

**Universidad Nacional Experimental  
de los Llanos Occidentales  
“Ezequiel Zamora”**



La Universidad que Siembra

**VICERECTORADO DE PLANIFICACIÓN  
Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA CIENCIAS BÁSICAS Y  
APLICADAS  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA EN  
INFORMÁTICA**

**DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS  
DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA  
SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO  
DE LA NORMA IEC 61850**

**Proyecto de Trabajo Especial de Grado presentado para optar al  
Título de Ingeniero en Informática**

**Autor: Cuauro Galue, Pedro Luis  
Perdomo Neira, Andrés Felipe  
Tutor: Gilberto René Linares Rodríguez**

**Barinas, Julio 2023**

## ACEPTACIÓN DEL TUTOR

Yo, **GILBERTO RENE LINARES RODRIGUEZ**, cédula de identidad N° 12.207.762, hago constar que he leído el proyecto de Trabajo Especial de Grado, **DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**, presentado por los ciudadanos: **CUAURO GALUE, PEDRO LUIS y PERDOMO NEIRA, ANDRES FELIPE**, para optar al título de **Ingeniero en Informática** y acepto asesorar al estudiante, en calidad de tutor, durante el periodo de desarrollo del trabajo hasta su presentación y evaluación.

En la ciudad de Barinas, a los **20** días del mes de **Febrero** del año **2023**.

Nombre y Apellido: **GILBERTO RENE LINARES RODRIGUEZ**



---

Firma de aprobación del tutor

## APROBACIÓN DEL TUTOR

Yo, **GILBERTO RENE LINARES RODRIGUEZ**, cédula de identidad N° 12.207.762, hago constar que he leído el proyecto de Trabajo Especial de Grado, **DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**, presentado por los ciudadanos: **CUAURO GALUE, PEDRO LUIS y PERDOMO NEIRA, ANDRES FELIPE**, para optar al título de **Ingeniero en Informática**, por medio de la presente certifico, que he leído el trabajo y considero, que reúne las condiciones necesarias para ser defendido y evaluado por el jurado de examinación que se designe.

En la ciudad de Barinas, a los **17** días del mes de **Julio** del año **2023**.

Nombre y Apellido: **GILBERTO RENE LINARES RODRIGUEZ**



Firma de aprobación del tuto

**+UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE LOS LLANOS OCCIDENTALES EZEQUIEL ZAMORA**  
**VICERRECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL**  
**PROGRAMA DE CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS**  
**SUBPROGRAMA INGENIERÍA EN INFORMÁTICA**



**ACTA / N° 01**  
**RESOLUCIÓN EXTRAORDINARIA N° CAPCBA 17/07/124**  
**FECHA 17/07/2023. PUNTO N° 07**

Quienes suscribimos, Miembros del Jurado Evaluador designado por la Comisión Asesora del Programa de Ciencias Básicas y Aplicadas de la Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales Ezequiel Zamora, para calificar el Trabajo de Grado titulado:

**DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**

**PRESENTADO POR:**      **CUAURO G., PEDRO LUIS**      **C.I: 28.421.031**  
    **PERDOMO N., ANDRES FELIPE**      **C.I. 28.164.082**

Como requisito para optar al grado académico de: **INGENIERO EN INFORMÁTICA**, hacemos constar por medio de la presente acta que con fecha: **26/07/2023** en periodo académico **2023-I** nos reunimos para oír la exposición pública de dicho trabajo El (Los) estudiante (s) presentó (aron) ante el Jurado Evaluador y respondió (eron) a las preguntas formuladas, después de lo cual, el Jurado Evaluador decidió:

ASPECTOS	JURADO 1 (35%)	TUTOR	JURADO 2 (35%)
Escrito (10%)	10 %	30 %	10 %
Producto (15%)	15 %		15 %
Oral (10%)	10 %		10 %
Nota del Tutor (3), según fase de Ejecución del Proyecto (30%)	35%		35%
<b>Nota Final del Subproyecto Trabajo de Grado</b>	JURADO 1: <u>35%</u> JURADO 2: <u>35%</u> TUTOR: <u>30%</u>	Total Porcentajes UNELLEZ <u>100 / 100 (%)</u> Nota Escala = <u>5 / 5</u>	
<b>Decisión:</b>	Aprobado: <input type="checkbox"/>	Con Mención: <input type="checkbox"/>	Con Modificación: <input type="checkbox"/>
<b>Jurado Principal (1)</b>	<b>Jurado Principal (2)</b>		
Prof. (a). (Firma): <u>Neomar Stojkovic</u> Nombre y Apellidos: CEDULA: <u>15350752</u>	Prof. (a). (Firma): <u>[Firma]</u> Nombre y Apellidos: <u>Juan Terán</u> CEDULA: <u>10910840</u>		
<b>Tutor (3)</b>	<b>Firma y Sello del Jefe Subprograma</b>		
Prof. (a). (Firma): <u>[Firma]</u> Nombre y Apellidos: <u>Gilberto Linares</u> Cédula: <u>12207462</u>			

OBSERVACIONES: Mención Honorífica

# **DISEÑO DE UN SISTEMA DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850.**

**Autores: Br. Cuauro Galue, Pedro Emilio  
Br. Perdomo Neira, Andrés Felipe**

**Tutor: Prof. Gilberto Linares  
2023**

## **RESUMEN**

La zona de Alto Barinas, constituye un área residencial y comercial fundamental en la Ciudad de Barinas, cuyo desarrollo está determinado por la disponibilidad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, sin embargo, el mismo no cubre las expectativas de los usuarios, motivado a una serie de interrupciones, de las cuales un buen porcentaje son imputables a una mala comunicación entre los relés de Control y protección instaladas en la subestación Alto Barinas, y ante esta problemática nace la idea de diseñar una red de comunicación con el protocolo IEC 61850, que es constituye el estándar mundialmente reconocido para la automatización de las subestaciones, y que es muy poco conocido o empleado en el país.

En ésta trabajo se enfoca en el diseño de una red de comunicación basada en el protocolo IEC 61850 para enlazar los IED en una subestación de distribución. Se abordan aspectos como la selección de componentes de red, la definición de topologías de red, la configuración de los dispositivos y las pruebas de funcionamiento, modelo de datos y equipamiento utilizado. El objetivo final es lograr una infraestructura de comunicación eficiente y confiable que contribuya a la mejora del sistema eléctrico en la subestación y por ende que influya positivamente en el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes de Alto Barinas.

**Palabras Claves.** Red de comunicación, IED, Bahía, Control, Protección, Ethernet, Conmutadores, Enrutadores, Gateway, UTR, Reconectador, TC, TP Transformador

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE COMUNICACIÓN PARA LOS  
DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA  
SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA  
NORMA IEC 61850.**

**Autores: Br. Cuauro Galue, Pedro Emilio  
Br. Perdomo Neira, Andrés Felipe**

**Tutor: Prof. Gilberto Linares**

**2023**

**ABSTRACT**

The Alto Barinas area is a crucial residential and commercial area in the city of Barinas. The development of this area heavily relies on the availability, reliability, and quality of the electric service. However, the current service does not meet user expectations due to frequent interruptions. A significant percentage of these interruptions can be attributed to poor communication between the control and protection relays installed in the high substation of Barinas.

To address this problem, this thesis proposes the design of a communication network using the IEC 61850 protocol. This protocol is an internationally recognized standard for substation automation but is not widely known or used in the country.

The focus of this work is to design a communication network that links the IEDs (Intelligent Electronic Devices) in the distribution substation. It covers aspects such as the selection of network components, definition of network topologies, device configuration, and operational testing. The data model and equipment used are also addressed in this thesis.

The ultimate goal is to establish an efficient and reliable communication infrastructure that contributes to the improvement of the electrical system in the substation. This improvement will positively impact the quality of life for the residents of Alto Barinas.

**Keywords:** Communication Network, IED, Bay, Control, Protection, Ethernet, Switches, Routers, Gateway, RTU, Reconnecting, TC, TP, Transformer.

## DEDICATORIAS

---

Quisiera dedicar estas palabras a las siguientes personas: quiero agradecer a mi madre Katuska Galue, hermano Jesús Cuauro, a mi gran amigo Julio Perdomo, darle las gracias a mi tía Andreina Galue y a mis abuelos Segundo Flores y Egilda Parra, les agradezco por el gran apoyo, ejemplo a seguir y la ayuda necesaria para seguir adelante, sin duda alguna, que sin el apoyo de todos ellos, no hubiera llegado tan lejos; de igual manera agradecer a todos los profesores por haberme brindado todos sus conocimientos, llegando a alcanzar la meta de mi título profesional.

Gracias a todos  
**Pedro Cuauro**

### **A Dios.**

Por todo lo alcanzado, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y poner en mi camino a aquellas personas que han sido soporte y compañía.

### **A mis padres.**

Por ser el pilar fundamental en todo lo que soy y por su incondicional apoyo en todo lo que he emprendido.

**Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos...**

**Andrés Felipe Perdomo Neira**

## AGRADECIMIENTOS

---

Primero quisiera agradecer a mi madre, mi tía, mis abuelos y a mi hermano: Katuska Galue, Jesús Cuauro, Andreina Galue, Segundo Flores y Egilda Parra por sus buenos consejos y su gran apoyo para mí durante toda la carrera, donde pude aprender a que no debemos rendirnos para conseguir nuestros sueños y luchar por ello.

Quiero agradecer a mi gran amigo Julio Perdomo por estar como un padre y a la vez amigo en todo momento, su gran idea de esta tesis es algo de admirar y de verdad daría un grandísimo aporte al estado.

Y por último agradecer a la universidad UNELLEZ por darme la oportunidad de ser uno de sus estudiantes y poder lograr ser Ingeniero Informático.

Gracias a todos  
**Cuauro Pedro**

Doy gracias a Dios por permitirme culminar esta etapa de mi vida. Gracias por la salud y la fortaleza que me diste para perseverar y vencer las dificultades que se pueden haber presentado.

### **A la UNELLEZ.**

La cual abrió sus puertas para formarme profesionalmente

### **A nuestros profesores.**

A cada uno de ellos que impartieron sus conocimientos, enseñanzas y apoyo durante nuestra preparación universitaria.

### **A mis padres.**

Por su incondicional apoyo y consejos, motivándome así a ser un mejor individuo y profesional.

**Andrés Perdomo Neira**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>Resumen</b> .....	<b>i</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>ii</b>
<b>Dedicatoria</b> .....	<b>iii</b>
<b>Agradecimiento</b> .....	<b>iv</b>
<b>Tabla de Contenido</b> .....	<b>v</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>Capítulo I</b> .....	<b>4</b>
Planteamiento del Problema .....	4
Objetivos de la Investigación .....	7
Objetivo General.....	7
Objetivos Específicos .....	8
Justificación de la Investigación .....	8
Alcances y Limitaciones .....	9
Alcances .....	9
Limitaciones de la Investigación .....	9
Limitación Temática .....	10
Limitación Geográfica .....	10
Limitación Temporal.....	10
<b>Capítulo II</b> .....	<b>11</b>
Marco Contextual .....	11
Antecedentes .....	11
Marco Teórico .....	17
Sistema de Variables .....	54
Variable Independiente .....	54

Variable Dependiente .....	55
Variable Interviniente .....	55
Mapa de Variables .....	56
Normativa Aspecto Legal .....	57
Norma Calidad del Servicio .....	58
<b>Capítulo III .....</b>	<b>60</b>
Marco Metodológico .....	60
Tipo de Investigación .....	60
Metodología de la Investigación .....	61
Fase I Diagnóstico .....	61
Fase II Ejecución .....	62
Fase III Evaluación .....	62
Población y Muestra .....	62
Población .....	62
Técnica e Instrumento Aplicado en la Recolección de Datos .....	63
Técnica de recolección de Datos .....	63
Documentación .....	64
Entrevista .....	64
Instrumento e recolección de datos .....	64
Guion de Entrevista .....	64
Validez de la Entrevista .....	65
<b>Capítulo IV .....</b>	<b>66</b>
Análisis de Resultados y Presentación de Propuesta.....	66
Fase I Diagnóstico .....	66
Determinación del Nivel Tecnológico del Equipamiento.....	66

Fase II Ejecución .....	69
Propuesta de Red de Comunicación .....	69
Documentación de la Red .....	69
Comprensión de la Arquitectura del Sistema .....	71
Documentación .....	71
Equipos a ser utilizados en la Red de comunicación de S/E Alto Barinas...	77
Esquema del diseño de la red .....	81
Funcionamiento de la Red .....	84
<b>Capitulo V .....</b>	<b>86</b>
Presentacion del Simulador Helinks .....	86
<b>Conclusiones y Recomendaciones.....</b>	<b>92</b>
Conclusiones .....	92
Recomendaciones .....	93
<b>Anexo.....</b>	<b>94</b>

## **CUADRO DE FIGURAS**

Figura 2.1 Tipos de IED's.....	18
Figura 2.2 Sistema Básicos .....	22
Figura 2.3 Niveles de Subestaciones .....	37
Figura 2.4 Buses de Proceso y Estación .....	37
Figura 2.5 Buse de Proceso y Estación .....	40
Figura 2.6 Data Set .....	43
Figura 2.7 Reportes.....	44
Figura 4.1 Fotografía Aérea de Subestación Alto Barinas.....	62

Figura 4.2 Diagrama Unifilar .....	68
Figura 4.3 Arquitectura de la Red .....	71
Figura 4.4 Topología de la Red .....	72
Figura 4.5 Modelos de capas .....	72
Figura 4.6 Presupuesto .....	75
Figura 4.7 Diagrama de Gantt .....	76
Figura 4.8 Niveles de Bahía .....	78
Figura 4.9 Configuración en Anillo .....	82
Figura 4.10 Configuración en Anillo .....	83
Figura 4.11 Mensajes GOOSE .....	85
Figura 5.1 Menú Principal HELINKS .....	88
Figura 5.2 Diagrama unifilar en Simple Line .....	89
Figura 5.3 Diagrama de Funciones y Relés .....	90
Figura 5.4 Diagrama de Sistema de Subestaciones .....	91

## **CUADROS**

Cuadro 2.1 .....	56
Cuadro 4.1 .....	66
Cuadro 4.2.....	67
Cuadro 4.3 .....	80

## INTRODUCCION

En este proyecto de investigación o de grado, requisito para optar al título de Ingeniero en Informática, se aborda la creación de una red de comunicación utilizando el protocolo IEC 61850 para enlazar los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en la subestación de distribución de Alto Barinas. El protocolo IEC 61850 es un estándar internacional que define un modelo de comunicación y datos para la automatización de subestaciones eléctricas.

La implementación de esta red permitirá la monitorización y control eficiente de los equipos y sistemas en la subestación, mejorando así la calidad del servicio eléctrico ofrecido a los usuarios. El protocolo IEC 61850 ofrece ventajas como la interoperabilidad entre diferentes fabricantes de equipos, la capacidad de transmitir grandes cantidades de datos en tiempo real y la posibilidad de realizar diagnósticos remotos.

La subestación de distribución de Alto Barina es una instalación clave en el sistema eléctrico, ya que es responsable de recibir la energía eléctrica de la red de transmisión y distribuirla a los diferentes usuarios. Para asegurar un funcionamiento óptimo de la subestación, es necesario contar con una red de comunicación confiable y eficiente que permita la interconexión de los IED.

En esta tesis se realizará un análisis detallado de los requisitos de comunicación de la subestación y se diseñará una arquitectura de red con la topología de anillo redundante que satisfaga los requerimientos de seguridad y confiabilidad.

Además, se llevará a cabo un estudio comparativo de diferentes tecnologías de comunicación que pueden ser utilizadas en la implementación de la red, como Ethernet, fibra óptica y redes inalámbricas. Se evaluarán las ventajas y desventajas de cada tecnología y se seleccionará la más adecuada para la subestación de Alto Barinas.

Esta investigación, además de direccionar los tópicos mencionados anteriormente en el diseño de la red de comunicación, plantea en el primer Capítulo el problema de fallas recurrentes en la Subestación Alto Barinas, imputables a la mala comunicación entre los dispositivos de Control y Protección de la subestación, adicionalmente se define el Objetivo General y los objetivos específicos que permitirán determinar las estrategias para un diseño exitoso de la Red de Comunicación entre relés, utilizando el protocolo IEC 91850.

En el Capítulo II, se introducen los fundamentos de la comunicación de redes de relés en las subestaciones, donde se incluyen la definición del protocolo IEC 61850 y de alguna u otra manera se plasma en *estado del arte* en cuanto a automatización de subestaciones y redes de comunicación utilizando el referido protocolo.

En el Capítulo III, se plantea la Metodología utilizada para obtener la información, así como el tipo de información requerida. En el desarrollo del Capítulo IV, se plasma la situación actual, en cuanto a equipos y materiales utilizados en la subestación Alto Barinas, así como su funcionamiento, lo que va a permitir determinar las estrategias de diseño y futura implantación de la red de comunicación en un lapso de 12 a 14 meses, de acuerdo a la experticia adelantada en la solución propuesta.

En el Capítulo V se presentan los resultados de la simulación con versiones demo de los softwares especializado para tal fin.

Y posteriormente se exponen las conclusiones y recomendaciones, consideradas necesarias para un diseño exitoso de una red de comunicación de relés de protección y control de una subestación eléctrica de distribución por medio del protocolo IEC 61850.

En resumen, esta tesis tiene como objetivo principal diseñar y crear una red de comunicación utilizando el protocolo IEC 61850 para enlazar los IED en la subestación de distribución de Alto Barina. Se espera que la implementación de esta red mejore la calidad del servicio eléctrico ofrecido a los usuarios, al facilitar el monitoreo y control eficiente de los equipos y sistemas en la subestación.

**EL PROBLEMA****PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En el mundo moderno las empresas que prestan el servicio eléctrico, presentan un alto grado de automatización en sus instalaciones, constituyendo un sistema denominado Smart Grid o Red Inteligente, siendo las subestaciones parte fundamental de este sistema de automatización. En estas subestaciones se disponen de Mini SCADAS o sistemas para la adquisición de datos para que, con esos datos, y de manera automatizada se tomen las mejores decisiones operativas de la red, lo que se traduce en una afectación mínima de usuarios ante la presencia de eventos o perturbaciones. Los equipos o dispositivos de control y protección conectados en estos sistemas inteligentes, son denominados Dispositivos Electrónicos Inteligentes IED, (por sus siglas en inglés), ya que son elementos de almacenamiento de memoria y puertos de comunicación que le permiten interactuar entre ellos para un óptimo desempeño.

Existen distintos fabricantes de estos IED con sistemas y protocolos de comunicación, en muchos casos propios de la marca, que no facilitan su interconexión y operatividad, creando incompatibilidades costosas de salvar en cuanto a los equipamientos adicionales que se deben instalar para lograrla.

En Venezuela, el servicio eléctrico viene sufriendo un paulatino deterioro en lo referente a su calidad, lo cual, entre otros aspectos técnicos incluye las constantes interrupciones del suministro o apagones que experimenta a diario la población. El estado Barinas no es ajeno a esta realidad y específicamente en la ciudad capital la zona de Alto Barinas, de gran

importancia residencial y comercial, ha experimentado un significativo incremento en la interrupción del servicio eléctrico; dicha zona es alimentada eléctricamente en un 70% desde la Subestación de distribución denominada Alto Barinas 34,5/13,8 kV. Entre las razones que expone CORPOELEC, en relación a las causas de las interrupciones eléctricas, deja ver que un alto número de estas incidencias son debidas a respuestas erróneas en los equipos de protección y control instalados, como consecuencia directa de fallas en los sistemas de comunicación de estos dispositivos.

Desde que los sistemas de control y protección se automatizaron en la década de 1990, la comunicación en serie ha sido la técnica dominante para el intercambio de datos entre dispositivos en subestaciones. Sin embargo, el avance tecnológico ha dado lugar a muchos protocolos de comunicación que son incompatibles entre sí y, algunos fabricantes han utilizado la diferencia de protocolos para distinguir sus equipos de los de otros fabricantes. El proceso de automatización no ha avanzado en Venezuela al mismo ritmo que en el resto del mundo y encontramos instalaciones con una mezcla de diversas tecnologías y de distintas generaciones, lo que complica más aun el panorama en lo que respecta a las comunicaciones de los IED.

Como las subestaciones tienen una vida útil de alrededor de 40 a 50 años, superior a los dispositivos de control y protección instalados, los cambios constantes en la tecnología también dan como resultado una falta de coincidencia de protocolos, incluso entre dispositivos del mismo fabricante, afectando el adecuado funcionamiento de la subestación. A fin de minimizar el efecto negativo por la incompatibilidad de los protocolos de los equipos se ha requerido la aplicación de conversiones de protocolo que son costosas, complejas y pueden causar retrasos en la comunicación.

En muchas ocasiones, docenas de estos convertidores funcionan juntos en un sistema grande de protecciones y control trayendo como consecuencia la disminución de los beneficios derivados de la aplicación de sistemas de comunicación digital. En la actualidad, los dispositivos de protección y control instalados en la subestación Alto Barinas, que son conocidos en el ámbito de la industria eléctrica como Dispositivos Electrónicos Inteligentes IED, deben comunicarse entre ellos, de manera segura, continua y confiable, a fin de dar respuestas apropiadas y acorde con las incidencias del sistema. Sin embargo, estos enlaces comunicacionales se llevan a cabo mediante redes, en su mayoría de cobre, con convertidores de protocolo que introducen retardos, falsos contactos e incluso funcionamientos errados.

Ante esta situación, sólo un estándar internacionalmente aceptado puede ayudar a corregir esta situación. Adecuando la comunicación en cuestión en un marco estandarizado, como el que establece la Norma IEC 61850, es posible que los relés de control y protección de diferentes fabricantes funcionen juntos sin el uso de convertidores de protocolo. Sus ingredientes son la moderna Ethernet industrial de 100 Mbit/s de alto rendimiento y los métodos avanzados de configuración/ingeniería basados en el lenguaje informático XML, que facilitan un intercambio de información más rápido entre los equipos de diferentes fabricantes y, por lo tanto, una comunicación más fluida y con una minimización del riesgo de falla.

La utilización del protocolo de la Norma IEC 61850 para el sistema de comunicación de los relés de protección y control en la subestación Alto Barinas, persigue lograr importantes ventajas, entre las que destacan Rodrigues, Soldani, y Wong (2008):

- Reducción de Costos.

- Protección de la inversión.
- Simplificación de la Ingeniería.
- Flexibilidad.
- Pruebas de conformidad.

En correspondencia con lo analizado anteriormente, la implantación de la red de comunicación para dispositivos de protección y control basada en el protocolo de la Norma IEC 61850 en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV, reducirá significativamente las interrupciones del servicio eléctrico, por concepto de inoperatividad en las comunicaciones de los mencionados equipos. Siendo éste el objeto de la presente investigación, se plantean las siguientes interrogantes:

¿Cuál es la cantidad y tipos de Dispositivos Electrónicos Inteligentes instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV?

¿Cuáles son las distintas tecnologías y protocolos utilizados en los dispositivos de control y protección (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV?

¿Se podrá diseñar una red de comunicación entre los distintos dispositivos electrónicos de protección y control de la subestación Alto Barinas que permita una operatividad eficiente, utilizando los protocolos establecidos en la Norma IEC 61850??

## **OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **OBJETIVO GENERAL**

Diseñar una red de comunicación para enlazar los diferentes Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV, basada en el protocolo de la Norma IEC 61850, a fin de reducir su tasa de falla.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Conocer la cantidad y tipos de Dispositivos Electrónicos Inteligente instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV.

Clasificar las distintas tecnologías y protocolos utilizados en los dispositivos de control y protección (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas.

Diseñar una red de comunicación entre los distintos dispositivos electrónicos de protección y control de la subestación Alto Barinas que permita una operatividad eficiente, utilizando los protocolos establecidos en la Norma IEC 61850.

## **JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

Ante la elevada tasa de interrupciones del servicio eléctrico en la zona de Alto Barinas de la ciudad de Barinas, producto de una comunicación deficiente entre los distintos dispositivos de control y protección instalados en las Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV, que impiden un correcto funcionamiento de estos dispositivos y dado que estas interrupciones tienen

un elevado impacto en la comunidad, tanto en lo social, económico y culturalmente, es necesario el diseño de una red de comunicación entre dispositivos, basada en el protocolo de la Norma IEC 61850 con el objetivo de facilitar la interoperabilidad de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) de diferentes fabricantes y por tanto, el mejoramiento en el suministro del servicio eléctrico para el sector de Alto Barinas.

La principal contribución de esta investigación además de los aportes teóricos y metodológicos, es el aporte de una herramienta a implementar en subestaciones digitales, con comunicaciones completamente basadas en IEC 61850 que permita en el futuro el mejoramiento en el suministro del servicio eléctrico.

## **ALCANCES Y LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN**

### **ALCANCES**

Esta Investigación, pretende lograr el diseño de una red de comunicación para los distintos relés de protección y control instalados en la subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV, que permita reducir la tasa de falla o interrupción del servicio eléctrico en la zona de Alto Barinas, por concepto de operaciones erradas como consecuencia de la red de comunicación. De igual forma busca, con los recursos investigativos de la Universidad y en la medida que se implementen las soluciones planteadas, fortalecer la calidad de vida de las comunidades aledañas a la universidad.

