pero con la diferencia de que ahora hay un Transformador Reductor de 69/13.8kV.

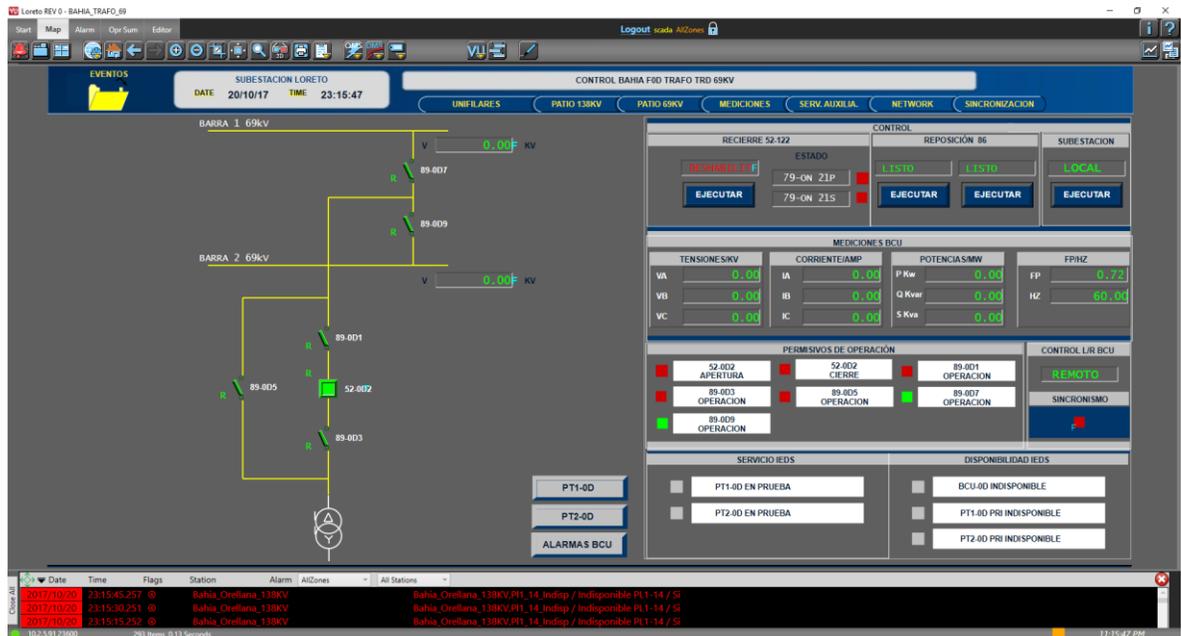


Figura 5.22. Bahía de Trafo
Fuente: El Autor

La Bahía de Trafo contempla además en su parte lateral derecha los Permisivos de Operación de Control (Figura 5.23 a la 5.29), las Lógicas y Condiciones que debe cumplir el Sistema para enviar los comandos Open/Close de los dispositivos primarios en patio y tablero.

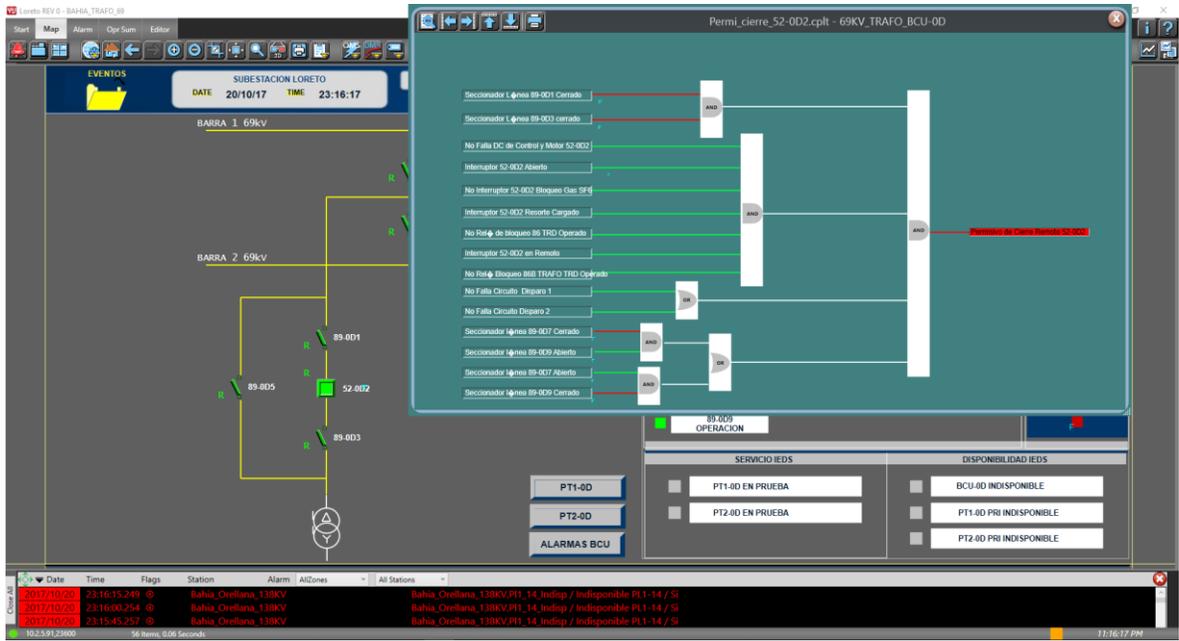


Figura 5.23. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0D2 Apertura
Fuente: El Autor

