



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

**“DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL Y COMUNICACIÓN  
BASADO EN EL ESTANDAR IEC-61850 PARA LA  
SUBESTACIÓN SANTA ROSA – CNEL EP SANTA ELENA”**

**INFORME DE MATERIA INTEGRADORA**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERA EN ELECTRICIDAD**

**OLGA JUDITH LARREA BEDOR**

**INGENIERO EN TELEMÁTICA**

**ANÍBAL HERNÁN CASTAÑEDA SARMIENTO**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**AÑO: 2017**

## **AGRADECIMIENTOS**

A nuestros padres, hermanos y demás familiares cercanos. A los profesores evaluadores Cristóbal Mera, PhD y Gabriel Astudillo, PhD. Al Ingeniero Luis Buele, quien, con su ayuda desinteresada, nos brindó información relevante, óptima y pertinente a la realidad de nuestras necesidades. A CNEL EP Santa Elena, empresa en la que será plasmado nuestro informe de materia integradora. A nuestro amigo, Diego, por sus consejos y apoyo constante en el proyecto. A nuestra Alma Mater ESPOL por la educación brindada durante nuestro periodo de estudio.

## **DEDICATORIA**

A mis padres Guillermo y Zoila por ser inspiración para lograr mis objetivos, sus ejemplos de perseverancia y lucha constante me impulsan a seguir adelante.

A mis hermanas Johanna y Carla por ser ejemplo de hermanas mayores; a mi Tío Vicente por ser mi erudito y tenerme mucha paciencia.

A mis amigos y amigas por su apoyo en mi formación profesional e integral, gracias por su sincera amistad.

Finalmente, a mis maestros, autoridades, a mi querida Alma Mater ESPOL y FEPOL por marcar cada etapa de mi camino universitario.

Olga Judith Larrea Bedor

A mis padres y hermanos quienes han sido motor y guía en todos mis años de estudio. Gracias por su ayuda incondicional y motivación constante a lo largo de este camino.

Aníbal Hernán Castañeda Sarmiento

## TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

.....  
**Cristóbal Mera Gencón, PhD**

PROFESOR DE MATERIA INTEGRADORA  
Y TUTOR ACADÉMICO

.....  
**Gabriel Astudillo Brocel, PhD**

TUTOR ACADÉMICO Y  
PROFESOR DE MATERIA INTEGRADORA

***“DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL Y COMUNICACIÓN BASADO EN EL ESTÁNDAR IEC-61850 PARA LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA-CNEL EP SANTA ELENA” (OLGA JUDITH LARREA BEDOR Mat. # 201011996).<sup>1</sup> Y (ANÍBAL HERNÁN CASTAÑEDA SARMIENTO Mat. # 201223359).<sup>2</sup>***  
*II TÉRMINO - 2017*

## DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

.....  
Hernán Aníbal Castañeda Sarmiento

.....  
Olga Judith Larrea Bedor

## RESUMEN

CNEL-EP Santa Elena, apunta a mejorar el sistema de automatización de Subestaciones, para lograrlo, requiere partir de un estudio del sistema de automatización actual, usando como referencia una subestación piloto. La Subestación Santa Rosa fue tomada como referencia para el estudio.

En el capítulo 1 se detalla la problemática del proyecto y se hace referencia al Estándar IEC 61850 para mejorar el sistema de automatización de las subestaciones en Santa Elena, debido a los beneficios que ofrece la norma. Se describen también los objetivos y el alcance del proyecto.

Se realiza un análisis de la subestación en el Capítulo 2, en el que se mencionan los equipos que conforman la subestación (de patio y comunicación), como también, una introducción del estándar IEC 61850 mencionando las 10 partes que lo componen y un detalle de las partes que fueron usadas en el proyecto.

En el capítulo 3, se realiza el estudio del sistema de control y comunicación cumpliendo con los requisitos de la norma. Para el diseño del sistema de comunicación se proponen 3 topologías de red distintas, se escoge la más idónea basados en tiempos de respuesta de la red y costos de equipos. Se propone el cambio de equipos de protección IED's para la subestación, acorde con el estándar y se realiza el diseño del sistema de control en el software del fabricante (Digsig 5) detallando el uso e implementación de este.

**Palabras claves:** IEC 61850, IEDS, DIGSI 5, Cuadro de funciones continuas, Interbloqueos, Arquitecturas de comunicación.

## **ABSTRACT**

*CNEL-EP Santa Elena, aims to improve the Substation automation system, to achieve this, it requires a study of the current automation system, using as a reference a pilot substation. The Santa Rosa Substation was taken as a reference for the study.*

*Chapter 1 details the problem of the project and refers to the Standard IEC 61850 to improve the automation system of substations in Santa Elena, due to the benefits offered by the standard. The objectives and scope of the project are also described.*

*An analysis of the substation is carried out in Chapter 2, which mentions the equipment that makes up the substation (yard and communication), as well as an introduction of the IEC 61850 standard mentioning the 10 parts that make it up and a detail of the parts that were used in the project.*

*In chapter 3, the study of the control and communication system is carried out in compliance with the requirements of the standard. For the design of the communication system, 3 different network topologies are proposed, the most suitable being chosen based on network response times and equipment costs. The change of IED's protection equipment for the substation is proposed, according to the standard and the design of the control system in the software of the manufacturer (Digsig 5) detailing the use and implementation of this.*

**Keywords:** *IEC 61850, IEDS, DIGSIG 5, Continuous Function Chart, Interlocking, Communication architecture.*

# ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS .....	ii
DEDICATORIA.....	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN.....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA.....	v
RESUMEN .....	i
<i>ABSTRACT</i> .....	ii
ÍNDICE GENERAL .....	iii
ÍNDICE DE FIGURAS .....	vi
ÍNDICE DE TABLAS .....	viii
ABREVIATURAS.....	IX
CAPÍTULO 1 .....	1
1. INTRODUCCIÓN .....	1
Antecedentes.....	1
1.2 Problema.....	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo general .....	3
1.3.2 Objetivos específicos .....	3
1.4 Justificación.....	3
1.5 Alcance.....	4
CAPÍTULO 2.....	5
2. ESTÁNDAR IEC-61850.....	5
2.1 Beneficios del estándar .....	5
2.2 Partes del estándar IEC 61850 .....	5
2.3 Lenguaje de configuración de subestaciones (SCL) .....	7
2.4 Datos en SCL .....	8



2.5	Modelo de datos .....	8
2.6	Nodos Lógicos.....	9
2.7	Diagnóstico actual de la subestación Santa Rosa.....	10
2.7.1	Descripción del esquema topológico de la subestación Santa Rosa .....	10
2.7.2	Niveles jerárquicos de la S/E Santa Rosa.....	11
2.7.3	Descripción de los equipos de patio de la S/E Santa Rosa (nivel 0) .....	13
2.7.4	Descripción de los equipos del cuarto de control de la S/E Santa Rosa (nivel 1) .....	15
2.7.5	Descripción de los equipos de control de subestación (nivel 2) .....	20
2.8	Arquitectura de comunicación actual.....	21
CAPITULO 3.....		24
3.	METODOLOGÍA DE COMUNICACIÓN Y CONTROL .....	24
3.1	Sistema de comunicaciones para la subestación Santa Rosa .....	24
3.1.1	Arquitectura en Cascada .....	25
3.1.2	Arquitectura tipo Anillo .....	26
3.1.3	Arquitectura tipo estrella.....	29
3.2	Análisis de topologías de red .....	29
3.2.1	Datos para el sistema de comunicación.....	29
3.2.2	Alternativas para el diseño del sistema de comunicación .....	30
3.3	Velocidad de transmisión .....	32
3.3.1	Tiempo en alternativa 1 .....	33
3.3.2	Tiempo en alternativa 2 .....	34
3.3.3	Tiempo en alternativa 3 .....	34
3.4	Análisis de las alternativas de comunicación .....	34
3.4.1	Tiempos de respuesta.....	34
3.4.2	Costos de equipos.....	35
3.4.3	Análisis de costos incluyendo Recursos de personal y equipos de protección.....	36

3.5	Conclusión.....	37
3.6	Esquema de control propuesto para la S/E Santa Rosa .....	37
3.6.1	Señales de los equipos de campo.....	43
3.6.2	Lógica de control línea Carolina. ....	46
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	63
	Conclusiones .....	63
	Recomendaciones .....	64
	BIBLIOGRAFÍA .....	65

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Contenido del Estándar IEC 61850 .....	6
Figura 2.2 Modelo de datos.....	8
Figura 3.1 Arquitectura en Cascada (o Bus) .....	26
Figura 3.2 Arquitectura tipo anillo.....	27
Figura 3.3 Arquitectura tipo anillo centralizado.....	27
Figura 3.4 Arquitectura tipo anillo descentralizado.....	28
Figura 3.5 Arquitectura por niveles de voltaje .....	28
Figura 3.6 Arquitectura tipo Estrella .....	29
Figura 3.7 Estructura Alternativa 1 .....	31
Figura 3.8 Estructura Alternativa 2 .....	32
Figura 3.9 Estructura Alternativa 3 .....	32
Figura 3.10: Tiempo de retraso en las diferentes topologías de red .....	35
Figura 3.11: Estudio Económico.....	36
Figura 3.12 Creación del Chart Interlocking .....	38
Figura 3.13 Vista Parcial del "Information routing" de un relé 7SA82.....	41
Figura 3.14 Diagrama Unifilar S/E Santa Rosa .....	47
Figura 3.15 Creación del Chart Interlocking .....	49
Figura 3.16 Interlocks del cierre del Interruptor .....	49
Figura 3.17 Interlocks del seccionador 89L0L .....	50
Figura 3.18 Interlocks del seccionador 89L0B.....	51
Figura 3.19 Interlocks del seccionador 89L0Y.....	51
Figura 3.20 Interlocks del Interruptor 52A1T .....	52
Figura 3.21 Interlocks del Interruptor 52B1T .....	53
Figura 3.22 Interlocks del seccionador 89A1T .....	53
Figura 3.23 Interlocks del seccionador 89A1B .....	54
Figura 3.24 Interlocks del seccionador bypass 89A1Y de la bahía de alta del transformador .....	54
Figura 3.25 Interlocks del seccionador 89B1T .....	55
Figura 3.26 Interlocks del seccionador 89B1B .....	55
Figura 3.27 Interlocks del seccionador 89B1Y de la bahía de baja del transformador .....	56

Figura 3.28 Interlocks del reconectador 52F11 .....	57
Figura 3.29 Interlocks del seccionador 89F11B .....	57
Figura 3.30 Interlocks del seccionador 89F11L.....	58
Figura 3.31 Interlocks del seccionador bypass 89F11Y .....	58
Figura 3.32 Disparos mecánicos externos del transformador .....	59
Figura 3.33 Monitoreo de Voltaje en barra de 69KV .....	59
Figura 3.34 Transferencia de voltaje entre bahías de 69KV.....	60
Figura 3.35 Dispositivos y redes de la S/E Santa Rosa .....	60
Figura 3.36 Creación de mensajes Goose en ventana IEC 61850 Configurator .....	61
Figura 3.37 Protocol Mapping de señales definidas en la norma.....	62

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Tipos de nodos lógicos.....	9
Tabla 3.1 Comparativa entre arquitecturas de comunicación .....	25
Tabla 3.2: Tiempos de transmisión según el tamaño de mensajes.....	33
Tabla 3.3: Tiempos de transmisión .....	34
Tabla 3.4: Costo topología Alternativa 1 .....	35
Tabla 3.5: Costo topología Alternativa 2 .....	35
Tabla 3.6: Costo topología Alternativa 3 .....	36
Tabla 3.7 Costos totales 1.....	36
Tabla 3.8 Costos totales 2.....	37
Tabla 3.9: Listado de señales de IEDs de Línea.....	43
Tabla 3.10: Listado de señales de IEDS de Transformador.....	44
Tabla 3.11 Listado de señales de IEDs de Alimentador.....	45
Tabla 3.13: Lógica XOR .....	48
Tabla 3.14: Bloques de lógica usada en DPS .....	48

## ABREVIATURAS

S/E: Subestación Eléctrica

SNI: Sistema Nacional Interconectado

SAS: Sistema de Automatización de Subestaciones

MEER: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables

CENACE: Centro Nacional de Control de la Energía

SGIP: Smart Grid Interoperability Panel

IED: Intelligent Electronic Device

IEDS: Intelligent Electronic Devices

IEC: International Electrotechnical Commission.

SCADA: Sistema de supervisión y control de adquisición de datos

KV: Kilo Voltios

SCL: Substation Configured Language

ICD: IED Capability Description

SSD: System Specification Description

SCD: System Configuration Description.

MVA: Mega voltios amperios

TC: Transformador de corriente

TP: Transformador de potencial

ACSI: Abstract Communication Service Interface.

LN: Nodo Lógico

LD: Logical Device

DO: Data Objects

CFC: Continous Function Chart

SPS: Simple Point Indicated.

DPC: Double Point Controlable.

GOOSE: Generic Object-Oriented Substation Event

ICD: IED Capability Description

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

### **Antecedentes.**

Los Sistemas de automatización de una subestación o “Substation Automation Systems” (SAS) nos permiten concentrar toda la información de manera centralizada, dotar de seguridad al sistema y operar remotamente las subestaciones conectadas para agilizar procesos de recuperación ante cualquier error imprevisto. [1]

En el concepto de SAS se involucran: generación, transmisión, redes de distribución, protocolos de comunicación, medición y control, administración y gestión estratégica de recursos energéticos; por lo que se hacen uso de diferentes estándares y normativas aplicables a cada área del sector eléctrico. [1]

El Estándar IEC 61850, tuvo acogida por los distintos fabricantes en proyectos piloto o en laboratorios, lo que permitió adquirir conocimiento necesario para que pudiese ser extendido en nuevas subestaciones y lograr la modernización de las ya existentes.

La norma IEC 61850 tiene como finalidad la supervisión, centralización y control de sistemas eléctricos de potencia. Estandariza la ingeniería de automatización de subestaciones y opta por procesos de diseño que garantizan la interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes.

Actualmente se utilizan protocolos como DNP 3.0, MODBUS, LON, etc. Usados en la mayoría de subestaciones del país, sin embargo, debido a los avances tecnológicos estos protocolos no se adaptan a los nuevos requerimientos para la automatización de los sistemas eléctricos (fiabilidad e interoperabilidad). [1]

Por este motivo, fue necesaria la aparición del estándar que cubre los requerimientos futuros y actuales de la automatización en subestaciones, lo que dio lugar al estándar IEC 61850.

En Ecuador, antes del 2013, se estima que el 30% de las Empresas Distribuidoras de Electricidad contaban únicamente con sistemas de supervisión, control y adquisición de datos SCADA y la mayoría de ellas poseían tecnologías obsoletas, sin prestaciones adicionales como es el caso de los sistemas de gestión de la distribución (DMS). El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) con la colaboración de CENACE empieza a formar parte del SGIP “Smart Grid Interoperability Panel” organismo internacional que promueve la armonización de estándares de sistemas y dispositivos, lo que fomentó la implementación del programa Redes inteligentes en Ecuador, con la finalidad de contar con una red más eficiente y flexible, alta disponibilidad y calidad en el suministro de energía.

El estado ecuatoriano tiene como proveedor a la Empresa Schneider Electric que cuenta con la plataforma SCADA y DMS de Telvent, e inician un proceso de homologación de sistemas de automatización en las empresas eléctricas de distribución nacional. Debido a esto, la Unidad de Negocios CNEL EP Santa Elena inicia el proceso de transición hacia la homologación de subestaciones para la adquisición de nuevos equipos de protección y control con el estándar IEC 61850, sin embargo, aún no se encuentran habilitados al sistema SCADA.

## **1.2 Problema.**

En el año 2014, CNEL EP Santa Elena comienza a implementar la automatización de subestaciones utilizando un sistema de comunicación de rendimiento regular, pero con visión a implementar la norma IEC 61850. No obstante, aplicar el estándar requiere una red de comunicaciones robusta, que cumpla con regulaciones básicas que se indican en la norma. Además,



no existe un diseño aplicado del estándar IEC 61850 en ninguna subestación de Santa Elena.

### **1.3 Objetivos.**

#### **1.3.1 Objetivo general**

Diseñar el sistema de control y comunicación basado en el estándar IEC 61850 para la Subestación Santa Rosa, perteneciente a la Unidad de Negocio CNEL EP Santa Elena.

#### **1.3.2 Objetivos específicos**

Evaluar el sistema de control y comunicaciones actuales en la subestación eléctrica Santa Rosa perteneciente a la Unidad de Negocios CNEL EP Santa Elena.

Diseñar los sistemas de control y comunicación compatibles con el estándar IEC 61850 en la subestación Santa Rosa.

Realizar el análisis técnico-económico entre los distintos diseños propuestos de comunicación.

### **1.4 Justificación.**

El Centro de Operaciones de Distribución de CNEL EP Unidad de Negocio Santa Elena (STE) cuenta con un sistema SCADA que incluye IEDS integrados por protocolos DNP3 y Modbus, por lo que se requiere actualizar el sistema de automatización de subestaciones con la implementación del estándar IEC 61850 para mejorar aspectos como disponibilidad e interoperabilidad. A esto se suman, las constantes caídas de los enlaces con los IEDS de las subestaciones, a causa de la poca ingeniería de comunicaciones desarrollada al momento de poner en funcionamiento el sistema SCADA.

Para el efecto, se realizará un análisis técnico-económico del que se propondrá el diseño del nuevo sistema que cumpla con las exigencias del estándar IEC 61850 lo que facilitará mejorar el sistema de control y comunicación de la misma.

### **1.5 Alcance.**

En el presente proyecto, se realizarán las siguientes actividades con fines académicos:

Revisión y levantamiento del estado actual del sistema de control y protección de la subestación.

Análisis de la red de comunicaciones actual para identificar fallas de caída de enlace en los equipos que componen la red de comunicación de la subestación.

Familiarización sobre el manejo de IEDS presentes en la subestación Santa Rosa con sus respectivos “software” de configuración.

Realización del diseño de control compatible con el estándar IEC 61850 y con los lineamientos técnicos de CNEL EP.

Presentación de una memoria técnica y planos del diseño elaborado, de forma exclusiva, para CNEL EP Santa Elena, así como el respectivo análisis técnico-económico del presente proyecto.

## CAPÍTULO 2

### 2. ESTÁNDAR IEC-61850.

El proceso actual de automatización de las subestaciones eléctricas se enfoca, principalmente, en la forma correcta de operación y la funcionalidad de los equipos que conforman la subestación. [2]

La norma IEC 61850 es un estándar internacional para la comunicación de equipos de control, protección y medición en una subestación eléctrica. La necesidad de unificar los diferentes protocolos de comunicación, tanto, estandarizados como propietarios surge con el fin de conseguir interoperabilidad [3] entre fabricantes.