### **LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN**

Entre las principales limitaciones que puede enfrentar este trabajo de investigación es la fluidez de la información que pueda suministrar la empresa

Corpoelec con relación a los activos instalados en la subestación Alto Barinas, y la programación y protocolos utilizados en la actualidad. Así como la restricción que Corpoelec impone para el acceso a las instalaciones energizadas sin los debidos equipos de protección física.

### **LIMITACIÓN TEMÁTICA**

Esta investigación está insertada en el área de la informática que confluye en la frontera con la ingeniería eléctrica, teniendo como línea de investigación matricial las Redes y Comunicación.

### **LIMITACIÓN GEOGRÁFICA**

La investigación será realizada en el estado Barinas, Municipio Barinas, sector Alto Barinas en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV de Corpoelec.

### **LIMITACIÓN TEMPORAL**

En relación a la duración de dicha investigación, la misma tendrá un periodo de ejecución aproximado de ocho (08) meses, establecidos entre noviembre 2022 y julio 2023.

Durante la presente investigación serán consultados para las referencias en el ámbito bibliográfico textos especializados en los temas de diseño redes de comunicación en subestaciones utilizando el protocolo de la norma IEC 61850, tales como los publicados por John d. McDonald (2012), David Bakken (2014) y Janaka Ekanayake (2019); así como también *papers* o trabajos de investigación y publicaciones de especialistas.

## **CAPÍTULO II**

---

### **MARCO CONTEXTUAL**

Tiene como principal función familiarizar a los lectores con el tema de investigación; está compuesto por los antecedentes y el marco teórico, y estos a su vez están conformados por la revisión de trabajos de grado o doctorados, artículos científicos, investigaciones científicas, entre otras. Así como también define la realidad contextual en la que se ubica el objeto de estudio. De acuerdo a Balestrini (1998), se define como “el plan global de investigación que integra de un modo coherente y adecuadamente correctas técnicas de recolección de datos a utilizar” (p. 118).

En otras palabras, define la realidad contextual en la que se ubica el objeto de estudio. En este sentido, según Hurtado y Toro (2005):

Suele constituir el segundo capítulo de todo proyecto o investigación completa que se realice siguiendo el método hipotético deductivo. Su finalidad es revisar la mayor cantidad posible de información sobre el problema que se va a investigar, para evitar cometer errores ya superados o repetir estudios realizados; también nos permitirá aclarar nuestras ideas con el fin de formularnos hipótesis adecuadas y desechar aquellas que ya han sido verificadas o rechazadas y, al final del proceso replantearnos el problema iniciar. (p. 83).

### **ANTECEDENTES**

Los antecedentes de investigación se refieren a la revisión de trabajos previos sobre el tema de estudio, realizados en instituciones de educación superior. Para Arias (2012), “Los antecedentes reflejan los avances y el estado

actual del conocimiento en un área determinada y sirven de modelo o ejemplo para futuras investigaciones” (p. 106).

Las empresas suministradoras de energía eléctrica en el mundo y en especial en América Latina, se han esforzado por operar sus negocios proporcionando energía eficiente y con un nivel aceptable de calidad.

El deseo de proporcionar energía de alta disponibilidad con personal reducido impulsa a las empresas de servicios públicos y a los propietarios de los sistemas a automatizar las subestaciones. La meta de una transformación en la prestación del servicio eléctrico de forma más rápida y eficiente es una constante en el entorno empresarial actual. Las reducciones de personal y los avances tecnológicos dan como resultado la subestación automatizada sin personal.

La administración de manera efectiva de los centros de subestaciones que conectan las diferentes secciones del sistema, implica la implementación de redes de comunicaciones que se utilizan para proporcionar el control sobre los interruptores y otros equipos primarios que controlan el flujo de energía en el sistema. Su control puede automatizarse en base a criterios predeterminados o puede ejecutarse de acuerdo a la intervención manual de controladores que se pueden ubicar dentro del perímetro de la subestación o situar de forma remota en una casa de control central que envía mensajes de control a través del sistema de comunicaciones.

En el caso venezolano, donde el sector ha sido estatizado y centralizado en una única empresa, la calidad de la energía, la reducción de los tiempos de las incidencias o fallas, así como de los reclamos y la capacidad de proveer un servicio continuo y confiable se ha convertido en un hecho estratégico y político, haciendo indispensable la automatización del sistema para responder

a las exigencias del entorno. Sin embargo, la cristalización de esta automatización requiere, además de una fuerte inversión de capital, dado al avanzado estado de obsolescencia de las instalaciones y los dispositivos instalados, también de criterios de integración de los centros de control, los sistemas de comunicación y la completa sustitución de los equipos de control y potencia en todo el sistema.

Esta situación obliga a que las soluciones se planifiquen y se realicen por etapas, para ir cubriendo las deficiencias de equipos y la obsolescencia tecnológica presente en el Sistema Eléctrico Nacional. Ante este panorama, la propuesta de desarrollar una red de comunicación a fin de interconectar los distintos equipos de protección y control instalados en la Subestación Alto Barinas, mediante el protocolo de la Norma IEC 61850, que permita interconectar equipos de diferentes marcas y modelos, va a permitir avanzar hacia la meta de reducir las incidencias y sus tiempos de recuperación, minimizando la inversión de Corpoelec.

Es así como para el desarrollo de esta investigación, se tomaron en consideración una serie de publicaciones que reflejan la experiencia en empresas del sector eléctrico a nivel mundial y a nivel nacional, en el campo de la automatización y control de procesos de distribución y en las que se resalta la importancia de la automatización para el logro de la calidad del servicio eléctrico y la reducción de la duración de las incidencias, también serán analizados otros artículos que reflejan la posición de expertos en el tema. También serán analizados otros artículos que reflejan la posición de expertos en el tema; sin embargo, es propicio resaltar que se ha tenido que recurrir a investigaciones de mayor data ya que durante el periodo 2016-2022, fueron pocas las publicaciones hechas debido a múltiples factores entre los que se destaca la pandemia por el Covid-19, lo que trajo como consecuencia que las

investigaciones en ese lapso se redujeran drásticamente, y en Venezuela, la investigación en esta área fue prácticamente nula.

A continuación, se detallan algunos de los estudios consultados:

Chetan S. Kulkarni - and Narendran Mannazhi (2019) en el trabajo Sistema de Automatización de Subestaciones para 33/66 kV S/S en North Delhi Power Limited. Presentado en 2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D) en Denver, Colorado State USA, plantean que la integración y automatización de subestaciones, de manera completa, se puede dividir en cinco niveles. Y en esa clasificación se tiene que el nivel más bajo es el que está conformado por los equipos del sistema de energía, como transformadores e interruptores automáticos. Estos son los equipos que se encuentran instalados en el patio de maniobras de la subestación.

Los tres niveles intermedios son la implementación de IED en forma de controlador de bahía, integración de datos de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) mediante concentradores de datos y aplicaciones de automatización de subestaciones.

En estos niveles se utilizarán las redes de comunicación para la interconexión y comunicación de los distintos IED, distintos en función en marcas y en protocolos de comunicación. Por lo que la utilización del Protocolo de la Norma IEC 61850 se hace pertinente por las cualidades plasmada en el mismo y que se describirán en el basamento técnico.

James Northcote-Green y Robert Wilson en su libro Control And Automation of Electrical Power Distribution System (2019), esgrime que los sistemas de distribución ocupan uno de los niveles extremos inferiores de la

jerarquía de control, y el nivel de control posible está limitado por la estructura específica de la red de distribución y la penetración del seguimiento y control en tiempo real, y que históricamente los sistemas de automatización han controlado al 10 por ciento de los dispositivos de conmutación y se han limitado a los interruptores de las subestaciones.

Ballesteros Jordán, Freddy Marcelo en su tesis de Maestría titulada “Red Tele controlada de Automatización de Reconectores y Cámaras de Transformación como Parte de un Sistema de Smart Grids” (2019) en Ambato – Ecuador, plantea que los reconectores pueden comunicarse mediante algunos protocolos como DNP3 a través de redes TCP/IP e IEC 60870-5-101/104 cuya norma establece una comunicación en serie y asíncrono para el telecontrol, así como el protocolo IEC 61850 con fibra óptica o red WiFi. En su estudio y para la integración con el SCADA utilizo la comunicación mediante el protocolo DNP3.

Santana Hernán Arturo - López Sarmiento, Danilo Alfonso - Rivas Trujillo, Edwin en su trabajo de investigación “Redes de Comunicación y Automatización de Sistemas de Potencia - Un Paso Hacia La Tecnología de las Redes Inteligentes Smart Grids” (2017) Bogotá Colombia, establecen en la descripción de la información, que el protocolo IEC 61850, es la mejor opción, ya que a comparación con los demás protocolos, este cuenta con una semántica jerárquica, proporcionando un nombre para cada dato, el cual proporciona auto descripción de la información, ofreciendo facilidad en el momento de la interpretación; para proporcionar flexibilidad en la descripción del sistema. La norma IEC 61850 soporta cualquier solución en el mercado hoy en día y al futuro, ya que en el momento que se desee migrar a otra tecnología que sea mejor que el Ethernet, solo se tendrá que modificar las capas que lo enlazan con las capas de aplicación, y no se perjudicara la estandarización que ofrece el IEC 61850.

Por su parte McDonald John en su libro Ingeniería de las Subestaciones Eléctricas de Potencia Tercera Edición (2012) plantea que el uso de la fibra óptica es un medio excelente para comunicarse dentro de la subestación. Aísla los dispositivos eléctricamente porque no es conductor. Esto es muy importante porque en el entorno de la subestación hay altos niveles de campos electromagnéticos radiados y voltajes transitorios.

La fibra óptica se puede utilizar en lugar de los cables de cobre para realizar conexiones punto a punto. Se requiere un convertidor de medios de fibra para hacer la transición de los medios eléctricos a la fibra. Están disponibles en muchas configuraciones diferentes. Los más comunes son Ethernet y RS-232 a fibra, pero también están disponibles para RS-485 y RS-422. La fibra es ideal para conectar dispositivos en diferentes edificios de subestaciones o en el patio de distribución.

Con esta opción se mejoran sustancialmente los tiempos de respuesta del sistema de comunicación a ser diseñado para esta subestación.

Perdomo, J. (2011) en su tesis de Maestría titulada “Estrategias de Implantación del Sistema de Gestión de distribución para la Automatización de Empresas Distribuidoras de Electricidad”, evidenció en su investigación la carencia de un Sistema de Comunicación eficiente que permita enlazar los equipos de la subestación, así como de estas hacia un centro de control.

Adicionalmente, más adelante, en la misma investigación se determinó a través de la revisión de la data, que la empresa Corpoelec posee un alto porcentaje de subestaciones con un avanzado grado de obsolescencia, en especial, en los equipamientos de las subestaciones de 34.5/13.8 kV. Tal es el caso de la subestación Alto Barinas 34.5/13.8 kV, objeto del presente estudio, por lo que la implementación de un sistema de comunicación entre los

distintos equipos de protección y control, mediante el protocolo establecido en la Norma IEC 61850, aseguraría un mejoramiento muy visible en el desempeño del sistema, y que reduciría el número de incidencia por causa las erróneas operaciones de estos equipos a causa del sistema de comunicación.

En esta investigación se hará uso del protocolo de la Norma IEC 61850, que es la nueva norma internacional para la comunicación en subestaciones. Este protocolo permite integrar todas las funciones de protección, control, medición y supervisión en una subestación; y proporciona los medios necesarios para aplicaciones de protección de subestaciones de alta velocidad, enclavamiento y arrastre.

## **MARCO TEÓRICO**

A continuación, se mencionan los preceptos básicos que se aplican en las redes de comunicación de IED. Además, se abordan los conceptos claves relacionados con las redes de comunicación, como topologías de red, protocolos de comunicación y arquitecturas de sistemas y se analizan las ventajas y desafíos asociados con la implementación del protocolo IEC 61850 en una subestación de distribución, así como su impacto en la seguridad y fiabilidad del sistema.

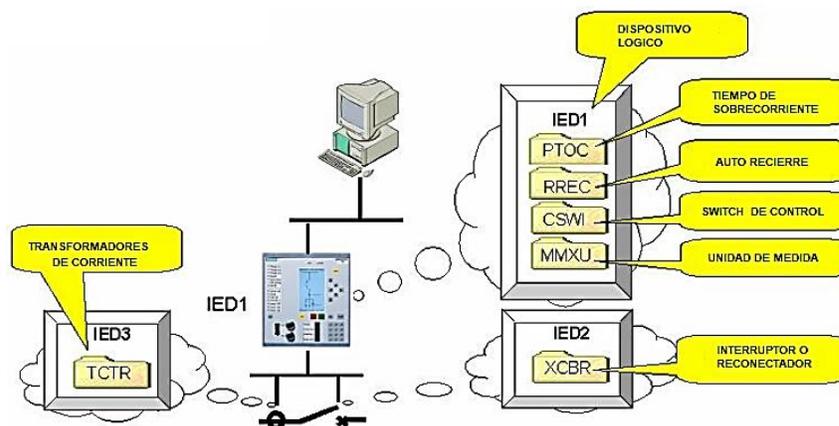
## **DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTE (IED)**

Los IED (Intelligent Electronic Devices) son dispositivos utilizados en subestaciones de distribución para el control y la gestión del sistema eléctrico. Estos dispositivos son capaces de realizar funciones específicas, como la medición de parámetros eléctricos, la protección contra sobrecargas y cortocircuitos, el control de interruptores y transformadores, entre otros.

Los IED se conectan a través de una red de comunicación, que permite la transferencia de datos y comandos entre los diferentes dispositivos presentes en la subestación. Esta red de comunicación es esencial para garantizar un funcionamiento eficiente y confiable del sistema eléctrico, ya que permite la coordinación y sincronización de las acciones de los IED.

Los Dispositivos Electrónicos Inteligente (IED) reciben datos de los sensores y diversos dispositivos eléctricos, y puede informar los comandos de control, tales como interruptores que se disparan cuando se detectan voltajes, corrientes o frecuencias anómalas, cuando se suceden las variaciones por el aumento o niveles de tensión inferior para mantener el nivel deseado. Los tipos comunes de IEDs incluyen los dispositivos, los reguladores de carga, los reguladores de interruptores, los interruptores del banco de condensadores, los reguladores de los reconectores, los reguladores de voltaje, el etc.

Los relés de protección que son fabricados actualmente están basados en la tecnología de microprocesadores capaces de realizar varias funciones de protección y control.



**Figura N° 2-1.** Ejemplo de tipos de IED y nodos lógicos  
Tomado de *First Substation with IEC61850 Commissioned in the Americas* de José Rodrigues, Leonardo Soldani, and Gordon Wong

Un IED típico puede contener alrededor 5-12 funciones de la protección, 5-8 funciones de control que controlan los dispositivos separados, una función del “auto-recierre”, la función de auto-supervisión, las funciones de comunicación. Por lo tanto, se nombran convenientemente como dispositivos electrónicos inteligentes.

Algunos IEDs recientes se diseñan para apoyar a la norma IEC61850 para la Automatización de la Subestaciones, que proporcionan interoperabilidad y capacidades avanzadas de comunicaciones en el control de las redes eléctricas.

De acuerdo a lo planteado por Janaka Ekanayakey y Kithsiri Liyanage en el libro **SMART GRID TECHNOLOGY AND APPLICATIONS**, la Norma IEEE 1686, para las capacidades de seguridad cibernética de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) de subestación es aplicable a cualquier IED donde el usuario requiera "*seguridad, responsabilidad y auditabilidad en la configuración y mantenimiento del IED*".

La norma propone diferentes mecanismos para proteger los IED. Estos deberán:

- Estar protegido por combinaciones únicas de ID (identificación) de usuario y contraseña. La contraseña debe tener un mínimo de 8 caracteres con al menos una mayúscula y minúscula, un número y un carácter alfanumérico.

- No tener ningún medio para derrotar o eludir al usuario creado. ID/contraseña. Los mecanismos tales como "contraseña maestra integrada, rutinas de diagnóstico integradas en chip que se ejecutan automáticamente en

caso de fallas de hardware o software, omisión de contraseñas de hardware como puentes y configuraciones de interruptores" no estarán presentes.

- Admitir diferentes niveles de utilización de las funciones y características del IED en función de las necesidades individuales.

- Tener una función de tiempo de espera que cierra automáticamente la sesión de un usuario

- Registrar en un búfer circular secuencial (primero en entrar, primero en salir) una pista de auditoría que enumere los eventos en el orden en que ocurren.

- Supervisar la actividad relacionada con la seguridad y haga que la información esté disponible a través de un protocolo de comunicación en tiempo real para su transmisión a SCADA

Para garantizar que los IED en una subestación funcionen como un sistema, debe haber comunicaciones entre los dispositivos. Esta comunicación generalmente se realiza a través de cables de cobre o cables de fibra óptica (la conexión inalámbrica no se usa comúnmente dentro de la subestación debido a problemas de interferencia y seguridad). Las señales se envían a través de estos medios físicos utilizando señales binarias agrupadas según un protocolo acordado. Un protocolo es, en su forma más simple, un acuerdo sobre los términos del compromiso. En términos humanos, el apretón de manos al reunirse es un ejemplo de protocolo.

## **AUTOMATIZACIÓN**

García Moreno, (2012) enuncia que: “La automatización es una ciencia que agrupa varias disciplinas teóricas y tecnológicas que intervienen en la concepción, la construcción y el empleo de sistemas automáticos. La automatización lleva implícita la supresión total o parcial de la intervención humana en la ejecución de diversas tareas, industriales, agrícolas, domésticas, administrativas o científicas”. Es decir, un conjunto de técnicas, conocimientos y disciplinas que buscan mejorar los sistemas evitando fallas y minimizando errores. El inicio de la automatización parte de la Revolución Industrial a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, en vista que se generan los primeros sistemas de control que estaban conformados o basados en componentes mecánicos y electromagnéticos, básicamente de:

- Pequeños motores
- Engranajes
- Palancas

Más tarde, se masificó el uso de elementos para automatizar las tareas de control, como:

- Temporizadores
- Contactores
- Relés Sistema de Control.

## SISTEMA DE CONTROL

Se manifiesta que un sistema de control conlleva variables de entrada In, variables de salida Out, perturbaciones y variables de control, (CIM, I, 2015) menciona que: “Un sistema de control busca operar indirectamente valores de un sistema controlado. Su objetivo es gobernar un sistema sin que el operador intervenga directamente sobre sus elementos. El operador manipula valores de referencia y el sistema de control se encarga de transmitirlos al sistema controlado a través de los accionamientos de sus salidas”. Generalmente los sistemas de control operan con magnitudes de baja potencia, llamadas señales y gobiernan unos accionamientos que son los que realmente modulan la potencia entregada al sistema controlado.

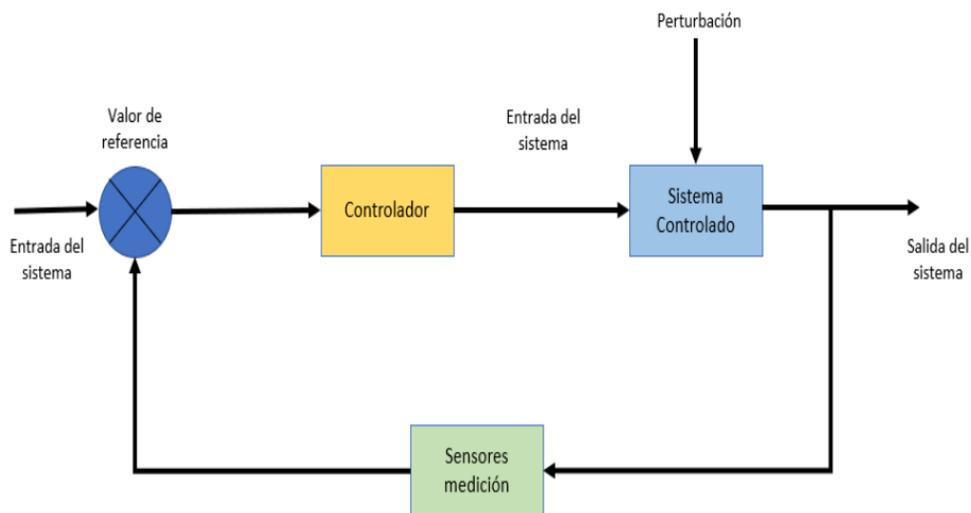


Figura N° 2-2 Sistema Básico de Control. Fuente: Cuauro Perdomo (2023)

## **SISTEMA**

Se define como un conjunto de acciones y elementos que buscan corregir errores, mientras que Rodríguez, A., (2007) lo define como: la combinación de componentes que interactúan para lograr un determinado objetivo. En este caso el sistema es el objeto a controlar”. Entrada del sistema García Moreno, (2012) enuncia “Es una variable que al ser modificada en su magnitud o condición puede alterar el estado del sistema”. Salida del sistema Es la variable que se quiere controlar (presión, velocidad, temperatura, posición, etc.).

## **PERTURBACIÓN**

Yildirim (2016), define que: “Es una señal que tiende a alterar el valor de la salida de un sistema, es decir son señales indeseadas que alteran el sistema”. Si la perturbación es generada en el sistema se la denomina interna, en tanto que la perturbación externa se produce fuera del sistema para constituir una entrada.

## **SENSORES O TRANSDUCTORES**

Dias, Moreira, Ribeiro, & Costa, M (2017) establecen que: “Captan las magnitudes del sistema, para saber el estado del proceso que se controla, sin embargo, se toma como un dispositivo que trasforma la energía en otra más apta para su utilización”.

## **MEDIOS DE COMUNICACIÓN**

Son elementos que permiten la comunicación, desde un sistema inicial hasta un final, Budka (2014), dice que “una red de comunicación (o

simplemente red) es usada para transferir información desde un elemento final de una red (también llamado un host) conectado dentro de una red de comunicaciones hacia otro dispositivo final conectado a la red”. El actual significado o el formato de información no es relevante aquí, en tanto que la información es codificada en una secuencia de bits es decir 0 o 1, ya sea prendido o apagado respectivamente en la fuente del dispositivo final antes de ser enviada a la red hacia el dispositivo final de destino. Los medios de comunicación pueden ser guiados (par trenzado, coaxial o fibra óptica) y no guiados (microondas, radio e infrarrojo).

## **TELECOMUNICACIONES**

Ramírez (2013) define que es “el estudio y aplicación de técnicas que permiten una comunicación a larga distancia a través de la trasmisión y recepción de señales, permitiendo el intercambio de información, ya sea entre hombre o máquina, independientemente de la distancia pues puede varias desde cortas a largas distancia.

En principio en una comunicación bilateral, aunque puede haber sistemas unilaterales (difusión de radio o TV)”. Dentro de varias definiciones de telecomunicaciones se pueden citar las siguientes:

## **TRANSMISIÓN**

Ilchenko, Artemenko, & Berkman (2017), la definen como “Proceso de envío de información a través de una red, si antes ser trasformada para cumplir con el objetivo que es ser enviada por la red, el tipo de transformación puede ser forma de variaciones de: voltaje, luz u ondas electromagnéticas.”

## **SEÑAL**

Datos que se transforman adecuadamente para ser enviados por la red.

## **PROTOCOLO**

Panchal, Mahesuria, Panchal, & Patel (2016), los definen como: “Normas y medidas estandarizadas que definen la codificación de la señal, además de organizar la forma de ser transmitida por la red. Los protocolos de comunicación necesitan el intercambio de otras señales de control que no son información”.

En gran parte del mundo, hay un impulso hacia los sistemas abiertos, aquellos que usan interfaces y protocolos no propietarios. La idea es simplificar la integración de dispositivos a través de estándares de comunicación comunes que permitan al diseñador del sistema elegir la mejor solución para la situación en función del equipo disponible en ese momento. Este es un enfoque muy favorable para el propietario del sistema eléctrico, en este caso Corpoelec.

Las industrias pueden planificar el cambio de dispositivos y fabricantes y no quedar atrapados en una relación con ningún proveedor o fabricante. En la práctica, los fabricantes continúan diferenciándose a través de avances patentados. Si bien el enfoque de sistema abierto es un gran objetivo para el propietario del sistema, está en desacuerdo con los objetivos de los fabricantes que buscan relaciones a largo plazo y desarrollos rápidos de características diferenciadoras. Los sistemas propietarios a menudo brindan un mejor rendimiento, ya que pueden desarrollarse sin la sobrecarga adicional requerida para cumplir con un estándar abierto. Los sistemas abiertos representan una amenaza para los fabricantes de que sus dispositivos altamente

especializados se conviertan en productos básicos. Los estándares continúan siendo desarrollados por organizaciones como el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) y el Comité Electrotécnico Internacional (IEC) para proporcionar conjuntos de funciones más completos. A menudo se incluyen disposiciones en las normas (partes privadas) para permitir que los fabricantes agreguen características diferenciadoras. Los estándares como Ethernet, DNP 3.0, IEC 60870 e IEC 61850 son ejemplos de estándares abiertos exitosos que han sido ampliamente adoptados en las subestaciones.

Las subestaciones de transmisión y distribución de energía son parte de las redes inteligentes modernas. Estas redes cuentan con servicios de comunicación que siguen estándares recientes. Como resultado, los sistemas de comunicación en el área de la automatización evolucionan de acuerdo con la demanda industrial y las tecnologías aplicables convenientes, que incluyen, entre otros, Ethernet conmutado, VLAN y etiquetado de prioridad.