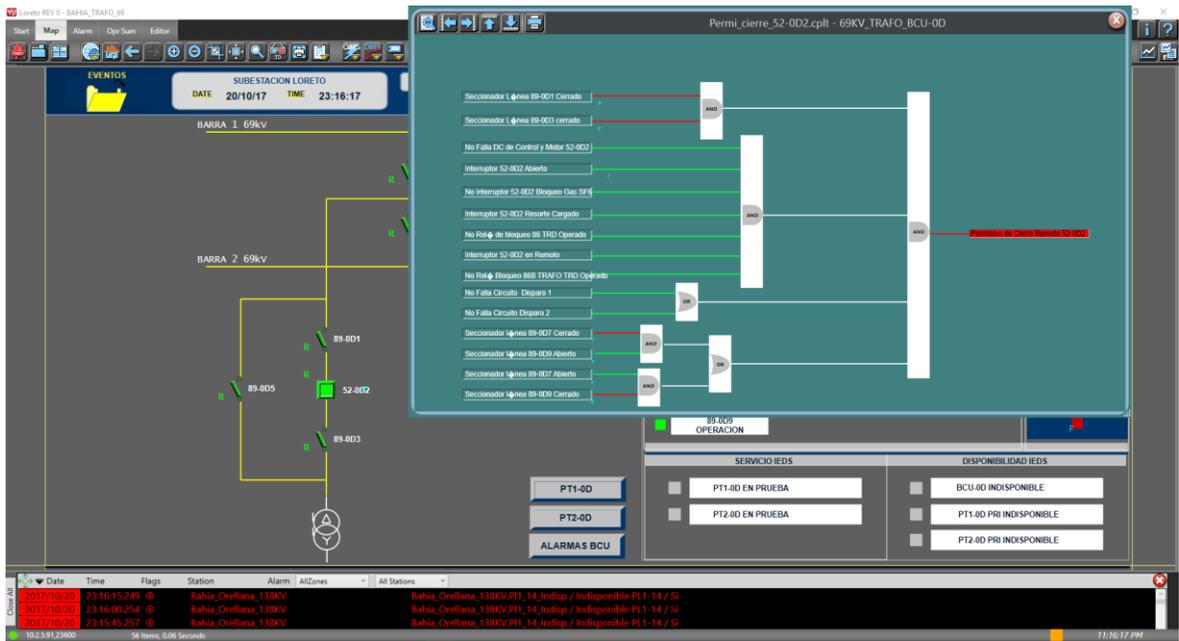


Figura 5.24. Permisivo de Operación del Interruptor 52-0D2 Cierre
Fuente: El Autor