#### 2.1 Beneficios del estándar

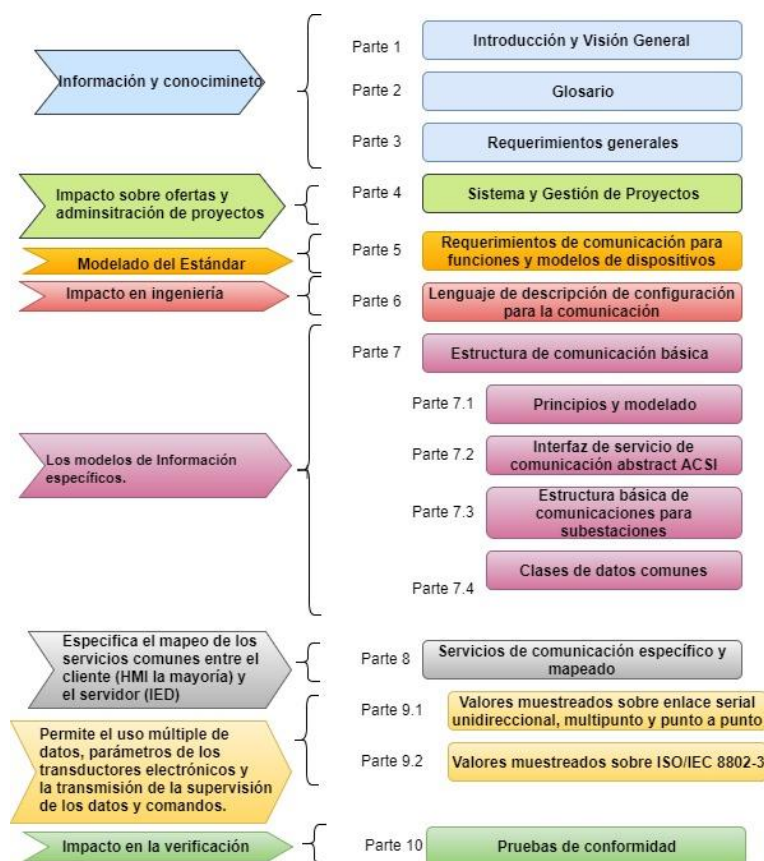
De acuerdo con el estándar IEC61850, se recopilan los beneficios que brinda. A continuación: [4]

##### **Beneficios del estándar IEC 61850**

- Implementación de tecnología actual
- Asignación libre de funciones
- Sistema de mantenimiento a largo plazo (más 60 años)
- Conexión punto a punto (conexión directa)
- Intercambio de datos de alta velocidad

#### 2.2 Partes del estándar IEC 61850

Como se observa en la **Figura 2.1**, el estándar IEC 61850 está compuesto de 10 partes. Para la realización del presente proyecto integrador nos centraremos en las partes cinco, siete y ocho, las que se describen en detalle a continuación



**Figura 2.1 Contenido del Estándar IEC 61850**

### **Parte 5: Requerimientos de comunicación para funciones y modelos de dispositivos (IEC 61850-5)**

En este capítulo se reseñan los requerimientos de comunicación entre los IEDs que componen la subestación y el centro de control, el mantenimiento preventivo y correctivo.

Menciona también las distintas funciones para protección, control y supervisión del sistema, garantizando confiabilidad y suministro económico de energía.

Clasifica las diferentes funciones como:

- Funciones del sistema
- Funciones para mantenimiento y configuración del sistema
- Funciones de control
- Funciones de automatización

### **Parte 7: Estructura básica de comunicación para subestación y equipos de alimentación – Principios y modelos**

Se introduce en la norma los métodos de modelamiento, principios de comunicación y modelos de información a ser implementados en una subestación. Alude a diferentes topologías de red usadas para la implementación del estándar y el intercambio de información para sistemas de automatización mediante el tipo de modelo de dato. La norma define tipos de datos comunes como datos de medidas, señales binarias, señales analógicas e información de descripción. Se define por medio de servicios el intercambio de información entre dispositivos del sistema como por ejemplo el nivel de aceite del transformador, posiciones de interruptores, que son enviados como reportes a otro dispositivo.

#### **Parte 8: Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM) – Mapeo para MMS (ISO 9506-1 e ISO9506-2) y para ISO/IEC 8802-3 (IEC 61850-8-1)**

El modelo abstracto de datos y servicios tiene que ser realizado por el nivel de aplicación de la pila de comunicación. Esta parte especifica el mapeo de los servicios comunes entre el cliente (HMI la mayoría) y el servidor (IED) y de la comunicación de los eventos en la subestación orientados a objetos genéricos (GOOSE) entre dispositivos.

### **2.3 Lenguaje de configuración de subestaciones (SCL)**

La norma IEC 61850 [5], en el apartado 6, determina el lenguaje descriptivo de configuración basado en estándares XML. El SCL indica el sistema, detallando interconexiones entre equipos de la subestación mediante el diagrama unifilar, también evidencia la asignación de nodos lógicos a los equipos y unidades del diagrama, en donde precisa funcionalidad, puntos de acceso a subredes según la arquitectura cliente-servidor.

El principal objetivo de SCL es el intercambio de datos entre equipos de diferentes fabricantes, es decir, cumple con la interoperabilidad.

SCL da la versatilidad de agregar nuevas funciones y atributos opcionales, o a su vez agregar un nuevo elemento.

## 2.4 Datos en SCL

La información se guarda en archivos con distintas extensiones, las cuales son:

Archivos .ICD (IED Capability Description) que sirve para el intercambio de información desde las opciones de configuración de sistema y el IED, que remarca capacidades funcionales y de ingeniería de un IED

Archivos .SSD (System Specification Description) sirven para el intercambio de información desde una herramienta del sistema y el configurador del mismo. Indica las funciones de una subestación, los diagramas de línea simple y los nodos lógicos a usar.

Archivos .SCD (System Configuration Description) Contiene información de todos los equipos IEDS y su configuración de flujo de datos.

Archivos .CID (Configured IED Description) Contiene información de las comunicaciones de los IEDS en el proyecto configurando su dirección en la red.

Archivos .SED (System Exchange Description) Son usados para intercambio de información entre configuradores de sistemas de proyectos distintos.

## 2.5 Modelo de datos

La norma propone conceptos utilizados para definir el modelo de datos. Se observa en la Figura 2.2, la descripción del modelo de datos del estándar IEC 61850 en un equipo IED.

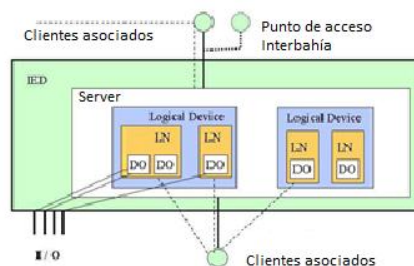


Figura 2.2 Modelo de datos [6]

El modelo de datos inicia con una cabecera que identifica el archivo de configuración y especifica las opciones del mapeo de nombres de señales. Enuncia las partes funcionales de la subestación, se conoce equipos

primarios y sus conexiones eléctricas. Los nodos lógicos definen funcionalidad del sistema de automatización.

El modelo refiere también puntos de acceso, dispositivos, nodos lógicos haciendo referencia a la figura 2.2, Data Object y servicios de comunicación.

## 2.6 Nodos Lógicos

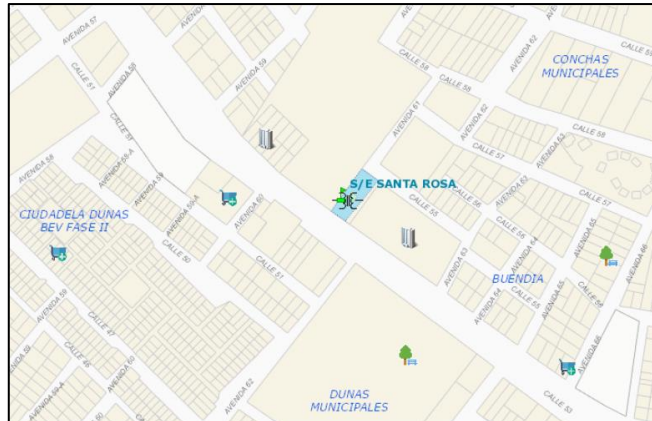
El estándar propone utilizar una estructura muy pequeña de información, llamada Nodos Lógicos que contiene información estructural de la subestación.

En la Tabla 1, se resume la cantidad y grupos de LN como también la nomenclatura que usa el estándar para diferentes funciones.

Indicador	Grupo de LN	Funciones	Cantidad
A	Control automático	ATTCC, ANCR, ARCO, AVCO	4
C	Control de supervisión	CPOW, CALH, CILO, CSWI	5
G	Funciones Genéricas	GSAL, GAPC, GGIO	3
I	Interfaces y archivos	ITMI, IARC, ITCI, IHMI	4
M	Medidas	MSQI, MHAI, MMTR, MMXU	8
L	LN del sistema		3
P	Funciones de protección	PDIF, PDIS, PIOC, PTOC, etc.	28
R	Funciones relacionadas con protecciones	RSYN, RREC, etc.	10
S	Sensores y Monitorización	SIMG, SARC, SPDC	4
T	Transformadores de Medida	TCTR, TVTR	2
X	Aparallaje	XCBR, XSWI	2
Y	Transformadores de Potencia	YPSH, YEFN, YLTC, YPTR	4
Z	Otros equipos	ZMOT, ZGEN, ZBAT, etc.	15

**Tabla 2.1 Tipos de nodos lógicos**

## 2.7 Diagnóstico actual de la subestación Santa Rosa



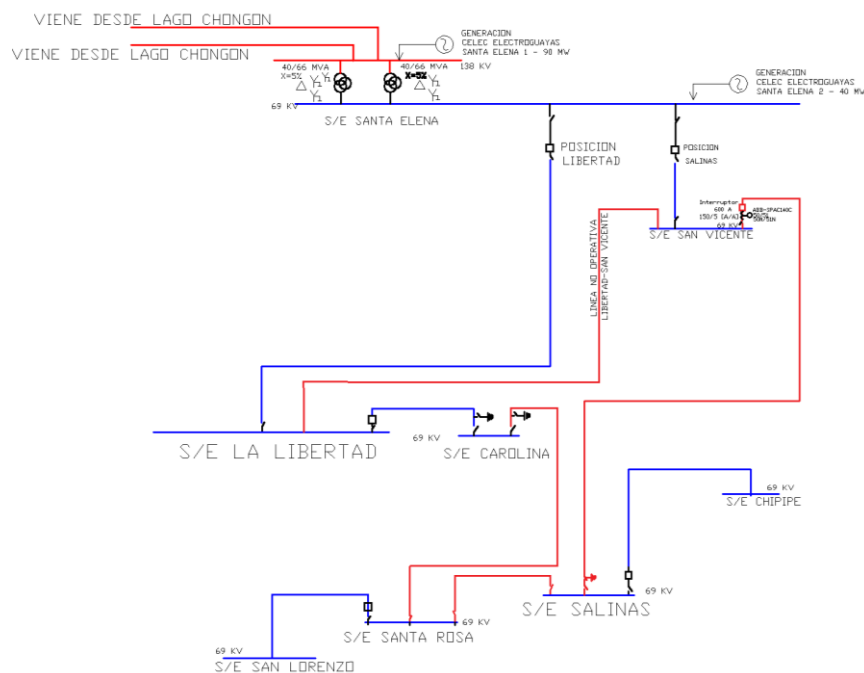
**Figura 2.3 Ubicación de S/E Santa Rosa en Geoportal CNEL**

La subestación Santa Rosa de la Unidad de negocios CNEL Santa Elena se levanta sobre 1838,8 metros cuadrados, se encuentra ubicada en la Parroquia Santa Rosa de la Ciudad de Salinas perteneciente a la Provincia de Santa Elena.

Sus coordenadas geográficas son:

- Latitud: -2.221548
- Longitud: -80.943547

### 2.7.1 Descripción del esquema topológico de la subestación Santa Rosa



**Figura 2.4 Anillo que forma bahía Salinas con posición San Vicente**



La S/E Santa Rosa es una subestación de distribución, transformación y de paso, alimentada en 69KV, usualmente, a través de la Línea de Subtransmisión Carolina-Santa Rosa. Es una de las más importantes ya que forma un anillo con las S/E Salinas y San Vicente como se observa en la **Figura 2.4** del diagrama unifilar de Santa Elena.

En la **Figura 2.5**, se muestra el diagrama unifilar de la S/E Santa Rosa, consta de un patio de 69 KV y uno de 13,8 KV topológicamente dispuestos en barra simple. La barra de alta posee dos bahías de llegada, una bahía de salida, una bahía de Transformación para transformación de potencia. El lado de baja posee una bahía de llegada del transformador de Potencia y cuatro bahías de salidas para los alimentadores de media tensión.

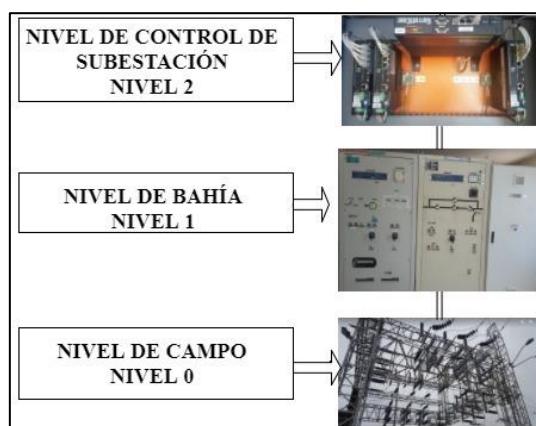
### 2.7.2 Niveles jerárquicos de la S/E Santa Rosa

En la Subestación Santa Rosa, se distinguen los siguientes niveles jerárquicos que permiten el control, supervisión y protección:

Nivel (0) de Campo o Proceso

- Nivel (1) de Posición o Control de bahía
- Nivel (2) de Control de Subestación

En la **Figura 2.6**, podemos observar los niveles jerárquicos de una subestación eléctrica.



**Figura 2.6 Niveles jerárquicos de la subestación**



### **Nivel (0) de Campo o Proceso**

En este nivel, encontramos a los equipos de patio o de maniobra. La S/E Santa Rosa posee dos patios (69 y 13,8 KV) en esquema topológico de barra simple.

### **Nivel (1) de Bahía**

En este nivel, se encuentran todos los equipos del cuarto de control. Los equipos que realizan funciones de supervisión, control y protección se los conoce como Dispositivos Electrónicos Inteligentes IEDS.

En la Subestación Santa Rosa, existen varios tipos de IEDS encargados de proteger los elementos que conforman a la subestación:

- Relé de Protección de Línea
- Relé de Protección diferencial de transformadores (87T)
- Relé de Protección de alimentadores

Este nivel se encarga directamente de interactuar con el nivel de campo mediante el procesamiento de las señales analógicas y digitales para el funcionamiento de los equipos de protección.

### **Nivel (2) de Control de Subestación**

En este nivel, se encuentran las consolas locales HMI, así como el Gateway RTU de marca "Sailtel Schneider Electric" de la subestación, lo que permite la operación local desde una consola ubicada en la subestación y operación remota con el centro de control (nivel 3) de la Unidad de Negocios CNEL EP Santa Elena.

#### **2.7.3 Descripción de los equipos de patio de la S/E Santa Rosa (nivel 0)**

Los equipos del patio de maniobras llamados también equipos primarios, conforman el nivel 0 de una subestación y dentro de sus funciones se

encuentran: transformación (transformadores de potencia), medición (transformadores de instrumentación), seccionamiento (disyuntores, seccionadores...), etc.

Se hace necesario conocer cada una de las características y funcionamiento de los equipos eléctricos instalados en los patios de maniobra de 69 KV y 13,8KV.

A continuación, se los enlista por nivel de tensión:

#### Barra de alta tensión 69KV

- 3 disyuntores a gas SF6 marca Alstom Tanque muerto
- 15 seccionadores manuales con mando tripolar y bloque electromecánico.
- 4 x 3 transformadores de corriente marca Meramec y relación 600:5
- 1 x 3 transformador de potencial, relación  $69/\sqrt{3}$  115

#### Barra de transformación

- 1 transformador de potencia reductor marca Crompton Greaves 10/12,5; tipo de conexión YD.
- 1 disyuntor a gas SF6 marca Crompton Greaves para el lado de alta del transformador.
- 1 disyuntor a gas SF6 marca Crompton Greaves para el lado de baja del transformador.

#### Barra de baja tensión 13,8KV

- 15 seccionadores manuales tipo cuchilla
- 4 reconectores marca Siemens modelo Reyrolle
- 5 transformadores de corriente relación 800:1
- x 3 transformador de potencial, relación  $13,8/\sqrt{3}$  115

#### **2.7.4 Descripción de los equipos del cuarto de control de la S/E Santa Rosa (nivel 1)**

El cuarto de control de la S/E Santa Rosa se encuentra conformado por equipos que realizan funciones de control, medición, protección, supervisión, comunicación y por bancos de baterías encargadas de alimentar de manera continua a los equipos de la subestación.