El estándar IEC 61850 incluye al menos 10 partes que impulsan la interoperabilidad entre varios dispositivos; dispositivos electrónicos inteligentes (IED), de diferentes proveedores. Este estándar recomienda el uso de comunicaciones de tiempo crítico de alta velocidad para actualizar el estado y los eventos. Hoy en día, los IED equipados con puertos NIC Ethernet son capaces de intercambiar eventos y estados para realizar funciones muy complejas. La norma establece un límite de tiempo para la protección y el control. Se necesita un tiempo de respuesta de menos de cuatro milisegundos para los requisitos de clase de protección (relé de protección) de alto rendimiento.

Las exigencias actuales requieren la implementación de sistemas inteligentes de medición donde se inicie con un control básico y seguido de un control más exigente de forma constante, esto para incrementar la calidad de

energía. Un punto clave para este control es el incremento de los requerimientos generales para la calidad de energía. Las técnicas desarrolladas en los sistemas de comunicaciones y los sistemas de tecnologías de la información, hacen posible implementar soluciones inteligentes para controlar la calidad de energía en las redes de distribución". Los sistemas inteligentes de medición que presentan múltiples mediciones en puntos estratégicos y variados se integran el dispositivo en los reconectores y así facilitan la detección de las fallas.

A continuación, se describen algunos de los protocolos más importantes para las comunicaciones entre los distintos dispositivos de una subestación.

### **DNP 3.0**

Protocolo de red distribuida (DNP), es uno de los protocolos más exitosos en la gestión de energía a nivel mundial. Es el protocolo preferido para comunicaciones entre subestaciones y centros de control en la mayor parte de América, África y Asia. DNP 3.0 es un protocolo en evolución diseñado específicamente para comunicaciones entre estaciones de control maestras RTU e IED. Es administrado por el grupo de usuarios DNP3. El protocolo está abierto, esto significa que cualquier proveedor tiene la información requerida para implementar DNP 3.0.

Es muy adecuado para el control y seguimiento de redes eléctricas. Se basa libremente en el modelo OSI, pero utiliza una arquitectura de rendimiento mejorada (EPA) para reducir el ancho de banda. Por lo tanto, se enfoca en las capas física, de enlace de datos, de red y de aplicación. Debido a que los requisitos del protocolo están claramente documentados y el grupo de usuarios de DNP3 detalla diferentes niveles de cumplimiento, el protocolo DNP

3.0 está bien establecido y es una opción natural cuando se requieren comunicaciones entre dispositivos de diferentes fabricantes.

## **IEC 60870**

Este conjunto de estándares describe un sistema abierto para comunicaciones SCADA. La amplitud de los estándares IEC 60870 va más allá de la subestación e incluye tele transportación y comunicaciones entre centros de control. En la subestación, las siguientes normas complementarias son de particular interés:

1. IEC 60870-5-101: comunicaciones en serie desde un centro de control a un concentrador de datos.
2. IEC 60870-5-103: comunicaciones en serie desde un concentrador o controlador de datos a un IED de protección.
3. IEC 60870-5-104: comunicaciones en red (basadas en LAN) desde un centro de control hasta un concentrador de datos.

Los protocolos IEC 60870 son de particular importancia en Europa y África del Norte y Asia y parte de América del Sur, aunque no son muy populares en las Américas.

## **MODBUS**

Las aplicaciones industriales han hecho uso del protocolo Modbus durante muchos años. Aunque se usa en algunas estaciones de servicio, modbus es menos popular que IEC 60870 y DNP 3.0. Modbus es un Protocolo muy versátil. La información se almacena en registros a los que se accede a

través de modbus para lectura y escritura. Las funciones como la marca de tiempo no están integradas de forma nativa en el protocolo modbus. Si se requiere tal funcionalidad, debe almacenarse en registros como cualquier otro dato. Modbus es una excelente opción por su flexibilidad y simplicidad. Se puede utilizar para cualquier cosa, desde el control de procesos hasta la transferencia de archivos. Desafortunadamente, el estándar ha sido interpretado de diferentes maneras por muchas empresas. Como regla general, modbus no es la mejor opción cuando se busca interoperabilidad.

## **PROTOCOLOS PROPIETARIOS**

Muchos fabricantes han desarrollado protocolos patentados. por una de las siguientes razones:

1. Velocidad de desarrollo.
2. Diferenciación de mercado.
3. No existen protocolos abiertos o son insuficientes para el desempeño deseado.
4. No existen protocolos abiertos o son insuficientes para el fin deseado.

Se ha avanzado mucho a través de la implementación de protocolos propietarios. Aunque los protocolos abiertos son preferibles para la interoperabilidad, debe recordarse que muchos estándares actuales comenzaron como protocolos propietarios.

## IEC 61850

El protocolo IEC 61850 es un estándar internacional que define la comunicación entre dispositivos electrónicos inteligentes en sistemas de subestaciones eléctricas. Este protocolo establece un conjunto de reglas y procedimientos para la transmisión de datos, lo que permite una comunicación más eficiente y segura entre los diferentes dispositivos de la red. Además, IEC 61850 también define un modelo de datos común para la representación de la información en los sistemas eléctricos, lo que facilita la integración de diferentes equipos y sistemas de diferentes fabricantes. IEC 61850 es una herramienta clave para la automatización y digitalización de los sistemas eléctricos modernos. John McDonalds, en su libro *Electric Power Substations Engineering pp 7-18* comenta que, de todos los desarrollos tecnológicos en ingeniería de protección y control en el siglo XXI, la Norma IEC 61850 generó más entusiasmo e interés en la industria que cualquier otro desarrollo. El estándar es el resultado de los esfuerzos del Comité Técnico 57 de IEC para producir un estándar abierto para modelado de subestaciones y comunicaciones.

El estándar ha ganado mucha popularidad en Europa y continúa extendiéndose por el resto del mundo (aunque ha tardado en ponerse al día en América del Norte), ya que tiene la ventaja de brindar sistemas que sean fáciles de integrar y que proporcionen un alto rendimiento y flexibilidad. El estándar IEC 61850-6 describe una sintaxis basada en XML (lenguaje de marcado extensible) para modelar subestaciones denominada lenguaje de configuración de subestaciones (SCL). Es extenso en su alcance, abarca las comunicaciones entre los IED para protección y control (Barra de la estación), reemplazando la conexión de cable de cobre tradicional entre los IED (mensajes GOOSE) y reemplazando el cableado de cobre de los

transformadores de instrumentos a los IED (bus de proceso), además de proporcionar un estándar orientado objeto para el modelado de la subestación.

La Norma IEC 61850 es un estándar internacional, surgido de la necesidad de unificación de protocolos, tanto estandarizados (IEC 60870-5-101 y 104, Modbus, DPN, etc.), como los protocolos propietarios, con el fin de conseguir interoperabilidad entre fabricantes. Con la consecución de este objetivo, el control de las subestaciones se hace independiente de los fabricantes, lo cual permite un mayor avance en el ámbito de la automatización de subestaciones y a la aparición de nuevas funcionalidades que, hasta ahora, no podían ser implementadas o requerían un elevado costo para ello.

Se ha definido en cooperación con fabricantes y usuarios para crear una base uniforme y preparada para el futuro para la protección, comunicación y control de subestaciones.

Sus principales ventajas son:

1. Estructura de subestación simple: no más problemas de interfaz.
2. Con la Norma IEC 61850, la diversidad de protocolos y los problemas de integración son cosa del pasado.
3. Todo es más simple: desde la ingeniería hasta la implementación, desde la operación hasta el servicio. Ahorro de tiempo y costos en configuración, puesta en marcha y mantenimiento.
4. Reducción de costos: El protocolo de comunicación de la Norma IEC 61850 reemplaza el cableado entre alimentadores, interruptores de control y dispositivos de señalización.

5. Más fiabilidad: solo utiliza un canal de comunicación para todos los datos en tiempo real, sincronizado vía Ethernet.

Los sistemas de correcciones ante la detección de fallas que propone el estudio son:

- Sistemas con reconectores, como los instalados en la Subestación Alto Barinas.
- Medición avanzada de los parámetros voltaje y corriente.
- IEDs
- Interruptores de transferencia.

El Protocolo IEC 61850, edición 2, amplía el alcance del protocolo para incluir mensajes GOOSE enrutables, sincro fasores, seguridad cibernética y más.

La implementación del protocolo IEC 61850 debe examinarse cuidadosamente ya que el costo inicial de la implementación de este estándar puede ser mayor para el propietario del sistema que simplemente repetir lo que se ha hecho antes. A medida que la tecnología avanza y el personal aprende nuevas habilidades, las ventajas deberían empezar a notarse.

## **PARADIGMA DE CONFIGURACIÓN IEC 61850**

La estación IEC 61850 utiliza un paradigma de configuración del sistema. Cada dispositivo del sistema se describe mediante un archivo de descripción de capacidad IED (ICD) escrito en el SCL. Este archivo identifica

la funcionalidad que el IED puede realizar en el sistema. Para configurar el sistema, cada archivo ICD se importa a un archivo de descripción de configuración de subestación (SCD), que se utiliza para vincular las configuraciones de IED. La configuración resultante se exporta fuera del archivo SCD y se convierte en una serie de archivos de descripción del IED (CID) configurados que se cargan en el IED. A menudo, es más sencillo configurar manualmente los parámetros o es imposible configurarlos desde una herramienta de configuración del sistema. Las puertas de enlace pueden importar archivos SCL directamente o establecer comunicaciones a través de las funciones de auto descripción de IEC 61850. La configuración de dispositivos en IEC 61850 presenta un desafío para las empresas de servicios públicos. Donde la práctica estándar ha sido previamente volver a poner en servicio los dispositivos de protección y control cuando se realizó cualquier cambio en una configuración, es posible que se requieran nuevas prácticas estándar. Un cambio en los parámetros de configuración de cualquier dispositivo en el sistema debería resultar en un cambio en el archivo SCD.

## **GOOSE**

Una de las piezas más claramente beneficiosas del estándar IEC 61850 es GOOSE. El mensaje GOOSE está diseñado para utilizar las redes de alta velocidad para reemplazar los cables de cobre. Hay muchos ahorros y ventajas de cambiar de cable de cobre a señales de comunicaciones como:

1. Costo de material reducido.
2. Reducción del costo de los cambios posteriores a la construcción.
3. Construcción física simplificada Los datos basados en comunicaciones se pueden transferir a velocidades iguales o más

rápidas que las señales cableadas. Para hacer esto, los mensajes GOOSE requieren conmutadores administrados, ya que se consideran señales de alta prioridad. El mensaje GOOSE se pasa a través de un conmutador administrado antes que los datos no críticos.

## **MMS**

El protocolo MMS (Manufacturing Message Specification) del IEC 61850 es un protocolo de comunicación utilizado en las redes de IED en subestaciones de distribución. Este protocolo define un conjunto de mensajes y servicios para la transferencia de datos y comandos entre los dispositivos electrónicos inteligentes. Permite la comunicación bidireccional entre los IED, lo que significa que los dispositivos pueden enviar y recibir información de manera eficiente. Además, este protocolo proporciona mecanismos de seguridad y confiabilidad para garantizar la integridad de los datos y la disponibilidad del sistema.

El protocolo MMS utiliza una estructura jerárquica de objetos para organizar la información y los servicios disponibles en los IED. Cada objeto tiene atributos y operaciones asociadas que permiten acceder y manipular los datos almacenados en el dispositivo y, permite la transferencia eficiente y confiable de datos y comandos entre los dispositivos electrónicos inteligentes, utilizando una estructura jerárquica de objetos.

## **SAMPLE VALUE**

El protocolo Sample Value del IEC 61850, es un protocolo de comunicación utilizado en las redes de IED en subestaciones de distribución. Se utiliza para la transferencia de datos de valores de muestra en tiempo real

entre los dispositivos electrónicos inteligentes.

El protocolo Sample Value define un conjunto de mensajes y servicios para la adquisición, transmisión y procesamiento de valores de muestra, como voltajes, corrientes, frecuencias, entre otros, generados por los equipos de medición y control en una subestación y permite la adquisición y procesamiento de datos de medición y control en una subestación

Utiliza una estructura de datos optimizada para la transmisión eficiente de los valores de muestra, lo que permite una comunicación rápida y confiable entre los dispositivos. Además, proporciona mecanismos de sincronización y calidad de servicio para garantizar la integridad y precisión de los datos transmitidos.

## **BUS DE ESTACIÓN Y BUS DE PROCESO**

Parte del estándar IEC 61850 es la separación de las comunicaciones en dos grupos principales, bus de estación para monitoreo y control y bus de proceso que pretende reemplazar el cableado de cobre utilizado para las conexiones a los transformadores de instrumentos.

La mayoría de las instalaciones iniciales de IEC 61850 incluían solo el bus de la estación. El bus de procesos ha sido más desafiante de implementar usando redes Ethernet. Los fabricantes de relés utilizan diferentes métodos y algoritmos para digitalizar y muestrear mediciones analógicas de transformadores de instrumentos. Los algoritmos propietarios y patentados que se utilizan para proteger el sistema de energía se basan en estos valores muestreados. La visión del bus de proceso es proporcionar una “Unidad de fusión”, que muestrea los valores en la ubicación física del transformador del instrumento y publica los valores muestreados en una red Ethernet para

cualquier relé de protección que necesite la información. En esfuerzos adicionales para mejorar la interoperabilidad, el estándar se amplió aún más con la recomendación técnica IEC 61850-9-2-LE que proporciona más detalles sobre la naturaleza de los valores muestreados.

Para que el bus de proceso basado en Ethernet proporcione la misma funcionalidad que los sistemas convencionales existentes, se requerirá un enorme ancho de banda. Los buses internos de alta velocidad actuales que se utilizan en los relés basados en microprocesadores deben ser reemplazados por redes de alta velocidad. Estas redes introducen más sobrecarga en los datos de comunicación. Los datos deben ser extremadamente confiables, por lo tanto, PRP y HSR (explicados en otra parte de este capítulo) y se están introduciendo en el estándar IEC 61850. Ethernet no ha sido suficiente para el desafío. Se han implementado soluciones no basadas en Ethernet. La primera unidad de fusión disponible comercialmente en la actualidad no utiliza Ethernet. En cambio, el fabricante aplicó el principio de eliminar los cables de cobre entre los transformadores de instrumentos y los IED y reemplazarlos con fibra óptica según una interpretación publicada del protocolo IEC 61850.

Si bien esto resuelve el problema, muchos puristas de IEC 61850 no respaldan este desarrollo, ya que no utiliza redes conmutadas tradicionales y, en cambio, las reemplaza con fibra óptica punto a punto. Esta solución utiliza el poder del modelo OSI para las comunicaciones, que da cuenta de los avances tecnológicos al abstraer las capas inferiores del protocolo de comunicaciones. Si los diseños se implementan con estos principios, no debería importar qué tecnologías de nivel inferior se utilicen. Los métodos que mejor se adapten a la aplicación deben estar disponibles si existe la tecnología.

En este diagrama se muestran los tres niveles de comunicación definidos por el protocolo IEC 61850

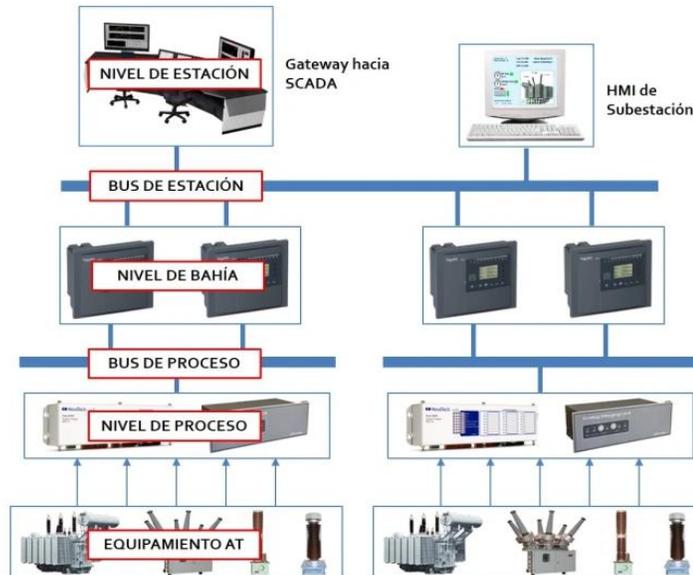


Figura N.ª 2-3 Tres niveles en una subestación de acuerdo al protocolo IEC 61850

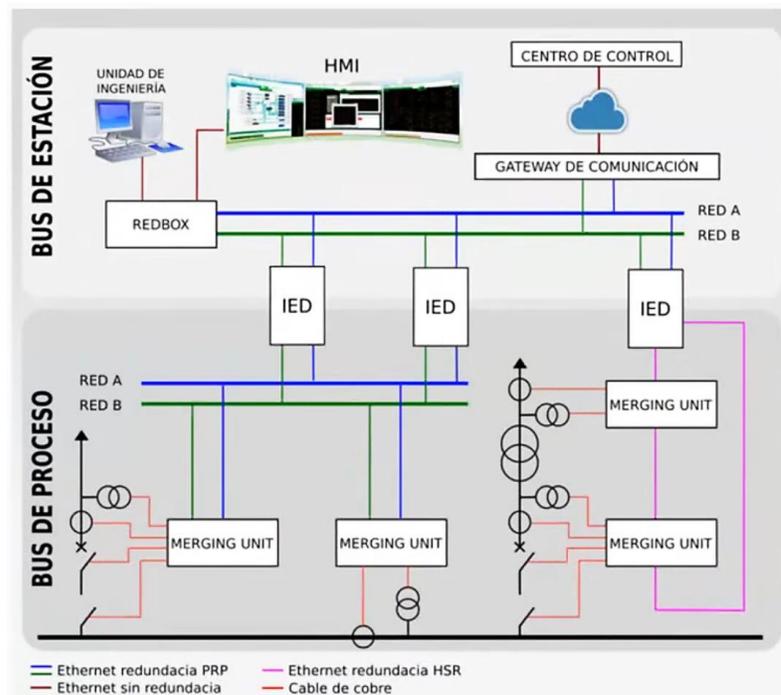


Figura Nº 2-4 Bus de Proceso y Estación

## ESTRUCTURA Y ESTADO DE LA NORMA

El estándar IEC 61850 cuenta con 14 partes principales, provenientes de 10 capítulos. Estos 10 capítulos son los siguientes:

- IEC61850-1: Introducción y vista general.
  
- EC61850-2: Glosario.
  
- IEC61850-3: Requerimientos generales.
  
- IEC61850-4: Sistema y administración del proyecto.
  
- IEC61850-5: Requerimientos de comunicación para las funciones y modelado de equipos.
  
- IEC61850-6: Lenguaje de descripción de la configuración para sistemas de automatización.
  
- IEC61850-7: Estructura básica de comunicación para la subestación y alimentadores.
  
- IEC61850-8: Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM)-MMS.
  
- IEC61850-9: Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM)-SV.
  
- IEC61850-10: Pruebas de conformidad.

## **PASOS EN LA COMUNICACIÓN DE UN EVENTO EN UNA SUBESTACION IEC 61850**

El proceso de comunicación de un evento desde un alimentador hasta la RTU (Unidad Terminal Remota) en el protocolo IEC 61850 implica varias etapas:

1. Evento en el alimentador: Ocurre un evento en el alimentador, como un disparo de relé o un cambio en el estado de un interruptor.
2. Generación de evento: El dispositivo que detecta el evento genera un mensaje de evento que contiene información sobre el evento ocurrido, como el tipo de evento, la ubicación y la hora de ocurrencia.
3. Envío del mensaje de evento: El mensaje de evento es enviado a través del canal de comunicación correspondiente. En el caso de MMS, se utiliza el servicio de notificación para enviar el mensaje. En el caso de Goose, se utiliza la transmisión Multicast para enviar el mensaje a todos los dispositivos suscritos a la red.
4. Recepción del mensaje de evento: La RTU recibe el mensaje de evento a través del canal de comunicación correspondiente.
5. Procesamiento del evento: La RTU procesa el mensaje de evento y realiza las acciones correspondientes, como registrar el evento en un registro de eventos, activar alarmas o enviar comandos a otros dispositivos.
6. Respuesta al evento: La RTU puede generar una respuesta al evento, como enviar un mensaje de confirmación al dispositivo que

generó el evento o enviar comandos a otros dispositivos para controlar la situación.

En definitiva, el proceso de comunicación de un evento desde el alimentador hasta la RTU en el protocolo IEC 61850 involucra la generación y envío del mensaje de evento, la recepción y procesamiento del evento por parte de la RTU, y la posible generación de una respuesta al evento. Este proceso permite la detección y gestión eficiente de eventos en la subestación eléctrica.

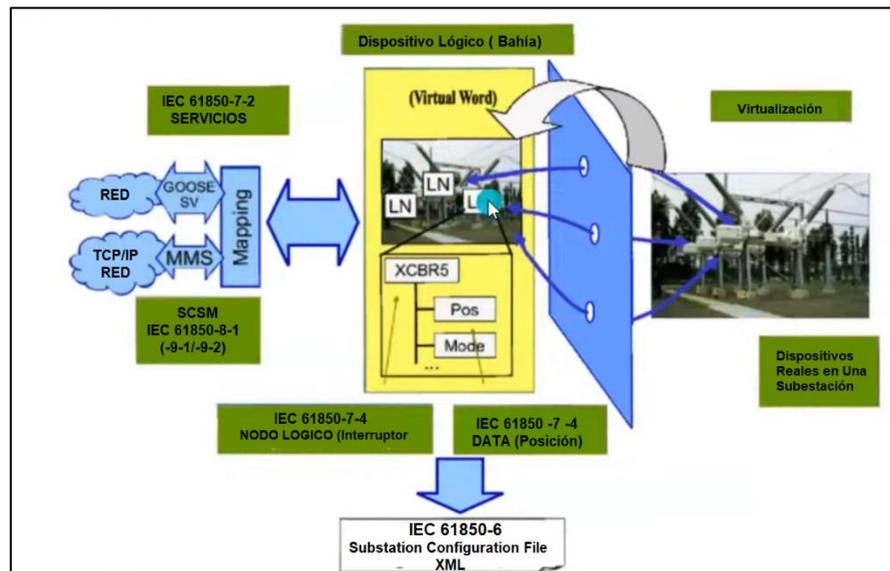


Figura N° 2-5 Bus de Proceso y Estación

## SERVICIOS

En el protocolo IEC 61850, los servicios son funciones que permiten la comunicación entre los dispositivos de una subestación eléctrica. Estos servicios se utilizan para intercambiar información, controlar dispositivos y gestionar eventos en la red.

Algunos ejemplos de servicios en el protocolo IEC 61850 son:

1. Servicio de notificación: Permite enviar mensajes de evento desde un dispositivo que detecta un evento hacia otros dispositivos en la red. Este servicio es utilizado para informar sobre cambios en el estado de los equipos, como disparos de relés o cambios en la posición de interruptores.
2. Servicio de control: Permite enviar comandos desde un dispositivo de control hacia otros dispositivos en la red. Este servicio es utilizado para controlar y supervisar los equipos de la subestación eléctrica, como abrir o cerrar interruptores, ajustar parámetros de relés o cambiar el modo de operación de los dispositivos.
3. Servicio de sincronización: Permite sincronizar los relojes de los dispositivos en la red para asegurar la correcta secuencia de eventos y el registro temporal preciso de los mismos. Este servicio es utilizado para garantizar la sincronización de las mediciones y eventos en la subestación eléctrica.
4. Servicio de configuración: Permite configurar los parámetros y funciones de los dispositivos en la red. Este servicio es utilizado para establecer las características operativas de los equipos, como los límites de protección, las secuencias de disparo y las funciones de control.

Estos servicios facilitan la comunicación y el intercambio de información entre los dispositivos en una subestación eléctrica, permitiendo una gestión eficiente y segura del sistema eléctrico.

## **DATA SET**

En el protocolo IEC 61850, un Data Set es una colección de datos que se agrupan y se envían juntos entre dispositivos en una subestación eléctrica. Los Data Sets contienen información relacionada que se utiliza para diferentes funciones, como el control, la supervisión y el intercambio de datos.

Se definen en base a los objetos lógicos y físicos presentes en la subestación eléctrica. Cada Data Set contiene una selección de atributos y valores de estos objetos, que se agrupan y se envían como un conjunto coherente de datos.

Se utilizan para diferentes propósitos en el protocolo IEC 61850. Como en el servicio de notificación, se pueden definir Data Sets que contengan información sobre eventos específicos, como disparos de relés o cambios en el estado de los interruptores. Estos Data Sets se envían a otros dispositivos en la red para informar sobre los eventos ocurridos.

Además, también se utilizan en el servicio de control, donde se pueden definir conjuntos de datos que representen los comandos a enviar a los dispositivos de la subestación eléctrica. Estos Data Sets contienen la información necesaria para controlar y supervisar los equipos, como los valores de ajuste de los relés o los comandos de apertura y cierre de interruptores.

En resumen, los Data Sets en el protocolo IEC 61850 son colecciones de datos que se agrupan y se envían juntos entre dispositivos en una subestación eléctrica. Estos Data Sets contienen información relacionada que se utiliza para diferentes funciones, como el control, la supervisión y el intercambio de datos.