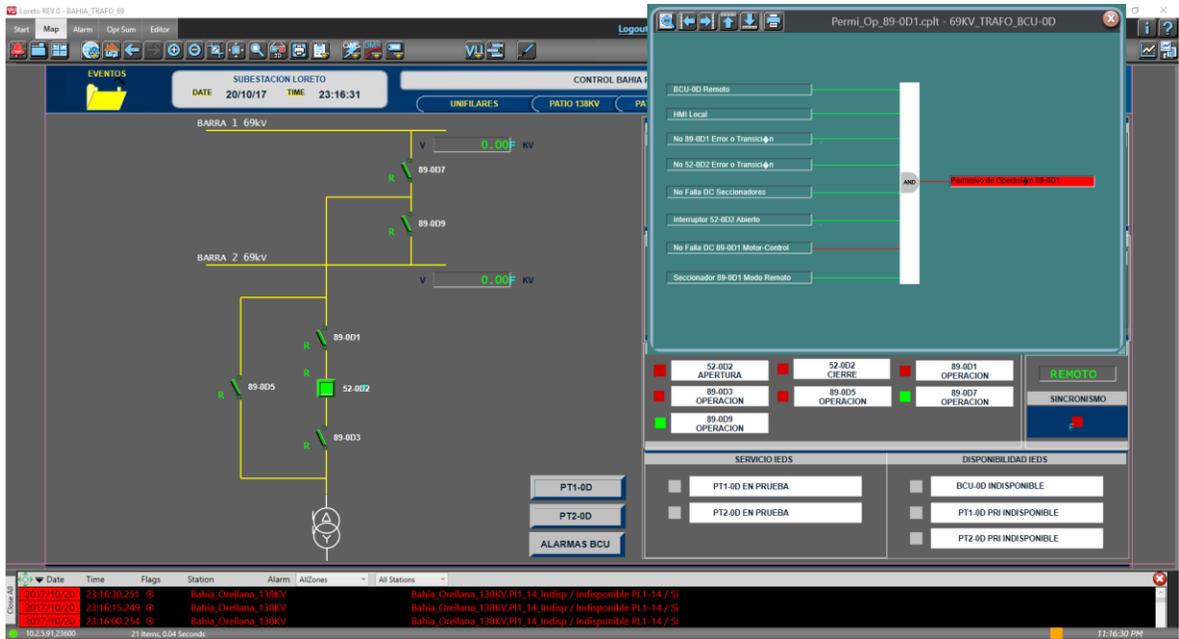


Figura 5.25. Permiso de Operación del Seccionador 89-0D1
Fuente: El Autor

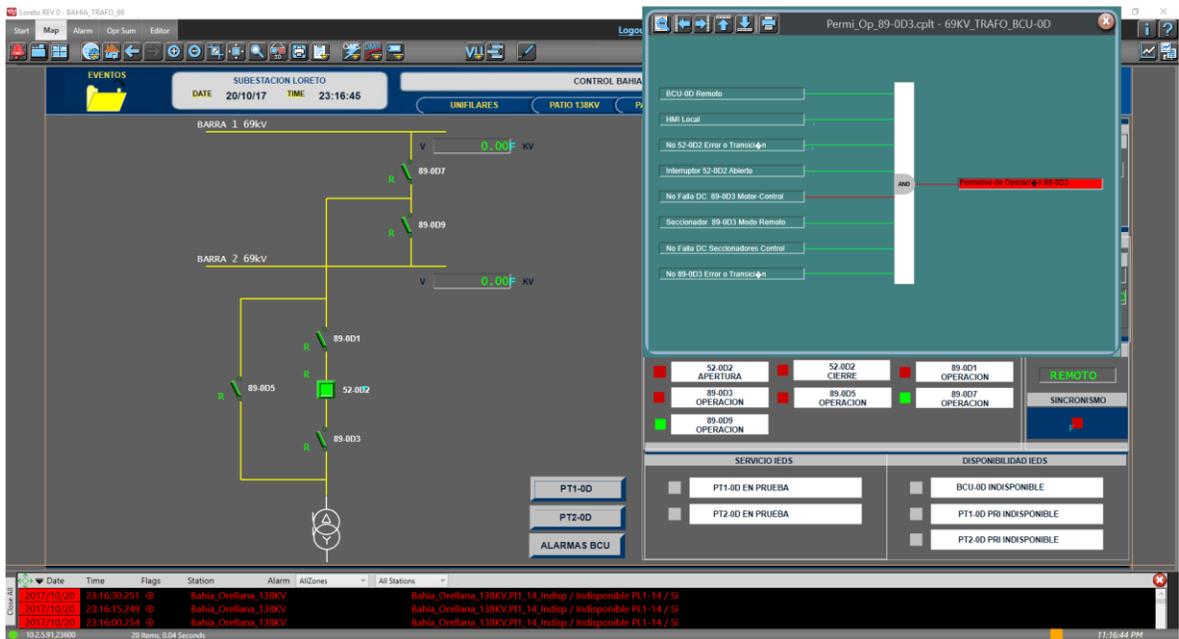


Figura 5.26. Permiso de Operación del Seccionador 89-0D3
Fuente: El Autor

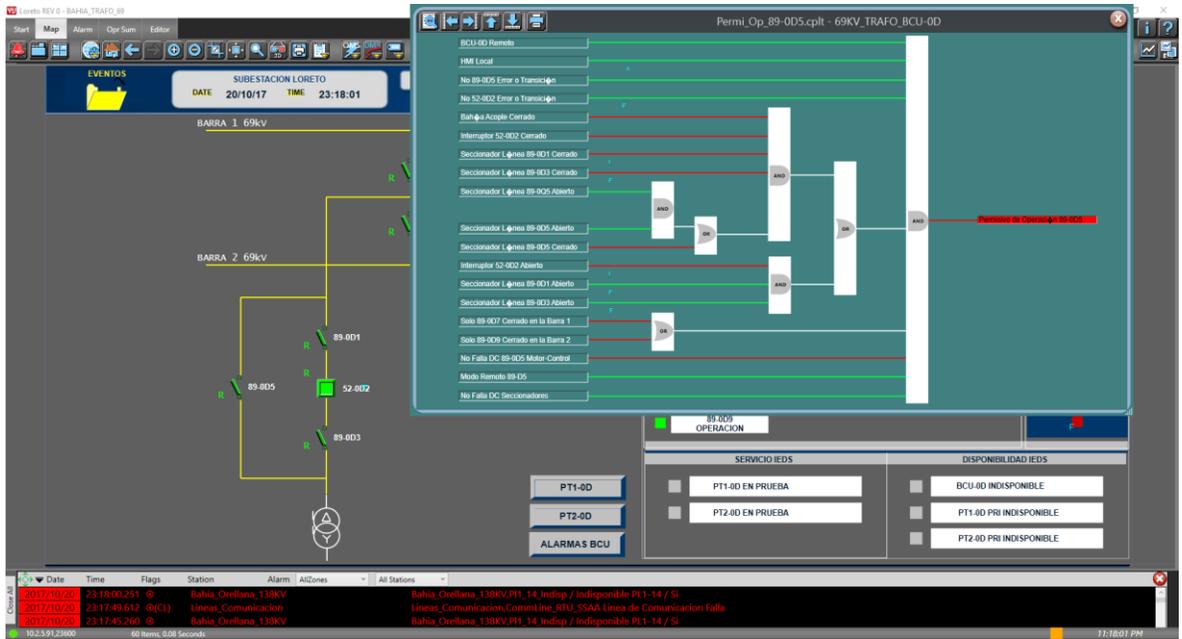


Figura 5.27. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0D5
Fuente: El Autor

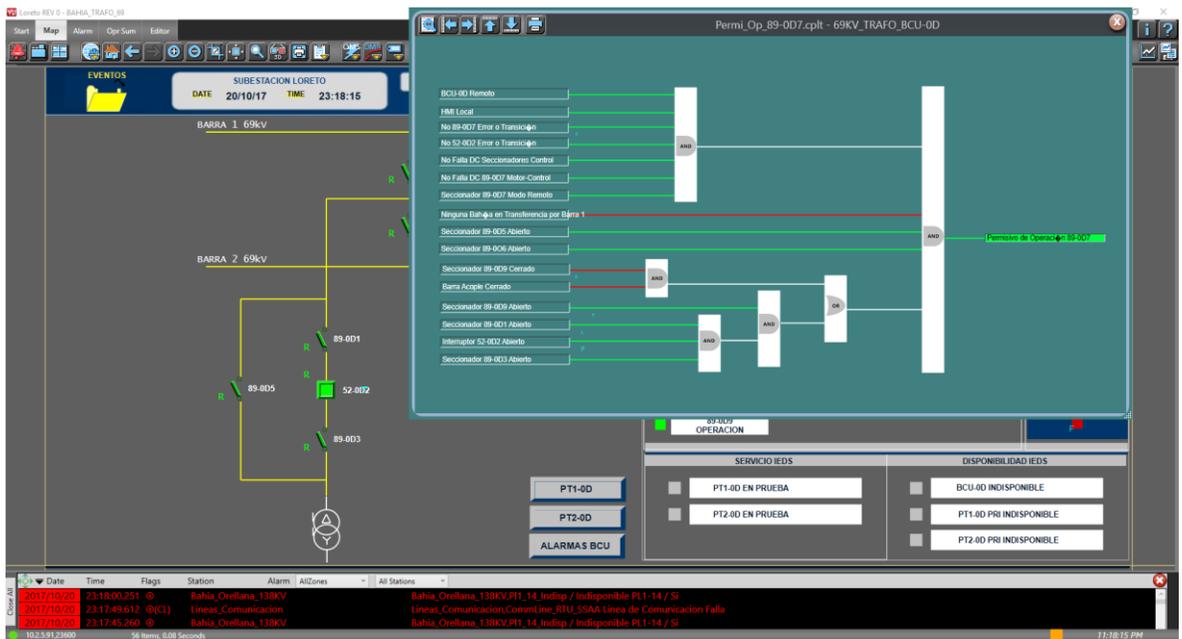


Figura 5.28. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0D7
Fuente: El Autor