##### Medidores

La Subestación Santa Rosa cuenta con seis medidores multifunción:

- 4 medidores modelo ION 6200 para alimentadores Santa Rosa, San Lorenzo, Puerto Lucia y Muey
- 1 medidor totalizador modelo ION 7650 para el consumo total de las alimentadoras
- 1 medidor de servicios Auxiliares modelo ION 6200 mide el consumo total del cuarto de control

##### **Relés instalados en la subestación**

##### Relé de protección de transformador

La subestación cuenta con un relé para protección de transformador SEL-387 de las siguientes características:

- 8 entradas de corriente CA
- Frecuencia y rotación de fase, la frecuencia del sistema de 60/50 Hz y la rotación de fase ABC / ACB
- 8 contactos de salida en el modelo estándar
- 6 entradas opto aisladas en el modelo estándar
- Comunicación serial Dos puertos seriales EIA-232 del panel posterior y uno del panel frontal. Un puerto serie EIA-485 de panel trasero con aislamiento de 2.1 KV dc.
- Entrada de código de tiempo IRIG-B demodulado aceptado en el puerto 2 EIA-232 y el puerto EIA-485
- Fuente de alimentación 24/48 V
- Temperatura de funcionamiento -40°C a + 85°C

- Opciones de montaje en bastidor horizontal, panel horizontal y versiones de montaje en panel de proyección disponibles
- Pruebas de resistencia dieléctrica

#### Relé de protección de línea

La subestación cuenta con tres relés para protección de línea SEL-351A de las siguientes características generales:

- Entradas de corriente CA IA, IB e IC
- Entradas de voltaje de CA 300 V máximo
- Contactos de salida estándar Marca: 30 A
- Frecuencia de frecuencia y frecuencia de rotación de 60/50 Hz  
Rotación de fase ABC o ACB
- Puertos de comunicaciones EIA-232, EIA-485
- Puerto Ethernet: Dual 10 / 100BASE-T (conector RJ-45)
- Protocolos de comunicaciones SEL, IEC 61850, Modbus DNP3
- Procesamiento de protección y control
- Fuente de alimentación 125/250 Vcc o 120/230 V CA

#### Relé de alimentadores

La subestación cuenta con cuatro relés para protección de alimentador Reyrolle 7SR23 DAD de las siguientes características generales:

- Protección diferencial general 87/50 (G)
- Protección de falta a tierra restringida 87REF
- Fallo a tierra (50G)
- Supervisión CT (CT50)
- Monitor de eliminación de fallas
- Ocho grupos de configuraciones
- Protección de contraseña
- Auto monitoreo
- Registros de fallas, eventos y formas de onda

## **Relés propuestos por CNEL EP Santa Elena compatibles con el estándar IEC 61850**

### Relé de protección de transformador 7UT85 [7]

- Protección para transformadores de dos devanados con funciones de protección adicionales versátiles
- Protección diferencial de transformador de desplazamiento de fase de un solo núcleo
- Uso universal de los puntos de medición admisibles
- Protección de transformadores de potencia estándar y autotransformadores
- Mayor sensibilidad en el caso de fallas a tierra cercanas al neutro a través de una protección diferencial de falla a tierra separada
- Adaptación flexible al grupo de vectores de transformadores
- Consideración de los procesos de irrupción y sobre excitación
- Comportamiento seguro en el caso de la saturación del transformador de corriente con diferentes grados de saturación
- Potente automatización con CFC gráfico (gráfico de funciones continuas)
- Soporte de línea individual en pantallas pequeñas y grandes
- Puerto Ethernet eléctrico integrado J para DIGSI y completa la funcionalidad IEC 61850 (informes y GOOSE)
- Dos módulos de comunicación conectables opcionales, utilizables para protocolos diferentes y redundantes ( IEC61850, IEC60870-5-103, IEC60870-5-104, Modbus, TCP, DNP3 (serie y TCP)).
- Protocolos de redundancia Ethernet de alta disponibilidad PRP y HSR
- Potente grabación de fallas
- Funciones adicionales para pruebas simples y puesta en marcha

### **Relé de protección de línea 7SA82 [8]**

- Tiempo mínimo de disparo: 19 ms
- 6 bucles de medición independientes (protección de distancia de 6 sistemas)

- Se pueden seleccionar varias funciones de protección de distancia: clásico, método de reactancia (RMD), protección de impedancia para transformadores.
- Protección de respaldo direccional y varias funciones adicionales
- Detección de falla a tierra usando el método de localización de pulso
- Detección de la saturación del transformador de corriente para un disparo rápido con alta precisión
- Protección de arco
- Protección de potencia, configurable como protección de potencia activa o reactiva
- Protección de bajo voltaje de potencia reactiva (protección QU)
- Detección de señales de corriente y tensión hasta el 50º armónico con alta precisión para funciones de protección seleccionadas (como la protección de sobrecarga térmica) y valores de medición operacionales
- Detección de falla a tierra usando el método de localización de pulso
- Protección de enclavamiento de control, sincronización y conmutación
- Editor de lógica gráfica para crear poderosas funciones de automatización en el dispositivo
- Ethernet eléctrica integrada RJ45 para DIGSI 5 e IEC 61850 (informes y GOOSE)
- Comunicación de datos de protección en serie a través de fibras ópticas, conexiones a dos hilos y redes de comunicación (IEEE C37.94 y otros), incluida la conmutación automática entre topología de anillo y cadena
- Protocolos de redundancia PRP y HSR
- Sincronización de tiempo usando IEEE 1588
- Potente grabación de fallas
- Funciones auxiliares para pruebas sencillas y puesta en servicio



### **Relé de protección para alimentador 7SJ82 [9]**

- Protección de sobreintensidad de tiempo direccional y no direccional con funciones adicionales
- Optimización de los tiempos de disparo por comparación de direcciones y comunicación de datos de protección
- Reconocimiento de fallas de tierra estáticas, intermitentes y transitorias (función transitoria) en redes resonantes con conexión a tierra y aisladas
- Protección de arco
- Protección contra sobretensión y bajo voltaje
- Protección de frecuencia y protección de cambio de frecuencia para aplicaciones de deslastre de carga
- Protección de potencia, configurable como protección de potencia activa o reactiva
- Funciones de protección para bancos de condensadores, por ejemplo: sobrecorriente, sobrecarga térmica, desequilibrio de corriente, sobretensión pico o protección diferencial
- Protección de potencia reactiva controlada por bajo voltaje
- Control, "synchrocheck" y sistema de enclavamiento
- Protección contra fallas del interruptor automático
- Protección de reencendido de interruptor automático
- Dos módulos de comunicación conectables opcionales, utilizables para protocolos diferentes y redundantes (IEC 61850, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, Modbus TCP, DNP3 (serie y TCP))
- Protocolos de redundancia Ethernet de alta disponibilidad PRP y HSR
- Unidad de medida fasorial (PMU) para valores medidos por sincrofasores y protocolo IEEE C37.118

Dentro de las características de los diferentes tipos de relés, se detallan las funciones de los actuales y de los propuestos compatibles con el estándar IEC 61850 debido a que los existentes, en la subestación no cumplen con la visión a la que apunta CNEL EP Santa Elena, se hace necesario cambiarlos por los modelos que ofrece Siemens Siprotec 5, con ello se lograrían mejoras en el sistema de comunicación y control de sus subestaciones. Los IEDS marca siemens poseen un software configurable Digsig para mejorar el sistema de automatización de la subestación.

### **2.7.5 Descripción de los equipos de control de subestación (nivel 2)**

#### **Concentrador de datos**

La subestación cuenta con un tablero concentrador de datos que está formado por una unidad terminal remota (RTU) Saitel.

Un RTU es un dispositivo que contiene múltiples microprocesadores, que permiten obtener señales independientes de los procesos y enviar información a un sitio remoto, en nuestro caso, al centro de control de CNEL Santa Elena donde se encuentra nuestro sistema SCADA. La RTU posee controladores lógicos programables o PLC que tienen integrados varios protocolos de comunicación para subestaciones.

La RTU cuenta con un módulo de red que incluye un Router marca GarretCom y 3 Switches de la misma marca, conectados entre sí para crear redundancia, forman una red tipo anillo ya que en caso de fallo de cualquier Switch no se pierda la comunicación y permite obtener una disponibilidad alta en la red. Los módulos de control incluyen puertos RS-232 y Ethernet, en cobre, que permiten implementar la mayoría de estrategias de red, también se puede ampliar el número de puertos RS-232 y RS-485 con módulos de comunicaciones serie adicionales.

## Características

- Preprocesos locales: filtrado y agregación de datos
- Monitorización y control de gran cantidad de IEDs y puntos de la Subestación Eléctrica
- Capacidad para gestionar SOE (Eventos de Secuencia) con resolución de 1 milisegundo
- Extenso catálogo de protocolos de comunicaciones (Maestro-Esclavo)
- Temperatura de funcionamiento: De -40 a 70 °C
- Certificación IEC 61850 (Cliente-Servidor)
- Arquitectura modular
- 4 puertos Fast-Ethernet en cada CPU
- Hasta 96 módulos de adquisición u controla hasta 68 puertos serie

## Estándares de subestaciones IEC 61850

- Cumplen con los requerimientos IEC 61860
- Ofrecen una plataforma flexible para incorporar tareas de tiempo real relacionadas con IEC 61850

## 2.8 Arquitectura de comunicación actual

La subestación Santa Rosa cuenta con una arquitectura de red tipo estrella centralizado que se utilizan en sistemas de automatización de subestaciones básicos, las unidades IEDS se ubican a distancias cortas, y se conectan directamente al Switch, como se muestra en la **Figura 2.7**.

Las características de esta topología son:

- Todas las conexiones utilizan cable par trenzado UTP
- Único punto de fallo crítico
- Reconfiguración rápida

Los equipos del cuarto de control ya mencionados integran la red de comunicaciones existente en la Subestación Santa Rosa.

No existe redundancia de datos en la red actual, por lo que es un sistema de comunicación de fiabilidad baja. Si falla el switch de la subestación se pierde comunicación entre los equipos de protección, lo cual es crítico, por ejemplo, entre las maniobras que CNEL realiza para mantener el servicio a los consumidores finales, en el momento que ocurra una falla en la línea de subtransmisión de llegada de Carolina en 69KV, automáticamente cierra el interruptor de la posición de línea de Salinas: el relé pos-falla genera una señal interna que se envía mediante protocolo GOOSE al relé de línea de Carolina para mandar a cerrar el interruptor y energizar la línea nuevamente para que los usuarios finales no se vean afectados.

El tiempo de envío y recepción de mensajes no superan los 10  $\mu$ s en el caso de mensajes GOOSE con tamaño de 64 Bytes, a una velocidad de transmisión de 100Mbps y el retraso interno del Switch de 7  $\mu$ s, por lo tanto:

Tiempo de transmisión 100Mbps, 64 Bytes \* 8 Bits/byte \* 1/100 Mbps = 5.12  $\mu$ s

Referente a los tiempos de transmisión de datos el sistema de comunicación no se ve afectado.

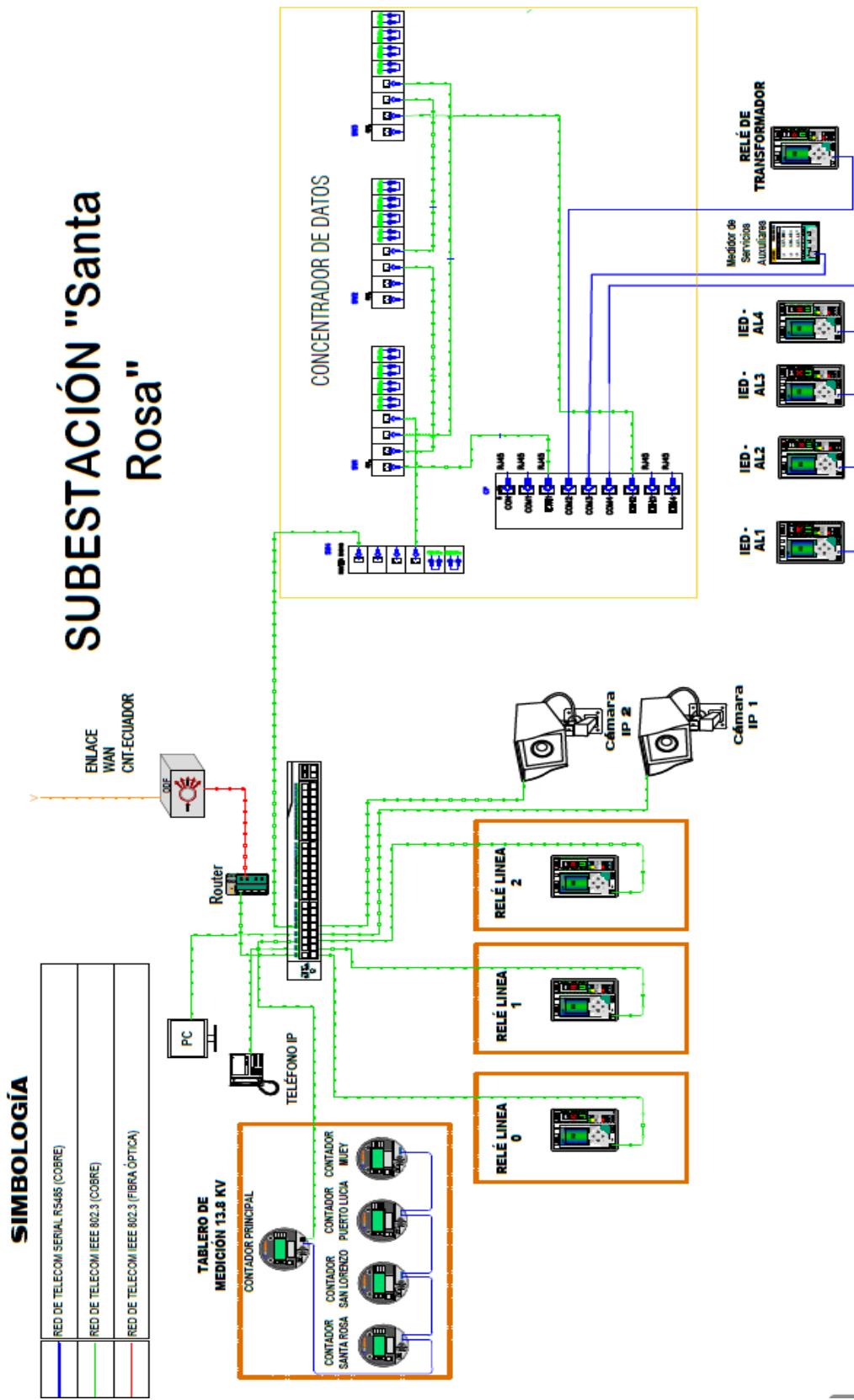


Figura 2.7 Arquitectura tipo estrella centralizado

## CAPITULO 3

### 3. METODOLOGÍA DE COMUNICACIÓN Y CONTROL

#### 3.1 Sistema de comunicaciones para la subestación Santa Rosa

El sistema de comunicación actual cumple con los requerimientos mínimos de CNEL EP sin embargo la empresa pública busca mejorar el sistema de automatización de subestaciones implementado el estándar IEC 61850 por consiguiente, se debe realizar un estudio de un nuevo sistema de comunicación que cumpla con las especificaciones o requisitos mínimos establecidos en la norma.

Hemos mencionado ya, los niveles de automatización de subestaciones, estos niveles se conectan por medio de un sistema de comunicaciones basado en distintos Switches de Ethernet acorde con el Estándar IEC 61850, debido a la distribución de funciones entre dispositivos IEDS.

Los switches de la arquitectura de comunicación pueden estar instalados de forma centralizada o de forma descentralizada. Si utilizamos switches de forma centralizada estamos hablando de una arquitectura tipo estrella, si la conexión entre switches forma una topología descentralizada estamos hablando de una configuración en anillo.

Se puede combinar las arquitecturas estrella y anillo para crear distintas configuraciones como por ejemplo una estrella redundante de anillos que se utiliza en sistemas grandes con alta necesidad de disponibilidad. Si un sistema existe más de un switch, se utiliza fibra óptica para la conexión en anillo.

En las distintas arquitecturas de comunicación se mantiene la interoperabilidad de las unidades IEDS lo cual es la finalidad de la norma.

Para elegir una arquitectura de comunicación acorde con los requerimientos del cliente se debe considerar fiabilidad, funcionamiento y costes. Como los equipos instalados se encuentran dentro de la subestación, pueden verse afectados por interferencias electromagnéticas (EMI) lo cual aumenta el costo de la arquitectura de comunicación porque

es preferible usar fibra óptica frente a cable de cobre para conexión entre equipos y además los Switches presentan un tiempo de vida útil menor a los IEDS alrededor de 50 años frente a 100 años, debido a este factor se prefiere la arquitectura tipo anillo frente a la arquitectura tipo estrella.

Se requiere implementar redundancia en la red para aumentar la disponibilidad, aunque la norma no define ningún concepto de redundancia.

Se plantea elegir una arquitectura de comunicación basadas en las topologías tipo Cascada, Anillo y Estrella, que se implementan comúnmente en subestaciones utilizando Switches Ethernet. En grandes sistemas se puede encontrar modelos híbridos de estas 3 topologías.

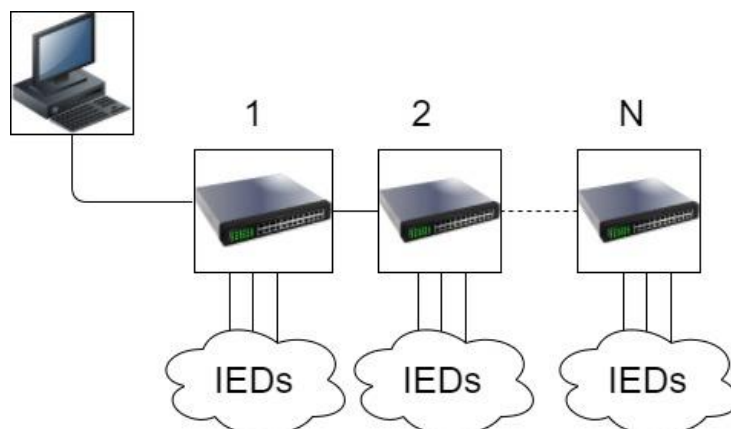
<b>Arquitectura</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Cascada	Rendimiento	Retrasos en la red
		Sin redundancia
Anillo	Rendimiento parecido a la topología en cascada	Switch deben contener activo protocolo RSTP
		Retrasos en la red
Estrella	Disminuye tiempos en la red	Sin redundancia

**Tabla 3.1 Comparativa entre arquitecturas de comunicación**

### **3.1.1 Arquitectura en Cascada**

La arquitectura tipo cascada (**Figura 3.1**) se crea al conectar cada puerto del switch anterior con el siguiente, estos puertos de comunicación normalmente operan a velocidades mayores que los puertos que se conectan a los IEDS.

El número de switches que forman la cascada dependerá principalmente de los requisitos referentes al retraso máximo admitido por el sistema. Por ejemplo, si se quiere enviar un mensaje desde el IED conectado al switch 1 hasta el IED conectado en el switch 2, este mensaje debe soportar retrasos de retransmisión de los switches anteriores y además retardos de tiempo asociado a procesos internos de cada dispositivo.



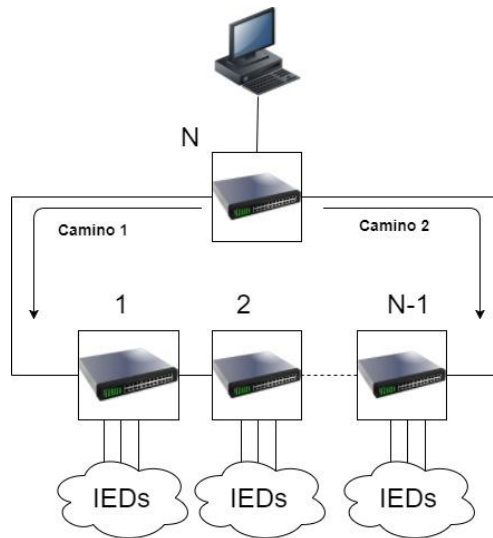
**Figura 3.1 Arquitectura en Cascada (o Bus)**

### 3.1.2 Arquitectura tipo Anillo

La Arquitectura tipo anillo proporciona un mayor nivel de redundancia si ocurre un fallo en las conexiones tipo anillo. Es similar a la arquitectura en cascada, con la diferencia que el lazo se cierra entre el switch 1 y N, como se muestra en la **Figura 3.2**, los switches ethernet conectados en anillo pueden sospechar que los mensajes enviados circulen indefinidamente dentro del lazo. Frente a este posible evento los switches que se conecten al anillo debe poseer el algoritmo “Rapid Spanning Tree Protocol” (RSTP) definido por el estándar IEEE 802.1w, esto permite al switch detectar ciclos e inmediatamente bloquear la circulación del mensaje dentro del ciclo.

RSTP reasigna un nuevo camino para el paso de información si el enlace del camino por defecto se rompe.



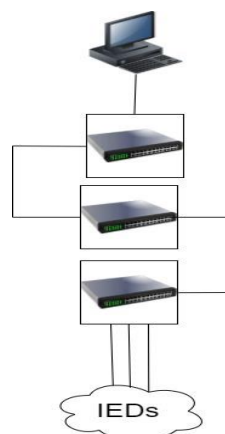


**Figura 3.2 Arquitectura tipo anillo**

Lo datos se envían típicamente por el Camino 1 como se muestra en la figura y suponiendo un fallo físico en esta ruta, la red se reconfigura con el protocolo RSTP, de forma que permite mantener la comunicación por el camino 2 y la red quedaría como una topología tipo cascada.

### Configuración en anillo centralizado

Una arquitectura típica utilizada en sistemas de automatización de subestaciones básicas, los dispositivos se encuentran en un mismo sitio entre distancias cortas entre sí. En la **Figura 3.3** se puede observar las conexiones de los equipos en esta arquitectura.