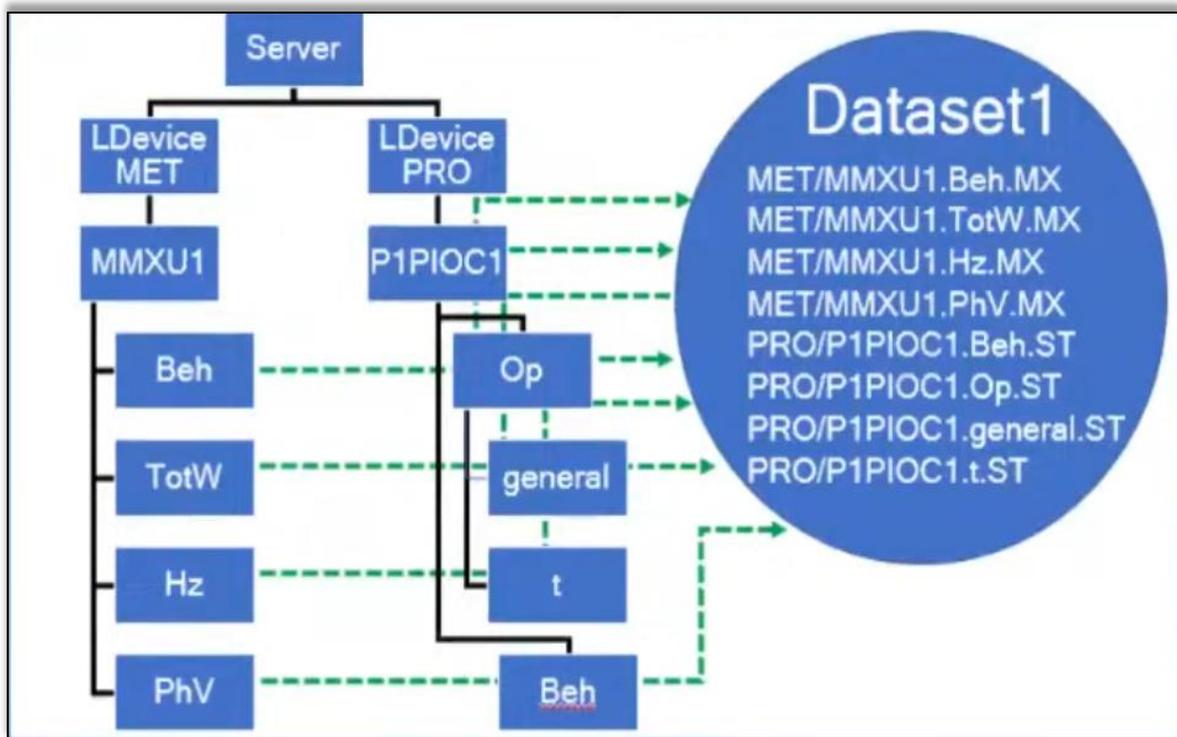


Figura N° 2-6 Ejemplo de DataSet

## REPORTES

Los reportes son mecanismos utilizados para el intercambio de información periódica o en respuesta a eventos específicos entre dispositivos en una subestación eléctrica. Se utilizan para enviar datos en tiempo real sobre el estado y las mediciones de los objetos lógicos y físicos presentes en la subestación eléctrica. Estos datos se agrupan y se envían en forma de informes, que contienen una selección de atributos y valores de los objetos relevantes.

Existen diferentes tipos de reportes en el protocolo IEC 61850, como los reportes periódicos y los reportes por eventos. Los reportes periódicos se envían a intervalos regulares y contienen información actualizada sobre el estado de los objetos. Por otro lado, los reportes por eventos se generan y

envían cuando ocurre un evento específico, como un disparo de relé o un cambio en el estado de un interruptor.

Los reportes se utilizan para diversas funciones en el protocolo IEC 61850. Por ejemplo, en el servicio de supervisión, los reportes periódicos permiten obtener información actualizada sobre el estado de los equipos en la subestación eléctrica. Estos reportes se envían a otros dispositivos en la red para su visualización y análisis.

Además, también se utilizan en el servicio de control, donde se pueden generar reportes por eventos para informar sobre incidentes importantes que requieren acciones inmediatas, como una falla en el sistema eléctrico.

En conclusión, se puede afirmar que los reportes en el protocolo IEC 61850 son mecanismos utilizados para el intercambio de información periódica o en respuesta a eventos específicos entre dispositivos en una subestación eléctrica. Estos reportes contienen datos actualizados sobre el estado y las mediciones de los objetos lógicos y físicos, y se utilizan para funciones como la supervisión y el control del sistema eléctrico.

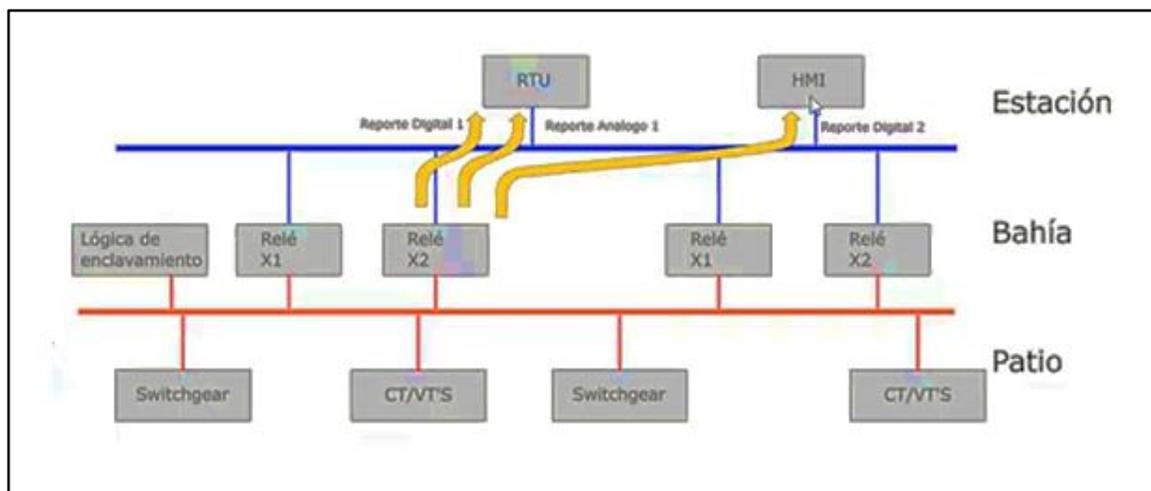


Figura N° 2-7 Ejemplo de Reportes

## **FLUJO DE DATOS**

Los datos se obtienen comúnmente de la subestación usando uno o más de los siguientes métodos:

1. Comunicaciones directas a los IED por módem o a través de una red.
2. Comunicación de transferencia a los IED a través de una puerta de enlace de datos.
3. Comunicaciones a un concentrador de datos.
4. Visitar físicamente una subestación y conectar una computadora al IED

## **INTEGRACIÓN DEL SISTEMA**

La integración de los IED en un sistema de control y protección de una subestación es un problema técnico. Aunque se han hecho grandes avances en la aplicación de estándares, cada fabricante o ingeniero de diseño puede interpretar los estándares de diferentes maneras. No todos los dispositivos han implementado los mismos protocolos y no todas las versiones de dispositivos vienen equipadas con los mismos protocolos estándar.

## **CONSIDERACIONES DE PROTOCOLO SELECCIONAR**

El protocolo correcto para una aplicación es importante para el éxito de un proyecto de subestación determinado, lo recomendable es seleccionar un protocolo que se base en un estándar internacional. Hay otros factores a considerar, como los siguientes:

1. ¿Para qué fue diseñado el protocolo?
2. ¿Está ampliamente implementado y aceptado el estándar?
3. ¿Cuenta el operador/propietario del sistema con el personal con la experiencia para diseñar y mantener un sistema basado en este estándar o protocolo?
4. ¿Los dispositivos que me gustaría utilizar son compatibles con el protocolo?
5. ¿Tiene costo adicional agregar el protocolo al dispositivo?
6. ¿Existen funciones o características específicas deseadas y cómo son compatibles con el protocolo?
7. ¿Cuáles son las herramientas disponibles para solucionar los problemas de comunicación en caso de que haya un problema?
8. ¿Se requiere capacitación por parte del personal de diseño y mantenimiento y está disponible la capacitación en el periodo de tiempo requerido?
9. ¿Qué arquitectura de sistema se requiere para admitir este protocolo?

Por ejemplo, el protocolo IEC 60870-5-103 puede ser adecuado para la comunicación desde un controlador de bahía a un relé de protección, pero puede no ser el mejor protocolo para que un centro de control se comuniquen con RTU de subestación remota.

El protocolo IEC 61850 puede ser adecuado para una utilidad de pensamiento moderno y de rápido movimiento, que "mantiene las cosas simples" sobre cómo se configuran los componentes individuales, y también sobre cómo funcionan los componentes como un sistema.

## **ARQUITECTURA DEL SISTEMA**

La arquitectura de un sistema de subestación es más que sólo las conexiones físicas entre dispositivos. También es la relación entre esos dispositivos. En un sistema basado en Ethernet, las conexiones físicas, de hecho, dicen muy poco sobre la naturaleza de los destinos y fuentes de los mensajes que viajan por Ethernet.

Para la resolución de problemas y el mantenimiento, es importante documentar las relaciones físicas y lógicas entre los dispositivos. Esto se puede hacer a través de dibujos, hojas de cálculo o una combinación de ambos. Los dibujos ayudan a proporcionar una comprensión del sistema que es difícil de lograr solo con hojas de cálculo y tablas.

La documentación del sistema de control de la subestación es crítica. Se debe producir un conjunto de documentos de diseño para garantizar que el sistema se implemente y pruebe adecuadamente. Estas documentaciones deben proporcionar información no solo sobre cómo se configuran los componentes individuales, sino también sobre cómo funcionan los componentes como un sistema.

Para describir el sistema de automatización de la subestación, se deben producir los siguientes documentos:

## **DIAGRAMA DE CONEXIÓN FÍSICA**

Su dibujo debe mostrar los detalles de las conexiones físicas y, a menudo, las direcciones de red de los dispositivos. Los distintos medios de conexión física, como fibra óptica o cables de comunicación RS-232, deben distinguirse por diferentes tipos de línea. (Se pueden usar colores; sin embargo, es posible que las copias impresas no se distribuyan en color, por lo que los tipos de línea suelen ser más prácticos).

## **DIAGRAMA DE RELACIONES LÓGICAS**

Debe mostrar la conexión de la capa de aplicación entre los dispositivos y las direcciones de protocolo asociadas a ellos. Es útil incluir una diferenciación entre protocolos (red de área local y serial [LAN]) a través de diferentes tipos de línea.

## **LISTA DE PUNTOS**

Generalmente se produce una lista maestra que captura la información que es relevante para el propietario del sistema. La lista debe capturar los detalles de la fuente de la información, las especificaciones de los protocolos utilizados y adónde se enviará la información.

## **DIBUJOS LÓGICOS**

Cualquier lógica que se implemente dentro de un sistema de automatización de subestación, incluida la lógica de control.

## **CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA**

El diseño de la arquitectura del sistema de la subestación es importante para la confiabilidad sostenida del sistema. El control y visibilidad de la red eléctrica depende de la información precisa de las subestaciones. Como en cualquier actividad de ingeniería, las decisiones deben tomarse en función del costo de implementación y la criticidad del sistema.

### **CAMPO VERDE VERSUS CAMPO MARRÓN**

Los proyectos de automatización de subestaciones varían mucho cuando se compara una subestación nueva (campo verde) y la actualización del equipo en una estación existente (campo marrón). Los proyectos de campo verde permiten al ingeniero una mayor libertad en el diseño, nuevos productos, técnicas y estándares están disponibles y accesibles en estas instalaciones. Además, el espacio físico suele ser una preocupación menor, ya que el espacio puede asignarse adecuadamente para dispositivos y cables antes de la construcción. Los proyectos de campo marrón requieren más tiempo para investigar y comprender el equipo existente. Muchos proyectos que parecen simples terminan por encima del presupuesto debido a la falta de análisis y planificación detallados.

La interoperabilidad de los dispositivos heredados (dispositivos existentes) y los nuevos dispositivos de automatización es una preocupación real. Es de particular importancia probar estas conexiones antes de la instalación y puesta en marcha, si es posible. A veces, esto no es posible debido a los desafíos asociados con el trabajo en equipos activos (p. ej., poner una subestación fuera de servicio requiere una planificación cuidadosa y gastos para el propietario). En estos casos, se debe tener especial cuidado en el análisis de los parámetros de comunicación. Incluso los protocolos que

están bien documentados y diseñados en base a estándares internacionales a menudo tienen problemas de interoperabilidad.

## **COMUNICACIONES EN SERIE**

Las comunicaciones serie han jugado un papel importante en las subestaciones durante muchos años, hoy en día se utilizan varios protocolos diferentes. Las formas más comunes de comunicaciones en serie en las subestaciones modernas son las siguientes.

### **RS-232/EIA-232**

El estándar ha sido una opción popular desde la década de 1970 y se mantuvo así hasta bien entrada la década de 2000. La base instalada actual de dispositivos que utilizan el estándar RS-232 garantizará que los ingenieros de subestaciones necesiten herramientas para configurar y solucionar problemas de comunicaciones RS-232 de forma definitiva. RS-232 es un protocolo punto a punto o, en términos simples, un medio para que dos dispositivos electrónicos se comuniquen. La conexión se realiza a través de una serie de hilos agrupados como un cable.

Lo más común es que cada extremo del cable termine en un conector en forma de D de 9 o 25 pines (denominados DB-9 y DB-25, respectivamente). Los conectores se clasifican como macho (con clavijas) o hembra (con orificios receptores para las clavijas). Si bien existen configuraciones de clavijas recomendadas (comúnmente denominadas "distribución de clavijas"), no se debe suponer que todas las conexiones RS-232 siguen las recomendaciones.

Muchos fabricantes utilizan pinouts no estándar y, a menudo, se requiere que los técnicos fabriquen sus propios cables y adaptadores para

facilitar la resolución de problemas y/o la integración del sistema. La longitud de cable permitida depende de la velocidad de datos utilizada. El estándar fue desarrollado para la comunicación entre un equipo de terminación de circuito de datos (DCE) y un equipo terminal de datos (DTE). Las computadoras portátiles y las computadoras personales (PC) a menudo estaban equipadas con puertos serie DCE antes de 2005, pero ahora es más común usar un adaptador de puerto USB a serie para proporcionar un puerto RS-232 a una computadora portátil. El DCE era típicamente una computadora; el DTE era un módem.

Este paradigma no se aplica a la mayoría de las aplicaciones en la subestación donde RS-232 se usa a menudo para las comunicaciones entre dos IED, que en realidad son computadoras. Esto significa que se debe prestar especial atención a los pinouts. La siguiente es una lista de herramientas simples sugeridas para su uso en la resolución de problemas de una conexión RS-232 en una subestación:

1. **Caja de conexiones:** un dispositivo no inteligente que le permite al usuario conectar dos cables seriales a la caja y, a través de interruptores DIP o cables puente, le permite al usuario alterar los pines de cada cable, a menudo incluye diodos emisores de luz (LED) para mostrar el voltaje. actividad visualmente al usuario.
2. **Módem nulo:** un cable o conector que se usa para cruzar las señales TX (transmitir) y RX (recibir) (generalmente los pines 3 y 2, respectivamente, en los conectores DB-9 y DB-25) y un pin común para facilitar DCE a las comunicaciones DCE.
3. **Extractores de pines:** herramientas utilizadas para cambiar pinouts en conectores

4. **Cable “directo”:** un cable con un conector en cada extremo del cable donde los pines 1 a 9 se conectan directamente a los pines 1 a 9 en el otro extremo del cable. (pin 1 a pin 1, pin 2 a pin 2, etc.).
5. **Adaptadores macho-hembra:** se utilizan para cambiar las conexiones de macho a hembra o de hembra a macho.
6. **Adaptadores DB-25 a DB-9:** permiten al usuario flexibilidad para conectarse a diferentes dispositivos.

## **RS-422**

Este es un estándar de comunicación en serie que utiliza cuatro hilos muy similares al RS-485 (descrito en la siguiente sección). Es un estándar de punto a multipunto que permite que un maestro hable con hasta 32 dispositivos esclavos. RS-422 no es tan popular como RS-232 o RS-485 en comunicaciones de subestaciones.

## **RS-485/EIA-485/TIA-485**

Este estándar es muy popular en aplicaciones de subestaciones. Se puede implementar en una configuración de dos hilos o de cuatro hilos. Hay una serie de razones para la popularidad de RS-485. Es sencillo de cablear y puede admitir hasta 32 dispositivos en una sola red, además puede admitir una amplia variedad de protocolos. Hay una serie de desafíos que surgen del uso de múltiples dispositivos diferentes en la misma red, particularmente cuando los dispositivos son de diferentes marcas o modelos. Para simplificar la integración, el concentrador de datos debe poder configurarse para permitir diferentes números de bits de parada, paridad y velocidades de transmisión. Debido a que los dispositivos esclavos a menudo no son tan configurables

como los concentradores de datos, a veces es imposible conectar algunos dispositivos en la misma red. Una solución simple es dividir las redes RS-485 por tipo de dispositivo conectado. Su práctica cuesta marginalmente más en cableado y puertos, pero a menudo es económica en comparación con la resolución de problemas.

## **RED DE COMUNICACIÓN**

Es un conjunto de dispositivos interconectados que se utilizan para transmitir información entre ellos. Estos dispositivos pueden ser computadoras, servidores, routers, switches, dispositivos móviles, sensores, actuadores, entre otros. La red de comunicación permite que estos dispositivos se comuniquen entre sí y compartan recursos, como archivos, impresoras y acceso a Internet. También permite la transmisión de datos en tiempo real y la automatización de procesos en diferentes entornos, como la industria, el transporte y la infraestructura eléctrica. Las redes de comunicación pueden ser cableadas o inalámbricas y utilizan diferentes protocolos de comunicación para garantizar una transmisión segura y eficiente de los datos.

## **FIBRA ÓPTICA**

Los cables de fibra óptica son una excelente solución para transmitir datos dentro de un entorno industrial o de subestación. Debido a que los cables están hechos de vidrio o plástico, son aislantes. Esto significa que en las comunicaciones son menos susceptibles al ruido de los campos eléctricos variables y no representan un peligro para los equipos conectados en caso de un evento transitorio de alto voltaje. Las ventajas de la fibra óptica tienen un costo. No solo aumenta el costo del equipo conectado debido a la adición de transmisores, sino que también aumenta el costo de mantenimiento, ya que es más difícil "penetrar" el cable para monitorear las comunicaciones. Esto

significa que se debe comprar otro convertidor de fibra óptica para conectar una computadora de solución de problemas y permitirle monitorear la comunicación. Las fibras ópticas seriales suelen ser comunicaciones punto a punto. Aunque se puede hacer punto a multipunto, generalmente es una implementación propietaria (cada dispositivo actúa como un repetidor).

## **SISTEMA DE VARIABLES**

En todo trabajo de investigación las variables son imprescindibles para lograr explorar a fondo el objeto de dicho estudio, por tanto, ayudan a describir determinadas anomalías.

Según Arias (2012), variable es “una característica o cualidad, magnitud o cantidad, que puede sufrir cambios, y que es objeto de análisis, medición, manipulación o control en una investigación” (p. 57)

Hernández, Fernández y Baptista (2010), afirman que “una variable es una propiedad que puede fluctuar y cuya variación es susceptible de medirse u observarse” (p. 93)

Los tipos de variables a ser considerados en la presente investigación según su función en una relación causal, según lo expresado por Arias (2012) son:

**VARIABLE INDEPENDIENTE:** causa que genera y explica los cambios en la variable dependiente. (p.59)

Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED)

**VARIABLE DEPENDIENTE:** aquella que se modifica por acción de la variable independiente. Constituye los efectos o consecuencias que se miden y que dan origen a los resultados de la investigación. (p. 59)

Red de Comunicación de los IED de Protección y Control

**VARIABLE INTERVINIENTE:** es la que se interpone entre la variable independiente y la dependiente, pudiendo influir en lo modificación de esta última. (p.59)

Protocolo IEC 61850

Las variables de estudio seleccionadas para la presente investigación se apoyan en dimensiones e indicadores, siendo tarea significativa y necesaria su descomposición en un proceso de Operacionalización que según, Palella y Martins (2010), “identifica los elementos y datos empíricos que expresen y especifiquen el fenómeno en cuestión, asigna el significado a cada variable describiéndola en términos observables”. (p. 79)

**Tabla 1. MAPA DE VARIABLES.**

**Objetivo General:** Diseñar una red de comunicación para enlazar los diferentes Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV, basada en el protocolo de la Norma IEC 61850, a fin de reducir su tasa de falla.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS	IDENTIFICACION DE VARIABLES	DEFINICION OPERACIONAL	DIMENSION	INDICADOR	ITEM
Conocer la cantidad y tipos de Dispositivos Electrónicos Inteligente instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 Kv	<b>VARIABLE INDEPENDIENTE</b>  Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) instalados en la Subestación Altos Barinas 34,5/13,8Kv	Dispositivo utilizado en la industria de potencia eléctrica en sistemas de control y protección de subestaciones eléctricas, que permite la monitorización y control remoto de los equipos eléctricos y la comunicación con otros dispositivos de la red.	IED Protección IED Control IED Medición	• Número de dispositivos IED instalados.	1
				• Funcionalidad de los dispositivos IED.	2
				• Interconexión de los dispositivos IED.	3
				• Fiabilidad de los dispositivos IED	4
Diseñar una red de comunicación entre los distintos dispositivos electrónicos de protección y control de la subestación Alto Barinas que permita una operatividad eficiente, utilizando los protocolos establecidos en la Norma IEC 61850.	<b>VARIABLE DEPENDIENTE</b>  Red de Comunicación de los IED de Protección y Control	Es un conjunto de dispositivos interconectados que se utilizan para transmitir información entre ellos, éstas pueden ser cableadas o inalámbricas y utilizan diferentes protocolos de comunicación para garantizar una transmisión segura y eficiente de los datos.	Arquitectura del Sistema Diagrama de conexión física Diagrama de relaciones lógicas Lista de Puntos Dibujos Lógicos Comunicación en Serie Fibra Óptica	• Número de dispositivos conectados a la red.	5
				• Velocidad de transmisión de datos.	6 - 7
				• Fiabilidad de la conexión	8 - 9
Clasificar las distintas tecnologías y protocolos utilizados en los dispositivos de control y protección (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas	<b>VARIABLE INTERVINIENTE</b>  Protocolo IEC 61850	Estándar internacional que define la comunicación entre dispositivos electrónicos inteligentes en sistemas de subestaciones eléctricas. También define un modelo de datos común para la representación de la información en los sistemas eléctricos, lo que facilita la integración de diferentes equipos y sistemas de diferentes fabricantes.			

Fuente: Cuauro - Perdomo. (2.023)

## **NORMATIVA Y ASPECTOS LEGALES**

El desarrollo de la ingeniería de sistemas de distribución en empresas de servicio eléctrico, como propuesta de investigación, conducente al mejoramiento de las instalaciones con la introducción de materiales y métodos productos de ciencia y de aplicación de métodos novedosos, queda enmarcado en lo establecido en la **Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (CRBV), Artículo 110** “El Estado reconocerá el interés público de la ciencia, la tecnología, el conocimiento, la innovación y sus aplicaciones y los servicios de información necesarios por ser instrumentos fundamentales para el desarrollo económico, social y político del país, así como para la seguridad y soberanía nacional...” y el **Artículo 117** “Todas las personas tendrán derecho a disponer de bienes y servicios de calidad, así como a una información adecuada y no engañosa sobre el contenido y características de los productos y servicios que consumen, a la libertad de elección y a un trato equitativo y digno...” Las relaciones de las empresas eléctricas con sus usuarios se basan en los valores y principios establecidos en diversos instrumentos jurídicos.

Con la modernización de la infraestructura y de los procesos de distribución de las empresas de servicio eléctrico, se espera lograr un aumento en la calidad, confiabilidad, seguridad y eficiencia, aspectos contemplados en la **Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE)**, Título II, Capítulo II, Artículo 31 parte 3 que establece la obligatoriedad de: “Prestar el servicio eléctrico bajo los criterios de confiabilidad, eficiencia, calidad, equidad, solidaridad, no discriminación, transparencia, sustentabilidad económica y financiera, cumpliendo las normas técnicas de instalación, operación y de seguridad, según la normativa que a este efecto apruebe el Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica”.

En Venezuela, las empresas de servicio eléctrico estuvieron en un período de reacomodo y de expectativa ante la integración en CORPOELEC

como única empresa y la necesidad de un nuevo Marco Jurídico dada la conformación jurídica establecida en sus estatutos, este nuevo marco legal que regule sus actividades y consecuentemente introduzca cambios estructurales, con miras a la integración jurídica y contable de las actividades de generación, transmisión y distribución, esta situación ha generado una especie de vacío jurídico en ciertas áreas, en especial lo pertinente al derecho de los usuarios a disfrutar de un servicio eléctrico confiable, continuo y de calidad.