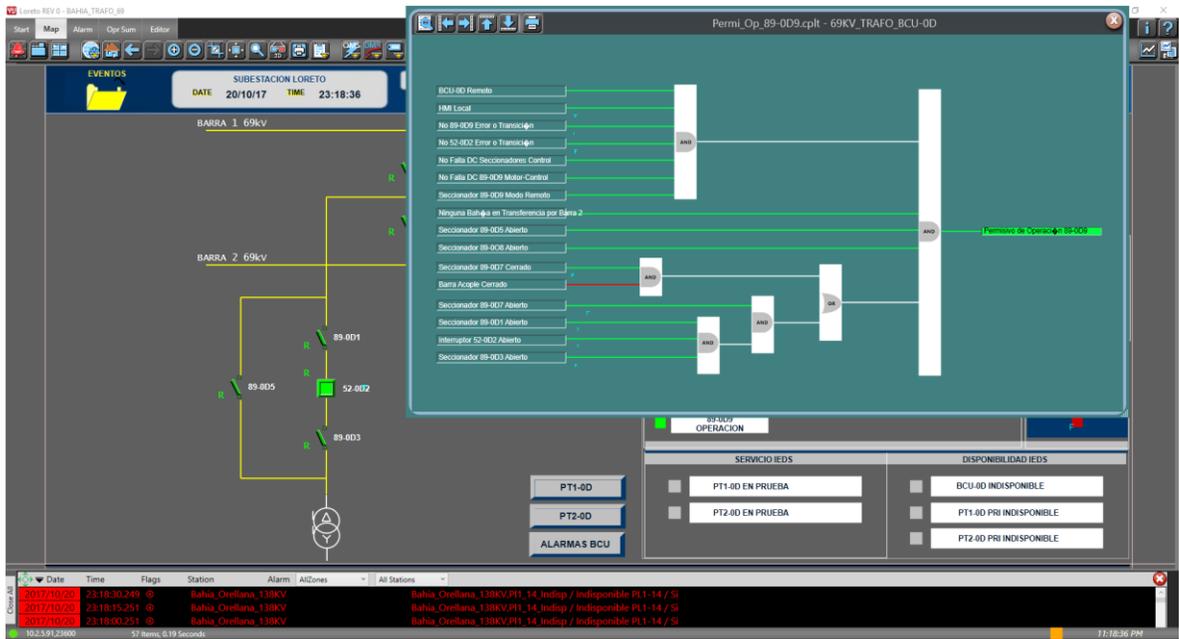


Figura 5.29. Permisivo de Operación del Seccionador 89-0D9
Fuente: El Autor

En la pantalla de Interfaz Gráfica se muestra todas las Señales de Alarmas (Figura 5.30 y 5.31) que se encuentran en cada Relé de Protección de los dispositivos que están dentro de la Bahía de Autotrafo.

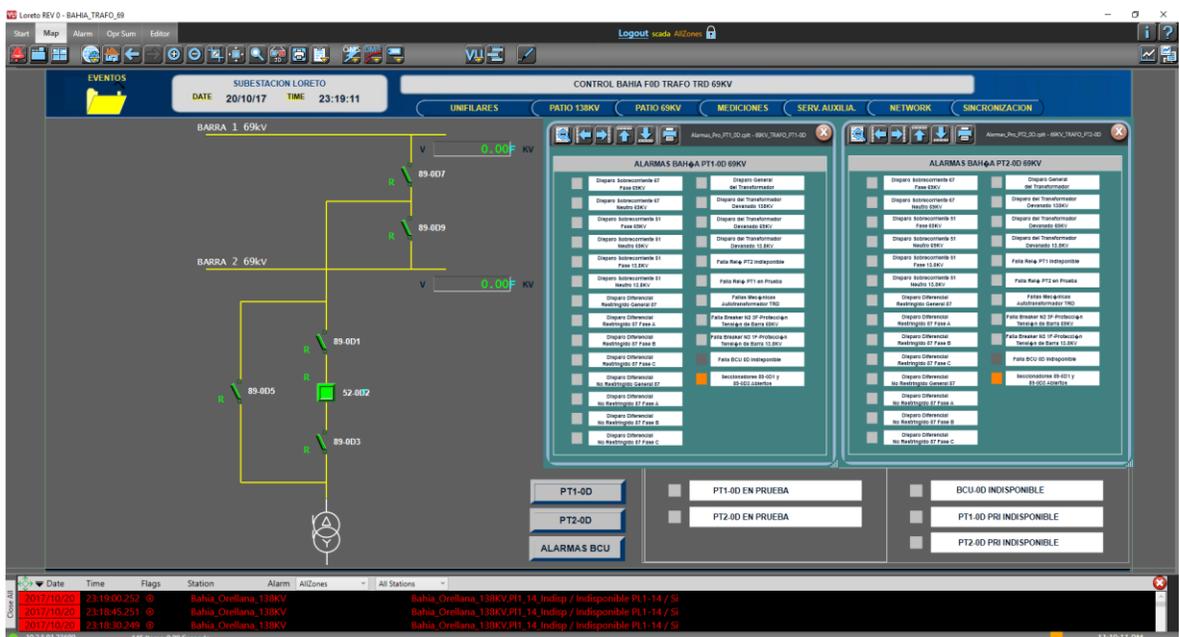


Figura 5.30. Alarma de los Relés de Protección
Fuente: El Autor

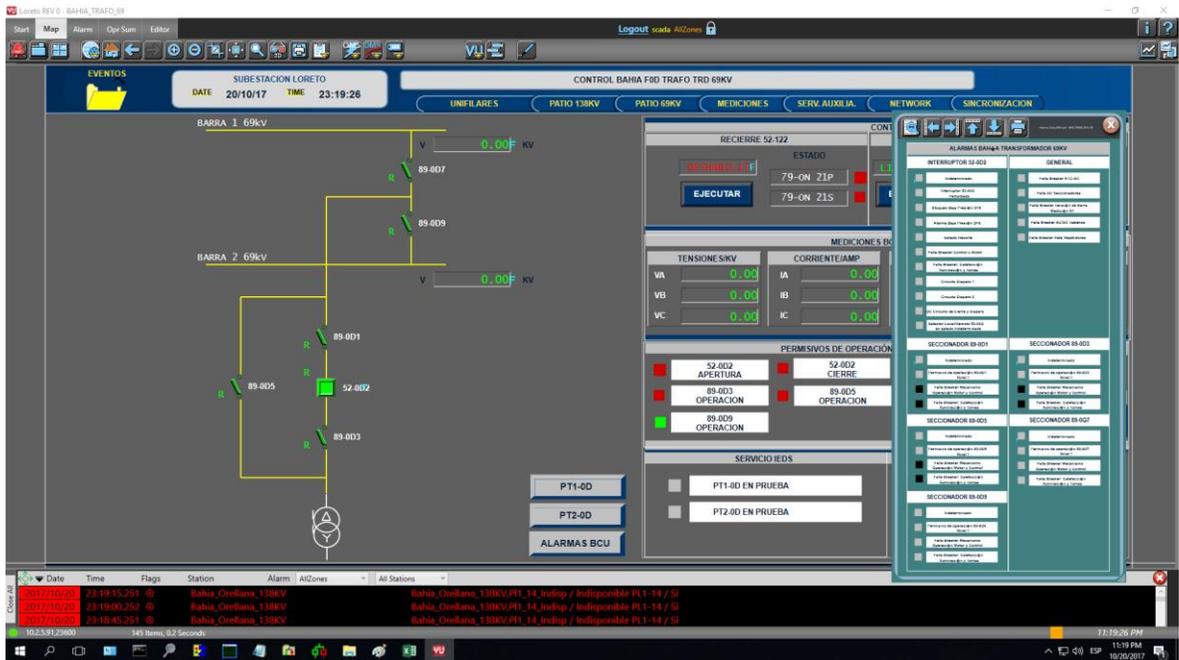


Figura 5.31. Alarma de la BCU
Fuente: El Autor

En la siguiente Figura, se representa mediante Pantalla HMI el Diagrama Esquemático de Comunicación de toda la Subestación de Loreto (Figura 5.32), en todos sus niveles de Tensión y por Caseta de Control.