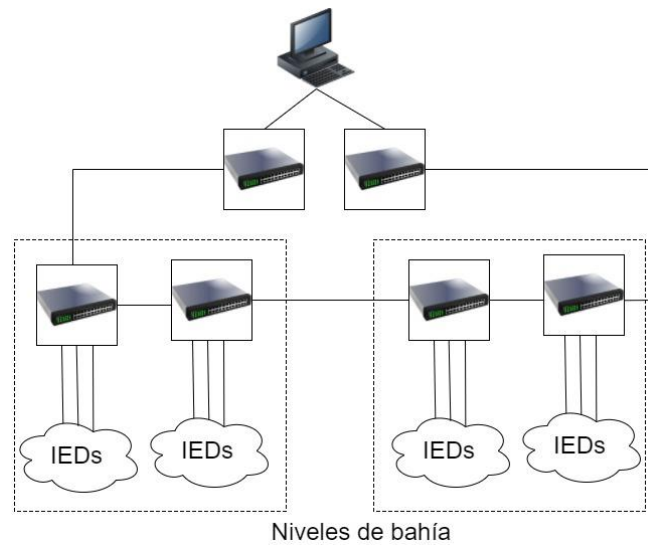


**Figura 3.3 Arquitectura tipo anillo centralizado**

### Configuración en anillo descentralizado

Este tipo de topología se usa en sistemas de automatización complejos, donde existe una gran cantidad de equipos IEDS utilizados para

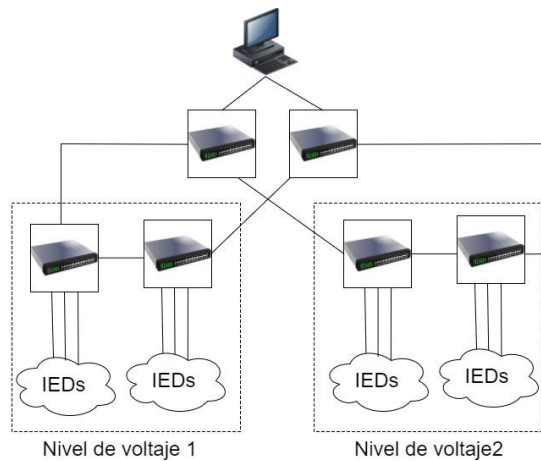
diferentes bahías, en la **Figura 3.4** se puede observar las conexiones entre equipos.



**Figura 3.4 Arquitectura tipo anillo descentralizado**

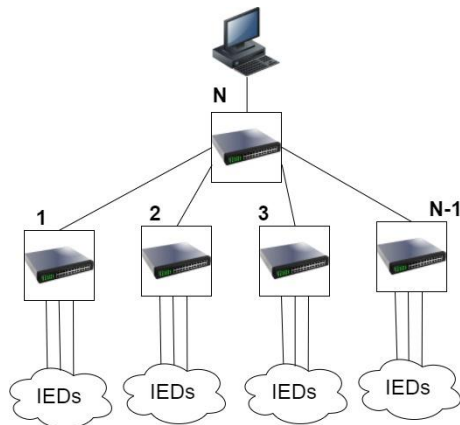
### Segmentación por niveles de voltaje

Esta configuración se aplica para separar las redes de comunicación en diferentes niveles de tensión. En la **Figura 3.5** se muestra las conexiones entre equipos para esta arquitectura.



**Figura 3.5 Arquitectura por niveles de voltaje**

### 3.1.3 Arquitectura tipo estrella



**Figura 3.6** Arquitectura tipo Estrella

En la arquitectura tipo estrella los switches se conectan formando una configuración en estrella como se muestra en la **Figura 3.6**.

Este tipo de arquitectura se utilizan en pequeños sistemas de automatización de subestaciones en los que se dispone de pocas bahías de IED. Cabe recalcar que no se puede implementar redundancia en este tipo de topología.

## 3.2 Análisis de topologías de red

Basados en las necesidades de velocidad, robustez y coste del sistema de control de la subestación “Santa Rosa” se propone diseñar una arquitectura de comunicación acorde con lo requerido por CNEL EP.

A partir de datos básicos se logra proponer la mejor arquitectura de comunicación para la subestación.

### 3.2.1 Datos para el sistema de comunicación.

Se debe tener claro el funcionamiento del sistema de control y protección de subestaciones, como también conocimientos sólidos de la norma IEC 61850.

Se ha realizado un análisis de las arquitecturas básicas de comunicaciones elegidas que más convenga al cliente.

Se escogió la marca de los equipos de comunicación que serán parte del sistema, se eligió las marcas Ubiquiti y Cisco debido a que cumple con los requisitos de Cnel-EP.

EL modelo de switch Ubiquiti con el que se realizará el estudio es ES-12F que posee las siguientes características:

- 8 puertos SFP Ethernet 100/1000 Mbps
- puertos RJ45 Ethernet 10/100/1000 Mbps
- puertos SPF Ethernet 1000Mbps
- Retraso introducido por el Switch 9  $\mu$ s

Otro modelo de switch a considerar es Cisco SG300-10 SFP con características principales para formar el anillo:

- 8 puertos SPF Ethernet 1Gbps
- 6  $\mu$ s de retraso introducido

El modelo de switch Cisco SG 300-10 también se considera para el análisis debido a sus características:

- 10 puertos RJ-45 Ethernet 10/100/1000 Mbps
- 2 puertos SPF Ethernet 1Gbps
- 6  $\mu$ s de retraso introducido

### **3.2.2 Alternativas para el diseño del sistema de comunicación**

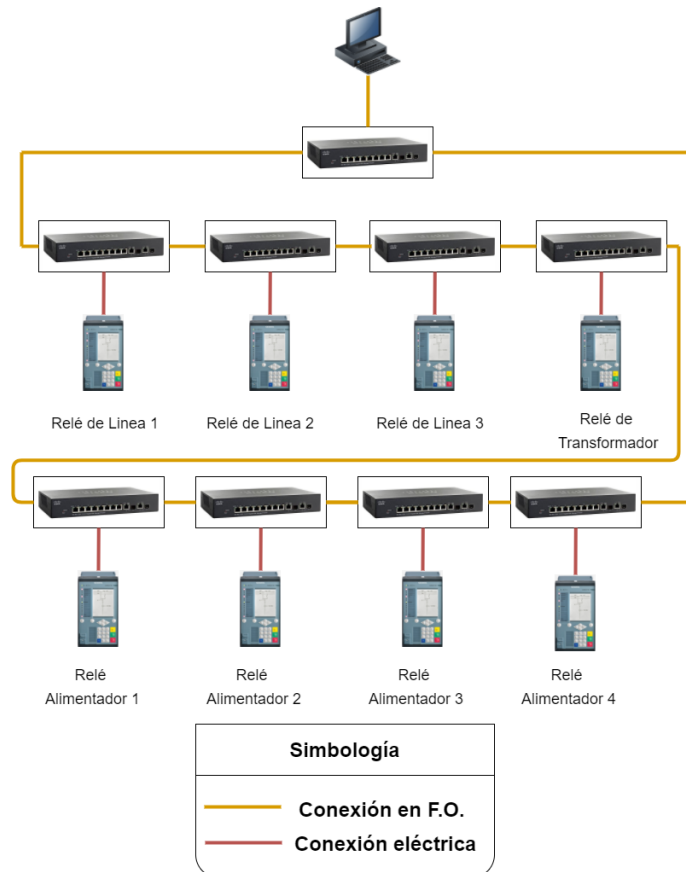
Para el análisis de la mejor opción de diseño del sistema de comunicación nos basamos en tiempos de respuesta en la red y costos de equipos.

#### **Alternativa 1**

Se opta por la arquitectura anillo descentralizado en el cual para cada IED se conecta a un Switch distinto. Ver **Figura 3.7**

Según están condiciones el Estándar IEC 61850 menciona que las conexiones dentro de bahías pueden ser con ethernet eléctrico, y las conexiones fuera de las bahías se realizan con fibra óptica. Entonces las conexiones con cada IED se realizan con cable par trenzado categoría 6 hacia el puerto RJ-45 del switch, y las conexiones entre switches para formar el anillo se realiza con cable de fibra óptica.

Los relés de línea 1, línea 2, y línea 3 pertenecen al nivel de voltaje de 69 KV, los relés de alimentadores 1, 2, 3 y 4 pertenecen al nivel de voltaje de 13.8 KV, y el relé de transformador, para protección del transformador de la subestación.



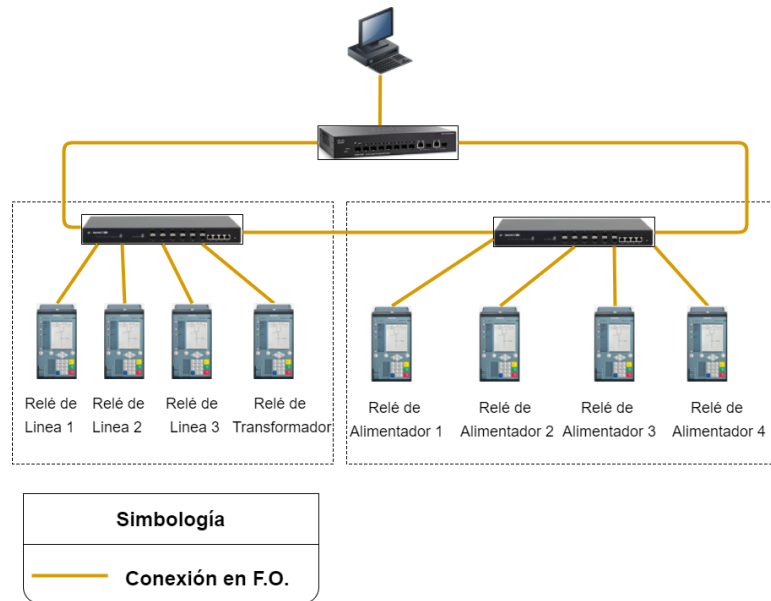
**Figura 3.7 Estructura Alternativa 1**

### Alternativa 2

Para este diseño utilizamos una estructura tipo anillo centralizado (**Figura 3.8**), todas las conexiones se realizan mediante fibra óptica, el cual se colocará en un gabinete central con equipos de comunicación.

La subestación “Santa rosa” 69KV/13.8KV cuenta con 3 dispositivos de protección en 69KV, 4 dispositivos de protección en 13.8KV, 1 dispositivo de protección de transformador.

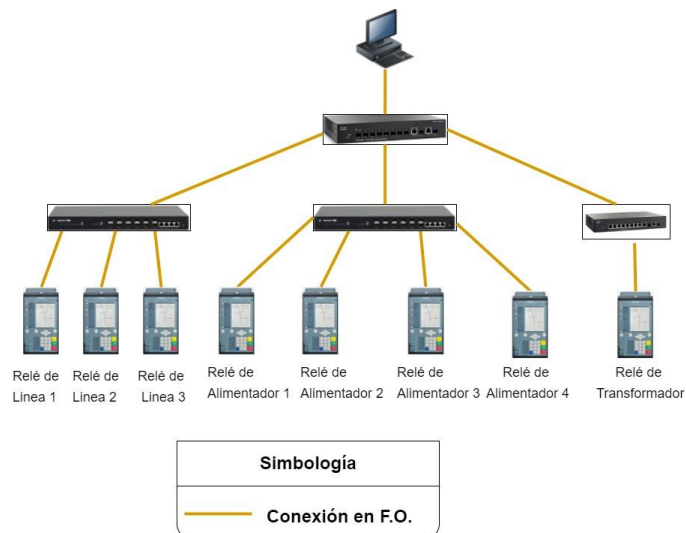
Se propone usar un switch para cada nivel de tensión, incluyendo el IED de protección de transformador conectado al nivel de tensión de 69KV.



**Figura 3.8 Estructura Alternativa 2**

### Alternativa 3

Para la alternativa 3 una arquitectura tipo estrella, de forma que todas las conexiones entre los dispositivos que conformen la red de comunicaciones se realicen con fibra óptica. Ver **Figura 3.9**



**Figura 3.9 Estructura Alternativa 3**

### 3.3 Velocidad de transmisión

Los retrasos de comunicación en redes de control en tiempo real pueden afectar al sistema de automatización de subestaciones, para lo cual se

realiza una comparativa entre velocidades de transmisión de las distintas topologías de red mencionadas anteriormente.

Centrándonos en el número de lazos y el tipo de arquitectura calculamos el dato más importante a considerar que es el retraso máximo de transmisión. Este factor depende de otros factores como el tiempo de transmisión, tamaño de mensaje, número de switches, puertos de comunicación que transmiten el mensaje.

El número de switches es un dato importante que considerar debido a que estos equipos envían y reciben mensajes, también es importante el tamaño de paquetes enviados, para mensajería GOOSE se establecen 64 bytes y hasta 1518 bytes para otros mensajes.

El tipo de puerto utilizado para la conexión entre equipos influye en el tiempo total de retraso, en este caso los switches propuestos cuentan con puertos Gigabit para las conexiones en anillo con velocidad de transmisión de 1024 Mbps y 100Mbps para el resto de conexiones.

Se indica en la **Tabla 3.2** los tiempos de transmisión para cada tipo de mensaje

Tamaño de mensaje	Velocidad de transmisión	Tiempo de transmisión
64 bytes	100 Mbps	5,12 $\mu$ s
	1 Gbps	0,50 $\mu$ s
1518 bytes	100 Mbps	125 $\mu$ s
	1 Gbps	12 $\mu$ s

**Tabla 3.2: Tiempos de transmisión según el tamaño de mensajes**

### 3.3.1 Tiempo en alternativa 1

En la arquitectura de anillo descentralizado se utilizan 9 switches Ubiquiti, se envían mensajes GOOSE de 64 Bytes a una velocidad de transmisión de 100 Mbps y 1Gbps, los switches agregan un retraso de 9  $\mu$ s.

Por lo tanto, el retraso máximo:

$$\text{Retraso máximo total} = 8 * 6\mu\text{s} + 2 * 5,12 \mu\text{s} + 7 * 0,5 \mu\text{s} = 61,74 \mu\text{s} \quad (3.1)$$

### 3.3.2 Tiempo en alternativa 2

Se utiliza 3 switches para la topología de anillo centralizado, 2 switches marca Ubiquiti ES-12F que agrega un retraso a la red de  $9\mu\text{s}$  y 1 switch marca cisco SG300-10 SFP con retraso en la red de  $6\mu\text{s}$ , dispositivos con velocidades de transmisión de 100 Mbps y 1Gbps.

Por lo tanto, el retraso máximo:

$$\text{Retraso máximo total} = 1 * 9\mu\text{s} + 2 * 6\mu\text{s} + 2 * 5.12\mu\text{s} + 3 * 0.5 = 32,74 \mu\text{s} \quad (3.2)$$

### 3.3.3 Tiempo en alternativa 3

Se utiliza 4 switches para la topología de anillo centralizado, 2 switches marca Ubiquiti ES-12F que agrega un retraso a la red de  $9\mu\text{s}$ , un switch marca cisco SG300-10 SFP con retraso en la red de  $6\mu\text{s}$ , y switch marca cisco SG300-10-RJ45 con retraso en la red de  $6\mu\text{s}$ , todos los dispositivos con velocidades de transmisión de 100 Mbps y 1Gbps.

$$\text{Retraso máximo total} = 1 * 9\mu\text{s} + 2 * 6\mu\text{s} + 2 * 5.12 \mu\text{s} + 2 * 0,5\mu\text{s} = 32,24\mu\text{s} \quad (3.3)$$

## 3.4 Análisis de las alternativas de comunicación

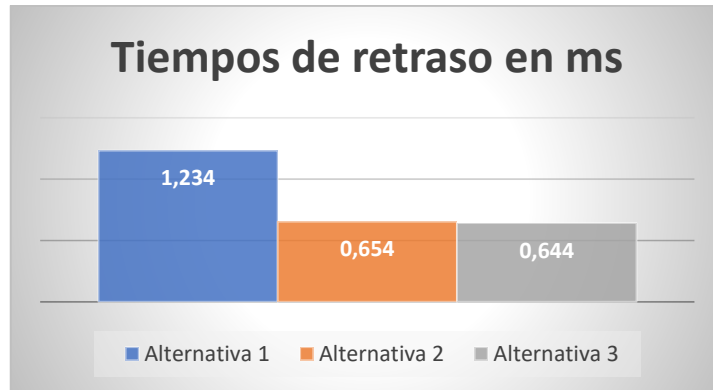
### 3.4.1 Tiempos de respuesta

Los tiempos calculados anteriormente son para un único mensaje en la red, pero de debe tener en cuenta que estos tiempos no son reales debido a que suman cargas en las comunicaciones referente al tráfico de los diferentes paquetes de información. Se considera multiplicar por 20 los tiempos obtenidos anteriormente para que sean transmitidos en cargas normales.

Alternativas	Tiempo anterior	Tiempo estimado
Alternativa 1	$61,74 \mu\text{s}$	1,23 ms
Alternativa 2	$32,74 \mu\text{s}$	0,65 ms
Alternativa 3	$32,24 \mu\text{s}$	0,64 ms

**Tabla 3.3: Tiempos de transmisión**





**Figura 3.10: Tiempo de retraso en las diferentes topologías de red**

Para análisis de estos resultados, definimos tiempos máximos admisibles en la subestación para su correcta operación, por ejemplo, el envío de mensajes GOOSE entre IEDs no debe superar los 100ms para transmitir información considerando tiempos de disparos y eventos requeridos para enclavamientos en los sistemas de potencia.