## **NORMA DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD**

Esta Norma, aunque no ha tenido una revisión, ni una actualización, su vigencia se remonta a la publicada en la Gaceta Oficial No. 38.029, del 23 de septiembre de 2004 y la misma establece las reglas que deberán cumplir las empresas distribuidoras con la finalidad de garantizar a los usuarios un servicio eléctrico de calidad, acorde con sus requerimientos y a un precio justo.

La calidad del servicio prestado por las empresas que desarrollen la actividad de distribución de electricidad, será evaluada en las siguientes áreas:

Calidad del Producto Técnico;

Calidad del Servicio Técnico;

Calidad del Servicio Comercial.

Las normas definen un grupo de indicadores con los cuales se medirá el desempeño de las empresas en las tres áreas indicadas. Sin embargo, para efecto de la presente investigación se consideran relevantes los que atañen a la medición de la Calidad del Producto Técnico, los cuales son:

1. Nivel de tensión;

2. Perturbaciones de la onda de tensión.

La calidad del servicio técnico se evaluará considerando indicadores que reflejen la frecuencia y duración total de interrupciones del servicio. Será responsabilidad de la distribuidora efectuar el levantamiento y registro de interrupciones, así como de los correspondientes indicadores.

El registro se deberá efectuar mediante un sistema de información, conforme a las especificaciones emanadas del Regulador. Se deberá discriminar si la interrupción es debida a causas internas o externas. Los indicadores deberán calcularse en forma separada para causas internas y externas.

Esta normativa exige cuantiosas inversiones por parte de Corpoelec, para poder adaptarse y dar cumplimiento a los niveles de calidad exigidos, y ante la situación económica del país, los proyectos de mejoras y adecuación de determinadas áreas, como es el caso de la Subestación Alto Barinas, en donde la carencia de un sistema de comunicación de los relés de protección y control no permiten su correcto funcionamiento.

## **CAPÍTULO III**

---

### **MARCO METODOLÓGICO**

En este capítulo se hace referencia a aspectos relacionados con la metodología que se ha seleccionado para desarrollar la investigación, al tipo de datos que se requiere indagar para el logro de los objetivos, así como la descripción de los métodos y las técnicas e instrumentos que permitirán la obtención de la información necesaria para el diseño de una red de comunicación para enlazar los diferentes Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV, basada en el protocolo de la Norma IEC 61850. En este contexto, Arias (2012) explica el marco metodológico como el “Conjunto de pasos, técnicas y procedimientos que se emplean para formular y resolver problemas” (p.16).

### **TIPO DE INVESTIGACIÓN**

El trabajo tiene un enfoque cualitativo, que utiliza la recolección y análisis de los datos para afinar las preguntas de investigación o revelar nuevas interrogantes en el proceso de interpretación, en este caso en particular bajo la modalidad de investigación tecnológica. Según García Córdoba (2007) “Como resultado de una investigación tecnológica se obtienen conocimientos que establecen con detalle: acciones, requisitos, características, diseño, materiales, costos, responsables, métodos, instrumentos, y demás circunstancias, que describen el qué y el cómo, con lo que se promueve el logro de los objetivos, generalmente predeterminados en el área de producción” (p.81).

En tal sentido, en la investigación se hace una descripción de los sistemas, que aseguran o fortalecen la operación de los dispositivos de protección y el

control que integran la Subestación Alto Barinas, para luego dentro de una dinámica de desarrollo, diseñar y proponer la implantación de una Red de Comunicación, haciendo uso del protocolo de la Norma IEC 61850 que permita la transmisión de datos y operaciones de los distintos dispositivos de protección y control de la subestación Alto Barinas, con la finalidad de mejorar la respuesta de estos dispositivos y reducir el número de interrupciones y por lo tanto, mejorar la calidad del servicio. También este proyecto es de naturaleza documental y de aplicación, dado que, para su desarrollo, se aplicarán algunos principios y teorías propias de esta rama de investigación.

El procedimiento a seguir para el cumplimiento del objetivo general y los objetivos específicos consistió en la recopilación y análisis de información de resultados de proyectos internos planteados en la empresa, entrevista al gerente del área de subestaciones, publicaciones de otras empresas y organizaciones, revistas técnicas y boletines electrónicos.

## **METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN**

Una de las condiciones necesarias de las estrategias de implantación, a desarrollar con el presente estudio, es su implementación por etapas, a fin de permitir una solución tecnológica viable, motivada a la naturaleza y al estado actual de la empresa eléctrica. Por ser un Proyecto Especial, se desarrollará en tres fases:

### **FASE I: DIAGNÓSTICO**

1. Búsqueda y análisis de las referencias: recopilación bibliográfica y su respectivo análisis, a fin de concretar los conceptos y métodos a ser aplicados en el establecimiento de una red de comunicación entre relés (IED) haciendo uso del protocolo presentado en la norma IEC 61850.

2. Determinar las condiciones tecnológicas y los atributos de los distintos protocolos utilizados en las comunicaciones de los relés instalados en la subestación Alto Barinas 34.5/13.8 kV, para prever su reemplazo y/o modernización de cara a lo establecido en el protocolo presentado para mejorar los tiempos de respuesta a las interrupciones del sistema y por ende la calidad del servicio.

## **FASE II: EJECUCIÓN**

1. Diseñar la Red de Comunicación para relés instalados en la subestación Alto Barinas 34.5/13.8 kV, de acuerdo a los resultados del diagnóstico del equipamiento y lo recomendado en el protocolo presentado en la norma IEC 61850.

## **FASE III: EVALUACIÓN**

1. Análisis de los resultados, aplicando un esquema de simulación del funcionamiento de la red de comunicación diseñada.

2. Conclusiones y recomendaciones: En base a los Resultados emitir conclusiones y elaborar las recomendaciones que permitan implantar un Sistema de comunicación basado en el protocolo de la norma IEC 61850.

## **POBLACIÓN Y MUESTRA**

### **POBLACIÓN**

Según Arias (2012), “la población, o en términos más precisos población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”. (p. 81), pudiendo ser finita, si se conoce el total de los

elementos o unidades que la componen o, infinita cuando se desconoce la cantidad total de elementos objeto de estudio.

Para el desarrollo de la presente investigación se cuenta con una población finita, conformada por un elemento, el Jefe de Subestaciones de la Gerencia Territorial de Corpoelec, Barinas, por tanto se podrá investigar u obtener datos de toda la población objetivo, no siendo necesario estimar una muestra de la población.

## **TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS**

Las técnicas se refieren a los métodos generales utilizados para obtener información, mientras que los instrumentos son las herramientas específicas.

### **TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

Arias (2012), afirma que “se entenderá por técnica de investigación, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información.” (p.67).

Hernández, Fernández y Baptista (2010), señalan que “para el enfoque cualitativo, al igual que para el cuantitativo, la recolección de datos resulta fundamental, solamente que su propósito no es medir variables para llevar a cabo inferencias y análisis estadístico. Lo que se busca en un estudio cualitativo es obtener datos. Se recolectan con la finalidad de analizarlos y comprenderlos, y así responder a las preguntas de investigación y generar conocimiento” (p. 409)

La búsqueda o recolección de información o de datos puede hacerse de diferentes formas. La primaria es cuando la información o datos los recoge directamente el investigador o la persona que él designe. Por otra parte, se

llama secundaria cuando es hecha indirectamente, por ejemplo, mediante la aplicación de encuestas, entrevistas, entre otros.

Tomando en consideración el tipo de investigación del presente estudio, las técnicas de recolección de datos empleadas son: la revisión de documentación y la entrevista.

## **DOCUMENTACIÓN**

De acuerdo al tipo de investigación realizada, la información de fuentes secundarias se recopiló a través de la revisión de documentos emitidos por la Organización relacionados con el propósito de la investigación, es así como fueron consultados diversos informes de la conformación y funcionamiento de las subestaciones de Corpoelec, Barinas.

## **ENTREVISTA**

Según Arias (2012), “La entrevista, más que un simple interrogatorio, es una técnica basada en un diálogo o conversación “cara a cara”, entre el entrevistador y el entrevistado acerca de un tema previamente determinado, de tal manera que el entrevistador pueda obtener la información requerida.” (p. 73)

Se aplicó una entrevista semi estructurada al Jefe de Subestaciones de la Gerencia Territorial de Corpoelec, Barinas, contando con una guía predeterminada de preguntas, que permitieran según el caso, formular otras para profundizar en la información suministrada.

## **INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

### **GUION DE ENTREVISTA**

Este instrumento de recolección de datos se emplea en las investigaciones cualitativas para el desarrollo de las entrevistas para estructurar la discusión y ayudar a determinar un flujo lógico para tratar el tema objeto de estudio.

### **VALIDEZ DEL INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

Según Arias (2012), “La validez del cuestionario significa que las preguntas o ítems deben tener una correspondencia directa con los objetivos de la investigación. Es decir, las interrogantes consultarán sólo aquello que se pretende conocer o medir.” (p. 79).

La validez por juicio de expertos consiste en presentar el cuestionario a un grupo de expertos en el área para que lo revisen y evalúen si las preguntas son relevantes, claras y adecuadas para medir lo que se pretende medir. Los expertos pueden proporcionar comentarios y sugerencias para mejorar el cuestionario y asegurar su validez e indica si es necesario eliminar, reformular o reubicar algunos ítems para mejorar el instrumento.

Para efectos de la presente investigación, se consultó a tres (3) expertos a fin de verificar que las preguntas o ítems del cuestionario reúnen las condiciones necesarias en cuanto a: Secuencia de ítems, indicadores y formulación de los ítems con relación a los objetivos y las variables de estudio. Los tres asignaron la máxima puntuación para cada categoría en los ítems que integran el cuestionario diseñado.

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA

#### FASE I: DIAGNÓSTICO

#### DETERMINACION DEL NIVEL TECNOLOGICO DEL EQUIPAMIENTO

La subestación Alto Barinas 34.5kV/13.8kV se encuentra ubicada sobre la Av. Alberto Arvelo Torrealba, con ubicación UTM: 364343 Este 953247 Norte. En medio del centro de carga, de fácil accesibilidad para el mantenimiento y reparaciones, el espacio está limitado para un futuro crecimiento, no dispone en su cercanía de fuentes de energía renovables, como parques eólicos o solares que facilite su integración a fuentes limpias de energía eléctrica, y una posible desventaja es su posible impacto ambiental y social como consecuencia de su ubicación.

Conversión coordenadas geográficas a UTM					
ENTRADAS: Coordenadas geográficas Longitud y Latitud					
Coordenadas	Grados °	Minutos '	Segundos''	Longitud / latitud	
Longitud	70	15	15.3	W	
Latitud	8	36	54.1	N	
WGS84					
SALIDA: Coordenadas UTM					
Coordenadas	UTM (m)	0	1 (m) en longitud	0	0
UTM Este X	364343	0	Este huso	19	-135,657
UTM Norte Y	953247	0	Norte del E	0	953,247
Huso	19	0		0.0	0 0 0

Cuadro N° 4-1 Coordenadas Geográficas y UTM de la S/E Alto Barinas



Figura N° 4-1 Fotografía Aérea de la Subestación Alto Barinas

Entre su equipamiento dispone de tres bahías de transformación es decir en su área tiene tres transformadores de potencia, dos de ellos de 15 MVA y 34.5kV/13.8kV y un tercero que se encuentra en la actualidad fuera de servicio de 10 MVA 34.5 kV / 13.8 kV.

Transformador	Marca	Tension	Potencia	Interruptor AT	Circuitos Asociados	Reconectador	Relé	Usuarios atendidos
N° 1	WEB	34.5 kV / 13.8 kV	15 MVA	Siemens	Cafinca	GVR		5000
					Madre Vieja	NOJA		4900
					Universidad	NOJA		3200
N° 2	EFACEC	34.5 kV / 13.8 kV	15 MVA	Siemens	Alto Barinas	NOJA		6000
					Jardines	NOJA		3500
N° 3	CAIVET	34.5 kV / 13.8 kV	10 MVA	OX-36	Ciudad Deportiva	GVR		4200
					La Lomas	GVR		2500

Cuadro N° 4-2 Equipos instalados en la Subestación Alto Barinas

Estos tres transformadores, alimentan a seis circuitos en 13.8 kV, que surten del servicio eléctrico al 70 % del área de Alto Barinas. Esta subestación está alimentada (conectada) en 34.5 kV desde la Subestación Barinas I,

mediante tres circuitos; Alto Barinas I, Alto Barinas II y Expresa.

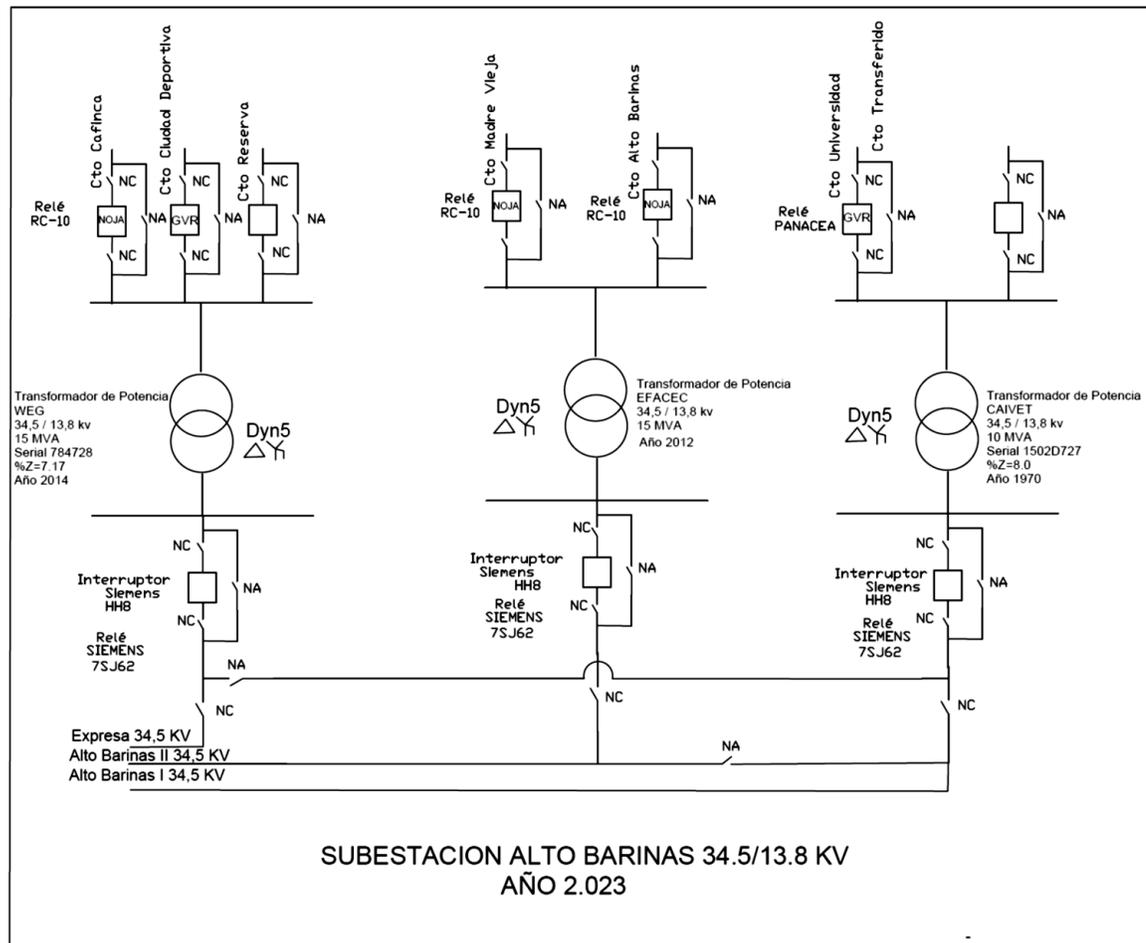


Figura N° 4-2 Diagrama unifilar de la Subestación Alto Barinas

En la revisión de la infraestructura instalada, mediante data suministrada por la persona responsable de la atención del área de Subestaciones en la Gerencia Territorial de Corpoelec en el estado Barinas, se constata que la subestación Alto Barinas 34.5/13.8 kV es una instalación no atendida, es decir que no dispone de personal en el sitio para la operación, con alimentación primaria en 34.5 kV, que provienen de la subestación atendida de Barinas I 115/34.5/13.8 kV, con protección mediante interruptores de Marca Siemens, modelo HH8 y con relé de protección y control también de marca Siemens Modelo SIPROTEC 7SJ62, en las bahías de 13.8 kV se dispone reconectores GVR con relés Polar y PANACEA, y también se dispone de reconectores marca NOJA, con relé SEL, que es un

multifuncional y otros con relé RC-10.

Como se observa se tienen instalado relés de diferentes marcas y que trabajan con diversos protocolos que en muchos casos son propietarios cuyo enlace mediante los llamado traductores, entorpecen la comunicación afectando negativamente el rendimiento de la red, lo que propicia probables fallas de equipos que se traducen en interrupciones del servicio eléctrico.

## **FASE II: EJECUCIÓN**

### **PROPUESTA DE RED DE COMUNICACIÓN – DOCUMENTACION DE LA RED**

Una vez determinado el equipamiento instalado, se procede al dimensionamiento de la propuesta en la cual se prevé la sustitución de los relés de las bahías de 13.8 kV por relés con capacidad IEC 61850 resultando una red de comunicación bastante modesta en tamaño y componentes, pero que permitirá desarrollar los objetivos planteados en esta investigación.

La propuesta de red de comunicación con el protocolo IEC 61850 para enlazar los relés de protección y control en la subestación de distribución de 34.5/13.8 kV en Alto Barinas, plantea los siguientes elementos en su documentación:

1. Descripción detallada de la topología de la red y selección de los equipos, incluyendo la ubicación y función de cada dispositivo de la red (como relés, unidades de control, conmutadores, enrutadores (switches, routers), etc.

En el enciso de la topología de red se ha determinado que por el tamaño de la instalación lo más indicado es una red que garantice un nivel de confiabilidad aceptable con respecto a la relación costo-valor. Se dispondrá de 5 relés de Protección y Control en las bahías de los alimentadores de 13.8 kV.

Cuando se habla de topología, se puede hacer referencia a la topología física y la lógica, la manera en que se disponen los equipos es la topología física de la red, conjuntamente con la ubicación de los nodos, las conexiones y el cableado. La topología lógica se refiere a cómo se comunican los dispositivos en una red.

Además, en la topología física de la red se plasma un diagrama que muestre la ubicación de los switches Ethernet, routers, servidores y unidades de control, así como los cables y las conexiones que los conectan, en este caso se requieren siete (7) Swiches Ethernet o conmutadores y un conmutador HMI.

En cuanto a la topología lógica, se debe identificar cómo se comunican los dispositivos a través del protocolo IEC 61850. Esto puede incluir la identificación de las direcciones IP de los dispositivos, los puertos de comunicación utilizados y los protocolos específicos que se utilizan para el intercambio de datos entre los dispositivos.

En general, la topología física y lógica se diseñó de tal manera que garantice una comunicación eficiente y segura entre los dispositivos y permite una supervisión y control remoto efectivo de la subestación. Además, se tomaron en consideración las necesidades de escalabilidad y redundancia para garantizar la disponibilidad continua del sistema.

2. Selección de los dispositivos de red adecuados para la subestación, teniendo en cuenta su capacidad y compatibilidad con el protocolo IEC 61850.

La subestación Alto Barinas, en el lado de alta tensión, tiene instalado interruptores Siemens, Modelo HH8 que se controlan por medio de los relés SIPROTEC modelo 7SJ62 de la empresa Siemens, estos relés tienen la capacidad IEC 61850, por lo que no es necesario su reemplazo y las bahías

de transformación, para su protección y control, disponen de relés Areva y ABB también con capacidad IEC 61850, por lo que no deben ser sustituidos. Se deben incluir un GPS para la coordinación horaria de los eventos y un computador para la Interface Hombre Máquina (HMI).

## COMPRESIÓN DE LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA

### DOCUMENTACIÓN

Para describir el sistema de automatización de la subestación, se deben producir los siguientes documentos:

- a) Arquitectura del sistema (diagrama de conexión física): Se presenta el diagrama de conexión de los dispositivos que conforman la red.

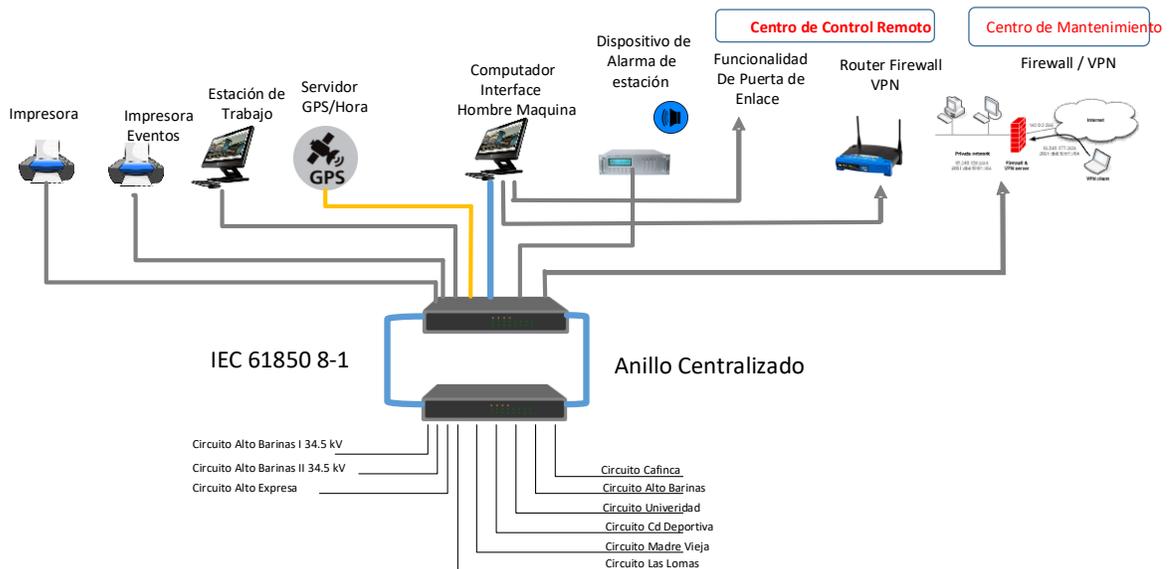


Figura N° 4-3 Arquitectura de la Red de Comunicación. Fuente Propia

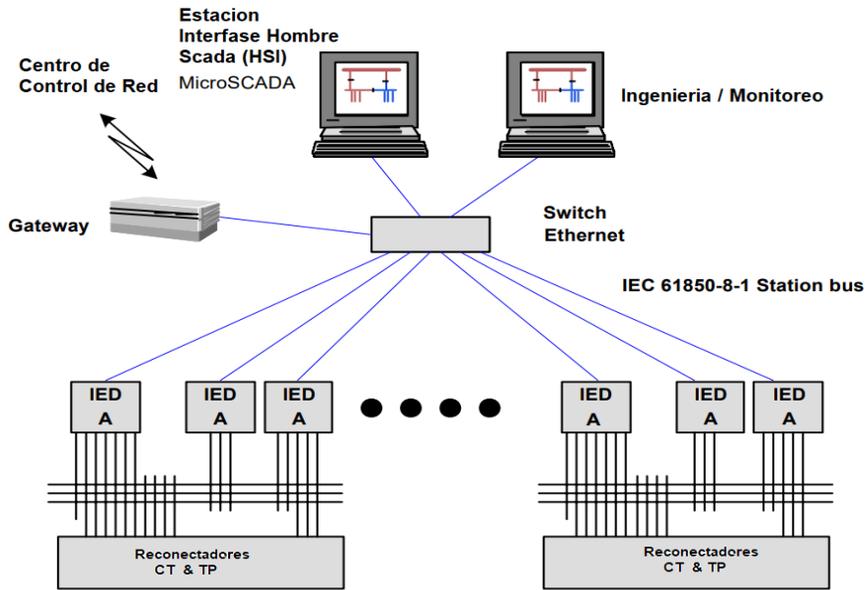


Figura N.ª 4-4 Topología de la Red de Comunicación. Fuente Propia

b) Arquitectura del sistema (diagrama de relaciones lógicas): debe mostrar la conexión de la capa de aplicación entre los dispositivos y las direcciones de protocolo asociadas a ellos.

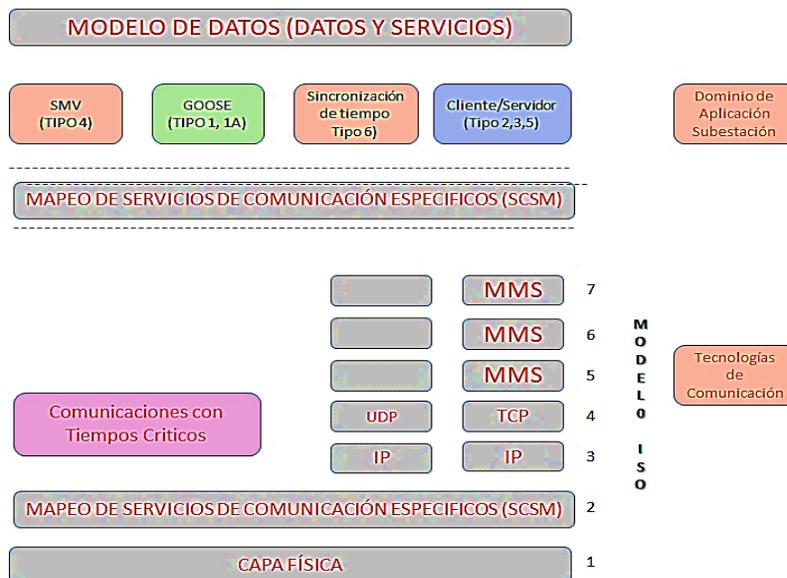


Figura N.ª 4-5 Modelo de Capas

En general, la topología física y lógica deben diseñarse de tal manera que garantice una comunicación eficiente y segura entre los dispositivos y permita una supervisión y control remoto efectivo de la subestación. Además, se deben considerar las necesidades de escalabilidad y redundancia para garantizar la disponibilidad continua del sistema.