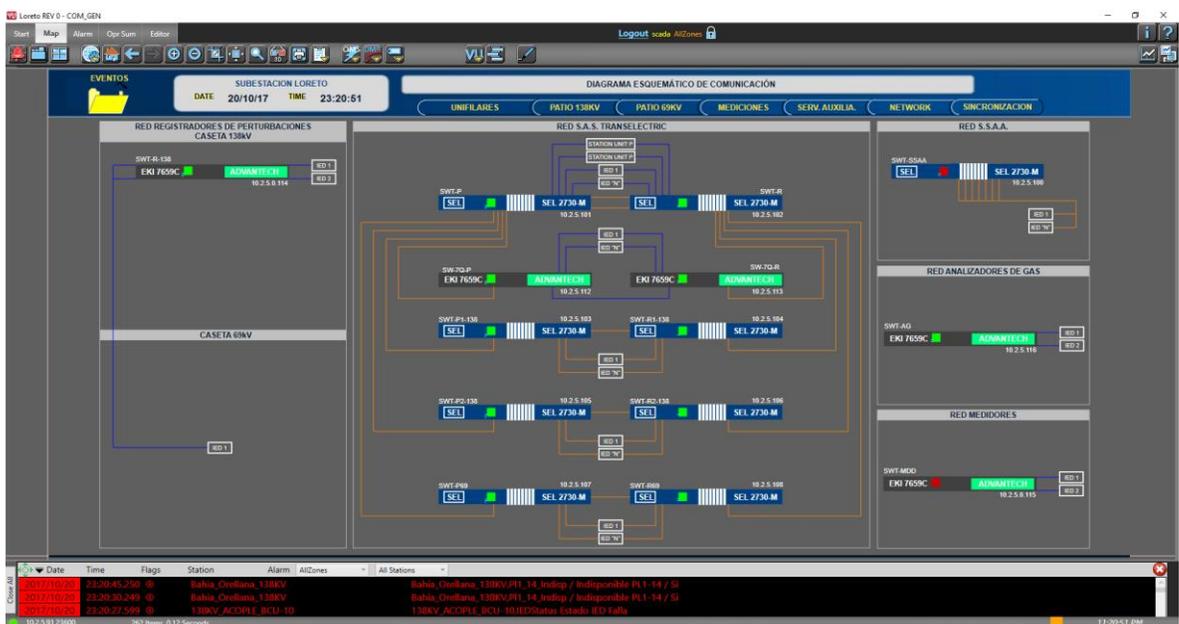


Figura 5.32. Diagrama Esquemático de Comunicación
Fuente: El Autor

A continuación (Figura 5.33) se representa la Arquitectura de Comunicaciones de la Caseta de 69kV, se pueden observar todos los dispositivos de protección indicados por Bahía y a cada tablero, así como los protocolos de comunicación.

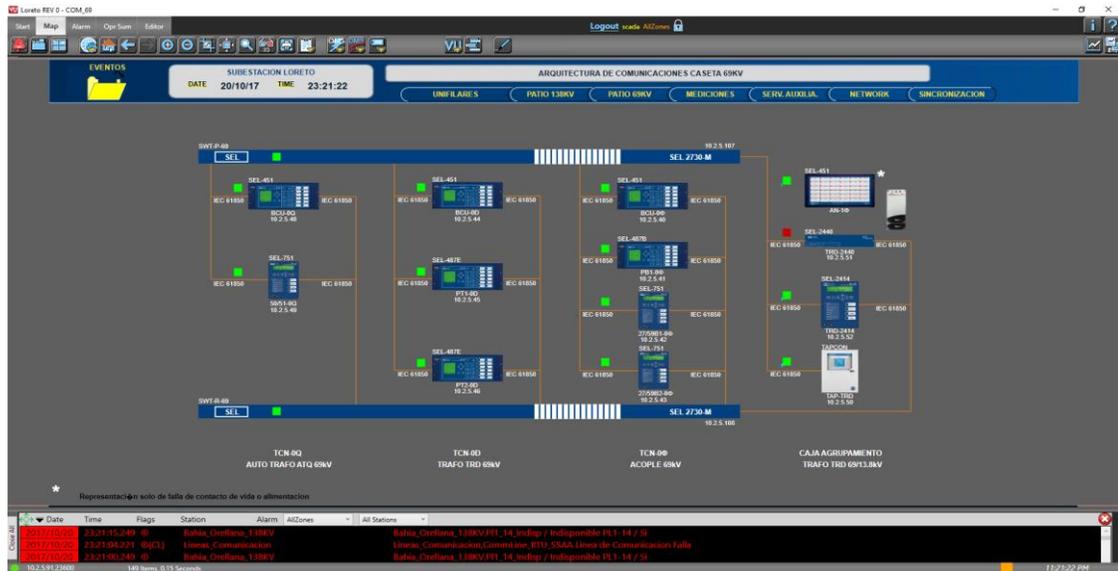


Figura 5.33. Arquitectura de Comunicaciones de la Caseta de 69kV

Fuente: El Autor

En la Figura 5.34 se representa la Sincronización de los dispositivos de protección ubicados en cada tablero de cada Bahía dentro de la Caseta de 69kV.