### 3.4.2 Costos de equipos

Se realiza una comparativa de costos entre los equipos de comunicación con las diferentes marcas y modelos de Switches para lo que se detallan valores en los diferentes tipos de arquitectura:

Alternativa 1			
Dispositivo	Cantidad	Valor Unitario	Total
Cisco SG 300-10	9	\$ 120,69	\$ 1086,21

**Tabla 3.4: Costo topología Alternativa 1**

Alternativa 2			
Dispositivo	Cantidad	Valor	Total
Cisco SG300-10 SFP	1	\$ 120,69	\$ 120,69
Ubiquiti ES-12F	2	\$ 202,53	\$ 405,06
			\$ 525,75

**Tabla 3.5: Costo topología Alternativa 2**

Alternativa 3			
Dispositivo	Cantidad	Valor	Total
Cisco SG 300-10	1	\$ 120,69	\$ 120,69
Cisco SG300-10 SFP	1	\$ 120,69	\$ 120,69
Ubiquiti ES-12F	2	\$ 202,53	\$ 405,06
			\$ 646,44

Tabla 3.6: Costo topología Alternativa 3

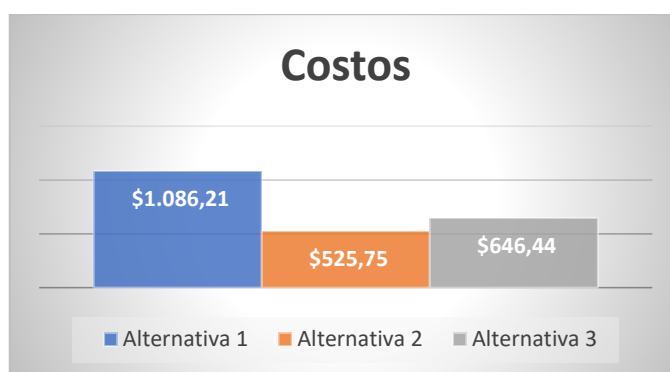


Figura 3.11: Estudio Económico

### 3.4.3 Análisis de costos incluyendo Recursos de personal y equipos de protección.

Se muestra en detalle los costos de equipos a instalar, incluyendo el pago a personal por la instalación, pruebas funcionales e integración a la red. A continuación, el detalle:

EQUIPOS	UNI D.	CAN T.	COSTO UNIT. [\$]	COSTO TOT. [\$]
<b><u>SUMINISTRO DE TABLEROS DE CONTROL PARA PROTECCIÓN DE LÍNEA 69 KV</u></b>				
GABINETE METÁLICO CON PINTURA ANTICORROSIVA PINTADO EN CALIENTE DE DIMENSIONES 80X80X2 MTS Y ACCESORIOS (CABLES, REGLETAS, RIEL DIN, LUCES, SELECTORES, SEÑALIZACIÓN.)	u	3	\$36.467,20	\$109.401,60
EQUIPOS ANUNCIADORORES DE ALARMAS (BALISA, VENTILADORES, CALEFACCIÓN, ILUMINACIÓN INTERIOR, TOMAS AUXILIARES.)	u	3	\$ 5.000,00	\$ 15.000,00
<b><u>EQUIPOS IEDS DE MEDICIÓN</u></b>				
EQUIPOS IEDs DE MEDICIÓN SEGÚN ARCONEL 004				
<b><u>EQUIPOS IEDS DE PROTECCION</u></b>				
EQUIPO IED DE PROTECCION DE LINEA (INCLUYE PROTECCIÓN: 87L, 50-51 50-51N, 67, 67N, 50BF, 46, 21) INCLUYE PARAMETRIZACIÓN. PARA MONTARSE EN TABLERO DE PROTECCION Y CONTROL	u	3	\$20.013,99	\$ 60.041,97
EQUIPO IED DE PROTECCION DE TRANSFORMADOR (87T, 50,51, 50BF, 81) INCLUYE PARAMETRIZACIÓN. PARA MONTARSE EN TABLERO DE PROTECCION Y CONTROL	u	1	\$16.733,87	\$ 16.733,87
EQUIPO IED DE PROTECCION DE ALIMENTADOR (87/50 G,50G, 87/50B, 67, 27/59) INCLUYE PARAMETRIZACIÓN. PARA MONTARSE EN TABLERO DE PROTECCION Y CONTROL	u	4	\$11.242,00	\$ 44.968,00

Tabla 3.7 Costos totales 1

<b><u>EQUIPOS Y SUMINISTROS DE COMUNICACIÓN</u></b>				
GABINETE METÁLICO PARA EQUIPOS DE COMUNICACIÓN	u	1	\$ 765,98	\$ 765,98
SWITCH INDUSTRIAL CON 10 PUERTOS DE FIBRA ÓPTICA DE 10Mbps	u	3	\$ 175,25	\$ 525,75
CABLE DE COMUNICACIÓN FIBRA ÓPTICA MULTIMODO	m	300	\$ 0,55	\$ 165,00
TERMINALES PARA CABLES DE FIBRA ÓPTICA MULTIMODO	m	30	\$ 3,61	\$ 108,30
<b><u>RUBRO POR INSTALACIÓN Y PRUEBAS</u></b>				
INSTALACION DE TABLEROS DE PROTECCION	u	1	\$ 765,98	\$ 765,98
PRUEBAS OPERACIONALES (APERTURA Y CIERRE LOCAL, REMOTA, SCADA, INTERBLOQUEOS Y LÓGICA DE CONTROL DANDO UNA OPERACIÓN EXITOSA)	u	9	\$ 200,00	\$ 1.800,00
PRUEBAS DE PROTECCIÓN	u	8	\$ 300,00	\$ 2.400,00
PRUEBAS DE INYECCION SECUNDARIA	u	1	\$ 700,00	\$ 700,00
INSTALACION DE PUNTOS DE FIBRA ÓPTICA	u	24	\$ 14,50	\$ 348,00
PRUEBAS FUNCIONALES DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN (ENLACE)	u	1	\$ 300,00	\$ 300,00
INTEGRACIÓN DE LA RED A PLATAFORMA SCADA	u	1	\$ 2.956,80	\$ 2.956,80
<b>TOTAL</b>				<b>\$256.981,25</b>

**Tabla 3.8 Costos totales 2**

### **3.5 Conclusión**

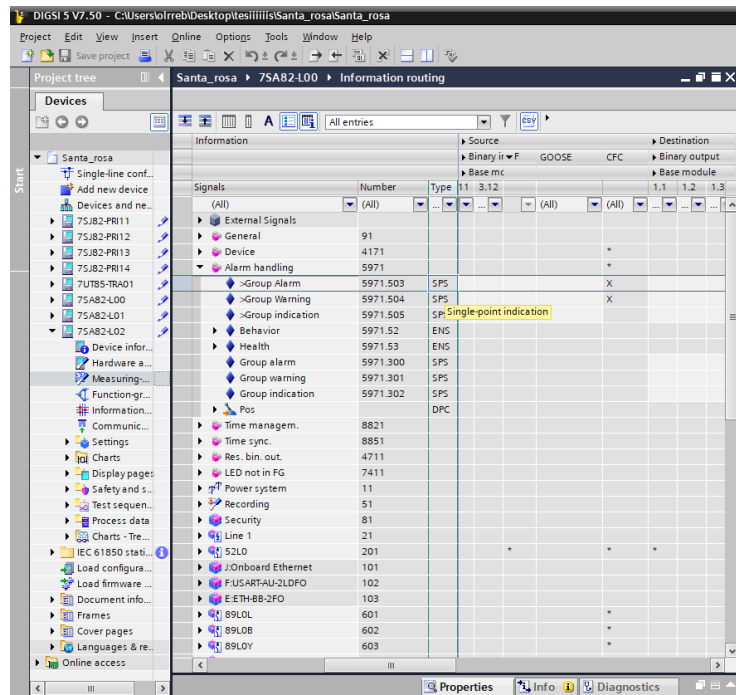
Basados en valores de tiempos de respuesta en la red de datos y costos de equipos, se toma la alternativa 2, la que corresponde la topología de red de anillo centralizado agregando redundancia a la red, además de cumplir los requerimientos que exige el Estándar 61850 y las necesidades de CNEL EP Santa Elena.

### **3.6 Esquema de control propuesto para la S/E Santa Rosa**

Como se menciona en el capítulo previo, los equipos de control y protección recomendados por CNEL-EP Santa Elena para ser cambiados en la S/E Santa Rosa son de la serie SIPROTEC 5, los cuales son configurados utilizando el software DIGSI 5 [10], en donde se establecen todos los parámetros de configuración, anunciadores, alarmas, es decir todo lo referente con el IED para su correcto funcionamiento.

Entre estos parámetros se destacan los CFC “Continuous Function Chart”, para la configuración de funciones como “enclavamientos (Interlocking)” de los equipos cuyas lógicas serán presentadas a lo largo de este capítulo así como “Default Display” y “Control Display” para la configuración de la interfaz gráfica del equipo; y el “Information routing (Configuration de matriz)” o matriz de configuración, lugar donde se configuran el origen y

destino de cada una de las señales que recibe y salen del relé, ya sean provenientes o para los CFC, los niveles de mando superior, entradas o salidas binarias, leds o botones del equipo. A continuación, en la **Figura 3.12**, se presenta la vista general de la configuración de un equipo SIPROTEC a través de DIGSI 5.



**Figura 3.12 Creación del Chart Interlocking**

Debido a que cada una de estas señales son diferentes y para usos distintos, DIGSI maneja varios tipos operables y entendibles por los relés SIPROTEC, los cuales según el requerimiento que presenta el cliente se utilizan para la adecuada configuración del sistema. Estos “tipos” son:

- Tipos de señal como parte de funciones Muchos tipos de señal son siempre una parte fija de las funciones. No puede agregar individualmente señales de esta categoría de tipo a la aplicación. Las señales de esta categoría de tipo se generan automáticamente cuando agrega la función correspondiente a la aplicación.

- Tipos de señal para señales definibles por el usuario

Algunos tipos de señal no son sólo una parte fija de las funciones, sino que también están disponibles como señales definidas por el usuario. La

carpeta Señales definidas por el usuario en la biblioteca global DIGSI 5 agrupa estos tipos de señal.

Tipos de señal como parte de funciones

- Información de posición de paso controlada por binario (BSC) Este tipo de señal describe una posición de toma de transformador.

- Lectura del contador binario (BCR)

Este tipo de señal describe un valor medido por pulsos o un valor medido por energía. Los valores medidos por pulso no están preconfigurados. Si desea utilizar la función de medición de impulsos, debe insertarla desde la biblioteca en el grupo de funciones correspondiente del tipo Disyuntor o Línea.

- Configuración enumerada controlable (ENC)

Este tipo de señal describe un comando. Con una señal de este tipo, puede establecer un valor predefinido.

- Valor medido relacionado con la fase al suelo de un sistema trifásico (WYE)

Este tipo de señal describe un valor medido.

- Valor de medición relacionado fase a fase de un sistema de 3 fases (DEL)

Este tipo de señal describe un valor medido.

- Secuencia (SEQ)

Este tipo de señal describe una secuencia.

- Binario analógico controlable (BAC)

Este tipo de señal describe un comando con o sin realimentación. Con una señal de este tipo, puede controlar una bobina de supresión de arco. La señal se puede emitir como un comando más alto, un comando más bajo y un comando de detención. Puede monitorear el comando de salida a través de un valor analógico como realimentación. Tipos de señal para señales definidas por el usuario.

- Indicación de un solo punto (SPS)

Este tipo de señal describe una indicación de un solo punto. Con una señal de este tipo, puede, por ejemplo, grabar el estado de una entrada binaria o pasar el resultado binario de un diagrama de funciones (CFC). Comando Marcador (SPC) Este tipo de señal describe un comando marcador. Puede utilizar una señal de este tipo para la señalización simple como un comando sin retroalimentación o como una variable interna.

- Estado entero (INS)

Este tipo de señal describe un valor entero. Puede, por ejemplo, conectar la salida de un bloque de función CFC del tipo ADD\_D a una señal del tipo INS. Puede insertar esta señal en la página de visualización de un dispositivo SIPROTEC 5 y con ella mostrar el resultado del bloque de funciones en la pantalla del dispositivo.

- Estado enumerado (ENS)

El tipo de datos ENS se puede usar para crear un número entero que puede tener valores predefinidos para señalar la salud. Debe usar el bloque CFC BUILD\_ENS para establecer esta señal (valores permitidos: ok = 1, warning = 2, alarm = 3).

- Control de punto único (SPC)

Este tipo de señal describe una indicación única controlable. Con una señal de este tipo, puede enviar un comando a 1 o más relés. Puede monitorear el comando con 1 sola respuesta.

- Doble punto controlable (DPC)

Este tipo de señal describe un comando con doble retroalimentación. Con una señal de este tipo, puede enviar un comando a 1 o más relés. Puede monitorear el comando con una doble respuesta

#### Estado de entero controlable (INC)

Este tipo de señal describe un tipo de estado entero controlable. Con una señal de este tipo, puede enviar un comando a 1 o más relés.

- Valor medido (MV)

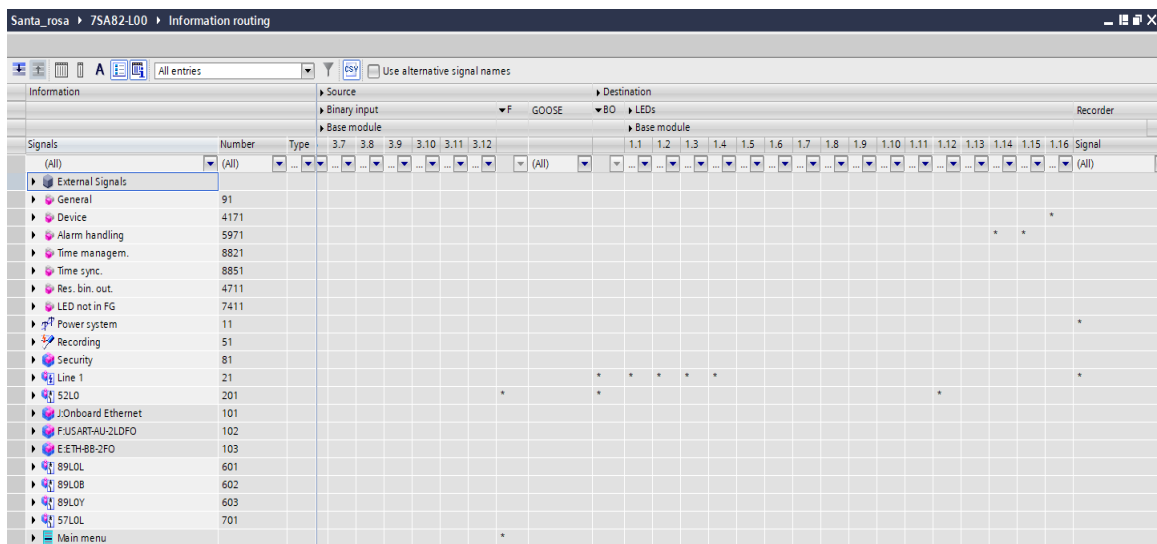
Este tipo de señal describe un valor medido. Puede, por ejemplo, conectar la salida de un bloque de función CFC del tipo SQRT\_R a una señal del tipo MV. Puede insertar esta señal en la página de visualización de un dispositivo SIPROTEC 5 y con ella mostrar el resultado del bloque de funciones en la pantalla del dispositivo.

- Información de activación de protección (ACT)

Este tipo de señal describe información sobre una activación de protección. Las funciones de protección usan señales de este tipo para señalar un disparador.

- Información de protección direccional (ACD)

Este tipo de señal describe información sobre una activación de protección con especificación de dirección. Las funciones de protección usan señales de este tipo para señalar un disparador.



**Figura 3.13 Vista Parcial del "Information routing" de un relé 7SA82**

Se puede apreciar en la **Figura 3.13**, que la matriz "Information routing" se encuentra dividida en 3 principales grupos: Information, Source y Destination.

"Information"

Se presenta al usuario la señal y tipo disponibles:

- Diferentes tipos de señal para valores medidos
- Diferentes tipos de señal para indicaciones
- Diferentes tipos de señal para comandos
- Menús en la pantalla del dispositivo

“Source”

Se indica el origen de esta señal, donde se encuentran varios bloques de columnas fuentes:

- Entradas binarias o “Binary inputs”
- Teclas de función o “Function keys”

“Destination”

se indica hacia donde se dirige la señal, la misma que puede ser orientada a los siguientes destinos:

- Salidas Binarias o “Binary outputs”,
- “LEDs”
- Registro de fallas o “Fault records”
- Registros o “Logs”
  - Registro operacional o Operational log
  - Registro de fallas Fault log
  - Registro de fallas a tierra o Ground fault log
  - Registro de usuario 1 o User log 1
  - Registro de usuario 2 o User log 2
- Menú del dispositivo o Device menu
  - Medida
  - Control
- Display

Explicadas las señales principales que los relés Siprotec manejan, se procede a representar la configuración en los CFC, para ello se definen cuáles serían el número de las entradas y salidas binarias que cada relé de la S/E “Santa Rosa” va a requerir con el objeto armar la lógica de control.



### 3.6.1 Señales de los equipos de campo

Para realizar el diseño de la lógica de control primero se deben definir que señales de estado enviará y que señales de comando recibirá cada bahía desde el relé.

Se han enlistado las diferentes alarmas, indicaciones de estado, señales de comandos, disparos, etc. En tres tablas se enlistan las señales y el tipo al que corresponden, ya sea, entrada binaria, salida binaria, LED o mímico (señal a visualizarse en la pantalla del IED), por cada tipo de IED que conforma la S/E Santa Rosa.

#### Relé de Línea

En la **Tabla 3.9**, se muestran la distribución de entradas y salidas binarias que debe tener el relé de línea para cada una de las 3 bahías de 69KV de la S/E Santa Rosa.

R E L É  D E  L Í N E A	EQUIPO	INPUTS	BI	LED	MÍMICO	BO
	DISYUNTOR 52L0	Indicación de estado abierto	X		X	
		Indicación de estado cerrado	X		X	
		Alarma por baja presión de gas SF6	X	X		
		Disparo por baja presión de gas SF6	X	X		
		Alarma por resorte descargado	X	X		
		Alarma por resorte cargado	X	X		
		Selector en Remoto	X		X	
		Selector Local	X		X	
		Señal de comando de disparo			X	X
Señal de comando de cierre remoto				X	X	
Señal de comando de apertura remoto				X	X	
SECCIONADOR ENTRADA 52	Indicación de estado abierto	X		X		
	Indicación de estado cerrado	X		X		
	Señal de comando de cierre remoto			X	X	
	Señal de comando de apertura remoto			X	X	
SECCIONADOR SALIDA 52	Indicación de estado abierto	X		X		
	Indicación de estado cerrado	X		X		
	Señal de comando de cierre remoto			X	X	
	Señal de comando de apertura remoto			X	X	
SECCIONADOR BYPASS 52	Indicación de estado abierto	X		X		
	Indicación de estado cerrado	X		X		
	Señal de comando de cierre remoto			X	X	
	Señal de comando de apertura remoto			X	X	
SECCIONADOR PUESTA TIERRA 52	Indicación de estado abierto	X		X		
	Indicación de estado cerrado	X		X		

**Tabla 3.9: Listado de señales de IEDs de Línea**

**Relé de Transformador**

R E L É	D E	EQUIPO	INPUTS	BI	LED	MÍMICO	BO	
		TRANSFORMADOR	Alarma alta temperatura devanado-alta	X				
			Alarma alta temperatura devanado-baja	X				
			Alarma alta temperatura aceite	X				
			Alarma bajo nivel aceite	X				
			Alarma por relé buchholz	X				
			Disparo falla interna transformador	X				
			Ventilador encendido	X				
			Falla de ventilador	X				
		T R A N S F O R M A D O R	DISYUNTOR 52B1	Indicación de estado abierto	X			X
Indicación de estado cerrado	X					X		
Alarma por baja presión de gas SF6	X			X				
Disparo por baja presión de gas SF6	X			X				
Alarma por resorte descargado	X			X				
Alarma por resorte cargado	X			X				
Selector en Remoto	X					X		
Selector Local	X					X		
Señal de comando de disparo						X	X	
Señal de comando de cierre remoto						X	X	
Señal de comando de apertura remoto				X	X			
T R A N S F O R M A D O R	DISYUNTOR 52A1	Indicación de estado abierto	X			X		
		Indicación de estado cerrado	X			X		
		Alarma por baja presión de gas SF6	X	X				
		Disparo por baja presión de gas SF6	X	X				
		Alarma por resorte descargado	X	X				
		Alarma por resorte cargado	X	X				
		Selector en Remoto	X			X		
		Selector Local	X			X		
		Señal de comando de disparo				X	X	
		Señal de comando de cierre remoto				X	X	
Señal de comando de apertura remoto				X	X			
T R A N S F O R M A D O R	SECCIONADOR HV ENTRADA 52	Indicación de estado abierto	X			X		
		Indicación de estado cerrado	X			X		
		Señal de comando de cierre remoto				X	X	
		Señal de comando de apertura remoto				X	X	
T R A N S F O R M A D O R	SECCIONADOR HV SALIDA 52	Indicación de estado abierto	X			X		
		Indicación de estado cerrado	X			X		
		Señal de comando de cierre remoto				X	X	
		Señal de comando de apertura remoto				X	X	

**Tabla 3.10: Listado de señales de IEDS de Transformador**

	SECCIONADOR HV BYPASS 52	Indicación de estado abierto	X		X	
		Indicación de estado cerrado	X		X	
		Señal de comando de cierre remoto			X	X
		Señal de comando de apertura remoto			X	X
	SECCIONADOR LV ENTRADA 52	Indicación de estado abierto	X		X	
		Indicación de estado cerrado	X		X	
		Señal de comando de cierre remoto			X	X
		Señal de comando de apertura remoto			X	X
	SECCIONADOR LV SALIDA 52	Indicación de estado abierto	X		X	
		Indicación de estado cerrado	X		X	
		Señal de comando de cierre remoto			X	X
		Señal de comando de apertura remoto			X	X
SECCIONADOR LV BYPASS 52	Indicación de estado abierto	X		X		
	Indicación de estado cerrado	X		X		
	Señal de comando de cierre remoto			X	X	
	Señal de comando de apertura remoto			X	X	

**Tabla 3.10: Listado de señales de IEDs de Transformador continuación**

La **tabla 3.10** se ha dividido en dos partes, muestra la distribución de entradas y salidas binarias que debe tener el relé de transformador para la S/E Santa Rosa.