En el estándar IEC 61850, se presentan una serie de protocolos de comunicación entre los distintos dispositivos de subestaciones eléctricas. Estos protocolos son;

1. Valores Medidos Muestreados (SMV por sus singlas en inglés),
2. Protocolo de Tiempo de Red Simple (SNTP),
3. Especificación del Mensaje de Fabricación (MMS),
4. Eventos Genéricos de Subestación (GSE),

Estos a su vez se dividen en:

- a. Eventos Genéricos de Subestación Orientado a Objetos (GOOSE) y
- b. Eventos Genéricos de Estado de Subestación (GSSE, actualmente en desuso).

En este aparte, se determina cuáles de los equipos existente están habilitados para ser usados con el estándar IEC 61850, y sugerir los cambios de relés (IED) que sean necesarios, para lograr la correcta funcionalidad.

Para mayor redundancia en las comunicaciones, se determina la configuración en anillo, para ello, se utilizarán los puertos RJ-45 de los relés y de los Conmutadores (Swiches). Los cables a ser utilizados en esta

instalación se tienen previsto que sean Ethernet Cat 7 y Cat 8, que son adecuados para velocidades de hasta 40 Gbps y tienen un ancho de banda máximo de 600 MHz y 2,000 MHz, respectivamente. En cuanto a la parte lógica se utilizará el protocolo GOOSE, para transmitir los diferentes eventos que ocurran en la red eléctrica.

Se utilizará un servidor IEC 61851, que permitirá la ejecución de las diferentes instrucciones del protocolo, igualmente es recomendable el uso el GPS para la sincronización del tiempo de ocurrencia de los eventos.

Dado que la subestación Alto Barinas es una subestación pequeña y el centro de control lo asume el Centro de Operaciones ubicado en la sede de Corpoelec en la Av. Cuatricentenaria de la ciudad de Barinas, se utilizará el Gateway para conectar con un sistema mini Scada o una RTU que retransmitirá hacia el Centro de Control. En la actualidad el canal de comunicación entre la subestación y el Centro de Operaciones se realiza a través de fibra Óptica, pero solo de modo de supervisión parcial de algunos eventos.

3. Evaluación del costo total del proyecto, incluyendo el costo de los dispositivos de red, el costo de la implementación y cualquier otro costo asociado con la implementación del protocolo IEC 61850.

El costo de los dispositivos de red y la implementación del protocolo IEC 61850 puede variar ampliamente dependiendo de muchos factores, como el tipo y la cantidad de dispositivos necesarios, los costos laborales y de materiales en la ubicación del proyecto, y cualquier otro costo asociado con la implementación del sistema.

El costo en equipos para la implementación de esta red de comunicación en la subestación Alto Barinas, ronda los Cuarenta y Cinco Mil Dólares americanos (45.000,00\$), sin cuantificar la mano de obra y las menudencias y extras que pudiesen surgir a lo largo de la ejecución de la obra.

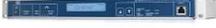
PRESUPUESTOS DE EQUIPOS							
Nº	Marca	ITEM	Descripción	Foto	P.U. (US\$)	CANTIDAD	TOTAL
1	SIEMENS	Relé protector Siemens 7SJ61/62/63/64 FO	PROTECCION MULTIFUNCIONAL (PROTECCION DE SOBRECORRIENTE Y CONTROL)		1,300.00	3.00	3,900.00
2	SEL	Sistema de protección, automatización y control de bahía	El SEL-451 es un sistema autónomo completo. Tiene la velocidad, la potencia y la flexibilidad de combinar un control de bahías de subestación completo con protección de interruptores de alta velocidad en un solo sistema económico. Puede usar el SEL-451 como una parte integral de una protección completa de una solución completa de protección, control y monitoreo de subestación.		5,200.00	2.00	10,400.00
3	NOJA	PC-10/PC-15	El producto se proporciona completo, con un control RC y cubículo de comunicaciones. El cubículo de control RC proporciona todas las funciones de protección, registro de datos y comunicaciones en un único dispositivo. Ha sido diseñado para usarse como un equipoindependiente que es fácilmente integrado dentro de esquemas de control remoto y distribución automatizada usando la capacidad de comunicaciones ya incorporada. Habilitado para el protocolo IEC 61850		850.00	3.00	2,550.00
4	SIEMENS	Substation Gateway SGW1050	Switchgear gateway communication with a series of devices like smart meters and/or power quality devices or other sensors via G3-PLC/M over any low voltage power line.		1,200.00	1.00	1,200.00
5	SIEMENS	SIPROTEC 7SS52	La protección numérica SIPROTEC 7SS52 es una protección selectiva, fiable y rápida para faltas de barra y fallo de interruptor en subestaciones de media, alta y extra alta tensión con varias configuraciones posibles de barra.		1,500.00	3.00	4,500.00
6	Advantech	IEC61850-3 20G SFP + 6GE Managed Ethernet Switch, 48DC	La serie EKI-9226G está diseñada para aplicaciones de automatización de subestaciones eléctricas que cumplen con las certificaciones IEC 61850-3 e IEEE1613. Gracias a su amplia temperatura de funcionamiento de -40 ~ 85°C, puede funcionar bien en entornos extremadamente duros. Diseñado con 20 puertos Gigabit SFP y 6 puertos Gigabit RJ-45. Proporciona abundantes y flexibles puertos de conexión. Finalmente, la serie EKI-9226G contiene entradas de alimentación dobles para garantizar la estabilidad del sistema y 2 salidas de rele para una mayor flexibilidad del usuario.		2,438.00	7.00	17,066.00
7	HMI	HMI	Las HMI permiten a los usuarios interactuar con datos controlables. Si se trata de datos que un usuario puede modificar o datos que a un usuario le gustaría leer; una HMI proporciona una representación visual de los datos. Un cajero automático en su banco local es una HMI conectada a los registros del banco que requiere que los usuarios ingresen sus credenciales para ver los datos de su cuenta bancaria. Las HMI se utilizan ampliamente en la automatización para monitorear datos y manipular datos en un concentrador centralizado, siempre que esa HMI tenga una comunicación establecida con el controlador que contiene los datos.		752.00	1.00	752.00
8	SEL	Sincronizador para Red de Hora y GPS	El SEL-2488 recibe señales de tiempo del sistema de navegación global por satélite (GNSS) y distribuye una hora precisa a través de múltiples protocolos de salida, incluidos IRIG-B y el protocolo de tiempo de red (NTP). Proporciona soporte para protocolo de redundancia paralela (PRP) como un dispositivo de nodo de doble conexión (DAN) para la distribución de tiempo NTP. Con una actualización opcional, el SEL-2488 puede actuar como un reloj grandmaster de protocolo de tiempo de precisión (PTP), según se define en IEEE 1588-2008. Debido a las capacidades avanzadas del SEL-2488, es adecuado para aplicaciones demandantes de empresas suministradoras de energía, como sincrofases, valores muestreados y localización de fallas mediante onda viajera, así como para las subestaciones con múltiples requisitos de sincronización de tiempo.		3,200.00	1.00	3,200.00
							43,568.00

Figura 4-6 Presupuesto de equipos

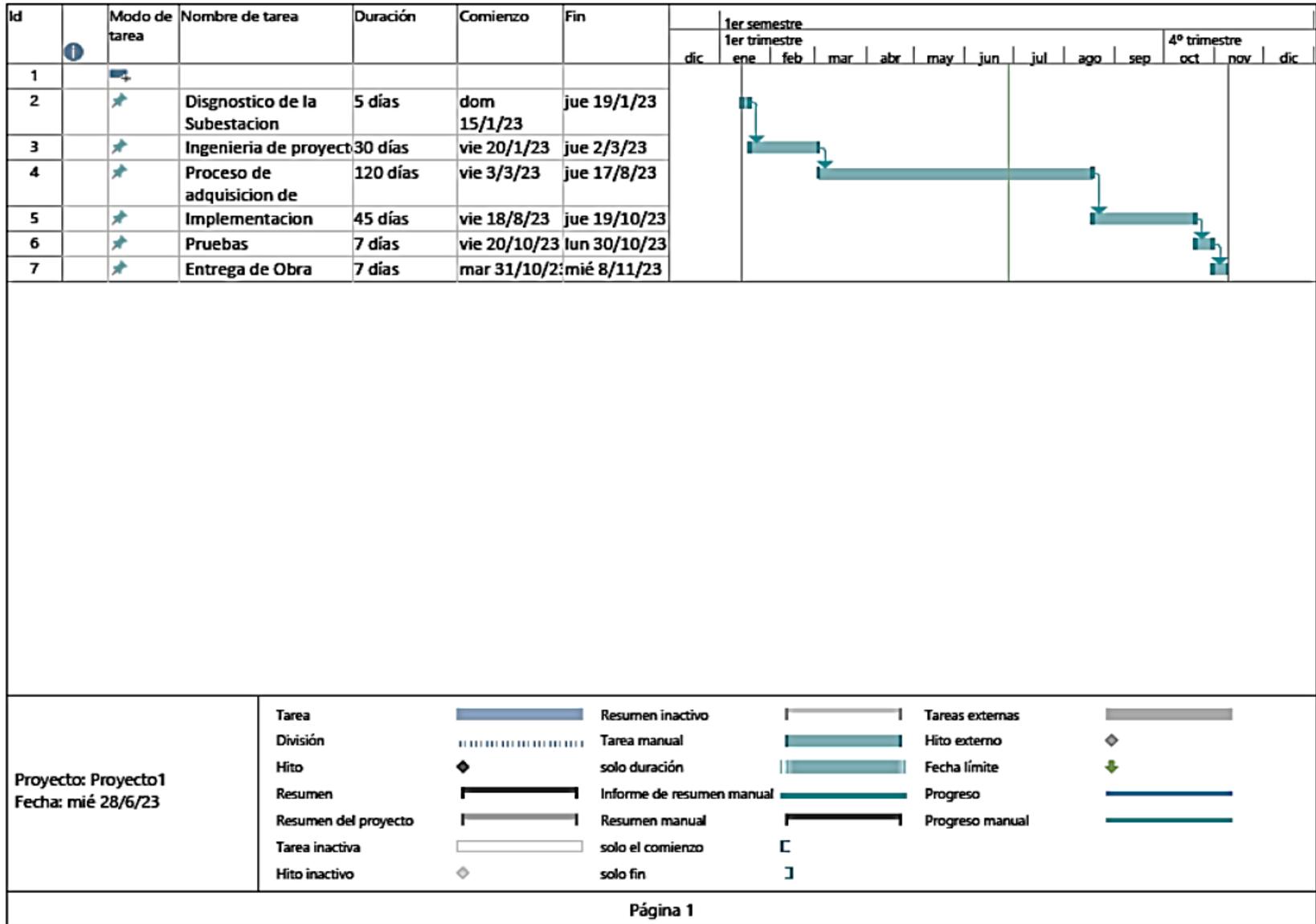


Figura N.º 4-7 Diagrama de Gantt para realización del proyecto

4. Análisis de los beneficios que se obtendrán al implementar el protocolo IEC 61850, incluyendo mejoras en la eficiencia operativa, la disponibilidad del sistema y la seguridad.
  - a. Una red de comunicación con el protocolo IEC 61850 puede ayudar a reducir la tasa de mal funcionamiento de los IED (Dispositivos electrónicos inteligentes) en una subestación de distribución.
  - b. Esta norma permite una comunicación más eficiente y segura entre los diferentes equipos electrónicos y sistemas de la subestación, lo que significa que se reduce el riesgo de errores en la coordinación y la configuración de los dispositivos. Además, IEC 61850 permite la gestión remota y el diagnóstico de los IED, lo que facilita los mantenimientos y la detección temprana de fallos.

En resumen, la adopción de una red de comunicación con el protocolo IEC 61850 puede aumentar la fiabilidad y la disponibilidad de los equipos y sistemas en la subestación, lo que se refleja en una reducción de la tasa de mal funcionamiento de los IED y en una mejora en la calidad del suministro eléctrico que se proporciona a los consumidores.

#### **EQUIPOS A SER UTILIZADOS EN LA RED DE COMUNICACIÓN DE IED EN LA SUBESTACION ALTO BARINAS.**

En el diseño de la red de comunicación de los diferentes relés de la subestación Alto Barinas, se divide la infraestructura eléctrica en bahías, delimitando cada una principalmente por los niveles de tensión, en el caso de la subestación Alto Barinas, se dispone de dos niveles de tensión o voltaje, la parte de Alto Voltaje (34,5 kV) y la parte de Bajo Voltaje (13,8 kV). Por lo que se dispone de 11 bahías, distribuidas de la siguiente manera; Tres (03) bahías de 34,5 kV, una por cada llegada de línea de 34,5 kV. Tres (03) bahías de transformación y cinco (05) bahías de 13,8 kV, una por cada circuito de distribución.

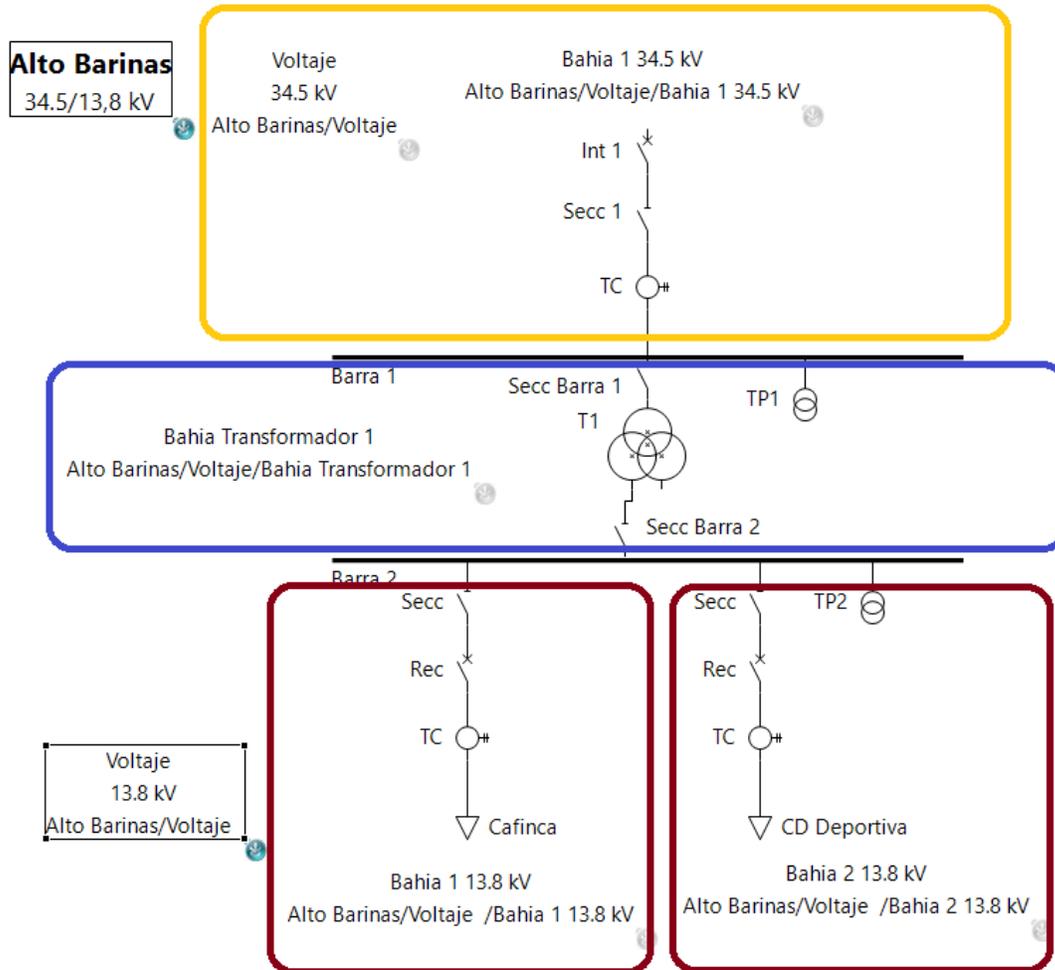


Figura N° 4-8 Tres niveles de bahías en la Subestación Alto Barinas

Cada bahía tiene funcionalidades y controles diferentes, las bahías de 13,8 kV que son las que representan los circuitos, tienen funciones de protección contra Sobre corriente, contra sobre voltaje, supervisión de fases, estas funcionalidades se conocen como “Protección de Bahía”, adicionalmente tienen las funcionalidades de control de bahía que permite ejecutar las acciones pertinentes de acuerdo a cada evento que ocurra en la misma.

Cada una de estas bahías tiene un relé que viene asociado con la marca del reconectador, éste es el elemento de potencia que actúa (Interrumpe/Conecta) sobre el circuito, de acuerdo a las señales captadas por el relé de protección y de control.

En la bahía de transformación, la unidad de protección tiene las siguientes funcionalidades: protección de barra, protección de sobre corriente y de sobretensión, y la unidad de control actúa sobre el cambiador de tomas del transformador, que es el que regula los voltajes de salida del transformador.

En la bahía de llegada, es similar a la bahía de salida, las funcionalidades de protección y control las ejerce el relé Siprotec 7SJ62 que actúa sobre el interruptor Siemens modelo HH8.

SUBESTACION ALTO BARINAS 34.5/13.5 Kv						
Codigo 005						
<b>BAHIA DEL ALTA N° 1</b>	<b>Codigo</b>	<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Relé</b>	<b>Modelo</b>	<b>IP</b>
Interruptor Alta	003-B301	Siemens	HH-8	SIPROTEC	7SJ62	10.1.150.1
<b>BAHIA DE TRANSFORMADOR N° 1</b>						
Marca WEG						
Año 2.013						
<b>BAHIA DE BAJA N° 1</b>						
Reconectador 1	0051-D001	NOJA		RC-10		10.1.150.10
<b>BAHIA DE BAJA N° 2</b>						
Reconectador 2	0051-D002	GVR		PANACEA		10.1.150.20
<b>BAHIA DE ALTA N° 2</b>						
<b>Codigo</b>	<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Relé</b>	<b>Modelo</b>	<b>IP</b>	
Interruptor Alta	003-B305	Siemens	HH-8	SIPROTEC	7SJ62	10.1.150.2
<b>BAHIA DE TRANSFORMADOR N° 2</b>						
Marca EFACEC						
Año 2.011						
<b>BAHIA DE BAJA N° 3</b>						
Reconectador 1	0052-D001	NOJA		RC-10		10.1.150.30
<b>BAHIA DE BAJA N° 4</b>						
Reconectador 2	0052-D002	NOJA		RC-10		10.1.150.40
<b>BAHIA DE ALTA N° 3</b>						
<b>Codigo</b>	<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Relé</b>	<b>Modelo</b>	<b>IP</b>	
Interruptor Alta	003-B305	Siemens	HH-8	SIPROTEC	7SJ62	10.1.150.3
<b>BAHIA DE TRANSFORMADOR N° 3</b>						
Marca CAIVET						
Año 1.970						
<b>BAHIA DE BAJA N° 5</b>						
Reconectador 1	0053-D001	GVR		PANACEA		10.1.150.50

Cuadro N° 4-3 Equipos existentes en la Subestación Alto Barinas

En el cuadro anterior se observa la existencia de los relés Panacea en los reconectores GVR, estos relés por su fecha de fabricación no soportan el protocolo de la Norma IEC 61850, por lo que deben ser sustituidos, por relés de más reciente fecha de fabricación que admitan el mencionado protocolo.

## ESQUEMA DEL DISEÑO DE LA RED DE COMUNICACIÓN

A fin de garantizar mayor eficiencia, confiabilidad, velocidad y redundancia, y en virtud del tamaño pequeño de la instalación se decide por una configuración en anillo, donde, se conectan todos los dispositivos de la subestación. Esto significa que, si un enlace falla o se interrumpe, el otro anillo puede continuar proporcionando la comunicación sin interrupciones.

Esta redundancia aumenta la confiabilidad y la disponibilidad del sistema de comunicación en la subestación. Si ocurre una falla en uno de los anillos, los dispositivos de la subestación pueden seguir comunicándose a través del otro anillo, evitando así cualquier interrupción en la operación y el control del sistema.

Además, la configuración en anillo doble también puede mejorar la capacidad de carga y el rendimiento de la red de comunicación, ya que permite distribuir la carga de tráfico entre los dos anillos. Esto ayuda a evitar congestiones y garantiza un rendimiento óptimo del sistema en todo momento.

Para la configuración del anillo doble en este caso, se podría utilizar un anillo para conectar las bahías de entrada y transformación, y otro anillo para conectar las bahías de transformación y salida. Esto aseguraría que todos los dispositivos de la subestación estén conectados a ambos anillos de comunicación.

En el primer anillo, se conectarían las tres bahías de entrada y las tres bahías de transformación. En el segundo anillo, se conectarían las tres bahías de transformación y las cinco bahías de salida.

Cada anillo estaría compuesto por enlaces de comunicación entre los dispositivos de cada bahía, como relés de protección, medidores, interruptores, etc. Estos enlaces pueden ser cables de fibra óptica, cables

Ethernet o cualquier otro medio de comunicación compatible con el protocolo IEC 61850.

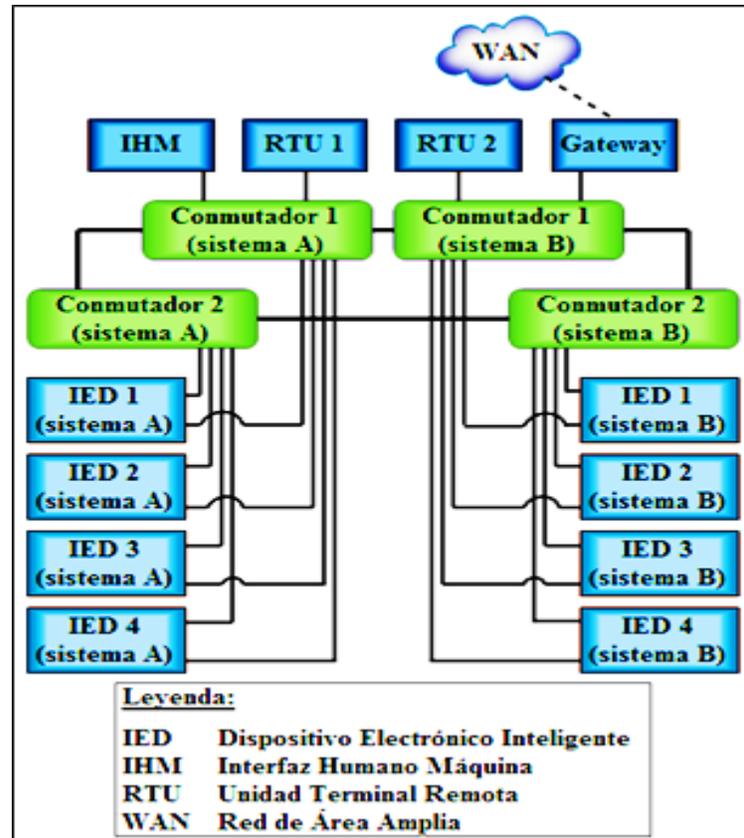


Figura N° 4-9 Configuración de anillo

En la Figura N° 4-10, se muestra la red LAN con los dispositivos A y B integrados a la red sin dejar de cumplir los requerimientos básicos de redundancia, lo que se traduce, que, ante la falla de un hardware en cualquier lugar de la red, no conduzca a deshabilitar las funciones de protección de los sistemas A y B.

Para limitar el efecto de perder cualquier elemento de la red, llámese fibra, conmutador o relé en una zona, los diseños LAN deben incluir redundancia como elemento esencial. Con el arreglo de la Figura N° xx, una falla en la red, no tiene impacto funcional sobre las protecciones. El resultado final, es que siempre hay dos o más caminos desde cualquier dispositivo a

cualquier otro dentro de cada conjunto redundante. Por lo tanto, una falla en las comunicaciones no perjudica el funcionamiento de los relés de las distintas bahías.

Los grupos de conmutadores (switches) de las bahías tienen doble conexiones cruzadas de modo que los dispositivos del nivel de la subestación (Nivel 2 de control), tales como el concentrador de datos UTR, la IHM, el Gateway, entre otros, pueden acceder a los datos de los relés en el grupo redundante aun cuando la fibra falle.