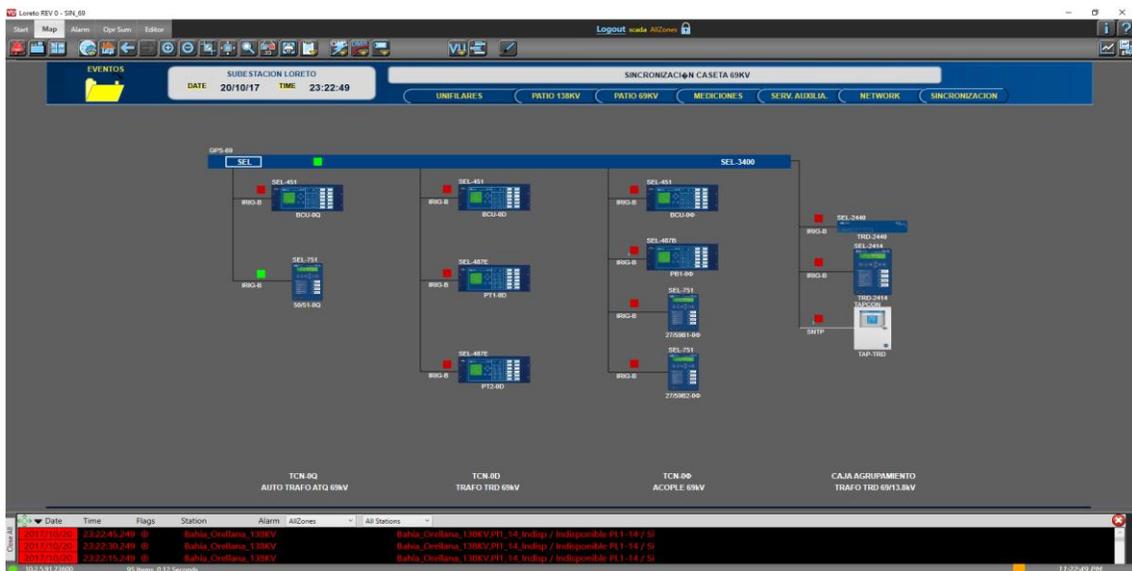


Figura 5.34. Sincronización de la Caseta de 69kV

Fuente: El Autor

En esta última visualización (Figura 5.35), se puede observar uno de los requisitos que solicitaba la CELEC-TRANSELECTRIC, la estampa de tiempo o registro de alarmas, fallas, etc. De los dispositivos tanto de campo como de Caseta. Aquí es donde se puede realizar las gestiones de reconocimiento y bloqueo/desbloqueo de las alarmas.

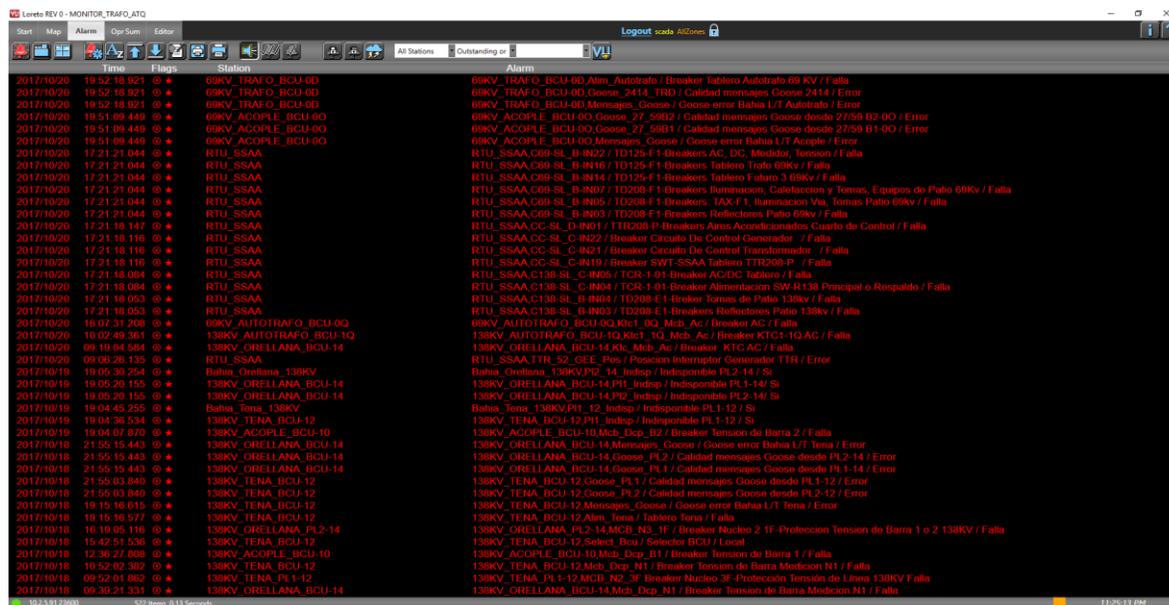


Figura 5.35. Estampa de Tiempo de las fallas y alarmas de la Subestación
Fuente: El Autor

Entre los requerimientos solicitados por la Empresa Pública CELEC-TRANSELECTRIC, estaba el de los juegos de colores para tener conocimiento de la energización de las barras dentro de las Pantallas HMI del Sistema SCADA, para cual se realizó la siguiente configuración:

- 1.- Tener el Diagrama Unifilar General debidamente dibujado en cada Bahía (correcta conexión entre los equipos y las barras).
- 2.- Lo siguiente es crear los Line Section (o Sección de Línea) para realizar la conexión de cada equipo con el conductor y finalmente con las Barras (Bus).
- 3.- Dentro de cada dispositivo (interruptor, seccionador, barras, conductor), se las etiqueta con diferentes nombres y se les adecúa el tipo de función que van a cumplir dentro de la animación.

- 4.- Una vez realizado el paso anterior, se ejecuta la función de asociación (unión) mencionado en el paso 2, además de asignar el color solicitado por el fiscalizador a razón de mostrar el momento en que se empieza el proceso de energización.
- 5.- Es necesario darle el tipo de funcionamiento, esto es, darle al Interruptor la función Switch y al Seccionador y Barras la función de Conductor.
- 6.- Agregar el valor Lógico (1 o 0, dependiendo si es conductor, fuente u otra)
- 7.- Anidar la señal correspondiente de cada dispositivo debidamente configurada en la Base de Datos del SCADA Explorer.

Adicionalmente, se hizo una configuración dentro de cada color, ya que mostrar solo el momento que se está energizando no era suficiente información, entonces, también se mostrará cuándo la barra esté des energizada.

Finalmente, habiendo completado todos los pasos de forma correcta, lo siguiente será ejecutar la fuente de energía para comprobar la energización y el cambio de estado, es decir, el cambio de color de cuando la barra está des energizada a energizada (Figura 5.36).