### Relé de Alimentador

La **Tabla 3.11** dividida en dos partes, muestra la configuración de entradas y salidas binarias que debe tener el IED de alimentador para cada una de las 4 bahías de 13,8KV.

R E L É  D E  A L I M E N T A D O R	EQUIPO	INPUTS	BI	LED	BO	
	RECONNECTADOR 52FX	Indicación de estado abierto		X	X	
		Indicación de estado cerrado		X	X	
		Indicador de estado bloqueado		X	X	
		Estado del capacitor 1		X		
		Estado del capacitor 2		X		
		Estado del cargador de baterías		X	X	
		Señal de comando de cierre remoto				X
		Señal de comando de apertura remoto				X
		Señal de comando de prueba de batería				X
SECCIONADOR DE ENTRADA	Indicación de estado cerrado		X			
	Señal de comando de cierre remoto				X	
	Señal de comando de apertura remoto				X	

**Tabla 3.11 Listado de señales de IEDs de Alimentador**

SECCIONADOR DE SALIDA	Indicación de estado cerrado	X		
	Señal de comando de cierre remoto			X
	Señal de comando de apertura remoto			X
SECCIONADOR BYPASS	Indicación de estado cerrado	X		
	Señal de comando de cierre remoto			X
	Señal de comando de apertura remoto			X

**Tabla 3.11: Listado de señales de IEDs de Alimentador continuación**

Definidas cuáles serán las variables que necesitan ser integradas a cada uno de los IEDs, lo siguiente es configurar los IEDs con esta información. Se procede a crear el proyecto Santa Rosa en el software Digsy 5 e insertar los equipos IEDs colocando el “part number” de cada uno, luego se realiza el diagrama unifilar de la S/E con el objeto de poder vincularlos de forma directa arrastrando con el cursor los equipos de patio a cada interfaz del IED como se observa en la **Figura 3.14**, representadas por líneas segmentadas.

### 3.6.2 Lógica de control línea Carolina.

A continuación, se detallan las lógicas de control usadas para la línea de Subtransmisión de 69KV Carolina (representada como posición 0 según nomenclatura usada por CNEL) se empieza por la creación de señales que nos dan el permiso de apertura y cierre del: interruptor 52L0, seccionadores 89L0L, 89L0B, 89L0Y. Esta misma lógica fue replicada en las otras dos líneas de Subtransmisión San Lorenzo de Salinas y Salinas.

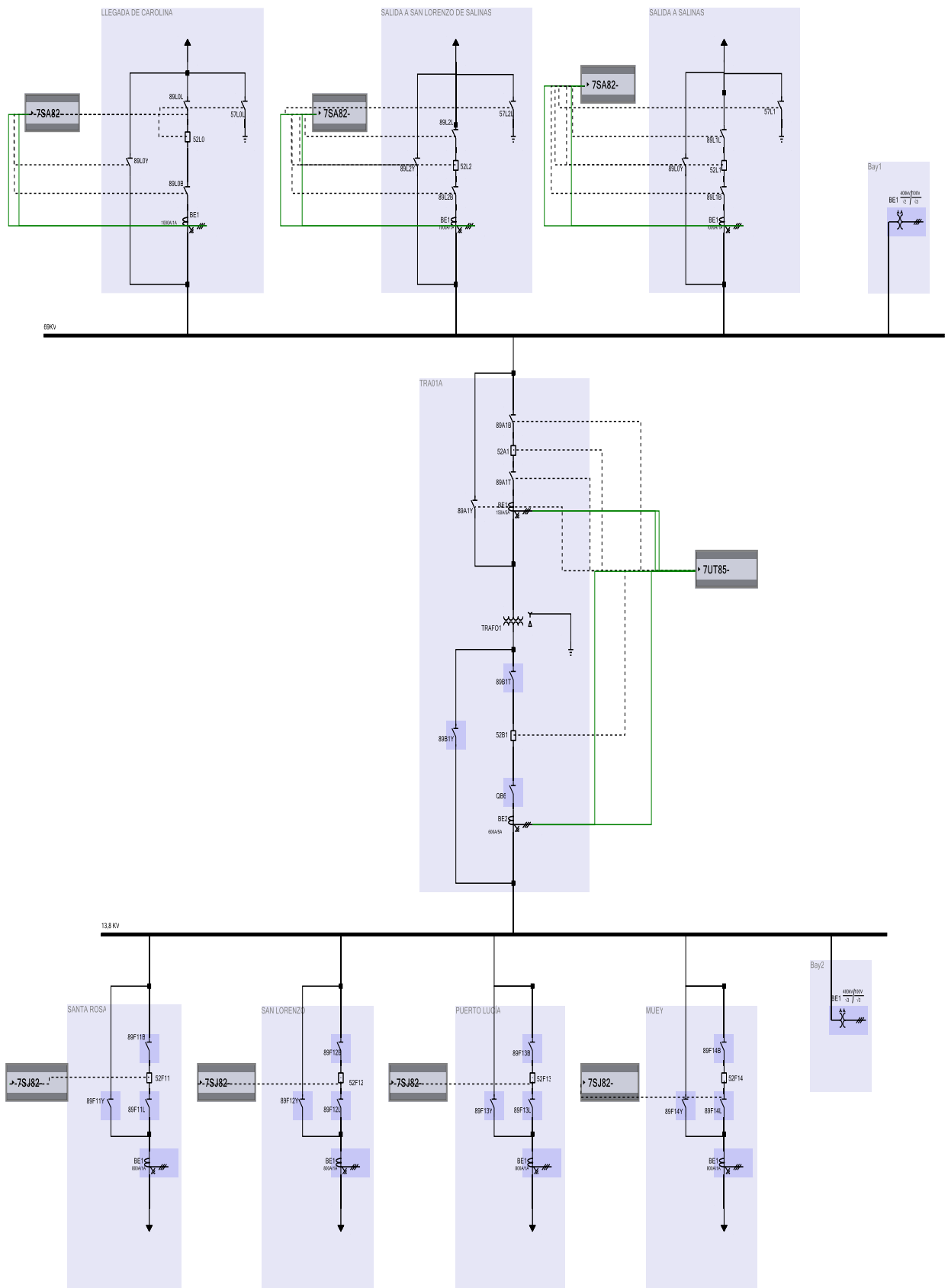
#### **Lógica de apertura Interruptor 52L0L**

Para realizar la apertura del interruptor no deben existir los llamados “Interlocks” o interbloqueos, es decir siempre podrá abrir del interruptor.

#### **Para cierre del interruptor 52L0L**

Para crear la señal habilitar el cierre se crean las condiciones que permitan el cierre, siendo estas las siguientes:

Interruptor 52 L0L debe estar en posición abierto y no cerrado.



**Figura 3.14 Diagrama Unifilar S/E Santa Rosa**

Los seccionadores (89) deben estar en estado válido es decir en posición cerrado o abierto, pero no en ambas, para ello se utilizará lógica exclusiva XOR, el IED debe verificar el estado del seccionador, es decir, si el seccionador se encuentra: en media carrera (seccionador abriendo o

cerrando), o si se encuentra abierto o cerrado como se observa en la **Tabla 3.13**. Lógica XOR

Input X1	Input X2	Output Y
cerrado	cerrado	Media carrera
cerrado	abierto	abierto
abierto	cerrado	cerrado
abierto	abierto	media carrera

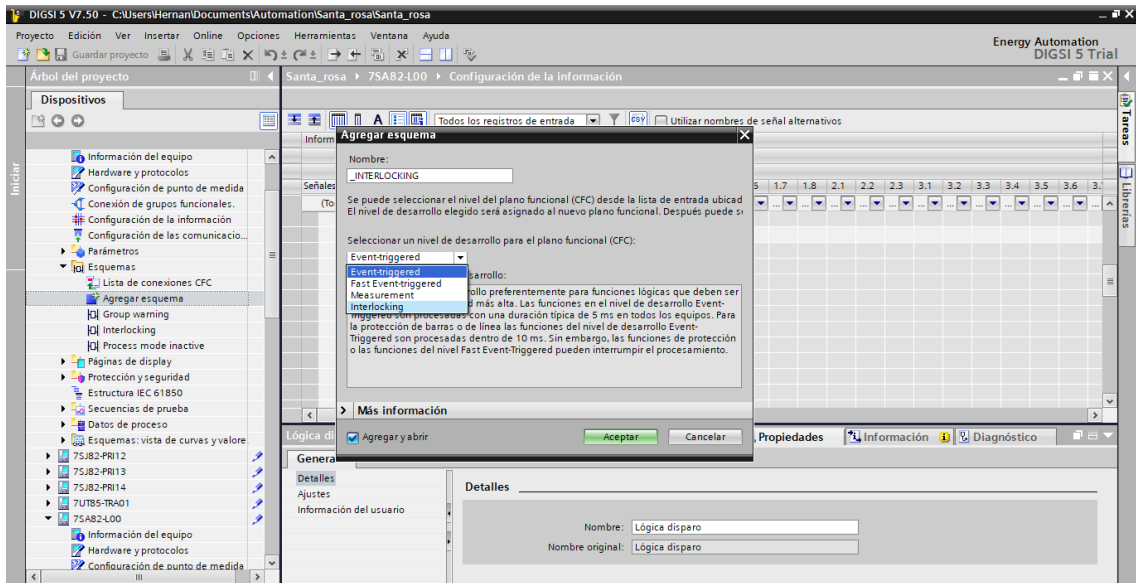
**Tabla 3.12: Lógica XOR**

Los relés siemens Siprotec 5 configuran la posición de los equipos de patio a través de señales de aviso doble “Double Point Controlable” (DPC) determinando el estado de los equipos controlados (“Circuit Breaker o Disconector”) pudiendo estar: ”on”, “off”, “intermediate position” o “disturbed position” que son estados válidos de tipo SPS (“Single point indication”) como se muestra en la **Tabla 3.14**, la lógica de control se la trabaja con variables de estado de tipo SPS.

Double-Point Indication	Single-Point Indication for On	Single-Point Indication for Off	Single-Point Indication for Intermediate Position	Single-Point Indication for Disturbed Position
On	1	0	0	0
Off	0	1	0	0
Intermediate position	0	0	1	0
Disturbeb Position	0	0	0	1

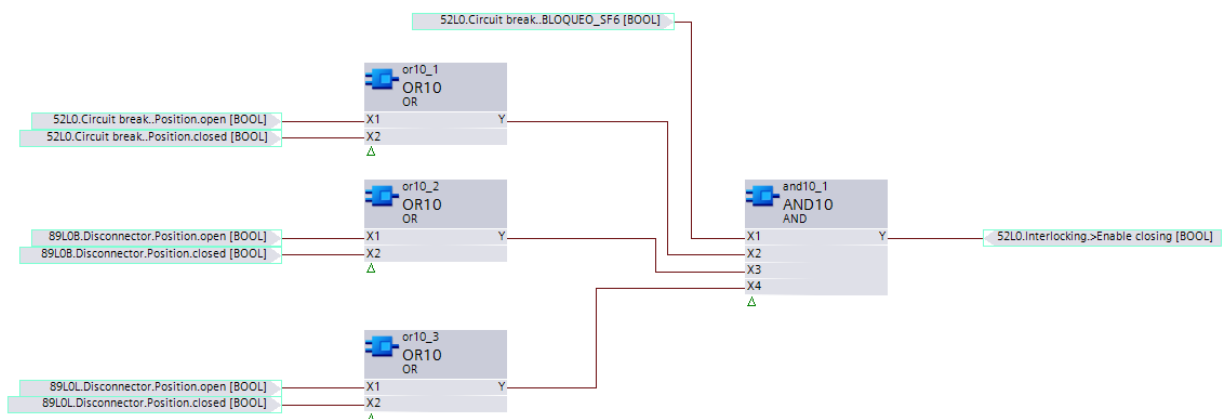
**Tabla 3.13: Bloques de lógica usada en DPS**

Se procede a crear el “chart” o esquema “Interlocking” dentro del IED de línea 7SA82-L00 como se observa en la **Figura 3.15**, se selecciona el nivel de desarrollo para la funcionalidad CFC requerida: “Interlocking” ya que para funciones lógicas se utilizan señales de baja prioridad según la norma.



**Figura 3.15 Creación del Chart Interlocking**

Una vez creado el chart “INTERLOCKING” se realiza la lógica dentro del espacio asignado, se carga la “Global DIGSI 5 library”, carpeta “Type”, subcarpeta “CFC” y se elige la carpeta “Logical” en ella se encuentran todos los bloques lógicos requeridos para crear “Interlocks del Interruptor 52L0L”, arrastrando y soltando los bloques dentro del espacio de diseño. En el menú de señales se buscan las señales requeridas para la lógica de diseño y de la misma forma se arrastra y se suelta la señal del lado de entrada X o salida Y del bloque lógico.



**Figura 3.16 Interlocks del cierre del Interruptor**

Como se puede observar en la **Figura 3.16**, para que La señal “Interlocking enable closing” sea habilitada en el interruptor 52L0L se requiere que tanto

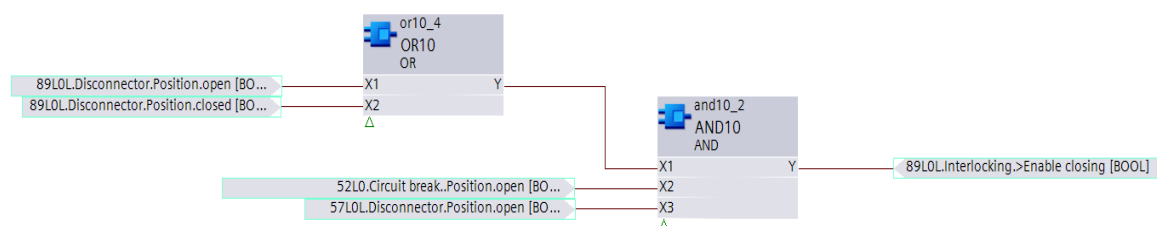
los seccionadores 89L0L, 89L0B y el interruptor 52L0L se encuentren en estado válido (abierto o cerrado) y que exista la señal “Bloqueo por SF6” para prevenir maniobras cuando el nivel de presión del gas no sea el adecuado.

### BLOQUEO PARA SECCIONADOR DE LÍNEA

Para que el seccionador 89L0L pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Seccionador 89L0L en estado válido.
2. El Seccionador puesta a tierra 57L0L debe permanecer abierto.
3. El interruptor 52L0 debe estar abierto.

Como se observa en la **Figura 3.17**, se hacen uso de bloques lógicos “or” y “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el seccionador 89L0L.



**Figura 3.17 Interlocks del seccionador 89L0L**

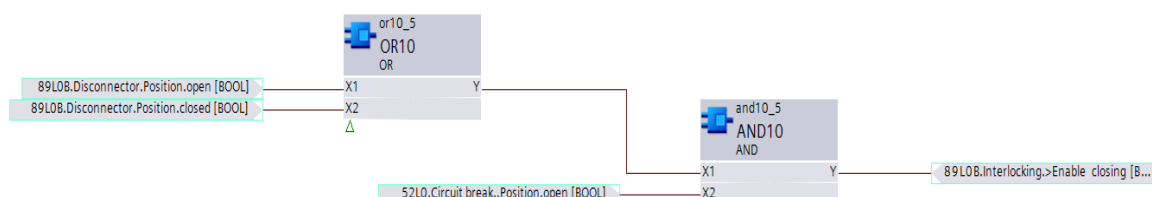
### BLOQUEO PARA SECCIONADOR DE BARRA

Se realiza una lógica similar a la del seccionador 89L0L para que el seccionador 89L0B pueda cerrar o abrir se debe cumplir que:

1. Seccionador 89L0B en estado válido.
2. Interruptor 52L0L debe permanecer abierto.

A continuación, se muestra en la **Figura 3.18**, el diagrama de bloques que controlan el “Interlocking del cierre y apertura del seccionador 89L0B”.





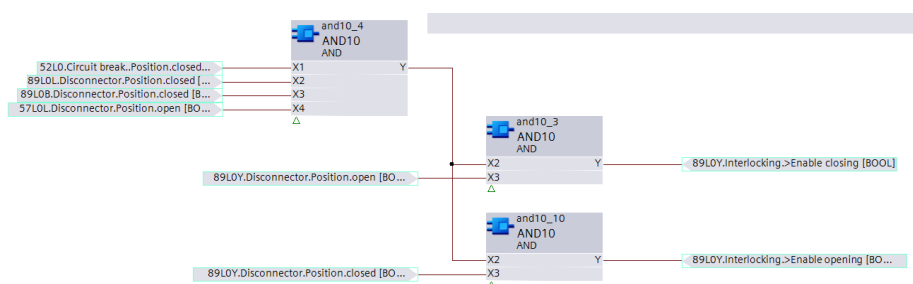
**Figura 3.18 Interlocks del seccionador 89L0B**

### BLOQUEO PARA SECCIONADOR BYPASS

Para que el seccionador 89L0Y pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Interruptor 52L0L debe permanecer cerrado.
2. Seccionador 89L0L debe permanecer cerrado.
3. Seccionador 89L0B debe permanecer cerrado.
4. El Seccionador puesta a tierra 57L0L debe permanecer abierto.
5. Seccionador bypass debe encontrarse en estado válido.

Como se puede observar en la **Figura 3.19**, se hace uso de 3 bloques and, un primer bloque agrupa las 4 señales enlistadas, la salida de este bloque va a la entrada de los dos bloques restantes “and” acompañado de la señal en la que se encuentre el seccionador bypass es decir abierto o cerrado; si el seccionador 89L0Y se encuentra en estado open la señal que resulta de esta lógica será “Interlocking enable close” es decir el seccionador bypass podrá cerrar; caso la señal final mostrada será “Interlocking enable open”.