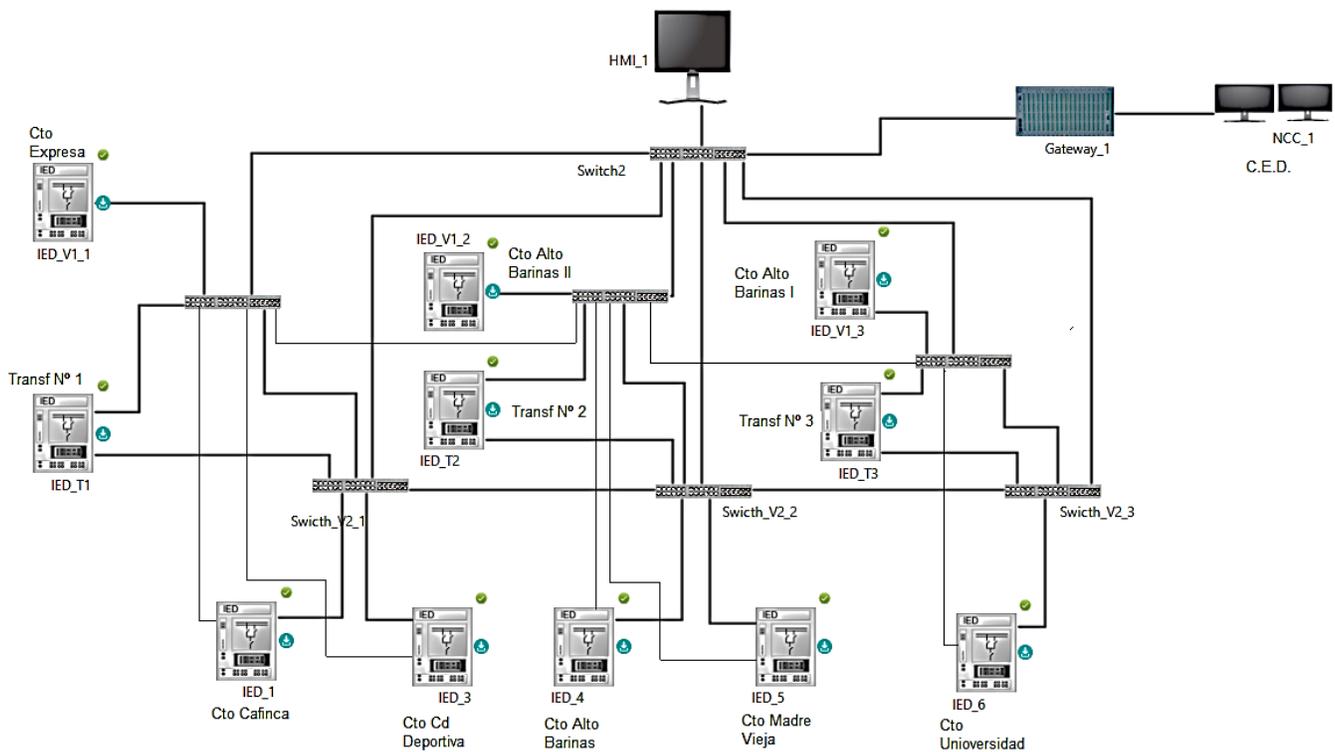


Figura N° 4-10 Configuración de anillo en la S/E Alto Barinas

## **FUNCIONAMIENTO DE LA RED DE COMUNICACIÓN EN SUBESTACION ALTO BARINAS 34.5/13.8KV CON EL PROTOCOLO IEC 61850**

Una vez estructurada la red de comunicación, tal como se observa en la figura 4-11, esta funciona de la siguiente manera al momento de ocurrir un evento en el sistema eléctrico.

- a) Los IED están censando, con un determinado tiempo de muestreo, los valores analógicos que miden los transformadores de corriente y de tensión instalados en cada bahía de la subestación, esta comunicación se realiza por medio del mensaje SV (Sample Value) y son valores analógicos de voltaje y corriente. Al momento de ocurrir un evento en las redes o en las bahías de transformación o de llegada, estos valores llegan a los IED de protección y Control y empiezan a tomar decisiones y a comunicarse con otros IED.
- b) La comunicación con los demás IED se realiza por medio de mensajes GOOSE, que es el medio de comunicación entre los IED. Estos mensajes son paquetes que se transmiten con programación orientada a objetos y transmiten el estado de los eventos que acaban de ocurrir con un tiempo menor a tres ciclos (48 ms).
- c) Los IED que reciben los mensajes GOOSE, deben actuar, abriendo interruptores, registrando datos del evento como valores de corriente tiempo de duración y transmitiendo al Gateway y al HMI la información por medio del mensaje MMS (Manufacturing Message Specification).
- d) El Gateway, transmite la información al HMI que es la Interface Hombre Maquina y a una RTU a fin de ser transmitida a un Centro de Control, para su visualización y operación por los operadores del centro de control.

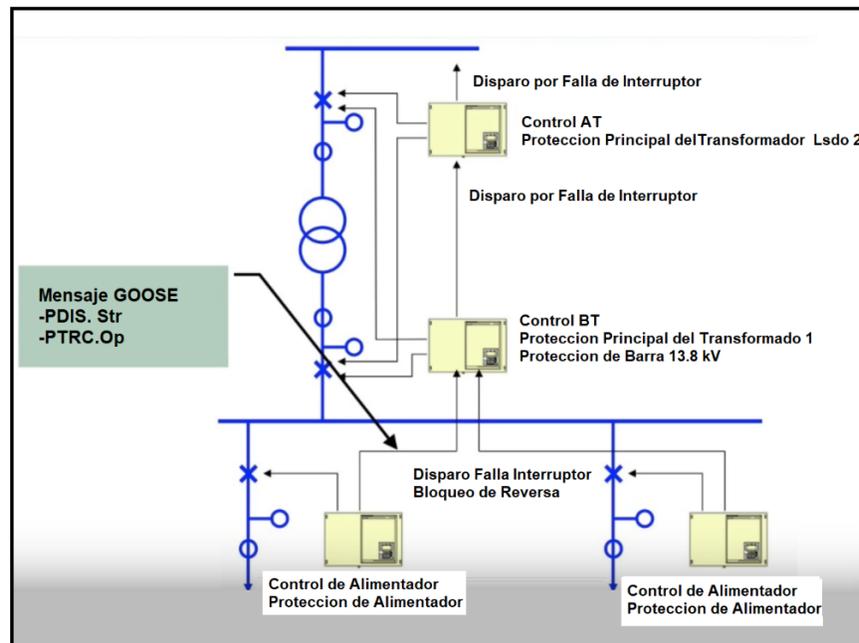


Figura N° 4-11 Mensajes GOOSE

Es decir, el modelo de datos de los mensajes Goose proporciona una estructura estandarizada para la transmisión de información en tiempo real en sistemas de automatización industrial, permitiendo la comunicación eficiente y confiable entre dispositivos.

Finalmente se puede afirmar que la estructura de datos para los mensajes Sampled Value en MMS sigue el modelo de datos de objetos y proporciona una forma común y estandarizada de representar las muestras de valores de medición en sistemas de automatización industrial.

## **CAPÍTULO V**

---

### **SIMULACION**

En este capítulo se describe el proceso de simulación empleando los datos de la red de comunicación entre relés de protección y control diseñada y utilizando el protocolo IEC 61850 en la subestación de distribución de Alto Barinas 34.5/13.8 kV. La recolección de datos fue la etapa que permitió conocer que equipos se tenían instalados en las diferentes bahías de la subestación, así como la evaluación de su capacidad para ser utilizados en la nueva red. De ellos se deprendió que los relés de protección y control en las bahías de 13.8 kV deberían ser cambiados por relés que admitirán el protocolo IEC 61850 de cualquier marca, pero que pudieran llenar los requerimientos planteados.

Los objetivos que se persigue con la simulación de la red de comunicación en la subestación de distribución diseñada con el protocolo IEC 61850, es la evaluación del funcionamiento de la comunicación, probar la configuración seleccionada y analizar la interoperabilidad de los dispositivos.

La subestación de distribución de Alto Barinas en la que se llevará a cabo la simulación, está conformada por tres bahías en nivel de tensión de 34,5 kV, Tres bahías de Transformación y Cinco bahías de 13,8 KV.

Las bahías de lado de alta tensión están conformadas cada una por interruptores Siemens, Modelo HH8 y se controlan por medio de los relés SIPROTEC modelo 7SJ62 de la empresa Siemens. Las bahías de transformación están integradas por transformadores de Potencia, dos de ellas con transformadores de 15 MVA 34.5/13.8 kV y la otra por un Transformador de 10 MVA 34.5/13.8 kV, actualmente fuera de servicio. Por otra parte, las

bahías de 13.8 kV tienen reconectores NOJA y GVR, con relés PC-15 y Panacea respectivamente, ambos modelos de relés deben ser sustituidos por relés IEC 61850. De acuerdo a la investigación y evaluando la relación precio/valor se recomienda los relés SEL 451 para las bahías de 13.8 kV.

Como metodología para la simulación, utilizaremos una versión Demo del Simulador Helinks STS versión V3.4.0.7 (TRIAL), el cual dispone de una completa librería de Ingeniería de SAS basada en IEC 61850.

Helinks STS es una poderosa herramienta de ingeniería de sistemas IEC 61850, cuyas principales características de simulación son:

- Implementa IEC 61850 Edición 1 y Edición 2
- Soporta procesos de ingeniería de arriba hacia abajo y de abajo hacia arriba.
- Centrado en la ingeniería independiente de IED de múltiples proveedores.
- Le permite realizar tareas de ingeniería complejas con un solo clic.
- Resuelva problemas detallados de SCL con el editor SCL nativo integrado.
- Las soluciones estandarizadas basadas en bibliotecas dan un impulso a la eficiencia y armonización de la ingeniería.

En la Figura 5.1 se muestra el Dashboard o menú principal del programa, que permite cubrir los requerimientos del presente diseño, permitiendo:

- Especificación del sistema utilizando Single Line y Function Editor (SSD, lista de señales, documento PDF).
- Plantillas de bahía IEC 61850
- Trabajar con archivos ICD, IID y CID
- Integración de sistema
- Comunicación vertical (informes MMS, estación y comunicación del centro de control de red)
- Comunicación horizontal (aplicaciones GOOSE)
- Creación de archivos SCD
- Documentación

Para la especificación del sistema se utiliza Single Line, donde se dibuja el circuito unifilar de la subestación, jerarquizando por niveles de voltajes, cada bahía.

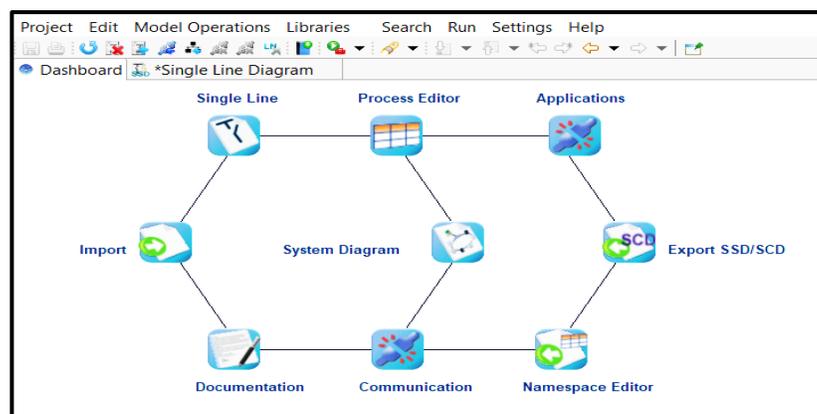


Figura N° 5-1 Dashboard o Menu Principal de Helinks STS

Dentro de las principales características, esta aplicación presenta las siguientes:

IEC 61850 (archivo SSD). Describe el sistema de la subestación y genera el archivo SCD que describe la configuración del sistema.

El simulador STS, importa y crea cualquier archivo SCL, que es el lenguaje de configuración de la subestación para proporcionar un proceso de ingeniería flexible. (ICD, IID, CID, SED, SSD, SCD).

Continuando con el menú principal, se abre la pestaña *Single Line Diagram*, para plasmar el dibujo unifilar de la subestación y posteriormente se despliega la pestaña de creación de funciones, donde a cada elemento de la bahía se le asignan funciones, y estas se asocian, en principio a IED Virtual y sus funciones de control y protección.

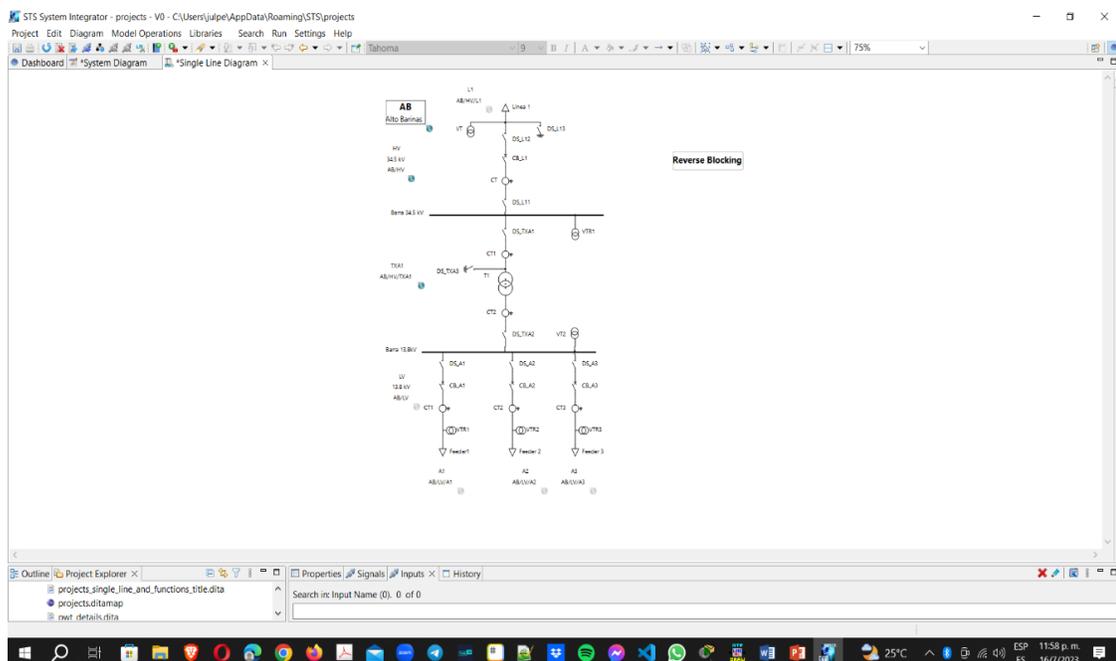


Figura N° 5-2 Diagrama Unifilar de la Subestación en Single Line

En esta parte los diagramas que se elaboran permiten ir creando los

archivos SSD (Substation System Description). Estos archivos describen el sistema de una subestación eléctrica, incluyendo los dispositivos y sus relaciones. Proporcionan información sobre la estructura lógica y física de la subestación.

Luego se procede a crear las funciones, y los IED virtuales que vinculan a cada dispositivo físico, con una función lógica y los respectivos IED, hasta este momento los relés son virtuales, Estas funciones lógicas depende de la bahía y el tipo de comunicación que se desee establecer. Se crea la relación Cliente-Servidor para clientes IEC 61850.

En esta misma fase podemos establecer el tipo de entradas que queremos que los clientes manejen, estas entras son por lo general señales analógicas, provenientes de los Transformadores de corriente y de tensión y los estados de los dispositivos físicos de apertura y cierre, todas estas son comunicaciones verticales.

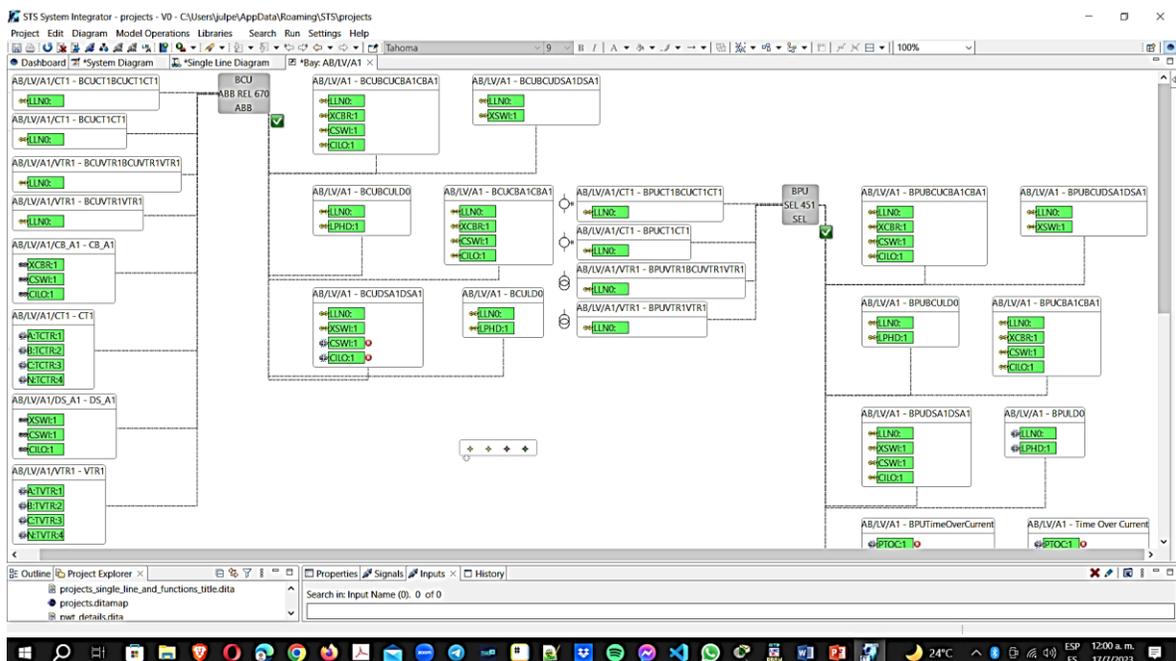


Figura N° 5-3 Diagrama de funciones y Relés en una de las bahías de 13,8 kV

También podemos establecer las comunicaciones horizontales por medio de mensajes GOOSE, que permite la comunicación entre IED.

Una vez que se tiene los relés virtuales, se pueden vincular de acuerdo a las funciones con relés comerciales y con todas las especificaciones técnicas, tal como se observa en la figura N° 5-3.

Posteriormente, se genera el Diagrama de la red de Comunicación de la subestación de acuerdo a la configuración escogida, que en este caso fue la configuración en anillo.

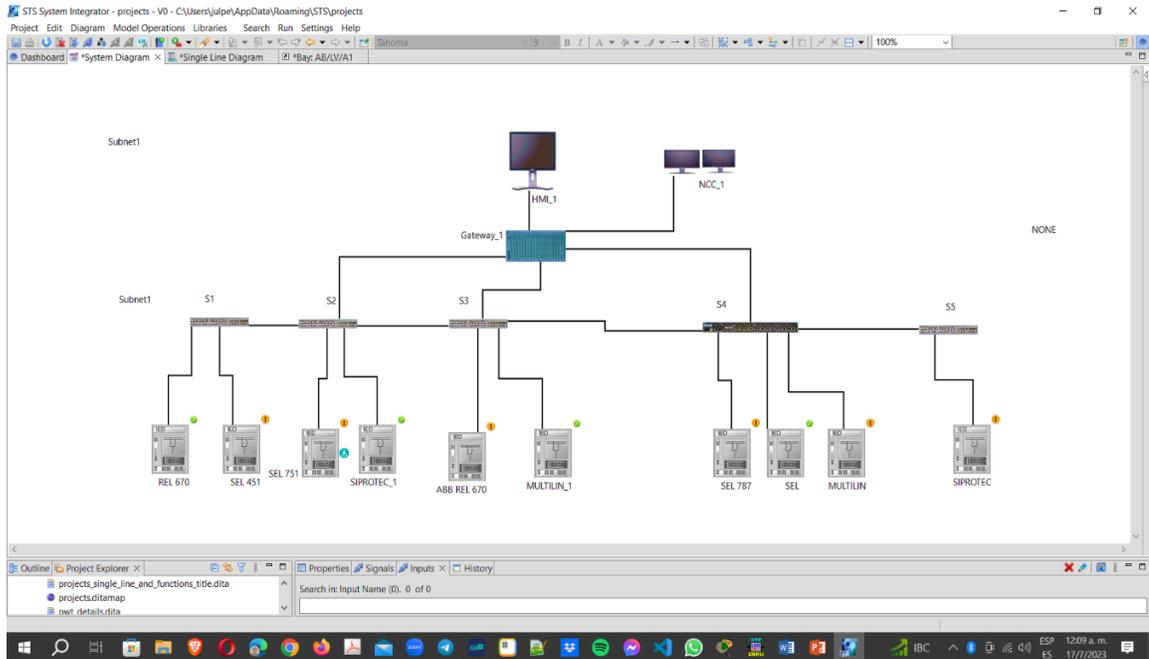


Figura N° 5-4 Diagrama del sistema de la subestación

Paso se seguido se genera el Archivo SCD, que es la Descripción de la Configuración de la Subestación, y por último se realiza la Documentación del proyecto, que el sistema simulador lo genera automáticamente, que se presenta a continuación.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

1. Se desarrolló una investigación de campo que involucro la revisión de los equipos instalados en la Subestación Alto Barinas 34.5/13.8 kV para determinar la cantidad de equipos IED instalados en la subestación, así como el nivel de actualización tecnológica de los mismos, que permitiera determinar las estrategias de diseño de la nueva Red de comunicación entre los distintos IED de la instalación.
2. Se detectó, mediante la revisión de la data, que la subestación Alto Barinas 34.5/13.8kV de la Corporación Eléctrica Nacional Corpoelec, posee un alto grado de obsolescencia en especial en los equipos de potencia y de protección y control, lo que en cierta medida obstaculiza la actualización tecnológica de la red de comunicación entre IED de protección y control.
3. Durante el desarrollo del trabajo se evidencio la carencia de una red de comunicación eficiente que permita enlazar los distintos dispositivos de protección de control entre ellos y con el centro de control, este hecho es determinante en la implantación de una red de comunicación, por lo menos en la subestación Alto Barinas 34.5/13.8 kV.
4. La ejecución de este trabajo de investigación nos permite asegurar que la adopción de una red de comunicación con el protocolo IEC 61850 puede aumentar la fiabilidad y la disponibilidad de los equipos y sistemas en la subestación, lo que se refleja en una reducción de la tasa de mal funcionamiento de los IED y en una mejora en la calidad del suministro eléctrico que se proporciona a los consumidores.

5. El avanzado estado de atraso tecnológico permite inferir que con una red de comunicación moderna y eficiente, utilizando el protocolo IEC 61850, para enlazar los distintos dispositivos de protección y control permitirá reducir las interrupción del servicio eléctrico imputables al funcionamiento errático de los IED motivado a una comunicación ineficiente, permitiendo mejorar la calidad del servicio en la zona de influencia de la subestación, como es la zona de Alto Barinas.

6. Este tipo de investigaciones, que busca la solución de problemas comunes tanto a la universidad como su entorno, permite el vuelto de la casa de estudio hacia las comunidades convirtiéndose en un factor basculante dentro de la sociedad de los estado donde la Universidad hace vida.

## **RECOMENDACIONES**

1. Para obtener una solución tecnológica viable que conlleve a una mejora en la calidad y continuidad del servicio eléctrico en el estado Barinas se recomienda que la estatal eléctrica implantar, por etapas, soluciones de este tipo en las demás subestaciones de la zona, que permita dar el salto tecnológico y mejorar la gestión del sistema eléctrico.

2. La utilización del protocolo IEC 61850 en las redes de comunicación en las subestaciones eléctrica, permitirá en un futuro un mayor nivel de integración de las instalaciones, planteando el uso de protecciones y comunicaciones bidireccionales de cara al tránsito hacia redes inteligentes (Smart Grid) y de subestaciones automatizadas y controladas desde un Centro Nacional de Control.

3. Durante el proceso de recolección de la data para esta investigación se pudo constatar la falta de conocimiento de los actores involucrados en el negocio eléctrico del Protocolo IEC 61850 y de su gran utilidad en la

automatización de redes eléctricas, que sería beneficioso que la Universidad utilice su potencial académico en la preparación del personal tanto dentro como fuera de Corpoelec en su adiestramiento.

---

**REFERENCIA BIBLIOGRAFICA**

- Arias, F. (2012). El Proyecto de Investigación, Introducción a la metodología. 6ª Edición. Editorial Episteme. Caracas, Venezuela.
- Balestrini, M. (1998). Como se elabora el Proyecto de Investigación. 2ª Edición. Servicio Editorial OBL. Caracas, Venezuela
- Comisión Electrotécnica Internacional. (2008). Standard IEC 61850. 9ª Edición. Ginebra, Suiza
- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999). Gaceta Oficial N° 36.860. Caracas, Venezuela
- Ekanayake, J., Liyanage, K. (2012). Smart Grid Technology And Applications. 1ª Edición. John Wiley & Sons Ltd. United Kingdon
- Garcia, E. (2012). Automatización de Procesos Industriales. 1ª Edición. AlfaOmega. México D.F. México.
- García, F. (2007). La Investigación Tecnológica. Limusa. México.
- Hernández, R., Fernández, C., y Baptista, P. (2010). Metodología de la Investigación. 5ª Edición. McGraw-Hill. México.
- Hurtado I. y Toro J. (2005). Paradigmas y Métodos de Investigación en Tiempos de Cambio. 5ª Edición. Editorial Episteme. Carabobo, Venezuela.
- Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE) Gaceta Oficial N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010. Caracas, Venezuela.
- McDonald, J. (2012). Electric Power Substation Engineering. Tercera Edición. CRC Taylor & Francis Group. Florida U.S.A
- Northcote-Green, J., Wilson, R. (2019). Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems. CRC Taylor & Francis Group. Florida U.S.A.
- Panchal, P., Mahesuria, G., Panchal, R., & Patel, R. (2016). *Upgradation in SCADA and PLC of existing LN2 control system for SST-1. Fusion Engineering and Design*, 1–5. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.fusengdes.2016.05.043>
- Palella, S. y Martin, F. (2012). Metodología de la Investigación Cuantitativa. Caracas: FEDUPEL.