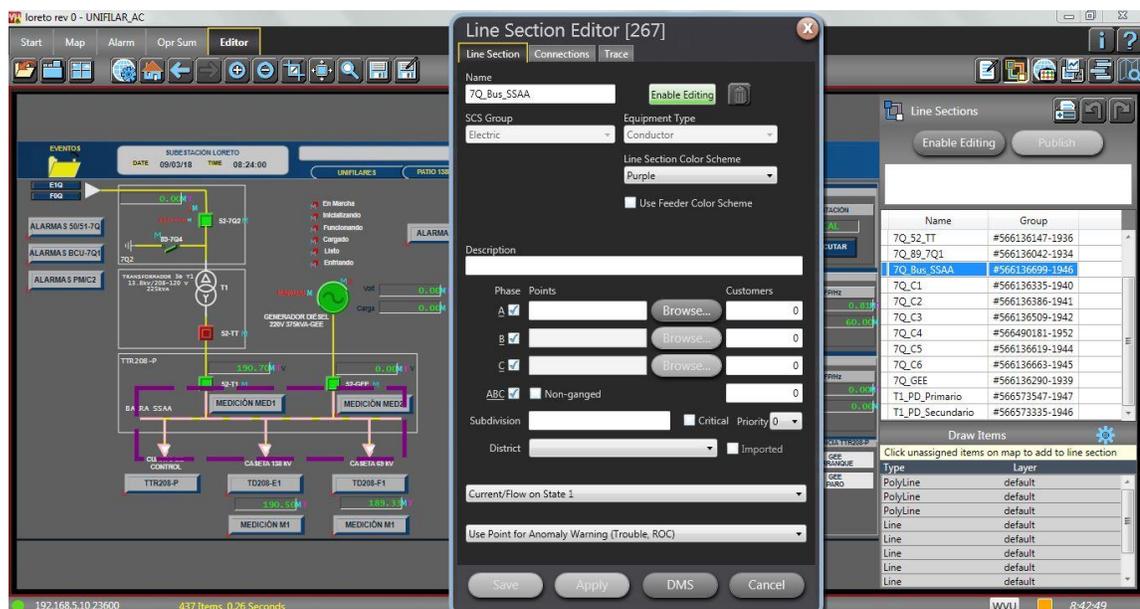


Figura 5.36. Configuración para el juego de colores de las Barras
Fuente: El Autor

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

En la finalización del Diseño de un Sistema SCADA para el Control y Monitoreo de equipos de patio de 69kV en la Subestación Loreto, a partir de la experiencia vivida durante el proceso de esta, se han obtenido las siguientes conclusiones:

- Tener el control y monitoreo para la supervisión de equipos resulta ser una gran necesidad más que una alternativa, puesto que con un centro de mando se tiene un mayor alcance de visualización del proceso que realizan los equipos, permitiendo la efectiva y adecuada respuesta del Operador ante cualquier situación que se presente.
- La elección de todas las aplicaciones es fundamental para el debido proceso de configuración de comunicación y sincronización de los equipos de patio y de los diferentes tableros con la Unidad Terminal Máster (o MTU), así como del software que permitirá realizar el diseño de las pantallas HMI.
- Es indispensable integrar cada uno de los dispositivos en campo con la Base Central, ya que de esta manera se podrá contar con la mayor cantidad de información posible y que es importante para el desarrollo y así brindar un servicio eléctrico de calidad con continuidad.
- Como última conclusión, podemos mencionar que para realizar un excelente trabajo es necesario contar con todas las herramientas, así como del personal adecuado para realizar todas las tareas necesarias con el fin de cumplir el objetivo: entregar un trabajo que permita el adecuado y servicio continuo de energía eléctrica.

6.2 Recomendaciones

Durante el periodo de trabajo para el Diseño del Sistema SCADA de la Subestación Loreto se toman en consideración las siguientes recomendaciones:

- Contar con la implementación de los Sistemas SCADA por parte de las empresas dedicadas a la industria como a la generación y distribución de energía eléctrica, ya que estos sistemas permiten tener mayor control y supervisión del estado de los dispositivos, así como sus cambios de estado.
- Proyectar en las Universidades con carreras afines a la Ingeniería Eléctrica la práctica y el aprendizaje de cada uno de los diferentes softwares utilizados, para poder tener una experiencia previa a la ejecución de proyectos en el ámbito profesional.
- Realizar adecuadamente la configuración de los protocolos para la correcta comunicación de los equipos ubicados en los tableros, ya que de esta forma se podrá contar con una mayor rapidez en la recepción de datos para así poder observarse en las pantallas HMI.
- Anidar o direccionar de forma correcta cada una de las señales ubicadas en la base de datos, de lo contrario, la información que se reciba por parte de los Relés sería inconsistente o errónea y no reflejaría lo que en verdad sucede en el momento de cambios de estado.
- Contar con la información debidamente revisada y aprobada por las partes involucradas (cliente y fiscalizador), para así contar con el listado de señales admitido con sus respectivos nombres y evitar futuros cambios de estas.

BIBLIOGRAFÍA

- Bailey, D. (2003). *Practical SCADA for industry*. Newnes.
- Briozzo, C., & Simon, M. (2008). Pararrayos no convencionales. *7mo Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM*, 8, 207–227.
- Bruno, L. G. (2009, septiembre 21). Ingeniería Eléctrica Explicada: Conceptos sobre celdas de MT. Recuperado el 27 de agosto de 2017, a partir de <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/09/conceptos-sobre-celdas-de-mt.html>
- Características SCADA - Automatización y control. (s/f). Recuperado el 5 de enero de 2018, a partir de <https://sites.google.com/site/automatizacionycontrol4/automatizacion/scada/caracteristicas-scada>
- Cobo, R. (2007, octubre). Revista Electroindustria - Protocolo DNP 3. Recuperado el 31 de enero de 2018, a partir de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=804>
- Compuertas Lógicas - Electrónica Digital Circuitos. (s/f). Recuperado el 13 de febrero de 2018, a partir de <https://sites.google.com/site/electronicadigitalmegatec/home/compuertas-logicas>
- Frías, J. D. M. (2012). *Introducción a los sistemas digitales*. Enero.
- Harper, G. E. (2005). *El libro práctico de los generadores, transformadores y motores eléctricos*. Editorial Limusa.
- Home - Advanced Distribution Management Systems (ADMS) |. (s/f). Recuperado el 13 de febrero de 2018, a partir de <https://www.survalent.com/>