**Figura 3.19 Interlocks del seccionador 89L0Y**

### LÓGICA DE CONTROL PARA TRANSFORMADOR DE POTENCIA

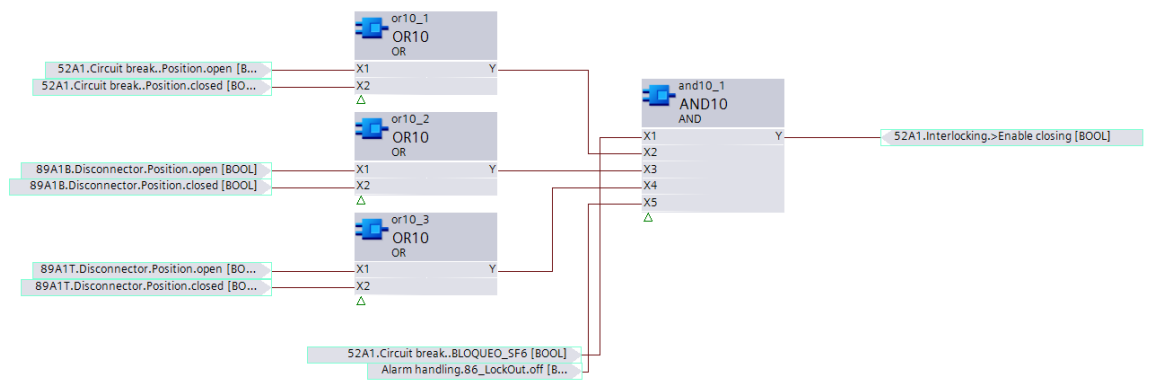
Se detallan las lógicas de control usadas para la bahía de transformador para los lados de alta y baja.

## BLOQUEO PARA INTERRUPTOR 52 AT

Para que el interruptor 52AT pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Seccionador 89A1B en estado válido.
2. Seccionador 89A1T en estado válido.
3. El interruptor 52A1T debe estar en estado válido.
4. Bloqueo por SF6
5. Bloqueo 86T

Como se observa en la **Figura 3.20**, se hacen uso de bloques lógicos “or” y “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el interruptor 52AT.



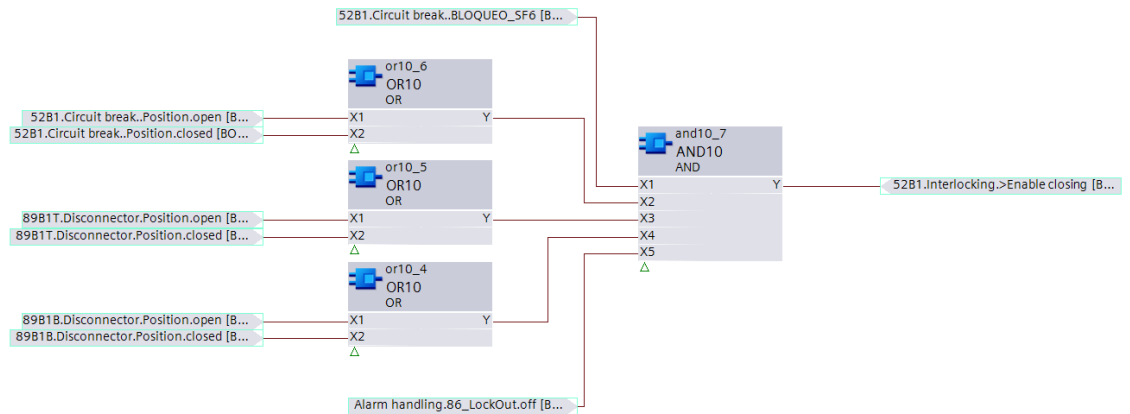
**Figura 3.20 Interlocks del Interruptor 52A1T**

## BLOQUEO PARA INTERRUPTOR 52 BT

Para que el interruptor 52BT pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Seccionador 89B1B en estado válido.
2. Seccionador 89B1T en estado válido.
3. El interruptor 52B1T debe estar en estado válido.
4. Bloqueo por SF6
5. Bloqueo 86T

Como se observa en la **Figura 3.21**, se hacen uso de bloques lógicos “or” y “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el interruptor 52BT.



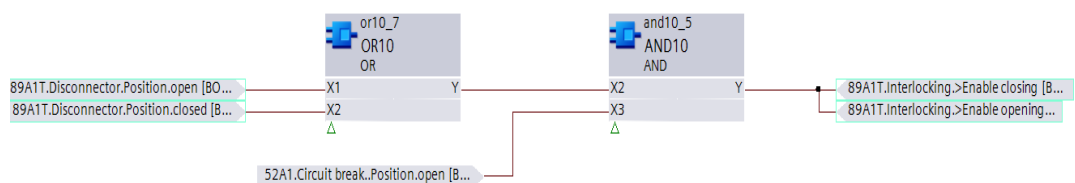
**Figura 3.21 Interlocks del Interruptor 52B1T**

### BLOQUEO PARA SECCIONADOR 89A1T

Para que el seccionador 89A1T pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Seccionador 89A1T en estado válido.
2. El interruptor 52A1 debe estar abierto.

Como se observa en la **Figura 3.22**, se hacen uso de bloques lógicos “or” y “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el seccionador 89A1T.



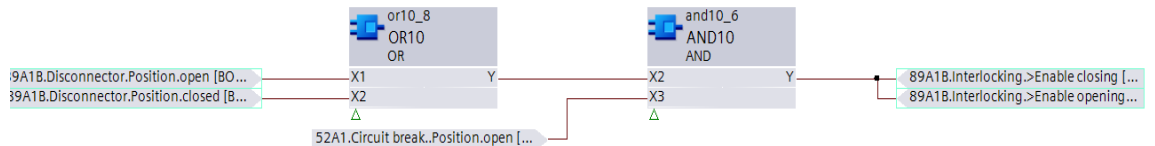
**Figura 3.22 Interlocks del seccionador 89A1T**

### BLOQUEO PARA SECCIONADOR 89A1B

Para que el seccionador 89A1B pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Seccionador 89A1B en estado válido.
2. El interruptor 52A1 debe estar abierto.

Como se observa en la **Figura 3.23**, se hacen uso de bloques lógicos “or” y “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el seccionador 89A1B.



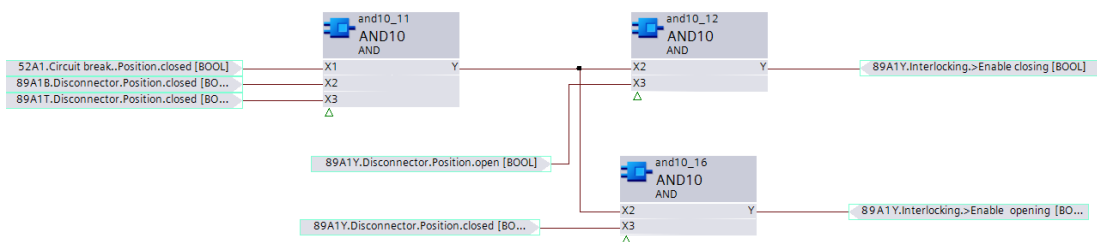
**Figura 3.23 Interlocks del seccionador 89A1B**

### BLOQUEO PARA SECCIONADOR 89A1Y

Para que el seccionador 89A1Y pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. El interruptor 52A1 debe estar cerrado.
2. Seccionador 89A1B en estado cerrado.
3. Seccionador 89A1T en estado cerrado.

Como se observa en la **Figura 3.24**, se hacen uso de 3 bloques lógicos “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el seccionador bypass 89A1Y.



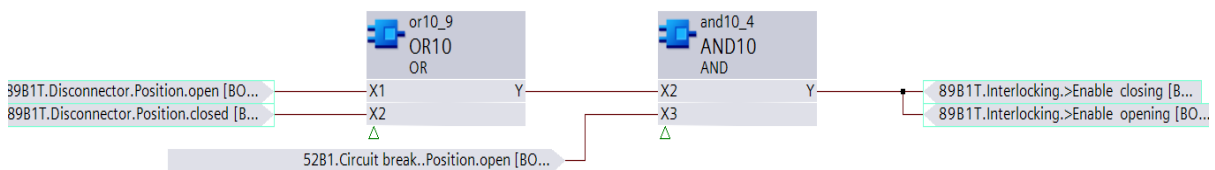
**Figura 3.24 Interlocks del seccionador bypass 89A1Y de la bahía de alta del transformador**

## BLOQUEO PARA SECCIONADOR 89B1T

Para que el seccionador 89B1T pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Seccionador 89B1T en estado válido.
2. El interruptor 52B1 debe estar abierto.

Como se observa en la **Figura 3.25**, se hacen uso de bloques lógicos “or” y “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el seccionador 89B1T.



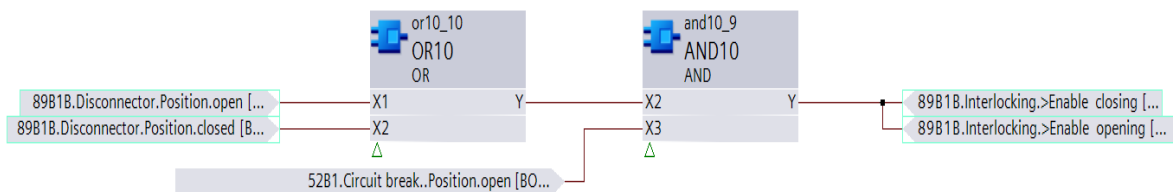
**Figura 3.25 Interlocks del seccionador 89B1T**

## BLOQUEO PARA SECCIONADOR 89B1B

Para que el seccionador 89B1B pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Seccionador 89B1B en estado válido.
2. El interruptor 52B1 debe estar abierto.

Como se observa en la **Figura 3.26**, se hacen uso de bloques lógicos “or” y “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el seccionador 89B1B.



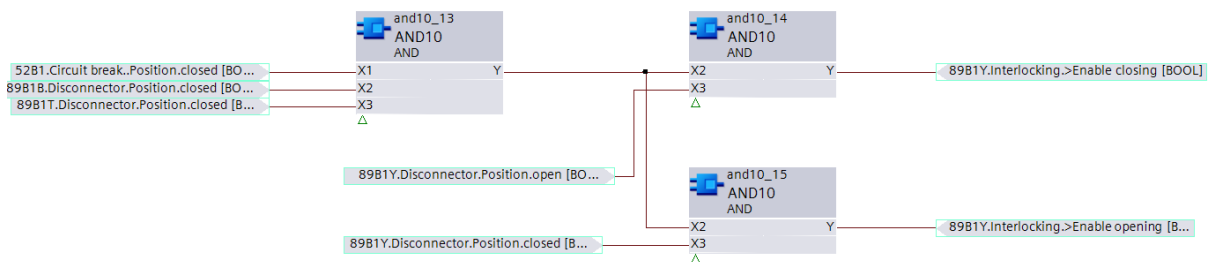
**Figura 3.26 Interlocks del seccionador 89B1B**

## BLOQUEO PARA SECCIONADOR 89B1Y

Para que el seccionador 89B1Y pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. El interruptor 52B1 debe estar cerrado.
2. Seccionador 89B1B en estado cerrado.
3. Seccionador 89B1T en estado cerrado.

Como se observa en la **Figura 3.27**, se hacen uso de 3 bloques lógicos “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el seccionador bypass 89B1Y.



**Figura 3.27 Interlocks del seccionador 89B1Y de la bahía de baja del transformador**

## LÓGICA DE CONTROL “ALIMENTADORA SANTA ROSA”.

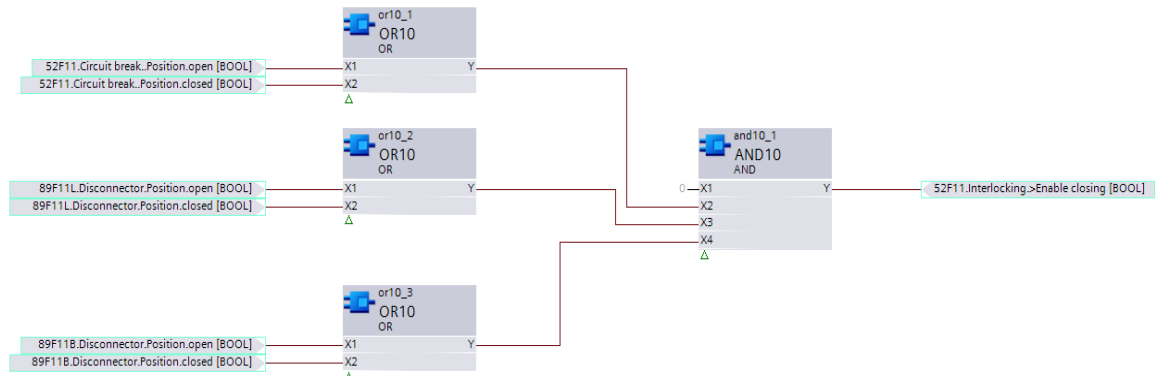
A continuación, se detallan las lógicas de control usadas en la bahía de alimentadora Santa Rosa (representada como posición F11 según nomenclatura usada por CNEL). Se crean las señales que nos dan el permiso de apertura y cierre del: reconectador 52F11, seccionadores 89F11L, 89F11B, 89F11Y. Esta misma lógica es replicada en las otras 3 alimentadoras: San Lorenzo, Puerto Lucía y Muey.

### BLOQUEO PARA RECONECTADOR 52F11

Para que el reconectador 52F11 pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Seccionador 89F11B en estado válido.
2. Seccionador 89F11L en estado válido.
3. El interruptor 52F11 debe estar en estado válido.

Como se observa en la **Figura 3.28**, se hacen uso de bloques lógicos “or” y “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el interruptor 52F11.



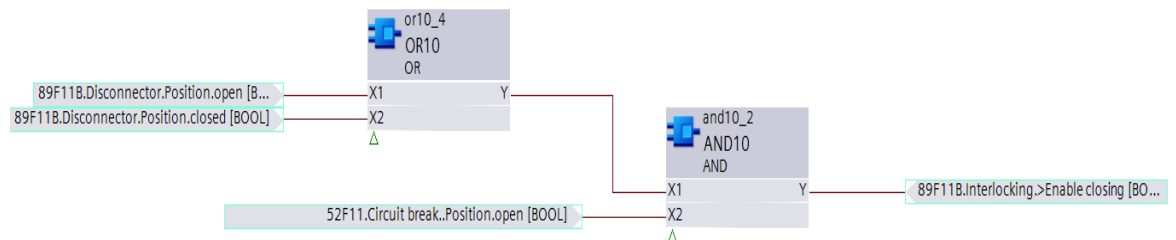
**Figura 3.28 Interlocks del reconectador 52F11**

### BLOQUEO PARA SECCIONADOR 89F11B

Para que el seccionador 89F11B pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Seccionador 89F11B en estado válido.
2. El interruptor 52F11 debe estar abierto.

Como se observa en la **Figura 3.29**, se hacen uso de bloques lógicos “or” y “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el seccionador 89F11B.



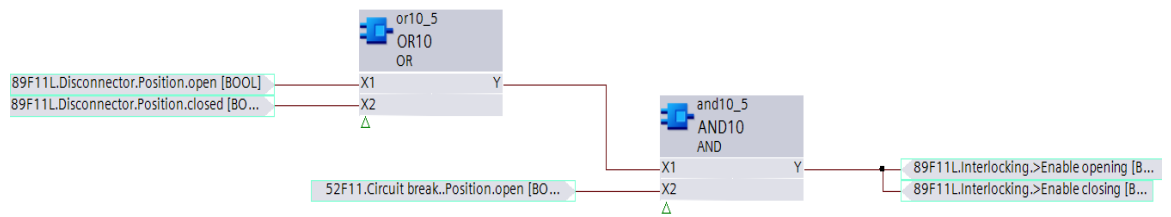
**Figura 3.29 Interlocks del seccionador 89F11B**

### BLOQUEO PARA SECCIONADOR 89F11L

Para que el seccionador 89F11L pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. Seccionador 89F11L en estado válido.
2. El interruptor 52F11 debe estar abierto.

Como se observa en la **Figura 3.30**, se hacen uso de bloques lógicos “or” y “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el seccionador 89F11L.



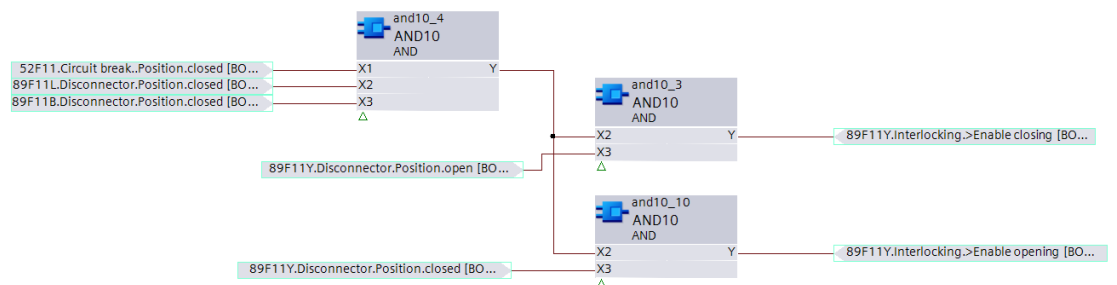
**Figura 3.30 Interlocks del seccionador 89F11L**

### BLOQUEO PARA SECCIONADOR 89F11Y

Para que el seccionador 89F11Y pueda cerrar o abrir las condiciones que se manejan en la lógica de control son:

1. El interruptor 52B1 debe estar cerrado.
2. Seccionador 89F11B en estado cerrado.
3. Seccionador 89F11T en estado cerrado.

Como se observa en la **Figura 3.31**, se hacen uso de 3 bloques lógicos “and” que permiten que se cumplan todas las especificaciones para que pueda cerrarse o abrirse el seccionador bypass 89F11Y.

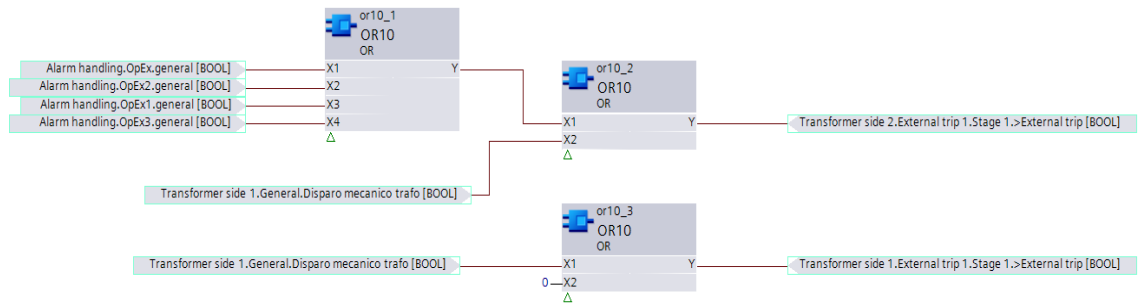


**Figura 3.31 Interlocks del seccionador bypass 89F11Y**

### DISPARO MECÁNICO DEL TRANSFORMADOR

El disparo por protecciones mecánicas del transformador se dará ya sea por relé buchholz, temperatura de aceite, temperatura de devanado, sobrepresión. El grupo de señales opEx (señales externas) pueden ser comandos de apertura o disparo provenientes del lado de 13.8KV, nótese en la **Figura 3.32**, que únicamente opera el lado dos (baja) del transformador.