Rodríguez, A. (2007). Sistema SCADA. 2ª Edición. Editorial Marcombo. Barcelona, España.

Tamayo y Tamayo, M. (2006). El Proceso de la Investigación Científica. 4ª Edición. Limusa S.A. México.

**ANEXOS**



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES  
"EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA DE CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA INFORMÁTICA



SOLICITUD DE VALIDACIÓN

Barinas, 14 de Julio del 2023.

Ciudadano(a)

Maikel Ortiz

Presente. -

Tenemos a bien dirigirnos a usted, en la oportunidad de solicitar su valiosa colaboración en cuanto a la validación del instrumento **Cuestionario**, que será utilizado para recabar la información requerida en la elaboración del Informe final del Trabajo de Grado Titulado: **DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**, presentado por los Brs. Cuauo Galue, Pedro Luis, C.I. V-28.421.031 y Perdomo Neira, Andrés Felipe, C.I. V- 28.164.082, como requisito de Grado para optar al Título de Ingeniero en Informática.

La validación podrá realizarla basándose en los siguientes criterios: Congruencia entre los objetivos e ítems, suficiencia de ítems, secuencia lógica y clara formulación de los mismos.

Anexo se le entrega la Operacionalización de Variables, Objetivos, Instrumento, Tabla de Validación y la Constancia de Validación.

Atentamente.

Perdomo Andrés

Br. Perdomo N. Andrés F.  
C.I 28.164.082

Cuauo Pedro L.

Br. Cuauo G. Pedro L.  
C.I. 28.421.031



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES  
"EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA DE CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA INFORMÁTICA



### CONSTANCIA DE VALIDACIÓN

Quien suscribe, Maikel Ortiz titular de la Cédula de Identidad N.º 20240588, Especialista en el área de Ingeniería de sistemas, hace constar por medio de la presente, que luego de leer, analizar e interpretar el instrumento de recolección de información elaborado para dar cumplimiento a los objetivos de la investigación Titulada **DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**, que está siendo desarrollada por los Brs. Cuauro Galue, Pedro Luis C.I. V-28.421.031 y Perdomo Neira, Andrés Felipe C.I. V- 28.164.082, como requisito de grado para optar al Título de Ingeniero en Informática, considero que el mismo reúne las condiciones necesarias en cuanto a: Secuencia de ítems, indicadores y formulación de los ítems con relación a los objetivos y las variables de estudio.

En consecuencia, dicho instrumento es válido para los fines previamente establecidos.

Barinas, 15 de Julio del 2023.

C.I. 20240588

Maikel Ortiz  
Firma del validador.

**TABLA DE VALIDACIÓN**  
**FORMATO PARA VALIDAR EL INSTRUMENTO A TRAVÉS DEL CRITERIO DE**  
**JUICIO DE EXPERTOS**

Escala: Deficiente: 1 Regular: 2 Aceptado: 3

ITEMS	CONGRUENCIA ITEMS/OBJETIVOS	SUFICIENCIA DE ITEMS	SECUENCIA LÓGICA DE ITEMS	CLARA FORMULACIÓN DEL ÍTEM	OBSERVACIÓN
1				x	
2				x	
3				x	
4				x	
5				x	
6				x	
7				x	
8				x	
9				x	

Firma del validador:

Mukul Otre

C.I. 20140588

OBSERVACIONES DEL DOCENTE VALIDADOR:

---



---



---



---

---

## Objetivos de la Investigación

### Objetivo General

Diseñar una red de comunicación para enlazar los diferentes Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV, basada en el protocolo de la Norma IEC 61850, a fin de reducir su tasa de falla.

### Objetivos Específicos

- Conocer la cantidad y tipos de Dispositivos Electrónicos Inteligente instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV.
- Clasificar las distintas tecnologías y protocolos utilizados en los dispositivos de control y protección (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas.
- Diseñar una red de comunicación entre los distintos dispositivos electrónicos de protección y control de la subestación Alto Barinas que permita una operatividad eficiente, utilizando los protocolos establecidos en la Norma IEC 61850.
- Evaluar la operatividad de la red de comunicación diseñada, mediante una simulación con la utilización de un Software especializado.

IDENTIFICACION DE VARIABLES	DEFINICION CONCEPTUAL	DIMENSION	INDICADOR	ITEM
<b>VARIABLE INDEPENDIENTE</b> Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) instalados en la Subestación Altos Barinas 34.5/13.8Kv	Dispositivo utilizado en la industria de potencia eléctrica en la industria de control y protección de subestaciones eléctricas, que permite la monitorización y control remoto de los equipos eléctricos y la comunicación con otros dispositivos de la red.	IED Protección IED Control IED Medición	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Número de dispositivos IED instalados.</li> <li>• Funcionalidad de los dispositivos IED.</li> <li>• Interconexión de los dispositivos IED.</li> <li>• Fiabilidad de los dispositivos IED</li> </ul>	1  2  3  4
<b>VARIABLE DEPENDIENTE</b> Red de Comunicación de los IED de Protección y Control	Es un conjunto de dispositivos interconectados que se utilizan para transmitir información entre ellos, éstas pueden ser cableadas o inalámbricas y utilizan diferentes protocolos de comunicación para garantizar una transmisión segura y eficiente de los datos.	Arquitectura del Sistema Diagrama de conexión física Diagrama de relaciones lógicas Lista de Puntos Dibujos Lógicos Comunicación en Serie Fibra Óptica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Número de dispositivos conectados a la red.</li> <li>• Velocidad de transmisión de datos.</li> <li>• Fiabilidad de la conexión</li> </ul>	5  6 - 7  8 - 9
<b>VARIABLE INTERVINIENTE</b> Protocolo IEC 61850	Estándar internacional que define la comunicación entre dispositivos electrónicos inteligentes en sistemas de subestaciones eléctricas. También define un modelo de datos común para la representación de la información en los sistemas eléctricos, lo que facilita la integración de diferentes equipos y sistemas de diferentes fabricantes.			

**Cuestionario:**

**CUESTIONARIO PARA EL LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN PARA EL  
DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE  
CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO  
BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**

**ITEMS**

1. ¿Tiene la Subestación Alto Barinas 34?5/13.8 kV, instalados Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED)?

SI	<input type="checkbox"/>
NO	<input type="checkbox"/>

**Indicador: Número de dispositivos IED instalados**

2. ¿Cuál es la funcionalidad que tienen los IED y qué cantidad por tipo están instalados en la subestación Alto Barinas 34?5/13.8 kV

TIPO	CANTIDAD
Protección	<input type="text"/>
Medición	<input type="text"/>
Control	<input type="text"/>

**Indicador: Funcionalidad de los dispositivos IED.**

3. ¿Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas 34?5/13.8 kV se encuentran interconectados entre ellos formando una red de comunicación?

SI	<input type="checkbox"/>
NO	<input type="checkbox"/>

En caso de que su respuesta sea "NO", especifique la razón

---



---



---

**Indicador: Interconexión de los dispositivos IED.**

4. ¿Cuál es la tasa de falla o errores en los IED utilizados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13.8 kV?

Alta	Superior a 5% del total de fallas ocurridas en la Red	
Media		
Baja	Menor al 1% del total de fallas ocurridas en la Red	

**Indicador: Fiabilidad de los dispositivos IED**

5. La red de comunicación de la subestación Alto Barinas 34,5/13.8 kV, cuenta con los siguientes elementos: (indique tipo y cantidad)

TIPO	CANTIDAD
IED	
Router	
Swicth	
RTU	
Servidores	

**Indicador: Número de dispositivos conectados a la red**

6. ¿Tiene conocimiento del volumen de datos que se pueden transmitir actualmente en la red de comunicación de la Subestación Alto Barinas 34,5/13.8 kV?

SI	
NO	

**Indicador: Velocidad de transmisión de datos.**

7. En caso de que su respuesta sea afirmativa a la anterior pregunta, ¿cuál es la tasa de transmisión?

\_\_\_\_\_

**Indicador: Velocidad de transmisión de datos.**

8. ¿Hay pérdida de paquetes de datos en la red de comunicación de la subestación?

SI	
NO	

En caso de que su respuesta sea "SI", especifique las razones por las cuales se da la pérdida.

---

---

---

**Indicador: Fiabilidad de la conexión**

9. En caso de que su respuesta sea afirmativa a la anterior pregunta, ¿cuál es la tasa de pérdida de transmisión de datos?

---

**Indicador: Fiabilidad de la conexión**



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES  
"EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA DE CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA INFORMÁTICA



**SOLICITUD DE VALIDACIÓN**

Barinas, 14 de Julio del 2023.

**Ciudadano(a)**

**Presente. -**

Tenemos a bien dirigirnos a usted, en la oportunidad de solicitar su valiosa colaboración en cuanto a la validación del instrumento **Cuestionario**, que será utilizado para recabar la información requerida en la elaboración del Informe final del Trabajo de Grado Titulado: **DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**, presentado por los Brs. Cuauro Galue, Pedro Luis, C.I. V- 28.421.031 y Perdomo Neira, Andrés Felipe, C.I. V- 28.164.082, como requisito de Grado para optar al Título de Ingeniero en Informática.

La validación podrá realizarla basándose en los siguientes criterios: Congruencia entre los objetivos e ítems, suficiencia de ítems, secuencia lógica y clara formulación de los mismos.

Anexo se le entrega la Operacionalización de Variables, Objetivos, Instrumento, Tabla de Validación y la Constancia de Validación.

Atentamente.

Br. Perdomo N. Andrés F.  
C.I. 28.164.082

Br. Cuauro G. Pedro L.  
C.I. 28.421.031



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES  
"EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA DE CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA INFORMÁTICA



#### CONSTANCIA DE VALIDACIÓN

Quien suscribe, GISMA SARDUVAL titular de la Cédula de Identidad N.º 16391136, Especialista en el área de METODOLOGIA, hace constar por medio de la presente, que luego de leer, analizar e interpretar el instrumento de recolección de información elaborado para dar cumplimiento a los objetivos de la investigación Titulada **DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**, que está siendo desarrollada por los Brs. Cuauro Galue, Pedro Luis C.I. V-28.421.031 y Perdomo Neira, Andrés Felipe C.I. V- 28.164.082, como requisito de grado para optar al Título de Ingeniero en Informática, considero que el mismo reúne las condiciones necesarias en cuanto a: Secuencia de ítems, indicadores y formulación de los ítems con relación a los objetivos y las variables de estudio.

En consecuencia, dicho instrumento es válido para los fines previamente establecidos.

Barinas, 30 de JULIO del 2023.

C.I. 16391136

[Firma]  
Firma del validador.

**TABLA DE VALIDACIÓN**  
**FORMATO PARA VALIDAR EL INSTRUMENTO A TRAVÉS DEL CRITERIO DE**  
**JUICIO DE EXPERTOS**

Escala: Deficiente: 1 Regular: 2 Aceptado: 3

ITEMS	CONGRUENCIA ITEMS/OBJETIVOS	SUFICIENCIA DE ITEMS	SECUENCIA LÓGICA DE ITEMS	CLARA FORMULACIÓN DEL ÍTEM	OBSERVACIÓN
1	3	3	3	3	
2	3	3	3	3	
3	3	3	3	3	
4	3	3	3	3	
5	3	3	3	3	
6	3	3	3	3	
7	3	3	3	3	
8	3	3	3	3	
9	3	3	3	3	

Firma del validador:

  
 C.I. 16391176

OBSERVACIONES DEL DOCENTE VALIDADOR:

---



---



---



---

## **Objetivos de la Investigación**

### **Objetivo General**

Diseñar una red de comunicación para enlazar los diferentes Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV, basada en el protocolo de la Norma IEC 61850, a fin de reducir su tasa de falla.

### **Objetivos Específicos**

- Conocer la cantidad y tipos de Dispositivos Electrónicos Inteligente instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV.
- Clasificar las distintas tecnologías y protocolos utilizados en los dispositivos de control y protección (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas.
- Diseñar una red de comunicación entre los distintos dispositivos electrónicos de protección y control de la subestación Alto Barinas que permita una operatividad eficiente, utilizando los protocolos establecidos en la Norma IEC 61850.
- Evaluar la operatividad de la red de comunicación diseñada, mediante una simulación con la utilización de un Software especializado.

IDENTIFICACION DE VARIABLES	DEFINICION CONCEPTUAL	DIMENSION	INDICADOR	ITEM
<b>VARIABLE INDEPENDIENTE</b> Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) instalados en la Subestación Altos Barras 34,5/13,8Kv	Dispositivo utilizado en la industria de potencia eléctrica en sistemas de control y protección de subestaciones eléctricas, que permite la monitorización y control remoto de los equipos eléctricos y la comunicación con otros dispositivos de la red.	IED Protección IED Control IED Medición	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Número de dispositivos IED instalados.</li> <li>• Funcionalidad de los dispositivos IED.</li> <li>• Interconexión de los dispositivos IED.</li> <li>• Fiabilidad de los dispositivos IED</li> </ul>	1  2  3  4
<b>VARIABLE DEPENDIENTE</b> Red de Comunicación de los IED de Protección y Control	Es un conjunto de dispositivos interconectados que se utilizan para transmitir información entre ellos, éstas pueden ser cableadas o inalámbricas y utilizan diferentes protocolos de comunicación para garantizar una transmisión segura y eficiente de los datos.	Arquitectura del Sistema Diagrama de conexión física Diagrama de relaciones lógicas Lista de Puntos Dibujos Lógicos Comunicación en Serie Fibra Óptica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Número de dispositivos conectados a la red.</li> <li>• Velocidad de transmisión de datos.</li> <li>• Fiabilidad de la conexión</li> </ul>	5  6 - 7  8 - 9
<b>VARIABLE INTERVINIENTE</b> Protocolo IEC 61850	Estándar internacional que define la comunicación entre dispositivos electrónicos inteligentes en sistemas de subestaciones eléctricas. También define un modelo de datos común para la representación de la información en los sistemas eléctricos, lo que facilita la integración de diferentes equipos y sistemas de diferentes fabricantes.			

**Cuestionario:**

**CUESTIONARIO PARA EL LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN PARA EL  
DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE  
CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO  
BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**

**ITEMS**

1. ¿Tiene la Subestación Alto Barinas 34?5/13.8 kV, instalados Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED)?

SI	
NO	

**Indicador: Número de dispositivos IED instalados**

2. ¿Cuál es la funcionalidad que tienen los IED y qué cantidad por tipo están instalados en la subestación Alto Barinas 34?5/13.8 kV

TIPO	CANTIDAD
Protección	
Medición	
Control	

**Indicador: Funcionalidad de los dispositivos IED.**

3. ¿Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas 34?5/13.8 kV se encuentran interconectados entre ellos formando una red de comunicación?

SI	
NO	

En caso de que su respuesta sea "NO", especifique la razón

---



---



---

**Indicador: Interconexión de los dispositivos IED.**

4. ¿Cuál es la tasa de falla o errores en los IED utilizados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13.8 kV?

Alta	Superior a 5% del total de fallas ocurridas en la Red	
Media		
Baja	Menor al 1% del total de fallas ocurridas en la Red	

**Indicador: Fiabilidad de los dispositivos IED**

5. La red de comunicación de la subestación Alto Barinas 34,5/13.8 kV, cuenta con los siguientes elementos: (indique tipo y cantidad)

TIPO	CANTIDAD
IED	
Router	
Switc	
RTU	
Servidores	

**Indicador: Número de dispositivos conectados a la red**

6. ¿Tiene conocimiento del volumen de datos que se pueden transmitir actualmente en la red de comunicación de la Subestación Alto Barinas 34,5/13.8 kV?

SI	
NO	

**Indicador: Velocidad de transmisión de datos.**

7. En caso de que su respuesta sea afirmativa a la anterior pregunta, ¿cuál es la tasa de transmisión?

\_\_\_\_\_

**Indicador: Velocidad de transmisión de datos.**

- 
8. ¿Hay pérdida de paquetes de datos en la red de comunicación de la subestación?

SI	
NO	

En caso de que su respuesta sea "SI", especifique las razones por las cuales se da la pérdida.

---

---

---

**Indicador: Fiabilidad de la conexión**

9. En caso de que su respuesta sea afirmativa a la anterior pregunta, ¿cuál es la tasa de pérdida de transmisión de datos?

---

**Indicador: Fiabilidad de la conexión**



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES  
"EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA DE CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA INFORMÁTICA



**SOLICITUD DE VALIDACIÓN**

Barinas, 14 de Julio del 2023.

**Ciudadano(a)**

**Presente. -**

Tenemos a bien dirigirnos a usted, en la oportunidad de solicitar su valiosa colaboración en cuanto a la validación del instrumento **Cuestionario**, que será utilizado para recabar la información requerida en la elaboración del Informe final del Trabajo de Grado Titulado: **DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**, presentado por los Brs. Cuauro Galue, Pedro Luis, C.I. V-28.421.031 y Perdomo Neira, Andrés Felipe, C.I. V-28.164.082, como requisito de Grado para optar al Título de Ingeniero en Informática.

La validación podrá realizarla basándose en los siguientes criterios: Congruencia entre los objetivos e ítems, suficiencia de ítems, secuencia lógica y clara formulación de los mismos.

Anexo se le entrega la Operacionalización de Variables, Objetivos, Instrumento, Tabla de Validación y la Constancia de Validación.

Atentamente.

Br. Perdomo N. Andrés F.  
C.I. 28.164.082

Br. Cuauro G. Pedro L.  
C.I. 28.421.031



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES  
"EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA DE CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA INFORMÁTICA



### CONSTANCIA DE VALIDACIÓN

Quien suscribe, Cesar Valero titular  
de la Cédula de Identidad N.º 12.329.777, Especialista en el área de  
Informática, hace constar por medio de la presente,  
que luego de leer, analizar e interpretar el instrumento de recolección de  
información elaborado para dar cumplimiento a los objetivos de la investigación  
Titulada **DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS  
DISPOSITIVOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA  
SUBESTACION ALTO BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA  
NORMA IEC 61850**, que está siendo desarrollada por los Brs. Cuauro Galue,  
Pedro Luis C.I. V-28.421.031 y Perdomo Neira, Andrés Felipe C.I. V- 28.164.082,  
como requisito de grado para optar al Título de Ingeniero en Informática, considero  
que el mismo reúne las condiciones necesarias en cuanto a: Secuencia de ítems,  
indicadores y formulación de los ítems con relación a los objetivos y las variables  
de estudio.

En consecuencia, dicho instrumento es válido para los fines previamente  
establecidos.

Barinas, 30 de Junio del 2023.

C.I. 12.329.777

Cesar Valero  
Firma del validador.

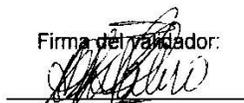
**TABLA DE VALIDACIÓN**

**FORMATO PARA VALIDAR EL INSTRUMENTO A TRAVÉS DEL CRITERIO DE JUICIO DE EXPERTOS**

Escala: Deficiente: 1 Regular: 2 Aceptado: 3

ITEMS	CONGRUENCIA ITEMS/OBJETIVOS	SUFICIENCIA DE ITEMS	SECUENCIA LÓGICA DE ITEMS	CLARA FORMULACIÓN DEL ÍTEM	OBSERVACIÓN
1	3	3	3	3	
2	3	3	3	3	
3	3	3	3	3	
4	3	3	3	3	
5	3	3	3	3	
6	3	3	3	3	
7	3	3	3	3	
8	3	3	3	3	
9	3	3	3	3	

Firma del validador:

  
C.I. 12329494

OBSERVACIONES DEL DOCENTE VALIDADOR:

---



---



---



---

---

## **Objetivos de la Investigación**

### **Objetivo General**

Diseñar una red de comunicación para enlazar los diferentes Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV, basada en el protocolo de la Norma IEC 61850, a fin de reducir su tasa de falla.

### **Objetivos Específicos**

- Conocer la cantidad y tipos de Dispositivos Electrónicos Inteligente instalados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13,8 kV.
- Clasificar las distintas tecnologías y protocolos utilizados en los dispositivos de control y protección (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas.
- Diseñar una red de comunicación entre los distintos dispositivos electrónicos de protección y control de la subestación Alto Barinas que permita una operatividad eficiente, utilizando los protocolos establecidos en la Norma IEC 61850.
- Evaluar la operatividad de la red de comunicación diseñada, mediante una simulación con la utilización de un Software especializado.

IDENTIFICACION DE VARIABLES	DEFINICION CONCEPTUAL	DIMENSION	INDICADOR	ITEM
<b>VARIABLE INDEPENDIENTE</b> Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) instalados en la Subestación Altos Barinas 34,5/13,8Kv	Dispositivo utilizado en la industria de potencia eléctrica en sistemas de control y protección de subestaciones eléctricas, que permite la monitorización y control remoto de los equipos eléctricos y la comunicación con otros dispositivos de la red.	IED Protección IED Control IED Medición	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Número de dispositivos IED instalados.</li> <li>• Funcionalidad de los dispositivos IED.</li> <li>• Interconexión de los dispositivos IED.</li> <li>• Fiabilidad de los dispositivos IED</li> </ul>	1  2  3  4
<b>VARIABLE DEPENDIENTE</b> Red de Comunicación de los IED de Protección y Control	Es un conjunto de dispositivos interconectados que se utilizan para transmitir información entre ellos, éstas pueden ser cableadas o inalámbricas y utilizan diferentes protocolos de comunicación para garantizar una transmisión segura y eficiente de los datos.	Arquitectura del Sistema Diagrama de conexión física Diagrama de relaciones lógicas Lista de Puntos Dibujos Lógicos Comunicación en Serie Fibra Óptica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Número de dispositivos conectados a la red.</li> <li>• Velocidad de transmisión de datos.</li> <li>• Fiabilidad de la conexión</li> </ul>	5  6 - 7  8 - 9
<b>VARIABLE INTERVINIENTE</b> Protocolo IEC 61850	Estándar internacional que define la comunicación entre dispositivos electrónicos inteligentes en sistemas de subestaciones eléctricas. También define un modelo de datos común para la representación de la información en los sistemas eléctricos, lo que facilita la integración de diferentes equipos y sistemas de diferentes fabricantes.			

**Cuestionario:**

**CUESTIONARIO PARA EL LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN PARA EL  
DISEÑO DE UNA RED DE COMUNICACIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE  
CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LA SUBESTACION ALTO  
BARINAS, BASADOS EN EL PROTOCOLO DE LA NORMA IEC 61850**

**ITEMS**

1. ¿Tiene la Subestación Alto Barinas 3475/13.8 kV, instalados Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED)?

SI	
NO	

**Indicador: Número de dispositivos IED instalados**

2. ¿Cuál es la funcionalidad que tienen los IED y qué cantidad por tipo están instalados en la subestación Alto Barinas 3475/13.8 kV

TIPO	CANTIDAD
Protección	
Medición	
Control	

**Indicador: Funcionalidad de los dispositivos IED.**

3. ¿Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) instalados en la Subestación Alto Barinas 3475/13.8 kV se encuentran interconectados entre ellos formando una red de comunicación?

SI	
NO	

En caso de que su respuesta sea "NO", especifique la razón

---



---



---

**Indicador: Interconexión de los dispositivos IED.**

4. ¿Cuál es la tasa de falla o errores en los IED utilizados en la Subestación Alto Barinas 34,5/13.8 kV?

Alta	Superior a 5% del total de fallas ocurridas en la Red	
Media		
Baja	Menor al 1% del total de fallas ocurridas en la Red	

**Indicador: Fiabilidad de los dispositivos IED**

5. La red de comunicación de la subestación Alto Barinas 34,5/13.8 kV, cuenta con los siguientes elementos: (indique tipo y cantidad)

TIPO	CANTIDAD
IED	
Router	
Swicth	
RTU	
Servidores	

**Indicador: Número de dispositivos conectados a la red**

6. ¿Tiene conocimiento del volumen de datos que se pueden transmitir actualmente en la red de comunicación de la Subestación Alto Barinas 34,5/13.8 kV?

SI	
NO	

**Indicador: Velocidad de transmisión de datos.**

7. En caso de que su respuesta sea afirmativa a la anterior pregunta, ¿cuál es la tasa de transmisión?

\_\_\_\_\_

**Indicador: Velocidad de transmisión de datos.**

- 
8. ¿Hay pérdida de paquetes de datos en la red de comunicación de la subestación?

SI	
NO	

En caso de que su respuesta sea "SI", especifique las razones por las cuales se da la pérdida.

---

---

---

**Indicador:** Fiabilidad de la conexión

9. En caso de que su respuesta sea afirmativa a la anterior pregunta, ¿cuál es la tasa de pérdida de transmisión de datos?

---

**Indicador:** Fiabilidad de la conexión