- Interrupciones De Potencia*. (2009a, junio). Electricidad. Recuperado a partir de <https://es.slideshare.net/teoriaelectro/interruptores-de-potencia>
- Interrupciones De Potencia*. (2009b, junio). Viajes. Recuperado a partir de <https://es.slideshare.net/teoriaelectro/interruptores-de-potencia>
- Krutz, R. L. (2005). *Securing SCADA Systems*. John Wiley & Sons.
- Liu, J., Xiao, Y., Li, S., Liang, W., & Chen, C. P. (2012). Cyber security and privacy issues in smart grids. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, 14(4), 981–997.
- Marco. (2012, marzo 8). Transformador. Recuperado el 27 de agosto de 2017, a partir de <https://subestacion.wordpress.com/transformador/>
- Márquez, V., & Alejandro, J. (2010). Estudio y pruebas del protocolo de comunicación DNP3.0 sobre TCP/IP para la comunicación entre la Central de Generación Cumbayá de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y el CENACE. Recuperado a partir de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2153>
- Mazú, A. (2006, diciembre). Revista Electroindustria - Estándar IEC 61850 para subestaciones eléctricas. Recuperado el 1 de febrero de 2018, a partir de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=643>
- Moreno, M. (2002). Controlador Lógico Programable (PLC). *Automación Micromecánica Saic*, 1, 84.
- Nuño, F. (2010, mayo). *La norma IEC 61850: estándar de comunicación para subestaciones eléctricas*. Tecnología. Recuperado a partir de <https://es.slideshare.net/fnuño/la-norma-iec-61850-estndar-de-comunicacin-para-subestaciones-elctricas>
- Penín, A. R. (2011). *Sistemas SCADA*. Marcombo.

- Pérez, E. (2015). Los sistemas SCADA en la automatización industrial. *Revista Tecnología en Marcha*, 28(4), 3–14.
- Perlaza, D., & Delgado, A. (2005). Detección de Fallas en Sistemas de Potencia con Chip ADN en FPGA. *XI Taller Iberchip*, 28–30.
- Picerno, A. (2010, abril 6). Compuertas lógicas. Recuperado el 6 de febrero de 2018, a partir de <http://electronicacompleta.com/lecciones/compuertas-logicas/>
- Revista Electro Industria - SCADA para redes de Transmisión y Distribución Eléctrica. (2012, abril). Recuperado el 2 de enero de 2018, a partir de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1817>
- Rossi, S. (2015). ¿Cómo funcionan los pararrayos? Recuperado el 27 de agosto de 2017, a partir de <http://www.vix.com/es/btg/curiosidades/2011/02/28/como-funcionan-los-pararrayos>
- Santana, H. A., Sarmiento, D. A. L., & Trujillo, E. R. (2013). REDES DE COMUNICACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA - UN PASO HACIA LA TECNOLOGÍA DE LAS REDES INTELIGENTES SMART GRIDS. *Redes de Ingeniería*, 3(2), 77–91.
- SCADA - Advanced Distribution Management Systems (ADMS). (2018). Recuperado el 13 de febrero de 2018, a partir de <https://www.survalent.com/scada/>
- Seccionadores y Cuchillas de Tierra. (2017, marzo 18). Recuperado el 27 de agosto de 2017, a partir de <https://slidedoc.es/modulo-ii-4-seccionadores-y-cuchillas-de-tierra-doc-pdf>
- SEL-411L Sistema de protección, automatización y control de diferencial de línea avanzado. (2014). Recuperado el 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/411l/?term=sel%202414>

- SEL-451 Sistema de protección, automatización y control de bahía. (2014). Recuperado el 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/451/>
- SEL-487B Relé diferencial de barras y de falla de interruptor SEL-487B. (2014). Recuperado el 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/487b/>
- SEL-487E Relé de protección de transformador. (2014). Recuperado el 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/487e/>
- SEL-751 Relé de protección de alimentador. (2014). Recuperado el 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/751/>
- SEL-2414 Supervisor de transformador. (2014). Recuperado el 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/2414/>
- SEL-2440 Controlador discreto de automatización programable. (2014). Recuperado el 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/2440/>
- SEL-2488 Reloj de red sincronizado por satélite. (2014). Recuperado el 8 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/2488/>
- SEL-2730M Switch Ethernet administrable de 24 puertos. (2014). Recuperado el 8 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/2730M/>
- Tocci, R. J., & Widmer, N. S. (2003). *Sistemas digitales: principios y aplicaciones*. Pearson Educación.
- Toscano Palacios, M. A. (2010). Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de Datos.
- Viera, A., Paul, D., Barrionuevo, A., & Leonardo, W. (2015). Diseño e implementación de un sistema de control, supervisión y adquisición de datos (scada) para una

unidad de generación de vapor. Recuperado a partir de
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/13593>



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Aldaz Macías Kevin Rogerd** con C.C: # 0930247218 autor del trabajo de titulación: **“Diseño de un Sistema de Control y Monitoreo para equipos de patio de 69kV a través de un programa SCADA para la S/E Loreto”**, previo a la obtención del título de **Ingeniero Eléctrico-Mecánico**, en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 9 marzo de 2018

f. _____

Aldaz Macías, Kevin Rogerd

C.C: 0930247218



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Diseño de un Sistema de Control y Monitoreo para equipos de patio de 69kV a través de un programa SCADA para la S/E Loreto		
AUTOR:	Aldaz Macías, Kevin Rogerd		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES) (apellidos/nombres):	Ing. Montenegro Tejada, Raúl		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería Eléctrico-Mecánica		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero Eléctrico-Mecánico		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	9 de marzo de 2018	No. DE PÁGINAS:	85
ÁREAS TEMÁTICAS:	Distribución eléctrica, Comunicación, Monitoreo.		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	SCADA, HMI, RTU, MTU, Control, Supervisión, Sistema		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):	<p>La necesidad de monitorear de forma más exhaustiva el cambio de estado de los equipos de patio y tableros ha ido cambiando de manera significativa, por lo que ha llevado a que se diseñen aplicaciones que permitan realizar esta función sin la necesidad de tener que movilizarse de un sitio a otro para poder llevar un control del estado de los diferentes dispositivos.</p> <p>En la actualidad, la aplicación de un software que permita realizar las actividades de supervisión y control de equipos es posible a través del ya conocido Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA), el cual por medio de un HMI permite a una persona (Operador), cumplir con las funciones antes mencionadas.</p> <p>El propósito del presente trabajo es la de demostrar a estudiantes de Ingeniería Eléctrica y profesionales con dicho título el proceso de desarrollo o diseño de un Sistema SCADA para una Subestación Eléctrica para el proceso de captación de información y que es exigida por las respectivas entidades públicas dentro del Ecuador.</p>		
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593-4-2829968 / 0982921691	E-mail: keroalma@gmail.com	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Nombre: Philco Asqui, Luis Orlando		
	Teléfono: (04) 2 202935 ext.2007		
	E-mail: luis.philco@cu.ucsg.edu.ec / ute@cu.ucsg.edu.ec		

SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA

Nº. DE REGISTRO (en base a datos):	
Nº. DE CLASIFICACIÓN:	
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):	