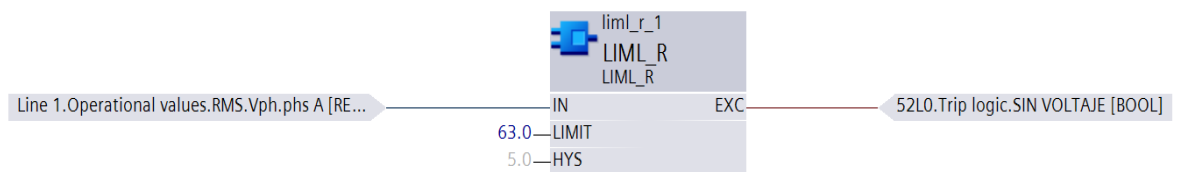


**Figura 3.32 Disparos mecánicos externos del transformador**

### INTEGRACIÓN GOOSE

Para realizar la integración Goose dentro de la S/E “Santa Rosa” asumimos que se desea Habilitar transferencia LIN00 Carolina to LIN01 Salinas evitando que en caso de que falle la bahía de llegada a la S/E (S/E Carolina), se pueda tener un respaldo y de esta manera no se queda sin alimentación la S/E.

Se crean dos “charts” denominados “Monitoreo de Voltaje” y “Transferencia de voltaje” como se observan a continuación. En la **Figura 3.33**, el bloque lógico LIML\_R compara el valor de la entrada IN con un valor límite en la entrada LIMIT. Si el valor de entrada es menor que el valor límite, el bloque establece la salida EXC en 1. El valor de entrada HYS es el margen de error de la medición de voltaje por ejemplo si el de valor de HYS es 5, el bloque establece la salida al 105% en la entrada LIMIT.

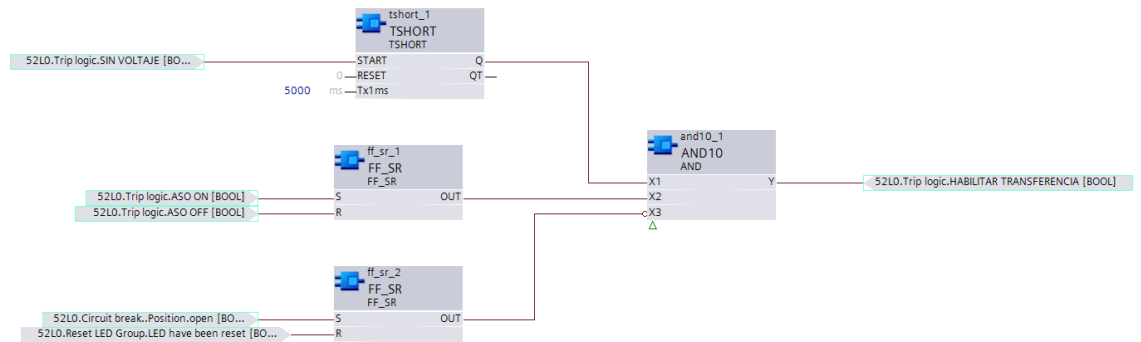


**Figura 3.33 Monitoreo de Voltaje en barra de 69KV**

La **Figura 3.34 y 3.35**, muestra la lógica utilizada para que la LIN00 pueda habilitar la transferencia de voltaje para ello se hace uso del bloque lógico TSHORT que es un temporizador para intervalos de tiempo corto estableciendo la duración de este en la entrada Tx1ms. Un cambio de estado de 0 a 1 en la entrada START, inicia el intervalo de tiempo T. La salida QT adopta el valor de 1 la salida Q permanece en 0, pero el cambio

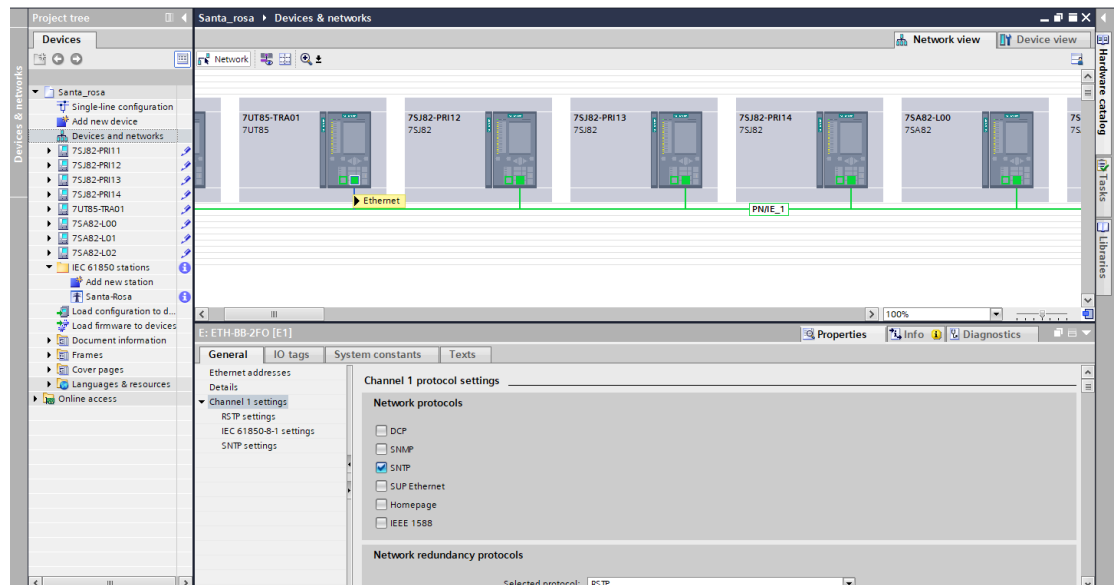
de estado de START cancela el intervalo de tiempo y lo inicia de nuevo. Q conserva su estado.

Transcurrido el intervalo de tiempo, la salida QT se establece en 0 y la salida Q en 1 y sólo un valor de 1 en la entrada RESET reestablece la salida de Q a 0.



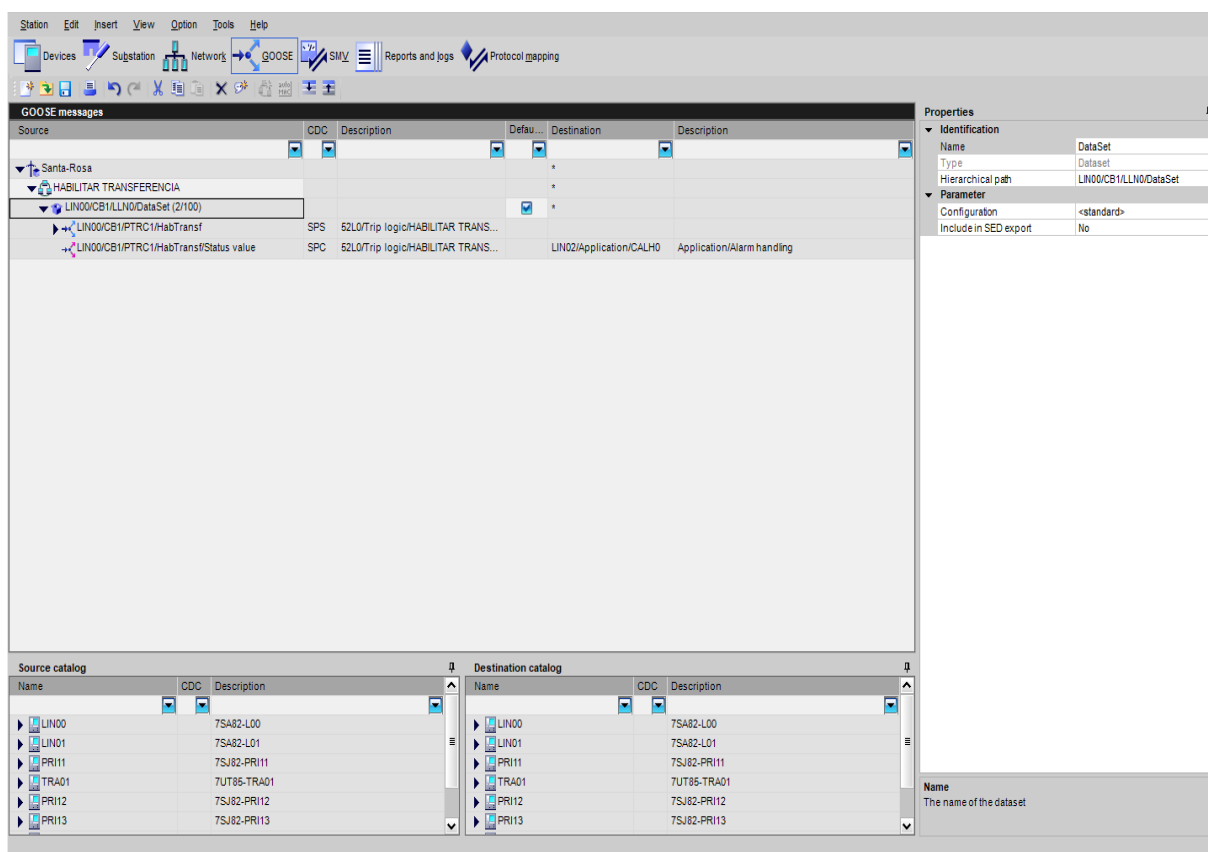
**Figura 3.34** Transferencia de voltaje entre bahías de 69KV

Realizada las lógicas de control se crea una subred entre los equipos IEDs que conforman la S/E. Como se muestra en la **Figura 3.35**, en la pestaña “Device and Networks” se configura el canal de comunicación de cada IED a SNMP y se unen los IEDs a la misma subred (indicada por la línea de color verde).



**Figura 3.35** Dispositivos y redes de la S/E Santa Rosa

En la carpeta “IEC 61850 stations” se crea la S/E Santa Rosa en la que se exportarán desde DIGSI 5 hacia la aplicación de “61850 System configurator” los cambios que se realice en los IEDs pertenecientes a la subred. Al realizarlo se carga una nueva pantalla como se observa en **Figura 3.36**, en esta pantalla se crea el mensaje Goose “Habilitar Transferencia” colocando una señal del Source Catalog en Description (LIN00) y una señal del Destination Catalog en Destination (LIN01). Luego de ello se guarda e importa desde Digi 5 los cambios realizados en “61850 System Configurator” quedando habilitada la transferencia entre las bahías de la posición LIN00 Carolina y LIN01 Salinas.



**Figura 3.36 Creación de mensajes Goose en ventana IEC 61850 Configurator**

## PROTOCOL MAPPING

Como se observa en la **Figura 3.37**, la pestaña Protocol Mapping del “System Configurator de 61850” se puede observar las asignaciones de la data model de IEC 61850 a IEC 60870-5-104 para hacer uso de los diferentes nodos lógicos, por ejemplo, habilitar el cierre de un interruptor de

línea desde el sistema scada configurando la RTU de la S/E para que pueda enviar esas señales.

Shows the assignment of IEC 61850 data model to IEC 60870-5-104.

Topology path	IED	LD	LN	DO	DA	CDC	Description	CASDU	IOA
	LIN00	Application	LLN0	Mod	stVal	INC	Application/General/Test mode		
	LIN00	Application	LLN0	Mod	Oper.ctlVal	INC	Application/General/Test mode		
	LIN00	Application	LLN0	Beh	stVal	INS	Application/General/Behavior		
	LIN00	Application	LLN0	Health	stVal	INS	Application/General/Health (61850 only)		
	LIN00	Application	LLN0	LEDs	stVal	SPC	Application/General/LED reset		
	LIN00	Application	LLN0	LEDs	Oper.ctlVal	SPC	Application/General/LED reset		
	LIN00	Application	LPHD0	PhyHealth	stVal	INS	Application/Device/Physical health		
	LIN00	Application	LPHD0	Proxy	stVal	SPS	Application/Device/Proxy		
	LIN00	Application	LPHD0	PwrUp	stVal	SPS	Application/Device/Device startup		
	LIN00	Application	CALH0	Mod	stVal	INC	Application/Alarm handling/Mode (controllable)		
	LIN00	Application	CALH0	Beh	stVal	INS	Application/Alarm handling/Behavior		
	LIN00	Application	CALH0	Health	stVal	INS	Application/Alarm handling/Health		
	LIN00	Application	CALH0	GrAlm	stVal	SPS	Application/Alarm handling/Group alarm		
	LIN00	Application	CALH0	GrWrn	stVal	SPS	Application/Alarm handling/Group warning		
	LIN00	Application	CALH0	Pos	stVal	DPC	Application/Alarm handling/Pos		
	LIN00	Application	LTIM0	Mod	stVal	INC	Application/Time management./Mode (status only)		
	LIN00	Application	LTIM0	Beh	stVal	INS	Application/Time management./Behavior		
	LIN00	Application	LTIM0	Health	stVal	INS	Application/Time management./Health		
	LIN00	Application	LTRK0	Mod	stVal	INC	Application/Service track./Mode (status only)		
	LIN00	Application	LTRK0	Beh	stVal	INS	Application/Service track./Behavior		
	LIN00	Application	LTRK0	Health	stVal	INS	Application/Service track./Health		
	LIN00	Application	RSLEDGA...	Mod	stVal	INC	Application/LED not in FG/Mode (controllable)		
	LIN00	Application	RSLEDGA...	Beh	stVal	INS	Application/LED not in FG/Behavior		
	LIN00	Application	RSLEDGA...	Health	stVal	INS	Application/LED not in FG/Health		
	LIN00	CB1	LLN0	Mod	stVal	INC	52L0/CB1/LLN0/LLN0/Mode (controllable)		
	LIN00	CB1	LLN0	Beh	stVal	INS	52L0/CB1/LLN0/LLN0/Behavior		
	LIN00	CB1	LLN0	Health	stVal	INS	52L0/CB1/LLN0/LLN0/Health		
	LIN00	CB1	GAPC1	Mod	stVal	INC	52L0/General/Mode (status only)		
	LIN00	CB1	GAPC1	Beh	stVal	INS	52L0/General/Behavior		
	LIN00	CB1	GAPC1	Health	stVal	INS	52L0/General/Health		
	LIN00	CB1	PTRC1	Mod	stVal	INC	52L0/Trip logic/Mode (controllable)		
	LIN00	CB1	PTRC1	Beh	stVal	INS	52L0/Trip logic/Behavior		
	LIN00	CB1	PTRC1	Health	stVal	INS	52L0/Trip logic/Health		
	LIN00	CB1	PTRC1	Tr	general	ACT	52L0/Trip logic/Trip indication		
	LIN00	CB1	PTRC1	Op	general	ACT	52L0/Trip logic/Operate		

Shows the assignment of IEC 61850 data model to IEC 60870-5-104.

**Figura 3.37 Protocol Mapping de señales definidas en la norma**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

En el desarrollo de este trabajo se evidencia como la tecnología para el control de subestaciones ha avanzado a lo largo del tiempo. Ecuador comenzó un proceso de homologación en sistemas de automatización en las empresas eléctricas de distribución y la unidad de negocios “Santa Elena” forma parte de este proceso, por lo cual se analizó como subestación piloto a “Santa Rosa” para realizar un estudio sobre el estado actual del sistema de automatización y proponer una mejora implementando el Estándar IEC 61850.

Se realizó un análisis exhaustivo sobre el Estándar IEC 61850 para estudio de requerimientos mínimos que debe cumplir la subestación Santa Rosa en cuanto a el sistema de comunicación en donde se estableció que deberá ser una arquitectura tipo anillo centralizado como se detalla en la sección 3.1 del presente proyecto.

Con la implementación de este proyecto el sistema de comunicación se ve mejorado al añadir redundancia entre equipos de comunicación y la red, adicionalmente se mejorarían los tiempos de respuesta de la red.

En cuanto al sistema de protección y control CNEL EP unidad de negocios Santa Elena recomienda que en el presente estudio se analicen a los relés marca Siemens de la familia Siprotec 5, con la finalidad de comparar las características que estos ofrecen contra los relés existentes, ya que estos son compatibles con el estándar IEC 61850 como se detalla en la sección 2.7.4 del presente proyecto.

Se hizo uso del software DIGSI 5 de configuración de relés marca siemens ya que es funcional en la plataforma del sistema operativo Windows, es muy intuitivo y amigable con el usuario. Dentro de su estructura se permite la configuración del “Information routing” para definir o colocar nuevas señales binarias de entrada, salida, led o

mímico, así como poder configurar el control de los IEDs mediante bloques lógicos, parametrización de protecciones, “Protocol Mapping” de las señales en una hoja de ruta, señales por mensajes GOOSE y configuración de la “61850 System Configurator”.

En la actualidad la maniobrabilidad en las subestaciones es mucho más sencilla y eficiente que las antiguas, pero su complejidad en puesta en servicio ha aumentado, debido a la integración y configuración de la numerosa cantidad de equipos y sistemas.

Actualmente el ingeniero encargado de la subestación no solo tiene que tener conocimientos en el área eléctrica, sino también en otras áreas como comunicaciones, control y programación.

### **Recomendaciones**

En la construcción de nuevas instalaciones para subestaciones se debe tomar en cuenta que el nuevo equipo de patio debe incluir procesamiento electrónico como TC y TP inteligentes que permitan integración al nivel de proceso mediante una red de área local eliminando cableado de cobre con nuevas aplicaciones que permitan la sincronización e interbloqueos a través de la red, es decir cumpliendo con los requerimientos dados en IEC 61850-9-2.

Se debe incluir mensajería GOOSE para posteriores diseños de sistemas de control de subestaciones debido a que habilita la comunicación entre IEDs en un tiempo muy pequeño, ayudando a coordinar funciones de control y protección.

Continuando con este estudio, se podría realizar un análisis de los tiempos de respuesta ante un evento en el sistema eléctrico de la subestación, comparando el factor hombre-máquina contra el sistema automatizado por medio del estándar IEC 61850 con el fin de establecer si se mejoraría la operación del sistema.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] «CELEC EP TRANSELECTRIC,» 13 Octubre 2015. [En línea]. Available: <https://goo.gl/Bq1bZD>. [Último acceso: 14 Noviembre 2017].
- [2] S. H. Ralph Mackiewicz., «Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation,» de *SIPSEP conference in Monterrey, Mexico*, 2004.
- [3] P. R. T. M. W. W. Klaus-Peter Brand, *Requirements of interoperable distributed functions and architectures in IEC 61850-based SA Systems*, Switzerland: CIGRE, 2006.
- [4] E. P. Villalón, *Diseño y Optimización de una arquitectura IEC 61850*, Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2008.
- [5] D. B. Ralph Mackiewicz Mark Adamiak, «IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substation: An Overview for USers,» <http://www.gegridsolutions.com>, vol. 3, p. 62...68, 2009.
- [6] E. P. Villalón, *DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA ARQUITECTURA IEC61850*, MADRID, 2008.
- [7] SIEMENS, Protección diferencial de transformadores 7UT85, 7UT86, 7UT87, Alemania: Siemens AG, 2014.
- [8] SIEMENS, Protección de distancia, diferencial de línea y de sobreintensidad para disparo tripolar 7SA84, 7SD84, 7SA86, 7SD86, 7SL86, 7SJ86, Alemania: Siemens AG, 2014.
- [9] SIEMENS, Protección de Sobreintensidad 7SJ82, Alemania: Siemens AG, 2014.
- [10] SIEMENS, DIGSI 5 Software Description, Humboldt: Siemens AG, 2017.
- [11] W. Q. H. S. H. W. J. W. Y. X. Z. X. P. Z. Fangxing L., «Smart Transmission Grid: Vision and Framework.,» *IEEE Transmision on Smart Grid*, vol. 1, nº 2, pp. 168-177, 2010.